



АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ

**ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ**
за период 2023-2032.

Београд, јун 2023. год.

САДРЖАЈ

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА.....	6
СКРАЋЕНИЦЕ.....	15
КОДОВИ ДРЖАВА	20
РЕЗИМЕ	21
1. НАЦИОНАЛНИ, РЕГИОНАЛНИ И ЕВРОПСКИ АСПЕКТ ПЛАНА РАЗВОЈА.....	24
1.1. НАЦИОНАЛНИ АСПЕКТ.....	24
1.2. ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ ПЛАНИРАЊА.....	26
1.3. СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА	29
2. ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	30
2.1. ХАРМОНИЗАЦИЈА РАЗВОЈА СИСТЕМА ОПС И ОДС	32
3. МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА.....	33
3.1. РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ.....	33
3.2. ТЕХНИЧКИ КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ.....	34
3.3. ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА СИСТЕМА	35
3.4. ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ.....	36
3.5. УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ	37
4. СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ И ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	38
4.1. ПРЕГЛЕД ПОСТОЈЕЋИХ ЕЛЕМЕНАТА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	38
4.2. КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ).....	39
4.2.1. Кључни параметри система (KPI параметри) за далеководе у 2021. години	40
4.2.2. Кључни параметри система (KPI параметри) за постројења у 2021. години	42
4.3. РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ	43
4.3.1. Радови на далеководима и кабловима ЕМС АД	43
4.3.2. Радови на високонапонским постројењима	44
4.4. ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА	46
4.5. НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	48
4.6. ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА НЕОДГОВАРАЈУЋИХ ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА ОДС	51
4.7. ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ НА ОСНОВУ АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ И ОПЕРАТИВНОГ РАДА	55
4.8. ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ ВЕЗАНИ ЗА ПОДГРАЂЕНОСТ ДАЛЕКОВОДА ЕМС АД	57
4.9. ТРЕНУТНО ИСКОРИШЋЕЊЕ ИНТЕРКОНЕКТИВНИХ КАПАЦИТЕТА	59
5. РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ И АНАЛИЗЕ.....	61
5.1. СТУДИЈА ИЗВОДЉИВОСТИ СА ПРОЦЕНОМ УТИЦАЈА НА ЖИВОТНУ СРЕДИНУ И ДРУШТВО ЗА ПРОЈЕКАТ СЕВЕРНИ КОРИДОР (NORTH CSE CORRIDOR)	61

5.2.	БИЛАТЕРАЛНА СТУДИЈА ЗА ПРОЈЕКАТ НОВОГ 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВНОГ ДАЛЕКОВОДА ИЗМЕЂУ СРБИЈЕ И БУГАРСКЕ	62
5.3.	БИЛАТЕРАЛНА СТУДИЈА ЗА ПРОЈЕКАТ НОВОГ 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВНОГ ДАЛЕКОВОДА ИЗМЕЂУ СРБИЈЕ И МАЂАРСКЕ	63
6.	ИДЕНТИФИКАЦИЈА СИСТЕМСКИХ ПОТРЕБА У ОКВИРУ TUNDR ENTSO-E АСОЦИЈАЦИЈЕ.	64
7.	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ И СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕЕС	67
7.1.	ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ	67
7.2.	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ	67
8.	МРЕЖНО МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА	70
8.1.	МРЕЖНИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ	70
8.2.	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ	71
8.3.	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2027. ГОДИНУ	74
8.4.	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2032. ГОДИНУ	78
9.	ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ	82
9.1.	АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ	82
9.2.	ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА	83
9.3.	АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ И ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	84
9.4.	АНАЛИЗА ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ	88
10.	ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	89
10.1.	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	90
10.1.1.	Пројекти развоја преносне мреже (интерконеције)	93
10.1.2.	Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа)	93
10.1.3.	Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже)	93
10.2.	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	97
10.2.1.	ДП Ниш	98
10.2.2.	ДП Краљево	98
10.2.3.	ДП Крагујевац	99
10.2.4.	ДП Београд	99
10.2.5.	ДП Нови Сад	99
10.3.	ЛИСТА НОВИХ ПРОЈЕКТА У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	100
10.4.	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	101
10.4.1.	Пројекти развоја преносне мреже (интерконеције)	103
10.4.2.	Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа)	103
10.4.3.	Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже)	104
10.5.	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА КОЈИ УКЉУЧУЈУ ОБЈЕКТЕ ОДС	106
10.5.1.	ДП Ниш	106
10.5.2.	ДП Краљево	106
10.5.3.	ДП Крагујевац	107
10.5.4.	ДП Београд	107
10.5.5.	ДП Нови Сад	108
10.6.	ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	108

10.7.	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ.....	108
10.7.1.	Термоелектране (ТЕ) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	109
10.7.2.	Хидроелектране (ХЕ) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	109
10.7.3.	Ветроелектране (ВЕ) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	109
10.7.4.	Хибридне електране - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	110
10.7.5.	Соларне електране (СЕ) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	110
10.7.6.	Купац - Произвођач - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	110
10.7.7.	Објекти КПС - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	110
10.7.8.	Термоелектране (ТЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	111
10.7.9.	Хидроелектране (ХЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	111
10.7.10.	Ветроелектране (ВЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	111
10.7.11.	Хибридне електране - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	112
10.7.12.	Соларне електране (СЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	112
10.7.13.	Објекти КПС - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	113
10.8.	ПРОЈЕКТИ ЕМС АД ПРИСУТНИ У ПАН-ЕВРОПСКОМ ПЛАНУ РАЗВОЈА (TYNDP).....	116
10.8.1.	Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије	116
10.8.2.	Пројекат Северни коридор	117
10.8.3.	Пројекат Централно-балкански коридор.....	118
10.8.4.	Панонски коридор за пренос електричне енергије	119
10.8.5.	Нови интерконективни вод између Србије и Хрватске	120
10.9.	РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/Х kV	121
10.10.	ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	122
10.11.	УСКЛАЂЕНОСТ ПЛАНА РАЗВОЈА И ПРОГРАМА ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ	123
10.12.	ПРИОРИТИЗАЦИЈА ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ.....	126
10.12.1.	Фактор стања објекта – F1.....	128
10.12.2.	Фактор системске важности објекта – F2.....	129
10.12.3.	Компанијски фактор – F3.....	130
10.12.4.	Скор фактора пројекта – SF	131
10.12.5.	Коефицијент финансијске реализације – FR.....	131
10.12.6.	Финални скор фактора пројекта – FSF	131
11.	ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА.....	133
11.1.	АУТОМАТСКА РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА	133
11.2.	ПРОШИРЕЊЕ WAMS СИСТЕМА	133

11.3.	ДАЉИНСКИ ПРИСТУП УРЕЂАЈИМА РЗУ	134
11.4.	ПРАЋЕЊЕ ТЕМПЕРАТУРЕ НА ДВ	134
11.5.	DYNAMIC LINE RATING (DLR)	134
11.6.	МОНИТОРИНГ КАБЛОВСКИХ ВОДОВА	136
11.7.	РЕШЕЊА У НАПАЈАЊУ СОПСТВЕНЕ ПОТРОШЊЕ	137
11.8.	ПРИМЕНА ДИГИТАЛНИХ ТЕХНОЛОГИЈА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	137
11.8.1.	Студија изводљивости за дигитализацију	138
11.8.2.	Реконструкција РП 110kV Панчево 1 уз примену савремених дигиталних технологија 138	
11.8.3.	АСЕТ КОНТРОЛНИ ЦЕНТАР 24/7	139
11.8.4.	Студија изводљивости реконструкције ТС Београд 17 коришћењем дигиталних технологија	140
11.9.	СНИМАЊЕ ДАЛЕКОВОДА ИЗ ВАЗДУХА	140
12.	ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА.....	141
12.1.	ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА	141
12.2.	КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ	144
12.3.	СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА	144
12.4.	УНАПРЕЂЕЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА.....	146
12.5.	ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА	150
13.	ЛИТЕРАТУРА	151
ДОДАЦИ.....		153

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА

Индекс коришћених слика:

Сл. 1.1: Оквир за формирање сценарија за TYNDP 2022	29
Сл. 2.1: Балансирање потреба производње и потрошње	31
Сл. 3.1: Заштита животне средине у свим фазама реализације пројекта	36
Сл. 3.2 Правци унапређења заштите животне средине од стране ЕМС АД	37
Сл. 4.1: <i>KPI</i> за ДВ и ТС у периоду од 2012. до 2021. са прогнозом за 2022. годину	39
Сл. 4.2: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за далеководе по годинама	40
Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km]	41
Сл. 4.4: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km]	41
Сл. 4.5: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад постројења по годинама.....	42
Сл. 6.1 Идентификоване системске потребе за 2030. годину [MW]	65
Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2022. до 2037. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2021. године	68
Сл. 7.2: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2022. до 2037. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2021. године.....	69
Сл. 10.1: Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије	117
Сл. 10.2: Северни коридор	118
Сл. 10.3: Централно-балкански коридор.....	119
Сл. 10.4: Панонски коридор за пренос електричне енергије	120
Сл. 11.1 Резултати пилот пројекта на ДВ 147/2 за зимски период 2020/2021	135
Сл. 11.2 Резултати пилот пројекта на ДВ 147/2 за мај и јун 2021.....	136
Сл. 11.3 Пример архитектуре система.....	138
Сл. 12.1: Мрежа OPGW и SDH/DWDM система.....	143

Индекс коришћених табела:

Таб. 4.1: Високотиснапонски водови у власништву ЕМС АД 31.12.2021.....	38
Таб. 4.2: Капацитети постројења по погонима ЕМС АД 31.12.2021.	38

Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних постојећих ТС 110/x kV.....	46
Таб. 4.4: Преглед радијално напајаних будућих ТС 110/x kV	48
Таб. 4.5 Трајање превисоких напона у 2021. години за критична мерна места 400 kV. 49	
Таб. 4.6 Трајање превисоких напона у 2021. години за критична мерна места 220 kV. 49	
Таб. 4.7 Трајање превисоких напона у 2021. години за критична мерна места 110 kV. 50	
Таб. 4.8: Трајање прениских напона у 2021. години за критична мерна места 110 kV . 51	
Таб. 4.9: Елементи у објектима ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система	52
Таб. 4.10: Елементи који недостају у објектима ОДС, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система	53
Таб. 4.11 Проблеми виђени при N-1 анализи топологије мреже из 2021. године	56
Таб. 4.12 Листа подграђених далековада у преносном систему ЕМС АД	57
Таб. 4.13 Далеководи смањене пропусне моћи у преносном систему ЕМС АД	59
Таб. 4.14 Средњи месечни износи NTC-а за смер улаза у Србију у 2021. (у MW)	59
Таб. 4.15 Средњи месечни износи NTC-а за смер излаза из Србије у 2021. (у MW)	60
Таб. 4.16 Термички капацитети интерконективних далековада по границама	60
Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2027. годину	69
Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2032. годину	69
Таб. 8.1: Ангажовање генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже.....	72
Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање	73
Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2027. годину 75	
Таб. 8.4: Снага дистрибуираних капацитета у мрежним моделима за 2027. годину.....	77
Таб. 8.5: Тотали моделованих земаља за 2027. годину	77
Таб. 8.6: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2032. годину 79	
Таб. 8.7: Снага дистрибуираних капацитета у мрежним моделима за 2032. годину.....	81
Таб. 8.8: Тотали моделованих земаља за 2032. годину	81
Таб. 9.1: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години ..	86
Таб. 9.2: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години	86
Таб. 9.3: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2030. години ..	86

Таб. 9.4: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2030. години	86
Таб. 9.5: Опис сценарија развоја ОИЕ	87
Таб. 9.6: Доступни капацитети балансне резерве (FRR) уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања за оба сценарија	87
Таб. 10.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије	89
Таб. 10.2: Циљеви које испуњавају пројекти у развојној и инвестиционој фази	90
Таб. 10.3: Листа пројеката развоја преносне мреже – развојна фаза	93
Таб. 10.4: Листа пројеката прикључења у развојној фази	98
Таб. 10.5: Листа нових пројеката у инвестиционој фази	100
Таб. 10.6: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже)	103
Таб. 10.7: Листа пројеката прикључења који укључују објекте ОДС	106
Таб. 10.8: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази	108
Таб. 10.9.: Листа пројеката прикључења – пројекти са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	109
Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења – пројекти без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења	111
Таб. 10.11: Повећање инсталисаних капацитета по годинама	114
Таб. 10.12: Повлачење производних објеката ЈП ЕПС	115
Таб. 10.13: Секције Трансбалканског коридора	116
Таб. 10.14: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја	121
Таб. 10.15: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја	124
Таб. 10.16: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/x kV ТС између ПОС и Плана развоја	125
Таб. 10.17: Одређивање фактора стања објекта.	129
Таб.12.1: Динамика планираних радова на телекомуникациононом систему	145
Таб. 12.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања	147
Таб. 13.1: Снага дистрибуираних капацитета разматраних у анализи адекватности.	325

Индекс коришћених слика у додацима:

Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2002. до 2021. године	276
Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2037. године по сценаријима.....	277
Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2037. године по сценаријима	278
Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2037. године по сценаријима.....	278
Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2037. године	279
Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2002 – 2021. године.....	280
Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2037. године....	281
Сл.Д. 4.8: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	281
Сл.Д. 4.9: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	282
Сл.Д. 4.10: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	282
Сл.Д. 4.11: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења	283
Сл.Д. 5.1: Поступак креирања Монте Карло година	286
Сл.Д. 5.2: Антарес симулациони процес.....	288
Сл.Д. 5.3: Генерисање временских серија у Антаресу.....	288
Сл.Д. 5.4: Упаривање временских серија и креирање Монте Карло година у Антаресу	289
Сл.Д. 5.5: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са рез. – реал. сценарио.....	300
Сл.Д. 5.6: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са рез. – реал. сценарио	300
Сл.Д. 5.7: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији	301
Сл.Д. 5.8: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- реалистичан сценарио	301
Сл.Д. 5.9: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио.....	302

Сл.Д. 5.10: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио	303
Сл.Д. 5.11: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији	303
Сл.Д. 5.12: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- алтернативни сценарио	304
Сл.Д. 5.13: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2030 – са рез. - реалистични сценарио	305
Сл.Д. 5.14: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2030 – са рез. – реал. сценарио	305
Сл.Д. 5.15: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији	305
Сл.Д. 5.16: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2030. години за Р. Србију без АП КиМ- реалистичан сценарио	306
Сл.Д. 5.17: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2030 – са резервом - алтернативни сценарио	307
Сл.Д. 5.18: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2030 – са резервом - алтернативни сценарио	307
Сл.Д. 5.19: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији	308
Сл.Д. 5.20: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2030. години за Р. Србију без АП КиМ - алтернативни сценарио	308
Сл.Д. 5.21: Процентуалне вредности реализоване резерве	324
Сл.Д. 5.22: Типови баланских резерви	330
Сл.Д. 5.23: Активација резерве	330
Сл.Д. 5.24: Концепт појединачног и заједничког димензионисања резерве у LFC блоку	331
Сл.Д. 5.25: Методологија за димензионисање капацитета за аFRR и mFRR	335
Сл.Д. 5.26: Вероватноћа позитивних одступања и потребна резерва за FRR у смеру наниже	338
Сл.Д. 5.27: Вероватноћа негативних одступања и потребна резерва за FRR у смеру навише	339
Сл.Д. 5.28: Вероватноћа одступања и потребна резерва за аFRR уз нетовање.....	339
Сл.Д. 5.29: аFRR (по смеру) – данас и за високи ниво ОИЕ капацитета (Амбициозни сценарио - 19742 MW ОИЕ).....	340
Сл.Д. 5.30: FRR у смеру навише – данас и за високи ниво ОИЕ (Амбициозни сценарио - 19742 MW ОИЕ)	340

Сл.Д. 5.31: FRR у смеру наниже – данас и за високи ниво ОИЕ (Амбициозни сценарио - 19742 MW ОИЕ).....	341
Сл.Д. 5.32: Доступни капацитети за обезбеђивање различитих типова балансне резерве	343
Сл.Д. 5.33: Обезбеђивање капацитета резерве за различите нивое ОИЕ	344
Сл.Д. 5.34: Зависност захтеване aFRR (по смеру) – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ	345
Сл.Д. 5.35: Зависност захтеване FRR у смеру навише – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ.....	345
Сл.Д. 5.36: Зависност захтеване FRR у смеру наниже – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ	346
Сл.Д. 5.37: Доступни капацитети за обезбеђивање различитих типова балансне резерве – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ	347
Сл.Д. 5.38: Обезбеђивање капацитета резерве за прихватљив ниво ОИЕ (5800 MW)	347
Сл.Д. 7.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво.....	396
Сл.Д. 7.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво.....	397
Сл.Д. 7.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски ниво.....	397
Сл.Д. 7.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски ниво.....	398
Сл.Д. 7.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски ниво.....	399
Сл.Д. 7.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски ниво.....	399

Индекс коришћених табела у додацима:

Таб.Д. 5.1: Преглед опсега снага потрошње за 2025. годину.	293
Таб.Д. 5.2: Преглед опсега снага потрошње за 2030. годину.	293
Таб.Д. 5.3: Очекивани капацитети соларних и ветроелектрана у 2025. години	294
Таб.Д. 5.4: Очекивани капацитети соларних и ветроелектрана у 2030. години	294
Таб.Д. 5.5: Параметри проточних ХЕ за 2025. годину.....	295
Таб.Д. 5.6: Параметри акумулационих ХЕ за 2025. годину.....	296

Таб.Д. 5.7: Параметри реверзибилних ХЕ за 2025. годину.....	297
Таб.Д. 5.8: Параметри термоелектрана у Р. Србији.....	298
Таб.Д. 5.9: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за реалистични сценарио у 2025. години	300
Таб.Д. 5.10: Индикатори предметног аспекта адекватности за реалистични сценарио у 2025. години (искључени сви интерконективни далеководи) – LOLE и ENS	302
Таб.Д. 5.11: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за алтернативни сценарио у 2025. години	302
Таб.Д. 5.12: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за реалистични сценарио у 2030. години	304
Таб.Д. 5.13: Индикатори предметног аспекта адекватности за реалистични сценарио (искључени сви интерконективни далеководи) – LOLE и ENS.....	306
Таб.Д. 5.14: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за алтернативни сценарио у 2030. години	306
Таб.Д. 5.15 Списак обухваћених пројеката прикључења ВЕ на преносни систем	310
Таб.Д. 5.16 Списак обухваћених пројеката прикључења СЕ на преносни систем	311
Таб.Д. 5.17 Списак обухваћених пројеката прикључења ВЕ на дистрибутивни систем	311
Таб.Д. 5.18 Списак обухваћених пројеката прикључења СЕ на дистрибутивни систем	312
Таб.Д. 5.19: Секундарна и терцијарна резерва за 2020. годину.....	323
Таб.Д. 5.20: Секундарна и терцијарна резерва за 2021. годину.....	323
Таб.Д. 5.21: Секундарна и терцијарна резерва за 2022. годину.....	323
Таб.Д. 5.22: Сумарни приказ процената реализације резерве.....	323
Таб.Д. 5.23: Амбициозни сценарио развоја ОИЕ.....	324
Таб.Д. 5.24: Инсталирани капацитети – Србија (без КиМ), снага на прагу преноса	325
Таб.Д. 5.25: Термоелектране у Србији (без КиМ), 2023, снага на прагу преноса	326
Таб.Д. 5.26: Инсталирани капацитети хидроелектрана у Србији (без КиМ), 2023.....	327
Таб.Д. 5.27: Годишња производња хидроелектрана у Србији (без КиМ) у сушној, просечној и влажној хидрологији.....	328
Таб.Д. 5.28: Просечне специфичне сатне производње за одабране климатске године	328

Таб.Д. 5.29: Инсталисани капацитети у другим обновљивим технологијама	328
Таб.Д. 5.30: Вредности NTC-ова примењене у анализи	329
Таб.Д. 5.31: Максимални појединачни захтев за FRR по области LFC	331
Таб.Д. 5.32: Минимални удео FRR	331
Таб.Д. 5.33: Минимални удео aFRR	332
Таб.Д. 5.34: Минимални удео mFRR	332
Таб.Д. 5.35: Електране и обезбеђивање резерве по типу резерве	333
Таб.Д. 5.36: Захтевани капацитет балансне резерве у контролној области EMC	340
Таб.Д. 5.37: Доступни капацитети за обезбеђивање FRR	341
Таб.Д. 5.38: Доступни капацитети балансне резерве уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања за Амбициозни сценарио	343
Таб.Д. 5.39: Захтевани капацитет балансне резерве уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања	345
Таб.Д. 5.40: Доступни капацитети балансне резерве уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања Прихватљив сценарио	346
Таб.Д. 5.41: Опис сценарија развоја ОИЕ.....	348
Таб.Д. 5.42: Доступни капацитети балансне резерве (FRR) уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања за оба сценарија.....	349
Таб.Д. 7.1 Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже	351
Таб.Д. 7.2: Високо оптерећени далеководи у 2027. г.	352
Таб.Д. 7.3: Високо оптерећени далеководи у 2032. г.	353
Таб.Д. 7.4: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже.....	355
Таб.Д. 7.5: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже.....	358
Таб.Д. 7.6: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2027. г.....	362
Таб.Д. 7.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2027. г.....	368
Таб.Д. 7.8: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2027. г.....	377
Таб.Д. 7.9: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2032. г.....	388
Таб.Д. 7.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2032. г.....	390

Таб.Д. 7.11: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2032. г.	393
Таб.Д. 7.12: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума	403
Таб.Д. 7.13: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије за режим зимског максимума	435
Таб.Д. 7.14 Преглед критичних времена искључења квара по објектима.....	436

СКРАЋЕНИЦЕ

ANTARES	A New Tool for Adequacy Reports and Economic Simulations (софтвер за прорачун адекватности)
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve (секундарна резерва)
CBA	Cost Benefit Analysis (анализа користи и трошкова)
CGES	Црногорски оператор преносног система
CSE - RG	Continental South East Regional Group (Регионална група за развој преносне мреже под покровитељством ENTSO-E)
DACF	Day Ahead Congestion Forecast (прогноза загушења за дан унапред)
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing (мултиплексирање сигнала на блиским таласним дужинама)
EH	Electronic Highway (интернационална комуникациона мрежа која повезује центре управљања)
EENS	Expected Energy Not Served (предвиђена неиспоручена енергија)
ELES	Словеначки оператор преносног система
EMS	Energy Management System (скуп софтверских алата за оптимално управљање преносним системом)
EnC	Energy Community (Енергетска заједница Југоисточне Европе)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Асоцијација европских оператора преносног система за електричну енергију)
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas (Асоцијација европских оператора преносног система за гас)
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ESO EAD	Бугарски оператор преносног система
ESMP	Environmental and Social Management Plan
FCA	Fiat Chrysler Automobiles (назив компаније)
FCR	Frequency Containment Reserve (примарна резерва)
FEP	Front End Processor (сервери за аквизију података са удаљених станичних процесора)
GHG	Greenhouse Gases (гасови изазивачи ефекта стаклене баште)
GIS	Глобални информациони систем
GTC	Grid Transfer Capability (преносни капацитет мреже који показује могућност мреже да пренесе електричну енергију из једне или више области у другу област)
HIS	Историјска база података
HOPS	Хрватски оператор преносног система
HVDC	High Voltage Direct Current (ознака за елементе намењене за рад са једносмерном струјом и високим напоном)

ICCP	Inter-Control Center Communications Protocol (протокол за размену информација између ентитета у систему)
ICS	Industrial Control System (скуп интегрисаног хардвера и софтвера који представља мрежом повезан систем чија је сврха подршка, управљање и контрола одређеном индустријском инфраструктуром)
IEC	International Electrotechnical Commission (Међународна комисија за електротехнику)
IFC	International Finance Corporation
IFI	International Financial Institution (Међународна финансијска институција)
IP	Интернет протокол
IPTO	Независни оператор преносног система Грчке
ISO	International Organization for Standardization (Међународна организација за стандардизацију)
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Немачка развојна банка)
KOSTT	Оператор преносног система и тржишта на територији АП КиМ
KPI	Key Performance Indicator (кључни параметар рада система)
LAN	Local Area Network (локална рачунарска мрежа)
LARP	Land Acquisition and Restoration Plan
LOLE	Loss of Load Expectation (очекивано време губитка напајања)
MAF	Mid-Term Adequacy Forecast (Извештај о средњерочној прогнози адекватности)
MAVIR	Мађарски оператор преносног система
MC	Монте Карло
MEPSO	Оператор преносног система Северне Македоније
MPLS	MultiProtocol Label Switching (техника рутирања у телекомуникационим мрежама базирана на размени лабела)
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve (терцијарна резерва)
NOS BiH	Независни систем оператор у БиХ (ISO)
NTC	Net Transfer Capacity (нето преносни капацитет)
ODAF	Oil Directed, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
OFAF	Oil Forced, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
ONAF	Oil Natural, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
ONAN	Oil Natural, Air Natural (начин хлађења трансформатора)
OPDE	Operational and Planning Data Environmental Platform (платформа за размену оперативних и планских података)
OPGW	Optical Ground Wire (технологија уградње оптичких влакана у заштитну ужад далековода)

OT	Operational Technologies (оперативне технологије – информационо телекомуникационе технологије са применом у оперативном управљању)
PCN	Physical Communication Network (физичка комуникациона мрежа за размену управљачких података)
PECI	Projects of Energy Community Interest (листа пројеката од интереса за Енергетску заједницу Југоисточне Европе)
PMI	Projects for Mutual Interest (листа пројеката од интереса и за државе које су чланице Европске уније, и за државе које не припадају Европској унији)
PMU	Phasor Measurement Unit (синхрофазор)
PSS®E	Power System Simulator for Engineering (назив софтверског алата)
RgIP	Regional Investment Plan (Регионални инвестициони план)
RTL	Нова генерација RTU уређаја
RTU	Remote Terminal Unit (уређај за прикупљање података са мерних места и прослеђивање командних сигнала управљивој опреми)
SAP	Survey Action Plan
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (систем за надзор, управљање и аквизицију података)
SDH	Synchronous Digital Hierarchy (Протокол за пренос података у телекомуникацијама)
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Иницијатива за сарадњу оператора преносних система у Југоисточној Европи)
SEEPEX	South East European Power Exchange (Оператор тржишта електричне енергије)
SIDC	Single Intraday Coupling (Пројекат креирања јединственог унутардневног тржишта електричне енергије унутар ЕУ)
SMM	Serbia, Montenegro and (North) Macedonia – блок који обухвата операторе преносних система Србије, Црне Горе и Северне Македоније
SoS	Security of Supply (сигурност напајања)
SRAAMD	System for the Remote Acquisition and Accounting of Metering Data (систем за даљинско прикупљање и складиштење мерних података)
TEL	Румунски оператор преносног система
TERNA	Италијански оператор преносног система
TNA	Transmission System Analyzer (назив софтверског алата)
TSO	Transmission system operator (оператор преносног система)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже)
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Унија за координисани пренос електричне енергије)

WAMS	Wide Area Monitoring System (систем за праћење фазора у преносном систему)
WBIF	Western Balkans Investment Framework (Инвестициони оквир за Западни Балкан)
XBID	Cross-Border Intraday (Бивши пројекат спајања унутардневног тржишта електричне енергије унутар ЕУ)
АЕРС	Агенција за енергетику РС
АП КиМ	Аутономна покрајина Косово и Метохија
АПУ	Аутоматско поновно укључење
АРН	Аутоматска регулација напона
БДП	Бруто домаћи производ
БЗР	Безбедност и заштита на раду
ВЕ	Ветроелектрана
ВН	Високи напон, високонапонски
ВФ	Високофреквентне
ДВ	Високонапонски надземни далековод
ДВП	Далеководно поље
ДДЦ	Дистрибутивни диспечерски центар
ДП	Дистрибутивно подручје
ДС	Дистрибутивни систем
ЕВП	Електровучна подстананица
ЕЕ	Електроенергетски
ЕЕС	Електроенергетски систем
ЕМС АД	Оператор преносног система Републике Србије (Акционарско друштво Електромрежа Србије)
ЕУ	Европска Унија
ЕУЛЕКС	Мисија владавине права Европске уније на Косову и Метохији – European Union Lex
ЖС	Животна Средина
ЗЖС	Заштита животне средине
ИМП	Институт „Михајло Пупин“
ЈИЕ	Југоисточна Европа
ЈП ЕПС	Јавно Предузеће Електропривреда Србије
КБ	Високонапонски кабловски вод
КПС	Корисник преносног система
МРЕ	Министарство рударства и енергетике РС
НАПОИЕ	Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије
НДЦ	Национални диспечерски центар

ОДС	Оператор дистрибутивног система (ЕПС Дистрибуција)
ОПС	Оператор преносног система
ОТД	Основна техничка документација
ПД	Привредно друштво
ПДР	План детаљне регулације
ПОС	Програм остваривања стратегије развоја енергетике Р. Србије
ПТД	Пројектно-техничка документација
РДЦ	Регионални диспечерски центар
РЗУ	Релејна Заштита и Управљање
РНДЦ	Резервни национални диспечерски центар
РП	Разводно постројење
РХЕ	Реверзибилна хидроелектрана
СЕ	Соларна електрана
СМТ	Струјни мерни трансформатор
СН	Средњи напон, средњенапонски
СП	Спојно поље
СС	Систем сабирница
ТЕ	Термоелектрана
ТЕНТ	Термоелектрана Никола Тесла
ТЕ-ТО	Термоелектрана – топлана
ТИС	Технички информациони систем
ТК	Телекомуникације
ТР	Трансформатор
ТС	Трансформаторска станица
ТСУ	Технички систем управљања
ТУ	Технички услови
УГ	Уговор
УРРВ	Усмерене радио релејне везе
ХЕ	Хидроелектрана

КОДОВИ ДРЖАВА

Код	Држава	ISO код
A, AT	Аустрија	AT
AL, ALB	Албанија	AL
BG, BUL	Бугарска	BG
BA, BiH, B&H	Босна и Херцеговина	BA
GR	Грчка	GR
HU, HUN	Мађарска	HU
HR, CRO	Хрватска	HR
I, IT, ITA	Италија	IT
ME, MNE	Црна Гора	ME
MK, MKD, FYROM	Северна Македонија	MK
MT	Малта	MT
RO, ROM	Румунија	RO
SLO, SI	Словенија	SI
TR, TUR	Турска	TR
UA, UKR	Украјина	UA
RS, SRB	Србија	RS

РЕЗИМЕ

План развоја преносног система Републике Србије за период од 2023. до 2032. године је рађен на основу Плана развоја преносног система за период од 2021. до 2030. године, на који је Агенција за енергетику Републике Србије (АЕРС) дала сагласност 3. марта 2022. године, као и на основу Плана инвестиција у преносни систем за период од 2022. до 2024. године, на који је сагласност АЕРС дата 29. децембра 2022. године.

У Поглављу 1 овог Плана развоја изложена је улога и одговорност ЕМС АД, првенствено са гледишта планирања развоја националне преносне мреже, али и са позиције развоја регионалног преносног система, односно планирања развоја у оквиру ENTSO-E. На националном нивоу посебна пажња је посвећена решавању проблема у преносном систему насталих након уласка у погон нових КПС. Развој преносне мреже 400 kV у региону западне и централне Србије и интерконекција према суседима су препознати као стуб развоја у наредном десетогодишњем, односно двадесетогодишњем периоду. Ово стратешко усмеравање је у складу са одлуком Владе Републике Србије да прихвати обавезу усклађивања националне енергетске политике са смерницама енергетске политике ЕУ, што је довело до низа строжих законских и еколошких услова који се морају уважити приликом планирања развоја мреже. У регионалним оквирима, указано је да реализација планираних пројеката у преносном систему ЕМС АД има значајан утицај на преносне капацитете у регионалној преносној мрежи, омогућава сигуран транзит електричне енергије и олакшава даљу интеграцију тржишта електричне енергије у Европи. Дат је и кратак осврт на европски десетогодишњи план развоја TYNDP 2020 (уз напомену везану за TYNDP 2022), као и на Регионални инвестициони план.

Поглавље 2 разрађује законске и подзаконске акте којима се дефинише израда десетогодишњег Плана развоја ЕМС АД. Окосница овог поглавља је Закон о енергетици, односно они његови чланови који се односе на План развоја преносне мреже. Указано је да при изради Плана развоја, Закон о енергетици нагласак ставља на подршку остваривања низа дугорочних циљева од којих је најважнији поуздано, сигурно и квалитетно снабдевање електричном енергијом, што се поклапа и са мисијом ЕМС АД. Напоменуто је да ни Закон о енергетици, ни пратећа подзаконска акта не уређују садржај Плана развоја, већ се садржај утврђује у Правилима о раду преносног система.

Поглавље 3 описује начин израде Плана развоја. Полазећи од развојних циљева ЕМС АД, објашњено је како се одређују развојне потребе и начин одабира оптималне развојне опције. У наставку Поглавља приказани су технички критеријуми који се узимају у обзир при планирању преносне мреже и објашњени су карактеристични режими који се при томе испитују: зимски максимум, летњи максимум и летњи минимум. Наглашено је да свака развојна опција мора испунити и одговарајуће услове дефинисане, пре свега, одрживошћу и друштвеном прихватљивошћу, а да њен утицај на животну средину мора бити минималан. Затим је приказан процес планирања развоја мреже, од ажурирања података, преко разматрања развојних опција, па све до јавних консултација. Даље, дат је преглед мера за заштиту животне средине које ЕМС АД предузима током фазе планирања и фазе изградње инфраструктурних објеката. Објашњено је и да током свих ових фаза, ЕМС АД строго води рачуна да укључи не само заинтересоване стране него и ширу јавност како би што више људи било упознато са потребама ЕМС АД и са користима које развој ЕМС АД доноси друштвеној заједници. Због тога сваки пројекат везан за изградњу нових објеката преносног система подлеже јавном увиду.

У Поглављу 4 описано је стање постојеће преносне мреже и идентификовани су проблеми у преносном систему Републике Србије. Поглавље почиње прегледом свих преносних капацитета у власништву ЕМС АД, односно водова и трансформаторских станица напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У наставку су дати кључни параметри система за далеководне и постројења закључно са 2021. годином, као што су учестаност трајних и пролазних кварова и трајање искључења због испада. Описани су радови на постојећој преносној мрежи у 2022. години који су наведени у Плану инвестиција. У овом Поглављу је дат и списак радијално напајаних трансформаторских станица, а изложена је и напонска проблематика у постојећој конфигурацији преносне мреже. Такође је, у склопу тога, поменут и нежељени пријем реактивне снаге.

Развојне системске студије су због свог растућег значаја издвојене у посебно поглавље, под бројем 5, које описује најважније развојне системске студије, то јест, студије које се односе на најважније прекограничне пројекте ЕМС АД. Конкретно, у овом документу се разматрају три студије, од којих се једна односи на границу између Србије и Мађарске, друга на границу између Србије и Румуније, а трећа на границу Србије и Бугарске.

Поглавље 6 описује процес идентификације потреба за појачањем интерконективних праваца широм Европе, при чему се највећи фокус ставља на поступе који се спроводе у току израде Пан-Европског плана развоја преносних система. Одатле се издвајају потребе за новим интерконективним далеководима на границама Србије, базиране на резултатима прорачуна и симулација спроведених на европским тржишним моделима. Посебно је истакнуто и то да већини уочених потреба одговара неки од међународних пројеката у чију је реализацију укључен ЕМС.

У Поглављу 7 говори се о прогнози потрошње Р. Србије за наступајући период. Овде је искоришћен економетријски модел који у обзир узима историјске вредности потрошње електричне енергије и БДП-а. Резултати прогнозе показују тренд пораста потрошње у посматраном периоду. Вршна снага је прогнозирана помоћу фактора оптерећења, а резултати показују тренд раста вршне снаге у наредним годинама.

Поглавље 8 описује моделовање преносног система Републике Србије и окружења за потребе израде овог Плана развоја. Коришћен је детаљан и ажуран комплетан модел преносне мреже Републике Србије напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV, укључујући трансформаторе 400/x, 220/x и 110/x. Генератори су моделовани на свом напонском нивоу и преко блок-трансформатора повезани на преносни систем. Преносне мреже земаља региона су моделоване на 400 kV, 220 kV и 110 kV напонском нивоу. У наставку овог Поглавља су описани симулациони модели за 2022, 2027. и 2032 годину. За профил потрошње ЕЕС Србије по постројењима коришћена је база података SRAAMD ЕМС АД која садржи податке о забележеним потрошњама у претходним годинама.

У Поглављу 9 су описане анализе сигурности које су вршене за потребе израде овог Плана развоја, базиране на прорачунима токова снага у устаљеном стању, односно провери $N-1$ критеријума сигурности. Такође су описани и прорачуни струја кратких спојева за уклопно стање постојећих и планираних објеката за тренутно стање, на крају разматраног петогодишњег периода (2027. година) и десетогодишњег периода (2032. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума. Поред тога, ово поглавље садржи и кратак преглед извршене анализе адекватности производње, као и осврт на проблематику транзијентне стабилности ЕЕС.

Поглавље 10 описује планиране пројекте ЕМС АД, намењене отклањању потенцијалних проблема до којих може доћи у преносном систему. Листа пројеката је подељена у две категорије: категорија пројеката који се налазе у развојној, односно категорија пројеката који се налазе у инвестиционој фази. Пројекти у инвестиционој фази су такође укључени у План инвестиција у преносни систем за одговарајући период. Посебно су обрађени пројекти од највишег стратешког националног и регионалног значаја, као и пројекти којима се решавају проблеми радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица. У овом поглављу се налази и потпоглавље које се бави разјашњавањем узрока настанка евентуалних неусаглашености између Плана развоја преносног система и Програма остваривања стратегије развоја енергетике Р. Србије.

Поглавље 11, засновано на новим технологијама које се користе и које ће се користити у преносном систему, издвојено је као засебно услед све већег значаја који примена ових технологија, намењених унапређењу и постизању квалитетнијег рада елемената преносне мреже, несумњиво има. Уз то, очекује се да ће адекватна имплементација ових технологија довести и до ефикаснијег коришћења постојеће инфраструктуре.

У последњем поглављу основног текста, Поглављу 12, дат је пресек планираног развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) ЕМС АД, чија ће употреба омогућити унапређење управљања преносним системом и нове тржишне активности у будућности.

На крају овог Плана развоја, након списка Литературе (издвојеног у Поглављу 13) која је коришћена при његовој припреми и изради, налазе се додаци са детаљним анализама и резултатима. На овај начин се добија јединствен и потпун документ чиме се смањује потреба да се додатни подаци траже у спољним документима.

1. НАЦИОНАЛНИ, РЕГИОНАЛНИ И ЕВРОПСКИ АСПЕКТ ПЛАНА РАЗВОЈА

1.1. НАЦИОНАЛНИ АСПЕКТ

Проблематика планирања преносне мреже у савременим ЕЕС добија све више на значају и актуелности. Разлог за то са једне стране лежи у све већем порасту потрошње и производње из обновљивих извора енергије, а са друге стране и обавезама оператора преносног система да тај пораст буде праћен одговарајућим повећањем преносних капацитета. Развој енергетског тржишта и могућности купопродаје електричне енергије између различитих субјеката, за последицу има да се високонапонска преносна мрежа све више користи и за транзит, па је неопходно планирати и нове интерконективне преносне капацитете са суседним системима. Са друге стране, све је израженији отпор јавног мњења према изградњи нових инфраструктурних објеката, посебно далековода, док су законски и еколошки услови који морају бити испуњени све строжи. Ови проблеми су додатно наглашени увођењем процеса либерализације тржишта електричне енергије. Наиме, постојеће преносне мреже су планиране и изграђене у ери вертикално интегрисаних електропривредних предузећа. Новонастали услови либерализованог тржишта електричне енергије, праћени већим износима транзита снага, доводе савремене ЕЕС пред нова искушења.

У оквирима глобалне економије и у складу са доминантним трендом брзих промена економских околности, способност самосталног задовољења енергетских потреба има значајну улогу у стратешком планирању енергетске будућности сваке земље. Потписивањем Уговора о оснивању Енергетске заједнице Југоисточне Европе, Влада Републике Србије је прихватила обавезу усклађивања националне енергетске политике са смерницама енергетске политике ЕУ. Као резултат, усвојен је Закон о енергетици крајем 2014. године [24], чиме се област енергетике у домаћем законодавству хармонизовала са одредбама Трећег енергетског законодавног пакета Европске уније. Тиме је настављен процес увођења конкуренције у електроенергетски сектор у Републици Србији, како би се повећала ефикасност сектора кроз дејство тржишних механизма у производњи и снабдевању електричном енергијом, задржавајући при томе економску регулацију делатности преноса и дистрибуције електричне енергије као природних монопола.

Закон о изменама и допунама Закона о енергетици је усвојен априла 2021. године [35], а у исто време донет је и Закон о коришћењу обновљивих извора енергије [37]. Изменама закона о енергетици је уређено да се План развоја преносног система израђује сваке друге године, стога је ово први План развоја који је израђен након Плана развоја преносног система 2021-2030. Поред тога, Законом о енергетици је дефинисано да Влада Републике Србије доноси Интегрисани национални енергетски и климатски план на период до 10 година узимајући у обзир и дугорочну перспективу.

Током 2022. године су предложена нова Правила о раду преносног система и тренутно је у току усаглашавање између АЕРС и ЕМС АД у циљу усаглашавања истих са Законом о енергетици.

Одлуком Владе Републике Србије о оснивању Јавног предузећа за пренос електричне енергије и управљање преносним системом¹ 2005. године је основано Јавно Предузеће „Електро mreжа Србије“ Београд ради обављања делатности преноса електричне енергије, управљања преносним системом и организације тржишта електричне енергије. У новембру 2016. ЕМС је променио правну форму, од када послује као акционарско друштво (под новим именом ЕМС АД). Реч је о затвореном акционарском друштву које је 100 одсто у државном власништву, без могућности куповине акција од стране других правних лица или појединаца.

Својом стратегијом развоја ЕМС АД, као национални Оператор система за пренос електричне енергије Републике Србије, у наредном десетогодишњем, односно двадесетогодишњем периоду, планира интензивно улагање у инфраструктуру предвиђену за национални и међународни (регионални) пренос електричне енергије.

На 110 kV напонском нивоу, осим пројеката интерне 110 kV мреже и решавања радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица 110/X kV, ЕМС АД на транспарентан и недискриминаторни начин планира и реализује пројекте прикључења објеката дистрибутивног система, објеката купаца и произвођача на преносни систем Републике Србије, чиме се омогућава пласирање произведене електричне енергије и њен поуздан и ефикасан пренос до купаца, односно крајњих потрошача.

Дугорочна стратегија развоја преносног система предвиђа постепено укидање мреже 220 kV како буде истицао животни век далековода на овом напонском нивоу, уз изградњу компензационих уређаја за напон ако је то неопходно због могућег пораста напона на 400 kV и 220 kV напонском нивоу. Трасе 220 kV далековода ће се, колико је то могуће, користити за будуће 400 kV и 110 kV далеководе. Мрежа 220 kV ће остати у оном обиму и на оним местима где друго решење није техно-економски оправдано, као и тамо где је њеностанак у погону условљен правно обавезујућим документима.

Битан сегмент стратешког развоја преносног система и у наредном десетогодишњем периоду остаје увођење мреже 400 kV у регион Западне и Централне Србије, што уз јачање интерконективних веза са суседима, пре свега Мађарском, Румунијом, Црном Гором, БиХ, Бугарском и Хрватском осигурава висок ниво сигурности напајања потрошача на читавој територији Републике Србије у посматраном периоду. Пројекат подизања напонског нивоа у Западној и Централној Србији на 400 kV је део изградње тзв. Трансбалканског коридора, који за циљ има повећање капацитета западно-балканске интерконекције, у правцу исток - запад и север - југ.

¹ Службени гласник РС бр. 12/2005

1.2. ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ ПЛАНИРАЊА

Електроенергетски системи Југоисточне Европе су примарно засновани на производњи енергије из конвенционалних извора, где се, пре свега, мисли на термоелектране и хидроелектране, при чему ни Србија није изузетак од овог правила. Последњих година се, ипак, уочава значајан раст нових инсталисаних капацитета у обновљивим изворима, нарочито ветроелектрана. Тако је, примера ради, до краја 2022. године у Србији на преносну мрежу прикључено око 370 MW генераторских капацитета ветротурбина, са тенденцијом убрзаног пораста у долазећим годинама. Планирани пројекти у преносној мрежи региона ЈИЕ (нови објекти и реконструкција постојећих објеката) током наредне деценије имају за циљеве повећање сигурности снабдевања, подршку интеграцији обновљивих извора, повезивање тржишта електричне енергије у региону, као и јачање интерконективних веза између преносних система и повећање доступних капацитета намењених прекограничном преносу електричне енергије. Ови пројекти су изложени у Пан-европском десетогодишњем плану развоја преносне мреже.

Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже (енг. *Ten Year Network Development Plan – TYNDP*), шест Регионалних инвестиционих планова (енг. *Regional Investment Plans – RgIP*) и статистички извештаји везани за остварене и прогнозиране адекватности производних и преносних капацитета, заједно чине скуп докумената који прате остваривање циљева ЕУ. Намена TYNDP је обезбеђење транспарентног развоја преносних мрежа у Европи, као и подршка евентуалном процесу доношења одлука на регионалном и европском нивоу. Овај документ представља прецизан и ажуран извор информација везаних за планирани развој европских преносних мрежа. Уз то, документ указује на потребне инвестиције у европску преносну мрежу у циљу постизања циљева енергетске политике, зацртаних у регулативама и директивама ЕУ.

TYNDP 2020 [3], усвојен у септембру 2021. године, садржи пројекат [Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије](#), који је прошао одговарајућу евалуацију прорачуна бенефита сходно ENTSO-E СВА методологији [7]. Такође, у TYNDP 2020 се налазе и пројекти [Северни коридор](#) и [Централно-балкански коридор](#). Уз њих, [Панонски коридор](#) представља пројекат који је номинован у оквиру TYNDP 2020, а није био у претходној верзији TYNDP. Више о овим пројектима може се наћи у Потпоглављу 10.8. Коначно, у оквиру овог документа је описан и пројекат будућег интерконективног вода између [Србије и Хрватске \(ТС Сомбор 3 – ТС Ернестиново\)](#). Сви ови пројекти су присутни и у TYNDP 2022, који је тренутно у изради, при чему се финална верзија овог документа може очекивати у току другог квартала 2023. године.

Регионални инвестициони план се, као важан део TYNDP пакета, бави примећеним проблемима и потребама преносне мреже на нивоу једног од шест региона ENTSO-E, при чему Србија припада региону Континенталне југоисточне Европе. Овај план је базиран како на пан-европским студијама тржишта, тако и на мрежним студијама којима се у фокусу налази једна или неколицина земаља предметног региона. Поред кратког осврта на тренутно стање мреже у региону, Регионални инвестициони план пружа и могућност стицања увида у потенцијалне изазове који могу очекивати операторе преносног система у наступајућем периоду, зависно од сценарија развоја који се приликом прорачуна узимају у обзир, а о којима се детаљи налазе у Потпоглављу 1.3.

Са аспекта оператора преносних система, транспарентни Регионални инвестициони план представља јединствену прилику за поимање шире слике пан-европских циљева којима је потребно тежити при планирању развоја система и његовог функционицања у наредним годинама, где је неопходно нагласити да би значајан део ових циљева, без постојања Регионалног инвестиционог плана, био или недоступан, или, у најмању руку, далеко теже доступан него што је то случај у ситуацији у којој је овај документ израђен благовремено и квалитетно. Пошто су у Регионалном инвестиционом плану приказани сви пројекти у региону који су пријављени за процену у процесу израде TYNDP, заједно са описима који указују на то како ће сваки од ових пројеката допринети решавању садашњих или будућих проблема везаних за неку од граница у региону, овај документ такође представља прилику за операторе преносних система да промовишу пројекте у чијој су номинацији учествовали, те се, као такав, може сматрати и важним аргументом у случају тражења међународне подршке у току планирања, израде пројектно-техничке документације или изградње објеката који су обухваћени неким од пројеката номинованих за улазак у TYNDP. Поред тога, Регионални инвестициони план садржи и описе регионалних иницијатива и пројеката, што може значајно да допринесе препознавању ових пројеката од стране европске јавности и евентуалној подршци при реализацији истих, уколико се за тиме укаже потреба. Само постојање ових иницијатива позитивно утиче на слику о региону као целини у којој се планирање система у складу са циљевима везаним за стандарде одрживости и ефикасности одвија уз хармонизацију развоја појединачних система оператора у региону у сврхе проналажења решења која оптимално отклањају проблеме и формирају нове коридоре за пренос енергије.

Један од најбитнијих делова Регионалног инвестиционог плана је сегмент који се односи на будуће изазове са којима ће се регион суочити у наредном периоду у склопу зелене транзиције према еколошки прихватљивом концепту електроенергетског система, где је овај део текста, сходно томе што се сматра интересантним за велики број читалаца, и смештен на сам почетак предметног документа. Истакнути су следећи изазови:

- 1) Повећање преносних капацитета на границама у региону, праћено интеграцијом тражишта електричне енергије и смањењем разлика маргиналних цена енергије у суседним електроенергетским системима. Овај изазов је врло важан и за ЕМС а.д, пошто управо он обухвата потребу за израженим улагањима у наступајућем периоду у циљу изградње нових интерконективних далековода. Као што се зна, у мрежи Југоисточне Европе се у наредним годинама очекује интеграција велике количине обновљивих извора енергије, што може довести до промена устаљених праваца токова снага. Самим тим се у овом делу европског система могу јавити проблеми у критичним режимима рада. Како би се превентивно деловало и такви проблеми санирали, мора се завршити одређен број пројеката помоћу којих ће преносни капацитети на границама порасти, при чему једну од истакнутијих улога у остваривању овог циља има управо преносни систем Републике Србије, лоциран у самом центру региона Југоисточне Европе.
- 2) Проблематика повезивања система држава у региону чији су оператори чланови ENTSO-E асоцијације са системима земаља које нису чланови ENTSO-E, где се као један од најизраженијих примера показала потреба за ојачавањем праваца од система Бугарске и Грчке према систему Турске. Тиме се омогућава увећана размена енергије са предметним системима, те се системима земаља региона даје додатна флексибилност и повећава поузданост напајања потрошње.

- 3) Потреба за ојачавањем веза између система земаља Европске уније и система земаља у региону које нису чланице Европске уније, што је фактор који је далеко израженији у региону Југоисточне Европе, него у преосталим регионима, пошто је у региону Југоисточне Европе присутан готово подједнак број једних и других држава. Оно што је посебно интересантно за систем ЕМС а.д. је то да се Србија граничи са четири земље чланице ЕУ (Хрватска, Румунија, Бугарска и Мађарска), при чему је анализама спроведеним у оквиру TYNDP пакета уочена потреба за новим далеководима којима би се повећали расположиви преносни капацитети на свакој од тих граница, у складу са чим су замишљени и развијени одговарајући [пројекти](#), [присутни како у овом Плану развоја](#), [тако и у TYNDP](#).
- 4) Интеграција обновљивих извора енергије, која је, као што је већ познато, концепт због кога долази до измене начина сагледавања функционисања система, као и до промена смерова токова енергије (посебно у случајевима у којима доминантно потрошачки чворови у областима које располажу потенцијалом за изградњу било ветроелектрана, било соларних електрана постају доминантно производни). То се на преносне системе одржава како потребама за новим интерконекцијама које могу да повећају увозне и извозне капацитете и помоћи у балансирању система, тако и потребама за интерним ојачањима у оним деловима мреже у којима није било ни назнака нових пројеката у централизованог визији система базираног на конвенционалним изворима енергије. Ово, пак, може довести до појаве великих улагања која ће додатно оптеретити расположиве ресурсе оператора система, те се тим планерским подухватима мора приступити веома обазриво. Као што се из овог Регионалног плана може закључити, Србија није једина држава у региону која се суочава са оваквим променама, што је закључак који може послужити као иницијатор нових договора у вези са разменом знања и искустава на тему начина за што једноставнији пролазак кроз процес транзиције и последице истог.

Набројани изазови и закључци могу указати на то да реализација пројеката у преносном систему Републике Србије има врло значајан утицај на повећање преносних капацитета у регионалној преносној мрежи, сигурност снабдевања и олакшавања даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи, као и позиционирање домаћих производних капацитета на отвореном регионалном и европском тржишту електричне енергије. Ово је, треба поновити, директна последица географске позиције Србије, то јест, тога што сви значајни коридори за пренос електричне енергије у региону укључују систем Србије и што унапређивање веза од Србије према суседним системима даје позитивне ефекте не само за системе који су директно укључени у реализацију одговарајућег пројекта, већ и за системе чија ће поузданост рада и сигурност снабдевања потрошача у некој мери зависити од повећања доступних преносних капацитета на границама Србије. Међутим, упркос неоспорном значају таквих пројеката, њихова реализација може бити одложена или доведена у питање услед недостатка финансијских средстава. Како би се овакве последице избегле, успостављене су мере помоћу којих је земљама чланицама Енергетске заједнице олакшан приступ европским фондовима. У склопу ових мера је Регулатором 347/2013 Европске комисије дефинисана РЕСИ листа пројеката. Ова листа садржи пројекте од интереса за Енергетску заједницу, чију је реализацију потребно финансијски подржати коришћењем одговарајућих фондова. У верзији те листе из 2020. године, од пројеката ЕМС АД се налази [Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије](#), у оквиру кога је предвиђена и секција у Црној Гори. Ова секција се, подсећања ради, пружа од ТС Пљевља 2 до ТС Ластва, од које енергија даље иде ка Италији.

1.3. СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА

Слично пракси утврђеној при изради европског плана развоја из 2020. године (TYNDP 2020), ENTSO-E и удружење европских оператора за пренос гаса (ENTSO-G) су заједничким напорима сачинили скуп сценарија који ће омогућити доношење одлука о европској енергетици на основу усаглашених анализа ова два сектора [26].

Заједно, ENTSO-E и ENTSO-G су одлучили да:

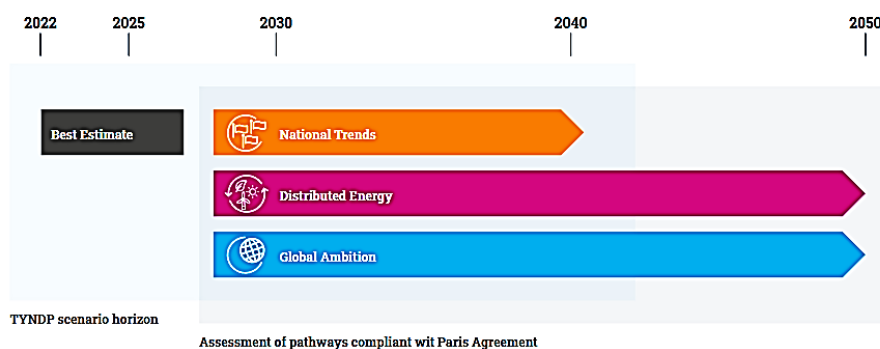
- развију заједничке сценарије, уместо да усвајају резултате из одвојено направљених визија без заједничких планова или улаза;
- више консултују заинтересоване стране из ширег поља енергетике при развоју сценарија;
- у сценарије укључе и међусекторске технологије.

При изради TYNDP 2022 ће се 2030. и 2040. годину сагледати следећа три сценарија:

- **Национални трендови (NT)** – сценарио који је у складу са Интегрисаним националним климатским и енергетским плановима. Сценарио „Национални трендови“ се заснива на нешто споријем, али стабилном развоју, у складу са могућностима оператора преносних система. Овај сценарио је послужио и као основа према којој су рађени мрежни модели региона коришћени у плану, што је подробније описано у Поглављу 8. Што се Србије тиче, подаци из овог сценарија су додатно ажурирани последњим расположивим информацијама пре него што се приступило изради мрежних модела, чиме је обезбеђена поузданост модела и побољшан квалитет добијених резултата и закључака изведених из њих.
- **Глобално деловање (GA)** – сценарио који представља глобални напор за остваривање декарбонизације у 2050. години. Нагласак је стављен на масовну примену централизованих обновљивих извора нискокарбоничних технологија. Економија величине ће довести до значајних смањења цена технологија као што су ветроелектране постављене на воденим површинама.
- **Дистрибуирана производња (DE)** – сценарио који представља глобални напор за остваривање декарбонизације у 2050. години. Нагласак је на жељи заједнице да достигне енергетску аутономију користећи дистрибуиране обновљиве изворе.

За 2050. годину ће се у TYNDP користити последња два сценарија.

Развоји система по сценаријима од 2020. до 2050. године су приказани на Сл. 1.1:



Сл. 1.1: Оквир за формирање сценарија за TYNDP 2022

2. ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

При изради националног Плана развоја преносног система поштују се одредбе дефинисане кроз:

- Закон о енергетици („Службени гласник РС“ бр. 145/2014, бр. 95/2018-др.закон, 40/2021 и 35/2023-др. закон);
- Закон о коришћењу обновљивих извора енергије Републике Србије („Службени гласник РС“ бр. 40/2021 и 35/2023);
- Закон о планирању и изградњи Републике Србије („Службени гласник РС“ бр. 72/2009, 81/2009 - испр., 64/2010 – одлука УС, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - одлука УС, 50/2013 - одлука УС, 98/2013 - одлука УС, 132/2014, 145/2014, 83/2018, 31/2019-др.закон, 37/2019, 9/2020 и 52/2021);
- Правила о раду преносног система;
- Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије (НАПОИЕ), 2013. година.

Закон о енергетици је подржан следећим подзаконским актима која ближе разрађују и спроводе правни оквир дефинисан самим Законом:

- Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године (надаље: Стратегија развоја енергетике);
- Програм остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године, за период од 2017. до 2023. године (надаље: Програм остваривања Стратегије)
- Уредба о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Службени гласник РС“ бр. 63/2013 и 91/2018).

Чланом 109. Закона о енергетици је уређено да оператор преносног система сваке друге године донесе План развоја преносног система за период од најмање десет година. План развоја садржи ефикасне мере ради обезбеђења стабилности рада система и сигурности снабдевања и треба да:

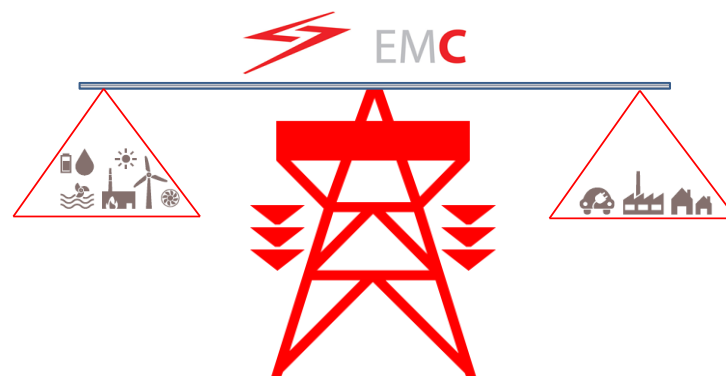
- обезбеди свеобухватан преглед развоја преносног система у датом временском интервалу;
- омогући преглед главних измена у преносном систему (списак, локације и основне карактеристике објеката преносног система који ће бити реконструисани, проширени, изграђени или угашени, укључујући и интерконективне далеководе).

При изради Плана развоја, посебна пажња се обраћа на подршку остваривања следећих дугорочних циљева, дефинисаним у члану 3. Закона о енергетици:

1. поуздано, сигурно и квалитетно снабдевање енергијом и енергентима;

2. адекватан ниво производње електричне енергије и капацитета преносног система;
3. стварање услова за поуздан и безбедан рад и одрживи развој енергетских система;
4. конкурентност на тржишту енергије на начелима недискриминације, јавности и транспарентности;
5. обезбеђивање услова за унапређење енергетске ефикасности у обављању енергетских делатности и потрошњи енергије;
6. стварање економских, привредних и финансијских услова за производњу енергије из обновљивих извора енергије и комбиновану производњу електричне и топлотне енергије;
7. стварање регулаторних, економских и привредних услова за унапређење ефикасности у управљању електроенергетским системима, посебно имајући у виду развој дистрибуиране производње електричне енергије, развој дистрибуираних складишних капацитета електричне енергије, увођење система за управљање потрошњом и увођење концепта напредних мрежа;
8. стварање услова за коришћење нових извора енергије;
9. разноврсност у производњи електричне енергије;
10. унапређење заштите животне средине у свим областима енергетских делатности;
11. стварање услова за инвестирање у енергетику;
12. заштита купаца енергије и енергената;
13. повезивање енергетског система Републике Србије са енергетским системима других држава;
14. развој тржишта електричне енергије и природног гаса и њиховог повезивања са регионалним и пан-европским тржиштем.

Између осталог, оператор преносног система је дужан да, у складу са претходним набрајањем, константно одржава баланс између производње и потрошње електричне енергије. Ово се може видети и на илустрацији датој на Сл. 2.1.



Сл. 2.1: Балансирање потреба производње и потрошње

Оператор преносног система је, сходно члану 111. Закона о енергетици, у обавези да сваке друге године поднесе АЕРС на сагласност План развоја базиран на прогнозираној производњи и потрошњи електричне енергије и резултатима саветовања са свим заинтересованим странама и усаглашен са планом развоја дистрибутивне мреже.

Неопходно је нагласити да постоји висок степен неизвесност код дефинисања улазних параметара на основу којих се сагледава перспектива развоја система, јер исти зависе од великог броја чинилаца, између осталог: цене енергената, промене нивоа потрошње и производње, ситуације на унутрашњем и регионалном тржишту електричне енергије.

Планирањем развоја сагледава се неопходан развој преносног система и одређени услови у којима ће се одвијати рад система у наступајућем периоду, како би се обезбедили предуслови за поуздан, сигуран и стабилан рад целокупног електроенергетског система. Развој преносног система се усклађује са развојем производних капацитета који се прикључују на преносни систем и дистрибутивног система, као и са потребама купаца, купаца-произвођача и складиштара чији су објекти директно прикључени (или ће бити прикључени) на преносни систем.

Приликом планирања развоја преносног система, води се рачуна да, у сваком од његових предвиђених перспективних режима рада, систем мора да задовољи критеријуме прописане Правилима о раду преносног система. Првенствено се пажња посвећује томе да не дође до преоптерећења елемената преносног система, затим да напони у систему буду у дозвољеним границама, осигуравању испуњења критеријума поузданости снабдевања корисника електричном енергијом, ограничавању вредности струја кратких спојева у циљу избегавања потенцијалних хаварија и оштећења опреме, као и постизања потребног нивоа стабилности рада преносног система.

2.1. ХАРМОНИЗАЦИЈА РАЗВОЈА СИСТЕМА ОПС И ОДС

У току израде Плана развоја преносног система, одржавају су састанци са оператором дистрибутивног система. На овим састанцима се врши верификација достављених података и усаглашавање инвестиционих и развојних планова два оператора. Резултати ових састанака су усаглашени инвестициони и развојни пројекти у плановима развоја оператора преносног и оператора дистрибутивног система, наведени, пре свега, у оквиру Поглавља 10, мада се помињу и у другим поглављима.

Међусобна права и обавезе у поступку прикључења оператори система дефинишу кроз Уговор о прикључењу који се закључује у случају изградње новог објекта оператора система или у случају измена у самом објекту, које не одговарају раније датим техничким условима, а све у складу са Правилима о раду преносног система, односно Правилима за прикључење и Правилима о раду дистрибутивног система.

3. МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА

3.1. РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ

Циљ ЕМС АД, као оператора преносног система, јесте да, у складу са својим законским обавезама, развије сигуран, поуздан, економичан и ефикасан преносни систем који ће задовољити захтеве за преносом електричне енергије. За остварење ових циљева неопходно је одредити потребан преносни капацитет мреже, узимајући у обзир, између осталог, трендове развоја потрошње електричне енергије, пуштање у погон нових и повлачење са мреже старих генераторских капацитета, транзите електричне енергије и капацитете интерконективних водова.

При развоју преносне мреже, ЕМС АД сагледава дугорочне развојне потребе и утврђује потенцијалне проблеме у раду преносне мреже који се могу очекивати у наредном периоду. За уочене проблеме, предлажу се развојне опције намењене њиховом отклањању. При предлагању развојних опција, ЕМС АД, тамо где је то могуће, прво разматра ону опцију која би решила неколико уочених потешкоћа одједном. Ако то није могуће, онда се за сваку од развојних потреба разрађује посебна опција. Одлука о развојној опцији се, пре свега, доноси на основу техничких показатеља. Уколико се испостави да две развојне опције пружају слична побољшања са техничке стране, приступа се анализи њихове исплативости, која тада постаје пресудни показатељ при избору варијантног решења. Анализе исплативости се врше искључиво за пројекте који се баве развојем 400 kV мреже, пошто иста доминантно има регионални значај. Одлука о избору развојне опције се доноси на основу израде техноекономске анализе по ENTSO-E методологији, која даје одговор на питање која опција носи више бенефита по преносни систем. Имајући ово у виду, уколико постоје две изводљиве развојне опције, бира се она која у мултикритеријумској анализи даје већи бенефит. Ова анализа користи нето садашњу вредност обе развојне опције као један од критеријума избора оптималне опције. Пример за ово се може наћи у значајним стратешким пројектима ЕМС АД, попут нових интерконективних пројеката.

ЕМС АД је усвојио развојну стратегију којом ће се даље развијати и јачати мреже напонског нивоа 400 kV и 110 kV, док ће се мрежа 220 kV постепено укидати како буде истицао животни век далековода. Стратегија предвиђа да се сачувају коридори 220 kV далековода, и да се постојеће трасе колико је то могуће искористе за будуће 400 kV и 110 kV далеководе. Мрежа 220 kV ће остати у оном обиму и на оним местима где друго решење није техно-економски оправдано или где су од стране ЕМС АД преузете обавезе према КПС које подразумевају задржавање мреже овог напонског нивоа.

Уколико би се испоставило да је неопходно реализовати неко од развојних решења чија реализација обухвата дужи временски период, ЕМС АД дели пројекат у више секција. Типичан пример је изградња Трансбалканског коридора, који је потекао од почетне идеје да се мрежа 220 kV у западној и централној Србији мора комплетно обновити, али се убрзо схватило да се са нешто више додатног улагања може изградити мрежа 400 kV која ће решити проблеме развоја Централне и Западне Србије у наредних 50-ак година. Како је пројекат изградње Трансбалканског коридора веома комплексан, изградња истог је предвиђена у секцијама. Конкретно, за Трансбалкански коридор су у питању четири секције, као што се може видети у одговарајућем потпоглављу овог Плана.

3.2. ТЕХНИЧКИ КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

Правила о раду преносног система, између осталог, дефинишу и опсеге у којима се одговарајући индикатори морају налазити приликом нормалног радног стања система. Међу осталим разлозима за планирање развоја неког дела мреже, може се истаћи ситуација у којој прорачуни, спроведени на перспективним симулационим моделима, укажу на то да у наредном периоду може доћи до нарушавања појединих техничких критеријума дефинисаних у Правилима о раду. Ови технички критеријуми обухватају:

- дозвољена напонска одступања;
- максимално термичко оптерећење елемената система;
- сигурност система (тзв. *N-1* критеријум сигурности);
- стабилност система;
- вредности струја кратких спојева.

Систем мора да ради унутар граница дефинисаних овим критеријумима и када нема поремећаја, али и после испада било ког вода, трансформатора или генератора. Ово такође важи за време ремонта било ког вода, трансформатора или генератора.

Услови рада система и поремећаји у мрежи се обично испитују за неке карактеристичне радне режиме који се могу сматрати критичним са аспекта угрожавања неког од ових техничких критеријума. Примера ради, често се испитују радни режими зимског и летњег максимума и летњег минимума у условима високог нивоа производње из обновљивих извора енергије. Зимски максимум овде представља прогнозирано максимално годишње оптерећење мреже. Летњи максимум се односи на максимум потрошње радним данима од марта до септембра. Он је такође од интереса, јер иако је укупно оптерећење мреже ниже лети него зими, то не мора бити случај за токове снага по свим водовима. Осим тога, лети је, због високих температура, максимално дозвољено оптерећење водова мање него зими. Летњи минимум представља режим апсолутног годишњег минимума, који се обично јавља у мају или јуну. Анализа летњег минимума обухвата режиме са ниским оптерећењем и одговарајућом ниском производњом (осим обновљивих извора енергије), критичне са аспекта могућности појаве превисоких напона на сабирницама постројења.

3.3. ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА СИСТЕМА

Процес планирања развоја преносног система је динамичке природе, јер се захтеви који се постављају пред овај систем непрестано мењају. У наставку се могу видети основни кораци у процесу планирања развоја преносног система:

1. **Ажурирање података:** Процес планирања почиње прегледом и ажурирањем података о мрежи и корисницима, чиме се дефинише модел мреже.
2. **Процена перформанси тренутне мреже:** Анализа извештаја о раду система у претходним годинама како би се утврдили оперативни проблеми. Формирање симулационих модела мреже у тренутном стању и вршење одговарајуће групе анализа да би се указало на проблематичне регионе. Евентуално предлагање мера којима би се ти проблеми могли ублажити или отклонити (уколико те мере нису предвиђене кроз раније планиране пројекте).
3. **Сагледавање будућих услова:** Преглед и предвиђање главних покретача за разматрање развојних потреба (попут потребе за бољом сигурношћу напајања, предвиђеног пораста потрошње, нарушавања поузданости рада целог система или неког његовог дела, прикључења нових електрана, потребе за повећањем ефикасности рада система или старења инфраструктуре). Овакве пројекције се уносе у модел будуће мреже у одговарајућим софтверским алатима.
4. **Процена перформанси будуће мреже:** Модели будуће мреже се користе за процену дугорочних перформанси мреже према одговарајућим стандардима. Системске студије идентификују слабе тачке које могу захтевати развој. Ове студије садрже процену разних фактора као што су различити нивои потрошње и производње, различити нивои прекограничних размена, искључење појединих електрана, стабилност система итд. Симулациони модели тржишта електричне енергије, израђени у софтверским алатима, користе се за предвиђање будућих ангажовања производних капацитета и размене енергије.
5. **Утврђивање потребе за развојем:** Претходне фазе идентификују потенцијалне проблеме који се у будућности могу јавити у појединим деловима мреже. У неким случајевима ови проблеми не изискују хитно решење. Због тога се врши детаљна анализа за сваки проблем и утврђује се да ли заиста постоји потреба за развојем у посматраном делу преносне мреже у датом тренутку.
6. **Разматрање и селекција развојних опција:** Уколико се за идентичну потребу идентификује већи број варијантних развојних опција, оптимално решење се бира на основу критеријума набројаних у претходном поглављу.

Изазов за ЕМС АД је да пронађе робусна решења која ће пружати највећу дугорочну корист сваком од корисника мреже, при чему је потребно узети у обзир горенаведене факторе, али и неизвесности у пројекцијама потрошње и производње. Неизвесност у производњи није везана само за локацију и величину нових јединица, већ такође и за оперативну спремност постојећих генератора. После пажљиве анализе и интерног прегледа, оптимална опција се декларише као жељено решење. У оквиру процеса планирања, примењује се методологија за приоритизацију пројеката, која узима у обзир ограничења расположивих ресурса и као резултат даје годину реализације одређених пројеката, тј. ранг листу пројеката на основу дефинисаних критеријума. Више о овој методологији је дато у Поглављу 10.12.

3.4. ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ

Очување глобалног окружења за будуће нараштаје, идентификовање, праћење и контролисање свих аспеката животне средине, превенција загађивања и стварање услова за примену најбољих доступних технологија у свим фазама и делатностима рада основ су пословне политике ЕМС АД у области екологије и одрживог развоја компаније и стратегије у заштити животне средине.

Систем за заштиту животне средине у ЕМС АД је адекватно постављен у односу на идентификоване аспекте, утицаје и ризике и препознат је кроз десет група утицаја:

- Г1 - електромагнетно поље ниске фреквенције, нејонизујуће електромагнетно зрачење;
- Г2 - бука, вибрације;
- Г3 – минерално изолационо уљима (контаминација воде, земљишта, бетонских и других површина);
- Г4 - остале опасне материје (регистар опасних материја – контаминација);
- Г5 - отпад (опасан и неопасан);
- Г6 - РСВ контаминирана изолациона уља и опрема;
- Г7 - утицај ЕЕ објекти на биодиверзитет/еко-систем;
- Г8 - емисије гасова стаклене баште (GHG) SF₆, CO₂;
- Г9 - енергетска ефикасност;
- Г10 - ванредне околности - удес, пожар, експлозија.

Све групе аспеката и утицаја се односе на три кључне фазе рада: фазу планирања, фазу градње/реконструкције и фазу експлоатације. Ради бољег разумевања, ове фазе се могу видети и на илустрацији датој на Сл. 3.1.



Сл. 3.1: Заштита животне средине у свим фазама реализације пројекта

Сви развојни пројекти ЕМС АД, по Закону о процени утицаја на животну средину, морају имати израђену Студију о процени утицаја на животну средину. Студија о процени утицаја на животну средину представља документ којим се анализира и оцењује квалитет чинилаца животне средине и њихова осетљивост на одређеном простору и међусобни утицаји постојећих и планираних активности, предвиђају непосредни и посредни штетни утицаји пројекта на чиниоце животне средине, као и мере и услови за спречавање и/или смањење штетних утицаја на животну средину и здравље људи.

Стратешки правци унапређења и развоја у склопу заштите животне средине се односе на активности дате на :



Сл. 3.2 Правци унапређења заштите животне средине од стране ЕМС АД

Основни правци развоја у области друштвене одговорности и екологије су:

- одржавање нивоа инвестиција у заштиту животне средине;
- примена постојећих планова и програма унапређења заштите животне средине;
- брзо реаговање у случају еколошких инцидената;
- комуницирање важности екологије за ЕМС АД широј популацији;
- повећање транспарентности пословања у вези заштите животне средине;
- подржавање еколошких пројеката у координацији са локалним заједницама.

3.5. УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ

У интересу ЕМС АД је да се у процес планирања развоја преносне мреже у што већој мери, уз кориснике преносног система, укључи и шира јавност, како би била упозната са потребама ЕМС АД и са користима које развој ЕМС АД доноси друштвеној заједници. Сваки пројекат везан за изградњу нових објеката преносног система подлеже јавном увиду, на начин дефинисан одговарајућим законским прописима и актима ЕМС АД. Да би пројекат дошао на јавни увид, он мора испунити следеће захтеве:

- да је израђен у складу са републичким развојним плановима и регионалним смерницама развоја;
- да има сагласност од локалних власти, Министарства енергетике, Министарства телекомуникација, Министарства за очување животне средине, као и да има дозволе за пролаз кроз посебне области као што су нпр. национални паркови;
- да у обзир узима еколошке, археолошке, визуелне и друге битне елементе.

ЕМС АД путем средстава јавног информисања обавештава јавност о битним фазама реализације пројеката и бенефитима за електроенергетски систем и ширу друштвену заједницу, проистеклим из ових пројеката. Кључне информације о важним пројектима могу се пронаћи на званичном интернет порталу ЕМС АД – <http://www.ems.rs/> као и на друштвеним мрежама на којима је компанија присутна.

4. СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ И ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

4.1. ПРЕГЛЕД ПОСТОЈЕЋИХ ЕЛЕМЕНАТА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Капацитете за пренос електричне енергије од генераторских капацитета до потрошача, као и за потребе размене са суседним системима, обезбеђују високонапонски водови (далеководи и каблови) и трансформаторске станице напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У следећим табелама дати су прегледи капацитета водова и капацитета постројења ЕМС АД 31.12.2021. године, као и поређење ових података са оним из претходних година.

Таб. 4.1: Високонапонски водови у власништву ЕМС АД 31.12.2021.

Далеководи ЕМС АД		31.12.2021.	Разлика 2021.-2020.	2020.	2019.	2018.	2017.
400 kV	Број далековода	39	1	38	38	37	36
	Дужина далековода (km)	1.811,91	13,22	1.798,70	1.798,14	1.787,69	1.766,06
220 kV	Број далековода	47	0	47	48	47	46
	Дужина далековода (km)	1.752,70	-29,96	1.782,66	1.847,14	1.847,68	1.844,59
110 kV	Број далековода	377	3	374	370	367	358
	Дужина далековода (km)	6.057,06	58,71	5.998,35	5.902,17	5.899,41	5.805,23
110 kV	Број каблова	13	0	13	11	9	9
	Дужина каблова (km)	50,40	-0,75	51,15	42,72	36,58	36,58
<110 kV	Број далековода	12	0	12	10	10	10
	Дужина далековода (km)	230,92	0	230,92	220,63	220,63	220,63
УКУПНО	Број високонапонских водова	488	4	484	477	470	459
	Дужина високонапонских водова (km)	9.902,99	41,21	9.861,78	9.811,07	9.791,99	9.673,09
УКУПНО СА КиМ*	Број високонапонских водова	537	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Дужина високонапонских водова (km)	10.955,22					

Таб. 4.2: Капацитети постројења по погонима ЕМС АД 31.12.2021.

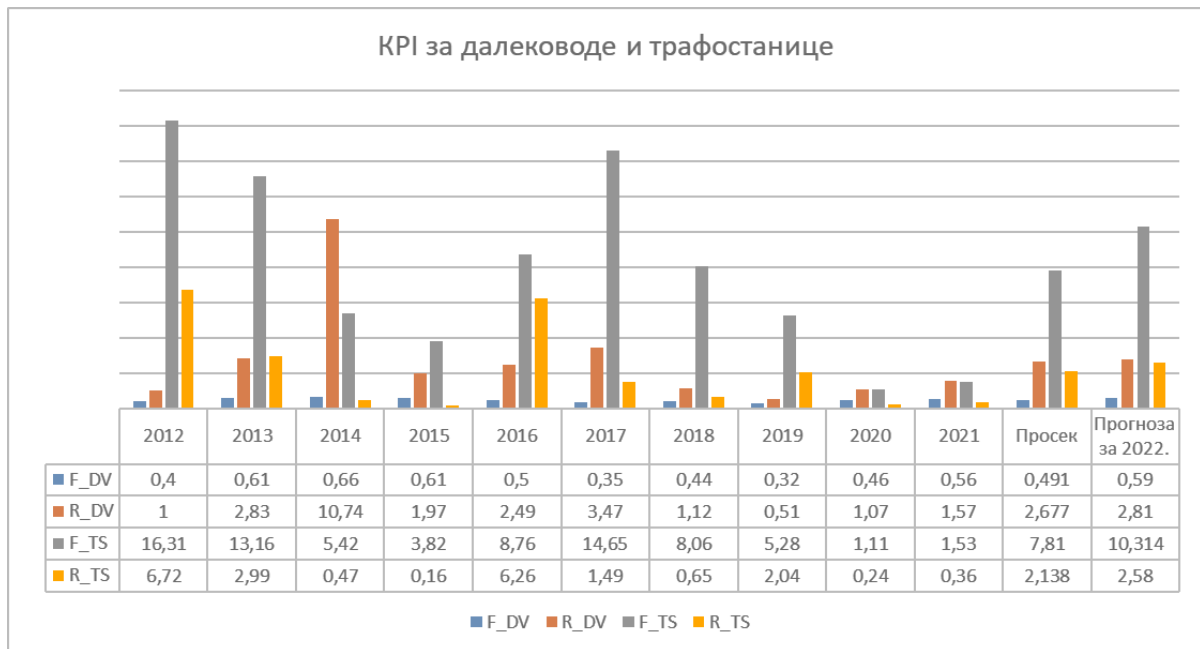
Постројења ЕМС АД		31.12.2021.	Разлика 2021-2020	2020	2019	2018	2017
400/x kV	Број постројења	20	0	20	19	18	18
	Број трансформатора	30	0	30	29	29	29
	Инсталисана снага (MVA)	9.750	0	9.750	9.450	9.450	9.450
220/x kV	Број постројења	14	0	14	15	14	14
	Број трансформатора	29	-1	30	30	30	30
	Инсталисана снага (MVA)	5481,5	-150	5.631,5	5.631,5	5.631,5	5.431,5
110/x kV	Број постројења	9	1	8	7	6	6
	Број трансформатора	16	2	14	14	14	14
	Инсталисана снага (MVA)	750	90,5	659,5	659,5	625	625
УКУПНО	Број постројења	43	1	42	41	38	38
	Број трансформатора	75	1	74	73	73	73
	Инсталисана снага (MVA)	15.981,5	-59,5	16.041	15.741	15.706,5	15.506,5
УКУПНО СА КиМ*	Број постројења	49	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Број трансформатора	85					
	Инсталисана снага (MVA)	17.474					

4.2. КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ)

За SMART² циљ одржавања елемената преносне мреже су као индикатори процеса препознати следећи показатељи:

- број трајних кварова на далеководима и у постројењима;
- трајање ових кварова.

Показатељи се прате и на сваком напонском нивоу засебно, и збирно. Извор података су извештаји о погонским догађајима. Циљне вредности параметара за наредни период се статистички прогнозирају као медијана остварених вредности параметара, добијених праћењем догађаја на елементима преносног система у периоду од 2012. до 2021. године, као што је и представљено на слици Сл. 4.1. На овој слици се, поред евидентираних вредности за овај период, могу видети и вредности које се за одабране параметре прогнозирају за 2022. годину. Периодичност прогнозирања је на годишњем нивоу. Такође, месечно се прати остварење циљне вредности сваког параметра и прецизирају узроци битнијих одступања забележених вредности од прогнозираних. На смањење вредности параметара се, поред адекватног планирања развоја система, може утицати и применом одговарајућих пројектантских решења, употребом квалитетне опреме, унапређењем испитних метода и технологије рада, као и редовним и квалитетним превентивним одржавањем. У складу са тиме је и у овом Плану развоја сагледан велики број реконструкција и адаптација постојећих елемената преносног система, чиме ће се утицати на побољшање KPI показатеља.



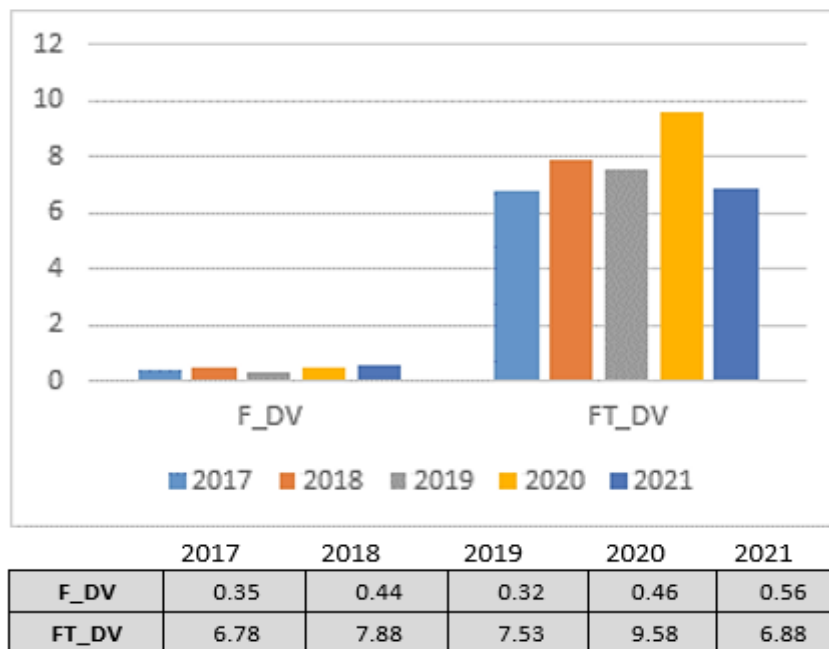
Сл. 4.1: KPI за ДВ и ТС у периоду од 2012. до 2021. са прогнозом за 2022. годину

Напомена: F_DV – Учестаност трајних кварова далековода [1/100 km];
R_DV – Трајање искључења далековода због испада [h/ДВ];
F_TS – Учестаност кварова поља постројења (кварова/100 поља);
R_TS – Трајање искључења поља постројења због кварова (h/пољу).

² SMART – Specific, Measureable, Attainable, Relevant, Time-based (прецизно дефинисан, мерљив, достижан, битан, временски ограничен)

4.2.1. Кључни параметри система (*KPI* параметри) за далеководе у 2021. години

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад далековода за период од 2017. до 2021. године.



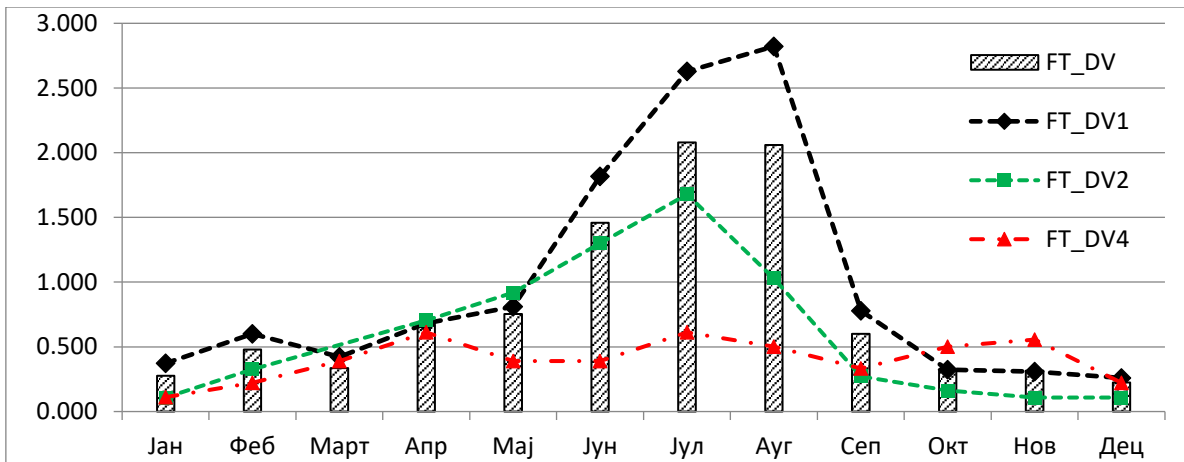
Сл. 4.2: Преглед расподеле *KPI* параметара за далеководе по годинама

Напомена: F_DV – Учестаност трајних кварова далековода [1/100 km];
FT_DV – Учестаност пролазних кварова далековода [1/100 km].

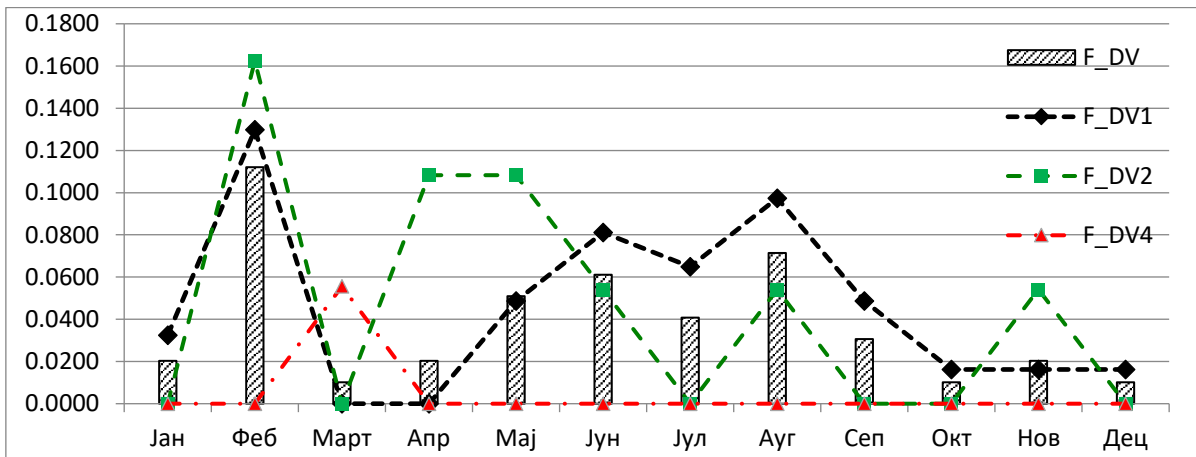
Са аспекта рада преносног система, пожељно је да вредности *KPI* параметара буду што ниже. Са датог дијаграма се може уочити да је учестаност трајних и пролазних кварова у 2021. години била на нивоу ранијих година.

Што се тиче благе тенденције пораста учестаности пролазних кварова далековода од 2017. до 2020. године, мора се нагласити да је величина тог параметра зависна од великог броја фактора, те да овакав тренд не мора настати услед лошег стања елемената система, већ може бити и последица климатских услова, где би се, пре свега, морао истаћи број удара грома у близини далековода у некој години. Овакве појаве, нашироко познате као ризичне по адекватан рад преносног система, нису предвидиве у довољној мери, а доводе до краткотрајног смањења изолационог нивоа опреме, те, самим тим, и до повољних услова за настанак пролазних кварова.

На сликама Сл. 4.3 и Сл. 4.4 дати су прикази учестаности пролазних, односно трајних кварова далековода по напонским нивоима у 2021. години.



Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km]
(FT_DV1-110 kV; FT_DV2-220 kV; FT_DV3-400 kV; FT_DV-укупно)

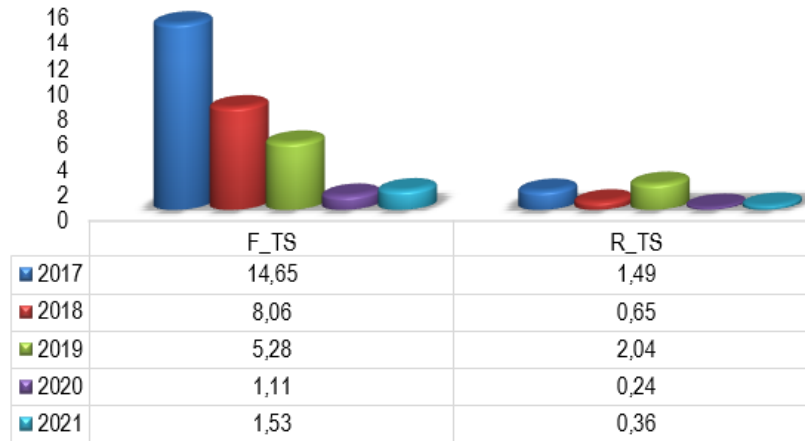


Сл. 4.4: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km]
(FT_DV1-110 kV; FT_DV2-220 kV; FT_DV3-400 kV; FT_DV-укупно)

Са приказаних дијаграма је евидентно да се пролазни кварови далековода у преносном систему ЕМС АД чешће дешавају у току летњих, него у току зимских месеци, при чему је ово нарочито уочљиво за далековода напонских нивоа 110 kV и 220 kV. Распореда је нешто равномернија за водове 400 kV напонског нивоа. Са друге стране, код трајних кварова не постоји овакво правило, већ до истих долази релативно подједнако у летњем и у зимском делу године.

4.2.2. Кључни параметри система (*KPI* параметри) за постројења у 2021. години

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад високонапонских постројења за период од 2017. до 2021. године.



Сл. 4.5: Преглед расподеле *KPI* параметара за рад постројења по годинама

Напомена: F_TS- Учестаност кварова поља постројења (кварова/100 поља),
R_TS- Трајање искључења поља постројења због кварова (ч/пољу)

Погонска спремност трансформатора и високонапонске опреме током 2021. године је била на високом нивоу. Тако доброј погонској спремности трансформаторских станица су допринели: превентивно и корективно одржавање високонапонске опреме, редовни прегледи, провере и ремонти, као и реконструкције трансформаторских станица.

Што се тиче кварова који су потенцијално могли да угрозе погонску спремност у овој години, мора се нагласити да је до највећег броја њих дошло услед проблема у вези са старошћу опреме. Ипак, због значајног броја радова на замени дотрајале опреме током претходних година, евидентирано је смањење *KPI* параметара.

Такође, треба напоменути да се у ЕМС АД врши константно унапређивање активности на превентивном одржавању и испитивању високонапонске опреме. Посебна пажња се посвећује повећању обима и квалитета превентивних испитивања, како оних које изводе трећа лица на плану испитивања изолационих уља и уљно-папирне изолације, тако и оних које изводе специјализоване стручне службе ЕМС АД.

4.3. РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ

Реконструкције и адаптације елемената се изводе из различитих разлога, као што су повећање поузданости рада преносног система и сигурности напајања потрошача, раст потрошње, прикључење нових објеката, старење инфраструктуре, повећање преносних капацитета, интеграција тржишта електричне енергије, интеграција обновљивих извора енергије и ефикасније управљање преносним системом. Реконструкције и адаптације водова и постројења у инвестиционој фази су наведени у додатку Д.2.

4.3.1. Радови на далеководима и кабловима ЕМС АД

У току 2022. године су извођени радови на следећим далеководима:

- ДВ 2x110 kV бр. 106 АБ ТС Ваљево 3 – ТС Мали Зворник:
Завршена је демонтажа електро опреме на целој траси, а у наредном периоду је планирана демонтажа челичне конструкције и темеља.
- ДВ 110 kV бр. 1206+154/3, увођење у ТС Ниш 5:
Објекат је пуштен у пробни рад у марту 2022. године.
- ДВ 110 kV бр. 107/2 – увођење у ТС Уб:
Објекат је пуштен у пробни рад у септембру 2022. године.
- ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3:
Објекат је пуштен у пробни рад у јануару 2022. године.
- Расплет 110 и 220 kV водова код ТС 220/110 kV Бистрица:
У августу прошле године извршено је расецање ДВ 220 kV бр. 266 и његово увођење у ТС Бистрица. Тиме су настали далеководи ДВ 220 kV бр. 266/1 ТС Пожега – ТС Бистрица и ДВ 220 kV бр. 266/2 ТС Бистрица – ТС Пљевља (ЦГ). Деоница настала расецањем ДВ 220 kV бр. 203/2 ТС Бајина Башта (чвор Вардиште) – ХЕ Бистрица, те иде од ТС Бистрица до ХЕ Бистрица, добила је бр. 299. Тај далековод је стављен под напон. Завршени су и радови на воду од ТС Бистрица до ТС Бајина Башта, при чему нови вод има бр. 203/3. Окончањем ових радова стечени су услови за укидање чвора Вардиште. У ТС Бистрица је уведен ДВ 110 kV бр. 134/3 ХЕ Кокин Брод – ХЕ Потпећ, док се завршетак увођења ДВ 110 kV бр. 134/2 ХЕ Кокин Брод – ТС Златибор 2 очекује на крају 2023. године.
- ДВ 110 kV Београд 5 – ТС Стара Пазова, увођење у ТС Београд 5:
Радови су завршени и далековод је пуштен у пробни рад у јулу 2022. године.
- ДВ 110kV бр. 1184 ТС Нови Пазар – ТС Тутин:
С обзиром на то да су проблеми у вези са увођењем извођача у посао на стубном месту 110 отклоњени, радови су завршени новембра 2022 године.
- ДВ 110 kV бр. 104 ТС Инђија 2 – ТС Београд 5, специјални проводник:
Извођач је уведен у посао крајем априла 2022. Радови на терену су почели у октобру 2022. године. Наставак радова се очекује у 2023. години.
- ДВ 110 kV 142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј, реконструкција:
У току су грађевински радови на једној деоници ДВ. Радови од 35. до 48. стуба су завршени у новембру 2022. године. Наставак радова је планиран у 2023. години.

- ДВ 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1:
У августу 2022. године је извођач уведен у посао, а у септембру су започети радови на терену, и то радови на ископу, изради темеља и формирању приступних путева. Радови ће се изводити и у току 2023. године.
- МВ 2x110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 6:
У јулу 2022. су започети радови на терену. Изведена су 4 темеља на ДВ 220 kV бр. 226 и започети су радови на шахтама 2 и 4 кабловског вода. На надземном делу вода радови су више пута обустављани због протеста мештана насеља Брзи Брод који се противе изградњи. Циљ је да се радови заврше до краја 2023. године.

У току 2022. године су извођени и радови на следећим кабловским водовима:

- КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7:
Радови на објекту су завршени и вод је у јуну 2022. године пуштен у пробни рад.
- КБ 110 kV ТС Београд 1 – ТС Београд 6:
До краја октобра 2022. године планирано је да се заврши 1. фаза радова (4 деонице), док би се 2. фаза радова изводила након одобрења Градске управе (Секретаријата за саобраћај) за раскопавање саобраћајница. План је да се до краја 2022. године изведу радови на 9. деоници КБ (Хиландарска и Палмотићева). План је да се радови заврше у 2023 години.

4.3.2. Радови на високонапонским постројењима

У току 2022. године извођени су радови на следећим ТС и РП:

- ТС 220/110 kV Краљево 3:
На ТС Краљево 3 су завршени радови на доградњи РП 400 kV и започети радови на првој етапи реконструкције РП 110 kV. У IV кварталу 2022. године је планирано пуштање у рад два далеководна поља, што је предуслов за ослобађање поља која су намењена прихвату далековода 2x110 kV из правца Новог Пазара.
- ТС 400/110 kV Бор 2:
Трансформатор Т1 је замењен. Поред тога, започети су радови на реконструкцији дела сопствене потрошње и реконструкцији дела РП 110 kV .
- ТС 220/110 kV Србобран:
Завршени су радови на реконструкцији РП 110 kV и изградњи РП 400 kV. У четвртом кварталу су планирани завршни радови на командној згради, саобраћајницама са електро-инсталацијама и напајање сопствене потрошње са дистрибутивне мреже.
- ТС 220/110 kV Бистрица:
Радови на изградњи су готови. У току је реализација Уговора за изградњу прикључка на дистрибутивни систем.
- РП 400 kV Ђердап 1:
Почетак радова на реконструкцији овог постројења је планиран у IV кварталу 2022. године, изградњом командно-погонске зграде.

- ТС 400/220/110kV Панчево 2:
Изграђене су релејне кућице и припадајући кабловски канали. Завршени су радови на опремању поља Ц02. Уз то, у току су радови на замени сабирница у РП 400 kV, као и на реконструкцији дела сопствене потрошње и уградњи уређаја за заштиту и управљање у делу РП 110 kV.
- ТС 220/110/35 kV Београд 5:
Завршена је реконструкција РП 35 kV.
- ТС 400/220/110 kV Ниш 2:
У току су радови на реконструкцији дела РП 110 kV потребног за прикључење МВ који повезује ову ТС и ТС Ниш 6.
- ТС 220/110 kV Београд 3:
У IV кварталу 2022. године планирано је извођење радова на опремању два поља за [увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ово постројење](#).
- ТС 220/110 kV Зрењанин 2:
У IV кварталу планирано извођење радова на опремању ДВ 110 kV поља за правац према будућој ТС Перлез.

4.4. ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА

Пројекти сагледани овим Планом развоја којима се решавају проблеми радијално напајаних ТС 110/x kV обрађени су у Потпоглављу 10.9, с тим што се мора нагласити да, због ограничених ресурса, није било могуће предвидети решавање овог проблема за све радијално напајане трансформаторске станице у наступајућем десетогодишњем периоду. Дефинисање динамике решавања радијалног напајања трансформаторских станица се врши по критеријумима који су наведени у методологији за приоритизацију пројеката [34], интерно усаглашеној у оквиру надлежних служби ЕМС АД. Сви пројекти решавања радијалног напајања трансформаторских станица ће бити реализовани, док година њихове реализације проистиче из поменуте приоритизације пројеката.

На радијално напајане трансформаторске станице не може се применити критеријум сигурности гледајући само преносни систем, али је то могуће ако се заједно анализирају преносни и дистрибутивни систем, у ком случају је неопходна максимална координација енергетских субјеката за пренос и дистрибуцију електричне енергије. Тако би се конзум који би, са тачке гледишта оператора преносног система, остао без напајања, могао да буде пренапојен из неке од трансформаторских станица којима управља Електродистрибуција Србије, те би се ризик од прекида испоруке, макар у неким ситуацијама, могао смањити.

У табели Таб. 4.3 су наведени објекти који се радијално напајају из преносне мреже ЕМС АД, при чему је са P_{max} означена забележена активна снага потрошње у режиму зимског максимума потрошње 2021. године за трансформаторске станице које су у том тренутку биле напајане са напонског нивоа 110 kV. У овој табели није дата инсталисана снага трансформаторских станица зато што је вршна мерена потрошња, са тачке гледишта ОПС, једина валидна информација која указује на величину угроженог конзума у случају испада напојног вода. Овакво резонување је додатно поткрепљено тиме што се снага трансформатора у постројењима оператора веома често предимензионише како би се омогућило да се напајање потрошње настави и када неки од трансформатора испадне из погона на одређени временски период.

Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних постојећих ТС 110/x kV

Назив ТС	P_{max} (MW)
ДП Ниш	
Бело Поље	10,42
Босилеград	4,16
Власотинце	20,91
Димитровград	5,56
Јабланица	28,9
Ниш 10	13,45
Прешево	19,86
Мосна	2,63

Назив ТС	P_{max} (MW)
ДП Краљево	
Јагодина 3	14,74
Правац ТС Крупањ – ТС Љубовија	15,11+15,77
Правац ТС Ариље – ТС Ивањица	18,83+23,89
Правац ТС Пријеполје – ЕВП Бродарево	16,85+1,78
Владимирци	16,06
Правац ТС Ћуприја – ТС Стењевац	21,92+12,69
Копаоник	15,75
Љиг	22,99
Поповац	18,5
ДП Крагујевац	
Крагујевац 20 (Кнић)	9,77
Крагујевац 3	31,32
Страгари	6,54
Рудник 5	4,53
Велико Градиште	19,45
Рудник 3	13,98
ДП Нови Сад	
Правац ТС Ковин – ТС Рудник Ковин	21,69+4,22
Правац ТС Сента 2 - ТС Ада	17,23+16,63
Правац ТС Темерин – ТС Жабалъ	24,4+16,59
Бела Црква	9,79

У Таб. 4.4 дат је преглед будућих трансформаторских станица 110/x kV које ће након прикључења на преносни систем бити радијално напајане. За неке од ових ТС су овим планом развоја предвиђени пројекти намењени решавању овог проблема. Као што је и напоменуто, бољи увид у то које ће од ових трансформаторских станица бити напојене двострано у тренутку реализације одговарајућег пројекта се може стећи ако се размотри листа пројеката датих у Поглављу 10 , при чему посебно треба обратити пажњу на део овог поглавља који се односи искључиво на пројекте овог типа, издвојен у Потпоглавље 10.9. због прегледности и бољег истицања ове веома важне групе пројеката.

Таб. 4.4: Преглед радијално напајаних будућих ТС 110/х kV

Назив ТС	P_{\max} (MW)
ДП Ниш	
Лесковац 5	5,31
Ниш 7	20,48
Бољевац	5,22
Сокобања	14,32
ДП Краљево	
Трстеник 2	18,63
Коцељева	14,63
Тутин	16,53
Брус	11,23
ДП Крагујевац	
Крагујевац 23	4,64
Крагујевац 24	27,09
ДП Нови Сад	
Перлез	12,92

4.5. НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

У раду преносног система јављају се следећи периоди током године са карактеристичним напонским приликама:

- Претежни део године у свим сезонама, када за већину чворова преносног система не постоје проблеми са регулацијом напона.
- Део пролећног периода са најмањим конзумима (посебно око Ускрса и 1. маја), када се у ноћним сатима јављају недозвољени, изразито високи нивои напона.
- Мањи део зимског периода када се јавља екстремни конзум, или када у погону постоји значајан недостатак напонско-регулационог капацитета у генераторима услед испада. Напони су у дозвољеним границама, али се крећу ка доњој граници.
- Мањи део летњег периода са изразито високим температурама, што узрокује висок конзум и проблем са хлађењем генератора и блок-трансформатора и има за последицу велики недостатак напонско-регулационог капацитета на генераторима. Напони су у дозвољеним границама, али се крећу ка доњој граници.

Приметно је да преносни систем у Републици Србији на годишњем нивоу прима реактивну енергију од свих суседа. На неким границама је то последица високог профила напона код суседа, док је на другим границама то последица непостојања локалних капацитета за регулацију напона у том делу преносног система, при чему овакав профил токова реактивних снага у великој мери доприноси јављању превисоких вредности напона у неким од најкритичнијих чворишта у преносном систему Србије. У наставку су дате табеле Таб. 4.5, Таб. 4.6 и Таб. 4.7 са укупним трајањем недозвољено високих напона у 2021. години за критичне 400 kV, 220 kV и 110 kV објекте.

Таб. 4.5 Трајање превисоких напона у 2021. години за критична мерна места 400 kV

Објекат	Укупно сати у 2021. години са напонима изнад 420 kV
ТС Лесковац 2	3991.2
ТС Врање 4	2557.8
ТС Сремска Митровица 2	1562.5
ТС Ниш 2	1254.5
ПРП Чибук	930.1
РП Младост	874.3
РП Дрмно	771.8
ТС Београд 8	577
ТС Београд 20	520.1
ТС Нови Сад 3	441.1
ТС Обреновац	423.8
ТС Јагодина 4	398.3
ТС Крагујевац 2	381.6
ТС Панчево 2	359.82
ТС Бор 2	234.3
ТС Суботица 3	185
РП Ђердап 1	3.8

Таб. 4.6 Трајање превисоких напона у 2021. години за критична мерна места 220 kV

Објекат	Укупно сати у 2020. години са напонима изнад 242 kV
РП Бајина Башта	1103.9
ТС Пожега	665.8
ПРП Ковачица	648
ТС Нови Сад 3	548.8
ТС Зрењанин 2	470.7
ТС Ниш 2	452
ТС Крушевац 1	430.2
ТС Београд 8	381
ТС Сремска Митровица 2	335.7
ТС Обреновац	276.5
ТС Бистрица	225.3
ТС Краљево 3	166.1

Објекат	Укупно сати у 2020. години са напонима изнад 242 kV
РХЕ Бајина Башта	97.5
ТС Смедерево 3	85.3
ТС Ваљево 3	83.1
ТС Зрењанин 2	30.1
ТЕТО Панчево	14

Таб. 4.7 Трајање превисоких напона у 2021. години за критична мерна места 110 kV

Објекат	Укупно сати у 2021. години са напонима изнад 121 kV
ТС Зајечар 25	783.5
ТЕТО Нови Сад	417.3
ТС Неготин	374.5
ТС СИП	216.5
ТЕТО Нови Сад 3	157
ТС Нови Сад 4	212.3
ТС Ниш 2	124.7
ТС Ђердап 2	124.5
ТС Параћин 1	71,5
ТС Крагујевац 2	64,5
ТС Ниш 8	44.7
ТС Жабаљ	33.8
ТС Јагодина 4	29.5
ТС Суботица 3	24.6
ТС Србобран	16.2
ТЕ Морава	13.2
ТС Сремска Митровица 2	12.8
ТС Краљево 3	8
ТС Београд 5	7.8
РП Пирот	4.8
ТС СИП	4.8
ТС Београд 20	4.8
ТС Зрењанин 2	4
ТС Сврљиг	3.7
РП Алибунар	2

Може се видети да су најкритичније трансформаторске станице по питању превисоких напона у 2021. години биле ТС Лесковац 2 и ТС Врање 4, обе на 400 kV напонском нивоу. Потребно је нагласити да су проблеми са високим напонима у овим трансформаторским станицама отпочели пуштањем у погон новог интерконективног далековода ТС Врање 4 – ТС Штип (С. Македонија). Поред наведених, дуго трајање превисоких вредности напона је на 400 kV нивоу примењено и у ТС Сремска Митровица 2 и ТС Ниш 2.

У 2021. години, у ЕЕС Републике Србије нису забележени недозвољено ниски напони на напонским нивоима 220 kV и 400 kV, док је на напонском нивоу 110 kV било одступања напона испод дозвољене доње граничне вредности, о чему сведочи наредна табела у којој су дати најкритичнији објекти (Таб. 4.8).

Таб. 4.8: Трајање прениских напона у 2021. години за критична мерна места 110 kV

Објекат	Укупно сати у 2021. години са напонима испод 99 kV
ТС Пирот	181.2
ТС Србобран	128.7
ТС Нови Пазар 1	11.5
ТС Суботица 3	8
ТС Сјеница	1.8
ТЕТО Нови Сад	1.7

Сви проблеми наведени у оквиру претходне табеле, могу бити сматрани последицом пролазних кварова и других оперативних потешкоћа у систему, те њихово решавање није потребно сагледавати са планерске тачке гледишта.

Решавању проблема превисоких напона у деловима 400 kV мреже ће допринети пројекат [уградње варијабилног шант реактора у ТС 400/110 kV Врање 4](#). Како је ово само једно од улагања потребних за решавање проблема везаних за напонске прилике, од стране ЕМС АД је покренута и израда студије која ће дефинисати оптималне локације за уградњу уређаја за компензацију реактивне снаге.

4.6. ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА НЕОДГОВАРАЈУЋИХ ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА ОДС

Ово потпоглавље је битно за указивање на проблеме у раду преносног система који настају као последица постојања неодговарајућих елемената у објектима ОДС. Позивајући се на Правила о раду преносног система, као и на предметно поглавље Плана развоја, у оквиру заједничких тела ОПС и ОДС дефинишу се активности на отклањању идентификованих проблема. О овим темама (посебно оним које се односе на ограничења пропусних моћи водова ЕМС АД услед опреме у постројењима ОДС и на величине струја кратких спојева), детаљно се дискутује на билатералним састанцима ЕМС АД и ОДС на тему усаглашавања развојних и инвестиционих планова.

Таб. 4.9 пружа увид у листу објеката ОДС у којима постоје елементи који су виђени као ограничавајући са аспекта пропусне моћи преносног система. Уз сваки елемент је дато и кратко образложење које појашњава став да је одговарајући елемент ограничавајући са разматраног аспекта.

Таб. 4.9: Елементи у објектима ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система

Р. бр.	Елементи ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система
1	<p>У ТС 110/35 kV Јагодина 1 прекидачи 110 kV не задовољавају струје кратких спојева за кварове које би напајала оба трансформатора 400/110 kV у ТС Јагодина 4.</p> <p><u>Образложење:</u> Због таквог стања прекидача у ТС 110/35 kV Јагодина 1 у ТС 400/110 kV Јагодина 4 је формирано уклопно стање на 110 kV страни са искљученим СП 110 kV где су трансформатори на различитим сабирницама 110 kV, чиме је смањена поузданост напајања потрошача и поред уграђене диференцијалне заштите сабирница 110 kV.</p>
2	<p>У ТС 110/20 kV/kV Палић у ДВП 135/3 уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника ДВ је 1x240/40 (Al/Ће).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а.</p>
3	<p>У ТС 110/20 kV/kV Зрењанин 4 у ДВП 1008 уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника ДВ је 1x490/65 (Al/Ће).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а.</p>
4	<p>У ТС 110/20 kV/kV Сента 2 у ДВП 1103/2 уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника ДВ је 1x240/40 (Al/Ће).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а.</p>
5	<p>У ТС 110/20 kV/kV Кикинда 2 у ДВП 1147 уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника ДВ је 1x240/40 (Al/Ће).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а.</p>
6	<p>У ТС 110/20 kV/kV Нови Бечеј у ДВП 1147 уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника ДВ је 1x240/40 (Al/Ће).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а.</p>
7	<p>У ТС 110/20 kV/kV Темерин у ПСП 110 kV ("Н" шема) уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 300 = 600 А. Попречни пресек проводника ДВ је 1x240/40 (Al/Ће).</p> <p><u>Образложење:</u> Ово је лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а.</p>

У Таб. 4.10 су наведени елементи који недостају у објектима дистрибутивног система, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система, са кратким образложењем и статусом.

Таб. 4.10: Елементи који недостају у објектима ОДС, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
1	<p>У ТС 110/35 kV Крагујевац 5 нема дистантне заштите у ДВП 1125А и 1125Б.</p> <p><u>Образложење:</u> ТС Крагујевац 5 се напаја само по једном далеководу из ТС Крагујевац 2, а други је у празном ходу из правца ТС Крагујевац 2 до ТС Крагујевац 5 јер би квар на једном од далековода неселективно искључио оба далековода у ТС Крагујевац 2. Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Крагујевац 5. Очекује се завршетак реконструкције ДВП 1125 А у ТС Крагујевац 5 до средине августа 2022. и затим наставак реконструкције ДВП 1125Б.</p>
2	<p>У ТС 110/35 kV Ниш 13 нема дистантне заштите у ДВП 1187А и 1187Б.</p> <p><u>Образложење:</u> Два ТР 110/35 у ТС Ниш 13 се напајају са једним далеководом а друга два са другим далеководом, из правца ТС Ниш 2, уз искључен растављач у подужном СП 110 kV јер би квар на једном далеководу искључио оба далековода у ТС Ниш 2 и сами тим оставио конзум ТС Ниш 13 и ТС Ниш 10 у мраку. Манипулације са овим растављачем захтевају прекид напајања дела конзума ТС Ниш 13 (опционо дела конзума ТС Ниш 13 и цео ТС Ниш 10). Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Ниш 13 и ТС Ниш 10.</p>
3	<p>У ТС 110/35 kV Ниш 3 нема прекидача у ДВП 187 и 188.</p> <p><u>Образложење:</u> Један ТР 110/35 kV у ТС Ниш 3 се напаја једним далеководом а други ТР 110/35 kV другим далеководом из правца ТС Ниш 2, уз искључен растављач у подужном СП 110 kV јер би квар на једном далеководу искључио оба далековода у ТС Ниш 2. Манипулације са овим растављачем захтевају искључење једног трансформатора у ТС Ниш 3 (конзум преузима други трансформатор, за шта је потребно ниже оптерећење конзума, односно није изводљиво у свим режимима рада). Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Ниш 3.</p>
4	<p>ТС Врњачка Бања нема прекидаче у ДВП 109/2 и 109/3.</p> <p><u>Образложење:</u> У случају пролазног или трајног квара на ДВ. 110 kV бр. 109/2 или на ДВ. 110 kV бр. 109/3, са неуспешним АПУ, ТС Врњачка Бања беспотребно остаје без напајања. Манипулације са ДВ 109/2 или 109/3 захтевају безнапонско стање конзума ТС Врњачка Бања, који нема могућност пренапајања преко СН мреже.</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
5	<p>ТС Лесковац 6 нема прекидаче у ДВП 1174А и 1174Б.</p> <p><u>Образложење:</u> ТС Лесковац 6 се напаја само по једном далеководу, други је у празном ходу до ТС Лесковац 6 јер би квар на једном од далековода неселективно искључио оба далековода. Неповољна околност је и то што промена напајања ТС Лесковац 6 са једног на други далековод захтева беспонапонско стање у ТС Лесковац 6 због манипулација са растављачима у ДВП 110 kV у ТС Лесковац 6.</p>
6	<p>ТС Смедерево 1 комплетирање ДВП 101А/2, ДВП 101А/3, ДВП 101Б/3 и ДВП 101Б/4.</p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена ДВП би се значајно повећела сигурност напајања потрошача ТС Смедерево 1 и знатно би олакшали манипулације укључења/искључења далековода ДВ бр. 101А/2, бр.101А/3, бр. 101Б/3 и бр.101Б/4</p>
7	<p>ТС Београд 6 нема прекидаче у КБП 171 и КБП 172/1</p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена КБП би се значајно повећела сигурност напајања потрошача ТС Београд 6 и знатно би олакшали манипулације искључења/укључења КБ 171 и КБ 172/1. Реконструкција постројења је у току, сва поља ће бити комплетирана (ради се GIS постројење)</p>
8	<p>ТС Пожаревац – комплетирање ДВП 102А/1, ДВП 102А/2, ДВП 102Б/1 и ДВП 102Б/2.</p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена ДВП би се значајно повећела сигурност напајања потрошача ТС Пожаревац без обзира на расположивост горепомнутих далековода ДВ бр. 102А/1, бр.102А/2, бр. 102Б/1 и бр.102Б/2</p>
9	<p>Активирање локатора квара у свим објектима ОДС</p> <p><u>Образложење:</u> Како ОДС на подручју РДЦ Нови Сад интензивно ради на реконструкцијама трансформаторских станица, потребно је да, ако већ није урађено, активира локаторе квара где год је то могуће (негде су локатори квара, приликом реконструкције ТС уграђени али једноставно нису били активирани). Ово је потребно применити на свим објектима ОДС где постоје локатори квара.</p>
10	<p>ТС Крупањ нема уређај за АПУ у ДВП број 1176</p> <p><u>Образложење:</u> У случају пролазног квара на ДВ 110 kV број 1176 ТС Љубовија беспотребно остаје без напајања.</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
11	<p>Сигнални каблови на кабловима 110 kV на подручју Београда</p> <p><u>Образложење:</u> У складу са Законом о енергетици, у марту 2017 ЕМС АД је предузео надлежност на кабловима 110 kV, док су телекомуникациони и сигнални каблови који служе за заштиту 110 kV каблова (дојаву пада притиска уља, реаговање релејне заштите, пренос података и слично) остали у власништву ОДС ЕПС Дистрибуције.</p>
12	<p>ТС Рашка нема прекидаче у ДВП 161 и 162.</p> <p><u>Образложење:</u> (остаје да се напаја преко једног ТР). У случају трајног или пролазног квара на ДВ 110 kV бр. 161 са неуспешним АПУ и ТС Копаоник остаје без напона, због нетипичног прикључења ТС Копаоник у ТС Рашка. Манипулације на ДВ 161 захтевају безнапонско стање конзума ТС Копаоник. Приликом прикључења ТС Копаоник, ЕМС АД је издао техничке услове и за комплетну реконструкцију ТС Рашка узимајући у обзир нестандартно прикључење ТС Копаоник и значај Копаоника као туристичког центра.</p>
13	<p>ТС Дебељача нема прекидач у ДВП бр. 1145/1</p> <p><u>Образложење:</u> У случају искључења ДВ 1145/1 ради обезбеђења места рада, конзум ТС Дебељача мора бити краткотрајно без напајања, јер се мора искључити једини трансформатор који је на делу сабирница до ДВП 1145/1 и 110 kV подужно спојно поље како би се манипулисало растављачем у ДВП 1145/1.</p>
14	<p>ТС Рудник 2 нема прекидач у ДВП бр. 1128/2</p> <p><u>Образложење:</u> У случају искључења ДВ 1128/2 ради обезбеђења места рада, конзум ТС Рудник 2 мора бити краткотрајно без напајања, јер се мора искључити једини трансформатор као и ДВ 1160 како би се манипулисало растављачем у ДВП 1128/2.</p>

4.7. ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ НА ОСНОВУ АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ И ОПЕРАТИВНОГ РАДА

Анализе сигурности обухватају планске анализе сигурности које се раде на моделу система Југоисточне Европе, у сарадњи са суседним операторима преносних система, као и анализе сигурности у реалном времену (које се врше на SCADA/EMS систему). Анализама сигурности се проверава задовољеност критеријума N-1 (рад система при једноструком испаду неког од елемената) у мрежи 400 kV, 220 kV и 110 kV.

У Таб. 4.11 су приказани најчешће забележени случајеви у којима није био задовољен критеријум N-1 током 2021. године. Ова преоптерећења су забележена током прорачуна спроведених на одговарајућим симулационим моделима, базираним на тренутној топологији мреже.

Таб. 4.11 Проблеми виђени при N-1 анализи топологије мреже из 2021. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Мера за растеређење
ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (2)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1 (120/4)	Укључење прекидача СП 110 kV у ТС Ваљево 3 / по потреби, отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – ТС Прахово	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ПРП Никине Воде – ТС Мосна
ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТС Београд 17 (276А & 276Б)	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 13	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу
ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 (1)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1 (107/3)	Укључење прекидача СП 110 kV у ТС Ваљево 3 / по потреби, отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – ТС Велики Кривељ	ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ПРП Никине Воде – ТС Мосна
ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТС Београд 17 (276А & 276Б)	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 11	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV ТС Неготин – ТС Прахово	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ПРП Никине Воде – ТС Мосна
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1 (107/3)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1 (120/4)	Отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1 (120/4)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1 (107/3)	Отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ТР 220/110 kV у ТС С. Митровица 2 (2)	ТР 220/110 kV у ТС С. Митровица 2 (1)	Повећање инсталисане снаге ТС Сремска Митровица 2
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – ТС Зајечар 2	ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ПРП Никине Воде – ТС Мосна
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	Промена положаја регулационе склопке у ТС Србобран / секционисање 110 kV мреже
ДВ 110 kV ТЕ Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3

Резултати приказани у овом поглављу представљају приказ тренутне проблематике преносне мреже приликом одговарајућих испада. У овој табели је успостављена и веза између ових резултата и планираних пројеката који ће утицати на отклањање проблема.

4.8. ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ ВЕЗАНИ ЗА ПОДГРАЂЕНОСТ ДАЛЕКОВОДА ЕМС АД

Један од проблема са којима се ЕМС АД суочава везан је и за нелегалну изградњу објеката у непосредној близини постојећих далековода (испод или поред њих), што може имати негативне последице како на струјну оптеретљивост тих далековода, тако и на безбедност људи у нелегално подигнутим објектима. У циљу превенције трагичних последица и омогућавања несметаног рада преносног система, од стране ЕМС АД се свакодневно ради на отклањању оваквих проблема, пре свега кроз благовремено пријављивање уочених објеката надлежним органима, у складу са тренутно важећим законским процедурама. Што се струјне оптеретљивости далековода тиче, јасно је да она мора бити узета у обзир као ограничење како приликом анализа за тренутно стање система, тако и приликом обављања прорачуна за перспективна стања мреже. У Таб. 4.12 је дат преглед 108 објекта, груписаних по подграђеним далеководима на које утичу.

Таб. 4.12 Листа подграђених далековода у преносном систему ЕМС АД

Далековод	Број проблематичних објеката
ДВ 220 kV бр. 204 ТС Бајина Башта – ТС Београд 3	1
ДВ 2×220 kV бр. 294АБ ТС Београд 5 – ТС Обреновац	4
ДВ 220 kV бр. 228 ТС Београд 5 – ТС Обреновац	6
ДВ 220 kV бр. 250 ТС Београд 5 – ТС Обреновац	7
ДВ 220 kV бр. 251 ТС Београд 3 – ТС Београд 8	2
ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22 и бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35	24
ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20	5
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 – РП Панчево 1 и бр. 141 ТС Београд 3 – РП Панчево 1	7
ДВ 2×110 kV бр. 136А/2 ТС Београд 11 – ТС Београд 17 и бр. 136Б/2 ТС Београд 13 – ТС Београд 17	1
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 16 – ТС Београд 3	3
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	2
ДВ 110 kV бр. 104/6 ТС Инђија – ТС Нови Сад 6	1
ДВ 110 kV бр. 104/7 ТС Нови Сад 6 – ТС Нови Сад 1	3
ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3	6
ДВ 220 kV бр. 226 ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2	1
ДВ 110 kV бр. 189 ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница	2
ДВ 110 kV бр. 193/2 ТС Сврљиг – ТС Ниш 2	1

Далековод	Број проблематичних објеката
ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1	7
ДВ 110 kV бр. 113/1 ТС Ниш 1 – ТС Ниш 2	2
ДВ 110 kV бр. 113/6 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 15	1
ДВ 110 kV бр. 153 ХЕ Врла 3 – ТС Врање 1	1
ДВ 110 kV бр. 155/1 ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	1
ДВ 110 kV бр. 162 ТС Нови Пазар 1 – ТС Рашка	1
ДВ 110 kV бр. 138 ТС Параћин 1 – ТС Поповац	2
ДВ 110 kV бр. 143 ТС Кикинда 1 - ТС Зрењанин 2	1
ДВ 110 kV бр. 196 ТС Севојно - ТС Ужице	1
ДВ 2x110 kV бр. 1135 ТС Нови Сад 3 - ТС Нови Сад 5, бр. 1136 ТС Нови Сад 3 - ТС Нови Сад 5	2
ДВ 110 kV бр. 1226 ТС Мачванска Митровица - ТС Сремска Митровица 2	1
ДВ 2x110 kV бр. 129А/1 ТС Београд 19 - ТС Београд 20, бр. 129Б/1 ТС Београд 19 - ТС Београд 20	3
ДВ 110 kV бр. 115/5 ТС Пожега - ТС Севојно	1
ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић	2
ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић и ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3	1
ДВ 2x110 kV бр. 1175АБ ТС Лесковац 1 – ТС Лесковац 2	1
ДВ 2x220 kV бр. 228 ТС Београд 5 – ТС Обреновац, ДВ 220 kV бр. 250 ТС Београд 5 – ТС Обреновац	1
ДВ 220 kV бр. 134/5 ТС Чајетина - ТС Златибор 2	1
ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Обреновац - ТС Београд 3	1
ДВ 220 kV бр. 217/1 ТС Обреновац - ТС Нови Сад 3	1

Нелегална градња не угрожава само безбедност људи који бораве у нелегално изграђеним објектима, већ потенцијално може имати и утицаја на смањење преносног капацитета далековода. У Таб. 4.13 се могу видети далеководи чија је пропусна моћ морала бити умањена из тог разлога.

Таб. 4.13 Далеководи смањене пропусне моћи у преносном систему ЕМС АД

Далековод	Смањење пропусне моћи далековода [%]
бр. 113/1 ТС Ниш 1 – ТС Ниш 2	20%
бр. 113/6 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 15	20%
бр. 113/7 ТС Ниш 15 – ТС Лесковац 4	20%
бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно	10%
бр. 116/1 ТС Севојно – ТС Косјерић	20%
бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	20%
бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35	10%
бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3	20%
бр. 142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј	10%
бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	10%

Упркос томе што подграђеност доводи до смањења пропусне моћи ових водова, то не доводи нужно и до проблема у раду преносног система. Ипак, у циљу искоришћења ових елемената преносног система на начин како је то предвиђено и задржавања нормалног рада преносног система у будућности, потребно је што пре решити проблеме у вези са нелегалним објектима који се могу сматрати узрочницима смањења капацитета водова.

4.9. ТРЕНУТНО ИСКОРИШЋЕЊЕ ИНТЕРКОНЕКТИВНИХ КАПАЦИТЕТА

У Таб. 4.14 и Таб. 4.15 приказане су средње вредности нето прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима регулационе области Републике Србије у 2021. години на месечном нивоу.

Таб. 4.14 Средњи месечни износи NTC-а за смер улаза у Србију у 2021. (у MW)

Граница / месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ - Срб	700	700	677	653	700	540	700	700	700	700	567	700
Рум - Срб	800	700	626	533	468	540	460	406	402	492	620	600
Буг - Срб	350	350	350	350	350	350	350	421	315	287	423	350
Мак - Срб	250	450	450	400	450	400	377	396	700	450	400	400
Алб – Срб*	0	250	250	91	0	0	0	0	0	0	0	0
ЦГ - Срб	200	400	368	300	400	400	700	450	400	471	400	400
БиХ - Срб	500	450	323	500	355	400	358	600	463	274	600	450
Хрв - Срб	500	450	389	500	329	400	326	600	472	581	600	450

Таб. 4.15 Средњи месечни износи NTC-а за смер излаза из Србије у 2021. (у MW)

Граница / месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб - Мађ	800	800	774	747	800	600	800	800	800	800	800	800
Срб - Рум	800	700	800	495	513	510	439	339	557	594	623	700
Срб - Буг	300	300	300	300	300	300	300	371	270	252	373	300
Срб - Мак	300	600	620	380	355	300	489	358	465	550	483	400
Срб - Алб*	0	250	226	91	0	0	0	0	0	0	0	0
Срб - ЦГ	300	600	289	483	405	200	427	450	465	550	483	350
Срб - БиХ	600	350	595	282	574	600	479	560	425	350	600	600
Срб - Хрв	600	600	595	368	503	600	527	600	500	539	600	600

* - У месецима када је средњи месечни NTC нула, рачунат је износ седмичног NTC-а

Ради пружања увида у искоришћеност интерконективних капацитета, у Таб. 4.16 је дат преглед капацитета по границама. Капацитети који су приказани у овој табели представљају збир термичких капацитета свих далековода на одговарајућим границама (летњи период овде подразумева интервал од 15. априла до 15. октобра).

Таб. 4.16 Термички капацитети интерконективних далековода по границама

Граница	Летњи капацитет [MVA]	Зимски капацитет [MVA]
Алб – Срб	1675	1675
ЦГ – Срб	1874	2094
С. Мак – Срб	2424	2548
Мађ – Срб	1206	1330
БиХ – Срб	1456	1631
Рум – Срб	901	1247
Буг – Срб	1206	1330
Хрв – Срб	1206	1330

Треба напоменути да искоришћење постојећих интерконективних далековода зависи како од ограничења у преносној мрежи ЕМС АД, тако и од ограничења постављених од ОПС суседних система. Такође, мора се истаћи да се према прогнозама ENTSO-E асоцијације у наредним годинама очекује раст прекограничних размена енергије услед интеграције варијабилних извора енергије, што ће довести до потребе за повећањем прекограничних капацитета између суседних система.

5. РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ И АНАЛИЗЕ

У овом поглављу су, прегледности ради, наведене само најважније развојне системске студије чија је израда у току, при чему је свакој од ових студија посвећено засебно потпоглавље. Те студије су:

- [Студија изводљивости са студијом утицаја на животну средину и друштво за пројекат Северни коридор \(North CSE Corridor\)](#);
- [Билатерална студија за пројекат новог 400 kV интерконективног далековода између Србије и Бугарске](#);
- [Билатерална студија за пројекат новог 400 kV интерконективног далековода између Србије и Мађарске](#)

Мора се појаснити да су, поред ових студија, раније завршене и бројне студије које се, пре свега, односе на аспекте развоја система обухваћене Трансбалканским коридором за пренос електричне енергије, као што су подизање дотрајале 220 kV мреже у Западној Србији на 400 kV напонски ниво и успостављање новог интерконективног правца између Србије и Црне Горе. Ове студије ће бити поменуте искључиво као референце [10]-[12] како би се избегло прекомерно оптерећивање текста. Оно што јесте важно је истаћи да су резултати ових студија довели до садашњег обима Трансбалканског коридора.

Поред наведених најважнијих развојних системских студија, у оквиру Плана развоја су уважена и остала сагледавања проистекла из Анализе повезивања нових објеката оператора дистрибутивног система, анализа произашлих из Захтева за повећање одобрених снага оператора дистрибутивног система, корисника преносног система, као и Студија прикључења објеката корисника преносног система. Ове анализе су током претходне године израђиване од стране ЕМС АД.

5.1. СТУДИЈА ИЗВОДЉИВОСТИ СА ПРОЦЕНОМ УТИЦАЈА НА ЖИВОТНУ СРЕДИНУ И ДРУШТВО ЗА ПРОЈЕКАТ СЕВЕРНИ КОРИДОР (NORTH CSE CORRIDOR)

ЕМС АД је 2021. године поднео захтев и добио бесповратна средства у оквиру 25. рунде техничке помоћи WBIF за израду Студије изводљивости са проценом утицаја на животну средину и друштво (ESIA) за пројекат [Северни коридор](#). Претходна студија изводљивости са генералним пројектом је завршена [36]. Резултати системских анализа су показали довољно бенефита како би се прешло на следећу фазу пројекта, тј. израду Студије изводљивости. Губици у преносном систему се смањују за обе анализиране године (2025. и 2030.) након завршетка пројекта. Анализе су такође показале да је, након завршетка пројекта, промена друштвено-економске користи за Републику Србију позитивна. У оквиру претходне студије изводљивости су одабране и оптималне локације за ТС 400/110 kV Београд 50, као и оптимални коридори за пратећи расплет 400 и 110 kV далековода, као и за двосистемски 400 kV далековод између ТС Београд 50 и ПРП Чибук 1. Поред тога, сагледана је и могућност изградње другог далековода између РП Ђердап 1 и ТС Портиле Де Фиер у Румунији. Коначно, прелиминарна процена утицаја на животну средину и друштво је показала да су објекти у складу са критеријумима заштите животне средине и бриге о окружењу, као и да су трасе далековода одабране тако да не угрожавају заштићена подручја у предметном региону. Дефинисане су даље мере контроле и мониторинга током изградње објеката.

Студија изводљивости [38], која је званично започета у октобру 2021. године, завршена је у новембру 2022. године. Резултати спроведених тржишних анализа показују да постоји значајна друштвено-економска корист од пројекта за сценарије очекиваног и високог удела ОИЕ у будућем генераторском миксу Републике Србије. Једино у сценарију ниског удела ОИЕ, друштвено-економска корист је око нуле, међутим и у том случају постоје користи од пројекта везани за повећану сигурност напајања.

Резултати мрежних прорачуна показују да се за обе анализиране године смањују губици у преносном систему, а да пројекат омогућава сигурну евакуацију електричне енергије произведене у региону Јужног Баната и Браничевском округу.

Израђен је и комплетан пакет техничке документације у складу са IFC стандардом Светске банке који обухвата ESIA, LARP, SAP и ESMP. Документација је обезбедила усаглашеност пројекта са еминентним међународним стандардима у области заштите животне средине и бриге о друштву.

Израђена је и техничка анализа и приказала је просторну могућност изградње свих компоненти пројекта са пратећим техничким системима и дато је сагледавање капиталних трошкова пројекта.

Коначно, на основу капиталних трошкова и бенефита урађена је и финансијско економска анализа исплативости пројекта са прорачуном нето садашње вредности и интерне стопе повраћаја. Више детаља о пројекту *Северни коридор* је дато у Потпоглављу 10.8.2.

5.2. БИЛАТЕРАЛНА СТУДИЈА ЗА ПРОЈЕКАТ НОВОГ 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВНОГ ДАЛЕКОВОДА ИЗМЕЂУ СРБИЈЕ И БУГАРСКЕ

Године 2019, ЕМС АД и ЕСО су започели израду билатералне студије за пројекат новог 400 kV интерконективног далековода између Србије и Бугарске. У току 2020. године су израђени детаљни мрежни и тржишни модели на основу којих ће бити урађена техно-економска анализа, у складу са ENTSO-E CBA 3.0 методологијом.

У оквиру студије ће бити анализирана два варијантна решења нове интерконекције:

- 400 kV ДВ између ТС Ниш 2 и ТС Софија Запад;
- 400 kV ДВ између ТС Лесковац 2 и ТС Бобов Дол.

За референтну годину је узета 2030. година и пројекти ће бити процењени по систему додавања пројекта у референтну мрежу. У оквиру студије ће бити урађена упрошћена идентификација системских потреба у 2040. години у Србији и Бугарској, коришћењем тржишних резултата за 2040. годину у мрежним моделима за 2025. годину. Сходно томе, симулирају се прекограничне размене енергије какве би се могле очекивати 2040. године, с тим што се у моделима уважавају вредности преносних капацитета какве се предвиђају за 2025. годину. Уколико се испостави да је преносни капацитет на некој од граница ограничавајући фактор за размену енергије, то би био показатељ да је на овој граници потребно повећати доступни капацитет за размену између 2025. и 2040. године.

У 2021. години је паузирана израда студије заједничким договором између ЕСО и ЕМС АД. Пројекат Централно-балкански коридор, чији је сегмент и нова интерконекција између Србије и бугарске, је кандидован почетком 2021. за PCI листу. Након добијања повратних информација од Европске комисије, наставиће се активности на Студији.

5.3. БИЛАТЕРАЛНА СТУДИЈА ЗА ПРОЈЕКАТ НОВОГ 400 kV ИНТЕРКОНЕКТИВНОГ ДАЛЕКОВОДА ИЗМЕЂУ СРБИЈЕ И МАЂАРСКЕ

Пројекат [новог 400 kV интерконективног далековода између Србије и Мађарске](#) је део ширег пројекта под називом Панонски коридор за пренос електричне енергије. Као што је и описано у делу текста који се бави њиме, овај пројекат се може сматрати резултатом процеса идентификације системских потреба, урађеног у склопу анализа извршених при изради TYNDP 2020. Након што је потреба установљена, приступило се билатералној сарадњи између ЕМС АД и мађарског оператора преносног система (MAVIR), у оквиру које је у току израда билатералне Студије претходне изводљивости. Усвојен је Пројектни задатак и Прелазни извештај. Извршене су тржишне симулације и прорачун пораста NTC-а. Све неопходне мрежне и тржишне анализе су завршене, након чега је израђен и завршни извештај, усвојен од стране оба оператора система током пролећа 2023. године [39]. Садашњи обим Панонског коридора за пренос електричне енергије је базиран управо на резултатима добијеним током израде ове студије и закључцима који су изведени из ових резултата кроз билатералну сарадњу ЕМС АД и MAVIR.

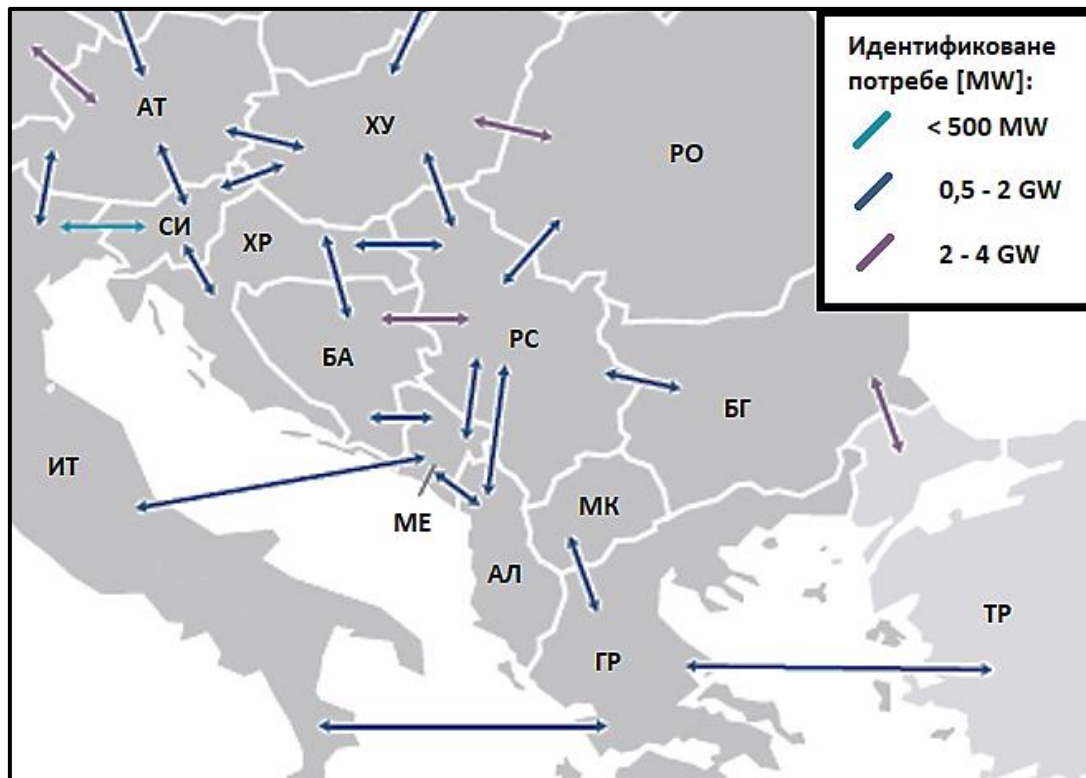
6. ИДЕНТИФИКАЦИЈА СИСТЕМСКИХ ПОТРЕБА У ОКВИРУ TYNDP ENTSO-E АСОЦИЈАЦИЈЕ

Са аспекта Плана развоја, значај познавања садашњег стања тржишта електричне енергије и што прецизнијег предвиђања његовог развоја у наступајућем периоду би се најлакше могао објаснити кроз идентификацију системских потреба (енг. *IoSN – Identification of System Needs*), процес који се врши на сваке две године од стране тимова ENTSO-E и представља основу за велики број извештаја чија је израда обухваћена TYNDP пакетом. Сви извештаји су јавно доступни и могу се пронаћи на интернету.

Тренутно актуелна анализа системских потреба урађена је као део TYNDP 2022 пакета, те је стога базирана на сценаријима који се баве 2030. и 2040. годином и сагледава простор читаве Европе, да би на основу добијених резултата биле идентификоване потенцијалне потребе у вези са повећањем интерконективних капацитета у ENTSO-E до предефинисаних пресечних година. Одређивање системских потреба се, у склопу процедуре утврђене методологијом ENTSO-E, обавља на тржишним моделима за 2030. и 2040. годину, где сваки од ових модела уважава како најављени развој производних капацитета у државама чији системи сачињавају ове моделе, тако и трендове раста потрошње који морају бити испраћени или порастом инсталираних снага електрана, или унапређењем интерконективних веза разматраног система према неким од суседних система. Треба нагласити да се, у циљу истицања потреба за ојачањем интерконекција између система у ENTSO-E, при уношењу преносних капацитета између тржишних зона у моделима у обзир узимају искључиво вредности које важе за стање преносне мреже какво се, према расположивим информацијама, предвиђа за 2025. годину, изабрану за почетну пре иницирања процеса идентификације системских потреба.

Након што се тржишни модели за изабране пресечне године формирају и верификују, од представника оператора преносних система који су укључени у рад ENTSO-E се скупљају подаци о очекиваним ценама јединичног повећања преносних капацитета на границама њихових респективних система, то јест, процена улагања потребних да се тај преносни капацитет подигне за неку јединичну вредност. Притом се мора нагласити да се у овом кораку, поред постојећих пројеката који су већ пријављени за анализу у оквиру TYNDP пакета, разматрају и фиктивни пројекти, чија је функција двојака. Наиме, на оним границама на којима већ постоје пројекти из TYNDP пакета, фиктивни пројекти служе за симулацију ситуације у којој би капацитете требало повећати и изнад мере која ће бити достигнута након реализације тих пројеката. Са друге стране, на границама на којима не постоје пројекти укључени у TYNDP портфолио, фиктивни пројекти служе како би се у оптимизациони процес мога уврстити и ситуација у којој је потребно увећати капацитет на тим границама. После прибављања свих неопходних улазних података, покреће се оптимизатор, посебно начињен у ове сврхе, чији излазни резултати директно указују на сет граница на којима би било економски оправдано разматрати повећање постојећих преносних капацитета. Овај скуп се бира као сет повећања капацитета на границама који може да обезбеди максимално увећање друштвеног благостања на територији целе ENTSO-E асоцијације, уз разумни ниво улагања потребних да би се ти ефекти постигли. Када се обављање прорачуна комплетира, добија се листа граница на којима постоји системска потреба за ојачањима мреже, праћених вредностима максималних повећања преносних капацитета за сваку од ових граница чија би се реализација могла сматрати повољном са тачке гледишта друштвеног благостања ENTSO-E асоцијације.

Уколико би се као временски хоризонт од интереса за овај План развоја узела 2030. година (пошто 2040. година, сама по себи, превазилази временски оквир на који се односи на овај планерски документ), могло би се доћи до оптималних повећања преносних капацитета на границама Србије до 2030. године. Ова повећања се могу видети на мапи која је дата на Сл. 6.1, приказаној на почетку наредне странице. На овој слици су, у складу са начином представљања ојачања који је коришћен у склопу TYNDP 2022 пакета, различитим бојама стрелица означени различити опсежи повећања преносних капацитета потребних на различитим границама у региону, при чему се може видети да највећи број повећања припада интервалу од 500 MW до 2000 MW.



Сл. 6.1 Идентификоване системске потребе за 2030. годину [MW]

Као што се са ове слике може приметити, повећања доступних капацитета би се могла сматрати оправданим на готово свим границама Републике Србије, при чему је једини изузетак од те констатације граница између Србије и Северне Македоније, на којој није примећена потреба за увећањем расположивих капацитета до 2030. године. Са друге стране, оно што охрабрује јесте чињеница да за готову сваку од приказаних граница већ постоји пројекат који је укључен у TYNDP портфолио намењен повећању капацитета на њој. О тим пројектима се детаљи могу видети у Потпоглављу 10.8, посвећеном управо опису пројеката од највишег стратешког, националног и регионалног значаја, при чему ће овде бити дата само кратка листа граница на којима долази до повећања капацитета за сваки од пројеката ЕМС а.д. од међународног утицаја:

- [Трансбалкански коридор](#) – границе са БиХ и Црном Гором;
- [Северни коридор](#) – граница са Румунијом;
- [Централно-балкански коридор](#) – границе са БиХ, Црном Гором и Бугарском;
- [Панонски коридор](#) – граница са Мађарском;
- [Интерконекција од ТС Сомбор 3 до ТС Ернестиново](#) – граница са Хрватском.

Поред тога, вреди напоменути да ти пројекти нису лимитирани само на интерконективне далековде, већ да се овим Планом развоја предвиђају и сва интерна ојачања која су потребна како би се гарантовало да се од сваког интерконективног вода могу извући максимални бенефити. Тако је пројекат нове интерконекције између Србије и Мађарске праћен и пројектом далековода од ТС Сомбор 3 до ТС Нови Сад 3, намењен ојачању иначе критичног правца између ТС Суботица 3 и ТС Нови Сад 3. Без овог пројекта, при испаду тог критичног вода не би било 400 kV везе од ТС Суботица 3 до остатка система, па ни нова интерконекција не би дала задовољавајуће резултате.

7. ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ И СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕЕС

7.1. ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

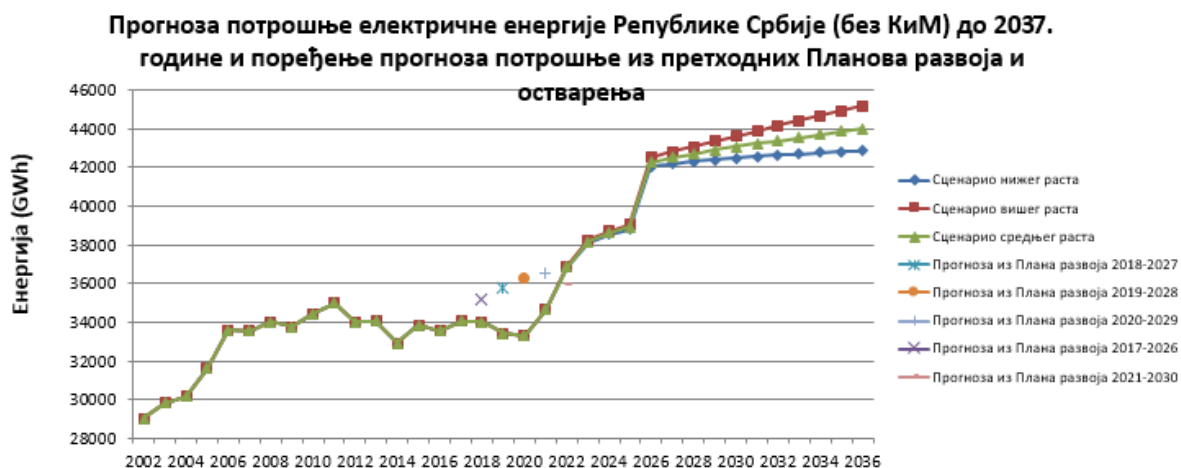
За потребе планирања развоја преносне мреже корисно је дефинисати различите сценарије који, на унапред утврђеном временском хоризонту, дају оквире реалних ситуација у којима се посматрани систем може наћи. Кроз анализе различитих сценарија сагледавају се будуће неизвесности и њихови међусобни односи и утицаји. Ти сценарији се дефинишу као довољно различити како би се омогућило сагледавање свих реално могућих праваца развоја система и утврђивање њиховог утицаја на елементе у преносној мрежи (далеководе, трансформаторске станице, разводна постројења).

Формулисани сценарији треба да буду конзистентни, свеобухватни и доследни описи реалистичне будућности, утврђени на замишљеној интеракцији кључних економских параметара (укључујући економски раст, цене горива, таксе за емисију CO₂ итд.). Сценарији се описују карактеристикама производних капацитета (тип електране, инсталисана снага, производни трошкови, ефикасност итд.), прогнозираним нивоом потрошње (уз различите мере енергетске ефикасности, стопе раста, облике криве потрошње итд.) и разменама са суседним регионима. Сценарији могу бити засновани на трендовима и/или локалним специфичностима (*bottom-up* сценарио) или на праћењу глобалних циљева енергетске политике и оптимизације (*top-down* сценарио). У овом Плану развоја, различити сценарији су примењени у анализи адекватности производње, изложеној у Додатку Д.5, где су коришћена два сценарија: реалистични и алтернативни.

7.2. ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Дугорочна прогноза потрошње (сума финалне потрошње и губитака у преносном и дистрибутивном систему, не уважавајући сопствену потрошњу електрана) се заснива на економетријском моделу, који као основне улазе користи историјске вредности потрошње и бруто домаћег производа. Потрошња електричне енергије Републике Србије (без АП КиМ) од 2012. године стагнира, због разних фактора, од којих су најважнији благе зиме и негативан природни прираштај.

Приликом израде прогнозе дугорочне потрошње посматрана су три сценарија привредног раста: сценарио нижег, средњег и вишег раста. На Сл. 7.1 су приказани резултати прогнозе потрошње по сценаријима за период од 2022. до 2037. године, заједно са оствареним вредностима потрошње електричне енергије од 2002. до 2021. године. Остварене вредности потрошње су задржане на овој слици, како би се пружио увид у податке на основу којих је извршена прогноза потрошње. Посматрајући сценарио средњег раста БДП, просечна годишња стопа пораста потрошње електричне енергије у периоду 2022-2037. године је око 1,55%. Иако би се овај пораст могао учинити великим, треба истаћи да до њега значајним делом долази због нових индустријских потрошача, за које се очекује да имају готово константну потрошњу. Прогнозирана потрошња у 2032. години варира од 42,8 TWh (за сценарио нижег раста) до 44,3 TWh (за сценарио вишег раста), уз тренд даљег пораста, независно од разматраног сценарија.



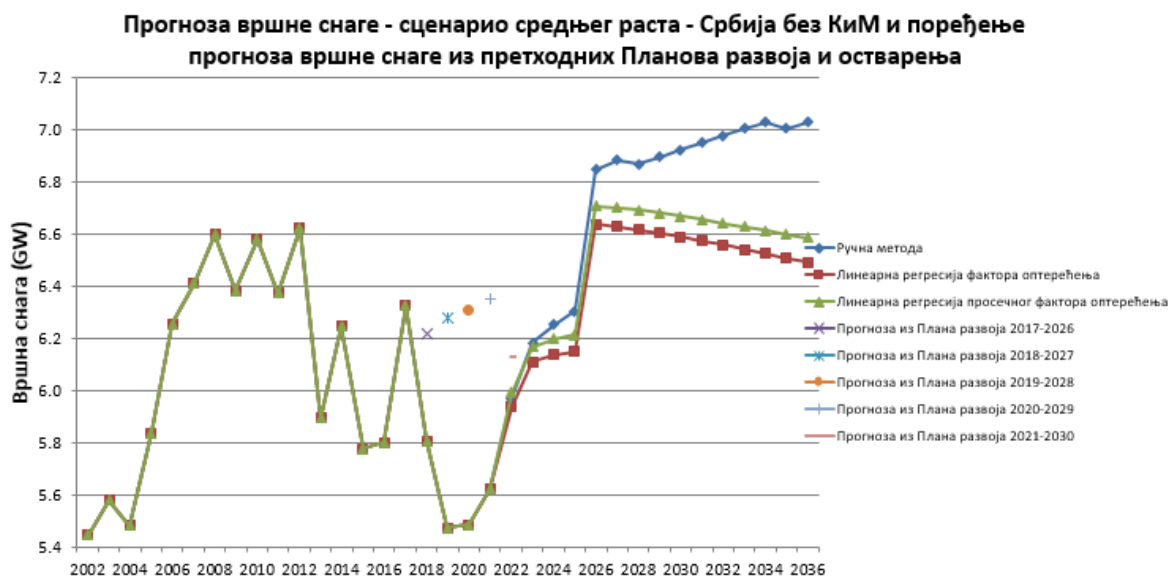
Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2022. до 2037. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2021. године

Са ове слике се види да, у периоду 2012-2021, потрошња електричне енергије Р. Србије углавном стагнира, мада је потрошња остварена у 2021. години највећа у протеклих девет година. Ова стагнација је била изазвана светском економском кризом која је допринела смањењу инвестиција, док се у наредном периоду предвиђа пораст потрошње услед повећања индустријских активности у Р. Србији. Наравно, овде треба узети у обзир да су ове прогнозе рађене према доступним информацијама, те да се исте морају узети са одговарајућом дозом резерве услед непредвидивости геополитичких и социо-економских прилика како у Р. Србији, тако и у свету.

Прогноза вршне снаге је извршена помоћу фактора оптерећења. Вредност фактора оптерећења зависи од степена индустријске развијености једне земље [29]. Што је земља развијенија, вредност овог фактора је већа. Постоји неколико начина процене будућих вредности фактора оптерећења: линеарна регресија историјских вредности, линеарна регресија просечних вредности и метода која се ослања на искуствену процену фактора оптерећења (емпиријска метода).

На Сл. 7.2 су приказани резултати прогнозе вршне снаге потрошње Р. Србије (без АП КиМ) за сценарио средњег раста БДП за период од 2022. до 2037. године, као и историјске вредности вршне снаге потрошње Р. Србије за период од 2002. до 2021. године. Зависно од примењене методе одређивања фактора оптерећења, прогнозирана вредност вршне снаге за 2032. годину се креће у распону од 6,29 GW (за сценарио нижег раста) до 7,25 GW (за сценарио вишег раста).

Резултати прогнозе показују тренд пораста вршне снаге потрошње у периоду од 2022. до 2037. године. Као најприкладнија метода за одређивање фактора оптерећења у случају преносног система ЕМС АД, показала се она која у обзир узима линеарну регресију просечног фактора оптерећења.



Сл. 7.2: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2022. до 2037. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2021. године

На основу прогнозе потрошње електричне енергије као и историјских сатних вредности потрошње, извршена је прогноза сатних вредности за период 2022-2037. Потрошње за карактеристичне режиме у годинама 2027. и 2032. су дате у Таб. 7.1 и Таб. 7.2.

Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2027. годину

Прогноза за 2027. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7,017	7,067	7,117
Летњи максимум (вршна снага током лета)	5,203	5,24	5,277
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2,814	2,834	2,854

Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2032. годину

Прогноза за 2032. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7,088	7,216	7,341
Летњи максимум (вршна снага током лета)	5,256	5,349	5,443
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2,843	2,893	2,944

Детаљни опис прогнозе потрошње је дат у додатку Д.4.

8. МРЕЖНО МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА

8.1. МРЕЖНИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ

Рачунарски модел ЕЕС коришћен за прорачун токова снага, напонских прилика и анализе сигурности (у даљем тексту регионални модел) састоји се од:

- Комплетног модела преносне мреже Републике Србије напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV, укључујући трансформаторе 400/x, 220/x и 110/x (у овом моделу, генератори су моделовани на свом генераторском напонском нивоу и преко блок-трансформатора повезани на преносну мрежу, док су потрошачи моделовани као оптерећења на сабирницама 35 kV, 20 kV, 10 kV, 6 kV напонског нивоа) и
- Преносне мреже напонских нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV суседних ЕЕС, као и ЕЕС Аустрије (еквивалент), Словеније, Словачке (еквивалент), Италије (еквивалент), Швајцарске (еквивалент), Турске (еквивалент), Украјине (Бурштинско острво) и Грчке (поред 400 kV моделован и напонски ниво 150 kV).

Током израде Плана развоја коришћени су софтверски пакети PSS®E, Power Factory и TNA. За све анализиранине године развијени су модели за следећа стања система:

- модел за зимски максимум;
- модел за летњи максимум;
- модел за летњи минимум.

Овде је потребно нагласити и то да су карактеристике одговарајућих радних режима за перспективна стања система добијене на основу претходно извршених тржишних анализа, при чему су као улазни подаци за израду мрежних модела коришћена добијена ангажовања производних капацитета, укупне снаге потрошње и размене са суседним електроенергетским системима.

За профил потрошње ЕЕС Србије по трансформаторским станицама је коришћена база података SRAAMD система. У моделима је укључено и подручје Косова и Метохије. Конзум на подручју Косова и Метохије се напаја помоћу електрана из тог дела система и уговореног увоза из осталих преносних система. Израђени модели ЕЕС Србије се потом користе за прорачуне токова снага, напонских прилика, кратких спојева, као и анализу сигурности критеријумом *N-1*.

8.2. СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија USTE модела за 2021. годину, која је ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије
- Албаније
- Босне и Херцеговине
- Бугарске
- Грчке
- Мађарске
- Румуније
- Северне Македоније
- Србије
- Словачке
- Словеније
- Украјине (Бурштинског острва)
- Хрватске
- Црне Горе

За потребе анализа токова снага и напонско-реактивних прилика формиран су модели за следеће карактеристичне режиме:

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије (без АП КиМ) од 5873 MW;
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије (без АП КиМ) од 4769 MW;
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије (без АП КиМ) од 2226 MW.

Симулациони модели коришћени приликом ових анализа формиран су спајањем ажурираног модела преносног система Србије и CGMES модела који обухватају производне капацитете и топологију мреже суседних држава. Модели преносног система Србије представљају верни приказ реалног стања система у одабраним сатима (оним сатима који одговарају сваком од три наведена режима) у току године. Напонска слика у моделима Србије формирана је на основу података о измереним вредностима напона у појединим чворовима у току ових одабраних сати.

За глобални балансно-референтни чвор, у свим режимима, изабрана је електрана у Словачкој, због њене удаљености од анализиране области, у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на резултат. Балансно-референтни чвор представља чвор у симулационом моделу на који је прикључен генератор помоћу кога се, током вршења прорачуна токова снага, обавља балансирање производње и потрошње енергије (при чему су у обзир узети и губици) у моделованом систему или делу система.

У Таб. 8.1 је приказано ангажовање већих генераторских јединица по електранама, разврстано према поменутиим режимима који одговарају тренутном стању система.

Таб. 8.1: Ангажовање генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ХЕ Бајина Башта	338	303	24
ХЕ Ђердап 1	687	667	92
ХЕ Ђердап 2	170	172	155
ХЕ Зворник	119	89	10
ХЕ Потпећ	17	34	5
ХЕ Кокин Брод	14	18	0
ХЕ Бистрица	85	86	0
ХЕ Власина	109	32	25
РХЕ Бајина Башта	558	287	293
ХЕ Увац	20	0	0
ХЕ Газиводе	16	0	0
ХЕ Пирот	74	74	0
ТЕ Колубара А	19	0	0
ТЕ Костолац А	231	188	75
ТЕ Костолац Б	586	569	266
ТЕНТ А	931	1003	526
ТЕНТ Б	948	516	850
ТЕ Морава	83	101	0
ТЕ Косово А	280	250	125
ТЕ Косово Б	501	554	505
ТЕТО Нови Сад	76	82	65
ТЕТО Зрењанин	0	0	0
ВЕ Чибук	6	140	66
ВЕ Ковачица	0	98	78
ВЕ Кошава	0	60	20
ВЕ Алибунар	1	29	29

Прорачуни токова снага и напонских прилика извршени су у софтверу TNA за режиме летњег максимума и летњег минимума, односно Power Factory за режим зимског максимума. У Таб. 8.2 су дати тотали, односно разлике између снага производње и потрошње електричне енергије свих земаља чији су системи укључени у модел.

Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање

Тотали моделованих земаља за тренутно стање			
Моделована држава	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-49,2	53	-361
Аустрија	-401,7	-1777	155
Босна и Херцеговина	719,7	102	556
Бугарска	940,2	686	1732
Грчка	638,7	-1310	-1323
Хрватска	-678,3	-1493	125
Мађарска	-2093,5	-1393	-666
Црна Гора	183,7	-59	-103
Северна Македонија	-421,6	-297	-179
Румунија	-381,4	-711	759
Србија	132,7	-222	-155
Словенија	76,9	-61	592
Словачка	527,2	1151	-1625
Украјина (Бурштинско острво)	120,3	265	-200
Извоз региона	-686,3	-5066	-693

У режиму зимског максимума, електроенергетски систем Србије се понаша као извозник електричне енергије, док се у режиму летњег максимума и режиму летњег минимума електроенергетски систем Србије понаша као увозник електричне енергије. Што се тиче читавог региона Југоисточне Европе, он се, као што се може видети из горње табеле, понаша као увозник електричне енергије у свим посматраним режимима.

8.3. СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2027. ГОДИНУ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија SECI модела за 2025. годину која је затим ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије (еквивалент)
- Албаније
- Босне и Херцеговине
- Бугарске
- Грчке
- Италије (еквивалент)
- Мађарске (еквивалент)
- Румуније
- Северне Македоније
- Србије (без АП КиМ)
- Словачке (еквивалент)
- Словеније
- Турске (еквивалент)
- дела Украјине (еквивалент)
- Хрватске
- Црне Горе

За потребе анализа токова снага и напонско-реактивних прилика формирани су модели за следеће карактеристичне режиме (потрошња Србије је дата без АП КиМ):

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије од 6078 MW;
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5249 MW;
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 4512 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2027. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и топологију мреже у региону Југоисточне Европе, формирани су симулациони модели за 2027. годину.

За глобални балансно-референтни чвор изабрана је електрана у Италији, због њене удаљености од анализиране области, у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на резултат.

Све електране у систему су ангажоване у складу са резултатима тржишних симулација спроведених у оквиру анализе адекватности. За режим зимског максимума изабран је сат када је потрошња Србије највећа у тренутку када су ветроелектране у систему максимално ангажоване, а соларне електране ангажоване 70%. За режим летњег максимума усвојен је сат када је потрошња највећа у летњим месецима у случају када су ветроелектране ангажоване са 85% и соларне електране са 100%. Режим летњег минимума представља режим у коме је потрошња минимална у летњим месецима у тренутку када ветроелектране у систему раде са 85% инсталисаног капацитета, а соларне електране са 70%.

У Таб. 8.3 је дат приказ ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираног режима 2027. године. За ветроелектране је приказана вредност снаге у тачки прикључења, док је за остале типове електрана дата вредност произведене активне снаге на прагу преносне мреже.

Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2027. годину

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук 1	158,5	134,8	134,8
ВЕ Планиште 1	102	86,7	86,7
ВЕ Алибунар	42	35,7	35,7
ВЕ Елисио Али 2	150	127,5	127,5
ВЕ Банат 1	93	79	79
ВЕ Банат 2	140	119	119
ВЕ Ветрозелена	291	247,4	247,4
ВЕ Кошава	137	116,5	116,5
ВЕ Пупин	95,5	81,2	81,2
ВЕ Ковачица	104,5	88,8	88,8
ВЕ Алибунар 1	96,6	82,1	82,1
ВЕ Алибунар 2	71,4	60,7	60,7
ВЕ Костолац	75	63,8	63,8
ВЕ Бела Анта 1	120,8	102,6	102,6
ВЕ Никине Воде	43	38,3	38,3
ВЕ Кривача	103	87,6	87,6
ВЕ Башаид	85	72,3	72,3
ВЕ Елисио Винд	50	42,5	42,5
ВЕ Торак	250	212,5	212,5
ВЕ Маестрале Ринг	600	510,1	510,1
ВЕ Црни Врх	150	127,5	127,5
ВЕ Бела Анта 2	80	68	68
ВЕ Честобродица	238	202,3	202,3
ВЕ Целзијус	200	170	170
ВЕ Чибук 2	150	127,5	127,5
ВЕ Уљма	120	102	102
ВЕ Банатско Ново Село	125	106,3	106,3
ВЕ Банат 3	93	79,1	79,1
СЕ Уљма	14	22	15,4

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
CE PV Power Plant	56,2	80	55,9
CE Соларина	105,4	150	104,8
CE Кима Солар	35,1	50	34,9
CE Сјеница	35,1	50	34,9
ТЕ Костолац Б	533	308	533
ХЕ Ђердап 1	700,2	337,9	827,1
ТЕНТ Б	510	610	1120
ТЕНТ А	502	1585	813
ХЕ Ђердап 2	222	130	192
ХЕ Бајина Башта	23	23	23
ХЕ Зворник	10	10	10
ХЕ Потпећ	10	10	57
ТЕ Костолац А	150	141	141
ТЕ Колубара Б	222,5	228	228
ТЕ-ТО Панчево	184	184	184
ТЕ-ТО Нови Сад	120	0	0
ТЕ-ТО Винча	22,6	21,8	21,8

Поред ових капацитета, у мрежним моделима су уважени и капацитети прикључени на дистрибутивни систем (и они чије се прикључење на дистрибутивни систем очекивало у наредном петогодишњем периоду од момента скупљања подлога), сходно подацима достављеним од стране оператора дистрибутивног система. Притом су у обзир узимани само они капацитети чија је инсталирана снага била већа од 200 kVA. Укупна снага тих капацитета је била једнака 797,6 MW, од чега је снага постојећих капацитета износила 254,9 MW, док је снага капацитета чије је прикључење било очекивано била 542,7 MW.

Распоред ових капацитета по дистрибутивним подручјима може се видети у табели која је дата на почетку наредне странице.

Таб. 8.4: Снага дистрибуираних капацитета у мрежним моделима за 2027. годину.

Дистрибутивно подручје:	Снага постојећих електрана (MW)	Снага будућих електрана (MW)	Укупно (MW)
Београд	10	20.5	30.5
Нови Сад	99.9	160.6	260.5
Ниш	54.9	224.5	279.4
Крагујевац	3.2	46.7	49.9
Краљево	86.9	90.5	177.4
Укупно	254.9	542.7	797.6

Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом, са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. При овим прорачунима се као почетне вредности напона чворова користе номиналне вредности напона у тим чворовима, док се за почетне вредности фазних углова свих напона узима вредност нула (тзв. *flat start*). У Таб. 8.5 су дати тотали свих земаља чији су системи обухваћени моделима, још једанпут, у складу са претходно дефинисаним принципом, сортирано према режимима којима одговара свака од наведених вредности.

Таб. 8.5: Тотали моделованих земаља за 2027. годину

Тотали моделованих земаља за 2027. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-1009	-1100	-410
Аустрија (еквивалент)	3033	1347,4	4105
Босна и Херцеговина	-1310	-886	-1118
Бугарска	-1339	-2119	-769
Хрватска	-354	550	-1165
Грчка	-2362	-1107	-2421
Мађарска (еквивалент)	-1134	-1092	-1602
Италија (еквивалент)	884	489	-581
Северна Македонија	-476	-981	-617
Црна Гора	-517	-605	-300
Румунија	4217	-117	-919
Србија	1498	2222	3352
Словачка (еквивалент)	299	1164	1084
Словенија	-56	255	526
Турска (еквивалент)	-403	543	562
Украјина (Бурштинско острво) (еквивалент)	71	1721	1185
Извоз региона	1042	-1437	912

У електроенергетском систему Србије се у сва три посматрана режима може приметити да је прогнозирана потрошња снабдевена помоћу расположивих производних капацитета, те се не јавља потреба за увозом, већ се преостала електрична енергија извози ка западном делу региона, што и Србију сврстава у друштво држава код којих је испуњен услов адекватности производних капацитета.

8.4. СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2032. ГОДИНУ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија SECI модела за 2030. годину, која је потом ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије (еквивалент)
- Албаније
- Босне и Херцеговине
- Бугарске
- Грчке
- Италије (еквивалент)
- Мађарске (еквивалент)
- Румуније
- Северне Македоније
- Србије (без АП КиМ)
- Словачке (еквивалент)
- Словеније
- Турске
- дела Украјине (еквивалент)
- Хрватске
- Црне Горе

За потребе анализа токова снага и напонско-реактивних прилика формирани су модели за следеће карактеристичне режиме (потрошња Србије је дата без АП КиМ):

- Режим зимског максимума са конзумом ЕЕС Србије од 6131 MW;
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5350 MW;
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 4648 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2032. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и транзите електричне енергије у региону Југоисточне Европе, формирани су симулациони модели за планску 2032. годину.

За глобални балансно-референтни чвор изабрана је електрана у Италији, због њене удаљености од анализиране области, а све у циљу смањења утицаја математичких апроксимација на резултат.

Све електране у систему су ангажоване у складу са резултатима тржишних симулација спроведених у оквиру анализе адекватности.

У Таб. 8.6 је дат приказ ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираног режима 2032. године. За ветроелектране је у табели дата вредност снаге у тачки прикључења, док је за остале типове електрана дата вредност произведене активне снаге на прагу преносне мреже.

Таб. 8.6: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2032. годину

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук 1	158,5	134,7	134,7
ВЕ Пландиште 1	102	86,7	86,7
ВЕ Алибунар	42	35,7	35,7
ВЕ Елисио Али 2	150	127,5	127,5
ВЕ Банат 1	93	79	79
ВЕ Банат 2	140	119	119
ВЕ Ветрозелена	291	247,4	247,4
ВЕ Кошава	137	116,4	116,4
ВЕ Пупин	95,5	81,2	81,2
ВЕ Ковачица	104,5	88,8	88,8
ВЕ Алибунар 1	96,6	82,1	82,1
ВЕ Алибунар 2	71,4	60,7	60,7
ВЕ Костолац	75	63,8	63,8
ВЕ Бела Анта 1	120,8	102,6	102,6
ВЕ Никине Воде	45	38,2	38,2
ВЕ Кривача	103	87,6	87,6
ВЕ Башаид	85	72,2	72,2
ВЕ Елисио Винд	50	42,5	42,5
ВЕ Торак	300	255	255
ВЕ Маестрале Ринг	800	680	680
ВЕ Црни Врх	150	127,5	127,5
ВЕ Бела Анта 2	80	68	68
ВЕ Честобродица	238	202,3	202,3
ВЕ Целзијус	200	170	170
ВЕ Чибук 2	150	127,5	127,5
ВЕ Уљма	120	102	102
ВЕ Банатско Ново Село	125	106,2	106,2
ВЕ Банат 3	93	79	79
СЕ Уљма	15,4	22	15,4

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
СЕ PV Power Plant	55,9	80	55,9
СЕ Соларина	104,8	150	104,8
СЕ Кима Солар	34,9	50	34,9
СЕ Сјеница	34,9	50	34,9
ТЕ Костолац Б	435	225	308
ХЕ Ђердап 1	740	327	816,3
ТЕНТ Б	512	510	1022
ТЕНТ А	486	1020	240
ХЕ Ђердап 2	216	130	192
ХЕ Бајина Башта	23	23	23
ХЕ Зворник	10	10	10
ХЕ Потпећ		5	5
ТЕ Костолац А	204	204	63
РХЕ Бајина Башта – генератори	0	0	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	-560	0	0
РХЕ Бистрица - генератори	0	0	0
РХЕ Бистрица - пумпе	-700	0	0
ТЕ-ТО Панчево	60	184	184
ТЕ-ТО Нови Сад	120	0	0
ТЕ-ТО Винча	21,8	21,8	21,8
ТЕ Колубара Б	234,5	304,5	310

Поред ових капацитета, у мрежним моделима су уважени и капацитети прикључени на дистрибутивни систем (и они чије се прикључење на дистрибутивни систем очекивало у наредном петогодишњем периоду од момента скупљања подлога), сходно подацима достављеним од стране оператора дистрибутивног система. Притом су у обзир узимани само они капацитети чија је инсталисана снага била већа од 200 kVA. Укупна снага тих капацитета је била једнака 797,6 MW, од чега је снага постојећих капацитета износила 254,9 MW, док је снага капацитета чије је прикључење било очекивано била 542,7 MW.

Распоред ових капацитета по дистрибутивним подручјима може се видети у табели која је дата на почетку наредне странице.

Таб. 8.7: Снага дистрибуираних капацитета у мрежним моделима за 2032. годину.

Дистрибутивно подручје:	Снага постојећих електрана (MW)	Снага будућих електрана (MW)	Укупно (MW)
Београд	10	20.5	30.5
Нови Сад	99.9	160.6	260.5
Ниш	54.9	224.5	279.4
Крагујевац	3.2	46.7	49.9
Краљево	86.9	90.5	177.4
Укупно	254.9	542.7	797.6

Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом, са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. При прорачунима се као почетне вредности напона чворова користе номиналне вредности напона, док се за почетне вредности фазних углова свих напона узима вредност нула (тзв. *flat start*). У Таб. 8.8 су дати тотали свих земаља чији су системи укључени у модел.

Таб. 8.8: Тотали моделованих земаља за 2032. годину

Тотали моделованих земаља за 2032. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-757	-304	131
Аустрија (еквивалент)	3349	3798,6	1839
Босна и Херцеговина	-1291	-477	-1060
Бугарска	-2138	-877	-713,2
Хрватска	-460	763	-1236,2
Грчка	-1171	-613	-2530
Мађарска (еквивалент)	776	-35	-690,2
Италија (еквивалент)	3315	-1642,2	2841,3
Северна Македонија	-37	-657	-462,2
Црна Гора	-672	-692	-473,2
Румунија	4409	2469	1725,8
Србија	296	1709	2528
Словачка (еквивалент)	-3593	-2027	-2006
Словенија	-501	-68	627
Турска (еквивалент)	-620	-1545,6	-96
Украјина (Бурштинско острво) (еквивалент)	-1629	-859	765
Извоз региона	-724	-1057,2	1190

Из приказане табеле евидентно да се Република Србија у сва три обухваћена режима понаша као извозник електричне енергије, док се регион понаша као увозник електричне енергије у режимима зимског максимума и летњег максимума, а као извозник у режиму летњег минимума. Овај извоз Србије ће зависити и од могућности тржишта електричне енергије региона да прими енергију. Ако тржиште не буде имало могућности за пријем извезене енергије, може доћи до редукције снаге производње неких јединица у систему.

9. ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ

9.1. АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ

Провера испуњења критеријума сигурности $N-1$ преносног система извршена је кроз анализу базирану на класичном детерминистичком приступу. Анализе рада преносне мреже Републике Србије су рађене за тренутно стање, 2027. и 2032. годину. Анализе су рађене за три карактеристична (критична) радна режима ЕЕС Републике Србије:

- Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум);
- Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум);
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум).

За све три године обухваћене овим прорачунима приметно је да се најкритичнија преоптерећења елемената преносног система јављају на 110 kV напонском нивоу, при чему напонски нивои на којима долази до критичних испада варирају. У наставку се могу видети најбитнији примери уочених преоптерећења.

Резултати анализа сигурности спроведених за тренутно стање система показују да се проблеми у 110 kV преносној мрежи превасходно јављају на подручју града Београда (конкретно, у питању је 110 kV правац од ТС Београд 2 до ТС Београд 3, где се решење примећеног проблема сагледава кроз [увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3](#)), као и у потрошачким областима које се електричном енергијом напајају из трансформатора X/110 kV у ТС Сремска Митровица 2 и у ТС Ваљево 3, за шта се решење сагледава кроз пројекте [замене проблематичних елемената елементима веће снаге](#).

Што се тиче 2027. године, најистакнутији проблеми који су примећени након завршених анализа су се односили на преоптерећења 110 kV елемената мреже између Крагујевца и географских области северно од њега у случају испада 400 kV далековода између ТС Крагујевац 2 и ТС Конатице, пошто се, у том случају, енергија доставља потрошачима у централној Србији управо преко тих 110 kV елемената. У режиму летњег максимума, та преоптерећења чак није могуће отклонити ни расположивим оперативним мерама, те је тиме додатно истакнута потреба за што хитнијом реализацијом пројекта [двосистемског 400 kV далековода између ТС Јагодина 4 и будуће ТС у региону Пожаревца](#), који ће, уз све преостале бенефите који се односе на евакуацију енергије из обновљивих извора, такође допринети и растерећењу правца који су, према овим анализама, угрожени.

Коначно, резултати прорачуна извршених за 2032. годину указују на то да се сагледана преоптерећења доминантно јављају на три правца – оном који повезује подручје Новог Пазара са системом АП КиМ, једном од два 110 kV правца којим је ТС Ниш 2 повезана са ТС Лесковац 2 и једном од два 110 kV правца између ТС Јагодина 4 и ТС Крушевац 1. За свако од преоптерећења уочених за ову годину су пронађене, тестиране и описане одговарајуће оперативне мере помоћу којих би се угрожени правци могли растеретити, тако да није примећена потреба да се у исте сврхе предлажу нови развојни пројекти.

Детаљни приказ резултата спроведених анализа сигурности $N-1$ за напонске нивое 400 kV, 220 kV и 110 kV налази се у додацима Д.6.2.1, Д.6.2.2 и Д.6.2.3. Ако неки од уочених проблема није могуће решити оперативним мерама, као ни већ постојећим развојним пројектима, кандидује се нови развојни пројекат, као што је изградња [ДВ 2x110 kV ТС Смедерево 1 – ТЕ Костолац А](#), намењеног растерећењу водова у региону Костолаца.

9.2. ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије за период од 2023. до 2032. године, прорачуни струја кратких спојева су рађени за тренутно стање система, као и за предвиђена стања на крају разматраног петогодишњег периода (2027. година) и десетогодишњег периода (2032. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума. Приликом прорачуна су коришћени симулациони модели описани у Поглављу 8, уз уважавање следећих претпоставки:

- прорачун струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором³ 1.1;
- прорачун струја кратког споја за минималне вредности струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором 1;
- укључени су сви интерконективни далеководи (у моделу за тренутно стање преносног система, укључени су интерконективни далеководи који су у погону, а у моделима за перспективно стање, укључени су и сви планирани интерконективни далеководи);
- све сабирнице у постројењима су учворене у моделима перспективног стања преносног система, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице (за објекте који већ постоје);
- сабирнице различитих постројења X/110 kV нису спојене преко кабловске мреже.

Прорачуни струја кратких спојева су урађени на основу стандарда IEC 60909 и тачке 3.3.2.7 Правила о раду преносног система, користећи програмски алат PSS®E, верзија 33, при чему су симулирани једнополни и трополни кратки спојеви на сабирницама постројења. У циљу што прецизнијег моделовања ЕЕС суседних земаља, прорачуни су обављени на SECI моделу региона Југоисточне Европе. Приликом ових прорачуна у обзир су узети сви фактори који могу утицати на промену вредности струја кратких спојева у периоду који обухвата овај План развоја.

Највеће вредности струја трополних и једнополних кратких спојева у 400 kV мрежи се очекују на сабирницама ТС Обреновац, РП Младост и ТЕНТ А, док се повећања вредности ових струја предвиђају у ТС Панчево 2, ПРП Чибук 1 и ТС Сремска Митровица 2 услед прикључења великих генераторских јединица и изградње нових водова у близини набројаних постројења.

Детаљни резултати поменутих прорачуна дати су у додатку Д.6.3.

³ Напонски фактор се дефинише као однос између напона еквивалентног напонског извора и називног напона мреже U_n , подељеног са $\sqrt{3}$.

9.3. АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ И ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Закон о енергетици [35] одређује да је Оператор преносног система дужан да при изради Плана развоја преносног система за наступајући десетогодишњи период анализира адекватност производње за очекивани развој потрошње и размене електричне енергије са другим операторима преносног система, узимајући у обзир регионални инвестициони план. У оквиру ове анализе, оператор, сходно Закону о коришћењу обновљивих извора енергије [37], мора да прикаже следеће:

- 1) списак пројеката прикључења за које је са оператором преносног система закључен уговор о изради студије прикључења објекта, односно за које су издати услови за пројектовање и прикључење електране од стране оператора дистрибутивног система, односно затвореног дистрибутивног система и чије прикључење не може бити одложено у складу са одговарајућим члановима Закона о коришћењу обновљивих извора енергије Републике Србије;
- 2) преглед историјских података о уговореној и реално обезбеђеној резерви за балансирање система у релевантном периоду;
- 3) методологију за процену расположиве и за процену потребне резерве за балансирање система;
- 4) процену потребне резерве за балансирање система у контролној области;
- 5) процену тренутно расположиве резерве за балансирање система у контролној области;
- 6) процену да ли и колико недостаје резерве за балансирање система у случају прикључења свих електрана које су у поступку прикључења, а које користе варијабилне обновљиве изворе енергије;
- 7) показатеље адекватности производног система за задовољење потрошње добијених на основу прорачуна;
- 8) закључак о ризицима по сигуран рад електроенергетског система и потреби за одлагање прикључења електрана које користе варијабилне обновљиве изворе енергије, изузев електрана из тачке 1) овог става.

Ако анализа адекватности укаже на ризике по сигуран рад електроенергетског система услед недостатка резерве за балансирање система, као и на постојање оправданости примене мере одлагања прикључења, оператор преносног система објављује на својој интернет страници, у року десет радних дана од дана давања сагласности Агенције на план развоја преносног система, обавештење о наступању услова за одлагање поступка прикључења електрана које употребљавају варијабилне обновљиве изворе енергије. Одлагање прикључења на систем за електране које користе варијабилне обновљиве изворе енергије, престаје да се примењује кад анализа адекватности покаже да постоји резерва за балансирање система у електроенергетском систему која омогућава да се све електране које подлежу том ограничењу могу прикључити на електроенергетски систем без угрожавања његовог сигурног рада. Одлагање прикључења на преносни систем се не примењује за електране које испуне захтеве дефинисане чланом 67б овог закона, јер се, у том случају, сматра да електране не нарушавају услове рада система.

Сигурност снабдевања се проверава анализом адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње („*generation adequacy analysis*“). Имајући у виду читав низ променљивих од којих зависи задовољење потрошње немогуће је обезбедити потпуну сигурност снабдевања. Стога, анализа има за циљ утврђивање ризика остварења догађаја да део потрошње остане без напајања. Као мера ризика обично се узима број сати у години, када потрошња није подмирена, а систем се сматра адекватним уколико је број оваквих сати утврђен анализама мањи од унапред дефинисане вредности. Гранични број сати може бити мањи или већи (нпр. 3 сата у Француској или 13 сати у Бугарској) што зависи од спремности система да буде изложен већим или мањим ризицима у снабдевању укупне потрошње.

Са појавом изразито променљивих обновљивих извора енергије, методологија процене адекватности производног система постаје сложенија. Због тога је ENTSO-E методологија израде анализа адекватности од 2016. године измењења и унапређена увођењем пробабилистичког приступа у оцени адекватности система. Имајући ово у виду, ЕМС АД је променио методологију анализе адекватности производног система Србије за задовољење потреба потрошње и утврђивања ризика снабдевања потрошача. Ова методологија се базира на ENTSO-E методологији примењеној у изради ERAA2021 извештаја о свим системима у ENTSO-E асоцијацији, али и додатних, детаљнијих података о систему Србије чиме се добијају боље процене индикатора адекватности за систем Србије.

При анализама адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње уважавају се постојећа ограничења рада електроенергетског система уз разматрање великог броја (више од 700) могућих ситуација карактерисаних различитим нивоима производње из обновљивих извора, производње хидроелектрана и термоелектрана и различитим нивоима потрошње као последице различитих климатских услова (брзина ветра, осунчаност или температура), хидрологија и испада термојединица.

Главни резултати ових анализа су показатељи нивоа ризика у задовољењу потрошње система, исказани кроз пробабилистичке индикаторе адекватности производње:

- LOLE (*Loss of Load Expectation*) (h/год) – број сати у току године у којима потрошња није задовољена
- EENS (*Expected Energy Not Supplied*) (MWh) – очекивана укупна енергија потрошње која није задовољена

Уколико је ниво ризика већи од прихватљивог, тада се за систем утврђује недостатак снаге („*capacity gap*“) или потребан додатни капацитет којим се ризик своди на прихватљив ниво. Поред ових индикатора, као резултат анализа добијају се и подаци о производњи енергије (по технологијама, по електранама, по блоковима), производним трошковима, прекограничној размени, велепродајним ценама, емисији CO₂, итд.

Анализа је показала да у систему Србије (без АП КиМ) нема проблема са адекватношћу ни у једном од анализираних сценарија. Главни резултати се могу видети у табелама Таб. 9.1, Таб. 9.2, Таб. 9.3 и Таб. 9.4 а опис методологије и резултати се налазе у Додатку Д.5.

Таб. 9.1: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години

ENS (MWh)	LOLE (h)
0	0

Таб. 9.2: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години

ENS (MWh)	LOLE (h)
0	0

Таб. 9.3: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2030. години

ENS (MWh)	LOLE (h)
0	0

Таб. 9.4: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2030. години

ENS (MWh)	LOLE (h)
0	0

У складу са резултатима приложеним у поменутом додатку, за реалистичан и алтернативан сценарио могу се донети следећи закључци:

- У 2027. и 2032. години неће бити проблема са адекватношћу производних капацитета Републике Србије (без АП КиМ). Пробабилистички показатељи адекватности показују да неће бити неиспоручене електричне енергије (ENS) нити сати у којима се дешава прекид испоручене енергије (LOLE).

Све мрежне анализе које су обављене за потребе Плана развоја, вршене су за реалистични сценарио адекватности производних капацитета, уважавајући притом средњи раст БДП.

Приметно је да ће у свим сценаријима Србија (без АП КиМ) претежно увозити електричну енергију услед очекиваног увођења таксе на емисије CO₂ или уласка у ETS (*Emissions Trading System*) систем. Производња из термоелектрана ће поскупети и увоз електричне енергије ће постати јефтинији. Ова анализа је рађена под претпоставком да ће се у наредних 5 година стабилизovati потреси на тржишту гаса и електричне енергије изазвани ратом у Украјини.

Како бисмо истражили утицај високог нивоа капацитета ОИЕ на балансирање у Србији, размотрен је Амбициозни сценарио који обухвата све захтеве за прикључење ОИЕ на преносном и дистрибутивном систему виђене до 2032. године. Поред овога, утврђен је ниво капацитета у ОИЕ за који систем Србије са постојећим производним капацитетима (стање 2023) може да обезбеди потребан ниво балансне резерве на одговарајућем нивоу (Прихватљив сценарио). Ови подаци дати су у следећој табели.

Таб. 9.5: Опис сценарија развоја ОИЕ

Тип обновљивих извора	Снага у прихватљивом сценарију [MW]	Снага у амбициозном сценарију [MW]
Ветроелектране	4800	9169
Соларне електране	1000	10573
Укупно	5800	19742

Као основа за анализу узета је садашња структура производног портфеља система Србије и прогнозирана потрошња за 2023. годину. Околни системи моделовани су у складу са подацима датим у оквиру TYNDP 2020 ENTSO-E база података и одговарајућих цена горива и цена CO2 емисије.

Приказани резултати (Табела 9.6) показују значајно нижи ниво доступности балансне резерве за случај високог нивоа капацитета у ОИЕ (19 GW). Постојећи производни капацитети у Србији не могу обезбедити квалитетан и сигуран рад система у овом случају што указује на неопходност обезбеђења додатних извора флексибилности кроз увођење управљања потрошњом, складишта енергије или изградњу реверзибилних електрана. Постојећи производни капацитети у електроенергетском систему Србије, са примењеним регулационим карактеристикама описаним претходним поглављима, су у могућности да на задовољавајући начин обезбеде потребну балансну резерву за ниво капацитета обновљивих извора енергије од 5800 MW.

Таб. 9.6: Доступни капацитети балансне резерве (FRR) уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања за оба сценарија

Потребна и доступна вредност FRR	Прихватљив сценарио		Амбициозни сценарио	
	FRR нагоре	FRR надоле	FRR нагоре	FRR надоле
Потребна резерва [MW]	1551	1233	2392	2459
Просечна вредност обезбеђене резерве [MW]	1498	1203	1701	1608
Просечна вредност обезбеђене резерве [% од потребне]	97%	98%	71%	65%

Анализа адекватности је показала да постоје ризици по сигуран рад електроенергетског система услед недостатка резерве за балансирање система, због чека ступа на снагу одлагање поступка прикључења електрана које користе варијабилне обновљиве изворе енергије у складу са члановима 67а и 67б Закона о изменама и допунама Закона о коришћењу обновљивих извора енергије.

9.4. АНАЛИЗА ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ

Према Правилима о раду преносног система, ЕМС АД је дужан да по потреби, а најмање једном у пет година, изradi анализу стабилности рада преносног система, те исту укључи у важећу верзију Плана развоја преносног система.

Анализа стабилности угла ротора на велике поремећаје (анализа транзијентне стабилности) представљала је саставни део Плана развоја за период од 2019. до 2028. године (рађен 2018. године), када је транзијентна стабилност испитивана одређивањем критичног времена искључења квара и поређењем истог са минималним критичним временом, дефинисаним у Правилима о раду преносног система. У том Плану развоја је израчунавано време искључења квара за сваки од генератора у електроенергетском систему Србије (према стању система које се тада предвиђало на основу доступних информација), при чему су приложене и детаљне анализе за три највеће генераторске јединице у систему – ТЕНТ А4, ТЕНТ Б1 и ТЕ Костолац Б3. Овим анализама нису констатовани проблеми везани за транзијентну стабилност.

Ово, наравно, не значи да генераторске јединице чије је прикључење најављено у претходне четири године (интервал од прикљупљања података за План развоја за период од 2019. до 2028. године до прикупљања података за актуелни План развоја) нису прошле проверу транзијентне стабилности, пошто ова провера представља један од стандардних делова Студије прикључења нових производних објеката на преносни систем, те је и спроведена за све новосагледане генераторске капацитете.

У додатку Д.6.4 (то јест, Таб.Д. 6.14) дат је преглед критичних времена искључена квара по објектима, што је био резултат из Плана развоја за период од 2019. до 2028. године.

10. ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије су усмерена на циљеве дате у Таб. 10.1:

Таб. 10.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије

Циљ	Опис
Циљ 1	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача
Циљ 2	Повећање преносног капацитета и ублажавање утицаја старења инфраструктуре
Циљ 3	Раст потрошње, прикључење нових конвенционалних електрана или КПС
Циљ 4	Интеграција обновљивих извора енергије
Циљ 5	Ефикасније управљање преносним системом, интеграција тржишта електричне енергије

Сходно горе дефинисаним циљевима ЕМС АД у наставку је дат преглед листе развојних и инвестиционих пројеката у преносном систему Републике Србије. Индикатори помоћу којих се процењује старење инфраструктуре, чија је санација један од аспеката Циља 2, наведени су у интерној методологији за приоритизацију пројеката ЕМС АД [34].

Листа пројеката је подељена у две групе: пројекте који се налазе у развојној фази и пројекте који се налазе у инвестиционој фази. Свака од наведених група пројеката је даље подељена у пет категорија.

Пројекат се дефинише као развојни, тј. представља пројекат у развојној фази, ако се почетак његове реализације планира након треће планске године. Инвестициони пројекат је пројекат који је у току или се његов почетак реализације планира у једној од прве три планске године.

Треба напоменути да су године улазака у погон по појединим пројектима у развојној фази дате као индикативне, односно референтне године за касније дефинисање детаљне динамике реализације кроз План инвестиција у преносни систем.

Пројекти у развојној, односно инвестиционој фази, испуњавају циљеве сходно Таб. 10.2.

Таб. 10.2: Циљеви које испуњавају пројекти у развојној и инвестиционој фази

Пројекти у развојној и инвестиционој фази		Циљ 1	Циљ 2	Циљ 3	Циљ 4	Циљ 5
Пројекти развоја преносне мреже (интерконекције)		✓	✓		✓	✓
Пројекти развоја преносне мреже (интерна мрежа)	400 kV	✓	✓	✓	✓	✓
	220 kV и 110 kV	✓	✓	✓	✓	✓
Пројекти прикључења између оператора система	ОПС на ОДС	✓	✓	✓	✓	
	ОДС на ОПС			✓	✓	
Пројекти прикључења клијената	Произвођач			✓	✓	
	Купац			✓		
Остали пројекти у преносни систем						✓

На основу ових циљева, дефинисано је осам разлога за покретање развојних опција:

- Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача;
- Раст потрошње;
- Ефикасније управљање преносним системом;
- Интеграција тржишта електричне енергије;
- Прикључење нових електрана/купаца;
- Повећање преносног капацитета;
- Старење инфраструктуре;
- Интеграција обновљивих извора енергије.

10.1. ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.3 су приказани пројекти развоја преносне мреже који се налазе у развојној фази, разврстани у три засебне категорије. У односу на План развоја преносног система 2021-2030, у овој табели се нашло двадесет нових пројеката, од чега једино [подизање преносне мреже Средњег Баната на 400 kV](#) спада у пројекте 400 kV напонског нивоа. Овај пројекат би се могао сматрати својеврсном еволуцијом два пројекта која су била присутна у претходној верзији Плана развоја – реконструкције ТС 220/110 kV Зрењанин 2 и адаптације далековода 220 kV између ТС Зрењанин 2 и ТС Панчево 2. Ови пројекти су били замишљени као средство гаранције поузданог пласмана енергије произведене у обновљивим изворима енергије у средњем Банату, где је, с обзиром на нове захтеве за прикључење, примљене у међувремену, али и потенцијал за даљу интеграцију овог типа производних јединица у наступајућим годинама, постало јасно да се обезбеђивање неометаног пласмана енергије из тих извора најефикасније може остварити ако би се у овај регион увео 400 kV напонски ниво, чему и служи предметни пројекат.

Такође, треба нагласити да се у овом Плану развоја, по први пут, појављују и два нова развојна пројекта која подразумевају изградњу 110 kV далековода у преносном систему:

- [ДВ 110 kV ТС Ушће – ТС Брус;](#)
- [ДВ 2x110 kV ТС Смедерево 1 – ТЕ Костолац А.](#)

Први пројекат представља меру намењену решавању радијалног напајања ТС Брус, која ће, према тренутном сагледавању, допринети поузданијем напајању потрошње која ће електричну енергију да добијају преко трансформатора у овој станици, али и ојачати преносни систем успостављањем нове везе између ТС Краљево 3 и ТС Крушевац 1. Други пројекат је у овај План развоја ушао као мера за уклањање потенцијалних преоптерећења до којих би могло доћи након интеграције великог броја капацитета базираних на обновљивим енергентима у региону Костолаца.

Преосталих седамнаест пројеката обухвата реконструкцију, адаптацију или повећање преносних капацитета постојећих елемената преносног система. То су, редом:

- [Адаптација ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран;](#)
- [Замена ВН опреме у ТС 110/6,3 kV ТЕНТ А СП;](#)
- [Адаптација деоница ДВ 110 kV бр. 106АБ;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац – ТЕ Морава;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 149 ТС Зајечар 1 - државна граница;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 154/2 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 5;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 135/1/2/4;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/1/2/3/5/6;](#)
- [Реконструкција РП 220 kV у ТС Панчево 2;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара А - I фаза;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 – ТЕ Колубара А – II фаза;](#)
- [Реконструкција ТС 110/35/6 kV Севојно;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 140 ХЕ Врла 1 - државна граница;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 155/1/2;](#)
- [Реконструкција ДВ 110 kV бр. 153 ХЕ Врла 3 - ТС Врање 1;](#)
- [Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101А/3, 101А/4 и 101Б/4;](#)
- [Расплет 110 kV високонапонских водова око ТС Београд 1.](#)

Првих петнаест пројеката је предложено на основу интерно урађене евалуације стања елемената система, где су издвојени елементи на којима је, зарад очувања сигурности рад преносног система, неопходно предвидети радове у наредним годинама. Пројекат реконструкције двосистемских далековода бр. 101А/3, 101А/4 и 101Б/4 је предложен за улазак у План развоја преносног система по истом основу као и већ промињани пројекат изградње двосистемског 110 kV далековода од ТС Смедерево 1 до ТЕ Костолац А, како би се обезбедила поузданост рада дела преносног система лоцираног близу Костолаца, Смедерева и Великог Градишта након што у погон уђу сви обновљиви извори енергије који се очекују у овој области. Коначно, последњи пројекат који је потребно појаснити је пројекат решавања расплета високонапонских водова око ТС Београд 1. Овај пројекат, заправо, подразумева увођење МВ 110 kV бр. 1250 ТС Београд 20 – ТС Београд 14 и бр. 1251 ТС Београд 20 – ТС Београд 28 у ТС Београд 1 након њене реконструкције, што ће додатно допринети сигурности напајања потрошача у овом делу Београда.

Након овога, мора се истаћи да су, у односу на претходни План развоја, пројекти којима је сагледавана реконструкција ДВ 110 kV бр. 119/3 ТС Шабац 3 – ТС Лешница и бр. 119/5 ТС Лешница – ТС Лозница 2 обједињени у један пројекат, док је пројекат реконструкције далековода бр. 134/1 проширен да би обухватио и далеководе бр. 134/2 и 134/5, пошто је у међувремену установљено да су радови потребни и на тим водовима. Поред тога, пројекат који је обухватао изградњу 110 kV далековода од ТС Тутин до ЕВП Бродарево је измењен, тако да ће нови вод, због проблема у вези са опремањем потребног поља у ЕВП Бродарево, повезивати ТС Тутин и ТС Пријепоље. Овај пројекат није присутан у табели датог у наставку, пошто је предложен за прелазак у инвестициону фазу, тако да је, као такав, убачен у табеле у Потпоглављима 10.3 и 10.4.

Уз то, пројекти реконструкције далековода на правцу између ТС Београд 3 и ТС Београд 2 (далеководи бр. 130/1, 130/2 и 130/3) су из инвестиционе фазе, у којој су се налазили у претходном Плану, овај пут премештени у развојну фазу због измене улазних података и потребе за поновном израдом подлога неопходних за прелазак у инвестициону фазу. Слична судбина је, због проблема у вези са добијањем дозвола, задесила и пројекат адаптације ДВ 110 kV бр. 128/3/4 ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница – ТС Петровац. Поред тога, треба навести да су пројекти реконструкције деонице ДВ 110 kV бр. 1137 ТС Пожега – ТС Гуча и замене опреме у РП 220 kV ТЕНТ Б уклоњени из табеле развојних пројеката јер је први од њих завршен, док је други пред завршетком (остало је само једно поље).

У поређењу са Планом развоја за период од 2021. до 2030. године, у овом Плану се одустало од четири развојна пројеката ОПС, при чему је сваки такав пројекат, заједно са кратким образложењем за такву одлуку, наведен у наредној листи:

- ТС 400/110 kV у региону јужног Баната – иако се мора нагласити да одустајање од овог пројекта не значи комплетно одустајање од потребе за трансформацијом 400/110 kV у предметној области, процењено је да ту улогу, барем за сада, може преузети [нова ТС 400/110 kV Николинци](#), те да није неопходно предвиђати још један пројекат у исте сврхе.
- Опремање другог система на МВ 110 kV ТС Панчево 2 - ПРП Бела Анта – потреба за овим пројектом је у директној корелацији са инсталираним капацитетима обновљивих извора енергије прикључених у регији јужног Баната, те су жељене активности уврштене у [прикључак ВЕ Бела Анта 2 на преносни систем](#).
- Адаптација ДВ 220 kV бр. 254/1/2 – као што је поменуто, функцију овог пројекта је преузео пројекат [подизања преносне мреже средњег Баната на 400 kV ниво](#).
- Реконструкција ТС Зрењанин 2 – као што је већ поменуто, функцију овог пројекта је преузео пројекат [подизања преносне мреже средњег Баната на 400 kV ниво](#).

Списак свих развојних пројеката ЕМС АД, укључујући и пројекте већ поменуте као нове, приложен је у Таб. 10.3.

Таб. 10.3: Листа пројеката развоја преносне мреже – развојна фаза

Листа пројеката ОПС у развојној фази							
Разлози за предлагање развојних опција	Интеграција ОИЕ						
	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
	Раст потрошње						
	Ефикасније управљање преносним системом						
	Интеграција тржишта електричне енергије						
	Прикључење нових електрана/купаца						
	Повећање преносног капацитета						
	Старење инфраструктуре						
Планирани улазак у погон							
10.1.1. Пројекти развоја преносне мреже (интерконекције)							
1	ДВ 400 kV између Србије и Румуније	2029	✓	✓		✓	✓
2	ДВ 400 kV између Србије и Хрватске	после 2032 (2035)	✓	✓		✓	✓
3	ДВ 400 kV између Србије и Бугарске	после 2032 (2034)	✓	✓		✓	✓
4	ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе	после 2032	✓	✓	✓	✓	✓
10.1.2. Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа)							
1	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште	после 2032 (2034)	✓	✓		✓	
2	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2	после 2032 (2034)	✓	✓		✓	
3	Подизање преносне мреже средњег Баната на 400 kV напонски ниво	после 2032	✓	✓	✓	✓	✓
4	ТС 400/110 kV Николинци	2032	✓	✓		✓	✓
5	Повећање инсталисане снаге ТС Смедерево 3	после 2032	✓			✓	✓
6	ТС 400/110 kV северно од Ниша	после 2032	✓			✓	✓
7	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV - II фаза	2032	✓			✓	✓
8	Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2	после 2032	✓			✓	✓
9	Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2	после 2032	✓			✓	✓
10	Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б	2028	✓			✓	✓
11	Реконструкција РП Дрмно – II фаза	после 2032	✓			✓	✓
10.1.3. Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже)							
1	ДВ 110 kV ТС Ушће – ТС Брус	2031	✓			✓	✓
2	Адаптација ДВ 110 kV бр. 128/3/4	2028	✓			✓	✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази										
Разлози за предлагање развојних опција		Интеграција ОИЕ								
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача								
		Раст потрошње								
		Ефикасније управљање преносним системом								
		Интеграција тржишта електричне енергије								
		Прикључење нових електрана/купаца								
		Повећање преносног капацитета								
		Старење инфраструктуре								
		Планирани улазак у погон								
3	Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд	2028	✓	✓			✓	✓		
4	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	2029		✓			✓	✓	✓	
5	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара А – ТС Тамнава зап. поље	2028	✓	✓			✓	✓	✓	
6	Реконструкција 110 kV водова на потезу од Панчева до Београда	2028	✓	✓			✓	✓	✓	
7	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац	2028	✓	✓			✓	✓		
8	Расплет 110 kV високонапонских водова око ТС Београд 1	2027	✓				✓	✓	✓	
9	Адаптација деоница ДВ 110 kV бр. 106АБ	2032	✓	✓			✓	✓		
10	Замена ВН опреме у ТС 110/6,3 kV ТЕНТ А СП	после 2032		✓			✓	✓		
11	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/2/3	2028	✓	✓	✓		✓	✓	✓	
12	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/1/2	после 2032	✓	✓			✓	✓		
13	Адаптација ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	после 2032	✓	✓			✓	✓		
14	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1/2	после 2032	✓	✓				✓		
15	Адаптација ДВ 110 kV бр. 165 ТС Неготин – ТС Прахово	2028	✓	✓	✓			✓	✓	
16	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 178 ТС Косјерић - ТС Цементара Косјерић	после 2032	✓	✓				✓		
17	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац – ТЕ Морава	2029		✓	✓			✓	✓	
18	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 119/3/5	2030	✓	✓			✓	✓		
19	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 204 ТС Београд 3 – ТС Б. Башта	2031	✓				✓	✓		
20	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 ТС С. Митровица 2 - ТС Б. Башта	после 2032	✓				✓	✓		
21	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС УБ	2028		✓			✓	✓		
22	Превезивање ДВ 220 kV бр. 204 и 213/1	после 2032					✓	✓		
23	Адаптација ДВ 110 kV бр. 143 ТС Кикинда 1 – ТС Зрењанин 2	2028	✓					✓	✓	

Листа пројеката ОПС у развојној фази								
Разлози за предлагање развојних опција	Интеграција ОИЕ							
	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
	Раст потрошње							
	Ефикасније управљање преносним системом							
	Интеграција тржишта електричне енергије							
	Прикључење нових електрана/купаца							
	Повећање преносног капацитета							
	Старење инфраструктуре							
Планирани улазак у погон								
24	Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1/2/3	после 2032	✓					✓
25	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 108 ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1	после 2032	✓					✓
26	Реконструкција деоница ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1	2028	✓	✓			✓	✓
27	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 210 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта	после 2032	✓				✓	✓
28	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево	2029		✓			✓	✓
29	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21	2029	✓	✓	✓		✓	✓
30	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	2029	✓	✓	✓		✓	✓
31	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	2029	✓	✓	✓		✓	✓
32	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава зап. поље	2028	✓					✓
33	Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4	после 2032	✓				✓	✓
34	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно	2029	✓	✓			✓	✓
35	Адаптација ДВ 2x220 kV бр. 256АБ ТС Обреновац – ТЕНТ А	после 2032	✓					✓
36	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 211 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта	после 2032	✓				✓	✓
37	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 134/1/2/5	2028	✓	✓			✓	✓
38	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 153 ХЕ Врла 3 - ТС Врање 1	2032	✓	✓			✓	✓
39	Замена КБ 110 kV бр. 1216 ТС Београд 14 – ТС Београд 15	после 2032	✓	✓				✓
40	Замена КБ 110 kV бр. 1151 ТС Београд 15 – ТС Београд 17	после 2032	✓	✓				✓
41	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20	после 2032		✓			✓	✓
42	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1	2029					✓	✓
43	ДВ 110 kV ТС Перлез – регион јужног Баната	после 2032		✓	✓			✓
44	ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)	2029		✓			✓	✓
45	Адаптација ДВ 110 kV бр. 145 ТС Кикинда 1 - државна граница	2028	✓					✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази									
Разлози за предлагање развојних опција	Интеграција ОИЕ								
	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача								
	Раст потрошње								
	Ефикасније управљање преносним системом								
	Интеграција тржишта електричне енергије								
	Прикључење нових електрана/купаца								
	Повећање преносног капацитета								
	Старење инфраструктуре								
		Планирани улазак у погон							
46	Реконструкција ТС Пожега – II фаза	после 2032	✓	✓					✓
47	ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 – ТС Младеновац	после 2032		✓				✓	✓
48	Реконструкција РП 220 kV у ТС Краљево 3	после 2032	✓					✓	✓
49	Реконструкција ТС Ваљево 3	после 2032	✓					✓	✓
50	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1/2/3/4/5	после 2032	✓					✓	✓
51	Адаптација ДВ 110 kV бр. 1186 РП Ђердап 2 - ТС Сип	после 2032	✓						✓
52	Повећање инсталисане снаге ТС Чачак 3	после 2032	✓	✓				✓	✓
53	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/1/2/4	после 2032	✓					✓	✓
54	Реконструкција ТС Шабац 3	после 2032	✓					✓	✓
55	Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2	после 2032	✓					✓	✓
56	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 1272 ТС Србобран – ТС С. Митровица 2	после 2032	✓					✓	✓
57	Расплет далековода 110 kV код ТС Конатице	после 2032						✓	✓
58	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 149 ТС Зајечар 1 - државна граница	после 2032	✓	✓				✓	✓
59	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 154/2 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 5	после 2032	✓	✓				✓	✓
60	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 135/1/2/4	после 2032	✓	✓				✓	✓
61	ДВ 2x110 kV ТС Смедерево 1 - ТЕ Костолац А	2029		✓				✓	✓
62	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101А/3, 101А/4 и 101Б/4	2028	✓	✓				✓	✓
63	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/1/2/3/5/6	после 2032	✓	✓				✓	✓
64	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 155/1/2	после 2032	✓	✓				✓	✓
65	Реконструкција РП 220 kV у ТС Панчево 2	2028	✓					✓	✓
66	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара А - I фаза	2028	✓					✓	✓
67	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 140 ХЕ Врла 1 - државна граница	после 2032	✓	✓				✓	✓
68	Реконструкција ТС 110/35/6 kV Севојно	после 2032	✓					✓	✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази									
Разлози за предлагање развојних опција		Интеграција ОИЕ							
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
		Раст потрошње							
		Ефикасније управљање преносним системом							
		Интеграција тржишта електричне енергије							
		Прикључење нових електрана/купаца							
		Повећање преносног капацитета							
		Старење инфраструктуре							
		Планирани улазак у погон							
69	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара А - II фаза	после 2032	✓				✓	✓	
70	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	2030	✓	✓			✓	✓	
71	Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35	2028	✓				✓	✓	
72	Адаптација ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20	2029	✓					✓	
73	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/4 ТС Зрењанин 2 – ТС Зрењанин 1	после 2032	✓	✓			✓	✓	

Детаљи о овим пројектима се налазе у Додатку Д.1.1.

10.2. ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У следећој табели су наведени само они пројекти прикључења објекта ОДС на ОПС који изискују инфраструктурне активности од стране ЕМС АД. Од пројеката датих у овој табели по први пут се у Плану развоја појављују пројекти прикључења [ТС Дивчибаре](#), [ТС Златибор 5](#) и [ТС Ниш 16 \(Мокрањчева\)](#) на преносни систем.

Таб. 10.4: Листа пројеката прикључења у развојној фази

Листа пројеката прикључења у развојној фази						
Разлози за покретање пројеката прикључења у развојној фази		Интеграција ОИЕ				
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача				
		Раст потрошње				
		Ефикасније управљање преносним системом				
		Интеграција тржишта електричне енергије				
		Прикључење нових електрана/купаца				
		Повећање преносног капацитета				
		Старење инфраструктуре				
				Планирани улазак у погон		
10.2.1. ДП Ниш						
1	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	после 2027 (2029)				✓
2	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	после 2027 (2029)				✓
3	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Стара планина	после 2032				✓
4	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бољевац	после 2032				✓
5	Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 7	после 2032				✓
6	Прикључни вод за ТС 110/x kV Топоница	после 2032				✓
7	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Сокобања	2026				✓
8	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 12 (Комрен)	после 2032				✓
9	Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 16 (Мокрањчева)	2027				✓
10.2.2. ДП Краљево						
1	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац	после 2027 (2031)				✓
2	Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Коцељева	2024				✓
3	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3	после 2027 (2028)				✓
4	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Варварин	после 2027 (2030)				✓
5	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2	после 2027 (2030)				✓
6	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Брус	после 2027 (2029)				✓
7	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4	после 2027 (2031)				✓
8	Прикључни вод за ТС 110/x kV Мионица	после 2027 (2028)				✓

Листа пројеката прикључења у развојној фази

Разлози за покретање пројеката прикључења у развојној фази		Интеграција ОИЕ						
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
		Раст потрошње						
		Ефикасније управљање преносним системом						
		Интеграција тржишта електричне енергије						
		Прикључење нових електрана/купаца						
		Повећање преносног капацитета						
		Старење инфраструктуре						
				Планирани улазак у погон				
9	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Дивчибаре	после 2027 (2028)					✓	
10	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Златибор 5	после 2027 (2028)					✓	
10.2.3. ДП Крагујевац								
1	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Смедеревска Паланка 2	после 2027 (2029)					✓	
2	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23 (Козујево)	после 2027 (2032)					✓	
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Собовица	после 2027 (2030)					✓	
4	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	после 2027 (2029)					✓	
5	Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)	после 2027 (2030)					✓	
10.2.4. ДП Београд								
1	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 48 (Подстаница)	после 2027 (2028)					✓	
2	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 51 (Макишко поље)	после 2027 (2028)					✓	
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 57 (Вишњичко поље)	после 2027 (2028)					✓	
4	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 56 (Нова лука Београд)	2029					✓	
10.2.5. ДП Нови Сад								
1	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Беочин 2	после 2027 (2028)			✓		✓	✓

10.3. ЛИСТА НОВИХ ПРОЈЕКТА У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Сви пројекти који су у Плану развоја наведени као пројекти у инвестиционој фази морају се једнозначно наћи и у Плану инвестиција за одговарајући временски период. Листа пројеката који су ушли у инвестициону фазу, дата је у Таб. 10.5.

Таб. 10.5: Листа нових пројеката у инвестиционој фази

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	Панонски коридор	2028 (2030)
2	Уградња варијабилног шант реактора у ТС 400/110 kV Врање 4	2025
3	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријепоље	2029
4	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг	2028
5	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/3 ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2	2027
6	Каблирање деоница водова бр. 117/1 и бр. 1247	2029
7	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 55 (Зуце)	2027
8	Прикључни водови за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	2027/2028
9	Прикључни водови за ТС 110/35/10 kV Ниш 9	2027
10	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	2027
11	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2	2025
12	ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС Пожаревац	2030
13	Реконструкција ДВ бр. 121/2/3/4 (правац ТС Београд 10 – ТС ТЕНТ А СП – ЕВП Бргуле – ТЕ Колубара А)	2027

Пројекат „Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 55 (Зуце)“ се није налазио у претходном Плану развоја преносног система, а ушао је у План инвестиција у преносни систем због прикључења дистрибутивне трансформаторске станице на преносни систем.

Остали пројекти из табеле 10.5. прешли су из развојне фазе у инвестициону, са или без измена у обиму пројекта након бољег сагледавања.

Прелазак пројеката из развојне у инвестициону фазу базиран је на резултатима спроведене приоритизације развојних пројеката, израђене у складу са одговарајућом методологијом, усвојеном на седницама надлежних стручних тела ЕМС АД.

10.4. ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Пројекти из претходног Плана инвестиција у преносни систем који су реализовани и активирани током 2022. године су:

1. ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV;
2. КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7;
3. Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV УБ;
4. Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин;
5. Расплет 110 kV далековада код ТС Ниш 5;
6. Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV бр.106 АБ ТС Ваљево 3 - ХЕ Зворник;
7. Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3;
8. Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5;
9. Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1 и
10. Увођење ДВ 110 kV бр.104/10 ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5.

Такође, одређени број инвестиција у склопу пројекта је завршен и активиран у 2022. години. То су:

1. У оквиру пројекта „Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац“ завршена је инвестиција „Редудантни систем диф. сабирничке заштите и отказа прекидача за 220 kV сабирнице у ТС Обреновац, опремање 110 kV ДВ поља за ДВ бр. 209/2“.
2. У оквиру пројекта „Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV“ завршена је инвестиција „ДВ 400 kV број 444 Нови Сад 3 - Суботица 3, увођење у ТС Србобран“ и она се више не налази у табели пројекта.
3. У оквиру пројекта „Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV“ завршена је инвестиција „Расплет 110 kV далековада код ТС Србобран“ и она се више не налази у табели пројекта.
4. У оквиру пројекта „Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV“ завршена је инвестиција „Расплет 110 kV далековада 217/2 и код ТС Нови Сад 3“ и она се више не налази у табели пројекта.
5. У оквиру пројекта „ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова“ завршена је инвестиција „ДВ 220 kV број 266 Пожега - Пљевља, увођење у ТС Бистрица“ и она се више не налази у табели пројекта.

Поред тога, један пројекат је избрисан из инвестиционе фазезато што је урађено ново техничко решење:

1. Реконструкција ДВ бр. 117/1 и ДВ бр. 121/1 у двосистемски далековод.

Напомена: Пројекат „Реконструкција ДВ бр. 117/1 и ДВ бр. 121/1 у двосистемски далековод“ је отказан јер није било изводљиво претходно решење да се реконструишу постојећи водови у двосистемски вод. Новом техничком анализом је констатовано да се спорне деонице ове трасе каблира, и да је то једини могући начин превазилажења проблема електричних утицаја. У складу са тиме, урађен је нови Пројектни задатак, а назив новог пројекта је „Каблирање деоница водова бр. 117/1 и бр. 1247“.

За План инвестиција 2023-2025 није номинован ниједан нови пројекат прикључења, али је клијент поднео захтев за промену снаге на постојећем прикључку:

1. ВЕ Кошава.

Из Плана инвестиција 2023-2025 у оквиру Прилог 1.1ц - Табела пројеката прикључења избрисан је један пројекат прикључења, јер је поднет захтев за раскид уговора:

1. BE GEN Wind 1.

Пројекти који су предложени за прелазак у инвестициону фазу могу се видети у Потпоглављу 10.3. У Таб. 10.6 су наведени пројекти у инвестиционој фази, подељени по већ дефинисаним категоријама.

Таб. 10.6: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже)

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази									
Разлози за инвестиције		Интеграција ОИЕ							
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
		Раст потрошње							
		Ефикасније управљање преносним системом							
		Интеграција тржишта електричне енергије							
		Прикључење нових електрана/купаца							
		Повећање преносног капацитета							
		Старење инфраструктуре							
				Планирани улазак у погон					
10.4.1. Пројекти развоја преносне мреже (интерконекције)									
1	Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе - Четврта секција ТБК	2027 ⁴	✓	✓	✓			✓	
2	ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)	2024		✓	✓	✓		✓	
3	Панонски коридор	2028 (2030)		✓	✓	✓		✓	
10.4.2. Пројекти развоја преносне мреже (интерна 400 kV мрежа)									
1	Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова	2023	✓	✓			✓	✓	
2	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV - Трећа секција ТБК	2026	✓	✓				✓	
3	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост	2028	✓				✓	✓	
4	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2	2025	✓	✓			✓	✓	
5	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1	2025	✓				✓	✓	
6	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2	2024	✓				✓	✓	
7	Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2	2027	✓				✓	✓	
8	Београд2025 - ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната	2028		✓	✓		✓	✓	✓
9	ТС 400/110 kV Конатице са расплетом водова – II етапа	2026		✓	✓		✓	✓	
10	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV – I фаза	2027	✓	✓				✓	

⁴ Година уласка у погон зависи од начина финансирања.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази

Разлози за инвестиције		Интеграција ОИЕ								
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача								
		Раст потрошње								
		Ефикасније управљање преносним системом								
		Интеграција тржишта електричне енергије								
		Прикључење нових електрана/купаца								
		Повећање преносног капацитета								
		Старење инфраструктуре								
				Планирани улазак у погон						
11	Уградња варијабилног шант реактора у ТС Врање 4	2025					✓	✓		
12	ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС Пожаревац	2030		✓			✓	✓	✓	
13	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	2022	✓				✓	✓	✓	
14	Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110kV са расплетом водова	2020	✓	✓			✓	✓		
10.4.3. Пројекти развоја преносне мреже (интерне 220 kV и 110 kV мреже)										
1	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ВЕ Никине Воде	2025		✓	✓		✓	✓		
2	ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова	2023		✓			✓	✓		
3	Реконструкција ДВ 2x110kV бр. 101АБ ТС Београд 3 - ТЕ Костолац А	2026	✓					✓		
4	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица	2027	✓	✓				✓		
5	Расплет 220 kV ДВ и увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3	2024					✓	✓		
6	РП 220 kV ТЕТО Панчево	2029 ⁵			✓		✓	✓		
7	Реконструкција деоница ДВ бр. 151/2 и 151/3	2025	✓	✓	✓		✓	✓	✓	
8	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица	2027	✓	✓				✓		
9	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/2 ТС Ниш 2 - ТС Лесковац 4	2026	✓					✓		
10	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/1 ТС Србобран - ТС Бечеј у двосистемски далековод	2024	✓	✓				✓		
11	Увођење трансформације 220/110 kV између ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 110/6 kV ТЕНТ А СП	2024		✓	✓		✓	✓	✓	

⁵ Овај пројекат ће бити реализован кроз две етапе.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази									
Разлози за инвестиције		Интеграција ОИЕ							
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
		Раст потрошње							
		Ефикасније управљање преносним системом							
		Интеграција тржишта електричне енергије							
		Прикључење нових електрана/купаца							
		Повећање преносног капацитета							
		Старење инфраструктуре							
				Планирани улазак у погон					
12	Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Бељина и бр. 182 ТС Горњи Милановац – чвор Бељина и демонтажа далековода бр. 115/9 чвор Атеница – чвор Бељина	2026	✓						✓
13	Реконструкција РП 110 kV у ТС (400)/220/110 kV Краљево 3	2025	✓					✓	✓
14	Повећање инсталисане снаге ТС 220/100 kV Ваљево 3	2025	✓	✓	✓			✓	✓
15	Реконструкција ТС 220/110/35 Пожега – I фаза	2027	✓						✓
16	Реконструкција РП 110 kV Панчево 1	2027	✓		✓			✓	✓
17	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран	2025	✓					✓	✓
18	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/3 ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2	2027	✓	✓				✓	✓
19	Каблирање деоница водова бр. 117/1 и бр. 1247	2029	✓						✓
20	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	2027	✓	✓				✓	✓
21	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2	2025		✓				✓	✓
22	Реконструкција ДВ бр. 121/2/3/4 (правац ТС Београд 10 – ТС ТЕНТ А СП – ЕВП Бргуле – ТЕ Колубара А)	2027	✓	✓	✓				✓
23	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 - ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод	2021	✓	✓					✓
24	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин	2026	✓	✓				✓	✓
25	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4	2028	✓						✓
26	Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	2024	✓						✓

Поред претходно наведених пројеката, као инвестициони пројекат се сагледава и пројекат „[Повећање преносног капацитета борског региона](#)“. Овај пројекат је виђен као неопходна инфраструктура за прикључење нових рударских капацитета у региону Бора.

10.5. ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА КОЈИ УКЉУЧУЈУ ОБЈЕКТЕ ОДС

У Таб. 10.7 су наведени пројекти прикључења који укључују објекте ОДС, виђени Планом инвестиција у преносни систем.

Таб. 10.7: Листа пројеката прикључења који укључују објекте ОДС

Листа пројеката прикључења који укључују објекте ОДС							
Разлози за покретање пројеката прикључења		Интеграција ОИЕ					
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
		Раст потрошње					
		Ефикасније управљање преносним системом					
		Интеграција тржишта електричне енергије					
		Прикључење нових електрана					
		Повећање преносног капацитета					
		Старење инфраструктуре					
				Планирани улазак у погон			
10.5.1. ДП Ниш							
1	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)	2023				✓	
2	Прикључни водови за ТС 110/35/10 kV Ниш 9	2027				✓	
3	Реконструкција ДВ 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод	2025	✓	✓			✓
4	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2x110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13	2025		✓			✓
5	Јачање преносне мреже између ТС Бор 2 и ТС Зајечар 2	2024/2027		✓	✓	✓	✓
6	Реконструкција и доградња ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1	2026	✓	✓			✓
7	ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2 и расплет 110 kV далековода испред ТС Мајданпек 2	2024	✓	✓		✓	✓
10.5.2. ДП Краљево							
1	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	2023				✓	
2	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	2024		✓		✓	✓

3	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2	2026						✓		
4	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Свилајнац	2027						✓		
5	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4	2026						✓	✓	
6	ДВ 110 kV ТС Гуча - ТС Ивањица	2024	✓						✓	
7	ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1	2024	✓						✓	
8	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић	2025	✓	✓					✓	
9	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	2026	✓	✓					✓	
10	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3	2025	✓	✓					✓	
11	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг	2028	✓					✓	✓	
12	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријеполје	2029	✓	✓				✓	✓	✓
13	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Стењевац	2026	✓					✓	✓	✓
14	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2025								✓
15	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник	2026						✓	✓	✓
10.5.3. ДП Крагујевац										
1	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Пожаревац 2	2023						✓		
2	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	2026						✓		
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24	2026						✓		
10.5.4. ДП Београд										
1	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)	2025						✓		
2	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)	2025						✓		
3	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 46	2026						✓		
4	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Београд 47	2023						✓		
5	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 49	2026		✓				✓		
6	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 55 (Зуце)	2027						✓		
7	Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6	2023	✓	✓					✓	
8	КБ 110 kV ТЕТО Београд - ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)	2021		✓					✓	

9	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски	2026	✓	✓	✓				✓
10	Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45	2025	✓	✓	✓		✓		✓
10.5.5. ДП Нови Сад									
1	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Перлез	2025						✓	
2	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	2027						✓	
3	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6	2024			✓			✓	
4	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Пландиште 2	2025			✓			✓	✓
5	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Каћ	2025			✓			✓	
6	Прикључни водови за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	2027/2028						✓	
7	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2	2024		✓					✓
8	ДВ 110 kV ТС Жабаљ - ТС Перлез	2027		✓			✓	✓	✓
9	Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове	2024		✓			✓	✓	✓
10	ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште	2020							

10.6. ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.8 су представљени остали пројекти у инвестиционој фази који обухватају телекомуникациону и другу инфраструктуру неопходну за рад преносног система.

Таб. 10.8: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази

	Назив пројекта	Планирани улазак у погон
1	Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС	2023
2	Реконструкција уљних јама	2023

10.7. ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

Поред пројеката прикључења објеката ОДС, на креирање модела намењених вршењу прорачуна су велики утицај имали и пројекти прикључења објеката КПС на преносни систем. Ови пројекти су излистани испод, у Таб. 10.9 и Таб. 10.10, при чему су у првој од ових табела наведени пројекти за које је, до 1. октобра 2022. године, потписан Уговор о изради Студије прикључења на преносни систем.

Друга табела садржи пројекте прикључења за које је, до наведеног датума, примљен Захтев за прикључење на преносни систем, али поменути уговор и даље није обострано усаглашен и потписан. Године приказане у наредним табелама базиране су на информацијама доступним у тренутку прикупљања подлога и података за овај план развоја, тј. на подацима од 1.8.2022. године. Једина измена у односу на ове податке је присутна код пројеката чија је реализација према подлогама била предвиђена за 2022. годину, при чему је у међувремену постало јасно да ће та прикључења бити одложена до наредне године. За такве пројекте је као година прикључења узета 2023. година.

Таб. 10.9.: Листа пројеката прикључења – пројекти са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења

	Назив објекта	Инсталисана снага [MW]	Планирани улазак у погон
10.7.1. Термоелектране (ТЕ) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ТЕ Колубара Б	350	2025
2	ТЕНТ А - А1 и А2 (ревитализација)	2x225	2024 (А2) 2025 (А1)
3	ТЕТО Винча	30,24	2023
4	ТЕ Костолац Б3	350	2023
10.7.2. Хидроелектране (ХЕ) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ХЕ Потпећ - четврти агрегат	13	2025
2	ХЕ Ђердап 1 - А3 (ревитализација)	190	2023
3	ХЕ Ђердап 2 (ревитализација)	10x31	2025-2034
10.7.3. Ветроелектране (ВЕ) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ВЕ Банат	93	2025
2	ВЕ Банат 2	140	2027
3	ВЕ Банат 3	93	2025
4	ВЕ Башаид	85	2023
5	ВЕ Елицио Винд 01	50	2024
6	ВЕ Елицио Али 2	150	2024
7	ВЕ Маестрале Ринг	800	2025
8	ВЕ Пупин	96	2023
9	ВЕ Торак	300	2025
10	ВЕ Ветрозелена	291	2024
11	ВЕ Бела Анта	120,75	2024

Назив објекта		Инсталисана снага [MW]	Планирани улазак у погон
12	ВЕ Костолац	75	2024
13	ВЕ Никине Воде	45	2024
14	ВЕ Пландиште 1	102	2023
15	ВЕ Алибунар 1	96,6	2024
16	ВЕ Алибунар 2	71,4	2024
17	ВЕ Кривача	103,32	2023
18	ВЕ Бела Анта 2	80	2025
19	ВЕ Кошава (друга фаза)	68,4 (136,4)	2024
20	ВЕ Црни Врх	150	2024
21	ВЕ Банатско Ново Село	125	2027
22	ВЕ Честобродица	238	2026
23	ВЕ Целзијус 1	200	2026
24	ВЕ Чибук 2	150	2025
25	ВЕ Уљма	120	2027
10.7.4. Хибридне електране - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	Хибридна електрана PV Power Plant	125 (CE - 80, BE- 45)	2027
10.7.5. Соларне електране (CE) - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	СЕ Адриа Солеа Сјеница	50	2024
2	СЕ Кима Солар	50	2024
3	СЕ Соларина	150	2024
4	СЕ Уљма	22	2024
10.7.6. Купац - Произвођач - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ФН Моравацем	10	2023
2	СЕ Кроноспан	3	2023
10.7.7. Објекти КПС - са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ТС Јадар	63	2023
2	Линг Лонг	40	2023

	Назив објекта	Инсталисана снага [MW]	Планирани улазак у погон
3	Зи Ђин Бор	479,2	2026
4	ЕВП Суково	7,88	2023
5	ЕВП Бела Паланка	7,88	2023
6	ЕВП Нови Сад	20	2023
7	ЕВП Суботица	20	2023
8	ЕВП Врбас	20	2023
9	Metalfer Steel Mill	20 (55)	2023
10	MintH	23	2023
11	ТС за потребе напајања метроа у Београду	114	2025-2026

Напомена: Године улазака у погон у Таб. 10.9 су дате од стране Клијената у процесу прикључења објекта на преносни систем.

Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења – пројекти без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења

	Назив објекта	Инсталисана снага [MW]	Планирани улазак у погон
10.7.8. Термоелектране (ТЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ТЕ Костолац А - А1 и А2 (ревитализација)	323,5	2025 (А2) 2027 (А1)
10.7.9. Хидроелектране (ХЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ХЕ Потпећ – 1, 2 и 3. агрегат (ревитализација)	3x20,5	2027
2	РХЕ Бистрица	700(-671)	2030
10.7.10. Ветроелектране (ВЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ВЕ Грот и Облик	150	2027
2	ВЕ Горњак	150	2027
3	ВЕ Ракова Бара	140	2025
4	ВЕ WV NBT Wind 1 - Ветропарк 1	270	2027
5	ВЕ Костолац 2	400	2027
6	ВЕ Фекетић	90	2025
7	ВЕ Ветрогон	300	2027
8	ВЕ Житиште	100	2026
9	ВЕ Стрибор	150	2027

Назив објекта		Инсталисана снага [MW]	Планирани улазак у погон
10	ВЕ Бечеј 1	190	2025
11	ВЕ Брадарац	186	2025
12	ВЕ Црни Као и Рујиште	136	2025
13	ВЕ Ловћенац	300	2025
14	ВЕ Мозгово	105	2025
15	ВЕ Бечеј 2	186	2026
16	ВЕ Витор 1	72	2026
17	ВЕ Витор 2	57.6	2026
18	ВЕ Ражањ 2	80	2026
19	ВЕ Вителина	75	2026
20	ВЕ Снага Истока	300	2026
21	ВЕ Стишко Поље 1	350	2027
22	ВЕ Стишко Поље 2	500	2027
10.7.11. Хибридне електране - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ВЕ/СЕ Ветрозелена Југ	150	2027
10.7.12. Соларне електране (СЕ) - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	СЕ Средње костолачко острво	100	2026
2	СЕ Рес 1	70	2023
3	СЕ Солар Екопарк	80	2024
4	СЕ Кула	660	2025
5	СЕ Рес 2	300	2024
6	СЕ Мироч Солар	90	2023-2027
7	СЕ Бачки Грачац	80	2023
8	СЕ Јабланица	381	2024
9	СЕ Сиколе	465	2024
10	СЕ Српска Кућа	50	2023
11	СЕ Јасеница	75	2023
12	СЕ Тогачевци	73.6	2023
13	СЕ Биково	75	2023
14	СЕ Yoko PV Power Plant	70	2023
15	СЕ Aland PV Power Plant	50	2023
16	СЕ Elliot PV Power Plant	350	2023

Назив објекта		Инсталисана снага [MW]	Планирани улазак у погон
17	СЕ Нова Црња	600	2025
18	СЕ Equinox Power	80	2024
19	СЕ Мали Жам	80	2024
20	СЕ Електро Панонија	100	2023
21	СЕ Вега	300	2026
22	СЕ Мали Извор	60	2024
23	СЕ Иђош	50	2024
24	СЕ Буково	80	2024
25	СЕ Бачки Јарак	60	2023
26	СЕ Ћуприја	50	2023
27	СЕ Ноћај 1	90	2024
28	СЕ Ноћај 2	90	2024
29	СЕ Ртањ	60	2024-2026
30	СЕ Сјеница	100	2024
31	СЕ Власина	100	2024
32	СЕ Борум	50	2024
33	СЕ Кладово	250	2024
34	СЕ Три жута сунца	70	2025
35	СЕ Мило Благо	138	2025
36	СЕ Сунцокрет	55	2025
10.7.13. Објекти КПС - без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења			
1	ТЕНТ Б одсумпоравање	60	2022
2	ТС СКИП Михајло Пупин	50.82	2023-2027

Напомена: Године улазака у погон у Таб. 10.10 су дате од стране Клијената у процесу прикључења објеката на преносни систем.

Соларне и ветроелектране без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења (објекти присутни у табелама 10.7.10, 10.7.11 и 10.7.12) нису уважене у мрежним и тржишним моделима коришћеним у овом Плану развоја.

У Републици Србији би, у складу са подацима изнетим у претходне две табеле, до 2032. године могло да дође до повећања инсталисаних капацитета на преносном систему у износу од 15663 MW. Од тога би 5073 MW припадало инсталисаним капацитетима са Мишљењем оператора преносног система о условима и могућностима прикључења, док 10590 MW припада инсталисаним капацитетима без Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења. Наравно, ово би било важно за случај у коме би дошло до прикључења свих најављених капацитета из претходних табела.

Ако би дошло до пораста капацитета у складу са свим претходно наведеним захтевима, тада би се укупно повећање капацитета могло разложити по годинама уласка у погон одговарајућих производних објеката, добио би се приказ дат у Таб. 10.11. Свакој години приказаној у првој колони ове табеле одговара вредност из друге колоне која показује повећање инсталисаних капацитета у односу на претходну годину.

Таб. 10.11: Повећање инсталисаних капацитета по годинама

Година	Повећање инсталисане снаге [MW]
2023	1897
2024	3661
2025	4571
2026	1773
2027	3041
2028	4
2029	4
2030	704
2031	4
2032	4

Што се тиче промена у односу на претходни План развоја које се односе на појављивање нових пројеката прикључења производних објеката и одустајање од прикључења производних објеката чији се улазак у погон не сагледава у планском периоду, оне су набројане у наставку:

- ЈП ЕПС, у процесу прикупљања података за План развоја, није пријавио пројекте ревитализације ХЕ Врла 1, 2 и 3, као и ревитализацију ХЕ Бистрица, који су били пријављени у претходном Плану развоја. Од пројеката су одустали у односу на претходни План развоја и ВЕ Ново Село 2, ВЕ Целзијус 2, ВЕ Блок Винд 2 и ВЕ Баваништанско поље.
- Инвеститори су пријавили нове пројекте изградње следећих електрана: ВЕ Банат 3, ВЕ Уљма, ВЕ Грот и Облик, ВЕ Горњак, ВЕ WV NBT Wind 1 - Ветропарк 1, ВЕ Костолац 2, ВЕ Фекетић ВЕ Ветрогон, ВЕ Житиште, ВЕ Стрибор, ВЕ Бечеј 1, ВЕ Брадарац, ВЕ Црни Као и Рујиште, ВЕ Ловћенац, ВЕ Мозгово, ВЕ Бечеј 2, ВЕ Витор 1, ВЕ Витор 2, ВЕ Ражањ 2, ВЕ Вителина, ВЕ Снага Истока, ВЕ Стишко Поље 1, ВЕ Стишко Поље 2, Хибридна електрана Ветрозелена Југ, СЕ Адриа Солеа Сјеница, СЕ Кима Солар, СЕ Соларина, СЕ Уљма, СЕ Рес 1, СЕ Рес 2, СЕ Бачки Градац, СЕ Јасеница, СЕ Кула, СЕ Сиколe, СЕ Солар Екопарк, СЕ Српска Кућа, СЕ Мироч Солар, СЕ Јабланица, СЕ Тогачевци, СЕ Биково, СЕ Yoko PV Power Plant, СЕ Aland PV Power Plant, СЕ Eliot PV Power Plant, СЕ Нова Црња, СЕ Equinox Power, СЕ Мали Жам, СЕ Електро Панонија, СЕ Вега, СЕ Мали Извор, СЕ Иђош, СЕ Буково, СЕ Бачки Јарак, СЕ Ћуприја, СЕ Ноћај 1, СЕ Ноћај 2, СЕ Ртањ, СЕ Сјеница, СЕ Власина, СЕ Борум, СЕ Кладово, СЕ Три жута сунца, СЕ Мило Благо, СЕ Сунцокрет, ФН Моравцем, СЕ Кроноспан и РХЕ Бистрица.

Примећен је велики број захтева за прикључење нових производних објеката у региону источне Србије који немају издату Студију прикључења, односно Мишљење оператора преносног система о условима и могућностима прикључења, а самим тим нису обухваћени мрежним прорачунима у овом Плану развоја. Због тога је уочена потреба да у будућности постојећи 400 kV далековод из правца ТС Бор 2 према ТС 400/110 kV у близини Пожаревца буде реконструисан у двосистемски са опремањем једног система у првој фази, да би се повећао преносни капацитет у правцу Пожаревца за евакуацију произведене енергије из региона источне Србије. Овај пројекат ће бити додат на списак развојних пројеката кад буде уочена потреба да се реконструише због старости. Због будућих развојних пројеката (изградња ТС у близини Пожаревца) и прикључења КПС (Зићин Бор) реконструкција далековода у двосистемски би обухватила потез од локације будућег ТС у близини Пожаревца до тачке расецања далековода бр. 401/2, од које ће се радити његово увођење у ТС Бор 2 и ТС Бор 6. У финалној етапи ТС Бор 2 и ТС 400/110 kV близу Пожаревца ће бити повезани двосистемским 400 kV далеководом.

У Таб. 10.12. дат је приказ повлачења производних објеката ЈП ЕПС у резерву, односно из погона.

Таб. 10.12: Повлачење производних објеката ЈП ЕПС

Производни објекат	Планирана година повлачења	Инсталисана снага [MW]	Статус
ТЕ Колубара А (А3)	до краја 2023.	65	излазак из погона
ТЕ Колубара А (А5)	до краја 2023.	110	излазак из погона
ТЕ Морава	до краја 2023.	120	излазак из погона

Иако је повлачење ТЕ Колубара А предвиђено најкасније до 2023. године, неопходан предуслов за ово, са аспекта преносног система, је реализација пројеката [увођења ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3](#) и [уградње трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац](#). Детаљна анализа односа производње и потрошње за посматрани период дата је у Додатку Д.5.

10.8. ПРОЈЕКТИ ЕМС АД ПРИСУТНИ У ПАН-ЕВРОПСКОМ ПЛАНУ РАЗВОЈА (TYNDP)

Сви пројекти са статусом највишег стратешког, националног и регионалног значаја се односе на изградњу објеката 400 kV којима се између осталог постојећа преносна мрежа 220 kV која је на истеку свог животног века замењује новом, вишег напонског нивоа и пропусне моћи. Други стратешки интерес се односи на затварање петљи (прстенова) на напонском нивоу 400 kV чиме се знатно побољшава сигурност напајања потрошача у Републици Србији. Осим овог националног аспекта, који је од првенственог значаја за ЕМС као оператора преносног система, ови пројекти су и од регионалног интереса јер елиминирају загушења у транзитима електричне енергије чиме олакшавају повезивање тржишта електричне енергије. У наставку текста су детаљно описани сви пројекти од највишег стратешког, националног и регионалног значаја.

10.8.1. Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије

Пројекат изградње система за пренос електричне енергије 400 kV напонског нивоа “Трансбалкански коридор” ће омогућити пренос електричне енергије на релативно велика растојања уз минималне губитке, спајајући тржишта источне и западне Европе, гарантујући сигурно и стабилно снабдевање домаћих потрошача довољним количинама електричне енергије.

Трансбалкански коридор обухвата инфраструктурне објекте за пренос електричне енергије у инвестиционој фази дате у Таб. 10.13. Узевши у обзир да су секције 3 и 4 овог пројекта присутне у Плану инвестиција у преносни систем, налазе се и у Таб. 10.6.

Таб. 10.13: Секције Трансбалканског коридора

ПРОЈЕКАТ ТРАНСБАЛКАНСКИ КОРИДОР	
Секција 1	ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније (део ДВ на територији Србије пуштен под напон у децембру 2017. године)
Секција 2	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3 (далековод је пуштен у погон у току 2022. године)
Секција 3	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV
Секција 4	Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе

Илустративни приказ објеката који чине пројекат Трансбалкански коридор дат је на Сл. 10.1, на почетку наредне странице.



Сл. 10.1: Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије

10.8.2. Пројекат Северни коридор

Пројекат *Северни коридор* се састоји од следећих потпројеката:

- [БеоГрид2025](#)
- [ДВ 400 kV између Србије и Румуније](#)

У пројекат BeoGrid2025 уврштени су:

- ТС 400/110 kV Београд 50;
- увођење ДВ 400 kV бр. 450 у нову ТС Београд 50;
- увођење ДВ 110 kV бр. 1178А у у нову ТС Београд 50;
- увођење ДВ 110 kV бр. 1178Б у у нову ТС Београд 50;
- увођење ДВ 2x110 kV ТС Стара Пазова – ТС Инђија 2 у нову ТС Београд 50;
- КБ 2x110 kV ТС Београд 50 – ТС Београд 49;
- ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната.

Поред растеређења трансформације у ТС Београд 5, овај пројекат би омогућио евакуацију енергије из нових производних капацитета (ТЕ Костолац БЗ, ВЕ на подручју између Панчева и Зрењанина) и транзита из румунског електроенергетског система, односно повећање прекограничног преносног капацитета (НТС). Поред тога, пројекат ће допринети растеређењу мреже 110 kV на потезу између ТС Београд 9 и ТС Инђија. Пројекат *Северни коридор* је приказан на Сл. 10.2.



Сл. 10.2: Северни коридор

10.8.3. Пројекат Централно-балкански коридор

Пројекат *Централно-балкански коридор*, који је приказан на Сл. 10.3, састоји се од следећих потпројеката:

- [ДВ 400 kV између Србије и Бугарске](#)
- [ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2](#)
- [ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште](#)
- [ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС/110 kV Пожаревац](#)

Пројекат далековода између ТС Јагодина 4 и ТС Пожаревац представља резултат „Студије дугорочног развоја преносног система до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“. Треба нагласити да је на Сл. 10.3 [нови далековод између Србије и Бугарске](#) приказан као да повезује ТС Ниш 2 и ТС Софија Запад (БГ), али да ће коначна одлука око трансформаторских станица које ће бити повезане овим водом бити донета након комплетирања билатералне Студије на ову тему, о којој се детаљи могу наћи у Потпоглављу 5.2.



Сл. 10.3: Централно-балкански коридор

Овим пројектом се застарела 220 kV мрежа од ТС Ниш 2 до ТС Бајина Башта, мења мрежом напонског нивоа 400 kV, чиме се повећава њен капацитет, омогућава сигурније напајање, стварају предуслови за повећање транзита електричне енергије у правцу исток-запад и поспешује евакуација енергије из подручја Јужног Баната.

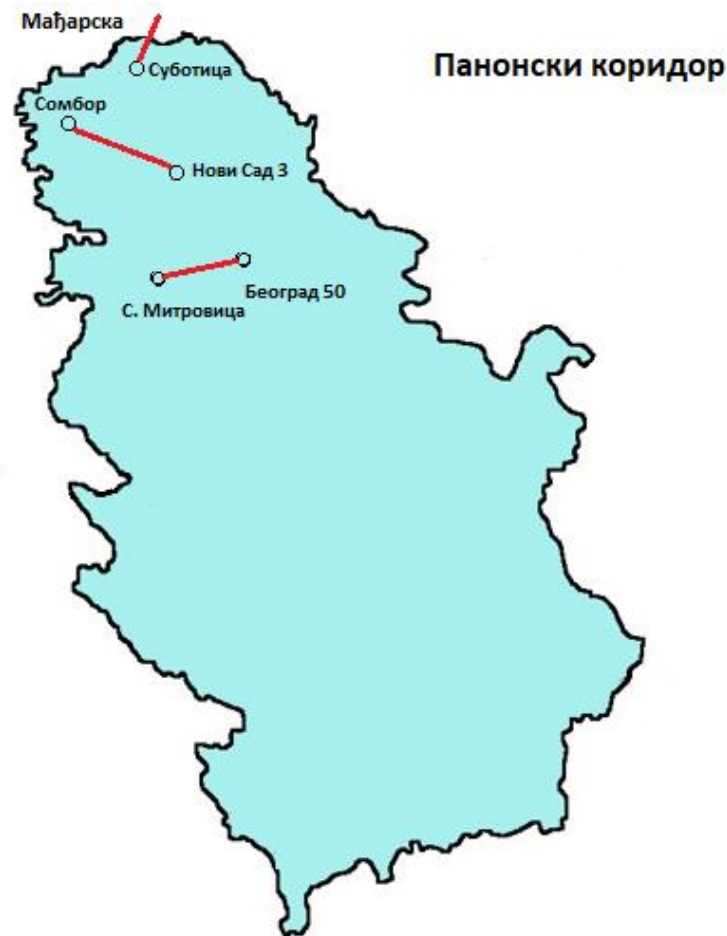
10.8.4. Панонски коридор за пренос електричне енергије

И овај портфолио се састоји од више засебних инвестиција:

- ДВ 400 kV између Србије и Мађарске;
- реконструкција са доградњом ТС Суботица 3;
- ДВ 400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Нови Сад 3;
- реконструкција са доградњом ТС Сомбор 3;
- доградња ТС Нови Сад 3;
- ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – ТС Сремска Митровица 2;
- опремање два 110 kV поља у ТС Сремска Митровица 2;
- опремање два 110 kV поља у ТС Београд 50.

Нови 400 kV далековод који би повезао преносне системе Србије и Мађарске је прелиминарно планиран за изградњу између ТС Суботица 3 у Србији и ТС Шандорфалва у Мађарској. Билатерална претходне студије изводљивости ће пружити много јаснији увид у ситуацију у области од интереса и предложити оптималне тачке за прикључење новог интерконективног далековода. Осим саме интерконекције, у овај пројекат су укључени и пројекти јачања преносног коридора у правцу север-југ у преносном систему Србије, изградњом два нова 400 kV далековода: [ТС Сомбор 3 - ТС Нови Сад 3](#) и [ТС Београд 50 - ТС Сремска Митровица 2](#). Прелиминарне анализе су показале да нова веза између Србије и Мађарске неће имати утицаја на повећање NTC вредности ако није праћена поменутих водовима, као и да је потребно заменити струјне трансформаторе на 400 kV ДВ бр. 406/2 и 409/1 ТС Обреновац – РП Младост ради омогућавања коришћења пуног термичког капацитета проводника у зимском периоду.

На Сл. 10.4 је приказан пројекат Панонски коридор за пренос електричне енергије.



Сл. 10.4: Панонски коридор за пренос електричне енергије

10.8.5. Нови интерконективни вод између Србије и Хрватске

Овај [пројекат](#), који је у Пан-европски план развоја уврштен под редним бројем 243, подразумева изградњу новог 400 kV правца између Србије и Хрватске, то јест, вода од ТС Сомбор 3 до ТС Ернестиново (ХР), уз неопходне радове у оба постројења. Овим пројектом, који ће, по планерским документима, бити реализован након преосталих пројеката приказаних у овом потпоглављу, биће повећан преносни капацитет на граници између Србије и Хрватске, чиме ће се одговорити на установљену потребу за таквим исходом. Поред повећања преносног капацитета и последичног утицаја на интеграцију тржишта електричне енергије и смањење разлика у ценама електричне енергије у суседним електроенергетским системима, пројекат ће додатно допринети евакуацији енергије из обновљивих извора чије се прикључење очекује у региону Бачке, чиме ће утицати и на интеграцију ових капацитета у производни портфолио Републике Србије, у складу са циљевима постављеним зеленом транзицијом и еколошким тенденцијама.

10.9. РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/X kV

Овим Планом развоја предвиђено је решавање радијалног напајања трансформаторских станица које су приказане у Таб. 10.14, у којој се може видети и временски хоризонт на коме се сагледава решавање сваког од набројаних објеката. Као што се може видети, сагледаним пројектима се предвиђа решавање радијалног напајања 31 трансформаторске станице 110/x kV, док ће за 13 решавање радијалног напајања бити сагледано неким од наредних Планова развоја.

Таб. 10.14: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја

Назив ТС	Пројекат	Година
Развојни пројекти		
Ковин	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	2029
Прешево	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево	2029
Јабланица	ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)	2029
Лесковац 5		
Власотинце		
Крагујевац 20 (Кнић)	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20	после 2032
Крагујевац 23 (Козујево)		
Коцељева	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС Уб	2028
Владимирци		
Цементара Косјерић	Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Б.Башта	2031
Брус	ДВ 110 kV ТС Ушће – ТС Брус	2031
Инвестициони пројекти		
Ниш 10	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13	2025
Ада	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2	2023
Сента 2		
Ивањица	ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча	2024
Ариље		
Мосна	ДВ 110 kV ВЕ РП Ђердап 2 – ВЕ Никине Воде	2025

Назив ТС	Пројекат	Година
Љубовија	ДВ 110 kV између Србије и БиХ	2024
Крупањ		
Јагодина 3	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2025
Ђуприја	ДВ 110 kV ТС Стењевац – ТС Јагодина 4	2026
Стењевац		
Крагујевац 3	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	2026
Крагујевац 24 (Сајмиште)		
Кобаоник	Решавање радијалног напајања ТС Кобаоник	2026
Темерин	ДВ 110 kV ТС Жабаљ - ТС Перлез	2027
Жабаљ		
Перлез		
Љиг	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг	2028
Тутин	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријепоље	2029
Пријепоље		

10.10. ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

За развојне пројекте за које је израђен елаборат техничког решења обавља се и техно-економска анализа ако постоји више изводљивих варијантних решења. За изводљива варијантна решења врши се вишекритеријумска техно-економска процена која пореди трошкове инвестиције са користима по друштво Републике Србије од реализације тих решења. Техно-економска анализа се не ради за оне пројекте код којих се не сагледава више од једног изводљивог решења. За велике пројекте изградње 400 kV далековода који имају регионални значај, врши се техноекономска анализа, у оквиру које се користи званична ENTSO-E CBA методологија. При спровођењу мултикритеријумске анализе посматрају се следећи критеријуми:

- немонетизовани бенефити (варијација CO₂ емисија и интеграција ОИЕ);
- монетизовани бенефити (нето садашња вредност, друштвено благостање, варијација губитака у преносној мрежи и сигурност напајања електричном енергијом);
- изводљивост пројекта;
- еколошки елементи;
- социјални елементи.

Доминантни критеријум који се користи за избор оптималног решења зависи од типа пројекта. Код пројеката код којих се разматра више варијантних решења, доминантан је критеријум монетизованих бенефита, док је у случају пројеката где се већ одабрана тополошка варијанта, доминантан је критеријум изводљивости пројекта.

У оквиру ове процене, евалуација пројеката у развојној фази се врши кроз три основне анализе: техничка анализа, анализа утицаја на животну средину и економска анализа. Свака од ових анализа обухвата процену одређених показатеља пројекта који се користе за међусобно поређење (рангирање) варијантних решења према сваком показатељу појединачно. Као резултат техно-економске процене, добија се оптимално (најбоље рангирано) решење за разматрани пројекат.

Техно-економска процена пројеката у развојној фази се ради за пројекте преносне мреже 400 kV код којих се уочи постојање више од једне изводљиве варијанте, као што су, примера ради, све фазе Трансбалканског коридора обрађене у оквиру билатералних студија, уважавајући и мрежну, и тржишну процену бенефита. Техно-економска процена пројеката у развојној фази преносне мреже 220 и 110 kV сагледана је у оквиру „Студије дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године“, израђене од стране Електротехничког института „Никола Тесла“.

Новембра 2022. године завршена је израда студије изводљивости [38] за пројекат Северни коридор, у оквиру које је урађена техничка анализа за одабране трасе и локацију ТС Београд 50. Поред тога, урађена је и финансијско-економска анализа за базни и сценарио осетљивости.

10.11. УСКЛАЂЕНОСТ ПЛАНА РАЗВОЈА И ПРОГРАМА ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ

На основу Закона о енергетици, енергетска политика Републике Србије утврђује се Стратегијом развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године (усвојеном 04.12.2015.), где се услови, начин, динамика и мере за остваривање Стратегије енергетике утврђују Програмом остваривања Стратегије (у даљем тексту: ПОС; тренутно важећа верзија је усвојена 2017. године).

ПОС је заснован на информацијама и предвиђањима изнетим у Стратегији развоја енергетике. Са друге стране, ЕМС АД у току процеса израде Плана развоја сваке године спроводи прикупљање података и подлога, у оквиру ког се, између осталих, подаци прибављају и од претходно именованих представника ЈП ЕПС и „Електродистрибуције Србије“ и приватних произвођача, а сходно најновијим плановима њихових компанија. Узевши то у обзир, могућ је настанак евентуалних мимоилажења између информација датих у ПОС и њима одговарајућих информација изнетих у Плану развоја по питању изградње, ревитализације и повлачења појединих производних јединица и прикључења на преносни систем нових ТС напонског нивоа 110/x kV. Наиме, како је ПОС документ који се ажурира ређе од Плана развоја, то је јасно да ће подаци достављени од стране ЈП ЕПС, „Електродистрибуције Србије“ и приватних произвођача у некој мери одступати од оних изнетих у ПОС, при чему ће те разлике постајати све значајније што је већи број година које су протекле од најскоријег ажурирања ПОС. С обзиром на изнете чињенице, из перспективе ЕМС АД се валидним информацијама које се користе за израду Плана развоја могу сматрати оне које су прибављене од номинованих представника ЈП ЕПС, „Електродистрибуције Србије“ и приватних произвођача.

У Таб. 10.15 се могу видети разлике у подацима везаним за изградњу и ревитализацију производних капацитета изнетим у ПОС са једне стране и достављеним од надлежних у ЈП ЕПС и приватним произвођачима са друге стране. Треба нагласити да су у овој табели дате укупне снаге нових производних капацитета, док су за реконструкције које подразумевају повећање снаге постојећих јединица дати износи њихових снага након најављених повећања. Такође, мора се истаћи да је при овом сагледавању у обзир узиман само временски оквир дефинисан роком важења ПОС (до 2023. године).

Таб. 10.15: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја

Производни капацитет	Тип пројекта	Снага – ПОС [MW]	Снага – План развоја [MW]	Година завршетка – ПОС	Година завршетка – План развоја
ТЕ Костолац БЗ	нови капацитет	350	350	2020	2023
ТЕ-ТО Винча	нови капацитет	/	30.24	/	2023
ВЕ Костолац	нови капацитет	66	75	2020	2024
ВЕ Планиште 1	нови капацитет	102	102	2018	2023
ВЕ Башаид	нови капацитет	/	85	/	2023
ВЕ Пупин	нови капацитет	/	96	/	2023
ВЕ Кривача	нови капацитет	/	103,32	/	2023
ФН Моравцем	нови капацитет	/	10	/	2023
СЕ Кроноспан	нови капацитет	/	3	/	2023
СЕ Рес 1	нови капацитет	/	70	/	2023
СЕ Бачки Грачац	нови капацитет	/	80	/	2023
СЕ Српска Кућа	нови капацитет	/	50	/	2023
СЕ Јасеница	нови капацитет	/	75	/	2023
СЕ Тогачевци	нови капацитет	/	73,6	/	2023
СЕ Биково	нови капацитет	/	75	/	2023
СЕ Yoko PV Power Plant	нови капацитет	/	70	/	2023
СЕ Aland PV Power Plant	нови капацитет	/	50	/	2023
СЕ Elliot PV Power Plant	нови капацитет	/	350	/	2023
СЕ Електро Панонија	нови капацитет	/	100	/	2023
СЕ Бачки Јарак	нови капацитет	/	60	/	2023
СЕ Ђуприја	нови капацитет	/	50	/	2023

Производни капацитет	Тип пројекта	Снага – ПОС [MW]	Снага – План развоја [MW]	Година завршетка – ПОС	Година завршетка – План развоја
ХЕ Потпећ Г4	нови агрегат у електрани	13	13	2020	2025
ХЕ Потпећ Г1, Г2 и Г3	ревитализација агрегата	3x19	3x20.5	2021-23	2027
ХЕ Ђердап 1 - А3	ревитализација агрегата	205	190	2019	2023

Поред производних капацитета, до потенцијалних неусаглашености може доћи и за случај прикључења нових 110/x kV трансформаторских станица на преносни систем. У Таб. 10.16 приложене су уочене разлике овог типа.

Таб. 10.16: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/x kV ТС између ПОС и Плана развоја

Трансформаторска станица	Година уласка у погон – ПОС	Година уласка у погон – План развоја
ТС Београд 43	до 2023	/
ТС Београд 42	до 2023	2025
ТС Београд 44	до 2023	2025
ТС Београд 47	/	2023
ТС Бела Паланка	до 2023	2029
ТС Србобран 2	до 2023	2027
ТС Беочин 2	до 2023	2028
ТС Нови Сад 8	до 2023	2027/2028
ТС Свилајнац	до 2023	2027
ТС Горњи Милановац 2	до 2023	2026
ТС Нови Пазар 3	до 2023	2028
ТС Деспотовац	до 2023	2031
ТС Крагујевац 21	до 2023	2030
ТС Крагујевац 22	до 2023	2026
ТС Смедерево 5	до 2023	2029
ТС Сокобања	до 2023	2026
ТС Бољевац	до 2023	после 2032
ТС Лесковац 5	до 2023	2029
ТС Стара планина	до 2023	после 2032

Трансформаторска станица	Година уласка у погон – ПОС	Година уласка у погон – План развоја
ТС Пландиште	до 2023	2025
ТС Коцељева	до 2023	2024
ТС Перлез	до 2023	2025
ТС Ушће	до 2023	2024
ТС Смедеревска Паланка 2	до 2023	2029

Како је питање радијално напајаних трансформаторских станица од кључног значаја за обезбеђивање сигурног напајања потрошача, то су у ПОС планирани и пројекти којима би се неким од ових трансформаторских станица обезбедио други правац напајања. Поред пројеката решавања радијалног напајања сагледаних у ПОС, у погону се пре рока дефинисаног ПОС нашао и пројекат расплета 110 kV водова код ТС Ниш 5, којим је решен проблем радијалног напајања ове трансформаторске станице.

10.12. ПРИОРИТИЗАЦИЈА ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

Током израде овог Плана развоја, а у склопу припреме Плана инвестиција у преносни систем, на основу Методологије за приоритизацију пројеката у преносном систему [34] извршено је рангирање инфраструктурних пројеката ЕМС АД, при чему су пројекти који се налазе у развојној фази рангирани независно од пројеката у инвестиционој фази. Пре него што се приступило приоритизацији пројеката који се налазе у инвестиционој фази, завршена је приоритизација пројеката у развојној фази, при чему су резултати тог корака искоришћени како би се одредили они пројекти који би у овом планском циклусу требало да пређу из развојне у инвестициону фазу. На тај начин је обезбеђено да се приликом приоритизације инвестиционих пројеката у обзир узму и они пројекти који су предложени за прелазак из развојне у инвестициону фазу. Са друге стране, основна потреба за приоритизацијом и рангирањем пројеката у инвестиционој фази настаје из ограничења проистеклих из мањка доступних ресурса. Та ограничења доводе до одлагања улагања у неке пројекте. Резултати рангирања инвестиционих пројеката представљени су у Плану инвестиција у преносни систем за период од 2023. до 2025. године.

Основна разлика између поступка који се примењује при приоритизацији пројеката који се налазе у развојној фази и оног помоћу ког се врши приоритизација пројеката који се налазе у инвестиционој фази лежи у томе што се, из практичних разлога, при обављању приоритизације развојних пројеката не узима у разматрање степен реализације сваког од разматраних пројеката, који представља битан фактор при приоритизацији пројеката у инвестиционој фази. Сходно томе, рангирање скупа развојних пројеката се обавља на основу стања објекта на коме би се радови предвиђени пројектом обављали (уколико је у питању пројекат реконструкције, доградње или адаптације постојећег објекта), значаја пројекта за нормалан рад преносног система (уважавајући притом и тренутно, и будуће стање система) и компанијског фактора, помоћу ког се уважава постојање стратешких одлука за реализацију пројеката који су важни за преносни систем Републике Србије, уз истицање пројеката за које је закључено да имају повољан друштвено-економски утицај. Резултат приоритизације развојних и инвестиционих пројеката је у овом Плану развоја дат као година реализације сваког од пројеката.

По дефиницији, циљем методологије за приоритизацију пројеката се може сматрати вршење рангирања пројеката, тако да се, уважавајући то што су ресурси ограничени, гарантује сигуран, поуздан и безбедан рад преносног система. Да би се ово омогућило, први корак у процесу приоритизације пројеката, дефинисаном овом методологијом, представља идентификација инфраструктурних пројеката који могу бити од значаја за пословну активност компаније. Методологија за приоритизацију омогућава рангирање свих пројеката, где су ови пројекти, према могућности номинавања пројеката од стране организационих јединица ЕМС АД, подељени у три врсте:

- пројекти у области реконструкције, доградње или адаптације објеката;
- инвестициони пројекти, развојни пројекти и пројекти прикључења;
- стратешки (капитални) пројекти.

Јединствена листа пројеката формира се тако што се листе претходно набројаних врста пројеката обједине у једну која се користи приликом свих преосталих корака процедуре приоритизације. На основу јединствене листе, формира се Листа ранжираних пројеката, пре чега се рангирање врши на основу дефинисаних критеријума. Наиме, пројекти који се налазе на јединственој листи се рангирају на основу већег броја фактора, од којих се сваки подудар са једним од критеријума према којима се приоритизација обавља. Ови фактори су, према Методологији за приоритизацију пројеката, следећи:

- фактор F1 – фактор стања постојећих објеката ЕМС АД (фактор релевантан само за пројекте реконструкције, адаптације и доградње објеката ЕМС АД; надлежност Дирекције за одржавање преносног система и Дирекције за асет менаџмент;
- фактор F2 – фактор системске важности објекта (фактор важан за све пројекте, дужност Дирекције за развој и Дирекције за управљање преносним системом);
- фактор F3 – компанијски фактор (фактор је релевантан за све пројекте, спада у надлежност Дирекције за развој, Дирекције за асет менаџмент и Дирекције за капиталне пројекте и пројекте прикључења).

На основу та три фактора се, за сваки од пројеката укључених у процес приоритизације, дефинише скор фактора, при чему начин одређивања скор фактора зависи од тога да ли се пројекат односи на неки од постојећих објеката ЕМС АД, на изградњу неких нових елемената преносне инфраструктуре (осим пројеката прикључења објеката оператора дистрибутивног система) или на прикључење нових објеката оператора дистрибутивног система на преносни систем. За пројекте у развојној фази, рангирање се врши управо на основу овог скор фактора, који се проглашава финалним.

Са друге стране, приликом креирања листе ранжираних пројеката у инвестиционој фази се, поред наведених фактора, у обзир мора узети и процентуална реализација сваког од сагледаних пројеката, уважена преко коефицијента финансијске реализације (FR).

Да би се одредио финални скор фактора за пројекте у инвестиционој фази се извршава множење скор фактора за сваки од тих пројеката његовим коефицијентом финансијске реализације. О сваком од ових корака ће бити више речи у неком од наредних одељака, посвећеих управо детаљнијим описима самог поступка приоритизације.

10.12.1. Фактор стања објекта – F1

По методологији, стање високонапонских водова се квантификује по оцени хомогених деоница ових водова. Хомогеним се сматрају оне деонице на којима су уграђена опрема и искоришћени стубови слични како по конструктивним елементима, тако и по условима рада којима су у нормалном погонском процесу изложени. Укупна оцена стања деонице се израчунава на бази оцена стања следећих елемената ове деонице:

- конструкције стуба;
- темеља;
- изолатора;
- проводника;
- заштитне ужади.

Приликом одређивања коначне оцене стања деонице на основу стања горенаведених елемената, у обзир се узимају и одговарајући тежински фактори који припадају опсегу између 0 и 1, као и фактори старости конкретне опреме. Оцена стања вода се рачуна на основу стања његових засебних деоница, као минимална оцена стања која одговара некој од деоница, уз уважавање принципа најслабије карике. Другим речима, сматра се да је оцена стања читавог вода једнака оцени стања деонице чије је стање најлошије.

Показатељ стања K се, за високонапонске водове, израчунава уз помоћ формуле у којој је са O_{voda} обележена оцена стања вода, одређена у складу са поменутиим смерницама:

$$K_{voda} = 1 - \frac{O_{voda}}{100}$$

Наравно, искуствено је јасно да се за високонапонска постројења не може користити формула идентична оној на основу које су оцењивани високонапонски водови. Сходно томе, стање високонапонских постројења се квантификује на основу оцене стања поља овог постројења (укључујући притом и систем уземљења, систем сопствене потрошње, кућни трансформатор, акумулаторске батерије, СН постројење...). Наиме, стање поља се процењује уз уважавање стања следећих елемената:

- прекидача;
- растављача;
- струјног трансформатора;
- напонског трансформатора;
- одводника.

Поред стања овде набројаних елемената, приликом одређивања стања поља улогу игра и старост опреме у пољу које се анализира, уз примењивање одговарајућих тежинских фактора. За разлику од принципа који је усвојен приликом евалуације стања водова, у случају постројења се оцена стања не израчунава као најмања оцена стања неког поља у овом постројењу, већ се оцена стања постројења дефинише као количник збира оцена стања поља у постројењу и броја тих поља, то јест, као просечна оцена стања поља.

Разлика у резонувању се може објаснити тиме да би се, у неким случајевима, најлошије стање поља могло односити на поље које се не би тако критично одразило на рад целог постројења, те је узето да би се ови нежељени ефекти могли компензовати тако што би се као стање постројења уважило просечно стање његових поља.

Показатељ стања K се, у случају високонапонских постројења, одређује помоћу израза у коме је са $O_{postrojenja}$ означена оцена стања постројења, израчуната као просечна оцена стања поља у овом постројењу, а са K_{stp} коефицијент старости постројења, одређен уз уважавање старости како електроенергетских, тако и грађевинских елемената:

$$K_{postrojenja} = 1 - \frac{O_{postrojenja}}{100} * K_{stp}$$

На основу вредности показатеља стања објекта (K_{voda} или $K_{postrojenja}$, зависно од случаја) се одређује и коначна вредност фактора стања објекта, према Таб. 10.17.

Таб. 10.17: Одређивање фактора стања објекта.

Показатељ стања	Вредност F1
$0,6 < K \leq 1$	1
$0,4 < K \leq 0,6$	0,75
$0,2 < K \leq 0,4$	0,5
$K \leq 0,2$	0,25

10.12.2. Фактор системске важности објекта – F2

Одређивање фактора системске важности (F2) објекта обавља се на основу већег броја показатеља, при чему се, пре свега, уважава утицај на рад преносног система, а затим и усклађеност тог пројекта са Плановима развоја преносног и дистрибутивног система, информацијама које су прибављене од произвођача електричне енергије и сагледаним пројектима прикључења нових објеката на преносни систем. Ови показатељи се, према томе, дефинишу од стране одговарајућих организационих јединица ЕМС АД. Прву групу показатеља чине показатељи који се одређују независно од тога да ли се објекат на који се сагледани пројекат односи сврстава у високонапонске водове или у високонапонска постројења. У ову групу спадају следећи показатељи:

- K1 – Значај пројекта за рад преносног система (при дефинисању вредности овог показатеља, у обзир се узимају и тренутно, и перспективно стање система);
- K2 – Остваривање повећања преносног капацитета реализацијом пројекта;
- K3 – Утицај на интеграцију обновљивих извора енергије.

Прву карактеристичну категорију сачињавају показатељи који се односе искључиво на пројекте који подразумевају изградњу нових или реконструкцију/адаптацију постојећих високонапонских водова. Ако пројекат спада у овај тип, за њега се, поред горенаведених општих, прецизирају и следећи специфични показатељи:

- K4 – Утицај на растеређење високо оптерећених праваца преноса у систему;
- K5 – Утицај на повећање сигурности рада система;
- K6 – Значај за поузданост рада произвођача и потрошача прикључених директно на преносни систем.

Са друге стране, ако се посматрани пројекат који се односи на објекат који се сврстава у високонапонска постројења, за њега је дефинисана засебна група специјализованих показатеља, у коју, према усвојеној Методологији, спадају:

- K7 – Постојање извора електричне енергије директно прикљученог на објекат;
- K8 – Број опремљених поља у постројењу;
- K9 – Постојање великог потрошача електричне енергије директно прикљученог на објекат.

Збир бодова по појединачним показатељима за инвестиционе објекте који спадају у тип високонапонских водова сада се израчунава као:

$$K = K1 + K2 + K3 + K4 + K5 + K6, \quad K \in [0,100]$$

Аналогно овоме, уколико би се разматрао објекат који припада класи високонапонских постројења, његов збир бодова по показатељима би се могао одредити преко израза:

$$K = K1 + K2 + K3 + K7 + K8 + K9, \quad K \in [0,100]$$

Фактор системске важности објекта (F2) се израчунава на основу суме бодова пројекта по показатељима, и то у складу са следећом формулом:

$$F2 = \frac{K}{100}, \quad F2 \in [0,1]$$

10.12.3. Компанијски фактор – F3

Компанијски фактор представља фактор уз помоћ којег је могуће уважити евентуално постојање стратешких одлука за реализацију пројекта који су од значаја за преносни систем Републике Србије, као и истаћи пројекте са повољним друштвено-економским утицајем. Фактор F3 може имати следеће вредности, где би се, ако разматрани пројекат припада већем броју група, узела највећа вредност која одговара некој од њих:

- F3 = 1 – пројекти од највећег значаја, пројекти који се финансирају из кредита и донација, пројекти на које се односе закључци Владе Републике Србије, као и препоруке и одлуке Одбора директора, Одбора техничког савета или Стручних панела, пројекти прикључења објекта ОДС на ОПС за које је потписан Уговор о прикључењу, као и они пројекти који значајније доприносе повећању безбедности објекта оператора преносног система (нпр. реконструкција далековода који су на бетонским стубовима и где постоји повећан ризик да може доћи до несрећа, затим адаптација неких далековода која подразумева замену проводника чији је животни век истекао, па постоји повећан ризик од кидања, и тако даље);
- F3 = 0,75 – пројекти за које је потписан Уговор за извођење радова или пројекти за које је у току процес набавке за радове;
- F3 = 0,5 – пројекти који не припадају ниједној од претходне две групе.

Већа вредност фактора F3, у складу са приказаном расподелом, означава и већи значај пројеката са аспекта компаније, па ти пројекти добијају и одговарајућу предност.

10.12.4. Скор фактора пројеката – SF

У новоформираној Јединственој листи, сваком од пројеката се додељује одговарајућа вредност фактора F1 (искључиво за постојеће објекте), као и фактора F2 и F3 (и за нове, и за постојеће објекте). Скор фактора пројекта (SF) се затим, у зависности од тога да ли је разматрани објекат нови или постојећи, израчунава преко формула:

- За постојеће објекте:

$$SF = \frac{2 * F1 + 1,25 * F2 + 0,75 * F3}{4}$$

- За нове објекте који се не сврставају у пројекте прикључења ОДС на ОПС:

$$SF = \frac{3 * F2 + F3}{4}$$

- За пројекте прикључења објеката ОДС на ОПС:

$$SF = \frac{F2 + 3 * F3}{4}$$

10.12.5. Коефицијент финансијске реализације – FR

Као што је већ речено у уводном делу који се односио на основне принципе по којима се обавља приоритизација пројеката, корак који подразумева одређивање коефицијента финансијске реализације пројеката не представља обавезан део приоритизације, већ његово постојање зависи од тога да ли се приоритизација врши за пројекте у развојној или за пројекте у инвестиционој фази. Наиме, како овај коефицијент има смисла једино за пројекте код којих је већ било неких улагања, то јест, за инвестиционе пројекте, након што се скор фактора сваког од тих пројеката израчуна према горенаведеним обрасцима, приступа се и одређивању вредности коефицијента финансијске реализације важећег за те пројекте (FR). Овде се мора напоменути да се овај коефицијент добија на основу процентуалне реализације пројекта у тренутку вршења процеса приоритизације (PR), и то уврштавањем вредности процентуалне реализације у следећи образац:

$$FR = 0,4 + 0,6 * \frac{1}{1 + e^{-13 * (\frac{PR}{100} - 0,5)}}$$

10.12.6. Финални скор фактора пројеката – FSF

На крају формирања Листе ранжираних пројеката се, за сваки од пројеката присутних у овој листи, израчунава и вредност финалног скор фактора (FSF), при чему и начин на који се овај скор израчунава зависи од тога да ли је пројекат ушао у инвестициону фазу или се и даље налази у развојној фази, то јест, да ли је за пројекат могуће израчунати коефицијент финансијске реализације или не:

- за пројекте у развојној фази, финални скор фактора је једнак скору фактора:

$$FSF = SF$$

- за пројекте у инвестиционој фази, финални скор се израчунава као производ коефицијента финансијске реализације пројекта и његовог скор фактора:

$$FSF = FR * SF$$

Након завршетка приоритизације пројекта и одређивања финалног скор фактора за сваки од разматраних пројекта, приступа се процени реалне године реализације сваког пројекта. Притом се узима у обзир година потребе за пројектом, инвестициона вредност пројекта и процена планираних инвестиционих средстава за наредни десетогодишњи период. Жељени резултати овог итеративног процеса варирају зависно од фазе у којој се разматрани пројекти налазе, те тако приоритизација инвестиционих пројекта треба да доведе до реалне динамике улагања и прецизне године реализације пројекта, док су исход приоритизације развојних пројекта провизорне године реализације истих, уз истицање пројекта у развојној фази које би било добро пребацити у инвестициону фазу како би се могли реализовати у складу са системским или другим потребама за њима.

11. ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА

Квалитет стања елемената преносне мреже се побољшава и кроз примену нових технологија, а првенствено због:

- обезбеђења поузданости рада преносног система;
- потреба и могућности за измену постојећих и примену нових техничких решења елемената преносног система;
- повећања капацитета преносног система.

11.1. АУТОМАТСКА РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА

Пројекат аутоматске регулације напона енергетских трансформатора се наставља. Успешно је реализовано прослеђивање референтне вредности напона из посебне апликације у НДЦ до крајњег уређаја у ТС Врање 4. Крајњи циљ пројекта је да се омогући даљинско постављање референтних вредности напона у изабраним чворовима како би се боље регулисале напонске прилике и оптимизовали токови реактивне енергије, а самим тим и губици у преносу.

11.2. ПРОШИРЕЊЕ WAMS СИСТЕМА

Пројекат надоградње WAMS система се наставља. Тренутно се у диспечерској сали користи за широкопојасну визуализацију временски синхронизованих података чиме је повећана сигурност система, првенствено из угла динамичких процеса. Наставља се континуалан рад на обе апликације које су у ову сврху набављене – *WAProtector* и *GE PhasorPoint*. Посебан акценат се ставља на осцилацијама, детекцији острвског рада и праћењу стабилности услед великих токова снага.

Алати су били од изузетне користи посебно после распада интерконекције на два дела 08.01.2021. Након овог догађаја, договорено је, због веће регионалне сигурности, да се размене подаци са PMU уређаја са суседним операторима и то ХОПС и НОС БиХ. Мерења ЦГЕС добијамо од раније.

У наредним годинама, од круцијалног значаја за систем би било проширивање капацитета WAMS система, како би апликације могле прецизније да раде и самим тим правовремено упозоре диспечере. То има за импликацију више инсталираних ПМУ уређеја у систему Србије, више преузетих мерења од суседних оператора преносног система. Ова мерења је даље потребно увести у естиматор стања како би његова грешка била још више смањена. Потребно је решити проблем интеграције PMU мерења и SCADA/EMS мерења због неистовременог узимања одбирака.

Поред естимације стања, акценат треба ставити и на праћењу разлике угла фазора напона између критичних трансформаторских станица у региону и поставити аларме уколико се приближимо унапред дефинисаној вредности.

Осцилације ниских фреквенција WAMS систем успешно детектује па је потребан стручан и континуалан рад на овој подапликацији.

11.3. ДАЉИНСКИ ПРИСТУП УРЕЂАЈИМА РЗУ

Настављене су интензивне активности на изради, подешавању и континуалној надоградњи модела релејне заштите у специјализованом програмском пакету CAPE. Програмски пакет ће у великој мери побољшати квалитет израде подешења релејне заштите што ће за последицу имати већу поузданост и расположивост високонапонске преносне мреже. Планирана је интеграција CAPE програмског пакета са IPS Energy RELEX модулом (део *Asset management*) преко такозваног CAPE – IPS „bridge”. У току је експлоатација Пројекта за приступ уређајима заштите и управљања са једног места, из лабораторије за локално управљање. Овакав приступ доноси значајну корист за брзу анализу догађаја и рада система релејне заштите и локалног управљања. Такође се имплементацијом овог пројекта добија нови квалитет у оквиру рада на пројекту *Asset Management-a*, јер се прави спрега ових система. Наставак развоја система даљинског приступа уређајима релејне заштите и локалног управљања састоји се у даљем развоју софтверске платформе за прикључење нових електроенергетских објеката.

11.4. ПРАЋЕЊЕ ТЕМПЕРАТУРЕ НА ДВ

Овакав систем надзора далековода омогућава доношење одлука заснованих на мерењу температуре проводника далековода у реалном времену, чиме се остварују следеће погодности:

- смањење загушења далековода;
- повећање поузданости мреже;
- повећање преносног капацитета током непредвиђених ситуација;
- алармирање приликом угрожавања сигурносних удаљености од далековода.

Тренутно су ови уређаји у преносној мрежи ЕМС АД, као пилот пројекат, инсталирани на следећим далеководима:

- 220 kV ДВ број 227/2 од ТС Ваљево 3 - ТС Обреновац - (инсталиран у јуну 2016.)
- 110 kV ДВ број 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 - (инсталиран у марту 2014.)
- 110 kV ДВ број 176/3 ТС Нови Сад 4 – ТЕТО Нови Сад - (инсталиран у марту 2019.) - пребачен са ДВ 402

Зависно од постигнутих резултата наставиће се уградња уређаја и на другим далеководима.

11.5. DYNAMIC LINE RATING (DLR)

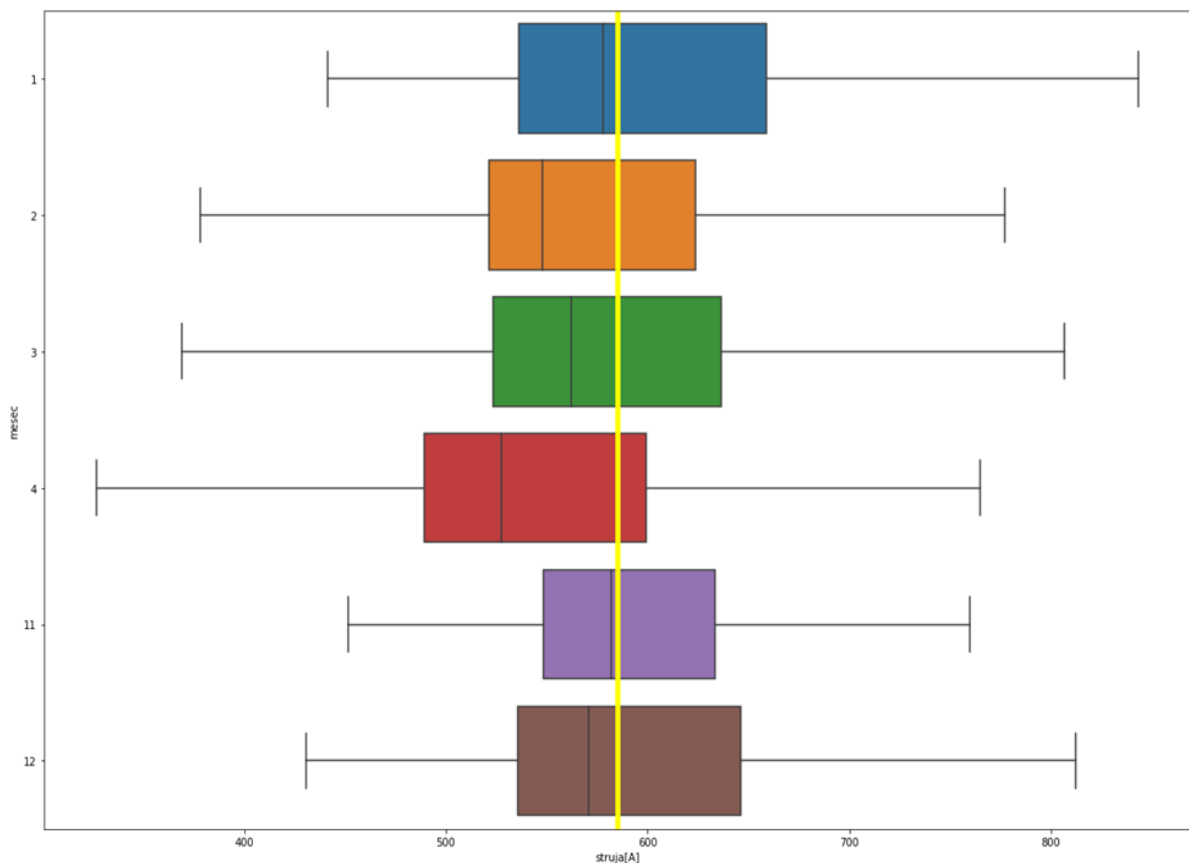
Слично као претходни, овакав систем надзора далековода омогућава додатан низ погодности. Олакшава доношење одлука операторима система заснованих на основу мерења метеоролошких параметара дуж трасе далековода који пуну ефикасност добија монтажом сензора на поједине распоне који се анализом означе као најкритичнији. Посебан квалитет је прогноза динамичких лимита оптерећења на далеководима, који се користе уместо досадашњих сезонских. Постоји широк временски дијапазон прогнозираних, архивских и вредности у реалном времену. Од суштинског значаја је његова имплементација у SCADA систем и у DАCF моделе којом се добија еластичност у коришћењу алата и чиме се остварују следеће погодности:

- Ослобађање загушења далековода;
- Повећање поузданости мреже;
- Повећање преносног капацитета током непредвиђених ситуација и планираних искључења;
- Алармирање приликом угрожавања сигурносних удаљености од далековода;
- Превенција оштећења далековода.

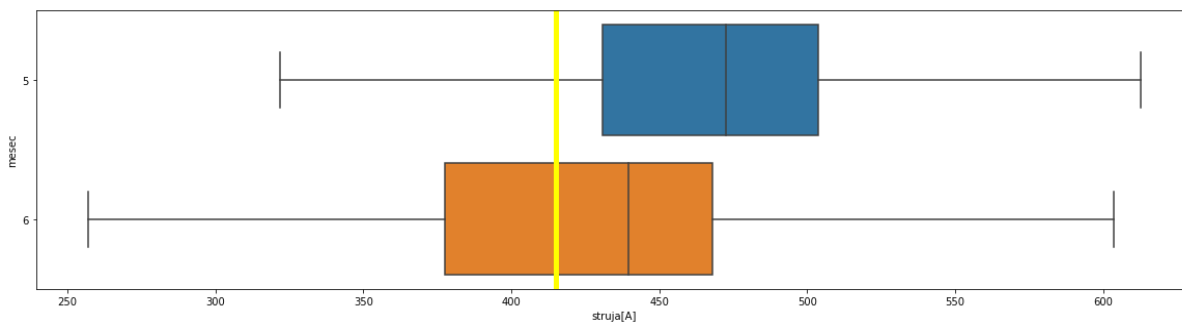
Тренутно су у овај систем, у преносној мрежи ЕМС АД, као пилот пројекти укључени следећи далеководи:

- ДВ 110 kV бр.147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин;
- ДВ 110 kV бр.151/4 ТС Панчево 2 – ПРП Алибунар;
- ДВ 110 kV бр.151/5 ПРП Алибунар – ТС Алибунар.

На Сл. 11.1 и Сл. 11.2 су дати резултати пилот пројекта, којим су уграђена два сензора на најкритичније распоне на ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин. Циљ и очекивани резултат пројекта је био испитивање могућности повећања лимита трајно дозвољене струје (температуре) проводника, како би се повећао преносни капацитет овог далековода.



Сл. 11.1 Резултати пилот пројекта на ДВ 147/2 за зимски период 2020/2021



Сл. 11.2 Резултати пилот пројекта на ДВ 147/2 за мај и јун 2021

Резултати за зимски период показују да је у 60% времена, преносни капацитет већи од статичког (585 A), док је у 40% времена преносни капацитет мањи од статичког. Што се летњег периода тиче, за период од маја до септембра, у 50% времена је преносни капацитет већи од статичког (457 A), док је у 50% случаја мањи.

Лимит се прорачунава по методи најслабије карике, тако што се одреде најкритичнији распони на целој траси далековода, а то су најчешће они који су слабо изложени ветру или макар доминантном правцу дувања ветра. Пилот пројекат је показао и да је температура амбијента једнако значајан фактор као и ветар. Препознати најкритичнији распони би могли да се реализују специјалним проводницима веће пропусне моћи, како би се она повећала за цео далековод.

11.6. МОНИТОРИНГ КАБЛОВСКИХ ВОДОВА

У току 2020. године започете су активности на имплементацији система за мониторинг радног притиска уља на кабловским водовима 110 kV са папирном изолацијом у реалном времену.

На новоизграђеним кабловским водовима уграђен је DTS (*Distributed Temperature Sensing*) систем за континуално мерење температуре плашта кабла и RTTR (*Real Time Thermal Monitoring*) модул за одређивање могућег тренутно дозвољеног оптерећења. Систем има могућност визуелизације температурног профила (термослике) кабловског вода, приказује тренутну температуру околног земљишта и прорачунату температуру проводника кабла, алармира о прекорачењу исте и показује за колико је могуће повећати тренутно оптерећење кабла. DTS систем се првенствено користи ради утврђивања преносних могућности кабловских водова и повећања истих, у идентификацији топлотно критичних места дуж кабловске руте, као и у евиденцији режима у којима је кабл био преоптерећен, са циљем одређивања негативних последица по старење кабла.

Поред сензорских каблова за мерење температуре, изнад кабловског вода се поставља додатни сензорски кабл чији прекид указује на радове у близини енергетског кабла и његово потенцијално механичко оштећење. Разматра се могућност примене DAS система (*Distributed Acoustic System*) код радова на ископима која изводе трећа лица у заштитном појасу кабловских водова ради предиктивне заштите од потенцијалних механичких кварова.

11.7. РЕШЕЊА У НАПАЈАЊУ СОПСТВЕНЕ ПОТРОШЊЕ

Напајање сопствене потрошње ВВП преносне мреже из дистрибутивног система са два независна дистрибутивна вода је понекад тешко изводљиво. Зато се прибегава алтернативним решењима.

Једно од таквих је пилот пројекат напајања сопствене потрошње ТС Београд 3 из напонских трансформатора велике снаге (3x100 kVA), директно са сабирница 110 kV. Тренутно се врши сагледавање да ли је исплативо и да ли је у складу са добром инжењерском праксом да се решење примени и на друге објекте са сличним проблемом напајања постројења сопствене потрошње.

Са становишта сопствене потрошње, посебна пажња се посвећује и обезбеђивању напајања како једносмерним, тако и наизменичним напоном свих потрошача у постројењу, током извођења радова на замени дотрајале опреме, као и у непредвиђеним ситуацијама (након трајних кварова опреме или дужег нестанка основног напајања). Поред постојећих мобилних акумулаторских батерија, дизел електричних агрегата и исправљача, фамилији мобилних уређаја придружили су се и мобилни инвертори. Сви поменути уређаји током последњих година, били су више пута транспортовани и прикључени на одговарајуће сабирнице, углавном док би се изводили најављени радови на адаптацији сопствене потрошње.

11.8. ПРИМЕНА ДИГИТАЛНИХ ТЕХНОЛОГИЈА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

ЕМС АД је 2020. године покренуо Програм дигитализације високонапонских постројења у оквиру кога се налази више пројеката:

- [Пројекат бр.1 – Студија изводљивости за дигитализацију](#)
- [Пројекат бр. 2 – Реконструкција РП 110kV Панчево 1 уз примену савремених дигиталних технологија](#)
- [Пројекат бр. 3 – Израда концептуалног дизајна Асет контролног центра 24/7](#)
- [Пројекат бр. 4 – Студија изводљивости реконструкције ТС Београд 17 коришћењем дигиталних технологија](#)

Примена дигиталних технологија у високонапонским постројењима представља природан наставак пута који је ЕМС АД започео још 2005. године увођењем IEC 61850 на станичном нивоу ТС Сремска Митровица 2, након чега је у свим реконструисаним постројењима ово примењивано као стандардно решење.

Потпуна дигитализација високонапонских постројења представља примену IEC 61850 и на процесном нивоу високонапонског постројења уз максималну редукацију свих жичаних веза, помоћних релеја, преклопки, тастера и слично, односно успостављање принципа да се све што је могуће пребаци у дигитални облик.

Прелазак на технолошки нови начин рада, уз примену система мониторинга електроенергетске опреме, доводи до генерисања велике количине информација у реалном времену које ће омогућити максималну искористивост електроенергетских асета и повећање животног века.

Нови начин рада омогућиће и примену модерних концепата одржавања и управљања електроенергетским асетима који смањују потребу за искључењима ради редовног одржавања и самим тим доводе до повећања флексибилности преносног система.

Реализација пројекта из Програма дигитализације високонапонских постројења уз увођење DLR, надоградњу WAMS, примену термовизијских камера инсталираних у оквиру Пројекта даљинског управљања, као и планираних LIDAR и других снимања далековода омогућиће улазак у нову еру SMART GRID-a.

11.8.1. Студија изводљивости за дигитализацију

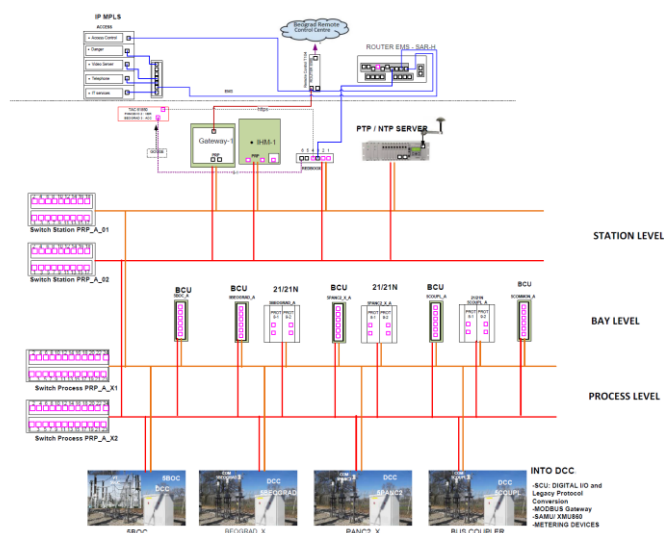
Студија изводљивости за дигитализацију је први пројекат у оквиру Програма дигитализације високонапонских постројења који је покренут 2020. године, а завршен 2021. године. У оквиру овог пројекта урађене су следеће студије:

- Студија изводљивости за дигитализацију РП Панчево 1
- Студија мапа пута дигитализације преносног система EMC АД
- Студија мапа пута дигитализације у региону.

11.8.2. Реконструкција РП 110kV Панчево 1 уз примену савремених дигиталних технологија

Пројекат [реконструкције РП Панчево 1](#) уз примену савремених дигиталних технологија покренут је почетком 2022. године.

Како би се остварила поузданост система, усвојен је принцип потпуне редундансе, односно реализације два истоветна система А и Б. При томе системи А и Б се односе на архитектуру имплементације релејне заштите, надзора и управљања. Систем почива на концептима дефинисаним у стандарду IEC 61850, односно коришћењем IED уређаја, *merging unit*-а (спрежних уређаја), паметних сензора, онлине мониторинга и слично. Ови уређаји се повезују *ethernet* мрежом кроз процесну и станичну мрежу. Пример архитектуре система је дат на Сл. 11.3.



Сл. 11.3 Пример архитектуре система

У оквиру пројекта примениће се концепт напајања сопствене потрошње са напонских трансформатора велике снаге који је први пут успостављен кроз пилот пројекта на ТС Београд 3. По први пут у неком постројењу EMC АД предвиђена је и инсталација литијум-јонских батерија са потпуним мониторингом и системима за аутоматско пражњење.

За напајање сопствене потрошње користиће се и соларни панели који ће бити постављени на крову командне зграде чиме ће EMC АД потврдити репутацију друштвено одговорне компаније која промовише енергетску ефикасност и коришћење „зелене енергије“.

Значајну технолошку новину представљаће и увођење мониторинга примарне опреме, пре свега прекидача, чиме ће се створити услови за израчунавање индекса здравља у реалном времену.

Завршетак пројекта очекује се до 2026. године.

11.8.3. АСЕТ КОНТРОЛНИ ЦЕНТАР 24/7

У оквиру Програма дигитализације високонапонских постројења покренут је и пројекат у оквиру кога ће се израдити концептуални дизајн Асет контролног центра 24/7 уз естимацију трошкова, процену ризика и дефинисање динамике изградње.

Изградњом Асет контролног центра 24/7 на једном месту ће се објединити постојећи мониторинг системи (трансформатора и каблова) и термалних камера инсталираних кроз Пројекат даљинског управљања, као и будуће мониторинзи са дигиталних трансформаторских станица (прекидачи, растављачи, сопствена потрошња, системи аутоматике) и далековода (LIDAR снимања, термовизијска снимања, сензори вибрација).

Реализацијом пројекта раздвојиће се функције управљања и одржавања кроз јасно дефинисану сигнализацију ка диспечерским центрима и асет контролном центру. Асет контролни центар 24/7 ће допринети и повећању нивоа безбедности на енергетским објектима EMC АД кроз праћење термовизијских камера у реалном времену, активирањем функције детекције пожара, као и аларма са сопствене потрошње и противпожарних аларма.

Неопходан услов за остваривање пуне функционалности Асет контролног центра 24/7 је прелазак са SDH на IP MPLS технологију чиме се створити техничке могућности за пренос велике количине информација са будућих дигиталних енергетских постројења. Информациона безбедност је аспект који се мора детаљно сагледати приликом планирања и реализације пројекта изградње Асет контролног центра 24/7.

11.8.4. Студија изводљивости реконструкције ТС Београд 17 коришћењем дигиталних технологија

Комплексност и значај ТС Београд 17 и ТС Београд 4 за напајање централних делова Београда представља велики изазов за будућу реконструкцију ТС Београд 17 и ТС Београд 4 уз делимичну или потпуну дигитализацију постројења.

Финални дизајн дигитализованог постројења РП Панчево 1 представљаће улаз за дефинисање основног дизајна ТС Београд 17. Коначни дизајн будуће реконструисане ТС Београд 17 биће одређен и на основу искустава са реконструкцијом РП Панчево 1 и очекује се да буде унапређен у односу на основни дизајн.

11.9. СНИМАЊЕ ДАЛЕКОВОДА ИЗ ВАЗДУХА

Један од основних изазова свих оператора преносног система је управљање вегетацијом. LIDAR снимања дају објективан приказ стања вегетације на терену, као и однос далековода са објектима који се налазе у заштитним појасевима далековода. Коришћењем LIDAR снимања може се значајно унапредити процес планирања и сече растиња у заштитним појасевима далековода, утврдити испуњеност захтева у погледу сигурносних висина на критичним местима укрштања и слично.

Снимањима IR камерама се могу одредити топлотна места на далеководима. Снимањима UV камерама се могу одредити места на којима постоји оштећење проводника и изолације. Потом се могу применити мере превентивног одржавања, чиме се спречавају потенцијални кварови и испади далековода.

За потребе линијског снимања далековода европски оператори преносног система углавном користе хеликоптере, али након доношења нове европске регулативе отварају се могућности да се и дронави користе у ову сврху по принципу рада у BVLOS (*Beyond Visual Line of Sight*) режиму.

Само снимање из ваздуха више од 10000 km далековода и обрада велике количине података представља изазов, али и отвара могућности за оптимизацију и унапређење процеса одржавања и управљања електроенергетским асетима.

Набавка дрона који ће се у процесу одржавања користити за снимање далековода се очекује у 2022. години, док ће се са самим снимањем почети у 2023. години. Искуства ће се искористити да се кроз започети пројекат у процес одржавања уведе редовно снимање комплетне далеководне мреже.

Паралелно са набавком дрона разматраће се и могућности имплементације софтверских решења којима ће се унапредити процес одржавања.

12. ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА

У тексту који следи приказана је планирана динамика развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) ЕМС АД за наредни десетогодишњи период. Имајући у виду брзину развоја информационих технологија (развој софтвера и корисничких апликација), побољшање перформанси хардвера неопходног да подржи нове сервисе као и напредак у сфери телекомуникација (нпр. коришћење уређаја за пренос сигнала заштите оптичким водовима, нове DWDM и MPLS технологије преноса), неке делове у сагледавању развоја телекомуникација је могуће само оријентационо предвидети, али је неопходно пратити и светске трендове на тржишту како би се у фази пројектовања и замене постојеће технологије узеле у обзир и искуства у примени истих код других ЕЕ компанија.

12.1. ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА

Очекује се да се у предстојећем десетогодишњем интервалу настави са постављањем OPGW, тако да укупно буде опремљено око 6000 km далековода.

Тренутна ситуација је таква да су на 400 kV и скоро свим 220 kV далеководним деоницама уграђени OPGW. Такође, у складу са потребама и могућностима у току 2021. године наставило се са изградњом оптичке инфраструктуре, постављањем OPGW и подземних оптичких каблова, при чему се кроз платформу за менаџмент оптичке инфраструктуре води евиденција о истој и до сада је ажурирана дужина од преко 4700 km. Надograђен је систем за надзор оптичке инфраструктуре тако да исти надзире преко 4800 km. У наредном периоду, уградњу OPGW и подземних оптичких каблова, пратиће и унапређење платформе за менаџмент и система за надзор оптичке инфраструктуре.

На Сл. 12.1 се може видети мрежа OPGW и SDH/DWDM система, односно оптички телекомуникациони систем ЕМС АД на коме је уграђен OPGW. Приближно 4600 km оптичких веза је опремљено DWDM и SDH уређајима од којих су SDH STM-1, SDH STM-16 и OTU-2 (капацитет преноса од 155 Mbit/sec до 10 Gb/s). У складу са технолошким напретком информационих технологија и њиховом применом у електроенергетском сектору, приметан је значајан пораст преноса оперативних и пословних података коришћењем сопственог ТК система, при чему се наставак оваквог тренда предвиђа и у наредном периоду. Уградњу OPGW мора пратити и постављање терминалних уређаја, у складу са потребама ЕМС АД. То се првенствено односи на телекомуникационе уређаје и уређаје намењене дистантној и диференцијалној заштити далековода.

Узевши у обзир постојећу концепцију ТСУ, не очекује се значајно ширење SDH преносне мреже, већ ширење у мањој мери, применом доступних хибридниh SDH/PDH/MPLS-TP мултиплексера у оквиру пројеката прикључења објеката на преносни систем и изградње нових објеката. Опредељење да се SDH као транспортна технологија полако искључује из употребе, иако је то технологија која пружа робусност и високу расположивост корисничких сервиса, заснива се на брзом развоју ИКТ технологија које могу да ставе пред постојећу SDH мрежу захтеве које она не би могла да испуни. Коришћење Ethernet протокола (преко SDH) се још неко време планира као основа у преносу података. С обзиром на потребе ЕМС АД, начин коришћења, савременост и широку употребу у свим европским ОПС, SDH транспортна мрежа задовољава тренутне потребе.

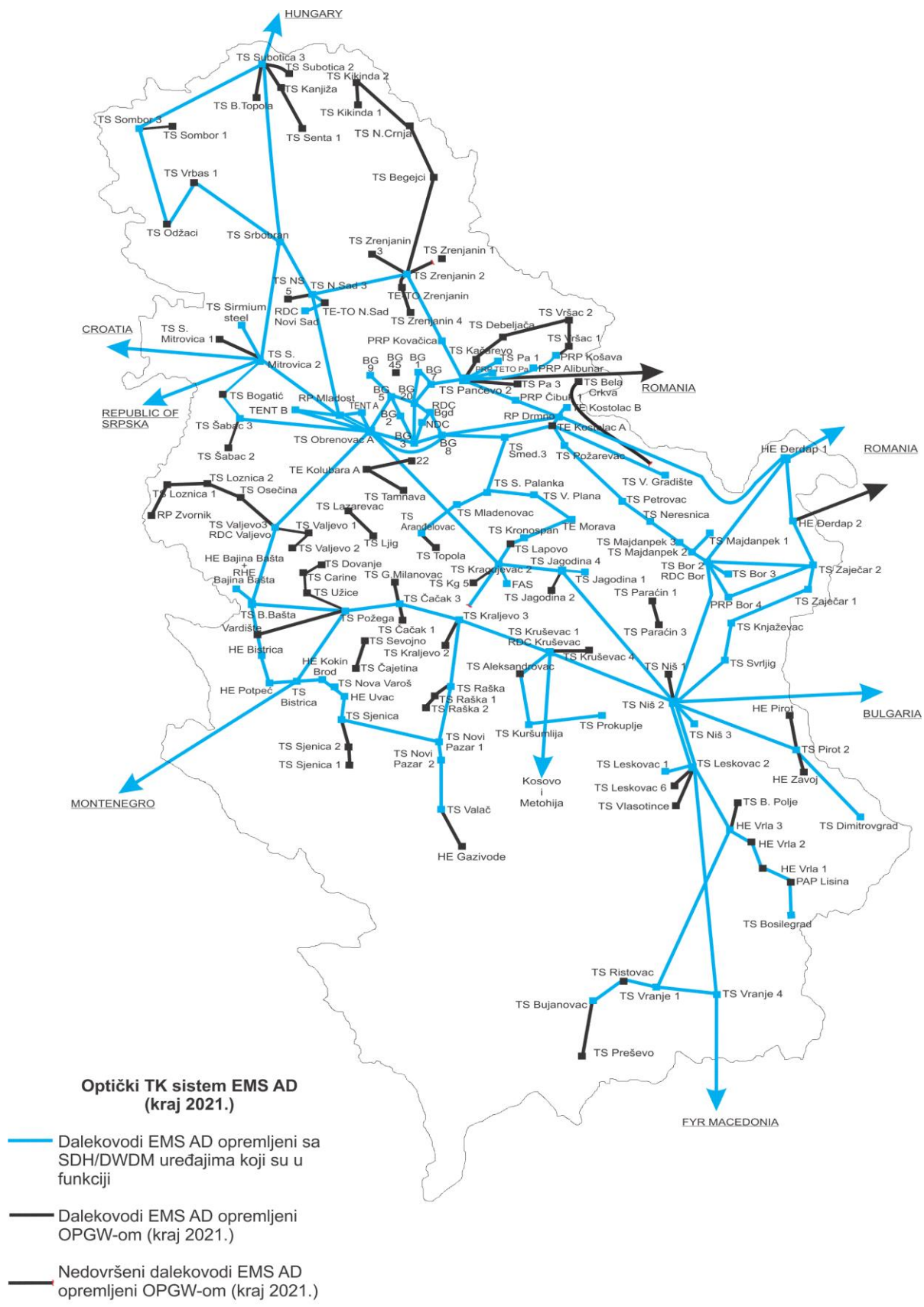
У ту сврху, кренуло се са унапређењем већ изграђеног DWDM система, кроз које се сагледава будуће рационално коришћење ТК ресурса и интеграција саобраћаја кроз примену MPLS over DWDM технологије која се почетком 2022. интензивирала и издвојила на основу потписаног Уговора „Надоградња телекомуникационог транспортног система“, при чему ће се миграција корисничких сервиса постепено одвијати. Како све мањи број произвођача подржава постојеће интерфејсе и протоколе који се користе за пренос SCADA података, разматра се примена нових протокола за пренос података од којих се мора истаћи Ethernet протокол.

Планирано је да се оптичким путевима преносе сигнали дистантне и диференцијалне заштите, због чега би уређаји за пренос сигнала заштите, у складу са потребама, били инсталирани на свим правцима где постоји OPGW. У плану је да нови уређаји телезаштите раде по стандарду IEC 61850 у складу са процесом дигитализације ВВП.

Телекомуникациони систем ЕМС АД је повезан са свим ТК системима ОПС у суседству и извршено је повезивање диспечерских центара путем „*Electronic highway*” мреже. У складу са планираном динамиком и остали интерконективни телекомуникациони линкови су реализовани према суседним ОПС за потребе PCN (бивши назив СОМО) телекомуникационе мреже за пренос података који нису у реалном времену, чиме је остварено повезивање са „језгром“ мреже. У плану је такође да се преко PCN мреже у будућности мигрира и ЕН мрежа, као и да се преко те мреже омогући размена података за различите корисничке апликације које су доступне унутар оператера преносних система (TSO). Планирано је да се од 2023. године у ову сврху, због редувантности PCN мреже примени и *backup* концепт „*Out of band*“ са циљем да се омогући пренос критичних сервиса (*Voice and Data*) сателитским путем уколико дође до отказа PCN мреже.

Средином 2022. реализовани су и телекомуникациони преносни путеви (изнајмљене телекомуникационе линије и линије унутар постојеће оптичке мреже ЕМС), за потребе Imbalance Netting - IGCC платформе, чиме је успостављена комуникација са надређеним центрима унутар TransnetBW, а у циљу оптимизације балансног тржишта, преносног система и рад ЕЕ система Србије у целини.

У склопу унапређења технолошког повезивања у оквиру електроенергетског сектора, повезани су сви регионални центри управљања (РДЦ) ЕМС АД са управљачким центрима (ДДЦ) подручних електродистрибуција.



Сл. 12.1: Мрежа OPGW и SDH/DWDM система

12.2. КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ

Планирано је да се у 2022. години изврши замена комутационих чворова и елемената комутационог система за које се очекује престанак подршке произвођача. Због повећања редундантности и распложивости планира се реконструкција и удвајање елемената система за снимање оперативног диспечерског телефонског саобраћаја. Сагласно са усвојеним концептом реконструкције ТК напајања 48V DC планирана је реализација пилот пројекта на електроенергетском објекту ТС Београд 3 и, сагласно искуствима, наставак даље реализације реконструкције.

12.3. СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА

Усмерене радио везе (УРРВ) се користе као редундантне везе за оптички ТК систем на појединим релацијама у преносном систему. У току 2022. године инсталирана је нова радио-релејна опрема за две постојеће РР везе у Београду и Новом Саду. У наредном периоду УРРВ се планирају и за потребе приступне и мобилне радио мреже.

Укупни број и капацитети УРРВ биће диктирани начином коришћења слободних капацитета оптичких влакана. Уколико се користе само за потребе електроенергетског сектора, због заштите података, УРРВ ће се користити само у приступним мрежама, у случајевима када оптички пренос није могућ или је његова примена изразито нерационална и као редунданса оптичком ТК систему.

Поред УРРВ постоји и мрежа мобилних радио комуникација, намењена првенствено раду екипа на терену. Тренутно постоји десет репетитора, који раде острвски, на различитим локацијама на целој територији Републике Србије, изузев области у привременој надлежности ЕУЛЕКС. У претходним годинама је урађена пројектно-техничка документација (ПТД) за реконструкцију система мобилних радио веза којим ће се даље развијати и одржавати мрежа за мобилне радио уређаје. Урађеном ПТД је предвиђен прелазак са аналогних на дигиталне радио системе. Реконструкција система мобилних радио веза обезбедиће да сви радио репетитори буду умрежени и повезани мрежним IP технологијама у једну целину. У 2022. години извршена је набавка опреме, повезивање и пуштање у рад дигиталне радио опреме - ДМР у склопу прве фазе реконструкције система мобилних радио веза. Планирано је да се од 2023. до 2025. године изврши набавка, инсталација и пуштање у рад комплетног дигиталног радио система за потребе ЕМС АД. Динамика планираних радова приказана је у Таб.12.1: Динамика планираних радова на телекомуникациононом систему.

Таб.12.1: Динамика планираних радова на телекомуникациононом систему

Година	Планирани радови
2022.	<ul style="list-style-type: none"> • Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW • Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК • Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца • Реконструкција система мобилних радио веза • Надоградња система за надзор оптичке мреже – ONMSi • Замена и унапређење старих ТК уређаја телешаштите • Пројекат пресељења сервиса за потребе рада диспечера РДЦ БГ
2023.	<ul style="list-style-type: none"> • Пројектовање и изградња DWDM система за потребе Core, Regionalne и EDGE равни IP/MPLS мреже • Надоградња постојеће DWDM мреже • Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW • Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК • Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца • Почетак реализације новог телекомуникационог транспортног система базираног на MPLS over DWDM у складу са спроведеном студијом анализе транспортних технологија и потписаним Уговором „Надоградња телекомуникационог транспортног система“ • Наставак реконструкције комутационог система EMC АД и замена елемента комутационе мреже за које истче подршка произвођача • Реконструкција и удвајање елемената сиситема за снимање оперативног диспечерског телефонског саобраћаја. • Надоградња ТК система – Радио-релејни линкови • Реконструкција система мобилних радио веза • Унапређење уређаја телешаштите • Повезивање телешаштите на интерконективним водовима
2023-2025.	<ul style="list-style-type: none"> • Реконструкција ТК система у складу са фазама дефинисаним пројектованим решењем. Инсталација и имплементација MPLS мреже • Унапређење мреже PDH мултиплексера • Пројекат „Out of band“ намењен за пренос критичних сервиса путем сателитске мреже као backup опције уколико дође до отказа PCN мреже. • Реконструкција система мобилних радио веза • Повезивање телешаштите на интерконективним водовима • Унапређење уређаја телешаштите

Година	Планирани радови
2023-2032.	<ul style="list-style-type: none"> Усклађивање ТК система са развојем технологија, будућим захтевима меродавних европских и светских тела и потребама ЕМС АД

12.4. УНАПРЕЂЕЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА

Развој, пројектовање и имплементација техничког система управљања, као и одржавање постојећих модула система, представљају основе за планирање токова развоја оперативних технологија. Стални захтеви за повећањем поузданости рада система условљавају потребу за оптимизацијом и аутоматизацијом процеса којима се омогућава размена података у реалном времену као и модернизација техничког система управљања.

Ради учешћа у комуникацији у оквиру ENTSO-E асоцијације, успостављена је нова архитектура интегрисаних система управљања базирана на протоколима усвојеним од стране ENTSO-E. У склопу синхронизације и координације са ENTSO-E препорукама, очекује се и прикључивање ЕН (Electronic Highway) чвора до краја 2022. године, док је OPDE (Operation Planning Data Environment) клијент већ повезан на нову PCN (Physical Communication Network) мрежу, намењену како за пренос података у реалном времену, тако и за размену планских података.

Посебна пажња ће бити посвећена сигурности управљачких система и њиховој заштити од спољних и унутрашњих претњи или погрешних поступака запослених. Притом је, имајући у виду широку лепезу ризика, препоручљиво да се при разради детаљне концепције заштите за целокупни систем управљања као основа користи стандард IEC 62351. Овај стандард обухвата и модерни концепт заштите оперативних система, то јест, хардверско одвајање SCADA/EMS система од кооперативне мреже и интернета и његово „дубље сакривање“ као критичног дела система. Акцент унапређења безбедности у домену оперативних технологија биће посебно на нивоу РДЦ SCADA система с обзиром на њихову критичност и рањивост у раду ЕЕС Републике Србије.

Ради омогућавања специфичних и строгих захтева у домену сигурности ICS система (нпр. таквих који не дозвољавају да на истом физичком серверу (host) раде виртуелни сервери који треба да буду међусобно изоловани више него што је то могуће остварити у оквиру виртуелних платформи, или таквих који забрањују употребу vMotion функције између host-ова који на себи носе такве виртуелне сервере), потребно је примењивати виртуелизацију на специфичан, комбинационо-модуларан начин.

Комбинационо-модуларан начин за виртуелизацију SCADA/EMS система састојао би се у томе да сваки специфични функционални подсистем буде засебна виртуелна платформа.

Подсистем Xi- би био на виртуелној платформи која се састоји од оптимално три, а најмање два, физичка сервера на којима би радили: виртуелни сервери, одређени број виртуелних конзола за приступ, тест окружење (за тестирање виртуелних машина пре пуштања у оперативни рад након модификација, као што је нпр. ажурирање оперативног система виртуелних сервера, или ажурирање апликација које раде на виртуелним серверима): X1 = FEP, X2 = WAMS, X3 = ICCP, X4 = SCADA, X5 = HIS, X6 = Архивски

систем, X7 = подсистеми за мониторинг система, X8 = подсистеми за прикупљање и дистрибуцију ажурних верзија софтвера X9 = електроенергетске апликације, итд.

Host-ови би били прикључени на свој систем за складиштење (storage), и цела виртуелна платформа била би на посебном LAN-у. Динамика планираних радова на ТСУ приказана је у Таб. 12.2.

Таб. 12.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања

Година	Планирани радови
2023	<ul style="list-style-type: none"> • Реализација пројекта ТСУ у Резервном националном диспечерском центру • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима ENTSO-E • Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ и све РДЦ, праћење и одржавање постојећег модела • Реализација директне комуникације и размена података у реалном времену између НДЦ ЕМС АД и НДДЦ Електродистрибуције Србије • Унапређење и усаглашавање рада НДЦ и РДЦ SCADA/EMS система у складу са токовима развоја ЕЕС-а • Праћење и имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност SCADA/EMS (ICS – <i>Industrial Control System</i>) система како у НДЦ, тако и у РДЦ-овима • Мрежни редизајн РДЦ SCADA система, проглашених критичном инфраструктуром управљања ЕЕ Републике Србије, увођење нових веза, заштитних зидова, сегрегација мрежа и архитектуре система • Реализација пројекта Унапређење безбедности ИКТ система који обухвата SCADA системе лоцираних у РДЦ-овима, а које су проглашене критичним за функционисање ЕЕ система • Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама • Конекција на ENTSO-E инфраструктуру за размену података (PCN) • Испуњавање безбедносних захтева прописаних кроз MVS OPDE Security Plan ENTSO-E, реализација независне екстерне ISO 27001 ревизије • Испуњавање безбедносних захтева прописаних кроз MVS OPC/STA Security Plan ENTSO-E • Реконструкција и пуштање у рад следећег планираног РДЦ-а, и увођење енергетских апликација кроз SCADA/EMS систем • Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ • Пројекат APH – реализација пројекта аутоматске регулације напона коришћењем VVD апликације НДЦ SCADA/EMS система

Година	Планирани радови
	<ul style="list-style-type: none"> • Пуштање у рад апликације RMTNet (Real-Time Multi-Timepoint Analysis) НДЦ SCADA/EMS система у оквиру побољшања рада ЕЕС према препорукама ENTSO-E
2024	<ul style="list-style-type: none"> • Пуштање у пробни рад (тест расположивости) пројекта ТСУ у Резервном националном диспечерском центру • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Унапређење и усаглашавање рада НДЦ, РНДЦ и РДЦ SCADA/EMS система у складу са токовима развоја ЕЕС-а • Реализација директне комуникације и размена података у реалном времену између НДЦ ЕМС АД и НДДЦ Електродистрибуције Србије • Праћење и имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност SCADA/EMS (ICS) система како у НДЦ, РНДЦ, тако и у РДЦ-овима • Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ, РНДЦ и све РДЦ SCADA/EMS системе, праћење и одржавање постојећег модела • Конекција нових сервиса на ENTSO-E инфраструктуру за размену података (PCN) • Реконструкција и пуштање у рад следећег планираног РДЦ-а, и увођење енергетских апликација кроз SCADA/EMS систем • Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама • Заштита РДЦ SCADA система, поштујући безбедносне стандарде индустријских система, кроз пројекат Унапређење безбедности ИКТ система • Пројекат АРН – реализација пројекта аутоматске регулације напона коришћењем VVD апликације НДЦ SCADA/EMS система • Пројекат увођења напредних мониторинг алата у домену ОТ/ сајбер безбедности у НДЦ, РНДЦ и РДЦ SCADA системима • Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ SCADA/EMS система • Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ SCADA/EMS системима • Испуњавање безбедносних захтева прописаних кроз MVS OPDE Security Plan ENTSO-E, реализација независне екстерне ISO 27001 ревизије • Испуњавање безбедносних захтева прописаних кроз MVS OPC/STA Security Plan ENTSO-E

Година	Планирани радови
2025-2026	<ul style="list-style-type: none"> • Унапређење и усаглашавање рада НДЦ, РНДЦ и РДЦ SCADA/EMS система у складу са токовима развоја ЕЕС-а • Праћење и имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност SCADA/EMS (ICS) система како у НДЦ, РНДЦ, тако и у РДЦ-овима • Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ, РНДЦ и све РДЦ SCADA/EMS системе, праћење и одржавање постојећег модела • Пројекат APH – реализација пројекта, пуштање у пробни рад и оперативну употребу аутоматске регулације напона коришћењем VVD апликације НДЦ SCADA/EMS система • Конекција нових сервиса на ENTSO-E инфраструктуру, као и одржавање и надгледање већ успостављених, за размену података (PCN) • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Реконструкција следећег планираног РДЦ-а и увођење енергетских апликација кроз SCADA/EMS систем
2029-2032	<ul style="list-style-type: none"> • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Унапређење и усаглашавање рада НДЦ, РНДЦ и РДЦ SCADA/EMS система у складу са токовима развоја ЕЕС-а • Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ, РНДЦ и све РДЦ, праћење и одржавање постојећег модела • Усклађивање безбедносних захтева прописаних <i>Network Code</i>-ом и <i>Generic Security Plan</i>-ом у домену ОТ свих захтеваних нивоа, као и у домену апликација и сервиса приватне PCN мреже • Почетак реконструкције НДЦ SCADA/ EMS система <hr/> <ul style="list-style-type: none"> • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Унапређење и усаглашавање рада НДЦ, РНДЦ и РДЦ SCADA/EMS система у складу са токовима развоја ЕЕС-а • Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ, РНДЦ и све РДЦ, праћење и одржавање постојећег модела • Реализација пројекта реконструкције НДЦ SCADA/ EMS система • Реконструкција и пуштање у рад следећих планираних РДЦ центара Усклађивање безбедносних захтева прописаних <i>Network Code</i>-ом и <i>Generic Security Plan</i>-ом у домену ОТ свих захтеваних нивоа, као и у домену апликација и сервиса приватне PCN мреже.

12.5. ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА

Очекује се да се у предстојећем десетогодишњем интервалу настави са постављањем OPGW, тако да укупно буде опремљено око 5600 km далековода.

Ширење SDH преносне мреже се може очекивати на основу пројеката прикључења објеката на преносни систем и изградње нових објеката ЕМС АД. Опредељење да се SDH користи као транспортна технологија, заснива се на чињеници да је то технологија која пружа изразиту робусност и високу расположивост корисничких сервиса. Међутим, брзи развој ИКТ технологија и потребе за могућношћу пружања нових услуга могу да ставе пред постојећу мрежу захтеве које она не би могла да испуни. У ту сврху, кренуло се са имплементацијом DWDM система, кроз које се сагледава будуће рационално коришћење ТК ресурса и интеграција саобраћаја. Како све мањи број произвођача подржава постојеће интерфејсе и протоколе који се користе за пренос SCADA података, разматра се и примена нових протокола за пренос података, при чему се, пре свих, мора истаћи *Ethernet* протокол. Средином 2020. покренут је и пројекат који укључује студију анализе транспортних технологија са циљем да се дефинишу и друге заступљене технологије на тржишту које је могуће применити у дужем временском интервалу уз испуњење потребних захтева за преносом података.

Планирано је да се оптичким путевима преносе и сигнали дистантне и, у већој мери, диференцијалне заштите, због чега би уређаји за пренос сигнала заштите, у складу са потребама, били инсталирани на свим правцима где постоји OPGW. У плану је развој нове PCN (бивши назив СОМО) телекомуникационе мреже за пренос података који нису у реалном времену, на коју би у будућности мигрирала и ЕН мрежа. Тренутно је у раду „језгро” мреже у привременом прелазном режиму са успоставом интерконективних телекомуникационих линкова са суседним ОПС према унапред дефинисаним фазама. Планирано је да се ЕМС АД на мрежу повеже до краја ове године.

13. ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила о раду преносног система, АД Електро mreжа Србије, Београд, 2020
- [2] Процедура за Планирање развоја преносног система (верзија 3), EMC АД, 2019
- [3] Ten Year Network Development Plan 2020 (TYNDP 2020), ENTSO-E, 2021
- [4] Regional Investment Plan, ENTSO-E, RG CSE, 2022
- [5] MAF 2018 Executive Report, ENTSO-E, 2018
- [6] Mid-term Adequacy Forecast 2018 - Appendix 1: Methodology and Detailed Results, ENTSO-E, 2018
- [7] 2nd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, ENTSO-E, 2018
- [8] Студија перспективног развоја преносне мреже Србије до 2020. (2025.) године, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2007.
- [9] Студија дугорочног сагледавања преносне мреже EMC АД на временском хоризонту до 2035. године, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2020.
- [10] Претходна студија изводљивости "Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade", WYG 2010.
- [11] Студија изводљивости "Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade", WYG 2011.
- [12] System study "New interconnection line among Serbia and Montenegro", ЕКЦ, EMC АД, TERNA, 2011
- [13] Operational Handbook – Policy 3: Operational Security, ENTSO-E
- [14] Multilateral 2030 exploration phase, PRELIMINARY NETWORK STUDIES, ENTSO-E – SDC - CSE RG - Network Studies Sub-Group, 2013
- [15] Студија „Израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела електроенергетског система Републике Србије са окружењем“, 2008
- [16] Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force, јун 2003
- [17] P. Kundur, „Power system stability and control“, McGraw-Hill, 1994
- [18] Dynamic Studies - Plan for action and Recommendations for TYNDP 2016, ENTSO-E CT AhT Dynamic Planning Criteria
- [19] План развоја преносног система за период до 2025. године, EMC АД, октобар 2015
- [20] PSS@E Program Operation Manual (POM)
- [21] План инвестиција у преносни систем за период 2017.-2019.
- [22] План инвестиција у преносни систем за период 2018.-2020.
- [23] План инвестиција у преносни систем за период 2019.-2021.
- [24] Закон о енергетици - Службени гласник Републике Србије бр. 145/2014

- [25] „Концепција развоја тржишта електричне енергије у Србији и улога оператора преносног система у њеном остваривању“, В. Јанковић, М. Јанковић, CIGRE Србија 2017. године
- [26] TYNDP 2022 - Scenario Report, ENTSO-E, April 2022.
- [27] Системска студија развоја преносне мреже на ширем подручју Града Београда, сагледано за период до 2030. године – прва фаза, ЈП ЕМС, октобар 2014
- [28] Студија “Моделовање и анализа тржишта електричне енергије за потребе планирања развоја ЕЕС”, ЕКЦ, Београд, 2015. година
- [29] Load demand forecast – methodology and application to EMS system, CESI, фебруар 2010
- [30] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, Службени гласник Републике Србије бр. 101/2015
- [31] Програм остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године за период 2017. до 2023. године, Службени гласник Републике Србије бр. 104/2017
- [32] MAF 2018 Methodology and Detailed Results, ENTSO-E, 2018
- [33] 3rd CBA Guideline for cost benefit analysis of grid development projects, ENTSO-E, 2021
- [34] Методологија за приоритизацију пројеката, ЕМС АД, 2022
- [35] Закон о енергетици - Службени гласник Републике Србије бр. 145/2014, 95/2018 (др. закон), 40/2021, 35/2023 (др. закон) и 62/2023
- [36] Претходна студија изводљивости са генералним пројектом и прелиминарном студијом утицаја на животну средину „Serbia, North CSE corridor, new 400/110 kV Belgrade West Substation and 400 kV OHL Serbia – Romania“, IPF7 2021
- [37] Закон о коришћењу обновљивих извора енергије - Службени гласник Републике Србије бр. 40/2021 и бр. 35/2023
- [38] „Feasibility Study and ESIA for new 400/110 kV substation Belgrade West, 400kV OHL substation Belgrade West – switching station Čibuk 1, and 400 kV OHL Serbia – Romania“, новембар 2022
- [39] „Bilateral Prefeasibility Study – Pannonian Corridor“, ЕМС АД и MAVIR, 2023

ЕМС АД Београд
 СКУПШТИНА
 Клас. знак: 140
 Број: 000-00-ROU-7/2024-002
 Београд, 15.03.2024. године

Председник Скупштине ЕМС АД Београд

 мр Милун Тривунац, магистар економских наука

ДОДАЦИ

Д.1 РАЗВОЈНИ ПРОЈЕКТИ

Д.1.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

Д.1.1.1 Развојни пројекти међународног карактера (400 kV и 110 kV интерконекције)

ДВ 400 kV између Србије и Румуније	
Подаци о објекту	
Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Румуније
Инсталисана снага / дужина	Око 1.6 km (до границе са Румунијом).
Начин уклапања у мрежу	Према садашњим плановима, траса овог далековода би се протирала између два постојећа објекта – РП Ђердап 1 (РС) и ТС Портиле де Фиер (РО). Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2022. Након тога, пројекат је детаљно анализиран као део групе пројеката под називом Северни коридор , до танчина изложене у Потпоглављу 10.8. Пројекат ће бити укључен и у TYNDP 2024.
Образложење	Циљ пројекта је повећање преносних капацитета између Србије и Румуније, као и могућност евакуације енергије произведене у обновљивим изворима, чија се интеграција очекује у Румунији, преко преносног система Србије, све до потрошача у државама западне Европе. Поред тога, пројекат ће помоћи и пласману енергије произведене у обновљивим изворима у јужном Банату.
Година уочене системске потребе	2029
Планирани улазак у погон	2029

ДВ 400 kV између Србије и Хрватске

Подаци о објекту

Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Хрватске
Инсталисана снага / дужина	Око 31 km (до границе са Хрватском). Укупна дужина вода је око 70 km.
Начин уклапања у мрежу	Нови далековод којим би требало да буду повезане постојеће трансформаторске станице ТС Сомбор 3 (РС) и ТС Ернестиново (ХР). Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP 2022, а затим је и детаљно анализиран у прорачунима обухваћеним овим документом. Пројекат ће бити укључен и у TYNDP 2024.
Образложење	Овај далековод има за циљ да обезбеди сигурност напајања потрошача у региону Бачке, олакша пласман енергије из обновљивих извора чије се прикључење очекује у предметном региону, те да преносном систему Србије осигура још једну интерконективну везу према Хрватској.
Година уочене системске потребе	после 2032 (2035)
Планирани улазак у погон	после 2032 (2035)

ДВ 400 kV између Србије и Бугарске

Подаци о објекту

Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Бугарске
Инсталисана снага / дужина	Око 90 km (до границе са Бугарском). Укупна дужина вода је око 123 km.
Начин уклапања у мрежу	2019. године је започета израда билатералне студије којом је анализирана нова интерконекција између Србије и Бугарске. Према тренутним сагледавањима, изградњом овог далековода биле би повезане две постојеће трансформаторске станице – ТС Ниш 2 или нове ТС Ниш Север (РС) и ТС Софија Запад (БГ), међутим билатералном студијом је сагледана и друга варијанта повезивања два ОПС-а. Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , у TYNDP 2022. Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом Централно-балкански коридор . Пројекат ће бити укључен и у TYNDP 2024.
Образложење	Циљ пројекта је повећање преносних капацитета између Србије и Бугарске, као и успостављање новог 400 kV коридора за пренос електричне енергије кроз регион централне Србије. Овај коридор би се простирао од границе између Србије и Бугарске до граница Србије са БиХ и Црном Гором.
Година уочене системске потребе	после 2032 (2034)
Планирани улазак у погон	после 2032 (2034)

ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе

Подаци о објекту

Пројекат	110 kV интерконекција између Србије и Црне Горе
Инсталисана снага / дужина	Око 24 km, од чега око 9 km на територији Републике Србије.
Начин уклапања у мрежу	Овај далековод ће повезати ТС 110/35/20 kV Тутин (РС) са будућом ТС 110/x kV Рожаје (ЦГ).
Образложење	Овим далеководом се повезују 110 kV преносне мреже Србије и Црне Горе и повећава сигурност напајања подручја Новог Пазара, које има више од 100,000 становника. Уз то, доприноси се јачању мреже региона југозападне Србије.
Година уочене системске потребе	после 2032
Планирани улазак у погон	после 2032

Д.1.1.2 Развојни пројекти 400 kV мреже

ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште
Инсталисана снага / дужина	117 km двосистемског вода са опремањем оба система проводника.
Начин уклапања у мрежу	ДВ 400 kV РП Пожега – ТС Краљево 3 ће, према резултатима претходне студије изводљивости, урађене у оквиру пројекта финансираног од стране WBIF, бити подигнут по траси ДВ 220 kV бр. 214/2. Нови двосистемски 400 kV далековод ће повезати РП Пожега и Вардиште и биће уведен по принципу улаз излаз на 400 kV далековод ТС Вишеград – РХЕ Бистрица. Ови далеководи су анализирани у оквиру групе пројеката под називом Централно-балкански коридор , описане у Потпоглављу 10.8. Тај пројекат ће бити укључен и у TYNDP 2024.
Образложење	Далеководи 220 kV између Бајине Баште и Ниша већим делом су на крају животног века. У даљој перспективи, предвиђено је постепено укидање 220 kV напонског нивоа у овим областима и њихов последични прелазак на 400 kV, што ће довести до повећања поузданости преноса и напајања конзума у овом делу система. Појачање овог потеза и његов постепени прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће и могућности појачања интерконективних веза са Бугарском, Црном Гором и БиХ.
Година уочене системске потребе	после 2032 (2034)
Планирани улазак у погон	после 2032 (2034)

Повећање инсталисане снаге ТС Смедерево 3	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повећање инсталисане снаге ТС 400/220/110 kV Смедерево 3
Инсталисана снага / дужина	Повећање снаге за 300 MVA
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева уградњу другог трансформатора 400/110 kV у овој ТС, уз опремање припадајућих трансформаторских поља.
Образложење	Уградњом другог трансформатора снаге 300 MVA повећаће се сигурност напајања потрошача који се енергијом снабдевају преко ове ТС.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

ДВ 400 kV ТС Краљево 3 –ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Ниш 2 са увођењем у ТС Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	ТС Крушевац 1: повећање инсталисане снаге за 1x400 MVA; ДВ 400 kV: Око 120 km.
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа. У основи, овим пројектом би се остварила 400 kV веза између ТС Краљево 3 (након њеног подизања на овај напонски ниво), ТС Крушевац 1 (која би, у склопу овог пројекта, била подигнута на 400 kV) и постојеће ТС Ниш 2. Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом Централно-балкански коридор , описане у оквиру Потпоглавља 10.8. Као део ове групе, пројекат ће бити укључен и у TYNDP 2024.
Образложење	Далеководи 220 kV између Бајине Баште и Ниша већим делом су на крају животног века. У даљој перспективи, предвиђено је постепено укидање 220 kV напонског нивоа у овим областима и њихов последични прелазак на 400 kV, што ће довести до повећања поузданости преноса и напајања конзума у овом делу система. Појачање овог потеза и његов постепени прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће и могућности појачања интерконективних веза са Бугарском, Црном Гором и БиХ, у циљу повећања транзита електричне енергије.
Година уочене системске потребе	после 2032 (2034)
Планирани улазак у погон	после 2032 (2034)

ТС 400/110 kV Николинци	
Подаци о објекту	
Пројекат	ТС 400/110 kV Николинци са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x300 MVA; ДВ 110 kV: око 4 km.
Начин уклапања у мрежу	Према тренутним сагледавањима, 400 kV постројење трансформаторске станице Николинци би било изграђено као прикључно разводно постројење приликом прикључења ВЕ Банат 2 на преносни систем , док би се у 110 kV постројење увела оба система далековада 110 kV бр. 151/6 (сегмент вода бр. 151 лоциран западно од ПРП Кошава), након његове реконструкције у двосистемски далековод .
Образложење	Ова трансформаторска станица ће допринети сигурном пласману енергије из ветрогенераторских капацитета чија је изградња предвиђена у региону јужног Баната. Мрежа у овом региону је високо оптерећена, те се и ова трансформаторска станица, у случају предвиђене интеграције обновљивих извора енергије у овој области, може испоставити као неопходна за неометан пласман генерисане енергије у преносну мрежу.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	2032

ТС 400/110 kV северно од Ниша	
Подаци о објекту	
Пројекат	ТС 400/110 kV северно од Ниша са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x300 MVA; ДВ 400 kV: око 4 km; ДВ 110 kV: око 30 km.
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа и студија.
Образложење	Ново 400 kV напонско чвориште на подручју Ниша и, самим тим, нови 110 kV расплет на овом потезу, чија је изградња превасходно условљена тиме што у постојећој ТС 400/220/110 kV Ниш 2 не постоје одговарајући услови за потенцијално проширење. Треба напоменути и да је трансформаторска станица северно од Ниша предвиђена Урбанистичким планом овог града.
Година уочене системске потребе	2033
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV - II фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV - II фаза
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се умањује за 250 MVA.
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција подразумева замену ВН опреме, громобранске инсталације и система уземљења, демонтажу 220 kV постројења, демонтажу једног трансформатора 400/220 kV снаге 400 MVA и једног 220/110 kV снаге 150 MVA, и уградњу другог трансформатора 400/110 kV снаге 300 MVA.
Образложење	Реконструкција 110 kV постројења је условљена старошћу високонапонске опреме. Пројекат подразумева и укидање напонског нивоа 220 kV. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	2032

Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2

Подаци о објекту

Пројекат	Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/220/110 kV Ниш 2
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења.
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећих трансформатора 400/110 kV новим трансформаторима 400/110 kV исте снаге.
Образложење	Нови трансформатори треба да замене постојеће трансформаторе снаге 300 MVA због старости, чиме ће се допринети повећању поузданости преносног система и сигурности напајања. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, као консултант, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2032

Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2

Подаци о објекту

Пројекат	Замена трансформатора 400/110 kV у ТС 400/110 kV Крагујевац 2
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећих трансформатора 400/110 kV новим трансформаторима 400/110 kV исте снаге.
Образложење	Нови трансформатори треба да замене постојеће трансформаторе снаге 300 MVA због старости, чиме ће се допринети повећању поузданости преносног система и сигурности напајања. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, као консултант, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Изградња релејних кућица са измештањем уређаја система заштите и аутоматике из саме електране ТЕНТ Б у ове кућице. Пројектом је, такође, предвиђена и изградња новог развода сопствене потрошње и раздвајање потенцијала електране од РП.
Образложење	Реконструкција је неопходна због старости опреме и потребе за побољшањем поузданости рада.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција РП Дрмно – II фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 400 kV Дрмно – II фаза
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег постројења са уградњом релејне заштите.
Образложење	Пројекат је неопходан услед чињенице да је ово постројење веома битно са аспекта преноса и пласирања енергије произведене у ТЕ Костолац Б. Реализација прве фазе завршена је у току 2017. године.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2032

Подизање преносне мреже средњег Баната на 400 kV напонски ниво

Подаци о објекту

Пројекат	Подизање преносне мреже средњег Баната на 400 kV напонски ниво
Инсталисана снага / дужина	ТС: 4x300 MVA; ДВ 400 kV: око 116 km.
Начин уклапања у мрежу	<p>Пројекат подразумева две фазе:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Прва фаза: Реконструкција 110 kV развода у ТС Зрењанин 2 2. Друга фаза подразумева: <ul style="list-style-type: none"> • Изградњу новог 400 kV далековода ТС Србобран – ТС Зрењанин 2 • Подизање ТС Зрењанин на 400 kV напонски ниво (додавање трансформатора 400/110 kV инсталисане снаге 2x300 MVA) • Демонтажа 220 kV далековода бр. 275 ТС Нови Сад 3 – ТС Зрењанин, као и 220 kV разводних постројења и трансформатора 220/110 kV у ТС Нови Сад 3 и ТС Зрењанин 2. • Подизање 220 kV далековода бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 – ПРП Ковачица на 400 kV и изградња трансформаторске станице 400/220 kV у ПРП Ковачица, инсталисане снаге 2x300 MVA. • Демонтажа 220 kV далековода ТС Панчево 2 – ПРП Владимировац • Изградња новог 400 kV далековода ПРП Ковачица – ПРП Владимировац 3
Образложење	Овај пројекат је замишљен као заједничко решење за лоше стање 220 kV постројења у ТС Зрењанин 2 и потребу за пласманом енергије произведене у ОИЕ чије се прикључење очекује у региону јужног и средњег Баната.
Година уочене системске потребе	Прва фаза: 2029 Друга фаза: 2032
Планирани улазак у погон	Прва фаза: 2029 Друга фаза: после 2032

Д.1.1.3 Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже

ДВ 110 kV ТС Ушће – ТС Брус	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ушће – ТС Брус
Инсталисана снага / дужина	око 42 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог далековода између будућих ТС Ушће и ТС Брус.
Образложење	Предуслов за почетак реализације овог пројекта су прикључења наведених трансформаторских станица на преносни систем. Сам пројекат је сагледан као мера за повећање поузданости рада преносног система у централној Србији, при чему се овим пројектом, уз обезбеђивање додатног правца за евакуацију енергије произведене у малим хидроелектранама лоцираним у близини ТС Ушће, формира и други правац напајања за ТС Брус, чиме ће бити решен и проблем њеног радијалног напајања. Поред тога, настаће и нова енергетска веза 110 kV напонског нивоа између два јака чворишта система у овом региону – ТС Крушевац 1 и ТС Краљево 3.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	2031

Адаптација ДВ 110 kV бр. 128/3/4	
Подаци о објекту	
Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 128/3/4 (правац ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница – ТС Петровац)
Инсталисана снага / дужина	око 14 km (укупна дужина на којој ће се изводити радови)
Начин уклапања у мрежу	Адаптација постојећег далековода од стуба бр. 15 (код ТС Мајданпек 3) до стуба бр. 100.
Образложење	Адаптација је неопходна због старости проводника на овој деоници (замена проводника, шрафовског везивног материјала и АКЗ на деоници бр. 2 и нови стуб бр. 159 због раздвајања са ДВ бр. 128/2). На тренутно постављеним проводницима постоји већи број оштећења и наставака.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд

Подаци о објекту

Пројекат	Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд
Инсталисана снага / дужина	око 3.7 km
Начин уклапања у мрежу	Замена деонице постојећег кабла бр. 172 уз повећање његове пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm ² . Неопходно је опремање поља у ТЕТО Београд.
Образложење	У питању је уљни кабл са изолацијом од папира. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем његове пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије. Почетак пројекта зависи од реализације рушења старог моста (преко којег кабл прелази) и изградње новог моста преко Саве. Пројекат ће бити рађен у синхронизацији са инвеститорима на пројекту „Београд на води“ и са ОДС на пројекту изградње нове ТС Београд 47. Изградња кабла ће, уз све то, повећати и сигурност напајања потрошача.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4
Инсталисана снага / дужина	око 10 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода који би повезао постојеће трансформаторске станице ТС Ковин и ТС Смедерево 4.
Образложење	Повезивањем ове две трансформаторске станице ће се обезбедити сигурност напајања ТС Ковин, која је тренутно радијално напајана, при чему ће истовремено бити формиран још један правац за евакуацију енергије произведене у ветрогенераторским капацитетима у региону јужног Баната. Овај пројекат је сагледан „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2027
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара А – ТС Тамнава зап. поље**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара А – ТС Тамнава зап. поље
Инсталисана снага / дужина	око 14 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода која укључује замену бетонских стубова на целој дужини трасе, као и замену постојећих проводника Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена како старошћу овог далековода, тако и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре, превасходно израженом након изласка из погона преосталих јединица у ТЕ Колубара А.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција 110 kV водова на потезу од Панчева до Београда**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција 110 kV водова на потезу од Панчева до Београда
Инсталисана снага / дужина	око 69.2 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећих далековода. На 110 kV далеководима ТС Панчево 4 – РП Панчево 1 (насталом након преспајања далековода код ТС Панчево 2 при реконструкцији ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3), РП Панчево 1 – ТС Београд 33, РП Панчево 1 – ТС Београд 3 и ТС Београд 33 – ТС Београд 3 је потребно извршити замену проводника конвенционалним проводницима пресека 240/40 mm ² . На 110 kV далеководима ТС Панчево 2 – РП Панчево 1 (вод који неће бити превезан према ТС Панчево 4, бр. 185) и ТС Панчево 2 – ТС Панчево 4 неће доћи до повећања попречног пресека.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2027
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац
Инсталисана снага / дужина	око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 220 kV далековода по постојећој траси, праћена повећањем пропусне моћи.
Образложење	После уласка у погон нових производних капацитета, у одређеним летњим режимима рада ЕЕС се може очекивати преоптерећење ДВ бр. 213/2, након потенцијалног испада 400 kV везе између ТС Београд 8 и ТС Обреновац. Због тога је потребно реконструисати овај ДВ у двосистемски са опремањем оба система и повећати му пропусну моћ заменом проводника попречног пресека 360/60 mm ² проводницима пресека 490/65 mm ² или специјалним проводницима који су еквивалент проводника пресека 490/65 mm ² . Након реализације овог пројекта биће преиспитана потреба останка у погону превезаног 220 kV далековода 204+213/1 ТС Обреновац – ТС Београд 3.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2028

Расплет 110 kV високонапонских водова око ТС Београд 1

Подаци о објекту

Пројекат	Расплет 110 kV високонапонских водова око ТС Београд 1
Инсталисана снага / дужина	мање од 1 km надземних и кабловских водова 110 kV
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева увођење мешовитих водова 110 kV бр. 1250 и 1251 у ТС Београд 1 по принципу „улаз-излаз“. Ови мешовити водови тренутно пролазе кроз обухват ТС Београд 1, те ни њихово увођење неће изискивати изградњу нових водова велике дужине. Након завршетка пројекта, настаће две далеководне везе од ТС Београд 20 до ТС Београд 1 и по једна кабловска веза од ТС Београд 1 до ТС Београд 14 и ТС Београд 28.
Образложење	Пројекат је потребан ради повећавања поузданости напајања потрошње која се електричном енергијом снабдева преко ТС Београд 1, што ће бити остварено успостављањем чвршће везе између ове ТС и ТС Београд 20.
Година уочене системске потребе	2027
Планирани улазак у погон	2027

Адаптација деоница ДВ 110 kV бр. 106АБ	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Адаптација деоница ДВ 110 kV бр. 106АБ (правац од ТС Ваљево 3 ка ТС Мали Зворник) са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	око 67.3 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација деоница Ц, Д и Ф постојећег далековода 110 kV бр. 106АБ уз уградњу специјалног проводника, преносног капацитета еквивалентног капацитету Al/Џе проводника попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	У претходном периоду је реконструисан већи део овог далековода, при чему је, на извесним деоницама, повећана и његова пропусна моћ. Како би се избегло то да преносни капацитети деоница Ц, Д и Ф представљају ограничење за токове енергије по овом правцу, донета је одлука да се и они адаптирају тако да им преносна моћ одговара оној којом располажу далеководи са Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Година уочене системске потребе	2031
Планирани улазак у погон	2032

Замена ВН опреме у ТС 110/6,3 kV ТЕНТ А СП	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Замена ВН опреме у ТС 110/6,3 kV ТЕНТ А СП
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Замена ВН опреме у постојећем постројењу и енергетског трансформатора ОБТ2.
Образложење	Реконструкција је неопходна због старости постојеће опреме и потребе за повећањем нивоа поузданости њеног рада.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 142/2/3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 142/2/3 (правац ТС Бечеј – ТС Нови Бечеј – ТС Зрењанин 2)
Инсталисана снага / дужина	око 42,3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција далековода на овом потезу у двосистемски вод, уз уградњу OPGW заштитне ужади и Al/Џе проводника попречног пресека 240/40 mm ² и замену изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода на поменутом правцу и високом оптерећеношћу водова у региону због прикључења великог броја обновљивих извора енергије у Банату.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 114/1/2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 114/1/2 (правац ТС Крушевац 1 – ЕВП Ђунис – ТС Алексинац)
Инсталисана снага / дужина	око 57.4 km
Начин уклапања у мрежу	ДВ 114/1: Реконструкција деонице постојећег далековода од стуба бр.24 до ЕВП Ђунис са повећањем попречног пресека проводника са 150/25 mm ² на 240/40 mm ² . ДВ 114/2: Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (25 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (84 стуба). На деоницама предвиђеним за адаптацију планирана је замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу водова и потребом за повећањем преносног капацитета далековода на правцу између Крушевца и Ниша.
Година уочене системске потребе	2028
Планирани улазак у погон	после 2032

Адаптација ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран
Инсталисана снага / дужина	око 24 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација подразумева замену фазног проводника, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме. Пројектом није предвиђено повећање пропусне моћи далековода.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу вода, као и лошим стањем проводника и опреме.
Година уочене системске потребе	2031
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1/2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1/2 (правац ТС Обреновац – ТС Ваљево 3 – ТС Бајина Башта)
Инсталисана снага / дужина	око 106.5 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег 220 kV далековода по истој траси, уз повећање његове пропусне моћи.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и, према томе, њеним лошим стањем, као и потребом за ојачањем преносне мреже у региону западне Србије.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Адаптација ДВ 110 kV бр. 165 ТС Неготин – ТС Прахово

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр.165 ТС Неготин – ТС Прахово са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	око 6.5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника специјалним, заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме. На деоницама предвиђеним за адаптацију планирана је замена садашњих Al/Џе проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима, пропусне моћи еквивалентне преносном капацитету Al/Џе проводника попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Адаптација је условљена како старошћу овог далековода, тако и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2, при чему ће пројекат добити посебан значај уколико се настави индустријски развој источне Србије, у којој је и сам далековод лоциран.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 178 ТС Косјерић - ТС Цементара Косјерић

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 178 ТС Косјерић - ТС Цементара Косјерић
Инсталисана снага / дужина	око 2.8 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV вода између ТС Косјерић и ТС Цементара Косјерић, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/50 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Пројекат је потребан због старости и лошег стања овог далековода. Радови на овом далеководу су сагледани "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, као консултант, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац – ТЕ Морава

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац – ТЕ Морава
Инсталисана снага / дужина	око 30.5 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода између ТС Петровац и постројења ТЕ Морава, при чему ће обим радова бити накнадно дефинисан, зависно од процењеног стања далековода у тренутку отпочињања радова.
Образложење	Реконструкција је условљена како старошћу далековода и његовим лошим стањем, тако и важношћу правца коме овај далековод припада за пласман енергије произведене у обновљивим изворима у источној Србији према потрошачима лоцираним у региону централне Србије. Ова проблематика ће добити на важности након планираног изласка ТЕ Морава из погона.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 119/3/5

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција деонице ДВ 110 kV бр. 119/3/5 (правац ТС Шабац 3 – ТС Лешница – ТС Лозница 2)
Инсталисана снага / дужина	око 53 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција далековода са заменом бетонских стубова и постојећих проводника попречног пресека 150/25 mm ² проводницима попречног пресека 240/40 mm ² , при чему би се далеководи на правцу од ТС Шабац 3, преко ТС Лешница, све до ТС Лозница 2 реконструисали у двосистемске далеководе. Један систем далековода ће, као и постојећи вод, бити уведен у ТС Шабац 3 и ТС Лешница, да би се потом завршио у ТС Лозница 2, преко чије парцеле траса овог далековода већ пролази. Други систем ће представљати директну везу од ТС Шабац 3 до индустријских потрошача у региону Лознице, при чему се, као крајња тачка, потенцијално сагледава постројење ТС Minth.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода, као и потребом за стабилним напајањем потрошачких објеката у западној Србији.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2030

Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 204 ТС Београд 3 – ТС Б. Башта

Подаци о објекту

Пројекат	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 204 ТС Београд 3 – ТС Б. Башта
Инсталисана снага / дужина	нови ДВ: око 9 km; адаптација ДВ: око 60 km.
Начин уклапања у мрежу	Овим пројектом би се формирала два нова далековода: 1) ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Тамнава Западно поље, настао увођењем средишњег дела ДВ бр. 204 у ове трансформаторске станице; 2) ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Цементара Косјерић, настао увођењем јужног дела ДВ бр. 204 у ове трансформаторске станице. Пројекат такође предвиђа адаптацију деоница ДВ бр. 204 од места расецања за увођење у ТС Тамнава Западно поље до места расецања за увођење у ТС Цементара Косјерић.
Образложење	Потреба за преусмеравањем проистиче из тенденције да се повећа поузданост рада преносног система и сигурност напајања потрошача у региону Колубаре, као и обезбеђивање двостраног напајања за ТС Цементара Косјерић, која је тренутно на преносни систем прикључена радијалним водом од ТС Косјерић. Пројекат је условљен завршетком реализације пројекта ДВ 2x400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта.
Година уочене системске потребе	2031
Планирани улазак у погон	2031

ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС УБ

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС УБ
Инсталисана снага / дужина	Око 20 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између ТС Коцељева (након њеног подизања на 110 kV напонски ниво) и ТС УБ.
Образложење	Пројекат је потребан како би се решила проблематика радијалног напајања ТС Владимирци и будуће ТС Коцељева.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 ТС С. Митровица 2 - ТС Б. Башта

Подаци о објекту

Пројекат	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 ТС С.Митровица 2 - ТС Б. Башта
Инсталисана снага / дужина	нови ДВ: око 19 km; реконструкција/адаптација ДВ: око 95 km.
Начин уклапања у мрежу	Пројектом ће се формирати далековод 110 kV помоћу кога ће ТС Сремска Митровица 2 бити повезана са ТС Мали Зворник. Пројекат предвиђа адаптацију деоница постојећег ДВ бр. 209/1 од ТС Сремска Митровица 2 до места расецања за увођење у ТС Мали Зворник, изградњу недостајућих елемената система код ТС Сремска Митровица 2 и код ТС Мали Зворник, као и напуштање јужног дела трасе ДВ бр. 209/1 кроз БиХ. Предвиђено је и напуштање далековода 119/4 који већим делом пролази кроз БиХ.
Образложење	Потреба за преусмеравањем проистиче из тенденције да се напусти 220 kV напонски ниво у ТС Сремска Митровица 2, из старости далековода, као и из потребе да се напусти део трасе овог далековода који се простире преко територије БиХ. Пројекат је условљен завршетком реализације пројекта ДВ 2x400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта.
Година уочене системске потребе	2031
Планирани улазак у погон	после 2032

Адаптација ДВ 110 kV бр. 143 ТС Кикинда 1 - ТС Зрењанин 2

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 143 ТС Кикинда 1 - ТС Зрењанин 2
Инсталисана снага / дужина	око 62 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим OPGW ужетом, замену свих анкер ужади, замену свих „U“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, затим радове на хидроизолацији анкера „дуплекс“ системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме, као и укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2028

Превезивање ДВ 220 kV бр. 204 и 213/1

Подаци о објекту

Пројекат	Превезивање ДВ 220 kV бр. 204 и 213/1
Инсталисана снага / дужина	око 1 km
Начин уклапања у мрежу	У оквиру овог пројекта би се изградио нови сегмент 220 kV далековода који би повезао трасе постојећих далековода 220 kV бр. 204 (ТС Београд 3 – ТС Бајина Башта) и бр. 213/1 (ТС Обреновац – ТС Ваљево 3). Овим пројектом би се остварила друга директна веза између ТС Београд 3 и ТС Обреновац и побољшала поузданост рада преносног система у овом региону.
Образложење	Потреба за превезивањем проистиче из тенденције ЕМС АД да искористи постојеће ресурсе у циљу остваривања додатне везе између једног од главних производних чворова (ТС Обреновац) и једне од најзначајнијих конзумних области у систему (регион Београда), чиме ће се побољшати поузданост рада система и осигурати непрекидно снабдевања потрошача електричном енергијом. Пројекат је условљен завршетком реализације пројекта ДВ 2x400 kV ТС Обреновац - ТС Бајина Башта.
Година уочене системске потребе	2027
Планирани улазак у погон	2028

Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1/2/3

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1/2/3 (правац ТЕ Колубара А – ТС Лазаревац – ЕВП Словац – ТС Ваљево 3)
Инсталисана снага / дужина	око 53.6 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 108 ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 108 ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	око 47.6 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (90 стубних места од постојећих 200). Пројектом није сагледано повећање пропусне моћи далековода.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (лоше стање постојећих бетонских стубова).
Година уочене системске потребе	2029
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција деоница ДВ 110 кV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1
Инсталисана снага / дужина	око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција далековода у дужини од приближно 30 km, уз повећање попречног пресека проводника на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција се врши јер је постојећи ДВ стар, а битан за напајање подручја Мајданпека. Вод ради под веома тешким климатским условима. Реконструкцијом ће бити обухваћене оне деонице овог далековода које нису реконструисане у скорије време, при чему реконструкцијом неће бити обухваћен део далековода од ТС Мајданпек 1 до места расецања за Његово увођење у ТС Мајданпек 2 .
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 220 кV бр. 210 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 кV бр. 210 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта
Инсталисана снага / дужина	око 8 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 220 кV далековода по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, као и потребом да се обезбеди поуздан и сигуран пласман енергије произведене у ХЕ Бајина Башта. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио ЕИ „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2024
Планирани улазак у погон	после 2032

ДВ 110 кV ТС Врање 4 – ТС Прешево

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 кV ТС Врање 4 – ТС Прешево
Инсталисана снага / дужина	око 32 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода који би повезао постојеће трансформаторске станице Врање 4 и Прешево.
Образложење	Овим далеководом ће бити решен проблем радијалног напајања ТС Прешево, која нема алтернативни правац за евентуално напајање из дистрибутивне мреже.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21
Инсталисана снага / дужина	око 1.5 km (део обухваћен пројектом ЕМС АД)
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег далековода бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21 кабловским водом, пресека не мањег од 1000 mm ² , који би повезивао исте две трансформаторске станице. Део трасе овог далековода од ТС Београд 2 до стуба бр. 6 ће бити каблиран у оквиру прикључења нове трансформаторске станице ТС Београд 53 предвиђене за напајање Београдског метроа.
Образложење	Сама реконструкција је условљена старошћу далековода, као и потребом за повећањем његове пропусне моћи. Реконструкција овог далековода ће бити обављена након прикључења објекта у близини насеља Беле Воде, предвиђеног за напајање београдског метроа.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21
Инсталисана снага / дужина	око 1.5 km
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег далековода бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21 кабловским водом, пресека не мањег од 1000 mm ² , који би повезивао ове трансформаторске станице.
Образложење	Сама реконструкција је условљена старошћу далековода, као и потребом за повећањем његове пропусне моћи.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16
Инсталисана снага / дужина	око 4.4 km
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег далековода бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16 кабловским водом, пресека не мањег од 1000 mm ² , који би повезивао ове трансформаторске станице.
Образложење	Сама реконструкција је условљена старошћу далековода, као и потребом за повећањем његове пропусне моћи.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава зап. поље

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава зап. поље
Инсталисана снага / дужина	око 26.2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција ће обухватати замену фазног проводника уз повећање пропусне моћи, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме, уз евентуалну замену критичних стубова на траси.
Образложење	Потреба за пројектом је проистекла из старости и високе оптерећености далековода у региону Колубаре.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 17 и ТС 110/35 kV Београд 4
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења.
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција две суседне постојеће трансформаторске станице и њихово обједињавање у ТС 220/110/35 kV Београд 17, уз замену енергетских трансформатора трансформаторима исте инсталисане снаге.
Образложење	Реконструкција ових трансформаторских станица је условљена старошћу постојеће инфраструктуре у њима. Овом реконструкцијом, која ће подразумевати замену високонапонске опреме у постројењима, осигураће се боља поузданост напајања потрошача који електричну енергију добијају из ових трансформаторских станица. Поред овога, обједињавањем две трансформаторске станице у једну ће се омогућити ефикасније управљање преносним системом.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/5 ТС Пожега – ТС Севојно
Инсталисана снага / дужина	око 15 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција деонице далековода која подразумева замену бетонских стубова (41 стуб), те фазних проводника и заштитног ужета. Изолација је замењена на овом далеководу, док су челично-решеткасти стубови (19 стубова) 2019. године офарбани, те није потребна адаптација, већ само замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима, чија је пропусна моћ еквивалентна Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу и лошим стањем далековода.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2029

Адаптација ДВ 2×220 kV бр. 256АБ ТС Обреновац – ТЕНТ А

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 2×220 kV бр. 256АБ ТС Обреновац – ТЕНТ А
Инсталисана снага / дужина	око 1.3 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Адаптација двосистемског 220 kV далековода између ТС Обреновац и ТЕНТ А, без повећања његове пропусне моћи.
Образложење	Пројекат је потребан због старости (1970.) и лошег стања двосистемског вода. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 220 kV бр. 211 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 211 ТС Бајина Башта – ХЕ Бајина Башта
Инсталисана снага / дужина	око 8 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 220 kV далековода по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, као и потребом да се обезбеди поуздан и сигуран пласман енергије произведене у ХЕ Бајина Башта. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио ЕИ „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2024
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 134/1/2/5

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 134/1/2/5 (правац ТС Севојно – ТС Чајетина – ТС Златибор 2 – ХЕ Кокин Брод)
Инсталисана снага / дужина	око 51 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV водова између постојећих ТС Севојно и ХЕ Кокин Брод, уз повећање попречног пресека проводника са 150/50 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Пројекат је потребан како због старости и због неопходности повећања капацитета овог далековода. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио ЕИ „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2028
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 153 ХЕ Врла 3 - ТС Врање 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 153 ХЕ Врла 3 - ТС Врање 1
Инсталисана снага / дужина	око 27.5 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода, уз повећање попречног пресека проводника са 150/25 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (1965.) и 85 порталних стубова од укупно 87 који су на крају експлоатационог века.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	2032

Замена КБ 110 kV бр. 1216 ТС Београд 14 – ТС Београд 15

Подаци о објекту

Пројекат	Замена КБ 110 kV бр. 1216 ТС Београд 14 – ТС Београд 15
Инсталисана снага / дужина	око 3 km кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег кабла уз повећање пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm ² . Радови ће се, по потреби, изводити етапно. Потом ће се приступити извлачењу уља из напуштеног кабловског вода како би се смањила опасност по животну средину.
Образложење	Утицај уљног кабла са изолацијом од папира на животну средину приликом настанка квара је знатно већи и неповољнији у односу на каблове са изолацијом од умреженог полиетилена. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем његове пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије.
Година уочене системске потребе	после 2032
Планирани улазак у погон	после 2032

Замена КБ 110 kV бр. 1151 ТС Београд 15 – ТС Београд 17

Подаци о објекту

Пројекат	Замена КБ 110 kV бр. 1151 ТС Београд 15 – ТС Београд 17
Инсталисана снага / дужина	око 5.1 km кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег кабла уз повећање пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm ² . Радови ће се, по потреби, изводити етапно. Потом ће се приступити извлачењу уља из напуштеног кабловског вода како би се смањила опасност по животну средину.
Образложење	Утицај уљног кабла са изолацијом од папира на животну средину приликом квара је неповољнији у односу на каблове са изолацијом од умреженог полиетилена. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије.
Година уочене системске потребе	после 2032
Планирани улазак у погон	после 2032

ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 – ТС Крагујевац 20**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 23 (Козујево) – ТС Крагујевац 20 (Кнић)
Инсталисана снага / дужина	око 11 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да се овим далеководом изврши повезивање постојеће трансформаторске станице Крагујевац 20 (Кнић) са будућом станицом Крагујевац 23 (Козујево), након прикључења исте на преносни систем.
Образложење	Пројекат је потребан како би се обезбедило двострано напајање ТС Крагујевац 20 (Кнић) и планиране ТС Крагујевац 23 (Козујево) и додатно побољша поузданост напајања потрошача у региону Крагујевца.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Преусмеравање ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1

Подаци о објекту

Пројекат	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1
Инсталисана снага / дужина	Изградња новог ДВ: око 4,8 km Реконструкција ДВ: око 11 km
Начин уклапања у мрежу	У складу са решењем датим у "Студији дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“, предвиђено је да се северни крај овог далековода сведе у ТС Футог (чиме ће се креирати нова директна веза од ТС Нови Сад 3 до ТС Футог), док ће јужни крај бити уведен у ТС Нови Сад 7 (чиме ће се креирати још једна веза од ТС Нови Сад 1 до ТС Нови Сад 7). Поред изградње нове деонице од трасе постојећег ДВ 110 kV бр. 127/1 до ТС Футог, пројекат ће укључивати и реконструкцију преостале деонице ДВ 110 kV бр. 127/1 од места расецања до ТС Нови Сад 3, где би се и пресек проводника на тој деоници повећао на 240/40 mm ² .
Образложење	Због проблема са ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 (Ал/Че 150/25 mm ²) који, у актуелном стању мреже, представља једину везу 110 kV између бачког и сремског дела Новог Сада и притом, на дужини од око 5 km, од обале Дунава према ТС Нови Сад 3, пролази кроз приградска места Адице и Ветерник, у којима не задовољава техничке прописе (проблем подграђености). Након изградње ТС Београд 50, као и свођења 220 kV далековода ТС Обреновац – ТС Нови Сад 3 на 110 kV ниво, могуће је укинути директну везу између ТС Нови Сад 3 и ТС Нови Сад 1 преко ДВ 110 kV бр. 127/1, уз задовољавање критеријума сигурности N-1 са обе стране Дунава у овом региону.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2029

ДВ 110 kV ТС Перлез – регион јужног Баната**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Перлез – регион јужног Баната
Инсталисана снага / дужина	око 35 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Изградња једносистемског далековода који би повезао ТС Перлез и једну од трансформаторских станица у региону јужног Баната. Тачка која ће одређивати други крај овог вода ће бити накнадно дефинисана.
Образложење	Потреба за овим далеководом произилази из потребе за повезивањем 110 kV мреже региона јужног и централног Баната, посебно имајући у виду инсталисани капацитет обновљивих извора који је већ прикључен на преносни систем, али и онај који ће бити прикључен у наредном периоду. Поред повећане сигурности напајања, овај вод ће омогућити додатну евакуацију енергије произведене обновљивим изворима.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	после 2032

ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Власотинце – ТС Јабланица (Лебане)
Инсталисана снага / дужина	око 21 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да се овим далеководом изврши повезивање постојећих трансформаторских станица Власотинце и Јабланица (Лебане).
Образложење	Пројектом ће се, у складу са резултатима "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, као консултант, израдио ЕИ „Никола Тесла“, решити радијално напајање предметних трансформаторских станица, те ће се повећати поузданост снабдевања потрошача у овој области електричном енергијом.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 - државна граница

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 145 ТС Кикинда 1 - државна граница
Инсталисана снага / дужина	око 17.4 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим OPGW ужетом, замену свих анкер ужади, замену свих „U“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, те радове на хидроизолацији анкера „дуплекс“ системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме и укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2028
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ТС Пожега – II фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Пожега – II фаза
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 200 MVA.
Начин уклапања у мрежу	Замена два енергетска трансформатора 220/110 kV снаге од по 150 MVA трансформаторима снаге од по 250 MVA и замена комплетне изолације и пратеће овесне опреме на сабирницама и попречним везама у постројењу 220 и 110 kV, као и уградња сабирничке заштите 220 kV.
Образложење	Замена енергетских трансформатора 220/110 kV због старости и комплетне изолације и пратеће овесне опреме на сабирницама и попречним везама у постројењу 220 и 110 kV, што је неопходно због старости и учесталих кварова. Уградња сабирничке заштите 220 kV ће побољшати поузданост рада 220 kV мреже у овом подручју.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2032

ДВ 110 kV TC Смедерево 3 – TC Младеновац

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV TC Смедерево 3 – TC Младеновац
Инсталисана снага / дужина	око 33 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог вода којим би се повезале постојеће трансформаторске станице Смедерево 3 и Младеновац.
Образложење	Овај пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, као консултант, израдио ЕИ „Никола Тесла“. Пројекат је притом проглашен рентабилном инвестицијом којом би се обезбедио економични пренос енергије од Подунавља према Шумадији.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција РП 220 kV у TC Краљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 220 kV у TC 400/220/110 kV Краљево 3
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења.
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција комплетног постројења 220 kV, осим трансформаторског поља које је изграђено при уградњи трансформатора 400/220 kV.
Образложење	Реконструкција је неопходна због старости опреме, али и због потребе за побољшањем поузданости напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове трансформаторске станице.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ТС Ваљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција трансформаторске станице Ваљево 3, осим енергетских трансформатора, који ће претходно бити замењени у оквиру пројекта повећања инсталисане снаге ТС 220/110 kV Ваљево 3 .
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и предвиђеним порастом потрошње у одговарајућој области. Како би се омогућио прелазак ове трансформаторске станице на 400 kV (ако би анализе ове области показале да би такво решење било оптимално), реконструисана трансформаторска станица ће, по карактеристикама, одговарати 400 kV постројењима у преносном систему ЕМС АД.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2032

Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1/2/3/4/5

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1/2/3/4/5 (потез ТС Нови Сад 1 – ТС Рума 1 – ТС Рума 2 – ТС С. Митровица 1 – ТС Пећинци – ТС Шабац 3)
Инсталисана снага / дужина	око 143.6 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања његове пропусне моћи, заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме, санацију оштећених темељних стопа, замену уземљивача, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2027
Планирани улазак у погон	после 2032

Адаптација ДВ 110 kV бр. 1186 РП Ђердап 2 - ТС Сип

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 1186 РП Ђердап 2 - ТС Сип
Инсталисана снага / дужина	око 48.9 km
Начин уклапања у мрежу	Замена постојећег фазног проводника новим истог типа и пресека на целом далеководу, замена постојећег OPGW ужета новим на целом далеководу, замена свих анкера, замена свих челичних ужади, чаура и клинова. Радови на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом. Замена оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замена уземљивача на свим стубним местима. Постојећа изолација, спојна и овесна опрема се мењају новом на целом далеководу.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2031
Планирани улазак у погон	после 2032

Повећање инсталисане снаге ТС Чачак 3

Подаци о објекту

Пројекат	Повећање инсталисане снаге ТС 220/110 kV Чачак 3
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 250 MVA.
Начин уклапања у мрежу	Уградња другог енергетског трансформатора 220/110 kV, снаге 250 MVA, уз опремање припадајућих трансформаторских поља, као и спојног поља 220 kV.
Образложење	ТС Чачак 3 је пројектована за смештај два трансформатора, али је при изградњи уграђен један, старости 40 година, чиме се потенцијално доводи у ризик сигурност напајања конзума снабдеваног преко ове ТС.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/1/2/4

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/1/2/4 (потез ТС Сомбор 1 – ТС Сомбор 3 – ТС Црвенка – ТС Кула)
Инсталисана снага / дужина	око 43.7 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим OPGW ужетом, замену свих анкер ужади, замену свих „U“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, радове на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2028
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ТС 220/110 kV Шабац 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Шабац 3
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења.
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција трансформаторске станице, осим енергетских трансформатора.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре.
Година уочене системске потребе	2028
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција система за локално управљање, праћена заменом свих растављача 110 kV.
Образложење	Реконструкција је неопходна због старости опреме, као и потребе за евакуацијом енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 1272 ТС Србобран – ТС С. Митровица 2

Подаци о објекту

Пројекат	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 1272 ТС Србобран – ТС С. Митровица 2
Инсталисана снага / дужина	Биће накнадно дефинисано.
Начин уклапања у мрежу	Биће накнадно дефинисано.
Образложење	Пројекат преусмеравања овог далековода би требало да послужи као мера за додатно повећање поузданости напајања потрошача у области Срема, у складу са разматрањима датим у „Студији дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“, коју је, као консултант, израдио ЕИ „Никола Тесла“.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	после 2032

Расплет далековода 110 kV код ТС Конатице

Подаци о објекту

Пројекат	Расплет далековода 110 kV код ТС 400/110 kV Конатице
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 33 km
Начин уклапања у мрежу	Што се тиче расплета 110 kV далековода, планира се повезивање ТС Конатице са следећим постројењима: ТС Београд 22, ТС ТЕНТ А СП, ТС Београд 35, ЕВП Бргуле, ТС Тамнава Вреоци (2 далековода) и ТС Лазаревац. Уз то, планира се преспајање ДВ ТС Тамнава Западно поље - ТЕ Колубара А и ДВ ТЕ Колубара А – ЕВП Бргуле, чиме би се добио ДВ ТС Тамнава Западно поље – ЕВП Бргуле. Поред тога, планира се и преспајање ДВ ТС Аранђеловац – ТЕ Колубара А и ДВ ЕВП Ресник – ТЕ Колубара А, чиме би се добио нови ДВ ТС Аранђеловац – ЕВП Ресник.
Образложење	Након изградње ТС Конатице престаје потреба за 110 kV постројењем у оквиру ТЕ Колубара А па је потребно урадити расплет далековода како би се обезбедила поузданост рада преносног система, као и сигурност снабдевања потрошача у овом региону. Уколико се у међувремену укаже потреба да ово постројење остане у погону, овај пројекат ће се преиспитати и прилагодити новим околностима.
Година уочене системске потребе	2028
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 149 ТС Зајечар 1 - државна граница

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 149 ТС Зајечар 1 - државна граница
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 9.2 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/25 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (1964.) и 21 порталног стуба од укупно 32 који су на крају експлоатационог века.
Година уочене системске потребе	2031
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 154/2 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 5

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 154/2 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 5
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 3.4 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/25 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (5 стуба из 1966.) и 13 порталних стубова од укупно 14 који су на крају експлоатационог века.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	после 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 135/1/2/4

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 135/1/2/4 (правац ТС Суботица 1 – ТС Суботица 3 – чвор Шупљак – државна граница)
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 31.4 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/25 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (1960.). Портални стубови на ДВ 135/1 (9 порталних стубова од укупно 14), ДВ 135/2 (19 порталних стубова од укупно 25) и на 135/4 (67 порталних стубова од укупно 68) који су на крају експлоатационог века.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	после 2032

ДВ 2x110 kV ТС Смедерево 1 - ТЕ Костолац А**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 2x110 kV ТС Смедерево 1 - ТЕ Костолац А
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 20.1 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог 110 kV далековода попречног пресека 240/40 mm ² између ТС Смедерево 1 и ТЕ Костолац А.
Образложење	Изградња новог далековода је условљена високим оптерећењем 110 kV далековода између ТЕ Костолац А и Смедерева услед великих токова енергије према потрошачкој области Смедерева.
Година уочене системске потребе	2029
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101А/3, 101А/4 и 101Б/4**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101А/3, 101А/4 и 101Б/4 (правац ТС Смедерево 1 – ТЕ Костолац А)
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 22.1 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101А/3, 101А/4 и 101Б/4 са променом попречног пресека на 240/40 mm ² .
Образложење	Ова реконструкција је условљена високим оптерећењем 110 kV далековода између ТЕ Костолац А и Смедерева услед великих токова енергије према потрошачкој области Смедерева.
Година уочене системске потребе	2027
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/1/2/3/5/6**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/1/2/3/5/6 (правац ТЕ Колубара А – ТС Аранђеловац – ТС Топола – ТС Крагујевац 2 – ТС Јагодина 2 – ТС Јагодина 4)
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 119.8 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/25 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција условљена старошћу далековода и уграђене опреме.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	После 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22
Инсталисана снага / дужина	око 22 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција деоница постојећег далековода са заменом проводника попречног пресека 150/25 mm ² проводницима пресека 240/40 mm ² , изузев деонице која ће бити каблирана.
Образложење	Након изласка из погона ТЕ Колубара А, предвиђеног овим Планом најкасније за 2023. годину, долази до повећаног оптерећења далековода који повезују подручје Београда са конзумном облашћу у околини ове ТЕ. Реконструкција овог далековода се може сматрати једним од кључних предуслова за поуздано снабдевање потрошача лоцираних у овом региону.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2030

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 155/1/2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 155/1/2 (правац ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач)
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 29.5 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/25 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (1966.). Портални стубови на ДВ 155/1 (10 порталних стубова од укупно 21) и ДВ 155/2 (123 портална стуба од укупно 134) су на крају свог експлоатационог века.
Година уочене системске потребе	2032
Планирани улазак у погон	После 2032

Реконструкција РП 220 kV у ТС Панчево 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 220 kV у ТС Панчево 2
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	На месту постојећег постројења изградиће се постројење 220 kV са два система сабирница.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу опреме.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара А - I фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара А - I фаза
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 8 km
Начин уклапања у мрежу	Замена накривљених стубова на потезу клизишта од стуба бр. 50 до стуба бр. 80
Образложење	Реконструкција је условљена појавом клизишта и нарушавањем вертикалности армирано-бетонских стубова.
Година уочене системске потребе	2023
Планирани улазак у погон	2028

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 140 ХЕ Врла 1 - државна граница

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 140 ХЕ Врла 1 - државна граница
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: око 23.6 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/25 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (1961.) и 86 порталних стубова од укупно 88 који су на крају експлоатационог века.
Година уочене системске потребе	2030
Планирани улазак у погон	После 2032

Реконструкција ТС 110/35/6 kV Севојно

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 110/35/6 kV Севојно
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција ТС.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу опреме.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	После 2032

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара А - II фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 - ТЕ Колубара А - II фаза
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода на траси која није обухваћена првом фазом пројекта.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (1952.) и 5 бетонских стубова од укупно 10 који су на крају експлоатационог века.
Година уочене системске потребе	2028
Планирани улазак у погон	После 2032

Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35
Инсталисана снага / дужина	око 11 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода (ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35, након увођења овог далековода у ТС Београд 3) са заменом бетонских стубова (40 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (11 стубова), уз уградњу OPGW заштитне ужади. Пројектом није сагледано повећање пропусне моћи.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	2028

Адаптација ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20
Инсталисана снага / дужина	12.1 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода на деоници од ТС Београд 3 до стуба бр. 41 (око 12.1 km) која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације, спојне и овесне опреме и уземљења.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2026
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 142/4 ТС Зрењанин 2 – ТС Зрењанин 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 142/4 ТС Зрењанин 2 – ТС Зрењанин 1
Инсталисана снага / дужина	око 4,4 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција вода уз уградњу OPGW заштитне ужади и Al/Ѕе проводника пресека 240/40 mm ² и замену изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Година уочене системске потребе	2025
Планирани улазак у погон	после 2032.

Д.1.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

Д.1.2.1 ДП Ниш

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка
Инсталисана снага / дужина	око 1.1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV бр. 1249/2 ТС Ниш 5 – ТС Пирот 2, по принципу „улаз-излаз“.
Образложење	Функција ТС Бела Паланка је преузимање конзума ТС 35/10 kV Бела Паланка и ТС 35/10 kV Бабушница 2 као и потенцијалне ТС 35/10 kV југоисточно од Ниша и југозападно од Беле Паланке. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2029

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5
Инсталисана снага / дужина	око 5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV бр. 1179 ТС Лесковац 2 - ТС Јабланица (Лебане), по принципу „улаз-излаз“.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Лесковац 4. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2029

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Стара планина

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Стара планина
Инсталисана снага / дужина	око 12 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 1154 ТС Сврљиг – ТС Пирот 1, по принципу „улаз–излаз“.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће на себе преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Пирот 1. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2032

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бољевац

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Бољевац
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити прикључена на постојећи ДВ 110 kV бр. 1212 ТС Зајечар 2 – ТС Бољевац који тренутно ради под напоном 35 kV.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2032

Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 7

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 7
Инсталисана снага / дужина	око 2 km кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано изградњом 110 kV кабла до ТС Ниш 3.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС, на месту постојеће ТС 35/10 kV Центар 2, а на основу добијених информација од ОДС због планиране реконструкције ТС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2032

Прикључни вод за ТС 110/x kV Топоница

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/x kV Топоница
Инсталисана снага / дужина	око 0.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алесинац – ТС Ниш 1 по принципу „улаз–излаз“.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће на себе преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Ниш 1 и ТС Алесинац. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	после 2032

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Сокобања

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Сокобања
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се прикључење ове трансформаторске станице на преносни систем изведе преко ДВ 110 kV бр. 1201 између ТС Алексинац и ТС Сокобања, који тренутно ради на 35 kV напонском нивоу.
Образложење	Потреба за прикључењем ове трансформаторске станице на преносни систем је утврђена на основу информација прибављених од ОДС у току процеса прикупљања подлога и података.
Планирани улазак у погон	2026

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 12 (Комрен)

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 12 (Комрен)
Инсталисана снага / дужина	око 1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано по принципу „улаз-излаз“ на један систем ДВ 110 kV бр. 1188 ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13.
Образложење	Потреба за прикључењем ове трансформаторске станице на преносни систем је утврђена на основу информација прибављених од ОДС у току процеса прикупљања подлога и података.
Планирани улазак у погон	после 2032

Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 16 (Мокрањчева)

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/x kV Ниш 16 (Мокрањчева)
Инсталисана снага / дужина	око 1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано по принципу „улаз-излаз“ на један од два ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 3 (бр. 187 или бр. 188).
Образложење	Потреба за прикључењем ове трансформаторске станице на преносни систем је утврђена на основу информација прибављених од ОДС у току процеса прикупљања подлога и података.
Планирани улазак у погон	2027

Д.1.2.2 ДП Краљево

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац
Инсталисана снага / дужина	око 12 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Индикативно, прикључење се сагледава по принципу „улаз-излаз“, расецањем друге деонице далековода ТС Стењевац – ТС Јагодина 4 . Оквирна дужина трасе је 6 km.
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Деспотовац напаја конзумно подручје Деспотовца. Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Стењевац.
Планирани улазак у погон	2031

Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Коцељева	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Коцељева
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се прикључење ове трансформаторске станице на преносни систем изведе преко ДВ 110 kV бр. 1100/2 између ТС Владимирци и ТС Коцељева, који тренутно ради на 35 kV напонском нивоу.
Образложење	Прва фаза изградње ове трансформаторске станице, са постројењем 20 kV, завршена је пре више година, исто као и ТС Владимирци. У њој је сада трансформација 35/20 kV која се напаја истим водом 35 kV којим се напаја и ТС Владимирци.
Планирани улазак у погон	2024

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3
Инсталисана снага / дужина	око 2.1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Нова ТС 110 kV би се прикључила на далековод 110 kV бр. 1184 ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин, по принципу „улаз-излаз“.
Образложење	Функција нове ТС Нови Пазар 3 је додатно растеређење високо оптерећење трансформације 110/X kV у Новом Пазару, чиме би се дугорочно обезбедило сигурно напајање мреже средњег напона на овом подручју. Локација нове ТС је на подручју јужног градског насеља Шутановац и она би требало да преузме већи део конзума ТС 35/10 kV Центар и Запад и мањи део конзума ТС 35/10 kV Југ у градском подручју Новог Пазара. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултаната, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2028

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Варварин

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Варварин
Инсталисана снага / дужина	око 1,2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Индикативно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV бр. 108 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1, по принципу „улаз-излаз“.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултаната, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2030

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2
Инсталисана снага / дужина	око 0.2 km једносистемског далековада
Начин уклапања у мрежу	Индикативно, прикључење ове трансформаторске станице је планирано радијалним ДВ 110 kV на ТС Трстеник, дужине око 0.2 km.
Образложење	Изградњом ове трансформаторске станице треба да се подигне ниво сигурности напајања подручја Трстеника. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Трстеник. Прикључење нове ТС је планирано на основу добијених информација од ОДС, али потреба за обим објектом није препозната "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".
Планирани улазак у погон	2030

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Брус

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Брус
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице је планирано радијално на ТС Александравац (постојећи ДВ 110 kV бр. 1161/2 који тренутно ради под 35 kV).
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планирано је да се постојећа ТС 35/10 kV реконструише у ТС 110/10 kV.
Планирани улазак у погон	2029

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4 (Змич)
Инсталисана снага / дужина	око 1.2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Индикативно, прикључење по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 152/4 ТС Јагодина 4 – Параћин 1
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планирано је да ТС 110/35 kV Параћин 4 напаја конзумно подручје индустријске зоне „Змич“. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2031

Прикључни вод за ТС 110/x kV Мионица

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/x kV Мионица
Инсталисана снага / дужина	Око 1 km једносистемских далековода
Начин уклапања у мрежу	Индикативно, прикључење ове трансформаторске станице ће бити остварено по принципу „улаз-излаз“ на будући далековод ТС Ваљево 3 – ТС Љиг .
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2028

Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Дивчибаре

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Дивчибаре
Инсталисана снага / дужина	Око 1 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Индикативно, прикључење ове трансформаторске станице ће бити остварено по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Ваљево 1 – ТС Косјерић.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС, као последица велике потражње за новим капацитетима због експанзије туристичког центра на Дивчибарама.
Планирани улазак у погон	2028

Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Златибор 5

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Златибор 5
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Биће накнадно дефинисано.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС, као последица велике потражње за новим капацитетима због експанзије туристичког центра на Златибору.
Планирани улазак у погон	2028

Д.1.2.3 ДП Крагујевац

Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Смедеревска Паланка 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Смедеревска Паланка 2
Инсталисана снага / дужина	око 0.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу „улаз-излаз“ на постојећи ДВ 110 kV бр. 1223 ТС Смедерево 3 – ТС Смедеревска Паланка. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековода је око 0.5 km.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. ТС Смедеревска Паланка 2 би требало да преузме део конзума постојеће трансформаторске станице ТС Смедеревска Паланка, обезбеди сигурно напајање нових купаца на територији Смедеревске Паланке и повећа поузданост напајања купаца на територији Смедеревске Паланке и Велике Плане.
Планирани улазак у погон	2029

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23 (Козујево)	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23 (Козујево)
Инсталисана снага / дужина	око 4 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“. године. Иницијално се сагледава изградња новог једносистемског 110 kV далековода до ТС Крагујевац 3.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Увођење у погон ове трансформаторске станице је неопходно због напајања јужног и југозападног подручја града Крагујевца (подручје потенцијалне индустријско-пословне и стамбене зоне). Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2032

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Собовица

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Собовица
Инсталисана снага / дужина	око 0.4 km двосистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Прикључење је је сагледано по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1181 ТС Крагујевац 2 – ТС Страгари и ДВ 110 kV бр. 123/3 ТС Крагујевац 2 – ТС Топола.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Предвиђено је да ова ТС напаја нову индустријску зону „Собовица“. У првој фази би се напајање вршило преко ТС 35/10 kV, која би се касније подигла на 110 kV напонски ниво. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2030

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5
Инсталисана снага / дужина	око 2.2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Иницијално, прикључење је планирано на ДВ 110 kV бр. 101А/4 ТС Смедерево 4 – ТЕ Костолац А.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Предвиђено је да ова трансформаторска станица напаја дистрибутивне купце у индустријској зони Смедерева. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2029

Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)
Инсталисана снага / дужина	око 0.2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035“. године. Ова ТС би се, према тренутном сагледавању, прикључила по принципу „улаз-излаз“ на постојећи далековод 110 kV бр. 186А ТС Крагујевац 2 – ТС Црвена Застава, који пролази у близини локације саме ТС.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2030

Д.1.2.4 ДП Београд

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 48 (Подстаница)	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 48 (Подстаница)
Инсталисана снага / дужина	око 7 km двосистемског кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Трансформаторска станица ће се, индикативно, прикључити на преносни систем преко два кабловска вода у истом рову са ТС Београд 1. Оквирна дужина трасе је 7 km.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Нова ТС 110/10 kV би у потпуности преузела оптерећење постојеће ТС 35/10 kV Подстаница и планираних нових потрошача у близини.
Планирани улазак у погон	2028

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 51 (Макишко поље)	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 51 (Макишко поље)
Инсталисана снага / дужина	око 1 km двосистемског кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Трансформаторска станица ће се, индикативно, прикључити на преносни систем преко два кабловска вода са будућим ПРП Београд 53 (Беле Воде – београдски метро). Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС до ПРП Београд 53 је око 1 km.
Образложење	ТС намењена за напајање новог стамбено-пословног простора у истоименој зони. Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС.
Планирани улазак у погон	2028

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 57 (Вишњичко поље)

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 57 (Вишњичко поље)
Инсталисана снага / дужина	око 0,5 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Трансформаторска станица ће се, индикативно, прикључити на преносни систем принципом „улаз-излаз“ на један систем 110 kV ДВ бр. 1240АБ ТС Београд 20 – ТС Београд 1.
Образложење	Потреба за прикључењем ове трансформаторске станице на преносни систем је утврђена на основу информација прибављених од ОДС у току процеса прикупљања подлога и података.
Планирани улазак у погон	2028

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 56 (Нова лука Београд)

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 56 (Нова лука Београд)
Инсталисана снага / дужина	око 7,5 km двосистемског далековада
Начин уклапања у мрежу	Трансформаторска станица ће се, индикативно, прикључити на преносни систем по принципу „улаз-излаз“ на 110 kV ДВ бр. 1153 ТС Београд 7 – ТС Панчево 2 (будућа ТС Београд 46 – Збег).
Образложење	Потреба за прикључењем ове трансформаторске станице на преносни систем је утврђена на основу информација прибављених од ОДС у току процеса прикупљања подлога и података.
Планирани улазак у погон	2029

Д.1.2.5 ДП Нови Сад

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Беочин 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Беочин 2
Инсталисана снага / дужина	око 1.5 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Прикључење на преносни систем би се реализовало изградњом два кратка једносистемска далековада до 110 kV ДВ бр.195/1 ТС Беочин - ТС Нови Сад 1 по принципу „улаз-излаз“. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековада је око 750 m.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Нова ТС 110/20 kV Беочин 2 планирана је на локацији поред постојеће ТС 35/20 kV Беочин и преузела би њен конзум, те тиме растеретила ТС Нови Сад 1, чиме би се смањили губици у дистрибуцији електричне енергије.
Планирани улазак у погон	2028

Д.2 ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ

Д.2.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Д.2.1.1 Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконеције)

Интерконејтивни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе - Четврта секција ТБК	
Подаци о објекту	
Пројекат	Интерконејтивни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе
Инсталисана снага / дужина	83.2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	<p>У првој фази пројекта, овај двосистемски далековод би делом користио трасу постојећег 220 kV далековода 220 kV бр. 206/1. Од ТС Бајина Башта до места рачвања ка БиХ и Црној Гори планирано је опремање оба система, а на даље би се опремио по један систем према ТС Пљевља, као и према ТС Вишеград.</p> <p>У другој фази, која се сагледава до 2030. године, на преосталом делу трасе ће се опремити и други систем проводника, а у зависности од реализације пројекта прикључења РХЕ Бистрица на преносни систем.</p>
Образложење	Секција 4 пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије , ће омогућити транзит електричне енергије у смеру североисток-југозапад и, самим тим, представља природан завршетак пројекта Трансбалкански коридор путем нових интерконејција 400 kV са Црном Гором и Босном и Херцеговином. Овај далековод је неопходан предуслов за прикључење РХЕ Бистрица на преносни систем.
Планирани улазак у погон	I фаза: 2027 II фаза: до 2030

ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)
Инсталисана снага / дужина	2.6 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице ТС Љубовија и најближу трансформаторску станицу у БиХ - ТС Сребреница. Дужина далеководна на територији Р.Србије је око 2.6 km.
Образложење	Изградњом овог далеководна би био обезбеђен сигуран рад преносне мреже на подручју општина Љубовија и Крупањ, које се тренутно напаја радијално из ТС Осечина. За реализацију ове инвестиције неопходно је да се изврши доградња далеководног поља у ТС Љубовија како би се омогућило увођење новог далеководна. Такође, потписан је трилатерални Споразум о намерама између ЕМС АД, NOS ВиН и Електропренос Бањалука, којим се дефинишу сврха пројекта, његов циљ, начин реализације и обавезе потписаних страна.
Планирани улазак у погон	2024

Панонски коридор

Подаци о објекту

Пројекат	Панонски коридор
Инсталисана снага / дужина	<p>ТС 400/110 kV Суботица 3, реконструкција са доградњом Нови ДВ 2x400 kV ТС Суботица 3 – државна граница, опремање једног система, око 28 km</p> <p>ТС 400/110 kV Сомбор 3, реконструкција са доградњом ДВ 2x400 kV ТС Сомбор 3 – ТС Нови Сад 3, опремање једног система, око 80 km</p> <p>ТС 400/110 kV Нови Сад 3, доградња ДВ 2x400 kV ТС Београд 50 – ТС С. Митровица 2, око 60 km (II фаза) ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2, опремање два ДВ поља (II фаза)</p>
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева јачање 400 kV везе на територији Бачке и Срема, између ТС Нови Сад 3 и ТС Суботица 3, преко границе са Мађарском, као и између ТС Београд 50 и ТС Сремска Митровица 2.
Образложење	<p>Тренутно, постоји само једна 400 kV веза између ТС Нови Сад 3 и ТС Суботица 3, преко Србобран. У одређеним радним режимима јављају се преоптерећења у 110 kV мрежи након горепоменуте 400 kV везе. Поред тога, отежано је и одржавање ове 400 kV везе. Такође, велики број захтева за прикључење ОИЕ у региону Бачке, па ће овај пројекат допринети сигурној евакуацији електричне енергије произведене у овим изворима. Коначно, II фаза пројекта представља везу са пројектом Северни коридор</p> <div style="background-color: #ff9800; color: white; padding: 5px; text-align: center;"> <p>Београд2025 - ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната</p> </div> <p>и омогућава још једну 400 kV везу ка западном делу преносног система, чиме ће се растерети правац ТС Обреновац – РП Младост – ТС С. Митровица 2, чији је испад у режимима великих енергија ка западу, такође критичан са становишта рада 110 kV мреже. Уз то, овај пројекат допринети и повећању преносног капацитета на граници са Мађарском.</p>
Планирани улазак у погон	<p>2028 (I фаза – интерконективни далековод)</p> <p>2030 (II фаза - интерна појачања мреже)</p>

Д.2.1.2 Инвестициони пројекти 400 kV мреже

Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	ТС: Инсталисана снага се не мења ДВ 400 kV: 6.8 km двосистемски далековод ДВ 110 kV: 2.9 km једносистемских далекова
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да ново РП 400 kV буде изграђено на локацији постојећег РП 220 kV. Планирано је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV бр. 444 ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3 по принципу „улаз-излаз“, двосистемским далеководом дужине око 6.8 km. Због гашења 220 kV напонског нивоа у овој трансформаторској станици у оквиру овог пројекта је планирана изградња 110 kV расплета далекова код ТС Србобран и ТС Нови Сад 3 у дужини од око 2.9 km и опремање далеководних поља у ТС Нови Сад 3 и ТС Сремска Митровица 2.
Образложење	Највећи део опреме у постројењима 110 kV и 220 kV је надмашио животни век од 40 година, или је близу његовог краја. Уместо обнављања је предвиђено укидање 220 kV постројења, при чему ће ова ТС бити реконструисана у ТС 400/110 kV са трансформатором снаге 300 MVA (демонтажу се два трансформатора 220/110 kV од 150 MVA и уграђује један трансформатор 400/110 kV од 300 MVA). Постојећи 220 kV далеководи ка ТС Нови Сад 3 и ТС Сремска Митровица 2 ће радити под напонем 110 kV па се опремају поља 110 kV у овим трансформаторским станицама.
Планирани улазак у погон	2023

Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост	
Подаци о објекту	
Пројекат	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Замена опреме у постојећем постројењу.
Образложење	Замена ВН опреме се врши због застарелости.
Планирани улазак у погон	2028

ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV - Трећа секција ТБК

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 109 km ТС: Инсталисана снага се повећава за 2x400 MVA
Начин уклапања у мрежу	Нови двосистемски 400 kV далековод ће повезати ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, која ће бити реконструисана и подигнута на 400 kV напонски ниво. Планира се уградња два трансформатора 400/220 kV од 400 MVA. У ТС Обреновац је предвиђено опремање два 400 kV поља.
Образложење	Овај пројекат представља Секцију 3 пројекта Трансбалкански коридор . Као такав, може се сматрати пројектом од највишег националног и регионалног интереса и виталним делом будућих транзита електричне енергије преко територије Р. Србије у смеру од североистока према југозападу, као и неопходним предусловом за постепено гашење 220 kV напонског нивоа у западном делу преносне мреже ЕМС АД.
Планирани улазак у погон	2026

Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2
Инсталисана снага / дужина	Повећање снаге за 150 MVA
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева реконструкцију постројења 400 kV и 110 kV са заменом ВН опреме, заштите и управљања и постојећег трансформатора 400/110 kV инсталисане снаге 150 MVA, трансформатором 400/110 kV снаге 300 MVA.
Образложење	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 kV и 110 kV. Трансформатор снаге 300 MVA ће заменити постојећи трансформатор снаге 150 MVA чиме ће омогућити повећање сигурности напајања конзумног подручја Бора и нових рударских капацитета.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у пољима 400 kV где до сада није замењена. Изводе се и радови на новој комадној згради и на сопственој потрошњи у ХЕ Ђердап 1.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Преостала фаза предвиђа потпуну реконструкцију ТС 400/110 kV Крагујевац 2 услед старости самог постројења, при чему је овом фазом обухваћена замена комплетне опреме у постројењима 400 kV и 110 kV, као и реконструкција постројења сопствене потрошње, система заштите, управљања и мерења, реконструкција постојећих зиданих објеката и изградња нових. Треба нагласити да се пројектом задржавају постојећи трансформатори.
Планирани улазак у погон	2027

Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Адаптација се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 и 220 kV.
Завршетак радова	2022

Београд2025 - ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната

Подаци о објекту

Пројекат	ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x300 MVA ДВ 400 kV: око 24 km једносистемских и 86 km двосистемског вода ДВ 110 kV: око 38 km КБ 110 kV: око 2x8 km
Начин уклапања у мрежу	<p>ТС 400/110 kV Београд 50 се повезује на преносни систем по принципу улаз-излаз на ДВ 400 kV бр. 450 РП Младост – ТС Нови Сад 3, за шта су детаљи дати у [38]. Будући двосистемски 400 kV далековод би се увео у ТС Београд 50, док ће други крај бити уведен у ПРП Чибук 1.</p> <p>Прикључак на мрежу 110 kV реализовао би се изградњом два двосистемска вода 110 kV пресека 2xAl/Џе 490/65 mm², два кабловска вода и два двосистемска вода Al/Џе 490/65 mm² (ка ТС Стара Пазова) и 490/65 mm² (ка ТС Инђија 2) са опремањем једног система. Са два двосистемска вода би се пресекао двосистемски вод ДВ 1178А/Б (ТС Београд 5 - ТС Београд 9) и формирала директна веза преко два вода до ТС Београд 9 и директна веза преко два вода до ТС Београд 5.</p> <p>Два кабловска вода увела би се у нову ТС Београд 49, а преко ње би постојала могућност да се електрична енергија из нове ТС Београд 50 пласира до ТС Београд 2.</p> <p>Коначно, посредством два двосистемска далеководна који ће бити опрељени са по једним системом (Al/Џе 490/65 mm² за правац ка ТС Стара Пазова и Al/Џе 490/65 mm² за правац ка ТС Инђија 2), пресекао би се 110 kV вод између ТС Стара Пазова и ТС Инђија 2 (ДВ104/8) и раздвојило напајање поменутих ТС на различите петље 110 kV. На деоници од места расецања до ТС Инђија 2 ће бити уграђен специјални проводник (који има 29% већи пропусни капацитет од проводника пресека 240 mm²) тако да је неопходно изградити далековод пресека проводника 490 mm² од ТС Београд 50 до места расецања ДВ бр. 104/8, да не би дошло до смањења преносног капацитета ДВ ТС Београд 50 – ТС Инђија 2. ДВ ТС Београд 50 – ТС Инђија 2 је веома битан за снабдевање нових 80 MW индустријске потрошње у ТС Инђија 2, посебно у случају испада будуће 110 kV везе између ТС Нови Сад 3 и ТС Инђија 2.</p> <p>Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>Северни коридор</i>, представљене у Потпоглављу 10.8.</p>

**Београд2025 - ТС 400/110 kV Београд 50 са расплетом 400 kV и 110 kV
водова и ДВ 400 kV ТС Београд 50 – регион јужног Баната**

Образложење	Ова ТС би се налазила у близини Угриноваца, пошто је ово одабрано као оптимална локација са становишта расплета на 110 kV напонском нивоу и трасе будућег двосистемског 400 kV далековода ка ПРП Чибук 1. Нова ТС би растеретила трансформацију у ТС Београд 5 и додатно помагала ТС Сремска Митровица 2. Ако се узме у обзир да кроз подручје Срема пролази коридор 10 (ауто-пут и железница) и две пловне реке (Дунав и Сава), као и близина града Београда и аеродрома „Никола Тесла“, може се у будућности очекивати значајан пораст потрошње изазван привредним субјектима у овом региону. Такође, ова трансформаторска станица би постала саставни део коридора којим се решава проблем пласмана енергије из нових производних капацитета на подручју Јужног Баната и транзита из румунског електроенергетског система.
Планирани улазак у погон	2028

ТС 400/110 kV Конатице са расплетом водова – II етапа

Подаци о објекту

Пројекат	ТС 400/110 kV Конатице са расплетом водова - II етапа
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2×300 MVA ДВ 110 kV: око 1 km
Начин уклапања у мрежу	Како ће 400 kV и 110 kV разводна постројења која ће припадати овој трансформаторској станици бити изграђена у оквиру прикључка ТЕ Колубара Б на преносни систем (I етапа), то ће сама ТС бити формирана прикључењем ових постројења помоћу трансформатора 400/110 kV као и увођење далековода 110 kV бр. 121/3 ТС ТЕНТ А СП – ЕВП Бргуле у 110 kV постојење (II етапа).
Образложење	Потреба за овом ТС настаје као последица изласка из погона ТЕ Колубара А. Проблеми са преоптерећењем далековода на потезу ТС Београд 3 – ТС Београд 2, после изласка из погона ТЕ Колубара А, у одређеним критичним режимима рада ЕЕС се привремено решавају увођењем ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3 и уградњом трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац . Међутим, узевши у обзир најављена повећања потрошње услед индустријског развоја области која је лоцирана између подручја града Београда и ТЕ Колубара А, као и отварање нових рударских копова у региону села Јабучје и села Вреоци, јасно је да је трајно решење овог проблема могуће тек након изградње предметне ТС. Стога, ТЕ Колубара А ће на захтев ЕМС АД остати у погону до реализације наведених пројеката. Поред тога, уградњом предметне трансформације биће обезбеђен сигурнији пласман енергије произведене у генераторским капацитетима ТЕ Колубара Б према потрошачима у систему.
Планирани улазак у погон	2026

Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Овим пројектом предвиђена је замена опреме у осам поља 400 kV постројења, у три поља 220 kV постројења, као и у седам поља постројења 110 kV. Предвиђа се и реконструкција постројења сопствене потрошње, система заштите, управљања и мерења, као и сви остали неопходни радови у постројењу.
Планирани улазак у погон	2024

Уградња варијабилног шант реактора на ТС Врање 4

Подаци о објекту

Пројекат	Уградња варијабилног шант реактора на ТС Врање 4
Инсталисана снага / дужина	100 Mvar
Начин уклапања у мрежу	Пројектом је предвиђена уградња компензатора реактивне енергије у ТС 400/110 kV Врање 4.
Образложење	У последњих десетак година, проблем превисоких напона је постао посебно изражен у делу мреже који ради на напонском нивоу 400 kV, а нарочито на југу Србије, у ТС Врање 4 и ТС Лесковац 2, након уласка у погон 400 kV ДВ бр. 462 ТС Врање 4 – ТС Штип и 400 kV ДВ између ТС Косово Б и ТС Тирана. Превисоки напони у стационарном режиму рада узрокују убрзано старење опреме, а могу да изазову и прораду релејне заштите, те нежељено искључење далековода, трансформатора или генератора што може изазвати велике финансијске трошкове. У складу са тиме, израђена је Регионална студија регулације напона, којом је предложено постављање уређаја намењених компензацији реактивне снаге у региону WB6 (<i>Western Balkans six</i>). У те мере спада и уградња пригушнице типа <i>Variable Shunt Reactor (VSR)</i> , снаге 100 Mvar, у ТС Врање 4.
Планирани улазак у погон	2025

ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС Пожаревац**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС Пожаревац
Инсталисана снага / дужина	Око 77 km; 4 једносистемска далековода од по 1 km чине увођење (бр. 401/2 и бр. 401/4)
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог двосистемског 400 kV далековода којим би се постојећа ТС Јагодина 4 повезала са будућом ТС Пожаревац. Нова 400 kV трансформаторска станица би, према тренутним сагледавањима, требало да буде изграђена јужно од Пожареваца. У њу ће, уз двосистемски ДВ од ТС Јагодина 4, по принципу „улаз-излаз“ бити уведени и ДВ 400 kV бр. 401/2 РП Ђердап 1 - РП Дрмно и бр. 401/4 ТС Смедерево 3 - РП Дрмно.
Образложење	<p>Овим пројектом би се производња на подручју јужног Баната и Браничевског округа повезала са потрошачким регионима лоцираним у средњој Србији, чиме би се довело како до ефикаснијег пласмана енергије из електрана изграђених у поменутиим областима, тако и до поузданијег напајања потрошње. Поред тога, изградњом овог далековода поспешило би се и транзит енергије преко територије Републике Србије, услед чињенице да би се њиме остварила веза између међународних пројеката Централно-балкански коридор (коме и сам припада) и Северни коридор, од којих је сваком посвећен засебан одељак у Потпоглављу 10.8. Као део Централно-балканског коридора, овај вод је укључен у TYNDP 2020 и TYNDP 2022.</p> <p>Изградња нове ТС Пожаревац је планирана како би се омогућило даље ојачање преносног система у региону Костолца и повезивање ове области са другим деловима преносног система, пошто је увођење нових водова у РП Дрмно постало, због ситуације око овог постројења, готово немогуће.</p> <p>У првој фази биће изграђено само 400 kV разводно постројење у оквиру ТС Пожаревац са припадајућим расплетом водова 400 kV и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС Пожаревац. Друга фаза, којој ће се приступити када се створе услови, подразумева уградњу трансформатора 400/110 kV и изградњу 110 kV постројења и припадајућег расплета далековода. У складу са тиме се временска одредница дата испод не односи на другу фазу.</p>
Планирани улазак у погон	2030

Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV - I фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV - I фаза
Инсталисана снага / дужина	Повећање инсталисане снаге за 150 MVA.
Начин уклапања у мрежу	У првој фази предвиђена је уградња аутотрансформатора Т4 преносног односа 400/110 kV снаге 300 MVA, уз опремање трансформаторског поља 400 kV бр. Ц3 и комплетне реконструкције трансформаторског поља 110 kV бр. Е11 за прикључак новог аутотрансформатора, уз демонтажу постојећег трансформатора 220/110 kV Т2 са припадајућим пољима.
Образложење	Уградњом аутотрансформатора Т4 400/110 kV снаге 300 MVA обезбедиће се сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС. Након реализације III и IV секције и уградње овог трансформатора створиће се услови за преусмеравање далековода 220 kV бр. 209/1 ТС Бајина Башта – ТС Сремска Митровица 2.
Планирани улазак у погон	2027

Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110 kV са расплетом водова

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110 kV са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	ТС: Инсталисана снага се повећава за 300 MVA ДВ: 11.4 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Београд 8 по принципу „улаз-излаз“, коришћењем два једносистемска далековода од по 5,7 km, што укупно даје 11,4 km. Планира се уградња трансформатора 400/110 kV од 300 MVA.
Образложење	Разлог трансформисања постојеће 220/110 kV Смедерево 3 у мешовиту ТС 400(220)/110 kV је подизање нивоа сигурности напајања региона Смедерева. Критеријум сигурности „N-1“ за време зимских вршних оптерећења, за постојећу преносну мрежу, није задовољен у случају испада ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТС Смедерево 3 када било који од агрегата у ТЕ Костолац А није у погону.
Планирани улазак у погон	2020

Д.2.1.3 Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже

ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ВЕ Никине Воде	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ВЕ Никине Воде
Инсталисана снага / дужина	31.5 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови једносистемски далековод повеже ВЕ Никине Воде и РП Ђердап 2.
Образложење	Разлози изградње овог далековода су евакуација снаге из РП Ђердап 2 и обезбеђивање сигурности напајања ТС Мосна.
Планирани улазак у погон	2025

ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова	
Подаци о објекту	
Пројекат	ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	ТС: 150 MVA ДВ 220 kV: укупно 21.2 km ДВ 110 kV: укупно 14 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нова ТС 220/110 kV Бистрица буде прикључена на постојеће далеководе према ТС Пожега, РП Бајина Башта и ХЕ Бистрица. Изградња ТС Бистрица извела би се кроз две фазе. У првој фази у 110 kV постројење би се увели далеководи бр. 134/2 и 134/3. Поред тога у првој фази би се у постројење 220 kV увео далековод 220 kV бр. 266 ТС Пожега – ТС Пљевља. У другој фази би се извршило увођење 220 kV ДВ бр. 203 ТС Бајина Башта (чвор Вардиште) – ХЕ Бистрица у нову ТС Бистрица по систему „улаз-излаз“ помоћу два једносистемска ДВ од 9.1 km и 8.5 km, укупно 17.6 km.
Образложење	Идеја о изградњи ТС 220/110 kV Бистрица базирана је на два основна разлога. Први је решавање проблема „крутог“ чворишта Вардиште, а други обезбеђивање сигурнијег напајања подручја у југозападној Србији, које обухвата осам општина (Чајетина, Нова Варош, Прибој, Пријепоље, Сјеница, Нови Пазар, Рашка и Тутин).
Планирани улазак у погон	2023

Реконструкција ДВ 2x110kV бр. 101АБ ТС Београд 3 - ТЕ Костолац А**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 2x110 kV бр. 101АБ ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А
Инсталисана снага / дужина	64 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода у дужини од 56 km и адаптација деоница у дужини од 8 km.
Образложење	Реконструкција се врши због старости постојећег далековода.
Планирани улазак у погон	2026

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица
Инсталисана снага / дужина	6.2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција по постојећој траси.
Образложење	Овај далековод се реконструише због старости и повећања пресека проводника.
Планирани улазак у погон	2027

Расплет 220 kV ДВ и увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Подаци о објекту

Пројекат	Расплет 220 kV ДВ и увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: 7.7 km ДВ 220 kV: 3.2 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња двосистемског далековода 110 kV у дужини од око 7.7 km од места расечања далековода бр. 117/1 до ТС Београд 3 и опремање два 110 kV поља у ТС Београд 3. Реконструкцијом далековода 220 kV је планирано да се ДВ бр. 213/2 измести у трасу ДВ бр. 204 изградњом двосистемског вода у дужини од око 3.2 km, док би се траса 213/2 искористила за ДВ 2x110 kV.
Образложење	Реализацијом овог пројекта решиће се проблем напајања колубарског региона који ће настати изласком из погона ТЕ Колубара А. Наиме, због потреба за снабдевањем овог региона довољном количином електричне енергије, у овој ситуацији долази до преоптерећења далековода 110 kV бр. 130/1, 130/2 и 130/3. Такође, на основу спроведених енергетских анализа и спроведене интерне техничке контроле варијантних решења, планира се реконструкција ДВ 220 kV бр. 204 ТС Б. Башта – ТС Београд 3 и ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3 у двосистемски далековод на уласку у ТС 220/110 kV Београд 3 са пресеком проводника 490/65 mm ² .
Планирани улазак у погон	2024

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица
Инсталисана снага / дужина	34.3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција по постојећој траси.
Образложење	Далековод се реконструише због старости и повећања пропусне моћи.
Планирани улазак у погон	2027

РП 220 kV ТЕТО Панчево

Подаци о објекту

Пројекат	РП 220 kV ТЕТО Панчево
Инсталисана снага / дужина	КБ: 2 km двосистемских кабловских водова РП: опремање четири поља
Начин уклапања у мрежу	Ово постројење је лоцирано у јужној индустријској зони града Панчева. Део овог пројекта који је подразумевао изградњу РП 220 kV ТЕТО Панчево и прикључење на преносни систем на ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС НИС – ТС ХИП је већ завршен. Тај део је финансиран од стране клијента током прикључења. Преостали део подразумева опремање преостала четири поља у РП ТЕТО Панчево и решавање расплета 220 kV водова.
Образложење	Описаним расплетом добија се једно 220 kV постројење на које су ТС ХИП и ТС НИС прикључени са по два 220 kV кабла. Гледано из правца ТС Панчево 2, постојаће ДВ 220 kV ТС Панчево 2 – РП ТЕТО Панчево, ДВ 220 kV РП ТЕТО Панчево – ТС Београд 8 и по два 220 kV кабла од РП ТЕТО Панчево до ТС ХИП и ТС НИС.
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/1 ТС Србобран - ТС Бечеј у двосистемски далековод

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј у двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	24.7 km двосистемског вода
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција у двосистемски далековод по траси једносистемског и опремање једног система. Такође се врши и повећање попречног пресека проводника на далеководу.
Образложење	Значајан из системског угла за сигурност напајања средњебанатског региона.
Планирани улазак у погон	2024

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција деоница ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3
Инсталисана снага / дужина	ДВ 151/2: Реконструкција 27 km и опремање другог система проводника у дужини од 4 km ДВ 151/3: Реконструкција 15 km и опремање другог система проводника у дужини од 8 km
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева реконструкцију ДВ бр. 151/4 (део бившег ДВ бр. 151/2) од ТС Панчево 2 до стуба бр. 99 и дела ДВ бр. 151/6 (део бившег ДВ бр. 151/3) од ТС Алибунар до стуба бр. 154 у двосистемске, са повећањем попречног пресека проводника на 240/40 mm ² . Поред овога, пројектом је предвиђено опремање другог система проводника на далеководу бр. 151/5 (део бившег ДВ бр. 151/2), као и опремање другог система проводника на делу далековода бр. 151/6 од стуба бр. 154 до ПРП Кошава. Након извршене реконструкције, први системи далековода бр. 151/4, 151/5 и 151/6 би се директно настављали један на други, на деоници од ТС Панчево 2 до ПРП Кошава. Други систем далековода бр. 151/4 би повезивао ТС Панчево 2 и ПРП Алибунар, док би други систем далековода бр. 151/5 повезивао ПРП Алибунар и ТС Алибунар. Други систем далековода бр. 151/6 би се налазио између ТС Алибунар и ПРП Кошава. Због недостатка слободних далеководних поља у јужном делу 110 kV постројења у ТС Панчево 2, предложено је да се два система проводника ДВ бр. 151/4 након реконструкције уведу у поља Ц03 и Ц04, док би се далековод 110 kV бр. 1129 ТС Панчево 2 – ТС Ковин претходно извео из поља Ц03 и увео у поље Ц02. Пре тога би поље Ц02 било ослобођено тако што би се испред ТС Панчево 2 извршило међусобно спајање далековода 110 kV бр. 151/1 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2 и бр. 1010 ТС Панчево 2 – ТС Панчево 4. Овиме би био формиран нови далековод РП Панчево 1 – ТС Панчево 4, што би, осим неопходног ослобађања поља, за последицу имало и смањење оптерећења далековода у околини РП Панчево 1.
Образложење	Неопходан услов за евакуацију енергије произведене из планираних ветроелектрана у јужном Банату.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 113/2 ТС Ниш 2 - ТС Лесковац 4

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 113/2 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4
Инсталисана снага / дужина	31.5 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција деонице далековода по постојећој траси.
Образложење	Овај далековод се реконструише због старости.
Планирани улазак у погон	2026

Увођење трансформације 220/110 кV између ТС 400/220 кV Обреновац и ТС 110/6 кV ТЕНТ А СП

Подаци о објекту

Пројекат	Увођење трансформације 220/110 кV између ТС 400/220 кV Обреновац и ТС 110/6 кV ТЕНТ А СП
Инсталисана снага / дужина	ТС Обреновац: Инсталисана снага се повећава за 150 MVA КБ 110 кV: 1 km
Начин уклапања у мрежу	У ТС 400/220 кV Обреновац предвиђа се опремање слободног поља 220 кV бр. Д05 и уградња трансформатора 220/110 кV. Поред овога, биће постављен кабловски вод 110 кV од трансформатора 220/110 кV у ТС Обреновац до слободног поља 110 кV бр. Е04 у ТС ТЕНТ А СП, чије је опремање такође сагледано овим пројектом.
Образложење	Овај пројекат решава преоптерећења у 110 кV мрежи која настају након изласка из погона ТЕ Колубара А, уз обезбеђивање сигурног напајања како постојећих, тако и будућих потрошача у овом региону за које је примљен захтев за прикључење.
Планирани улазак у погон	2024

Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Бељина и бр. 182 ТС Горњи Милановац – чвор Бељина и демонтажа далековода бр. 115/9 чвор Атеница – чвор Бељина

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр.115/4 ТС Пожега – чвор Бељина и бр. 182 ТС Горњи Милановац – чвор Бељина и демонтажа далековода бр. 115/9 чвор Атеница – чвор Бељина
Инсталисана снага / дужина	49.9 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева санацију стубова и темеља, замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме. Укидање трасе далековода бр. 115/9.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2026

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 - ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	13.7 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција далековода са стубовима за двосистемски ДВ са опремањем једног система у дужини од 13.7 km на деоници од ТС Бор 2 до стуба бр. 53.
Образложење	Реконструкција се врши због повећања сигурности и поузданости пласмана производње електричне енергије из ХЕ Ђердап 2, као и нових рударских капацитета у региону Бора.
Планирани улазак у погон	2021

Реконструкција РП 110 kV у ТС (400)/220/110 kV Краљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 110 kV у ТС (400)/220/110 kV Краљево 3
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција дела РП у оквиру које је предвиђена и реконструкција и опремање по два 110 kV далеководна поља у ТС Краљево 3 (укупно четири) због изградње двосистемског 110 kV далековода од ТС Краљево 3 до ТС Нови Пазар 1.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, као и потребом за побољшањем поузданости напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове трансформаторске станице.
Планирани улазак у погон	2025

Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара
Инсталисана снага / дужина	Око 31 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2024

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин
Инсталисана снага / дужина	Око 44.3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода у двосистемски са опремањем једног система, уз уградњу OPGW заштитне ужади. Замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2. Овај пројекат је предложен „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2026

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4
Инсталисана снага / дужина	Око 37.2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (95 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (83 стуба), уз уградњу OPGW заштитне ужади. Пројектом није сагледано повећање пропусне моћи далековода.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2028

Повећање инсталисане снаге ТС 220/110 kV Ваљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Повећање инсталисане снаге ТС 220/110 kV Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 200 MVA
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева замену постојећих трансформатора 220/110 kV у ТС Ваљево 3, инсталисане снаге од по 150 MVA, трансформаторима 220/110 kV инсталисане снаге од по 250 MVA. Реализација пројекта ће се, према тренутном сагледавању, одвијати у две фазе, од којих ће свака подразумевати замену по једног енергетског трансформатора.
Образложење	Замена је условљена предвиђеним порастом потрошње у области која се напаја електричном енергијом из ове ТС.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ТС 220/110/35 Пожега – I фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Пожега – I фаза
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 35 kV постројења у постојећој ТС Пожега.
Образложење	Због старости опреме и стања постојења 35 kV планира се замена комплетне опреме, израда нових портала и носача опреме, као и нивелација терена у складу са ИДР.
Планирани улазак у погон	2027

Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула – ТС Србобран
Инсталисана снага / дужина	око 24.4 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, замену заштитног ужета новим OPGW ужетом, замену свих анкер ужади, замену свих „U“ анкера, замену свих језгара челичних ужади, чаура и клинова, радове на хидроизолацији анкера "дуплекс" системом, замену оштећених анкерних плоча и темељних стопа, замену уземљивача на свим стубним местима, замену изолације, спојне и овесне опреме, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода. Пројекат је неопходан због повећања поузданости преносног систем и сигурности напајања потрошача.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција РП 110 kV Панчево 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 110 kV Панчево 1
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција комплетног разводног постројења са заменом опреме, при чему се, у склопу пројекта, предвиђа и дигитализација РП.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре.
Планирани улазак у погон	2027

Реконструкција ДВ 110 кV бр. 113/3 ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 113/3 ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2
Инсталисана снага / дужина	око 3.8 km реконструкције и око 6.6 km адаптације
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (8 стубних места), као и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (35 стубних места) са заменом садашњих Al/Џе проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода. Реализацијом пројекта повећаће се пропусна моћ далековода.
Планирани улазак у погон	2027

Каблирање деоница водова бр. 117/1 и бр. 1247**Подаци о објекту**

Пројекат	Каблирање деоница водова бр. 117/1 и бр. 1247
Инсталисана снага / дужина	око 3.5 km КБ 110 кV на делу трасе ДВ 110 кV бр. 117/1 и око 3.5 km КБ 110 кV на делу трасе ДВ 110 кV бр. 1247
Начин уклапања у мрежу	Радови на постојећим деоницама далековода
Образложење	Због старости далековода и деоница на којима су бетонски стубови потребно је извршити реконструкцију ових деоница далековода. Због проласка траса надземних водова кроз насељено подручје није могуће извршити реконструкцију надземним водовима већ се ове деонице морају каблирати. Каблирање ових деоница ће допринети повећању поузданости преноса електричне енергије на овом правцу. Реконструкција подразумева каблирање деонице водова од ТС Београд 2 до изласка из насеља Беле Воде.
Планирани улазак у погон	2029

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1
Инсталисана снага / дужина	4.5 km
Начин уклапања у мрежу	Потпуна реконструкција 110 kV далековода између ТС Крагујевац 2 и ТС Крагујевац 1, уз повећање попречног пресека проводника са постојећих 150/50 mm ² на 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за повећање преносног капацитета. Пројекат је сагледан и кроз "Студију дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, као консултант, израдио ЕИ „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2027

Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2

Подаци о објекту

Пројекат	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 50 MVA.
Начин уклапања у мрежу	Предвиђена је замена постојећег трансформатора 220/110 kV снаге 200 MVA постојећим трансформатором 220/110 kV снаге 250 MVA.
Образложење	Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 250+200 MVA. Нови трансформатор инсталисане снаге 250 MVA би требало да замени постојећи трансформатор снаге 200 MVA и тиме омогући повећану сигурност напајања конзумног подручја Зрењанина.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ДВ бр. 121/2/3/4 (правац ТС Београд 10 – ТС ТЕНТ А СП – ЕВП Бргуле – ТЕ Колубара А)

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ бр. 121/2/3/4 (правац ТС Београд 10 – ТС ТЕНТ А СП – ЕВП Бргуле – ТЕ Колубара А)
Инсталисана снага / дужина	Око 38.6 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција далековода на овом правцу уз уградњу OPGW заштитне ужади и специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² и замену изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
Планирани улазак у погон	2027

**Д.2.1.4 Неопходна инфраструктура за прикључење
индустријских потрошача**

Повећање преносног капацитета борског региона	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повећање преносног капацитета борског региона
Инсталисана снага / дужина	ТС Бор 6: 3x300 MVA ДВ 400 kV: 104 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	<p>Овим пројектом предвиђа се изградња нове ТС 400/110 kV Бор 6, као и изградња 400 kV далековада.</p> <p>Планирано је расечање ДВ 400 kV РП Ђердап 1 – РП Дрмно и његово увођење у ТС Бор 6 (помоћу једносистемског далековада) и ТС Бор 2 (помоћу двосистемског далековада на коме би у првој фази био опремљен један систем проводника), чиме би се формирали следећи далеководи: ДВ 400 kV РП Ђердап 1 - ТС Бор 6 и ДВ 400 kV ТС Бор 2 – РП Дрмно.</p> <p>Такође, планирано је увођење ДВ 400 kV РП Ђердап 1 - ТС Бор 2 и ДВ 400 kV ТС Бор 2 – Ниш 2 у ТС Бор 6 по трасама два једносистемска далековада.</p>
Образложење	Пројекат је Закључком Владе Републике Србије проглашен за пројекат од посебног значаја због планираног индустријског развоја борског региона услед најављених прикључења нових рударских капацитета.
Планирани улазак у погон	2025

Д.2.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У овом Поглављу су детаљно описани пројекти прикључења објекта Оператора Дистрибутивног Система на објекте Оператора Преносног Система, који су у инвестиционој фази.

Д.2.2.1 ДП Ниш

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Р. Павловић)
Инсталисана снага / дужина	7.2 km двосистемског мешовитог вода
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове ТС је предвиђено двоструким мешовитим водом (комбинованим, надземно-подземним) на 110 kV сабирнице ТС Ниш 2. Сходно томе, у оквиру овог пројекта, предвиђено је опремање два далеководна поља 110 kV у ТС Ниш 2, као и реконструкција два постојећа.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС.
Планирани улазак у погон	2023

Прикључни водови за ТС 110/35/10 kV Ниш 9	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни водови за ТС 110/35/10 kV Ниш 9
Инсталисана снага / дужина	око 3.5 km кабла ТС Ниш 10 – ТС Ниш 9 и око 3 km кабла ТС Ниш 6 – ТС Ниш 9
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице на преносну мрежу планирано је новим 110 kV кабловским водовима до постојеће ТС Ниш 10 и до нове ТС Ниш 6.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица је планирана због радне зоне „Ниш Север“. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035", коју је, у својству консултаната, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2027

**Реконструкција ДВ 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у
двосистемски далековод**

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	14.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Овај двосистемски далековод ће бити изграђен на траси постојећег ДВ 110 kV бр. 113/1. Планирано је да оба далековода буду уведена у ТС Ниш 1 у првој фази, док би се у другој фази један од водова извео из ТС Ниш 1 и повезао на далековод према ТС Алексинац, чиме би се добио правац ТС Ниш 2 – ТС Алексинац.
Образложење	Реконструкција далековода због старости и повећања сигурности напајања ТС Алексинац.
Планирани улазак у погон	2025

**Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2×110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10
– ТС Ниш 13**

Подаци о објекту

Пројекат	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2×110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13
Инсталисана снага / дужина	5.3 km
Начин уклапања у мрежу	На ДВ 110 kV бр. 1188АБ би се опремио други систем 1188Б који би се испред ТС Ниш 13 спојио са ДВ 110 kV бр. 1187А.
Образложење	Планирано је да се на овај начин обезбеди двострано напајање за ТС Ниш 10.
Планирани улазак у погон	2025

ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2 и расплет 110 kV далековода испред ТС Мајданпек 2

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1, увођење у ТС Мајданпек 2 и расплет 110 kV далековода испред ТС Мајданпек 2
Инсталисана снага / дужина	Око 2 km једносистемских далековода
Начин уклапања у мрежу	Увођење далековода 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 у ТС Мајданпек 2 ће бити реализовано расечањем овог далековода и изградњом два нова једносистемска вода помоћу којих ће ТС Мајданпек 2 бити прикључен на ДВ бр. 150 по принципу „улаз-излаз“. Овим увођењем биће остварено напајање ТС Мајданпек 1 са два далековода из ТС Мајданпек 2 који ће имати три правца напајања (два далековода ка Бору и по један из правца Нереснице и Мосне).
Образложење	Потреба за овим пројектом је узрокована најављеним повећањем капацитета рудника на подручју Мајданпека. Резултат оваквог расплета водова 110 kV ће допринети обезбеђивању сигурног напајања рудника који се енергијом снабдевају преко ТС Мајданпек 1. Ради увођења овог далековода, потребно је опремити два далеководна поља 110 kV у ТС Мајданпек 2, у власништву оператора дистрибутивног система.
Планирани улазак у погон	2024

Јачање преносне мреже између ТС Бор 2 и ТС Зајечар 2

Подаци о објекту

Пројекат	Јачање преносне мреже између ТС Бор 2 и ТС Зајечар 2
Инсталисана снага / дужина	Опремање другог система далековода бр. 148/4: 7,4 km Опремање другог система далековода бр. 148/5: 14,1 km Нови једносистемски вод: 6,2 km
Начин уклапања у мрежу	Пројектом је обухваћено опремање укупно три ДВ 110 kV поља, два у ПРП Бор 4 и једно ДВ 110 kV поље у ТС Бор 2. Такође, обухваћено је опремање 7,4 km другог система далековода 148/4 (ТС Бор 2 – ПРП Бор 4), а затим и опремање 14,1 km другог система далековода 148/5 (ПРП Бор 4 – ТС Зајечар 2), као и изградња нових 6,2 km једносистемског вода пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Пројекат је условљен тенденцијом да се повећа поузданост рада преносног система и сигурност напајања потрошача у региону Бора, Мајданпека и Зајечара, као и потребом за омогућавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
Планирани улазак у погон	2024/2027

Реконструкција и доградња ДВ 110 кV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш**1****Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција и доградња ДВ 110 кV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1
Инсталисана снага / дужина	Реконструкција ДВ 114/3 по истој траси око 19.66 km; Доградња-измештање ДВ 114/3 на ДВ 1245 око 12.7 km; Доградња двосистемског далековода (ДВ 114/3+ДВ 1245) по новој траси око 5.8 km.
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција и доградња ДВ 114/3 и доградња ДВ 1245 подразумевају следеће: •реконструкцију ДВ 114/3 од ТС Алексинас до стуба бр. 74 (приближно место) по истој траси, •доградњу-измештање ДВ 114/3 од стуба бр.- 74 (приближно место) до стуба бр. 13 (приближно место) на ДВ 1245 (при чему се напушта постојећа траса од стуба бр. 74 (приближно место) до ТС Ниш 1), •доградњу двосистемског далековода (ДВ 114/3+ДВ 1245) од стуба бр. 13 (приближно место) на ДВ 1245 до стуба бр. 36 (приближно место) на ДВ 113/1 по новој траси око 5.8 km (при чему се напушта постојећа траса ДВ 1245 од стуба бр. 13 до стуба бр. 1 испред ТС Ниш 1).
Образложење	Пројекат је неопходан због повећања поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача. Реконструкција ДВ 114/3 од ТС Алексинац до стуба бр. 74 (приближно место) је неопходна због потрајалости и лошег стање бетонских стубова и опреме, заштитно уже недостаје на појединим деоницима (на бетонским стубовима), а неопходна је и доградња од стуба 74 (приближно место) на ДВ 114/3 до стуба бр. 13 на ДВ 1245 (приближно место) и доградња на заједничком двосистемском далеководу (ДВ 114/3+ДВ 1245) од стуба бр. 13 на ДВ 1245 (приближно место) до стуба бр. 36 (приближно место) на будућем двосистемском воду ДВ 113/1. Замена бетонских стубова потребна је из безбедоносних разлога (безбедност монтера при пењању на стуб). ДВ је изграђен 1954. године.
Планирани улазак у погон	2026

Д.2.2.2 ДП Краљево

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2
Инсталисана снага / дужина	око 2.3 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Ова трансформаторска станица треба да се повеже на постојећи далековод 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Топола (улаз–излаз), двосистемским водом.
Образложење	Основни разлози за изградњу ове ТС су сигурност напајања потрошача на подручју Аранђеловца и даљи несметан планирани развој мреже средњег напона 20 kV. Садашње стање у постојећој ТС Аранђеловац 1, са једним трансформатором 110/35 kV и једним 110/20 kV, не задовољава критеријум сигурности и постало је ограничавајући фактор за даљи развој мреже напонског нивоа 20 kV.
Планирани улазак у погон	2023

Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће
Инсталисана снага / дужина	2.2 km једносистемских далековода
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће се прикључити једносистемским далеководима по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 – ТС Рашка.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планира се улазак великог броја малих ХЕ на Ибру у наредном периоду, при чему би ова ТС омогућила пласирање произведене електричне енергије у 110 kV мрежу.
Планирани улазак у погон	2024

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2
Инсталисана снага / дужина	4 km једносистемских далековода
Начин уклапања у мрежу	Начин прикључења ове трансформаторске станице је на постојећи ДВ 110 kV бр. 1183 ТС Чачак 3 – ТС Горњи Милановац, по принципу „улаз – излаз“. Дужина трасе је око 2 km.
Образложење	Изградњом ове трансформаторске станице треба да се подигне ниво сигурности напајања подручја Горњег Милановца. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Горњи Милановац.
Планирани улазак у погон	2026

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Свилајнац

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни водови за ТС 110/20 kV Свилајнац
Инсталисана снага / дужина	ДВ 105/1: око 2 km ДВ 105/2: око 1,3 km
Начин уклапања у мрежу	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 и ДВ 110 kV бр. 105/1 ТЕ Морава – ТС Петровац у ТС Свилајнац се врши двосистемским водовима.
Образложење	Нова ТС Свилајнац има двојаку функцију: измештање дистрибутивне ТС из ТЕ Морава (ТС 35/10 kV Свилајнац 1 и Свилајнац 2 се напајају водовима 35 kV из електране) и приближавање напојне ТС 110/20 kV центру потрошње.
Планирани улазак у погон	2027

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4
Инсталисана снага / дужина	двосистемски ДВ: око 6,5 km
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на далековод 110 kV бр. 182 ТС Горњи Милановац – чвор Бељина.
Образложење	У процесу усаглашавања планова ОПС и ОДС указано је на потребу за прикључењем ТС 110/35 kV Чачак 4 на преносни систем. Тренутна ситуација је таква да постојећа ТС 35/10 kV Чачак 4 не може да подмири увећане потребе за електричном енергијом постојећих и будућих потрошача на овом подручју (услед изградње индустријске зоне на локацији Прељина у оквиру пројекта изградње Коридора 11). Због тога је предвиђено подизање напона ове трансформаторске станице на 110 kV и њено прикључење на преносни систем.
Планирани улазак у погон	2026

ДВ 110 kV ТС Гуча – ТС Ивањица	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Гуча – ТС Ивањица
Инсталисана снага / дужина	30 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод повеже ТС Ивањица и ТС Гуча.
Образложење	Изградњом овог далековода, дужине приближно 30 km, било би обезбеђено двострано напајање за тренутно радијално напајане ТС Ариље и ТС Ивањица, чиме се обезбеђује сигуран рад преносне мреже за случај испада ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Ариље.
Планирани улазак у погон	2024

ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1
Инсталисана снага / дужина	63.6 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Предвиђена је изградња новог двосистемског далековода који треба да повеже ТС Краљево 3 са једне стране и ТС Нови Пазар 1 са друге стране, као и опремање 110 kV поља у ТС Краљево 3. ОДС планира реконструкцију и проширење ТС Нови Пазар 1, па ће се двосистемски далековод увести директно у ТС Нови Пазар 1. Док се та реконструкција заврши, нови далековод ће бити уведен по принципу „улаз-излаз“ на ДВ бр. 155/1 ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2.
Образложење	Разлог за изградњу овог далековода је појачање петље 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Рашка – ТС Нови Пазар 2 – ТС Нови Пазар 1 – ТС Сјеница – ХЕ Увац. Анализа сигурности рада преносне мреже је показала да није задовољен N–1 критеријум сигурности у овом делу преносне мреже за случај да је мрежа секционисана у ТС Валач.
Планирани улазак у погон	2024

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић
Инсталисана снага / дужина	20.5 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и замена проводника проводницима већег попречног пресека.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1
Инсталисана снага / дужина	32.8 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција се врши по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и замена проводника проводницима већег попречног пресека.
Планирани улазак у погон	2026

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3
Инсталисана снага / дужина	23.3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција у двосистемски далековод по траси једносистемског и опремање једног система. Уједно се врши и замена проводника проводницима већег попречног пресека.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода.
Планирани улазак у погон	2025

Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3

Подаци о објекту

Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3
Инсталисана снага / дужина	1.6 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Предвиђа се увођење далековода ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3 по принципу „улаз - излаз“.
Образложење	Увођењем овог далековода би био обезбеђен сигуран рад ТС Јагодина 3, која се тренутно напаја радијалним далеководом из ТС Јагодина 4.
Планирани улазак у погон	2025

ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Стењевац

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Стењевац
Инсталисана снага / дужина	Двосистемски ДВ: око 15 km Једносистемски ДВ: око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог далековода између постојећих трансформаторских станица Стењевац и Јагодина 4. Пројекат ће бити реализован у две деонице, од којих ће прва подразумевати изградњу двосистемског далековода од ТС Јагодина 4 до региона Ћуприје (око 15 km), док ће се, у оквиру друге деонице, изградити једносистемски далековод од региона Ћуприје до ТС Стењевац (око 30 km). Ова деоница далековода ће, према тренутним сагледавањима, бити расечена и уведена у нову ТС Деспотовац у моменту када се за то укаже потреба.
Образложење	Овим пројектом ће бити формирана петља којом ће бити осигурано двострано напајање за ТС Деспотовац, ТС Стењевац и ТС Ћуприја.
Планирани улазак у погон	2026

Решавање радијалног напајања ТС Копаоник

Подаци о објекту

Пројекат	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник
Инсталисана снага / дужина	око 22 km
Начин уклапања у мрежу	Неопходна је изградња новог далековода од ТС Копаоник до ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 – ТС Рашка. Деоница увођења ће бити изграђена на једносистемским стубовима, осим кратке деонице испред ТС Копаоник где је због ограниченог простора потребно предвидети деоницу на двосистемским стубовима за заједнички улаз ДВ бр. 161 и ДВ бр. 1205 у ТС Копаоник. У близини ТС Рашка потребно је пројектантски сагледати и предвидети могућност да се новоизграђена деоница далековода из правца ТС Копаоник уведе у ТС Рашка мањим делом трасе постојећег ДВ 110 kV бр. 1205 ТС Рашка – ТС Копаоник, док се већа деоница тог вода не би више користила под напоном 110 kV.
Образложење	Решавањем радијалног напајања ТС Копаоник ће се повећати поузданост преносног система и сигурност напајања потрошача.
Планирани улазак у погон	2026

ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријепоље

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријепоље
Инсталисана снага / дужина	око 80 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода који би повезао постојећу ТС Пријепоље са будућом ТС Тутин.
Образложење	Реализацијом пројекта ће бити решен проблем радијалног напајања ТС Тутин и ТС Пријепоље. Отклањање овог проблема је сагледано и „Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД до 2035. године“, коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2029

ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Љиг
Инсталисана снага / дужина	око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих ТС Љиг и ТС Ваљево 3.
Образложење	Овим далеководом ће се решити радијално напајање ТС Љиг. Такође, очекује се да се прикључење будуће ТС Мионица на преносни систем обави расецањем овог далековода и његовим увођењем у исту по принципу „улаз-излаз“.
Планирани улазак у погон	2028

Д.2.2.3 ДП Крагујевац

Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Пожаревац 2

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35/10 kV Пожаревац 2
Инсталисана снага / дужина	4.7 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити прикључена на ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – Смедерево 3 (1144Б код стубног места број 41). Тај вод се пресеца у непосредној близини постојеће ТС 110/35 kV Пожаревац 1 и преко двосистемског далековода уводи у ТС Пожаревац 2, трасом постојећег вода 35 kV.
Образложење	Локација ТС 110/35 kV Пожаревац 2 је на месту постојеће ТС 35/10 kV Пожаревац 2, која је и изграђена као прва фаза будуће ТС 110/10 kV. Град Пожаревац, са широм околином, напаја се сада из ТС 110/35 kV Пожаревац 1, чија инсталисана снага задовољава услове нормалног погона, али не задовољава критеријум сигурности. У првој фази предвиђено је напајање постојећих ТС 35/10 kV и 10/0,4 kV у Пожаревцу. У другој фази предвиђа се напајање будуће нове индустријске зоне.
Планирани улазак у погон	2023

Прикључни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Крагујевац 22
Инсталисана снага / дужина	око 8 km кабловких водова (5.7 km + 2.3 km)
Начин уклапања у мрежу	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035. године“. Прикључење ове трансформаторске станице је планирано новим 110 kV кабловским водовима до ТС Крагујевац 3 и ТС Крагујевац 24.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Студијом развоја дистрибутивне мреже ДП Крагујевац препоручено је гашење 35 kV напонског нивоа, а постојеће 110/10 kV трансформаторске станице су на ободу града. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035. године", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2026

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24
Инсталисана снага / дужина	око 1,86 km кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Начин уклапања је дефинисан у оквиру „Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035. године“. Прикључак се сагледава радијално, полагањем новог 110 kV кабловског вода од ТС Крагујевац 5.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Увођење у погон ове трансформаторске станице је неопходно због напајања источног и североисточног подручја града Крагујевца (подручје индустријске и пословне зоне „Сајмиште“) и државног Центра за чување података (<i>Data Centar</i>). Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035. године", коју је, као консултант, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2026

Д.2.2.4 ДП Београд

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)
Инсталисана снага / дужина	0,7 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Смедерево 2, двосистемским далеководом.
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка) напаја конзумно подручје општине Гроцка.
Планирани улазак у погон	2025

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)	
Подаци о објекту	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)
Инсталисана снага / дужина	око 14.5 km (7.5 km + 2 km + 5 km)
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено изградњом двосистемског далековода у дужини од око 7.5 km до далековода бр. 104/2 који је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двосистемски ДВ 490/65 mm ² (5 km), док ће деоница у дужини од око 2 km бити реконструисана у двосистемски (од стуба бр. 6 до стуба бр. 16). Прикључење би се обавило тако што би се на ДВ 110 kV бр. 104/2 од ТС Београд 5 до места увођења ТС Београд 44 опремио други систем проводника (стубови су за двосистемски 490/65 mm ²), који би се наставио према ТС Београд 44. У оквиру пројекта реконструкције ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски , до ТС Београд 44 би се опремио и други систем, помоћу којег ће ТС Београд 44 добити алтернативни правац напајања, што би допринело повећању сигурности напајања потрошача у овом делу Београда.
Образложење	Локација ове трансформаторске станице је у зони истоименог приградског насеља. Ова ТС ће напајати јужни део сремског подручја Београда, као и постројења београдског водовода на левој обали реке Саве. То подручје се сада напаја преко мреже 35 kV, највећим делом из ТС Београд 9 и мањим делом из ТС Београд 5. Уласком у погон ТС Београд 44 очекује се растеређивање поменутих трансформаторских станица и побољшање квалитета напајања овог подручја.
Планирани улазак у погон	2025

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 46

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 46
Инсталисана снага / дужина	око 11.4 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице на преносни систем би се обавило на ДВ 110 kV бр. 1153 ТС Панчево 2 – ТС Београд 7 по принципу „улаз–излаз“. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековада је око 5.7 km.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. ТС 110/35 kV Београд 46 ће бити лоцирана уз планирану саобраћајницу, поред Зрењанинског пута, изнад Борче. Ова трансформаторска станица ће растеретити ТС Београд 7 и повећати сигурност напајања банатског дела конзума града Београда. Пројекат је сагледан "Студијом дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035. године", коју је, у својству консултанта, израдио Електротехнички институт „Никола Тесла“.
Планирани улазак у погон	2026

Прикључни водови за ТС 110/10 kV Београд 47

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни водови за ТС 110/10 kV Београд 47
Инсталисана снага / дужина	око 0.45 km кабловских водова
Начин уклапања у мрежу	ТС Београд 47 (Београд на води) биће прикључена на преносни систем увођењем кабловског вода бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45 и кабловског вода бр. 172/2 ТС Београд 45 - ТЕТО Београд.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Неопходно за напајање пројекта „Београд на води“.
Планирани улазак у погон	2023

Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 49

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/10 kV Београд 49
Инсталисана снага / дужина	око 6 km двосистемског кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Трансформаторска станица ће се, индикативно, прикључити на преносни систем преко двосистемског кабловског вода са нове ТС Београд 44 (Сурчин). Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС до ТС Београд 44 је око 6 km.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. У склопу изградње додатних пословно-комерцијалних садржаја, као и доградње самог комплекса аеродрома дефинисана је потреба обезбеђивања сигурног напајања нових потрошача изградњом ове ТС која ће бити у власништву ОДС „ЕПС Дистрибуција“. Поред планиране нове потрошње ова ТС ће преузети део конзума постојеће ТС 35/10 kV Аеродром напајане из ТС 110/35 kV Београд 9.
Планирани улазак у погон	2026

Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 55 (Зуце)

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/35 kV Београд 55 (Зуце)
Инсталисана снага / дужина	око 1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Трансформаторска станица ће се прикључити на преносни систем принципом „улаз-излаз“ на 110 kV ДВ бр. 101А/1 ТС Београд 3 – ТС Смедерево 2 (будућа ТС Београд 42 - Гроцка).
Образложење	Потреба за прикључењем ове трансформаторске станице на преносни систем је утврђена на основу информација прибављених од ОДС у току процеса прикупљања подлога и података.
Планирани улазак у погон	2027

Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6

Подаци о објекту

Пројекат	Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6
Инсталисана снага / дужина	4.4 km
Начин уклапања у мрежу	Планирани кабл ће ићи по измењеној траси.
Образложење	Замена кабла је потребна због старости и повећања пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000 mm ² .
Планирани улазак у погон	2023

Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45

Подаци о објекту

Пројекат	Замена деонице КБ 110 kV бр. 172/1 ТС Београд 6 – ТС Београд 45
Инсталисана снага / дужина	око 1.3 km
Начин уклапања у мрежу	Замена деонице постојећег кабла бр. 172/1 по новој траси од ТС Београд 6 до прелазне спојнице бр. 9, уз повећање његове пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm ² .
Образложење	Пројекат је неопходан због повећања преносне моћи, поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача као и због дотрајалости опреме. У питању је уљни кабл са изолацијом од папира. Утицај овог типа каблова на животну средину приликом настанка квара је знатно већи и неповољнији у односу на каблове са изолацијом од умреженог полиетилена. Замена кабла је, поред старости кабла и потребе за повећањем пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски
Инсталисана снага / дужина	Реконструкција далековода 104/1: око 2,5 km, Доградња далековода 104/2: око 2,5 km.
Начин уклапања у мрежу	Пројекат обухвата реконструкцију једносистемског далековода 110 kV бр. 104/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 32 у двосистемски 110 kV, као и доградњу новог двосистемског далековода ДВ 110 kV бр. 104/2 ТС Београд 32 – ТС Београд 5 на деоници од ТС Београд 32 до стуба 7 преко реке Саве. Након реконструкције настају нови далеководи: - ДВ 110 kV бр. 1271А/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 32 - ДВ 110 kV бр. 1271А/2 ТС Београд 32 – ТС Београд 5 - ДВ 110 kV бр. 1271Б/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 44 - ДВ 110 kV бр. 1271Б/2 ТС Београд 44 – ТС Београд 5.
Образложење	Обезбеђивање сигурносног снабдевања електричном енергијом нове дистрибутивне ТС Београд 44, постојећих ТС Београд 32 и ТС Београд 2 и планиране дистрибутивне ТС у близини Макишког поља, као и повећање преносног капацитета од ТС Београд 5 до ТС Београд 2.
Планирани улазак у погон	2026

КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)

Подаци о објекту

Пројекат	КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)
Инсталисана снага / дужина	4.6 km
Начин уклапања у мрежу	Планира се да овај кабл повеже будућу ТС Београд 45 (Савски Амфитеатар) са ТЕТО Београд, у циљу обезбеђивања сигурног напајања ТС Београд 45 и ТС Београд 23.
Образложење	Предвиђено је да нови кабловски вод реши радијално напајање трансформаторске станице ТС Београд 23 и ТС Београд 45. Изградњом овог вода би се формирао 110 kV правац ТС Београд 17 – ТС Београд 23 – ТС Београд 45 – ТЕТО Београд.
Планирани улазак у погон	2021

Д.2.2.5 ДП Нови Сад

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Перлез	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Перлез
Инсталисана снага / дужина	30.5 km
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено радијалним далеководом на ТС Зрењанин 2 (дужина око 30.5 km).
Образложење	Локација ове трансформаторске станице је у истоименом насељу двадесетак километара јужно од Зрењанина, на месту постојеће ТС 35/x kV. Напајаће подручја Перлеза и Титела која се сада напајају из ТС 35/10(20) kV прикључених на вод 35 kV ТС Зрењанин 1 – ТС Перлез. Прикључењем ТС Перлез на преносни систем ће подручја Перлеза, Титела и околних насеља добити знатно квалитетније напајање.
Планирани улазак у погон	2025

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2
Инсталисана снага / дужина	2.6 km једносистемских далековода
Начин уклапања у мрежу	Прикључење ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Нови Сад 3 (бивши вод 220 kV између ових трансформаторских станица).
Образложење	Планирано је да ТС 110/20 kV Србобран 2 напаја конзумно подручје Србобрана.
Планирани улазак у погон	2027

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6
Инсталисана снага / дужина	3.4 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Повезивање се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1104 ТС Панчево 2 – ТС Панчево 3, са два једносистемска далековада.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС због нове северне индустријске зоне у Панчеву.
Планирани улазак у погон	2024

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Пландиште 2

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Пландиште 2
Инсталисана снага / дужина	око 1 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Прикључење се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1001 ТС Дебељача – ТС Вршац 2. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековада је око 1 km.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС и резултата из "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035".
Планирани улазак у погон	2025

Прикључни вод за ТС 110/20 kV Каћ

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни вод за ТС 110/20 kV Каћ
Инсталисана снага / дужина	око 2.9 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Прикључење се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1005 ТС Нови Сад 3 – ТЕ-ТО Нови Сад.
Образложење	Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС, где узрок хитности прикључења ове трансформаторске станице на преносни систем лежи у новој индустријској зони у општини Каћ.
Планирани улазак у погон	2025

Прикључни водови за ТС 110/20 kV Нови Сад 8

Подаци о објекту

Пројекат	Прикључни водови за ТС 110/20 kV Нови Сад 8
Инсталисана снага / дужина	око 2.5 km двосистемског далековода и око 1 km два једносистемска далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирана локација нове трансформаторске станице је у северном делу Новог Сада, тачније у Булевару Европе. Планирано је да ТС Нови Сад 8 буде прикључена на мрежу по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 190Б ТС Нови Сад 2 - ТС Нови Сад 3 тако што би се са два кратка једносистемска вода пресека Al/Ће 240/40 mm ² увела у нову трансформаторску станицу (траса око 0.5 km). Такође, по систему „улаз-излаз“ би се у нову трансформаторску станицу увео и 110 kV ДВ бр. 1135 ТС Нови Сад 3 - ТС Нови Сад 5, посредством двосистемског вода пресека Al/Ће 240/40 mm ² и дужине око 2.5 km.
Образложење	Планирана нова трансформаторска станица би својим уласком у погон растеретила постојеће ТС Римски Шанчеви и ТС Нови Сад 5. Потреба за прикључењем нове ТС на основу добијених информација од ОДС и резултата из "Студије дугорочног развоја преносне мреже ЕМС АД на временском хоризонту до 2035. године".
Планирани улазак у погон	2027 (ТС и увођење ДВ бр. 190Б) / 2028 (увођење ДВ бр. 1135)

ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2
Инсталисана снага / дужина	30 km (29.56 km + 0.43 km)
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод дужине 29.56 km повеже трансформаторске станице ТС Ада и ТС Кикинда 2. Овај пројекат ће подразумевати и измештање дела 110 kV ДВ бр. 1103/2 ТС Ада – ТС Сента 2 због новог далековода (демонтажа два постојећа и уградња три нова стуба, око 0.43 km).
Образложење	Изградњом овог далековода се решава питање задовољења N-1 критеријума сигурности за испаде ДВ 110 kV ТС Бегејци – ТС Нова Црња и ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња који за последицу имају нарушавање напонских ограничења у региону Кикинде. Поред тога, овим водом се решава питање двостраног нападања ТС Ада и ТС Сента 2 преко преносне мреже напонског нивоа 110 kV.
Планирани улазак у погон	2024

ДВ 110 kV ТС Жабалъ – ТС Перлез**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Жабалъ – ТС Перлез
Инсталисана снага / дужина	Око 44 km
Начин уклапања у мрежу	Нови далековод 110 kV између постојеће ТС 110/20 kV Жабалъ и будуће ТС 110/20 kV Перлез.
Образложење	Овим пројектом ће бити обезбеђено двострано напајање за постојеће ТС 110/20 kV Темерин и Жабалъ. Поред овога, у плану је улазак у погон ТС 110/20 kV Перлез, која ће иницијално бити радијално повезана на ТС Зрењанин 2. Далековод 110 kV између ТС Жабалъ и ТС Перлез ће допринети решавању радијалног напајања свих проблематичних трансформаторских станица у овом региону, чиме ће се у значајној мери повећати сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко њих. Поред горенаведеног, пројекат ће омогућити сигурнији пласман енергије из обновљивих извора чије се прикључење очекује у овом региону.
Планирани улазак у погон	2027

ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште
Инсталисана снага / дужина	34.1 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод дужине 34.1 km повеже две трансформаторске станице ТС Велико Градиште и ТС Бела Црква.
Образложење	Улога овог вода, дужине око 34.1 km, је двострука. Њиме се обезбеђује двострано напајање ТС 110/35 kV Велико Градиште, која се сада напаја радијално, далеководом ТЕ Костолац А – ТС Велико Градиште, на десној обали Дунава и осигурава сигурно напајање ТС Бела Црква, на левој обали Дунава, односно подиже се ниво сигурности целе јужнобанатске (вршачке) петље 110 kV.
Планирани улазак у погон	2020

Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове

Подаци о објекту

Пројекат	Јачање преносне мреже на подручју Инђије и Старе Пазове
Инсталисана снага / дужина	Уградња око 53 km специјалног проводника Једносистемски ДВ: око 3,5 km КБ: око 1 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далеководна на потезу од ТС Београд 5 до ТС Инђија 2 која подразумева замену фазних проводника специјалним проводницима веће пропусне моћи на будућем левом систему од ТС Београд 5 преко чвора Београд 9 до ТС Крњешевци (тренутни ДВ бр. 104/10 + бр. 104Б/1), као и на ДВ 110 kV бр. 104А/4 и бр. 104/8. Такође се предвиђа и спуштање северног дела ДВ 220 kV бр. 217/1 ТС Обреновац – ТС Нови Сад 3 на 110 kV напонски ниво, те његово увођење у ТС Инђија 2 као и у 110 kV постројење ТС Нови Сад 3, чиме ће се остварити директна 110 kV веза између ТС Инђија 2 и ТС Нови Сад 3.
Образложење	Пројекат је условљен високом оптерећеношћу водова у региону између Београда и Новог Сада и потребом за повећањем поузданости рада преносног система и сигурности напајања потрошача. Значај пројекта посебно долази до изражаја уколико се у обзир узме и најављено прикључење нових индустријских потрошача на дистрибутивни систем у региону Инђије и Старе Пазове.
Планирани улазак у погон	2024

Д.2.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС

Подаци о објекту

Пројекат	Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Модернизација начина командовања расклопном опремом, тј., опремање система даљинског управљања за омогућавање управљања постројењима без посаде из диспечерских центара (РДЦ) са SCADA система са видео-контролом извршења команде и рада расклопне опреме на свим ВВП.
Планирани улазак у погон	2023

Реконструкција уљних јама	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција уљних јама
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Боље одржавање система уљне канализације на ТС непходно је ради смањења ризика у редовним околностима рада. Ово ће бити извршено применом савремених конструкцијских решења у виду трокоморне уљне јама са сепарацијом, уместо дотрајалих и старих уљних јама које су углавном једнокоморне, порозне, пропусног садржаја, брзо се пуне садржајем од атмосферских падавина и минералног уља, небезбедне и имају високе трошкове одржавања. Неопходно је извршити смањење ризика од пожара, изливања и загађења земљишта и водених токова, као и деконтаминацију и чишћење од зауљености. Изградњом савремених трокоморних уљних јама са сепарацијом садржаја врши се обезбеђивање једноставнијег функционисања, контроле, одржавања и смањења ризика од могућих последица приликом непредвиђених или хаваријских ситуација.
Планирани улазак у погон	2023

Д.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ АГРЕГАТА

Д.3.1 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2023. ГОДИНЕ

ТЕ Костолац Б3 (350 MW), 2023. године - Термоелектрана „Костолац Б“ налази се на десној обали реке Млаве, у атару села Дрмно, у близини Костолаца. Производња електричне енергије у термоелектрани базира се на лигниту са површинских копова косточачког угљеног басена. До 1991. године реализована је прва фаза изградње термоенергетских блокова Б1 и Б2, укупне снаге 2 x 348.5 MW (ТЕ „Костолац Б“). Ради даљег развоја и изградње термоблокова на овој локацији, указала се потреба за анализом могућности и оправданости наставка изградње на постојећој локацији, изградњом савремено конципираног блока укупне снаге око 350 MW, уз уважавање свих мера заштите животне средине. Прикључење је предвиђено радијално на РП 400 kV Дрмно.

ТЕТО Винча (30.24 MW), 2023. године – ТЕТО Винча се прикључује на преносни систем изградњом вода 110 kV дужине око 5 km на ТС Београд 20.

ТЕ Колубара Б (350 MW), 2025. године – ТЕ Колубара Б се прикључује на преносни систем расецањем далековода 400 kV бр. 436 ТС Обреновац – ТС Крагујевац 2.

ТЕНТ А, А1 и А2 (2x225 MW), 2024(А2)/2025(А1) године – Ревитализација блокова А1 и А2 са повећањем инсталисане снаге на 225 MW по генератору.

ТЕ Костолац А, А1 и А2 (103.5 MW и 220 MW), 2025(А2)/2027(А1) године – Ревитализација блока А1 планирана је за 2023/2024. годину (котао 1 - 2026. године, котао 2 - 2027. године), а ревизализација блока А2 планирана је у току 2025. године са повећањем инсталисаних снага на 103.5 MW (блок А1), односно 220 MW (блок А2).

Д.3.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2031. ГОДИНЕ

ХЕ Потпећ Г4 (13 MW), 2025. године – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је уградња четвртог агрегата, снаге 13 MW.

ХЕ Потпећ Г1, Г2 и Г3 (3x20.5 MW), 2027. године – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је ревитализација агрегата Г1, Г2 и Г3, са повећањем снаге од 3x2.5 MW, односно укупно 7.5 MW.

ХЕ Ђердап 1, А3 (190 MW), 2023. године – Ревитализацијом овог последњег агрегата очекује се повећање номиналне снаге од 14 MW (на осталих пет агрегата је завршена ревитализација).

ХЕ Ђердап 2 (10x31 MW), од 2025. до 2034. године – Ревитализација постојећих агрегата у ХЕ Ђердап 2, сукцесивно, уз повећање инсталисане снаге сваког од њих за по 4 MW.

РХЕ Бистрица (700 MW генераторски, 671 MW пумпни режим), 2030. године – Нова РХЕ Бистрица се прикључује на преносни систем принципом „улаз-излаз“ расецањем будућих далековода 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Пљевља и ТС Вишеград – ТС Пљевља.

Д.3.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2032. ГОДИНЕ

ВЕ Пландиште 1 (102 MW), 2023. године – Начин прикључења ВЕ Пландиште 1 предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV бр. 1001 ТС Вршац 2 – ТС Дебељача.

ВЕ Никине Воде (45 MW), 2024. године – Предвиђено је да се ВЕ Никине Воде прикључи радијално на ТС Мосна, 110 kV далеководом дужине око 14 km.

ВЕ Костолац (75 MW), 2024. године – Начин прикључења ВЕ Костолац предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV бр.1128/1 ТЕ Костолац А – ТС Рудник 1 и предвиђена је изградња ПРП 110 kV Костолац.

ВЕ Кошава (68.4 MW), 2024. године – Друга фаза пројекта, у коме је планирано прикључење додатних 68.4 MW, тако да ће ветроелектрана бити укупне снаге од 136.4 MW.

ВЕ Алибунар 1 (96.6 MW), ВЕ Алибунар 2 (71.4 MW), 2024. године – Прикључење ових ветроелектрана планирано је по принципу улаз-излаз на ДВ 220 kV бр. 254/1 ТС Панчево 2 – ПРП Ковачица и предвиђена је изградња ПРП 220 kV Владимировац.

ВЕ Бела Анта (120.75 MW), 2024. године – Предвиђено је да се ВЕ Бела Анта прикључи на ТС Панчево 2, мешовитим водом дужине око 7.5 km. Предвиђена је изградња ПРП 110 kV Бела Анта и доградња ДВ поља 110 kV (бр. 17) у ТС Панчево 2.

ВЕ Кривача (103.32 MW), 2023. године – Предвиђено је да се ВЕ Кривача прикључи на мрежу помоћу два једносистемска далековода. Један далековод био би изграђен до ТС Велико Градиште од будућег ПРП Кривача, док би се други градио до ТС Нересница.

ВЕ Башаид (85 MW), 2023. године – Предвиђено је да се будућа ВЕ Башаид прикључи на мрежу на ДВ 110 kV бр. 1143/2 ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња, по принципу „улаз-излаз“.

ВЕ Банат (93 MW), 2025. године – Прикључење ВЕ Банат ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

ВЕ Банат 2 (140 MW), 2027. године – Прикључење ВЕ Банат 2 ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на оба система ДВ 400 kV бр. 463 ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

ВЕ Банат 3 (93 MW), 2025. године – Прикључење ВЕ Банат 3 ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

ВЕ Елицио Али 2 (150 MW), 2024. године – Прикључење ВЕ Елицио Али 2 ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

ВЕ Ветрозелена (291 MW), 2024. године – Прикључење ВЕ Ветрозелена ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија) двосистемским далеководом преко проширеног ПРП 400 kV Чибук 1 у предвиђеном обиму.

ВЕ Торак (300 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Торак. Прелиминарно, прикључење ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 456 ТС Суботица 3 – ТС Сомбор 3, уз изградњу ПРП 400 kV.

ВЕ Пупин (96 MW), 2023. године – Прикључење ВЕ Пупин врши се директно на 220 kV ПРП Ковачица.

ВЕ Маестрале Ринг (800 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Маестрале Ринг. Прелиминарно, прикључење ће се обавити радијално на 400 kV постројење ТС Суботица 3.

ВЕ Елицио Винд 01 (50 MW), 2024. године – Прикључење нове ВЕ Елицио Винд 01 ће се обавити на 110 kV напонском нивоу, директно на ТС Панчево 2.

ВЕ Честобродица (238 MW), 2026. године – Прикључење ВЕ Честобродица ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на 400 kV ДВ бр. 423/2 ТС Јагодина 4 – ТС Ниш 2.

ВЕ Црни Врх (150 MW), 2024. године – Нова ветроелектрана у региону Бора. Студијом је предвиђено да се нова ВЕ Црни Врх прикључи по принципу „улаз-излаз“ на 110 kV ДВ бр. 177 ТС Бор 2 – ТС Мајданпек 2, на 110 kV ДВ бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 и на 110 kV ДВ бр. 122Б ТС Бор 1 – ТС Петровац.

ВЕ Бела Анта 2 (80 MW), 2025. године – Нова ветроелектрана у региону Јужног Баната. Студијом је предвиђено да се нова ВЕ Бела Анта 2 прикључи на ПРП Бела Анта уз увођење оба система реконструисаног двосистемског ДВ 110 kV бр. 151/4 и опремање другог система мешовитог вода ка ТС Панчево 2 од будућег ПРП Бела Анта.

ВЕ Банатско Ново Село (125 MW), 2027. године – Прикључење ВЕ Банатско Ново Село ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

ВЕ Целзијус 1 (200 MW), 2026. године – Прикључење ВЕ Целзијус 1 ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

ВЕ Чибук 2 (150 MW), 2025. године – Прикључење ће се извршити директно на ПРП Чибук 1 које ће бити проширено у потребном обиму.

ВЕ Уљма (120 MW), 2027. године – Прикључење ВЕ Уљма ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 400 kV бр. 463 А(Б) ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија). За потребе прикључења биће изграђено ПРП 400 kV.

ВЕ Грот и Облик (150 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Грот и Облик.

ВЕ Горњак (150 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Горњак.

ВЕ Ракова Бара (140 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Ракова Бара.

ВЕ WV NBT Wind 1 – Ветропарк 1 (270 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ WV NBT Wind 1 – Ветропарк 1.

ВЕ Костолац 2 (400 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Костолац 2.

ВЕ Фекетић (90 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Фекетић.

ВЕ Ветрогон (300 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Ветрогон.

ВЕ Житиште (100 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Житиште.

ВЕ Стрибор (150 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Стрибор.

ВЕ Бечеј 1 (190 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Бечеј 1.

ВЕ Брадарац (186 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Брадарац.

ВЕ Црни Као и Рујиште (136 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Црни Као и Рујиште.

ВЕ Ловћенац (300 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Ловћенац.

ВЕ Мозгово (105 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Мозгово.

ВЕ Бечеј 2 (186 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Бечеј 2.

ВЕ Витор 1 (72 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Витор 1.

ВЕ Витор 2 (57,6 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Витор 2.

ВЕ Ражањ 2 (80 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Ражањ 2.

ВЕ Вителина (75 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Вителина.

ВЕ Снага Истока (300 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Снага Истока.

ВЕ Стишко поље 1 (350 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Стишко поље 1.

ВЕ Стишко поље 2 (500 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Стишко поље 2.

Д.3.4 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА СОЛАРНИХ ЕЛЕКТРАНА ДО 2032. ГОДИНЕ

СЕ Средње костолачко острво (100 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Средње костолачко острво.

СЕ Адриа Солеа Сјеница (50 MW), 2024. године – Прикључење ће се извршити принципом „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 189 преко ПРП 110 kV уз изградњу новог 110 kV далеководо од новог ПРП 110 kV до ТС Тутин.

СЕ Кима Солар (50 MW), 2024. године – Прикључење ће се извршити принципом „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 189 преко ПРП 110 kV уз реконструкцију дела 110 kV ДВ бр. 189 од новог ПРП 110 kV до ТС Нови Пазар 1.

СЕ Соларина (150 MW), 2024. године – Прикључење ће се извршити директно на 110 kV сабирнице у ТС Бор 2.

СЕ Уљама (22 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Уљама.

СЕ Рес 1 (70 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Рес 1.

СЕ Рес 2 (300 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Рес 2.

СЕ Бачки Грачац (80 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Бачки Грачац.

СЕ Јасеница (75 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Јасеница.

СЕ Кула (660 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Кула.

СЕ Сиколе (465 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Сиколе.

СЕ Солар Екопарк (80 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Солар Екопарк.

СЕ Српска Кућа (50 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Српска Кућа.

СЕ Мироч Солар (90 MW), 2023-2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Мироч Солар.

СЕ Јабланица (381 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Јабланица.

СЕ Тогачевци (73.6 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Тогачевци.

СЕ Биково (75 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Биково.

СЕ Yoko PV Power Plant (70 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Yoko PV Power Plant.

СЕ Aland PV Power Plant (50 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Aland PV Power Plant.

СЕ Elliot PV Power Plant (350 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Elliot PV Power Plant.

СЕ Нова Црња (600 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Нова Црња.

СЕ Equinox Power (80 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Equinox Power.

СЕ Мали Жам (80 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Мали Жам.

СЕ Електро Панонија (100 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Електро Панонија.

СЕ Вега (300 MW), 2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Вега.

СЕ Мали Извор (60 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Мали Извор.

СЕ Иђош (50 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Сиколе.

СЕ Буково (80 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Буково.

СЕ Бачки Јарак (60 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Бачки Јарак.

СЕ Ћуприја (50 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Ћуприја.

СЕ Ноћај 1 (90 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Ноћај 1.

СЕ Ноћај 2 (90 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Ноћај 2.

СЕ Ртањ (60 MW), 2024-2026. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Ртањ.

СЕ Сјеница (100 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Сјеница.

СЕ Власина (100 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Власина.

СЕ Борум (50 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Борум.

СЕ Кладово (250 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Кладово.

СЕ Три жута сунца (70 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Три жута сунца.

СЕ Мило Благо (138 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Мило Благо.

СЕ Сунцокрет (55 MW), 2025. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења СЕ Сунцокрет.

Д.3.5 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ХИБРИДНИХ ЕЛЕКТРАНА ДО 2032. ГОДИНЕ

Хибридна електрана PV Power Plant (125 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења PV Power Plant.

ВЕ/СЕ Ветрозелена Југ (150 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ/СЕ Ветрозелена Југ.

Д.3.6 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА КУПАЦА-ПРОИЗВОЂАЧА ДО 2032. ГОДИНЕ

ФН Моравацем (10 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Сепаратом о прикључењу.

СЕ Кронспан (3 MW), 2023. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Сепаратом о прикључењу.

Д.3.7 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА КПС ДО 2032. ГОДИНЕ

ТС Јадар (63 MW), 2023. године – ТС Јадар је трансформаторска станица предвиђена за напајање рудника Јадар. Начин прикључења ТС на преносну мрежу је по систему двоструки „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 106АБ ТС Мали Зворник – ТС Ваљево 3 и предвиђена је изградња ПРП 110 kV Јадар.

Линг Лонг (40 MW), 2023. године – Објекат ће се прикључити на далековод 110 kV бр. 1007 ТС Зрењанин 2 – ТЕ-ТО Зрењанин по принципу „улаз-излаз“ и предвиђена је изградња ПРП 110 kV радног назива Линг Лонг.

Metalfer Steel Mill (55 MW), 2023. године – Повећање одобрене снаге на објекту у износу од 20 MW. Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења.

Minth (23 MW), 2023. године – Прикључење нове трансформаторске станице ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ са два једносистемска вода на 110 kV ДВ бр. 106А/5 ТС Мали Зворник – ТС Лозница 2 са изградњом ПРП 110 kV Minth.

Зи Ћин Бор (479.2 MW), 2026. године – Нови пројекат намењен напајању рударских комплекса у региону Бора. Начин прикључења је дефинисан Студијом прикључења рударског комплекса Зи Ћин Бор.

ЕВП Суково (7.88 MVA), 2023. године – Нова електровучна подстананица 110/27,5 kV Суково је део система напајања електричне вуче. Прикључење ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр.1194 ТС Димитровград – ТС Пирот 2 преко ПРП 110 kV.

ЕВП Бела Паланка (7.88 MVA), 2023. године – Нова електровучна подстананица 110/27,5 kV Бела Паланка је део система напајања електричне вуче. Прикључење ће се обавити по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1249/2 ТС Ниш 5 – ТС Пирот 2 преко ПРП 110 kV.

ЕВП Нови Сад (2x10 MVA), 2023. године – Повећава се снага трансформатора. Електровучна подстананица Нови Сад је део система напајања електричне вуче. Прикључак остаје непромењен.

ЕВП Суботица (2x10 MVA), 2023. године – Повећава се снага трансформатора. Електровучна подстананица Суботица је део система напајања електричне вуче. Прикључак остаје непромењен.

ЕВП Врбас (2x10 MVA), 2023. године – Повећава се снага трансформатора. Електровучна подстананица Врбас је део система напајања електричне вуче. Прикључак остаје непромењен.

ТС за напајање метроа у Београду, 2025-2026. године – Према достављеним подацима за сада је у плану прикључење три ТС 110/35 kV на подручју Београда:

- ТС Београд 53 (Беле Воде), 38 MW, 2025. године;
- ТС Београд 52 (Карабурма), 38 MW, 2026. године;
- ТС Београд 54 (Сајам), 38 MW, 2026. године

Начини прикључења ових трансформаторских станица су одређени Студијом прикључења и то на следећи начин:

- ТС Београд 52 ће се прикључити на преносни систем по принципу „улаз-излаз“ на 110 kV МВ бр. 1250 ТС Београд 20 – ТС Београд 14;
- ТС Београд 53 ће се прикључити на преносни систем по принципу „улаз-излаз“ на 110 kV ДВ бр. 130/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 21;
- ТС Београд 54 ће се прикључити на преносни систем по принципу „улаз-излаз“ на 110 kV КБ бр. 1265 ТЕ-ТО Нови Београд – ТС Београд 45.

ТС СКИП Михајло Пупин (50.82 MW), 2023-2027. године - Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења.

ТЕНТ Б – постројење за одсумпоравање (60 MW), 2022. године - Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења након потписивања Уговора.

Д.4 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2022-2037

Д.4.1 УВОД

Потрошње електричне енергије зависи од различитих фактора, а неки од најважнијих су енергетска стратегија државе, економски развој, демографска слика земље, управљање потрошњом, цена електричне енергије и мере енергетске ефикасности. Јако је тешко прецизно прогнозирати потрошњу електричне енергије на дужем временском хоризонту, због великог броја непознаница и неизвесности које утичу на саму потрошњу. Због тога се приликом дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије користи приступ више сценарија, који су добијени на основу различитих улазних претпоставки. Електроенергетски систем је потребно планирати тако да може лако да се адаптира на ове различите сценарије.

Метода за прогнозу потрошње које се користи, базира се на налажењу везе између макроекономског развоја државе и будуће потрошње [29]. У случају модела који је примењен, посматра се веза између историјских вредности потрошње, бруто домаћег производа (БДП) и будуће потрошње електричне енергије.

Д.4.2 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ

Приликом израде дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, коришћен је економетријски модел који се може описати следећом формулом:

$$\ln(W_n) = \alpha + \beta_1 \ln(W_{n-1}) + \beta_2 \ln(GDP_n) \quad (1)$$

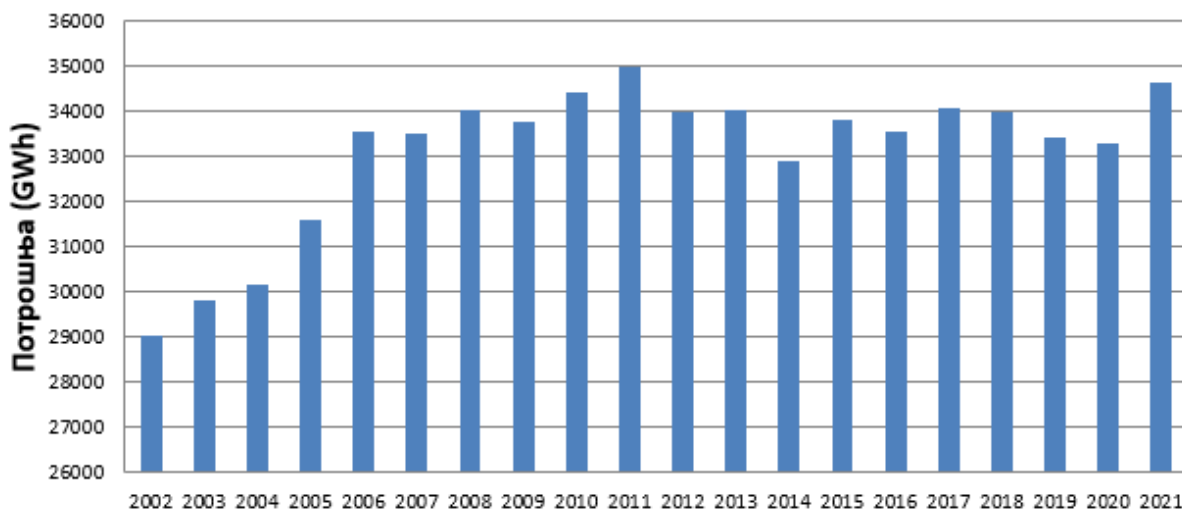
где су:

- W_n – Потрошња електричне енергије у години n (GWh);
- W_{n-1} – Потрошња електричне енергије у години $n-1$ (GWh);
- GDP_n – Бруто домаћи производ у години n (р.ј.);
- α, β_1, β_2 – Коефицијенти.

Економетријски модел који је примењен узима у обзир економски развој земље, кроз бруто домаћи производ (БДП), као и историјске вредности остварене потрошње. На Сл.Д. 4.1 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП Косова и Метохије, у периоду од 2002. до 2021. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да је након тога стагнирала. Потрошња је у 2020. години имала вредност од 33,3 TWh и била је мања за 0,3% од потрошње у 2019. (33,4 TWh), док је потрошња у 2021. години имала вредност од 34,7 TWh и била је већа за 4,2% од потрошње у 2020. години. Разлоге за пад вредности потрошње након 2011. године није лако пронаћи. Са слике Сл.Д. 4.2 се може видети да је у периоду од 2011. године до данас БДП имао тенденцију благог раста, са изузетком 2020. године када је опао због светске пандемије, међутим раст до 2019. године се није одразио на повећање потрошње. Са друге стране треба имати у виду температурну зависност потрошње електричне енергије, поготово у зимском периоду. У годинама када су зиме хладније, повећава се потрошња енергије.

Још један разлог се може наћи у све израженијој производњи електричне енергије на дистрибутивном нивоу, чиме се умањује вредност потрошње коју прогнозира ЕМС АД (у питању је сума финалне потрошње и губитака у преносном и дистрибутивном систему). Коначно, треба имати у виду и тенденцију смањења броја становника Србије (без КиМ), пошто је број становника у 2022. години био мањи за око 386.000 у односу на 2013.

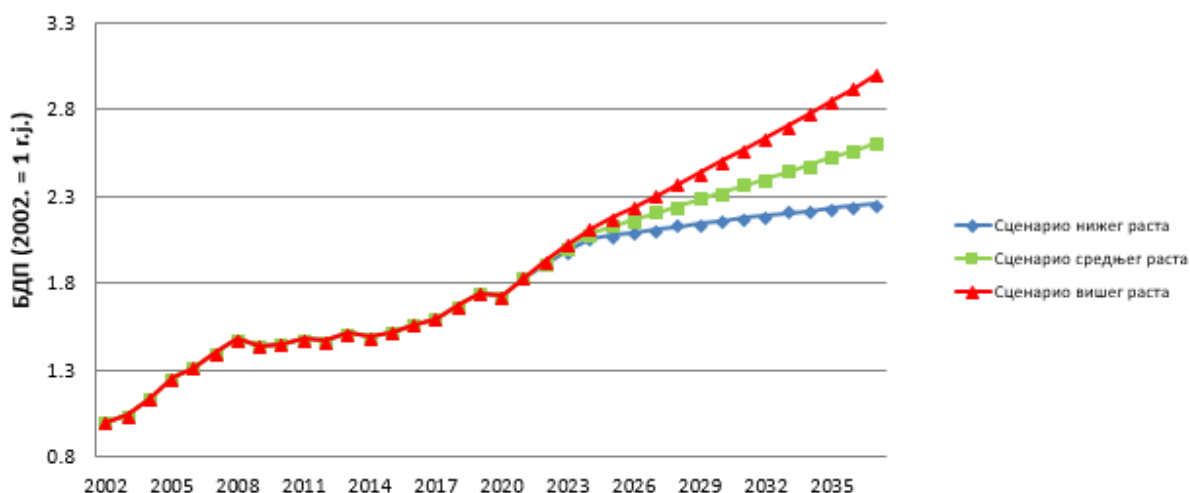
Остварене вредности годишње потрошње електричне енергије - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2002. до 2021. године

На слици Сл.Д. 4.2 су приказане историјске вредности БДП-а Републике Србије, као и прогноза до 2037. године. Треба имати у виду да међународне финансијске институције (Међународни монетарни фонд - ММФ, светска банка и др.) обично дају прогнозу БДП-а за две или три године. Сходно томе, прогноза за период 2022-2024. године је узета са сајта ММФ, док су вредности БДП-а од 2025. до 2037. добијене линеарном регресијом вредности од 2002. до 2024. Резултати показују да је, у односу на базу 2002, прогнозиран пораст БДП-а до 2037. износи око 160%. Ова прогноза је названа „сценарио средњег раста“. Извршене су прогнозе за још два сценарија промене БДП и то „сценарио нижег раста“ и „сценарио вишег раста“. Према сценарију нижег раста, у односу на базу 2002, пораст БДП-а до 2037. године износи 125%, док је према сценарију вишег раста овај пораст 200%.

Прогноза БДП Републике Србије (без КиМ) до 2037. године

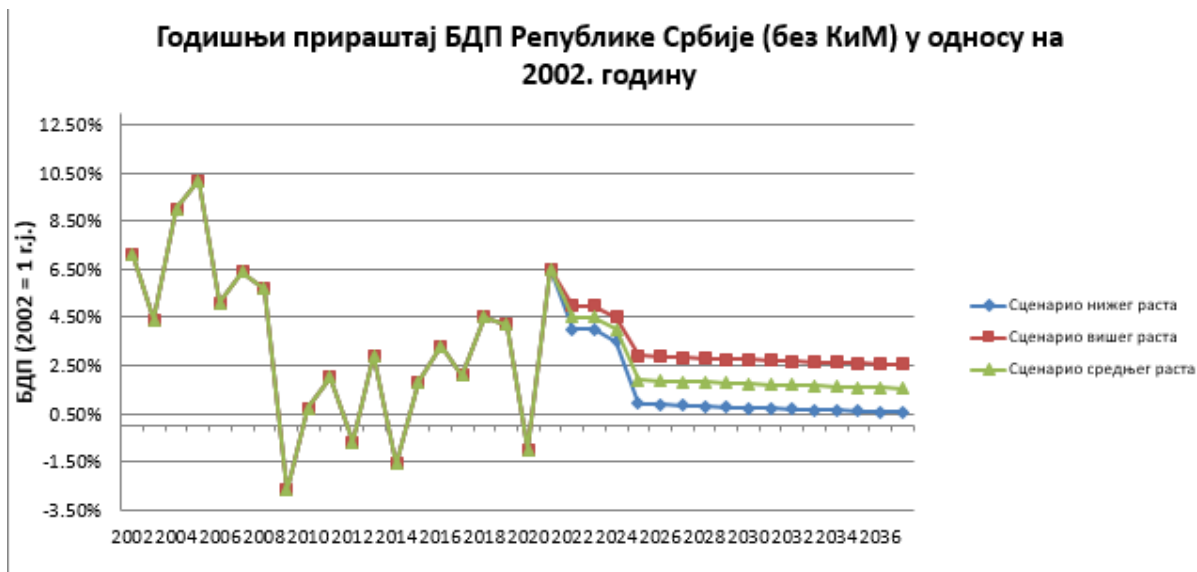


Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2037. године по сценаријима

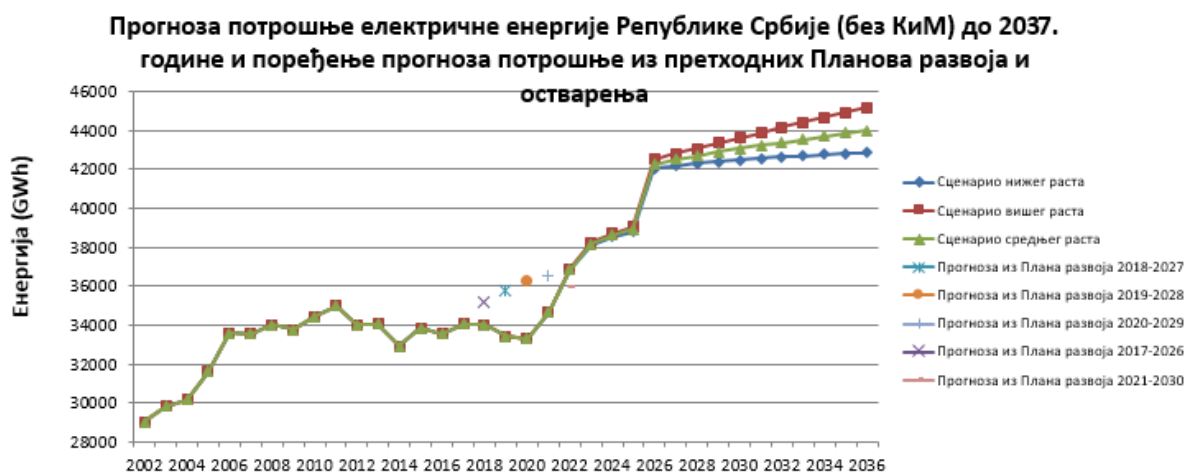
Прогноза годишњег прираста БДП-а Републике Србије до 2037. године је приказана на слици Сл.Д. 4.3.

Након извршене прогнозе БДП-а, урађена је прогноза годишње потрошње електричне енергије Републике Србије која је приказана на Сл.Д. 4.4. Процена коефицијената из формуле (1) је извршена вишеструком линеарном регресијом над подацима о оствареној потрошњи и БДП-у у периоду од 2002. до 2021. године. Добијени нови коефицијенти регресије су затим искоришћени за прогнозу промене потрошње по три раније поменута сценарија. Након тога, од 2022. године на прогнозирану потрошњу су додати сви планирани индустријски потрошачи, у зависности од године прикључења, како би се реалније приказао раст потрошње, јер претходно описана метода не уважава у потпуности нове индустријске капацитете који су пријављени ЕМС-у. Додатна индустријска потрошња је уважена у сва три сценарија раста потрошње (нижи, средњи и виши).

Са слике Сл.Д. 4.4 се могу приметити варијације потрошње у различитим сценаријима. Потрошња расте у сва три сценарија различитом стопом раста (слика Сл.Д. 4.5). Просечни пораст потрошње у периоду 2022 – 2037. године за сценарио средњег раста је око 1,38 % годишње. За сценарио нижег раста просечни пораст је 1,19%, док је за сценарио вишег раста пораст 1,56%. Прогнозирана потрошња енергије за Србију без КиМ у 2037. години се креће од 42,9 TWh до 45,4 TWh у зависности од сценарија.

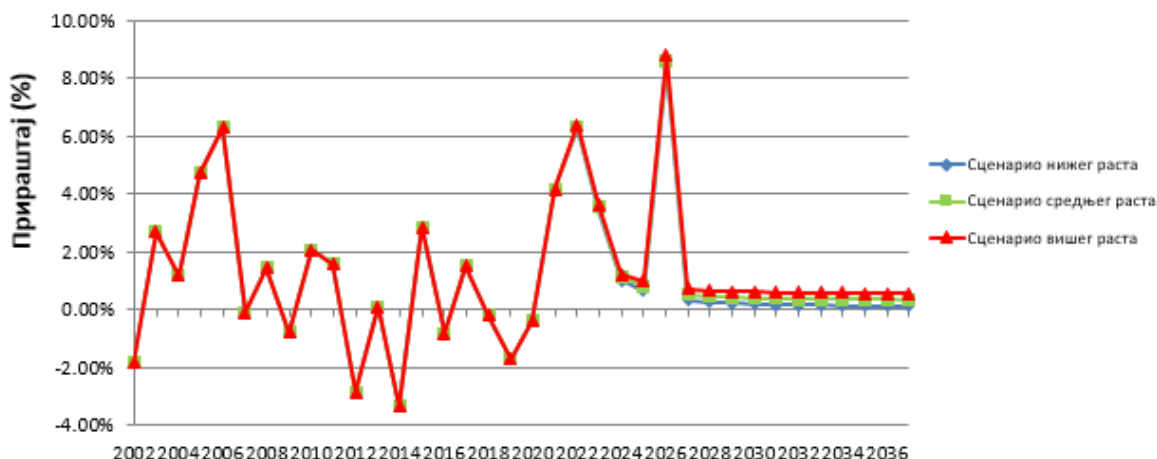


Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2037. године по сценаријима



Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2037. године по сценаријима

Годишњи прираштај потрошње електричне енергије [%] - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2037. године

За прогнозу годишње вршне снаге је коришћен приступ који се базира на прогнози фактора оптерећења. На основу прогнозиране енергије потрошње добијају се вредности годишње вршне снаге према следећој формули:

$$P_{max}^n = \frac{W_n}{p_n * 8760} \quad (2)$$

Овде су:

P_{max}^n – вршна снага у n -тој години;

W_n – потрошња електричне енергије у n -тој години;

p_n – фактор оптерећења у n -тој години.

Полазећи од историјских вредности ове величине, прогноза фактора оптерећења је извршена на три начина:

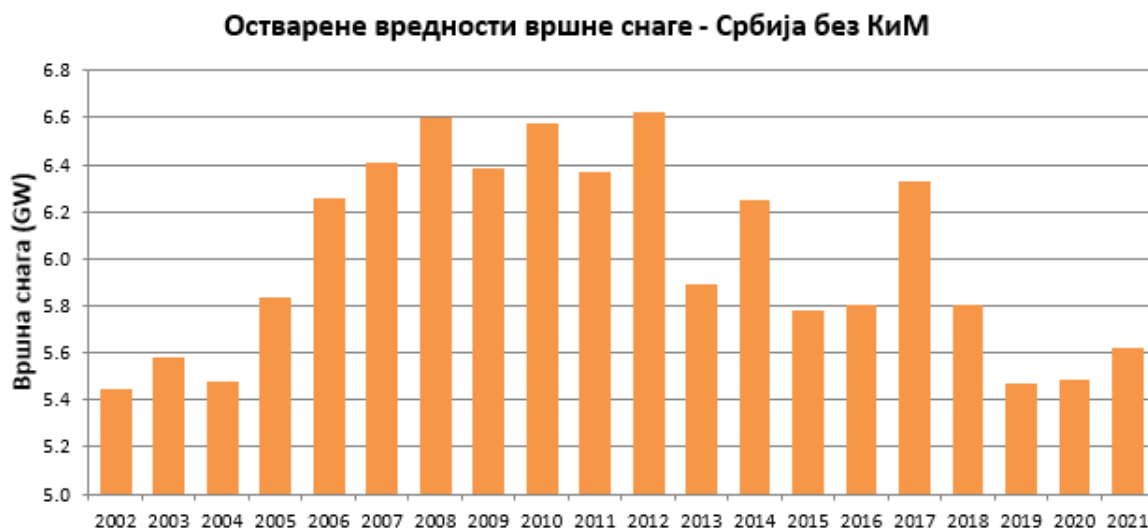
а) **Емпиријски** метод који се заснива на претпоставци да ће вредности фактора оптерећења расти, као последица чињенице да дневни дијаграм оптерећења постаје све равнији, због тарифног система и евентуалне могућности управљања потрошњом;

б) **Линеарна регресија** историјских вредности фактора оптерећења од 2002. до 2021. године;

в) **Комбинована линеарна регресија** примењена на историјске вредности просечног фактора оптерећења од 2002. до 2021. године. Просечни фактор оптерећења је у овом случају дефинисан као трећина суме фактора оптерећења за три узастопне године.

На слици Сл.Д. 4.6 су приказане историјске остварене вредности вршне снаге за период од 2002. до 2021. године. Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2012. године (6622 MW). Након ове године остварене вредности вршних снага биле су мање и кретале су се у опсегу од 5400 до 6400 MW. Вршна снага у 2021. години је била 5620 MW и остварена је 23.12.2021. у 18. сату.

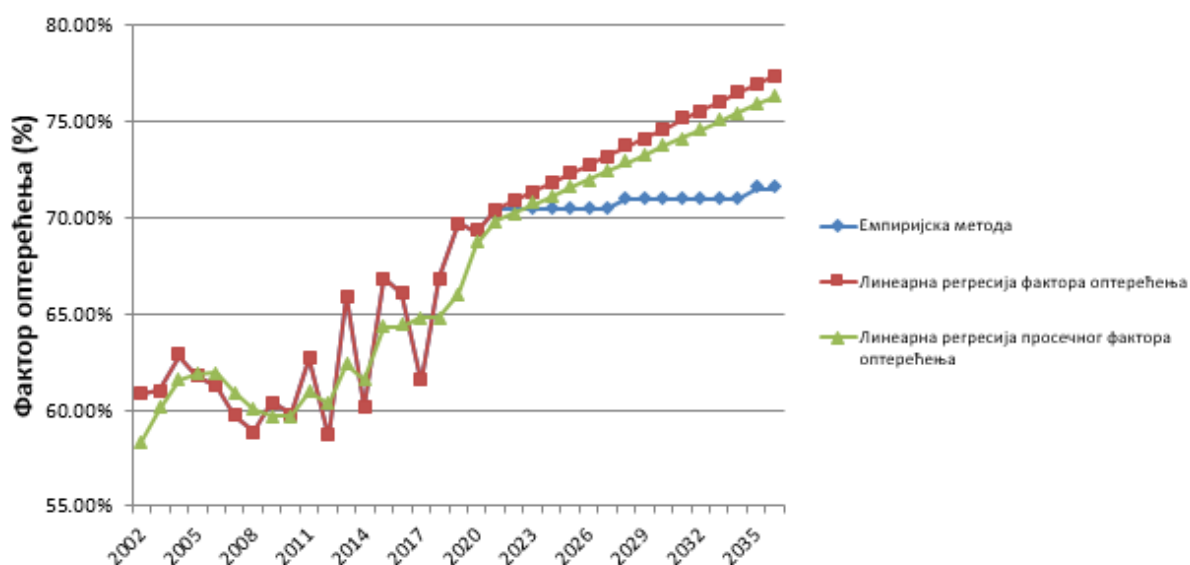
Средња дневна температура тога дана је износила $-0,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Ниске температуре доводе до великог оптерећења електроенергетског система у овом периоду. Као што је раније напоменуто, због велике температурне зависности потрошње, постоји јака корелација између вредности вршне снаге и температуре, па је велика вероватноћа да ће се велике вредности вршне снаге достићи током хладних зимских периода (када су температуре у појединим деловима дана испод $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ у већем делу Србије).



Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2002 – 2021. године

Резултати прогнозе фактора оптерећења приказани су на Сл.Д. 4.7. Историјске вредности остварених фактора оптерећења показују неправилност у његовој промени, иако је његова вредност порасла од почетка праћења 2002. године. Због неправилне историјске промене, линеарна регресија фактора оптерећења није идеална за прогнозу његове будуће промене. Са индустријским развојем земље, вредност овог фактора би требало да расте [29], па је сходно томе, у емпиријској методи прогнозе, претпостављено да ће до 2037. године овај фактор износити 72%. У зависности од методе која је примењена, вредности фактора оптерећења у 2037. години се крећу између 71,5% и 77,87%. Вредност фактора оптерећења Републике Србије за 2021. годину је, на основу доступних података, износила 70,42%.

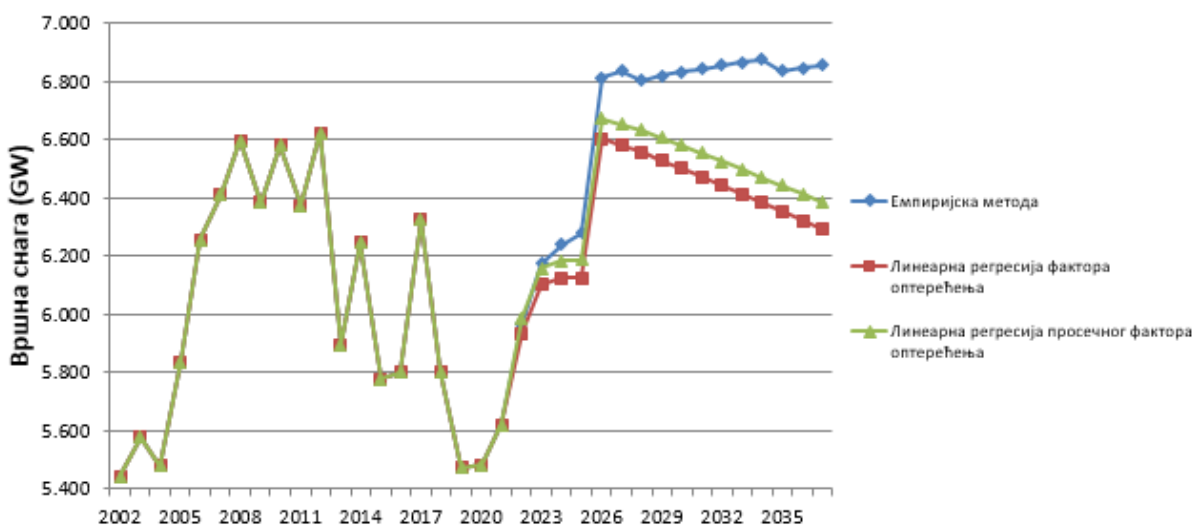
Прогноза фактора оптерећења - Србија без КиМ



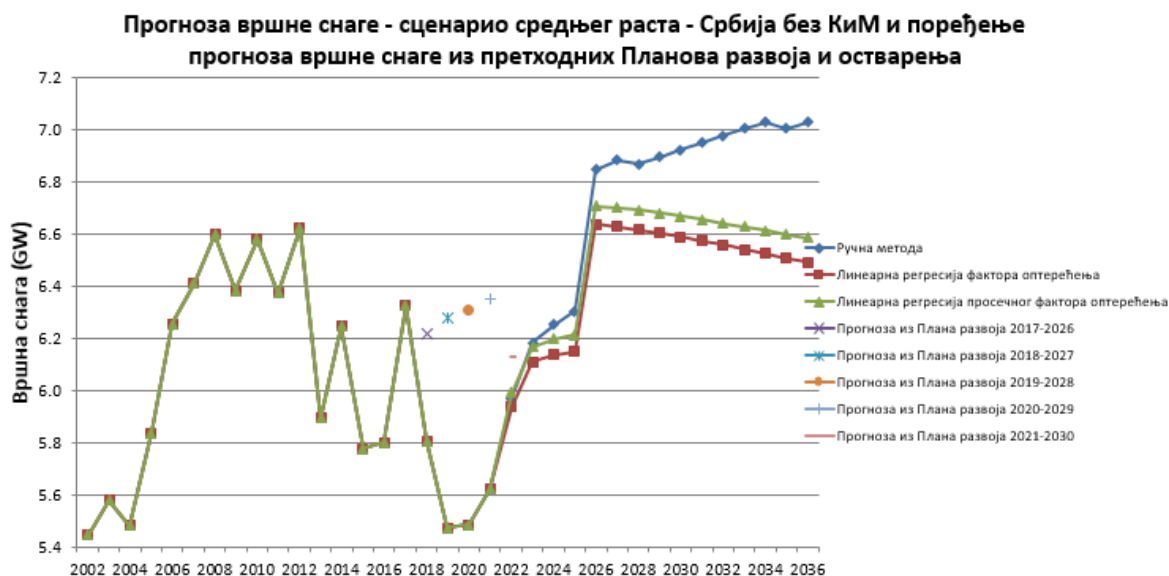
Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2037. године

На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2037. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.8, Сл.Д. 4.9 и Сл.Д. 4.10.

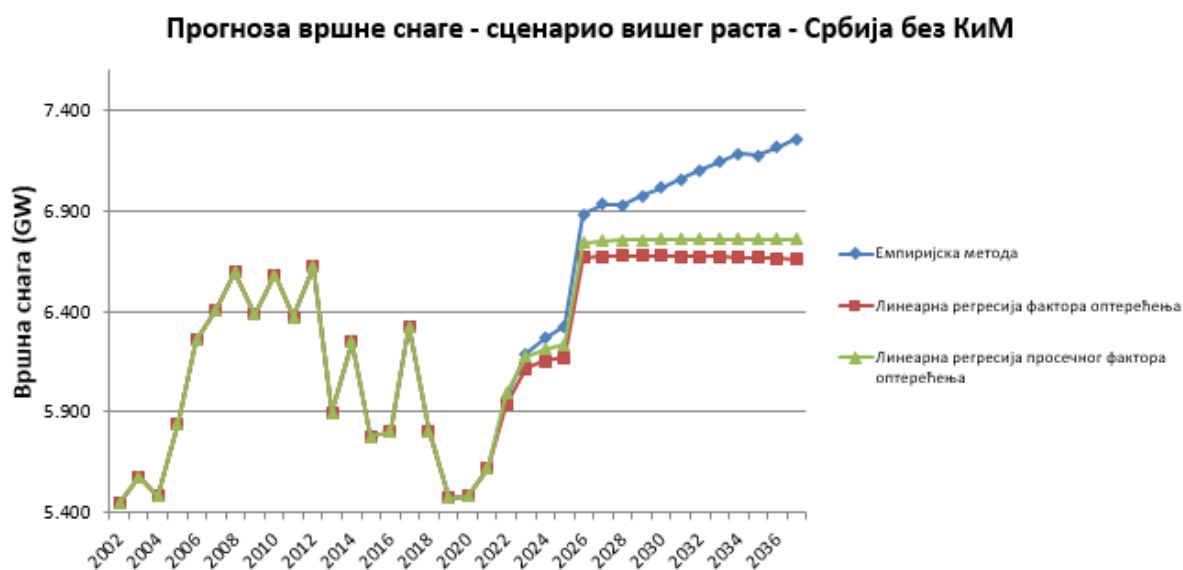
Прогноза вршне снаге - сценарио нижег раста - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.8: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења

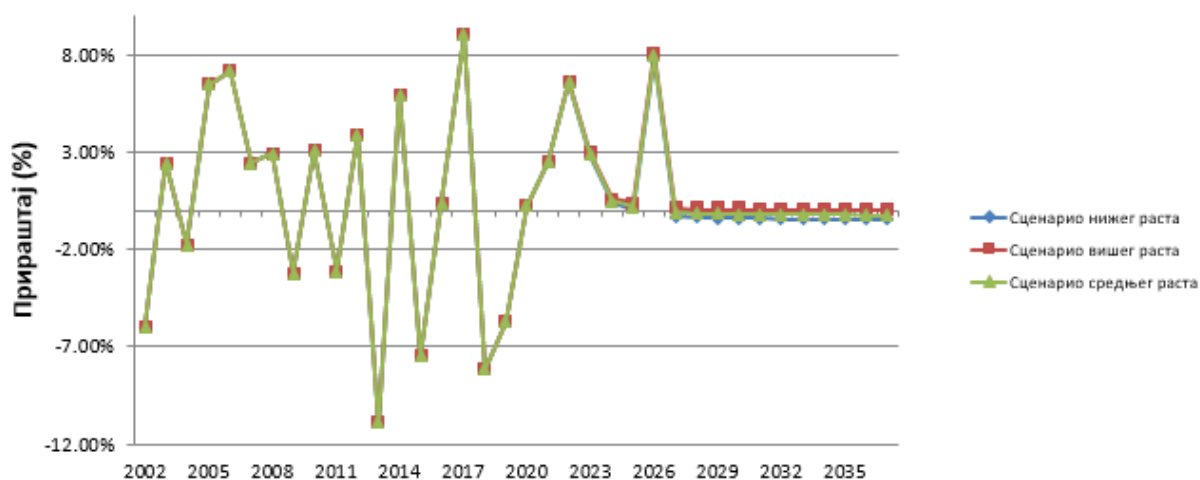


Сл.Д. 4.9: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.10: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења

Годишњи прираштај вршне снаге - линеарна регресија просечног фактора оптерећења - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.11: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења

Уколико се анализирају горње слике, може се закључити да, према методи прогнозе која је примењена, постоји тренд стрмог раста вршне снаге у периоду до 2026. године због очекиваног прикључења нових индустријских потрошача, након чега следи благи пад вредности вршне снаге у будућности. Ако се посматра 2037. година, вршна снага се креће у опсегу од 6,3 GW до 7,3 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2023 – 2032. коришћена је прогноза помоћу линеарне регресије просечног фактора оптерећења. У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,83% до 1,19% (слика Сл.Д. 4.11).

Из једначине (1) се види да примењена методологија за прогнозу потрошње узима у обзир историјску вредност БДП-а, као и историјску вредност потрошње. Из једначине (2) се види да примењена методологија за прогнозу вршне снаге узима у обзир историјске вредности потрошње, вршне снаге, као и БДП-а. На Сл.Д. 4.4 се могу видети прогнозе потрошње рађене у претходним Плановима развоја. У плану је да се уради провера тачности методологије, чим буде постојао довољан број прогнозираних вредности за једну историјску годину (>10). Сваке године се ради корекција прогнозе потрошње на начин да се у базу података додаје пораст БДП-а за претходну годину (извор ММФ), као и остварена потрошња и вршна снага за претходну годину (извор ЕМС), након чега се ради нова прогноза потрошње за наступајући период.

Д.5 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ И ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Д.5.1 АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДНИХ РЕСУРСА ЗА ЗАДОВОЉЕЊЕ ПОТРОШЊЕ

Д.5.1.1 ДЕФИНИЦИЈА ИНДИКАТОРА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДНИХ РЕСУРСА ЗА ЗАДОВОЉЕЊЕ ПОТРОШЊЕ

Адекватност производње и преносног система, по дефиницији, представља постојање довољног нивоа ресурса (производних јединица, управљиве потрошње) за снабдевање електричном енергијом потрошача и испуњавање оперативних захтева рада система (системске резерве). Адекватност производних ресурса за задовољење потрошње се може сматрати једним од аспеката адекватности производње и преносног система. За оцену адекватности производних ресурса за задовољење потрошње, користе се индикатори ове врсте адекватности. Они се могу дефинисати као детерминистички (маргина капацитета) или пробабилистички (ENS, LOLE) у зависности од примењене методологије. Основни пробабилистички индикатори су следећи:

- ENS (енг. *Energy Not Supplied*) (MWh/год) – представља ниво неиспоручене електричне енергије од стране производног система према потрошачима, услед појаве потрошње вишег нивоа од расположиве производње и расположивог увоза у одређеном периоду током године. Код пробабилистичких анализа адекватности производних ресурса се анализира већи број потенцијалних комбинација (1) расположивости термоелектрана, (2) климатских и (3) хидролошких ситуација ($i=1...N$) те самим тим ENS индикатор представља просечан годишњи ниво неиспоручене енергије за анализирани број комбинација (1) x (2) x (3) :

$$ENS = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N ENS_i$$

- LOLE (енг. *Loss Of Load Expectation*) (h/год) – представља број сати у току године када се јавља неиспоручена електрична енергија. Овај индикатор не мери тежину угроженог нивоа сигурности снабдевања (у виду нивоа неиспоручене енергије), већ број сати појаве. Као и ENS, тако и LOLE индикатор представља просечан годишњи број сати са неиспорученом енергијом за анализирани број комбинација:

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N LOLE_i$$

LOLE индикатор адекватности производних ресурса користи се и за дефинисање горње границе ризика која се, са аспекта покривања укупне потрошње, сматра прихватљивом. У земљама чланицама ENTSO-E се најчешће користи LOLE индикатор поузданости, са типичним вредностима у опсегу 3-8 сати/годишње. Дефинисање нивоа поузданости представља комплексно питање које обухвата економске и техничке аспекте. У склопу анализе резултата анализе адекватности производних ресурса Србије за задовољење потрошње, као гранична је (на страну сигурности) усвојена вредност од 3 сата годишње.

Д.5.1.2 ПРОБАБИЛИСТИЧКА АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДНИХ РЕСУРСА ЗА ЗАДОВОЉЕЊЕ ПОТРОШЊЕ

У циљу развоја методологије и релевантних сценарија за израду анализа адекватности производног система Републике Србије за задовољење потрошње, као основа је узета најбоља пракса ENTSO-E и европских држава у спровођењу овог типа анализа, као и саме специфичности будућег развоја производног система Србије.

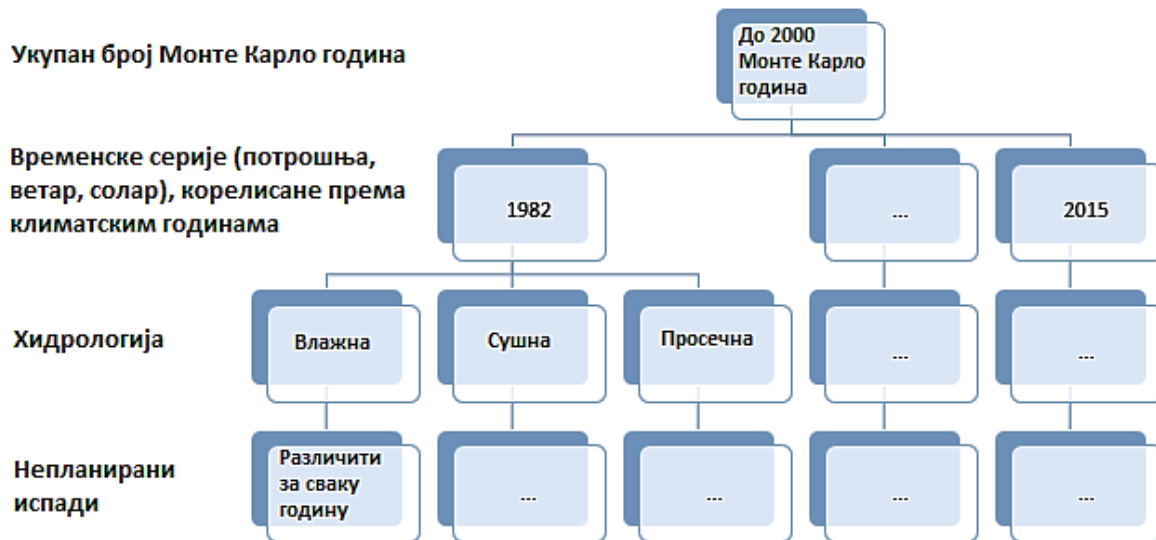
Током последње деценије, ENTSO-E је непрекидно радио на унапређењу методологија за анализе адекватности производних ресурса у Европи за задовољење потрошње. До 2016. године, ENTSO-E је примењивао детерминистички приступ оцене овог аспекта адекватности - *SO&AF* (енг. *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) који је давао оцену адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње на неколико карактеристичних, али хронолошки неповезаних сати. Имајући у виду нове изазове због трансформације енергетског система и значајног учешћа производње из варијабилних обновљивих извора електричне енергије, јавила се потреба за унапређеном методом за анализу рада система и оцену овог аспекта адекватности.

Самим тим, 2016. године је усвојена нова методологија за средњорочну анализу адекватности производних ресурса за задовољење потрошње на нивоу Европе - *MAF* (енг. *Mid Term Adequacy Forecast*). Та методологија је заснована на пробабилистичком приступу моделовања и анализе овог аспекта адекватности на нивоу Европе. Циљ нове методе је сагледавање ризика везаних за сигурност снабдевања, као и потреба за флексибилношћу за будући десетогодишњи период. Та метода је успешно коришћена у склопу израде ENTSO-E средњорочних прогноза адекватности производних ресурса за задовољење потрошње у периоду од 2016. до 2020. године, а виђена је и да послужи као циљна методологија за усклађивање националних студија за анализу овог аспекта адекватности и препознавање потреба за додатним изворима који би омогућили сигурност снабдевања. Методологија је 2021. године еволуирала у *ERAA* (*European Resource Adequacy Assessment*) методологију која се осим прорачуна параметара овог аспекта адекватности бави и анализом економске одрживости производних капацитета.

Имајући ово у виду, препознато је да предметна ENTSO-E методологија треба да послужи као основа за методологију израде анализе адекватности производних ресурса Републике Србије за задовољење потрошње. Овај пробабилистички приступ за израду анализе адекватности производних ресурса за задовољење потрошње се базира на поређењу нивоа производње и потрошње унутар европске интерконеције кроз симулирање рада тржишта електричне енергије на хронолошкој сатној резолуцији током целе године. Анализирају се године од интереса за будући десетогодишњи период, уважавајући како планиране варијације производње и конзума, тако и очекивани развој прекограничних преносних капацитета. Такође, поред основних података, симулације узимају у обзир и стохастичке непознанице које могу утицати на сигурност снабдевања:

- Варијација потрошње у зависности од спољне температуре;
- Варијација производње из ветроелектрана и соларних електрана;
- Непланирани испади термојединица и HVDC (*high voltage direct current*) веза;
- Ремонти термојединица;
- Хидролошки услови.

Да би се добила робусна анализа адекватности производних ресурса за задовољење потрошње, ови фактори неизвесности су међусобно комбиновани и анализирани кроз велики број Монте Карло (MC) симулација. Свака Монте Карло симулација одговара једној „могућој“ будућности (једној MC години) која обухвата једну комбинацију расположивости термоелектрана, климатских и хидролошких услова. Свака од тих комбинација (свака MC година) укључује један профил потрошње, једну хидрологију, један сет ремонта и непланираних испада термоелектрана и по један профил производње из соларних и ветроелектрана. У складу са наведеним, Сл.Д. 5.1 даје шематски приказ креирања MC година.



Сл.Д. 5.1: Поступак креирања Монте Карло година

Монте Карло године (MC године) су креиране тако што су у првом кораку неизвесности везане за профил потрошње и производње из обновљивих извора моделоване и груписане према реализованим историјским профилима за 35 климатских година (1982-2016), уважавајући корелисаност температурних и климатских појава. Као подлога за креирање климатски зависних променљивих (потрошња, производња из обновљивих извора) коришћена је пан-Европска климатска база података (PECD – *Pan European Climatic Database*). Након тога, у другом кораку, свака климатска година се комбинује са различитим хидролошким условима, да би се у финалном кораку, оптимизацијом ремонта одредила планирана нерасположивост и насумичним извлачењем (у границама дефинисаних параметара) непланирани испади термојединица.

За моделовање и симулацију пан-Европског електроенергетског система у склопу ENTSO-E ERAA студија коришћени су професионални софтверски алати (PLEXOS, ANTARES, BID, GRARE и PowrSYM) намењени симулацији рада тржишта електричне енергије. Ови алати решавају проблем оптималног ангажовања производних јединица са циљем минимизације трошкова рада система уз уважавање дефинисаних техно-економских ограничења. Оваква формулација оптимизационог проблема се решава кроз примену мешовитог целобројног линеарног програмирања. Један од алата који је у употреби од стране ENTSO-E (као што је и наглашено) је и ANTARES, којим располаже EMC АД. Тиме се осигурава усклађеност принципа тржишних прорачуна који се раде у EMC АД са симулацијама спроведеним у истом алату на нивоу ENTSO-E асоцијације.

Д.5.1.3 УЛАЗНЕ ПРЕТПОСТАВКЕ ЗА ПРОБАБИЛИСТИЧКУ АНАЛИЗУ АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДНИХ РЕСУРСА ЗА ЗАДОВОЉЕЊЕ ПОТРОШЊЕ

Као што је истакнуто у претходном поглављу, да би се правилно извршила анализа адекватности производних ресурса једног система за задовољење потрошње потребно је извршити сагледавање тог производног система у склопу пан-Европског система. За израду модела Европског тржишта електричне енергије, дефинише се и усаглашава велики број техно-економских параметара. У тржишним моделима, електроенергетски параметри од интереса за систем Србије дефинисани су у складу са расположивим подацима о предвиђеним производним и потрошачким објектима, док су подаци о електроенергетским системима осталих држава Европе усклађени са подацима коришћеним при израде ENTSO-E ERAA2021 студије овог аспекта адекватности.

Најважнији улазни подаци обухватају:

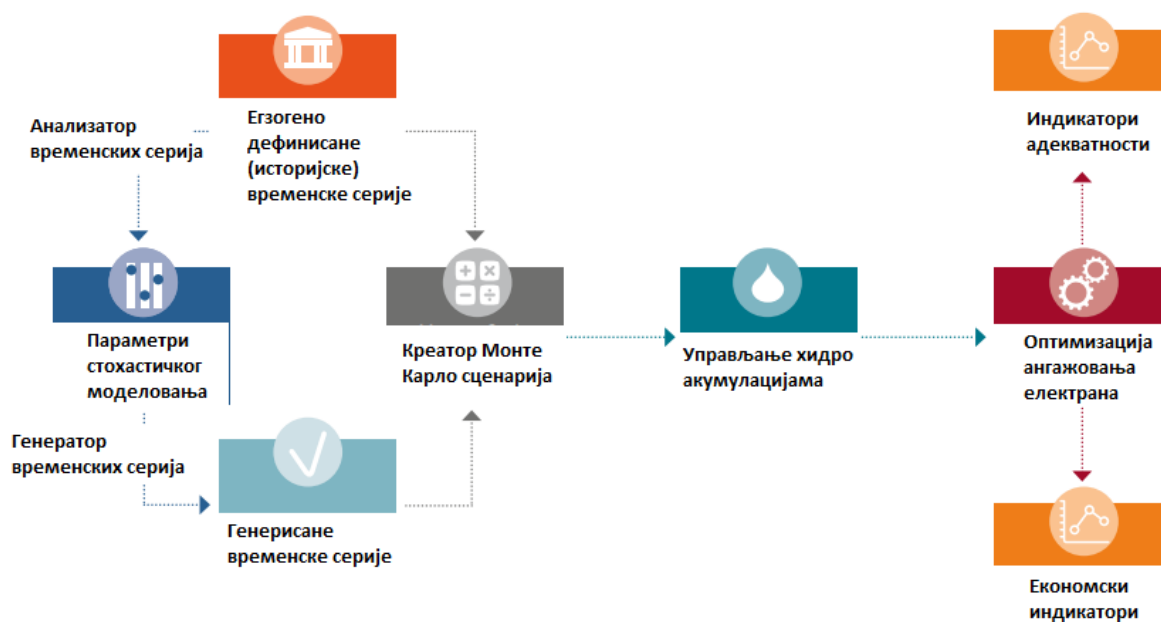
- сатне профиле потрошње корелисане термо-осетљивости у складу са 35 дефинисаних климатских година;
- инсталисане капацитете термоелектрана и њихову расположивост;
- сатне профиле производње из обновљивих извора у складу са 35 дефинисаних климатских година;
- инсталисане снаге, тип и производње хидроелектрана за различите хидролошке прилике;
- интерконективне капацитете између тржишних зона дефинисаних у складу са *NTC* ограничењима.

Поред ових података моделују се и економски подаци за електране (трошкови и цена рада), који су од интереса за одређивање економски оптималног ангажовања електрана. Примена економског диспечинга пре свега омогућава дефинисање криве понуде термоелектрана, правилно моделовање рада пумпно акумулационих електрана, као и дефинисање стратегије коришћења воде из акумулационих електрана. Такође се, на овај начин, могу сагледати и комерцијални параметри као што су прогнозиране цене електричне енергије или комерцијалне размене. Међутим, треба имати у виду да је економски диспечинг електрана од малог значаја за анализе адекватности производних ресурса за задовољење потрошње, пошто су у критичним периодима са потенцијалним мањковима енергије сви расположиви извори узети у обзир са максималном снагом, занемарујући трошкове. За потребе ове анализе је употребљен софтверски алат ANTARES. ANTARES је секвенцијални “Монте Карло” симулатор рада мулти-зоналног тржишта електричне енергије и ангажовања електрана развијен од стране француског оператора преносног система (RTE) за потребе анализа адекватности производних ресурса за задовољење потрошње и економске студије везане за рад ЕЕС-а (економске процене оправданости пројеката). Главне карактеристике ANTARES-а укључују:

- Моделовање већег броја електроенергетских система повезаних у интерконекцију преко еквивалентне упрошћене репрезентације на бази тржишних чворова. ЕЕС Европе се може представити са неколико стотина чворова-региона или чворова-земаља, унутар којих је моделована релевантна производња и потрошња, и који су међусобно повезани са могућношћу размене енергије у складу са ограничењима преносног капацитета.

- Секвенцијалну симулацију рада система на нивоу једне године у оптимизационим корацима од по недељу дана са резолуцијом од једног сата.
- Могућност генерисања стохастичких временских серија (потрошња, ветар, солар, хидро, термо расположивост) базираних на историјским подацима.

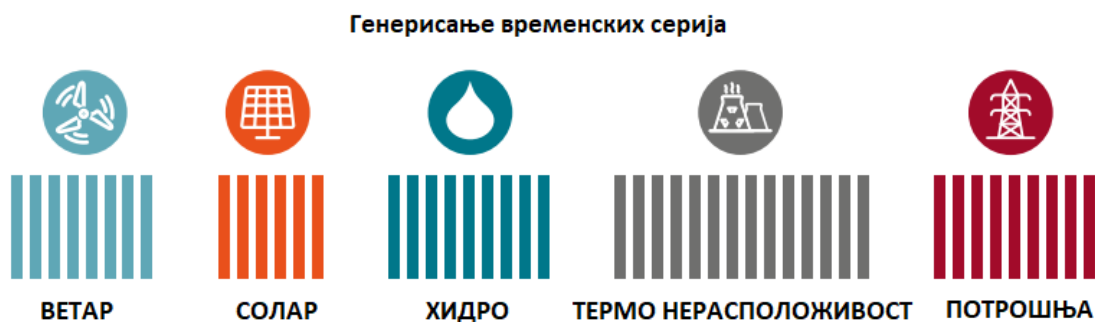
Имајући у виду ове карактеристике ANTARES-а, може се закључити да се применом овог софтверског алата и Монте Карло симулација може испитати велики број сценарија и могућих стања, те произвести робусна анализа предметног аспекта адекватности.



Сл.Д. 5.2: Антарес симулациони процес

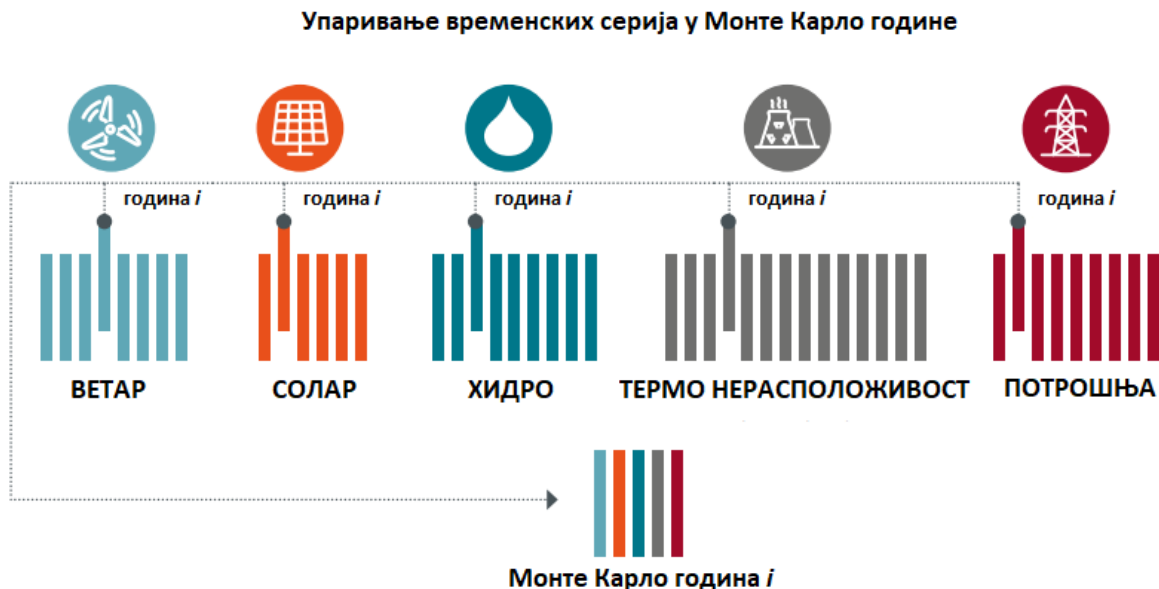
ANTARES симулациони процес (Сл.Д. 5.2) се може описати у четири корака:

- **Корак 1** – креирање годишњих временских серија (Сл.Д. 5.3) за сваку од непознаница (профили потрошње, ветра, солара, хидролошких прилика, као и расположивост термојединица). У предметној анализи адекватности производних ресурса за задовољење потрошње, профили потрошње, ветра, солара и хидролошких прилика су унапред дефинисани према климатским годинама, док се непланирана нерасположивост термојединица генерише кроз симулацију случајних испада.



Сл.Д. 5.3: Генерисање временских серија у Антаресу

- Корак 2 – упаривање временских серија за сваку од непознаница (профили потрошње, ветра, солара, хидролошких прилика, као и расположивост термојединица) и креирање будућег стања за анализу – једне Монте Карло године (МС године). У предметној анализи адекватности производних ресурса за задовољење потрошње, профили потрошње, ветра, солара и хидролошких прилика су унапред корелисани према климатским годинама којима припадају (нпр. профил потрошња-ветар-солар из 2008 год.), док се расположивост термојединица упарује на случајан начин (Сл.Д. 5.4).



Сл.Д. 5.4: Упаривање временских серија и креирање Монте Карло година у Антаресу

- Корак 3 – креирање стратегије коришћења воде из акумулационих хидроелектрана. У овом кораку, софтвер оптимизацијом утврђује циљане вредности за седмичне производње из акумулационих хидроелектрана у систему за сваку Монте Карло годину. За прераспodelу хидро енергије користи се хеуристички приступ којим се врши расподела годишњег и/или месечног енергетског хидропотенцијала на основу:
 - карактеристика резидуалног (нет) дела потрошње (потрошња умањена за вредности производње из обновљивих, проточних ХЕ и „must run“ производње)
 - параметара стратегије управљања хидроакумулацијама (којим се дефинишу тежински фактори корелације између резидуалне потрошње и употребе воде из хидроакумулација на ниво година-месец-дан)
 - параметара производње хидроелектрана (у виду дефинисања ограничења сатних/дневних производњи по којима могу радити хидроелектране имајући у виду да ли спадају у проточне, дневне акумулације, седмичне акумулације или сезонске акумулације)
- Корак 4 – оптимизација плана ангажовања и расподеле оптерећења електрана. За сваку Монте Карло годину, ANTARES прорачунава економски најисплативији план ангажовања и расподеле оптерећења електрана који даје минимизацију трошкова рада целокупног система и задовољава дефинисана техничка ограничења.

Поред великог броја предности, потребно је напоменути и одређена ограничења у оваквом софтверском приступу, али и у самој пан-Европској методологији за анализу адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње:

- Претпоставља се савршена прогноза понашања профила ветра, солара и потрошње. Иако се у склопу анализа овог аспекта адекватности ради са великим бројем временских серија, ове серије претпостављају потпуну тачност прогнозе ветра, солара и потрошње за временски период од дан-унапред, те самим тим и оптимизацију ангажовања електрана. Та претпоставка није на страни сигурности, нарочито из угла потреба за флексибилношћу система. Међутим, моделовањем резерве за дан-унапред, ублажава се утицај овог ефекта на тачност резултата (пошто би дефинисана резерва која се држи у систему требало да буде довољна да покрије дебалансе настале грешкама у прогнози и остале поремећаје).
- Разматрање само тржишта енергије без уважавања ефекта балансног тржишта и механизма за обезбеђење довољно капацитета (*capacity mechanisms*).
- Претпоставка „савршене тржишне утакмице“ и неузимање у обзир могућности стратегија бидовања и позиционирања на тржишту (то јест, сматрано је да се сви капацитети који могу генерисати енергију налазе на располагању за задовољење потрошње, без уважавања могућих пословних одлука власника тих капацитета).

Д.5.1.4 РЕЛЕВАНТНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ПРОИЗВОДНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Израда квалитетне анализе адекватности производног система за задовољење захтева потрошње подразумева и свеобухватно сагледавање великог броја неизвесности у будућем развоју електроенергетског система. Први корак у овоме, као што је и описано у претходним поглављима, је правилно представљање и моделовање улазних фактора који су подложни променљивом образцу понашања – профили потрошње, обновљивих извора, расположивост електрана. Самим тим, за један исти ниво капацитета производње и потрошње, могућа је појава потпуно различитих ситуација које тестирају рад електроенергетског система на другачије начине.

С једне стране, може се јавити опасност од прелива хидроелектрана или проблем са проласком кроз технички минимум термоелектрана у случају појаве велике воде (влажне хидрологије) у току ниске потрошње (ноћни сати ван грејне сезоне) и високе пенетрације ветра. Са друге стране, у случају сушне хидрологије, непланираним испадом термоблокова и хладне зиме са вишим нивоом потрошње, могу се јавити критичне ситуације у погледу испуњења адекватности производног система и сигурног снабдевања потрошача. Од претходно описаних фактора неизвесности, температурно зависни ниво конзума, сушна хидрологија и смањена расположивост термојединица услед непланираних и парцијалних испада представљају највеће изазове по адекватност производног система Републике Србије за задовољење потреба конзума. Нерасположивост неког од интерконективних водова или нижи ниво производње из обновљивих извора не представљају значајан изазов по наведени аспект адекватности. Управо из ових разлога, кроз комбинације различитих претпоставки за ове променљиве и креирање великог броја Монте Карло година, постиже се свеобухватно сагледавање и робусна анализа адекватности производног система за задовољење потрошње (за прогнозирани ниво капацитета производње и потрошње).

Међутим, важно је препознати да се описани приступ за Монте Карло године односи на један ниво инсталисаних производних капацитета и потрошње, те да задржавајући се само на овоме, планер не сагледава ефекат евентуалних одступања од реализације изградње нових производних објеката или тренда раста потрошње. Из овог разлога, у току националних анализа адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње треба отићи корак даље у поређењу са пан-Европском анализом предметног аспекта адекватности. Тај корак обухвата дефинисање већег броја сценарија развоја сопственог система и прогнозирање индикатора адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за те сценарије. На овај начин, сагледава се и колики ризик у погледу овог аспекта адекватности носе могућа одступања од очекиваног плана развоја.

Неопходно је претпоставити такве сценарије који на дефинисаном временском хоризонту дају оквире могућих ситуација у којима се разматрани систем може наћи. Кроз анализе различитих сценарија сагледавају се будуће неизвесности и њихови међусобни односи и утицаји. Такве сценарије треба генерисати као довољно међусобно различите како би се сви реално могући правци развоја система могли сагледати и утврдити њихов утицај на потенцијалне ризике у снабдевању потрошача. Формулисани сценарији су повезани, свеобухватни и доследни описи претпостављене будућности (понекад можда дати и у више временских пресека), утврђени на замишљеној интеракцији кључних економских параметара (укључујући економски раст, цене горива, CO₂ таксе, итд.). Сценарији се описују производним портфолиом (типови електрана, инсталисане снаге, итд.), прогнозираним нивоом потрошње (различите мере енергетске ефикасности, стопе раста, облике криве потрошње, итд.) и могућностима размена са околним системима. Ови сценарији могу бити засновани на националним трендовима и/или на локалним специфичностима (*bottom-up*) или на праћењу глобалних циљева енергетске политике и глобалне оптимизације (*top-down*). Процес дефинисања могућих сценарија се базира на препознавању будућих „неизвесности“ које се могу комбиновати са „опцијама“, тако да се у њиховом пресеку добију сценарији са следећим карактеристикама:

- Сценарији треба да представљају изазов за читав електроенергетски систем а посебно за адекватност производних ресурса за задовољење потреба потрошње;
- Сценарији треба да буду међусобно различити, али да притом задовољавају и скуп дефинисаних услова;
- Сценарији треба да на различите начине испитују рад система при граничним вредностима дозвољених опсега, можда и на другачији начин од данашњег.

Унутар будућих неизвесности и могућих опција могу се препознати различите категорије утицајних фактора чије промене у будућности дефинишу различите сценарије. Неке од промена ових фактора се могу сматрати врло извесним па се у том смислу могу сматрати претпоставкама и применити на исти начин у дефинисању свих сценарија (нпр. дефинисан развој технологије обновљивих извора).

Дефинисање могућих сценарија за различите временске хоризонте подразумева обухватање утицаја различитих аспеката, па се тако, широка лепеза могућих неизвесности и опција значајно сужава што је тај временски хоризонт ближи. Поред временског оквира, важно је сагледати и просторни и уважити могуће различите правце развоја система у окружењу.

Такође, у процесу формирања сценарија за анализе адекватности производних ресурса за задовољење потрошње, неопходно је и ослањање на планску документацију којом су дефинисани основни оквири развоја енергетског, па и електроенергетског сектора како би дефинисана сценарија била у складу са генералном политиком и правцем развоја читавог енергетског сектора Републике Србије. Сходно томе су за анализу адекватности производних ресурса Републике Србије за задовољење потреба потрошње креирана два сценарија, о којима се више детаља може видети у наставку:

1. Реалистичан – према очекиваном развоју електроенергетског система који је близак сценарију дефинисаном у ENTSO-E ERAA2021 анализи.

2. Алтернативни – са одступањем од очекиваног развоја електроенергетског система у циљу симулације критичнијих режима (виши ниво потрошње и нижи ниво расположивих производних капацитета). При изради овог сценарија нису мењани тржишни подаци Европских земаља, већ је само извршена модификација тржишних података за Србију и то на следећи начин:

- За једну годину је померена година прикључења свих нових производних јединица (сматрано је да би ово ситуацију у систему учинило критичнијом, пошто би расположивост предвиђених јединица била мања него у првом поменутом сценарију);
- У обзир је узета већа потрошња скалирана коефицијентом који узима у обзир прогнозу потрошње у сценаријима средњег и вишег раста БДП-а (сличном логиком, сматрало се да већа потрошња повлачи и израженије захтеве постављене пред производни систем, те да је овакав сценарио и критичнији са тачке гледишта посматраног аспекта адекватности);
- Усвојена је претпоставка да термоелектране у Србији могу да раде са 80% капацитета (као и код нових генераторских капацитета, сматрано је да се постављањем ограничења расположиве производње креира сценарио у коме ће бити теже задовољити потребе потрошача у систему).

Све битне карактеристике сценарија преламају се кроз различите нивое потрошње електричне енергије, различите правце и брзину развоја конвенционалних и обновљивих извора енергије, као и могуће правце развоја преносне мреже Републике Србије и земаља региона Југоисточне Европе (ЈИЕ).

Поред ова два основна сценарија, тестирана је адекватност производног система Србије у виду самоодрживости, где су индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње квантификовани за случај да се потрошња у Србији снабдева искључиво из домаћих извора (без размене са околним системима).

Д.5.1.5 УЛАЗНИ ПОДАЦИ КОРИШЋЕНИ ЗА МОДЕЛОВАЊЕ У СОФТВЕРСКОМ ПАКЕТУ ANTARES

Потрошња

Према методологији описаној у ERAA 2021 и претходном поглављу, за потребе провере адекватности система Србије, у оквиру ове студије, коришћена су 35 различита профила потрошње за различите климатске године, чиме је успостављена корелација између климатских услова (температура, брзина ветра и ирадијација) и потрошње. Коришћењем поменуте корелације, 35 историјских профила потрошње је сведено на референтну 2016. годину и скалирањем су добијене вредности потрошње за 2025. и 2030. годину. При скалирању су уважене потрошња из 2016. године и прогноза потрошње за 2025. и 2030. годину из овог Плана развоја. Једној МС години одговара један од 35 временска профила потрошње корелисан са временским серијама за ветар и солар и упарен са једном од хидролошких година и насумично одређеном расположивошћу термоелектрана у ANTARES-у. Поменутих 35 профила потрошње је преузето из тржишног модела ERAA 2021 и они су генерисани у оквиру ENTSO-E у програмском алату TRAPUNTA.

Таб.Д. 5.1 даје преглед опсега годишњих максималних и минималних снага оптерећења, као и укупне потрошње за 35 климатских година за Србију без АП КиМ у 2025. години.

Таб.Д. 5.1: Преглед опсега снага потрошње за 2025. годину.

Потрошња (2025. година)	Сценарио	Годишњи максимум (MW)		Годишњи минимум (MW)		Годишња потрошња (GWh)	
		Минимум од 35 година	Максимум од 35 година	Минимум од 35 година	Максимум од 35 година	Минимум од 35 година	Максимум од 35 година
Р. Србија без АП КиМ	Реалистични	6454	6994	1478	2618	38263	39410
	Алтернативни	6478	7020	1483	2628	38402	39553

Таб.Д. 5.2 даје преглед опсега годишњих максималних и минималних снага оптерећења, као и укупне потрошње за 35 климатских година за Србију без АП КиМ у 2030. години.

Таб.Д. 5.2: Преглед опсега снага потрошње за 2030. годину.

Потрошња (2030. година)	Сценарио	Годишњи максимум (MW)		Годишњи минимум (MW)		Годишња потрошња (GWh)	
		Минимум од 35 година	Максимум од 35 година	Минимум од 35 година	Максимум од 35 година	Минимум од 35 година	Максимум од 35 година
Р. Србија без АП КиМ	Реалистични	7033	7613	1656	2920	42384	43519
	Алтернативни	7127	7715	1678	2959	42949	44099

Потрошња у реалистичном сценарију је прорачуната узимајући у обзир прогнозу потрошње урађену за овај План развоја са средњом стопом раста БДП-а, док је потрошња у алтернативном сценарију прорачуната узимајући у обзир прогнозу потрошње урађену за овај План развоја са вишом стопом раста БДП-а.

Временске серије потрошњи су у ANTARES моделу корелисане са временским серијама ветра и солара. Тиме је добијен сет од 35 климатских година које се даље комбинују са хидрологијама и расположивошћу термоелектрана и HVDC водова.

Соларне електране и ветроелектране

Производња соларних и ветроелектрана моделована је за свих 35 климатских година. За успешно моделовање производње потребни су следећи улазни подаци:

- Очекивани инсталисани капацитети за анализирану 2025. годину;
- Сатни профили производње из соларних и ветроелектрана за 35 климатских година (1982-2016).

Таб.Д. 5.3 даје увид у податке о очекиваним инсталисаним капацитетима соларних и ветроелектрана у Србији без АП КиМ за 2025. годину.

Таб.Д. 5.3: Очекивани капацитети соларних и ветроелектрана у 2025. години

Исталисани капацитети ОИЕ у 2025. години	Р. Србија без АП КиМ
Соларне електране (реалистични сценарио)	272 MW
Соларне електране (алтернативни сценарио)	272 MW
Ветроелектране (реалистични сценарио)	2463 MW
Ветроелектране (алтернативни сценарио)	1906 MW

Таб.Д. 5.3 даје увид у податке о очекиваним инсталисаним капацитетима соларних и ветроелектрана у Србији без КиМ за 2030. годину.

Таб.Д. 5.4: Очекивани капацитети соларних и ветроелектрана у 2030. години

Исталисани капацитети ОИЕ у 2030. години	Р. Србија без АП КиМ
Соларне електране (реалистични сценарио)	352 MW
Соларне електране (алтернативни сценарио)	352 MW
Ветроелектране (реалистични сценарио)	4217 MW
Ветроелектране (алтернативни сценарио)	4217 MW

Инсталисани капацитети у 2025. и 2030. години у реалистичном сценарију су сагледани узимајући у обзир реалне године прикључења на преносни систем од стране инвеститора, који су добили Мишљење оператора преносног система о условима и могућностима прикључења на преносни систем до 1.10.2022. У алтернативном сценарију је узет тежи случај када би за годину дана каснила реализација пројеката планираних после 2022. године.

Очекивана производња соларних и ветроелектрана у Антаресу се моделује као тзв. “must run” производња, што значи да ове електране нису управљиве, и њихова производња се узима као што је дата. Очекивана производња у сатној резолуцији, за анализирану 2025. годину, се добија множењем сатних профила (сатних фактора расположивости) са очекиваним инсталисаним капацитетима у наведеним годинама. На тај начин се добија очекивана сатна производња која одговара будућим инсталисаним капацитетима и оствареним климатским условима из прошлости.

Производња соларних и ветроелектрана за остале земље из модела, моделована је као и у ERAA 2021. У ERAA 2021, улазни подаци о инсталисаним капацитетима су добијени из Пан-Европске базе за моделовање тржишта (*Pan-European Market Modeling Database* – PEMMDB), а подаци о сатним профилима из Пан Европске климатске базе података (*Pan-European Climate Database* – PECDB). Моделовање њихове производње је извршено на исти начин као и за Србију.

Моделовање хидроелектрана

Одговарајући улазни подаци за моделовање хидроелектрана подразумевају, осим типа електране, броја генераторских јединица, њиховог техничког максимума, биолошког минимума, и податке о производњама на месечном нивоу. Подаци о производњама треба да обухватају различите хидролошке услове, најмање сушне, просечне и влажне. Што се тиче података о свакој од електрана, информације о техничким подацима су добијене директно од ЕПС АД током прикупљања подлога за израду овог Плана развоја (при чему су за одговарајуће временске хоризонте уважавани и подаци о планираним пројектима). Месечне вредности производње електрана су добијене одговарајућим мерењима, након чега су преузете из база података ЕМС АД.

У Србији постоје три типа хидроелектрана:

- Проточне хидроелектране (*run-of-river* – ROR): ХЕ Потпећ, ХЕ Зворник, ХЕ Бајина Башта и Хе Ђердап 1 и 2, са следећим параметрима датим у табели Таб.Д. 5.5.

Таб.Д. 5.5: Параметри проточних ХЕ за 2025. годину

Хидроелектрана	Јединица	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	Биолошки минимум (MW)
ХЕ Ђердап 1	1	190	80	0
	2	190	80	
	3	190	80	
	4	190	80	
	5	190	80	
	6	190	80	

Хидроелектрана	Јединица	P _{max} (MW)	P _{min} (MW)	Биолошки минимум (MW)
ХЕ Ђердап 2	1	27	5	0
	2	27	5	
	3	27	5	
	4	27	5	
	5	27	5	
	6	27	5	
	7	27	5	
	8	27	5	
	9	27	5	
	10	27	5	
ХЕ Бајина Башта	1	105	65	23
	2	105	65	
	3	105	65	
	4	105	65	
ХЕ Зворник	1	31.45	8	10
	2	31.45	8	
	3	31.45	8	
	4	31.45	8	
ХЕ Потпећ	1	18	5	5
	2	18	5	
	3	18	5	
	4	13	5	

У 2030. години ће генератори Г1, Г2, Г3, Г4 и Г5 у ХЕ Ђердап 2 бити ревитализовани, уз повећање инсталисане снаге на по 31 MW . Такође, генератори Г1, Г2 и Г3 у ХЕ Потпећ би требало да буду ревитализовани уз повећање снаге на по 20.5 MW.

- Акумулационе хидроелектране (*hydro with reservoir* – HRES): ХЕ Увац, ХЕ Кокин Брод, ХЕ Бистрица, ХЕ на Власини, ХЕ Пирот са следећим параметрима (за 2025. годину) датим у табели Таб.Д. 5.6.

Таб.Д. 5.6: Параметри акумулационих ХЕ за 2025. годину

Хидроелектрана	Јединица	P _{max} (MW)	P _{min} (MW)	Биолошки минимум (MW)
ХЕ Пирот	1	40	30	0
	2	40	30	
ХЕ Бистрица	1	52	17	0
	2	52	17	
ХЕ Увац	1	36	12	0
ХЕ Кокин Брод	1	11.25	6	0
	2	11.25	6	

Хидроелектрана	Јединица	P _{max} (MW)	P _{min} (MW)	Биолошки минимум (MW)
ХЕ Врла 1	1	11.2	2.8	0
	2	11.2	2.8	
	3	14.5	3.5	
	4	14.5	3.5	
ХЕ Врла 2	1	10.7	2.6	0
	2	13.3	3.3	
ХЕ Врла 3	1	12.8	2	0
	2	16.57	4.1	
ХЕ Врла 4	1	11.2	2.8	0
	2	13.6	3.3	

Исти сет података важи и за 2030. годину.

- Реверзибилна акумулациона хидроелектрана (*pumped storage hydro power plant – PSHPP*): РХЕ Бајина Башта са параметрима наведеним у Таб.Д. 5.7.

Таб.Д. 5.7: Параметри реверзибилних ХЕ за 2025. годину

Хидроелектрана	Јединица	P _{max} (MW)	P _{min} (MW)	Биолошки минимум (MW)	P _{pump} (MW)
РХЕ Бајина Башта	1	307	210	0	280
	2	307	210		280

У 2030. ће нова РХЕ Бистрица снаге 700 MW у генераторском и пумпном режиму бити повезана на преносни систем. За потребе анализе адекватности производних ресурса Србије за задовољење потреба потрошње, до месечних вредности производње сваке хидроелектране дошло се на бази података о сатним производњама у тим електранама у периоду од 2008. до 2017. године. На основу остварених производњи одређене су три карактеристичне хидролошке године (сува, нормална и влажна).

Термоелектране

Термоелектране су моделоване у пакету ANTARES на следећи начин:

- Србија без АП КиМ: на нивоу генераторске јединице
- Остале земље: Кластери по врсти горива које користе и технологији (*lignit new, lignit old, coal, fuel oil, gas conventional, ccgt, ocgt, nuclear*)

За сваку јединицу/кластер су дефинисани следећи техно-економски параметри:

- Максимална снага на прагу (MW);
- Минимална снага (MW);
- Минимално време у погону и ван њега (x);
- Маргинални трошкови (трошкови горива, варијабилни трошкови, CO₂ таксе) без урачунатих фиксних трошкова (€/MWh).

Основни параметри термоелектрана у Р. Србији дати су у Таб.Д. 5.8. За ТЕНТ А1, ТЕНТ А2, Костолац А1 и Костолац А2 су уважене ниже снаге током грејне сезоне која обухвата период од 30. септембра до 1. марта. У наведеном периоду ТЕНТ А1 и А2 раде са снагом од 161 и 176 MW респективно, Костолац А1 са 70.5 MW, Костолац А2 са 187 MW и ТЕТО Нови Сад Г1 са 90 MW односно Г2 са 100 MW. Технички подаци о термоелектранама у систему Србије су, слично као код хидроелектрана, добијени директно од ЕПС АД при прикупљању подлога и података за израду овог Плана развоја преносног система. Од овог правила су изузетак три генератора у ТЕ-ТО Панчево, чији су подаци добијени од инвеститора у овај капацитет на почетку процеса прикључења истог на систем.

Таб.Д. 5.8: Параметри термоелектрана у Р. Србији

Јединица	У/ван погона		P _{max} (MW)	P _{max} (MW) – током грејне сезоне	P _{min} (MW)
	2025 (реалистични)	2025 (алтернативни)			
ТЕНТ А1	0	1	180	161	140
ТЕНТ А2	1	0	195	176	140
ТЕНТ А3	1	1	298	298	205
ТЕНТ А4	1	1	310	310	205
ТЕНТ А5	1	1	312	312	205
ТЕНТ А6	1	1	315	315	240
ТЕНТ Б1	1	1	610	610	510
ТЕНТ Б2	1	1	610	610	510
ТЕ Колубара Б	0	0	310	310	268
ТЕ Костолац А1	1	1	90	67	63
ТЕ Костолац А2	0	1	191	177	140
ТЕ Костолац Б1	1	1	316	316	225
ТЕ Костолац Б2	1	1	316	316	225
ТЕ Костолац Б3	1	1	308.07	308.07	210
ТЕТО Панчево Г1	1	1	61	61	26
ТЕТО Панчево Г2	1	1	61	61	26
ТЕТО Панчево Г3	1	1	60	60	0
ТЕТО Нови Сад Г1	1	1	108	90	70
ТЕТО Нови Сад Г2	1	1	110	100	50

ТЕНТ А1 и ТЕ Костолац А2 нису укључене у 2025. години због ремонта/ревитализације (информације о овоме су, као што је већ речено, добијене директно од ЕПС АД. У 2030. ће ове ТЕ бити у погону. Такође ће у 2030. години генератори ТЕ Костолац А1 и А2 бити ревитализовани са снагама 93.5 MW и 201 MW, док ће ТЕНТ А1 бити ревитализован на 195 MW. У 2030. години се очекује да ће нова ТЕ Колубара Б бити у погону.

Такође је у алтернативном сценарију узет критичан случај да све термојединице могу да раде са максимално 80% капацитета (сматра се да ће угаљ бити лошијег квалитета). Ремонти и непланирани испади блокова у термоелектранама за Србију и АП КиМ дефинисани су на следећи начин:

- За сваку јединицу је дефинисана процентуална нерасположивост (засебно за FOR - *forced outage rate* – учестаност принудних испада и MOR - *maintenance outage rate* – учестаност ремонта) према техничким карактеристикама јединице.
- Време потребно за решавање проблема непланираног испада је одређено узимајући у обзир историјске податке о принудним испадима ТЕ.
- На нивоу године јединице у РС су у ремонту 16%.
- Ремонти су разматрани само у периоду од априла до септембра
- За дефинисану годишњу процентуалну нерасположивост и време трајања испада (засебно за FOR и MOR), ANTARES генерише комбинације ремонта и непланираних испада за сваку јединицу за свих 700 МС година. На овај начин добија се различит распоред ремонта и непланираних испада у погледу јединица и временског периода у којем су заступљени у свакој МС години, уз уважавање предефинисаних ограничења.

Планирани и непланирани испади термоелектрана за остале земље дефинисани су на следећи начин:

- За сваки кластер је дефинисана процентуална нерасположивост (FOR) према техничким карактеристикама кластера.
- Претпостављено је да је време потребно за решавање проблема непланираног испада 1 - 2 дана.

Резерва

У оквиру ове анализе посебна пажња посвећена је могућностима система да у сваком тренутку покрива не само потрошњу већ да има и одговарајући ниво резерве. Резерва у оквиру анализе предметног аспекта адекватности означава укупну резерву коју систем треба да има за секундарну и терцијарну регулацију фреквенције и снаге размене.

Извршен је прорачун потребне резерве према SOGL методологији, по којој регулациона резерва (сума резерве у секундарној и терцијарној регулацији) мора покрити укупно одступање у 99% петнаестоминутних интервала током године. Коришћењем историјских података о грешци регулације фреквенције и снагама размене, принудним испадима термојединица и варијацијама потрошње, као и очекиваних нивоа интеграције ОИЕ по реалистичном сценарију и грешака у прогнози снага производње ових електрана (4,2% за соларне електране и 6% за ветроелектране, у складу са методологијом о којој ће се детаљно дискутовати у наредном потпоглављу), добијено је да ће потребна резерва нагоре износити 707 MW у 2025. години, односно 1181 MW у 2030. години.

Уважавање резерве је кључно за тачну анализу адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње, јер представља случај када производни капацитети морају да задовоље не само потрошњу, већ и потребну резерву. Резерва се за потребе анализа адекватности производних ресурса за задовољење потрошње моделује као додатна потрошња. Требало би нагласити да ово представља изузетно конзервативну претпоставку по којој је резерва у сваком сату активирана, што у реалности није случај.

Прекогранични преносни капацитети

Прекогранични преносни капацитети представљају комерцијално-техничка ограничења у трговини између ценовних зона. Улазни подаци за границе Србије и околних земаља добијени су током усаглашавању перспективних прекограничних преносних капацитета у ENTSO-E, као и из годишњег техничког извештаја EMC АД за 2021. годину, а за остале земље се користе јавно доступни подаци из ERAA 2021.

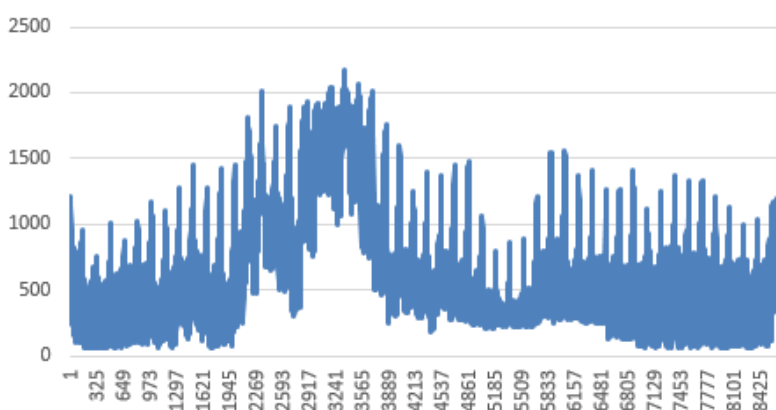
Д.5.1.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА РЕАЛИСТИЧНИ СЦЕНАРИО

Прорачунати показатељи адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње електроенергетског система Р. Србије се могу видети у Таб.Д. 5.9.

Таб.Д. 5.9: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за реалистични сценарио у 2025. години

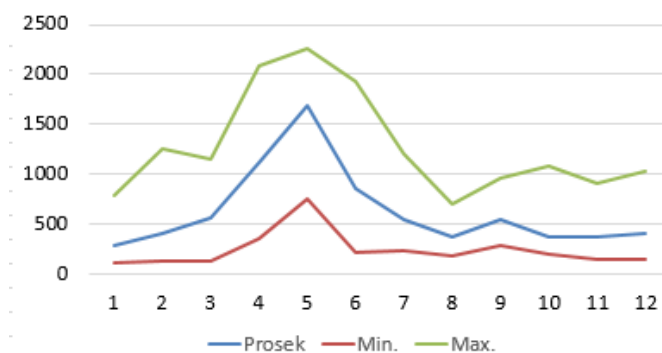
	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
RS	0	0

У реалистичном сценарију нису примећени проблеми. Индикатори разматраног аспекта адекватности показију да нема неиспоручене енергије, као ни сати у којима постоји неиспоручена енергија. На Сл.Д. 5.5 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 61 MW до 2117 MW, са просеком 625 MW.



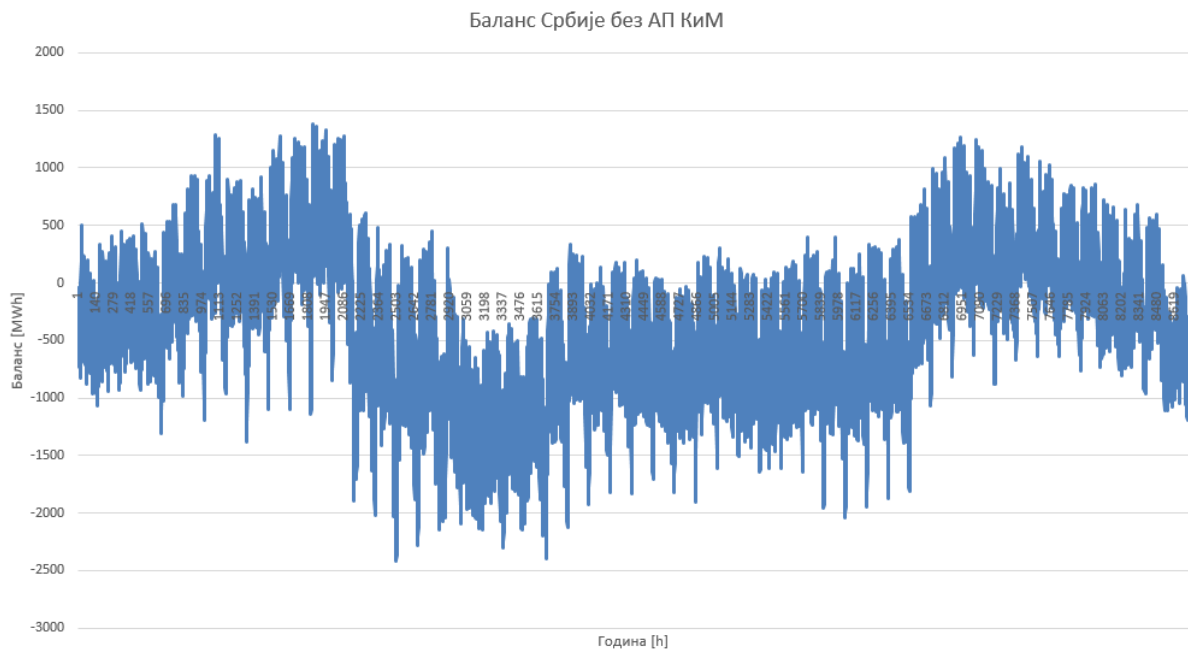
Сл.Д. 5.5: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са рез. – реал. сценарио

На Сл.Д. 5.6 приказани су просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године.



Сл.Д. 5.6: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са рез. – реал. сценарио

На Сл.Д. 5.7 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији. Може се приметити да 2025. године у реалистичном сценарију Србија претежно увози електричну енергију, у просеку око 400 MW на сатном нивоу, што даје 3,4 TWh годишње.



Сл.Д. 5.7: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.8 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.



Сл.Д. 5.8: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- реалистичан сценарио

Урађена је и анализа предметног аспекта адекватности у екстремном случају, када би се искључили сви интерконективни далеководи. Резултати су дати у табели Таб.Д. 5.10.

Таб.Д. 5.10: Индикатори предметног аспекта адекватности за реалистични сценарио у 2025. години (искључени сви интерконективни далеководи) – LOLE и ENS

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
RS bez KiM	2123687	2868	1424634	2031	1458919	2095

Резултати приказани у горњој табели указују на значај интерконективних далековода. Закључак је да би електроенергетски систем Србије са аспекта адекватности био угрожен уколико не би постојале интерконекције и да би вредност LOLE била изнад дозвољена 3 h што би довело до нежељених редукција испоруке електричне енергије.

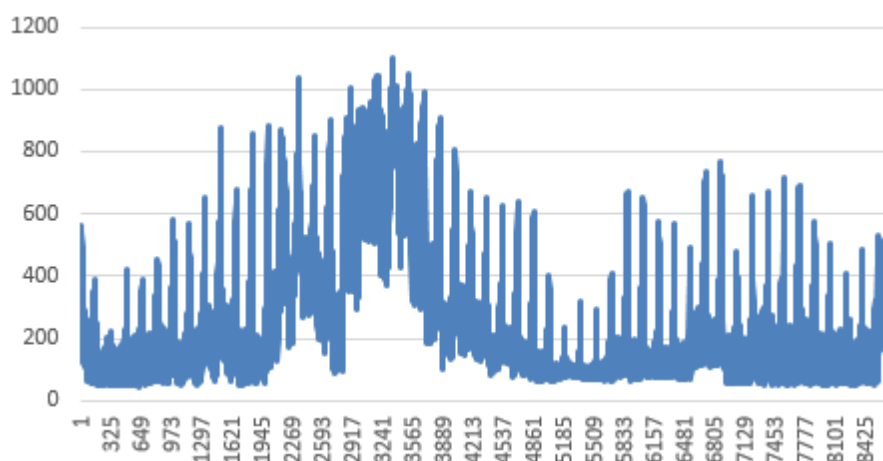
Д.5.1.7 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА АЛТЕРНАТИВНИ СЦЕНАРИО

Прорачунати индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње електроенергетског система Р. Србије се могу видети у Таб.Д. 5.11.

Таб.Д. 5.11: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за алтернативни сценарио у 2025. години

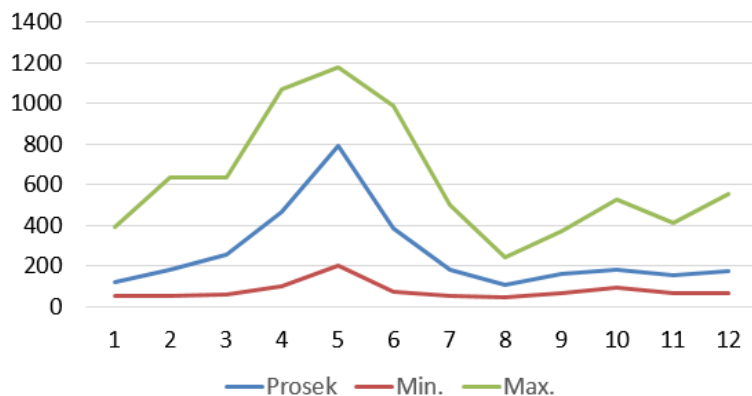
	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
RS	0	0

Ни у овом сценарију нису примећени проблеми. Индикатори овог аспекта адекватности показију да нема неиспоручене енергије, као ни сати у којима би она постојала. На Сл.Д. 5.9 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 46 MW до 1104 MW, са просеком 264 MW.



Сл.Д. 5.9: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио

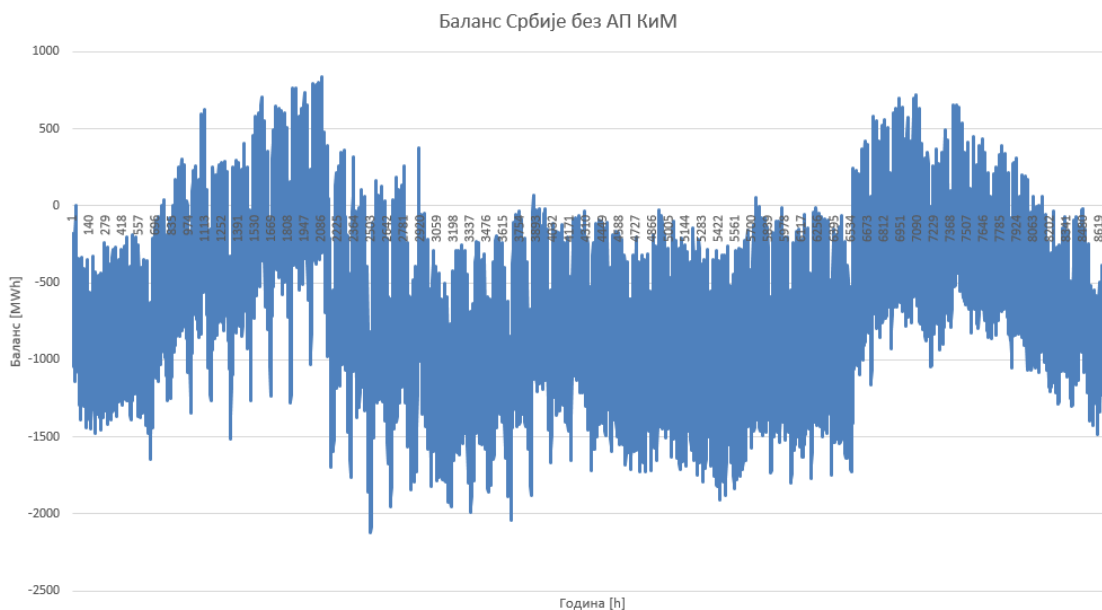
На Сл.Д. 5.10 су приказани просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године.



Сл.Д. 5.10: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио

На Сл.Д. 5.11 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији.

Може се приметити да у 2025. години у алтернативном Србија претежно увози електричну енергију, у просеку око 730 MW на сатном нивоу, а на годишњем нивоу 6,4 TWh. Увоз електричне енергије у овом сценарију је већи него у реалистичном због претпостављене ограничене расположивости термоелектрана због лошег квалитета угља, као и због кашњења прикључења нових производних објеката.



Сл.Д. 5.11: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.12 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.



Сл.Д. 5.12: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србију без АП КиМ- алтернативни сценарио

Д.5.1.8 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2030. ГОДИНУ ЗА РЕАЛИСТИЧНИ СЦЕНАРИО

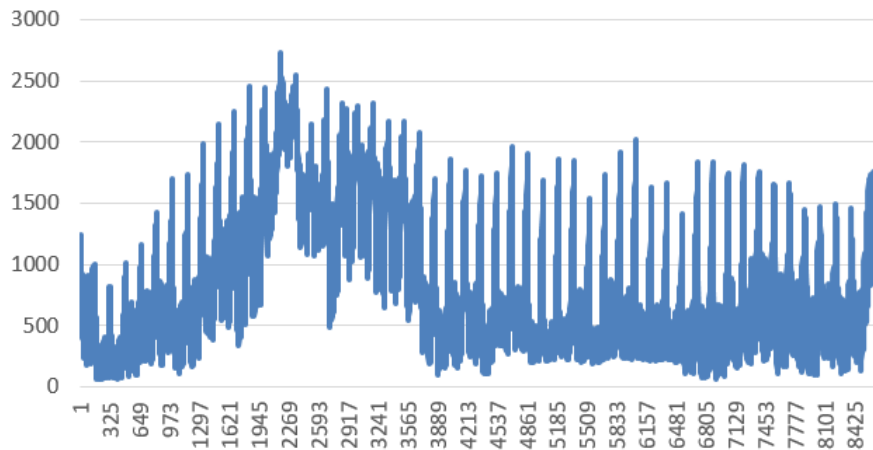
Прорачунати адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње електроенергетског система Р. Србије за 2030. годину се могу видети у Таб.Д. 5.9.

Таб.Д. 5.12: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за реалистични сценарио у 2030. години

	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
RS	0	0

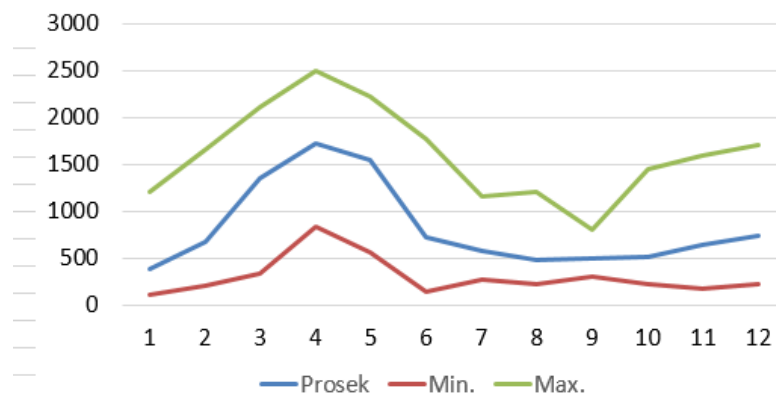
У реалистичном сценарију у Србији без АП КиМ нису примећени проблеми. Индикатори разматраног аспекта адекватности показију да нема неиспоручене енергије, као ни сати у којима постоји неиспоручена енергија.

На Сл.Д. 5.5 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 0 MW до 1459 MW, са просеком 204 MW.



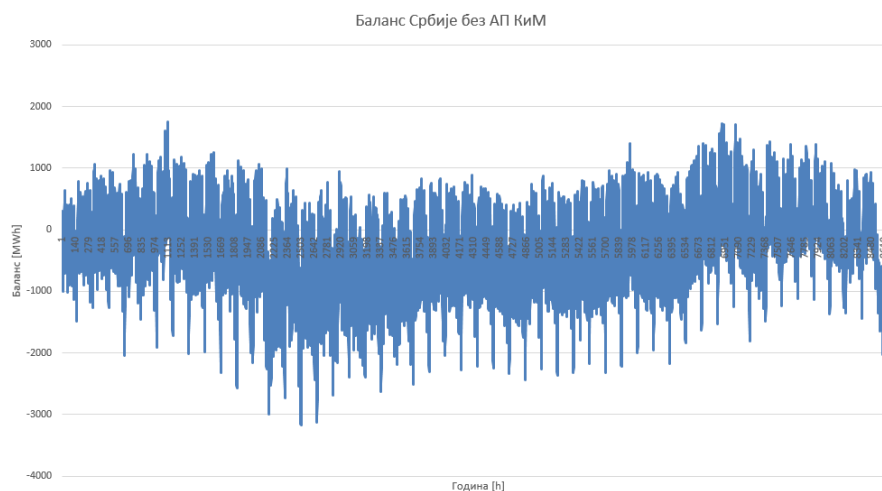
Сл.Д. 5.13: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2030 – са рез. - реалистични сценарио

На Сл.Д. 5.6 приказани су просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године.



Сл.Д. 5.14: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2030 – са рез. – реал. сценарио

На Сл.Д. 5.7 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији. Може се приметити да у 2030. години у реалистичном сценарију Србија претежно увози електричну енергију, у просеку око 280 MW на сатном нивоу, што даје 2,4 TWh годишње.



Сл.Д. 5.15: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.8 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.



Сл.Д. 5.16: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2030. години за Р. Србију без АП КиМ- реалистичан сценарио

Урађена је и анализа предметног аспекта адекватности у екстремном случају, када би се искључили сви интерконективни далеководи. Резултати су дати у табели Таб.Д. 5.10.

Таб.Д. 5.13: Индикатори предметног аспекта адекватности за реалистични сценарио (искључени сви интерконективни далеководи) – LOLE и ENS

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
RS bez KiM	1765153	1933	964765	1198	1012694	1225.47

Резултати приказани у горњој табели указују на значај интерконективних далековода. Закључак је да би електроенергетски систем Србије са аспекта адекватности био угрожен уколико не би постојале интерконекције и да би вредност LOLE била изнад дозвољена 3 h што би довело до нежељених редуција испоруке електричне енергије.

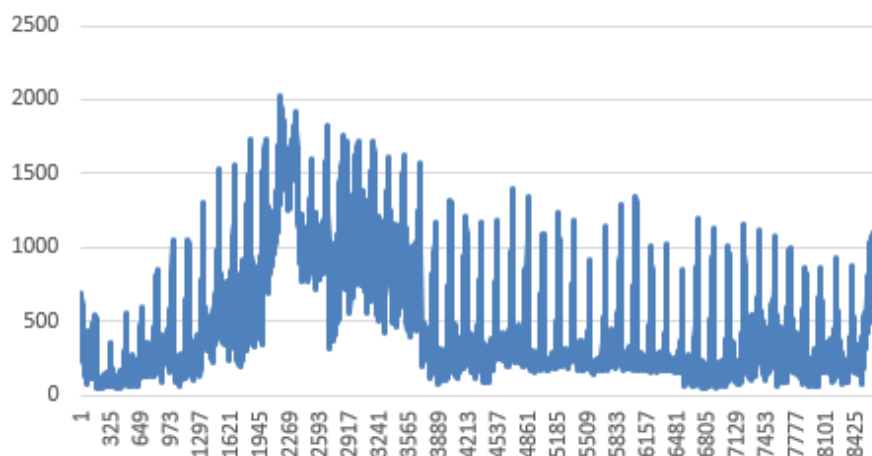
Д.5.1.9 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2030. ГОДИНУ ЗА АЛТЕРНАТИВНИ СЦЕНАРИО

Прорачунати индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потреба потрошње електроенергетског система Р. Србије се могу видети у Таб.Д. 5.11.

Таб.Д. 5.14: Индикатори адекватности производних ресурса за задовољење потрошње за алтернативни сценарио у 2030. години

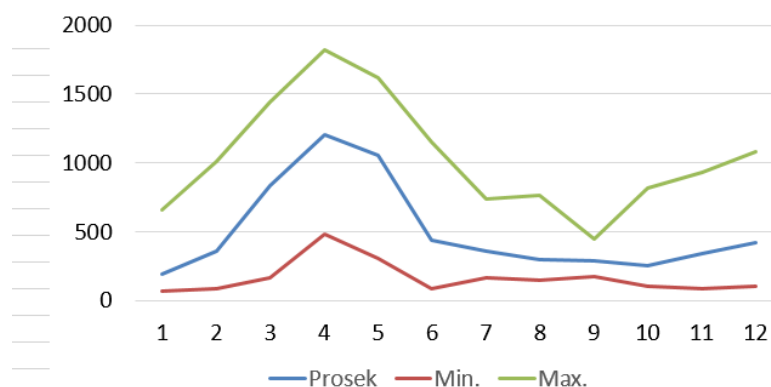
	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
RS	0	0

Ни у овом сценарију нису примећени проблеми. Индикатори овог аспекта адекватности показију да нема неиспоручене енергије, као ни сати у којима би она постојала. На Сл.Д. 5.917 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 50 MW до 2027 MW, са просеком 503 MW.



Сл.Д. 5.17: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2030 – са резервом - алтернативни сценарио

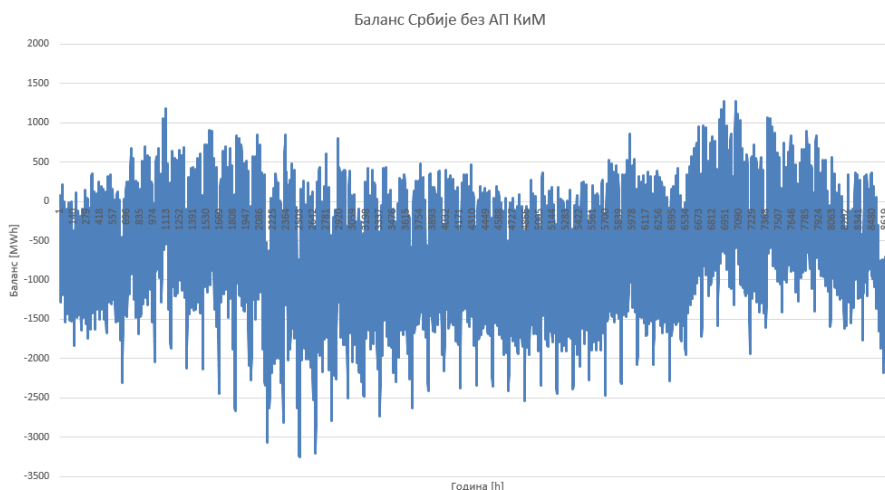
На Сл.Д. 5.10 су приказани просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године.



Сл.Д. 5.18: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2030 – са резервом - алтернативни сценарио

На Сл.Д. 5.119 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији.

Може се приметити да у 2030. години у алтернативном сценарију Србија претежно увози електричну енергију, у просеку око 700 MW на сатном нивоу, а на годишњем нивоу 6,1 TWh. Увоз електричне енергије у овом сценарију је већи него у реалистичном због претпостављене ограничене расположивости термоелектрана због лошег квалитета угља, као и због кашњења прикључења нових производних објеката.



Сл.Д. 5.19: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.12 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.



Сл.Д. 5.20: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2030. години за Р. Србију без АП КиМ - алтернативни сценарио

Д.5.2 АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ И ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА СА АСПЕКТА БАЛАНСИРАЊА

У овој анализи даје се оцена утицаја различитих нивоа капацитета ОИЕ на потребну и доступну резерву у систему Србије. На основу ових резултата ЕМС може дефинисати одговарајуће додатне захтеве према произвођачима из ОИЕ које је неопходно задовољити у циљу очувања безбедног и сигурног рада система.

Ова анализа спроведена је у неколико корака:

1. Применом методологије описане у поглављу Д.5.2.3 су утврђени нивои потребне балансне резерве у систему Србије за висок ниво капацитета у ОИЕ (Амбициозни сценарио).
2. Утврђена потребна балансна резерва је моделована у тржишном моделу Србије (у PLEXOS софтверском алату) уважавајући могућности конкретних хидро и термо електрана у обезбеђењу балансне резерве.
3. Спроведене су симулације рада система уважавајући садашњи ниво производних капацитета и прогнозирану потрошњу за 2023. годину у регионалном контексту, уз већ поменуто моделовање и потребне балансне резерве (више о улазним подацима може се наћи у поглављу Д.5.2.3).
4. На бази резултата тржишних симулација утврђени су нивои доступне балансне резерве у систему Србије за висок ниво капацитета у ОИЕ (Амбициозни сценарио).

Као додатна анализа, утврђен је ниво капацитета у ОИЕ (Прихватљив сценарио) који се може балансирати уважавајући садашњи ниво производних капацитета и прогнозирану потрошњу за 2023. годину.

Д.5.2.2 СПИСАК ОБЈЕКТА КОЈИ НЕ ПОДЛЕЖУ ЕВЕНТУАЛНОМ ОДЛАГАЊУ ПРИКЉУЧЕЊА

У овом потпоглављу је дат списак пројеката прикључења за које је са оператором преносног система закључен Уговор о изради Студије прикључења објекта (у складу са Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом Републике Србије), односно за које су издати Услови за пројектовање и прикључење електране од стране оператора дистрибутивног система, тј. затвореног дистрибутивног система (у складу са Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом Републике Србије). У наредне четири табеле су дати обухваћени пројекти прикључења ветроелектрана и соларних електрана на преносни, односно дистрибутивни систем. Треба напоменути да је редослед којим су електране овде дате насумичан, те да редни број у табели нема значај са аспекта редоследа којим ће електране бити изграђене и прикључене. Такође се мора нагласити да је у оквиру анализе адекватности са аспекта балансирања која је урађена за потребе овог Плана развоја у обзир узет далеко већи број објеката (као што ће бити наведено у Додатку Д.5.2.4). Ипак, овде дати спискови пројеката нису сувишни, већ, према Закону о коришћењу обновљивих извора енергије Р. Србије, представљају пројекте чије прикључење на систем не може бити одложено у складу са овим законом. Што се тиче објеката чије се прикључење очекује на дистрибутивном напонском нивоу, за њих су дате искључиво вредности инсталираних капацитета. Овакве вредности нису индикатор снага инјектирања енергије из дистрибутивног у преносни систем.

Таб.Д. 5.15 Списак обухваћених пројеката прикључења ВЕ на преносни систем

Р. бр.	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
1	ВЕ Алибунар 1	96,6
2	ВЕ Алибунар 2	71,4
3	ВЕ Банат	93
4	ВЕ Банат 3	93
5	ВЕ Банатско Ново Село	125
6	ВЕ Банат 2	140
7	ВЕ Уљма	120
8	ВЕ Башаид	85
9	ВЕ Бела Анта	120,8
10	ВЕ Бела Анта 2	80
11	ВЕ Црни Врх Power	150
12	ВЕ Чибук 2	150
13	ВЕ Честобродица	238
14	ВЕ Елицио Али 2	150

Р. бр.	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
15	ВЕ Костолац	75
16	ВЕ Кривача	103,32
17	ВЕ Маестрале Ринг	800
18	ВЕ Никине Воде	45
19	ВЕ Пландиште 1	108
20	ВЕ Пупин	96
21	ВЕ Торак	300
22	ВЕ Ветрозелена	291
23	ВЕ Целзијус 1	200
24	ВЕ Елицио Wind 01	50
25	ВЕ ГЕХ Wind 1	200
26	ВЕ Кошава (промена снаге)	68,4
27	ВЕ Ново Село 2	150
Укупно		4199,52

Таб.Д. 5.16 Списак обухваћених пројеката прикључења СЕ на преносни систем

Р. бр.	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
1	СЕ Соларина	150
2	СЕ Адриа Солеа Сјеница	50
3	СЕ Кима Солар	50
4	СЕ PV Power Plant	80
5	СЕ Уљма	22
Укупно		352

Таб.Д. 5.17 Списак обухваћених пројеката прикључења ВЕ на дистрибутивни систем

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
1	Нови Сад	ВЕ "Balkan Electric" д.о.о. Вршац	9

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
2	Нови Сад	ВЕ "Electron Energy Beta" д.о.о. Суботица	10
3	Нови Сад	ВЕ "Electron Energy Gamma" д.о.о. Суботица	10
4	Нови Сад	ВЕ Надел 1	9,6
5	Нови Сад	ВЕ Надел 2	9,6
6	Нови Сад	ВЕ Крушчица	10
7	Нови Сад	ВЕ Кошава 2	10
8	Нови Сад	ВЕ Кошава 3	10
9	Нови Сад	ВЕ Ковачица 2	9
10	Нови Сад	ВЕ Кула 4	0,0112
11	Нови Сад	ВЕ Кула 3	0,0112
12	Нови Сад	ВЕ Кула 2 (Торак)	10
13	Нови Сад	ВЕ Долово 2	9,9
14	Нови Сад	ВЕ Долово 3	9,9
15	Нови Сад	ВЕ "WIND CONSTRUCCION TRI" д.о.о. Београд	9,9
16	Нови Сад	ВЕ Бела Анта 1	9,9
17	Нови Сад	ВЕ Бела Анта 2	9,9
18	Ниш	ВЕ ВТА	0,0075
Укупно			146,73

Таб.Д. 5.18 Списак обухваћених пројеката прикључења СЕ на дистрибутивни систем

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
1	Нови Сад	"Argali Energy - Pecinci"	9,96
2	Нови Сад	"Arhar ŽI 1"	9,999
3	Нови Сад	"Arhar КО 1"	9,999
4	Нови Сад	"B2 Nova Sun" д.о.о. Београд	9,999
5	Нови Сад	"B2 Solrize" д.о.о. Београд	9,999

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
6	Нови Сад	"B2 Sunspot" д.о.о. Београд	9,999
7	Нови Сад	"B4M Solutions" д.о.о. Београд	5
8	Нови Сад	"Bajsa Agrar" д.о.о. Кикинда	1,66
9	Нови Сад	"BEM Invest" д.о.о. Београд	0,99
10	Нови Сад	"CIGLANA 1"	1
11	Нови Сад	"CIGLANA 2"	1
12	Нови Сад	"CUBI 2" д.о.о. Нови Сад	0,146
13	Нови Сад	"DAETRA NEKRETNINE" д.о.о. Београд	4,8
14	Нови Сад	"DD SOLAR NETWORK" д.о.о. Београд	4,8
15	Нови Сад	"DECO-Invest" д.о.о. Плочица	3
16	Нови Сад	"Djordje Baijlo Arhitekti"	0,999
17	Нови Сад	"DTD SOLAR 2"	5,05
18	Нови Сад	"EDEX" д.о.о. Београд	3
19	Нови Сад	"EKO Belfruit - 1"	0,7
20	Нови Сад	"EKO Belfruit - 2"	0,7
21	Нови Сад	"Energia Solis" д.о.о. Београд	9,999
22	Нови Сад	"ENPRO Zeljko Popovic PR_Srpska Crnja 1"	0,159
23	Нови Сад	"eSUN SOLUTIONS 1"	0,999
24	Нови Сад	"Forest energy" д.о.о. Београд	9,999
25	Нови Сад	Машински институт	0,05
26	Нови Сад	"FV PLANT 1 Adasevci" фаза 1	5,5
27	Нови Сад	"FV PLANT 1 Adasevci" фаза 2	5,5

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
28	Нови Сад	"FV PLANT 2 Bacinci"	9,999
29	Нови Сад	"GBS Kikinda" д.о.о. Кикинда	2
30	Нови Сад	"Gobem" д.о.о. Београд	9,45
31	Нови Сад	"Grundfos Srbija" д.о.о. Инђија	0,506
32	Нови Сад	"Hinode-Conoplja 1"	2
33	Нови Сад	"Hinode-Rastina 1"	0,999
34	Нови Сад	"I Mountain" д.о.о. Београд	9,999
35	Нови Сад	"Laslo Tandari" PR	0,99
36	Нови Сад	"Metalmania" д.о.о. Кањижа	0,99
37	Нови Сад	"MIANTI SOLARNA ELEKTRANA" д.о.о. Суботиц	0,99
38	Нови Сад	"MVP GROUP" д.о.о. Кремна	1
39	Нови Сад	"NIS Solarna Rafinerija"	0,999
40	Нови Сад	"НИС НС-СДН ФАЗА 2"	6,5
41	Нови Сад	"НИС НС-СДН ФАЗА 2"	6,5
42	Нови Сад	"Nova opstina"	0,025
43	Нови Сад	ФНЕ 1 БИГ НС објекат А	0,6
44	Нови Сад	ФНЕ 2 БИГ НС објекат Б	0,558
45	Нови Сад	ФНЕ 3 БИГ НС објекат Ц1	0,4
46	Нови Сад	ФНЕ 4 БИГ НС објекат Ц2	0,41
47	Нови Сад	"Old Mill Solar one" д.о.о. Novi Sad	0,999
48	Нови Сад	"Old Mill Solar two" д.о.о. Novi Sad	0,999
49	Нови Сад	"Otvorenu univerzitet"	0,034
50	Нови Сад	"Soalrna elektrana Panawiss plus"	2,5
51	Нови Сад	"PIONIR GREEN ENERGY - 9,799MW"	9,799

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
52	Нови Сад	"Муџија"	9,799
53	Нови Сад	"Poljoprivredno gazdinstvo Terić Rade"	0,034
54	Нови Сад	Врдник под кулом	0,15
55	Нови Сад	"ФНЕ Промонт"	0,5
56	Нови Сад	"РЕАНЕМ" д.о.о. Нови Сад	0,04
57	Нови Сад	"Surduk 1"	0,99
58	Нови Сад	"Surduk 2"	0,99
59	Нови Сад	"Surduk 3"	0,99
60	Нови Сад	"Silbo" д.о.о. Београд	0,5
61	Нови Сад	"Sloga" д.о.о. Кањижа	5
62	Нови Сад	"SOLAR UNITED NORD" д.о.о. Суботица	0,99
63	Нови Сад	"SOLARPARK PROFESSIONAL" д.о.о. Суботица	0,99
64	Нови Сад	"Tatjana Momirov PR DIRECT EAST WEST"	4,5
65	Нови Сад	"Terra solar_RU_Nova Pazova IND"	0,16
66	Нови Сад	"Terra solar_RU_Simanovci Gilmar"	0,08
67	Нови Сад	"Terra solar_RU_Krnjesevci Jelen 1"	0,43
68	Нови Сад	"Terra solar_SM_Brankom Spedicija"	0,185
69	Нови Сад	"Terra solar_SM_Idea SM"	0,06
70	Нови Сад	"Terra solar_RU_Idea Nova Pazova"	0,12
71	Нови Сад	"Terra solar_RU_Idea S.Pazova"	0,06
72	Нови Сад	"Terra solar_RU_MM99 Centrala"	0,99
73	Нови Сад	"Tradeunique" д.о.о. Београд	0,35

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
74	Нови Сад	"TWINFIN TESLA" д.о.о. Београд	9,96
75	Нови Сад	"Veneta Solar" д.о.о. Суботица	2,7
76	Нови Сад	"MSE Vinex Etil 2"	3
77	Нови Сад	"MSE Vinex Etil 1"	0,999
78	Нови Сад	"VTV" д.о.о. Суботица	0,02
79	Нови Сад	"Zemljoradnička zadruga Tisa" Бачко Петрово Се	0,081
80	Нови Сад	3.3. Воћар Сланкамен_Електрана 1	0,16
81	Нови Сад	3.3. Воћар Сланкамен_Електрана 2	0,5
82	Нови Сад	Земун Инвест	2
83	Нови Сад	„Aretol“ Нови Сад	0,16
84	Нови Сад	„Aretol 2“ Ада	0,16
85	Нови Сад	„Aretol 1“ Ада	0,16
86	Нови Сад	Adrovic Mehmed	9,999
87	Нови Сад	Aleksandar Terzin	10
88	Нови Сад	Bjelić Borislav	0,005
89	Нови Сад	"Kolevka"	0,03
90	Нови Сад	"FNE FK TSC"	0,15
91	Нови Сад	Електрана Студеница	0,01
92	Нови Сад	Имре Барна	0,005
93	Нови Сад	Janko Micic	0,01
94	Нови Сад	М.Тита 34	0,005
95	Нови Сад	Katalin Sitaš	0,005
96	Нови Сад	Паркинг КЦВ	0,15
97	Нови Сад	Marko Šolaja	0,02
98	Нови Сад	Milika Delic	0,01
99	Нови Сад	Milivoj i Ljerka Isakov	0,005
100	Нови Сад	Milutin Pejović	0,99

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
101	Нови Сад	Nenad Novkovic	0,16
102	Нови Сад	"Zarko Zrenjanin"	0,022
103	Нови Сад	Predrag Tatic	0,48
104	Нови Сад	ПТП "Дубрава" д.о.о. Бајмок	1
105	Нови Сад	"Nasa radost"	0,028
106	Нови Сад	Srdjan Arsenovic	0,005
107	Нови Сад	"Ivan Saric"	0,049
108	Нови Сад	Veselin Sibul	0,8
109	Нови Сад	Vojkan Dominik	0,005
110	Нови Сад	"Bradic ЕКО 1"	0,999
111	Нови Сад	"Bradic ЕКО 2"	0,999
112	Нови Сад	"Bradic ЕКО 3"	0,999
113	Нови Сад	АД "Novosadski Sajam" Нови Сад	0,5
114	Нови Сад	ОШ Милан Петровић	0,12
115	Нови Сад	Соларна електрана "Упов"	0,331
116	Нови Сад	Општина Шид	0,999
117	Ниш	АМИ Енергетика	0,63
118	Ниш	ВІМ ТЕХ 2	0,16
119	Ниш	Екоfood	0,053
120	Ниш	Ловопроект	0,05
121	Ниш	Чутура Дољевац	0,049
122	Ниш	Микротехника	0,0418
123	Ниш	Малибу	0,015
124	Ниш	Босфорус	0,12
125	Ниш	Стојановић	0,00688
126	Ниш	Карбулово	0,03
127	Ниш	PV Aquastar Danube	0,05
128	Ниш	Sonal Group – Солар 1	7
129	Ниш	Фунгојуг	0,1375

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
130	Ниш	Статус дуо	0,0495
131	Ниш	АДОС Врање 1	9,9
132	Ниш	Чубра	0,495
133	Ниш	Неша воће	0,5
134	Ниш	Соларис 3	0,999
135	Ниш	Виктор пелет	0,1
136	Ниш	Бојник 1 Домит	0,4
137	Ниш	Бојник 2 Домит	0,25
138	Ниш	Младост1	0,999
139	Ниш	Дуванска 2	0,328
140	Ниш	Топличанка	0,548
141	Ниш	Стефан Солар	0,03
142	Ниш	Грљан	5,4
143	Ниш	Тијовац	0,999
144	Ниш	Луково	0,02
145	Ниш	Југпром 1	0,8
146	Ниш	Југпром 2	0,8
147	Ниш	Аутостоп Бојник	0,8
148	Ниш	Лемекс	0,999
149	Ниш	Dan energy	0,03
150	Ниш	Нишор	6
151	Ниш	Долац	0,375
152	Ниш	АДОС Врање 2	9,9
153	Ниш	Sonal Group – Солар Неготин	8
154	Ниш	Загужање 1	0,449
155	Ниш	Румба 038	0,0164
156	Ниш	Црвени Брег	0,8
157	Ниш	Соларис 4	0,999
158	Ниш	Соларис 5	1,2
159	Ниш	Калабовце 1	0,4989

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
160	Ниш	Калабовце 2	0,699
161	Ниш	ПВ Модули	0,029
162	Ниш	Равниште	5
163	Ниш	Велика Јасикова	5
164	Ниш	Врбовац 2	0,1
165	Ниш	Westgate Solar	6
166	Ниш	Ривер Солар	0,015
167	Ниш	Врање 3	9,9
168	Ниш	Коса	0,45
169	Ниш	Хисар	8
170	Ниш	Ђорђе солар	0,03
171	Ниш	Suntastic 1 solar PV	8,75
172	Ниш	Suntastic 2 solar PV	8,75
173	Ниш	Криви Вир	0,999
174	Ниш	Цакановац 1	0,999
175	Ниш	Цакановац 2	0,999
176	Ниш	Цакановац 3	0,999
177	Ниш	Топлица 2	0,155
178	Ниш	Крушце	0,501
179	Ниш	Церница	0,99
180	Ниш	Ступница	0,5
181	Ниш	Беја	7,5
182	Ниш	Крупац 1 – Super Solar Energy	0,10596
183	Ниш	Derven Green Energy	0,99
184	Ниш	Даниа	0,3
185	Ниш	Ореовац	7
186	Ниш	Жива Река	0,99
187	Ниш	Дољевчанка	9,9
188	Ниш	АЦТ Солар Б Ореовац	8
189	Ниш	Живково 1	0,999

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
190	Ниш	Дољевац	9,999
191	Ниш	Лебане-Ново Село	8
192	Ниш	Соларис Бојник	6
193	Ниш	Горње Ливаде	3
194	Ниш	Солектра	7,5
195	Ниш	Мерошина сол	4
196	Ниш	Кобра	9,999
197	Ниш	Савиола	8
198	Ниш	ЦГС Мали Извор	7
199	Ниш	Јастреб	9,99
200	Ниш	Електра	0,159
201	Ниш	Јабучовац	7,5
202	Ниш	Доњи Барбеш	9,9
203	Ниш	Енерго Радан	0,77
204	Ниш	Кацапун	0,765
205	Ниш	Кукла	5
206	Ниш	Рајчиловци	0,99
207	Ниш	Солар електро Брестовац	1,5
208	Ниш	Атом	0,999
209	Ниш	Басара	0,999
210	Ниш	Alpha Solar	0,8
211	Ниш	"AVV solar PV"	1,5
212	Ниш	Равниште 1	0,999
213	Ниш	Пирот-Форма Идеале	0,09
214	Ниш	Димче 1	8
215	Ниш	Минесо 1	8
216	Ниш	Кнез	0,999
217	Крагујевац	ПНЕ Костолац Петка	9,75
218	Крагујевац	СЕ delAsol Lapovo	9,913
219	Крагујевац	СЕ ДИМА	10
220	Крагујевац	Мала електрана Касидол	0,3

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
221	Крагујевац	CE FV ST 1 Solar Plant	8
222	Крагујевац	„AVR Solar Saraorci“	9,96
223	Крагујевац	CE Маргум Солар	0,5
224	Крагујевац	CE „ЛДС Солар 1“	0,44
225	Крагујевац	delasol north - Лапово	9,999
226	Крагујевац	CE Мрка	1
227	Крагујевац	CE "PVS" - BRISTA - Раброво	1
228	Крагујевац	CE "KETER SOLAR" - Лужнице - Крагујевац	4,4
229	Крагујевац	CE SUN ENERGY ONE- Лужнице	9,89
230	Београд	Тера солар	0,196
231	Краљево	'Лозница-форма идеале"	0,086
232	Краљево	Фотонапонска електрана "Vorverk Eurotrade" Лај	0,64
233	Краљево	Соларна електрана "ИПЕН" Белановица	0,95
234	Краљево	CE Лисина	4
235	Краљево	CE Казновиће	0,9
236	Краљево	CE Зоран Тодоровић, Даросава	0,99
237	Краљево	CE Бошковић	0,99
238	Краљево	Хелион Грин Заблаће	2,4
239	Краљево	Солар Плус Зеоке	0,48
240	Краљево	МСЕ МАСНИКОСА 50	0,035
241	Краљево	МСЕ ВРАЋЕВШНИЦА	0,476
242	Краљево	МСЕ ДРЕНОВА	0,42
243	Краљево	CE Тоби	0,992
244	Краљево	CE Дренова	9,03
245	Краљево	CE Хелиос	6,5
246	Краљево	CE Нови Брачин ПВ	0,999

Р. бр.	Дистрибутивно подручје	Назив електране	Инсталисана снага електране [MW]
247	Краљево	FL Elektro Solar 4	0,05
248	Краљево	SONNENCRAFT	0,995
249	Краљево	СЕ Маргисол	4,05
250	Краљево	СЕ Аман Јагодина	10
251	Краљево	СЕ Солар Рековац	3
252	Краљево	МСЕ "ДРС 1"	0,54
253	Краљево	SE Visibaba Solar PV	8
254	Краљево	СЕ Рача	0,1
255	Краљево	Северово	0,456
256	Краљево	КАМЕНИЦА СОЛАР ПВ	1,65
257	Краљево	Radović Energy doo	0,441
Укупно			683,6

Д.5.2.3 ПРЕГЛЕД ИСТОРИЈСКИХ ПОДАТАКА О УГОВОРЕНОЈ И ОБЕЗБЕЂЕНОЈ РЕЗЕРВИ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ СИСТЕМА

У овом тренутку, регулациона резерва у Србији се израчунава према процедури из Уговора о раду у СММ блоку, сразмерно вредности снаге највеће јединице (600 MW) у ЕЕС Србије. Наиме, према SOGL регулациона резерва се димензионише на нивоу регулационог блока. Како је 600 MW снага највеће производне јединице и у СММ блоку, ова вредност се, сразмерно највећој јединици у свакој земљи, расподељује пропорционално на Србију, Црну Гору и Северну Македонију. На овај начин, регулациона резерва Србије се смањује на 360 MW захваљујући раду у СММ блоку. Према Правилима о раду система ЕМС АД је дужан да набави ± 80 MW у секундарној регулацији и 300 MW у терцијарној резерви навише.

Тренутно, према закљученом Уговору о помоћним услугама са ЈП ЕПС за 2023. годину, обезбедиће се помоћне услуге у оквиру плана рада производних капацитета, и то непрекидно регулациони опсег за секундарну регулацију у износу од 160 MW.

ЈП ЕПС ће планирањем помоћних услуга, у оквиру Дневног плана рада обезбедити помоћну услугу терцијарне резерве при чему ће износ за позитивну терцијарну резерву бити 300 MW, а износ за негативну терцијарну резерву бити 150 MW.

Преглед планиране, тј. уговорене резерве и остварене резерве у периоду од 2020-2022. године дат је у табелама доле:

Таб.Д. 5.19: Секундарна и терцијарна резерва за 2020. годину

Godina 2020	Sekundarna regulacija						Tercijarna regulacija					
	Ugovorena rezerva		Neobebedjena rezerva		Realizovana rezerva		Ugovorena rezerva		Neobebedjena rezerva		Realizovana rezerva	
	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati
Januar	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744
Februar	111360	696	0	0	111360	696	201600	672	0	0	201600	672
Mart	118880	743	0	0	118880	743	222900	743	2938	16	219962	727
April	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	0	0	216000	720
Maj	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744
Jun	115200	720	125	2	115075	718	216000	720	180	3	215820	717
Jul	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744
Avgust	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	221	3	222979	741
Septembar	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	293	3	215707	717
Oktober	119200	745	0	0	119200	745	223500	745	2229	19	221271	726
Novembar	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	0	0	216000	720
Decembar	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744

Таб.Д. 5.20: Секундарна и терцијарна резерва за 2021. годину

Godina 2021	Sekundarna regulacija						Tercijarna regulacija					
	Ugovorena rezerva		Neobebedjena rezerva		Realizovana rezerva		Ugovorena rezerva		Neobebedjena rezerva		Realizovana rezerva	
	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati
Januar	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	955	17	222245	727
Februar	107520	672	88	3	107432	669	201600	672	699	14	200901	658
Mart	118880	743	0	0	118880	743	222900	743	879	12	222021	731
April	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	371	6	215629	714
Maj	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	1137	7	222063	737
Jun	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	3527	28	212473	692
Jul	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	745	10	222455	734
Avgust	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	660	6	222540	738
Septembar	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	0	0	216000	720
Oktober	119200	745	0	0	119200	745	223500	745	0	0	223500	745
Novembar	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	0	0	216000	720
Decembar	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	2035	18	221165	726

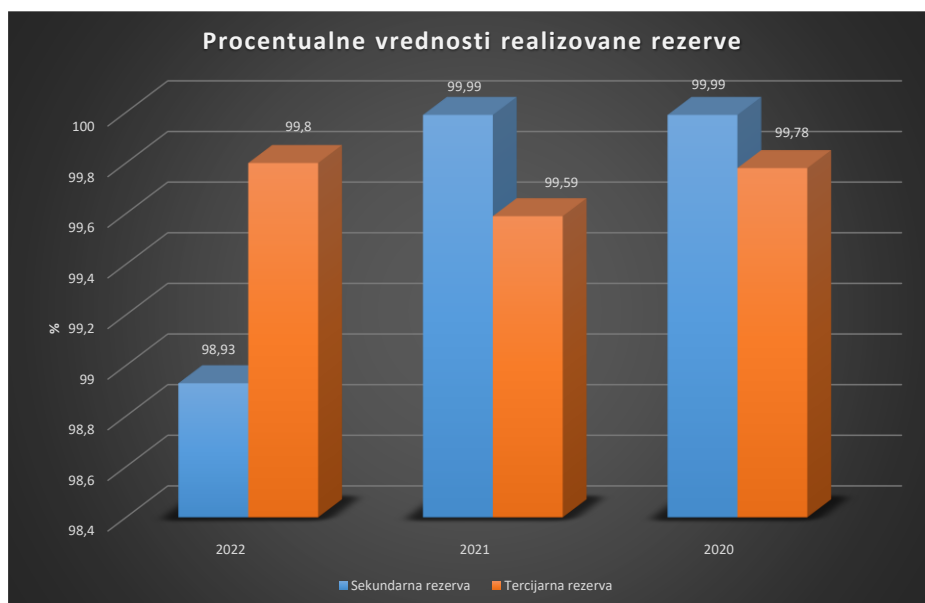
Таб.Д. 5.21: Секундарна и терцијарна резерва за 2022. годину

Godina 2022	Sekundarna regulacija						Tercijarna regulacija					
	Ugovorena rezerva		Neobebedjena rezerva		Realizovana rezerva		Ugovorena rezerva		Neobebedjena rezerva		Realizovana rezerva	
	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati	Opseg[MW]	Broj sati
Januar	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744
Februar	107520	672	0	0	107520	672	201600	672	64	2	201536	670
Mart	118880	743	0	0	118880	743	222900	743	84	2	222816	741
April	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	0	0	216000	720
Maj	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744
Jun	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	0	0	216000	720
Jul	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744
Avgust	119040	744	0	0	119040	744	223200	744	0	0	223200	744
Septembar	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	3623	17	212377	703
Oktober	119200	745	0	0	119200	745	223500	745	0	0	223500	745
Novembar	115200	720	0	0	115200	720	216000	720	0	0	216000	720
Decembar	119040	744	6140	96	112900	648	223200	744	0	0	223200	744

Сумарна табела о проценту реализације резерве по годинама дата је у наставку:

Таб.Д. 5.22: Сумарни приказ процената реализације резерве

Procenti realizovane rezerve	Sekundarna rezerva	Tercijarna rezerva
2022	98,93	99,8
2021	99,99	99,59
2020	99,99	99,78



Сл.Д. 5.21: Процентуалне вредности реализоване резерве

Д.5.2.4 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРОЦЕНУ РАСПОЛОЖИВЕ И ПОТРЕБНЕ РЕЗЕРВЕ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ СИСТЕМА

(1) Улазне претпоставке

Република Србија

Како би био истражен утицај високог нивоа капацитета ОИЕ на балансирање у Србији, размотрен је Амбициозни сценарио који обухвата све захтеве за прикључење ОИЕ на преносном и дистрибутивном систему виђене до 2032. године (година је узета зато што означава последњу годину на коју се односи овај План развоја). Подаци о захтевима су узети са пресеком начињеним у тренутку вршења прорачуна. Што се тиче података о изворима који су прикључени на дистрибутивни систем, треба истаћи да се њихови инсталисани капацитети коришћени у овој анализи не поклапају са онима из Поглавља 8. Узрок лежи у томе што је за анализу адекватности спровођен одвојени поступак прикупљања улазних подлога и података, усклађен са чланом 67а Закона о коришћењу обновљивих извора енергије. Инсталисане снаге електрана узете у обзир у овој анализи су дате у наредној табели. Притом су (као и у Потпоглављу 5.2.2) дати само подаци о инсталисаним капацитетима електрана, тако да исти не могу да буду сматрани икаквим индикатором снага инјектирања енергије из дистрибутивног у преносни систем.

Таб.Д. 5.23: Амбициозни сценарио развоја ОИЕ

Тип електране	Инсталисана снага[MW]
ВЕ	9169
СЕ	10573
Укупно	19742

Од тих капацитета, прикључења на дистрибутивном напонском нивоу (укључујући и оне капацитете који су већ прикључени на дистрибутивни систем) заузимају 1892 MW. Од тога је укупна снага ветроелектрана била једнака 218 MW, док је укупна снага соларних електрана била једнака 1674 MW. Распоред капацитета по дистрибутивним подручјима ОДС може се видети у табели приказаној у наставку.

Таб. 13.1: Снага дистрибуираних капацитета разматраних у анализи адекватности.

Дистрибутивно подручје:	Снага ВЕ (MW)	Снага СЕ (MW)	Укупно (MW)
Београд	0	42,9	42,9
Нови Сад	207,6	825,2	1032,8
Ниш	0,008	471,9	471,9
Крагујевац	9,8	198,2	208
Краљево	0,5	135,6	136,1
Укупно	217,9	1673,8	1891,7

Као основа за анализу узета је садашња структура производног портфеља система Србије, као и прогнозирана потрошња за 2023. годину. Основни подаци о потрошњи и производним капацитетима у Србији дати су у следећим табелама.

- Потрошња

Прогнозирана потрошња у Србији у 2023. години је на нивоу од 38.2 TWh (потрошња без АП КиМ, са губицима у преносу). За потребе симулација у PLEXOS алату коришћени су профили потрошње који одговарају следећим климатским годинама: 1982, 1984, 2007. Ове климатске године представљају репрезентативни сет климатских година којима се обухватају читав опсег климатских година расположивих у ЕНТСО-Е бази податка (1982-2016) и одговарајући утицаји на сатне промене потрошње у Србији.

- Производни капацитети

Производни капацитети тренутно (2023. година) у погону у Србији (без АП КиМ) по технологијама и појединачно дати су у следећим табелама.

Таб.Д. 5.24: Инсталисани капацитети – Србија (без КиМ), снага на прагу преноса

Тип електране	Снага на прагу преноса [MW]
ТЕ	4391
ХЕ	2980
ВЕ	398
СЕ	23
Остале техн.	135

Имајући у виду да се урађена анализа односи на садашње стање, њом нису обухваћена повећање снаге на појединим блоковима.

Таб.Д. 5.25: Термоелектране у Србији (без КиМ), 2023, снага на прагу преноса

Назив електране	Гориво	Снага на прагу преноса [MW]	
ТЕ-ТО Нови Сад А1	Гас	108	
ТЕ-ТО Нови Сад А2		110	
ТЕ-ТО Панчево А1		61	
ТЕ-ТО Панчево А2		61	
ТЕ-ТО Панчево А3		60	
ТЕНТ А1	Лигнит	180	
ТЕНТ А2		180	
ТЕНТ А3		298	
ТЕНТ А4		310	
ТЕНТ А5		312	
ТЕНТ А6		315	
ТЕНТ Б1		610	
ТЕНТ Б2		610	
ТЕ Костолац А1		90	
ТЕ Костолац А2		191	
ТЕ Костолац Б1		316	
ТЕ Костолац Б2		316	
ТЕ Колубара А3		58	
ТЕ Колубара А5		100	
ТЕ Морава		105	
Укупно:			4391

Треба напоменути да у анализи нису примењивана никаква ограничења у погледу квалитета и доступности лигнита за постројења термоелектрана у Србији и да је симулација свих термо блокова вршена са њиховим пројектованим параметрима.

Таб.Д. 5.26: Инсталирани капацитети хидроелектрана у Србији (без КиМ), 2023

Назив електране	Тип	Број агрегата	Снага на прагу преноса [MW]
ХЕ Врла 1	Акумулационе	4	51
ХЕ Врла 2		2	24
ХЕ Врла 3		2	29
ХЕ Врла 4		2	25
ХЕ Пирот		2	80
ХЕ Увац		1	36
ХЕ Кокин Брод		2	22
ХЕ Бистрица		2	104
ХЕ Потпећ	Проточне	3	54
ХЕ Бајина Башта		4	420
ХЕ Зворник		4	125
ХЕ Ђердап 1		6	1126
ХЕ Ђердап 2		10	270
РХЕ Бајина Башта	Реверзибилна	2	614 (560)
Укупно:			2980

У наредној табели се могу видети годишње производње хидроелектрана у Србији за ситуације у којима би се посматрана година могла сврстати у сушну, просечну или влажну. Производње су дате по типовима електрана, као и укупно, за све типове.

Таб.Д. 5.27: Годишња производња хидроелектрана у Србији (без КиМ) у сушној, просечној и влажној хидрологији

Производња ХЕ [GWh]	Сушна хидрологија	Просечна хидрологија	Влажна хидрологија
Проточне	8169	9451	10490
Акумулационе	718	613	680
Тотал	8887	10064	11170

Инсталирани капацитети у Амбициозном сценарију развоја ОИЕ дати су у Табелама од Д5.15 до Д5.18, док су просечни износи процентуалних сатних производњи за изабране климатске године (1982, 1984, 2007) за ветроелектране и соларне електране приказани у Табели Д5.26. Као што је јасно, овде нису приказане стварне снаге производње, већ процентуалне вредности чијим би се множењем одговарајућим инсталираним снагама могле добити и апсолутне вредности снага за посматрани систем.

Таб.Д. 5.28: Просечне специфичне сатне производње за одабране климатске године

Специфична производња [%]	1982	1984	2007
Ветроелектране	21.11	24.19	21.72
Соларне електране	15.42	15.17	15.73

Остале технологије обухватају мале електране као што су: мале ХЕ, биогаз, биомаса и отпад. Капацитети ових електрана које су већ прикључене на мрежу се могу видети у наредној табели. Ови капацитети нису наведени у претходним табелама, пошто су се табеле од Д5.15 до Д5.18 односиле искључиво на ветроелектране и соларне електране.

Таб.Д. 5.29: Инсталирани капацитети у другим обновљивим технологијама

Остале технологије	Снага [MW]
Мале хидроелектране	78
Електране на биогаз и биомасу	31
Електране на отпад	26

На бази распложивих података из ENTSO-E база и података из EMC-а, утврђене су вредности NTC-ова приказане у следећој табели.

Таб.Д. 5.30: Вредности NTC-ова примењене у анализи

Граница	NTC капацитет А --> Б [MW]	NTC капацитет Б --> А [MW]
РС-БА	526/503	566/505
РС-МЕ	189/183	195/191
РС-МК	285/256	228/223
РС-БГ	269/287	317/335
РС-РО	610/476	640/468
РС-ХУ	797/713	698/665
РС-ХР	525/481	489/479

* легенда: зимска вредност NTC / летња вредност NTC

Остали моделовани системи

У симулационом моделу, моделовани су сви електроенергетски системи у региону ЈИЕ и удаљене тржишне зоне (Централна Европа, Турска,...). Моделовање се базира на распложивим подацима о потрошњи, производним капацитетима и прекограничним преносним капацитетима (NTC-овима), као и техничким и економским параметрима производних капацитета датим у ENTSO-E TYNDP 2020 бази података за 2025. годину.

(2) Димензионисање балансне резерве

Тренутно стање димензионисања aFRR и mFRR у контролној области ЕМС

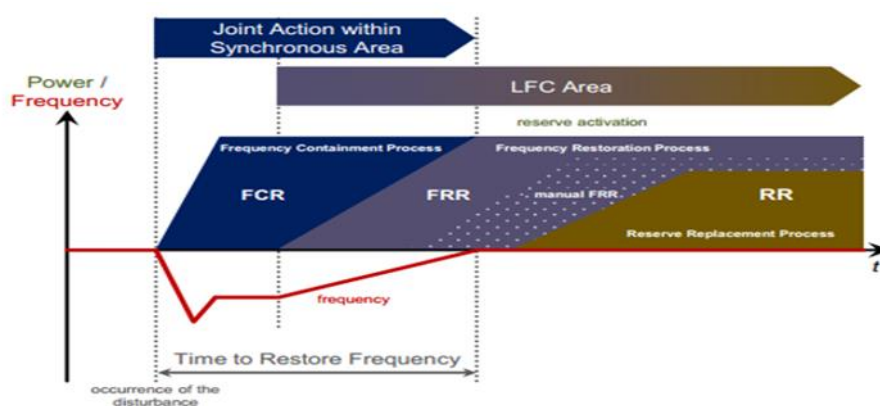
Дебаланс система може бити последица неколико проблема, као што су неочекиване варијације у потрошњи, неочекиване варијације обновљивих извора енергије (ветро и соларне енергије), испади производних јединица, испади одређене опреме која је део преносног система и неочекиване варијације других, необновљивих извора (на пример, варијације у производњи ТЕ због лошијег квалитета угља).

Пошто је резерва примарне регулације детерминистички дефинисана на нивоу синхроне области, ова анализа се фокусира на успостављање методологије за утврђивање обима секундарне (aFRR) и терцијарне резерве (mFRR) у контролној области ЕМС која би покрила дебалансе система с већим уделом производње из енергије ветра и сунца, какав се планира у оквиру Амбициозног сценарија. Ова анализа утврђује да ли су тренутни нивои балансне резерве довољни и, уколико нису, колика су та одступања, узимајући у обзир регионалну сарадњу.

Слика Д. 5.22 приказује различите врсте потребне балансне резерве, а слика Д. 5.23 параметре за активацију резерве за сваку врсту баланских услуга.

Balancing service	Previous name in ENTSO-E CE (UCTE OH)	Activation method	Time domain of response
Frequency Containment Reserve (FCR)	Primary control reserve	Automatic	Up to 30 seconds
Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)	Secondary control reserve	Automatic	Up to 5/7.5 minutes
Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)	Fast tertiary control reserve (DA - Directly activated) (SA - Schedule-activated)	Manual	Up to 12.5 minutes
Replacement Reserves (RR)	Slow tertiary control reserve	Manual	30 minutes

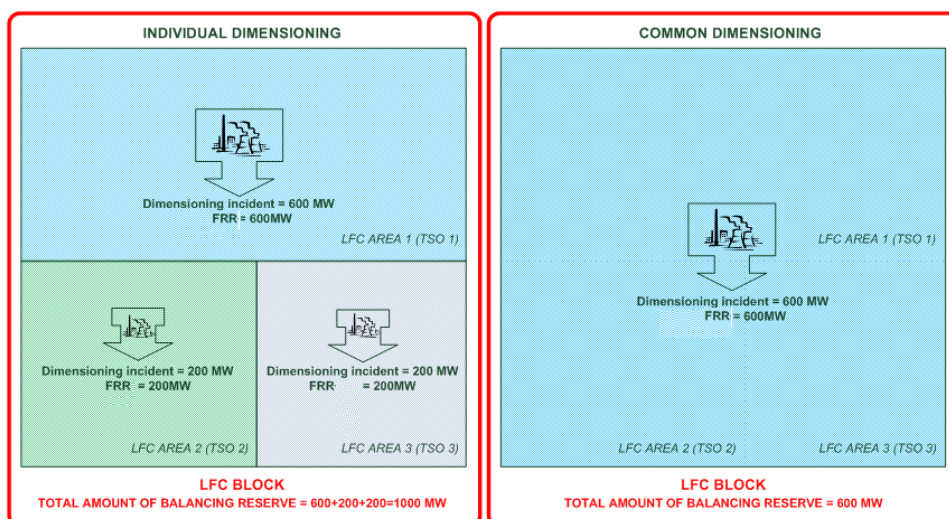
Сл.Д. 5.22: Типови баланских резерви



Сл.Д. 5.23: Активација резерве

Што се тиче укупне количине aFRR и mFRR која се налази на располагању оператору система, иста не може да буде мања од снаге највећег инцидента у систему. Ту се под инцидентом подразумева испад производне јединице или потрошње. Ово је, у тренутку писања овог плана, подразумевало укупну потребу за 600 MW у смеру навише током целе године, што је капацитет највећег блока у ЕЕС Србије (ТЕ Никола Тесла Б), а 300 MW у смеру наниже током године (једнако испад највеће потрошње у систему). Рад у LFC блоку омогућава EMC да умањи износ потребне резерве.

Имајући у виду да се истоветна правила за димензионисање резерве примењују и на нивоу LFC блока ако га чини више ОПС, чланови SMM LFC блока (EMC, ЦГЕС и МЕРСО) примењују истоветна правила димензионисања FRR за SMM LFC блок, како је и одређено уговором о SMM LFC блоку. Инцидент позитивног димензионисања SMM LFC блока представља испад највеће производне јединице у ова три система (600 MW). Инцидент негативног димензионисања представља испад највећег оптерећења (300 MW). Појединачно и заједничко димензионисање резерви у LFC блоку дати су на слици Д. 5.24, а засебни максимални FRR захтеви за сваку LFC област у табели Д. 5.29.



Сл.Д. 5.24: Концепт појединачног и заједничког димензионасања резерве у LFC блоку

Таб.Д. 5.31: Максимални појединачни захтев за FRR по области LFC

Максимални појединачни захтев за FRR по области LFC	ЕМС	МЕПСО	ЦГЕС
Производна јединица [MW]	600	200	200
Јединица потрошње [MW]	300	100	200

У оквиру SMM LFC блока, чланови утврђују расподелу FRR међу собом пропорционално за оба смера (позитиван и негативан), на основу губитка највеће производне јединице, односно јединице оптерећења унутар појединачне LFC области, на начин приказан у наредној табели. Треба истаћи да су захтеви који су приказани овде минимални, те да се, уколико неки од оператора уговори већу количину резерве од овде дате минималне, то може третирати као одступање на страну сигурности и начин обезбеђивања додатне поузданости при раду система. Вредности наведене у наредне три табеле су утврђене кроз Уговор о SMM LFC блоку и усклађене са Правилима о раду преносног система која су била на снази у тренутку писања овог Плана развоја.

Таб.Д. 5.32: Минимални удео FRR

Минимални удео FRR	ЕМС	МЕПСО	ЦГЕС	Тотал
Позитивни FRR [MW]	360	120	120	600
Негативни FRR [MW]	150	50	100	300

Поред договорених удела у вези са FRR, чланови су се договорили о следећим минималним захтевима за расподелу аFRR:

Таб.Д. 5.33: Минимални удео аFRR

Минимални удео аFRR	ЕМС	МЕПСО	ЦГЕС
Позитивни аFRR [MW]	80	40	20
Негативни аFRR [MW]	80	40	20

Када чланови SMM LFC блока подмире минимални захтев за аFRR, минимални захтев за mFRR се рачуна тако што се од минималних захтева за укупном FRR у неком смеру одузме захтев за аFRR (како је аFRR симетрична резерва, за вредност која се одузима је небитно који смер се посматра). Тако добијени резултати су следећи:

Таб.Д. 5.34: Минимални удео mFRR

Минимални удео mFRR	ЕМС	МЕПСО	ЦГЕС
Позитивни mFRR [MW]	280	80	100
Негативни mFRR [MW]	70	10	80

Према Уговору о раду у СММ блоку, при димензионисању резерве се примењује принцип заједничког димензионисања са системима Црне Горе и Македоније (заједничка резерва у SMM блоку) сразмерно снази највеће јединице у свакој од чланица LFC блока, па однос учешћа у укупној резерви изгледа овако:

- РС – 60% укупног FRR у смеру навише, 50% укупно FRR у смеру наниже;
- МК – 20% укупног FRR у смеру навише, 17% укупног FRR у смеру наниже;
- МЕ – 20% укупног FRR у смеру навише, 33% укупног FRR у смеру наниже.

Тренутно не постоје поуздане информације о утицају пробабилистичког приступа на димензионисање резерви у Црној Гори и Северној Македонији, као ни о њиховој способности да обезбеде већи ниво резерви у будућности, па се у овој анализи не примењују принципи заједничког димензионисања резерве. На овај начин утврђена висина потребне резерве је на страни сигурности.

Табела Д. 5.34 приказује обезбеђење резерве за сваку електрану у контролној области ЕМС. Све електране раде на обезбеђивању FCR, док само оне одговарајућих техничких карактеристика (*ramp rates*) могу да обезбеде аFRR – то су углавном хидроелектране и поједине јединице термоелектрана, као што су блокови Г3-Г6 у ТЕ Никола Тесла А.

Таб.Д. 5.35: Електране и обезбеђивање резерве по типу резерве

Електрана	FCR	aFRR	mFRR
ХЕ Ђердап 1	да	да	да
ХЕ Ђердап 2	да		
ХЕ Бајина Башта	да	да	да
РХЕ Бајина Башта	да	да	да
ХЕ Зворник	да		да
ХЕ Бистрица	да	да	да
ХЕ Потпећ	да		да
ХЕ Пирот	да		да
ХЕ Кокин Брод	да		да
ХЕ Увац	да		да
ХЕ Врла 1	да		да
ХЕ Врла 2	да		да
ХЕ Врла 3	да		да
ХЕ Врла 4	да		да
ТЕНТ А	да	да (Г3-Г6)	да
ТЕНТ Б	да		да
ТЕ Костолац А	да		да
ТЕ Костолац Б	да		да
ТЕ Морава	да		да
ТЕ Колубара А	да		да
ТЕ-ТО Нови Сад	да		да

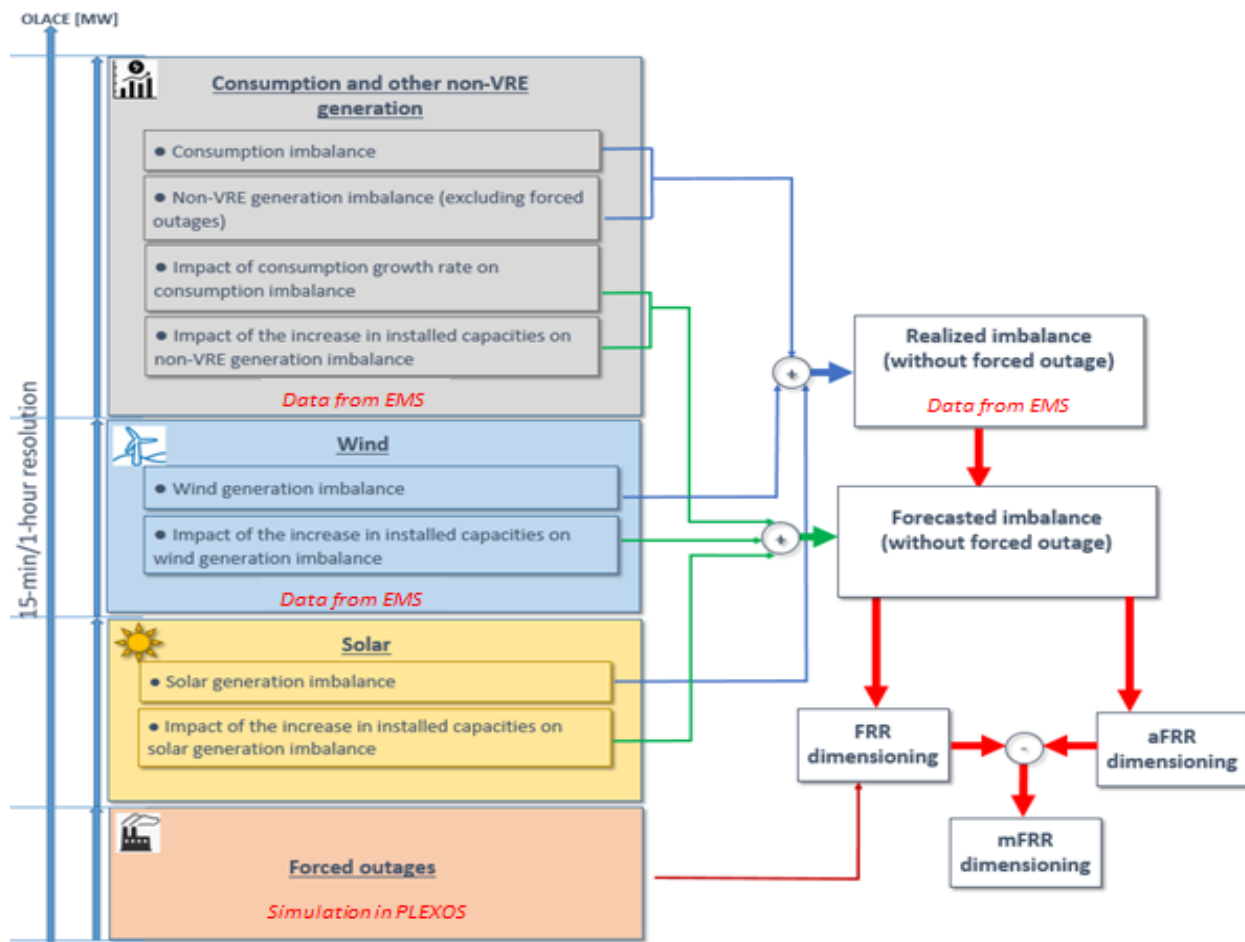
Методологија за одређивање aFRR и mFRR у контролној области EMC

Приступ димензионисању резерви примењен у овој анализи заснива се на статистичкој методи за одређивање баланских резерви потребних за интеграцију пројектованог нивоа развоја ОИЕ. Ова метода узима у обзир историјска одступања енергије ветра, сунца и потражње, укључујући планирану интеграцију варијабилних обновљивих извора енергије (вОИЕ⁶), описану путем Амбициозног (висок удео ОИЕ) сценарија. Она такође узима у обзир принудне (непланиране) испаде производних јединица. Предложена методологија је у складу са Европским смерницама за рад система (датим у SOGL – System Operation Guideline документу који је део сета мрежних кодова развијених од стране ENTSO-E асоцијације).

Као што је приказано на слици Д. 5.25, резултујући дебаланс система (који одговара износу потребне регулационе резерве) прогнозира се узимајући у обзир:

- одступања у производњи из енергије ветра;
- одступања у производњи из енергије сунца;
- одступања потрашње;
- одступања која се не односе на вОИЕ:
 - о принудни испади производних јединица;
 - о лош квалитет енергената.

⁶ У овом документу капацитет вОИЕ (капацитет варијабилних обновљивих енергије) се односи на капацитете ОИЕ који обухватају само ветроелектране и соларне капацитете.



Сл.Д. 5.25: Методологија за димензионисање капацитета за аFRR и мFRR

Укупан обим димензионисања FRR (аFRR+мFRR) узима у обзир захтеве ENTSO-E Смерница за рад система (SOGL), које дефинишу минималну вредност FRR уз помоћ комбинације детерминистичке и пробабилистичке процене. Сходно опису који се налази у Правилима о раду преносног система, регулациона резерва се одређује појединачно коришћењем детерминистичке и пробабилистичке методе. Након тога се већа од две добијене вредности прихвата као захтевани ниво FRR резерве.

Код детерминистичког приступа, FRR не би требало да буде мањи од највећег могућег појединачног испада јединице или конзума, одвојено за позитиван и негативан смер. Захтев за капацитетом за FRR навише одређен је величином највеће производне јединице, док је FRR наниже једнак највећем оптерећењу у систему. Са друге стране, пробабилистичка процена захтева да капацитет за FRR, и позитиван и негативан, буде довољан да покрије 99% дебаланса за период од најмање дванаест месеци.

Димензионисање симетричног аFRR засновано је на нивоу интеграције варијабилних ОИЕ, прогнозираним петнаестоминутним одступањима производње из енергије ветра и сунца, као и одступањима у потрошњи и производњи из неваријабилних извора. Притом се не узимају у обзир принудни испади производних јединица. У складу са најбољом европском праксом, симетрични аFRR би требало да покрије око 79% ових дебаланса, што је претпостављено и за потребе ове анализе.

Износ mFRR у смеру навише се одређује као разлика између претходно описаних FRR у смеру навише и aFRR, док је mFRR наниже разлика између FRR наниже и aFRR.

Прогноза одступања производње из енергије ветра у анализираним сценаријима заснована је на историјској грешци (нормализованом историјском облику одступања) за портфељ производње из енергије ветра у Србији и очекиваним нивоима ветра у циљном сценарију. 15-минутна одступања ветра су базирана на сатним одступањима снага производње ветроелектрана, претвореним у 15-минутну прогнозу за дан унапред и реализацију у 15-минутној резолуцији.

На овај начин се добија грешка прогнозе ветра за дан унапред од 11,9% за контролно подручје ЕМС. Нормализована средња квадратна грешка (NRMSE) ветра зависи од неколико чинилаца, као што су квалитет прогнозе, стохастика ветра на одређеној локацији, локација ветропаркова, без обзира да ли су груписани само у једној зони државе са истом или сличном микроклимом или су распоређени по целој земљи. Да би се узели у обзир и ови фактори, урађена је анализа осетљивости са нижим нивоима грешака у прогнози ветра (NRMSE – нормализована средња квадратна грешка) од 6% за анализирани Амбициозни сценарио.

Пошто у Србији тренутно има мало соларне производње, недостајали су подаци о одступањима соларне производње. Како би се решило то питање, узети су релевантни подаци из земаља сличних Србији у погледу терена и географске дужине и ширине. У овом случају подаци су узети за Аустрију који одговарају грешци од 3.2% NRMSE.

Генерисан је дебаланс соларне производње за изабрани сценарио, то јест, на изабрани ниво интеграције соларних електрана на основу нормализованог историјског облика дебаланса са 15-минутном резолуцијом за Аустрију. Аустрија је, као што је већ речено, сматрана адекватним примером услед сличности географских одлика и одмакле интеграције соларних електрана. Овај дебаланс је прилагођен у складу с очекиваним нивоом грешке прогнозе, узимајући у обзир недостатак искуства са овом технологијом у Србији. Сходно томе, очекивана грешка прогнозе је повећана на 4,2% NRMSE и, као таква, коришћена у даљим анализама.

Принудни испади производних јединица узети су из Монте Карло симулације помоћу софтверског алата PLEXOS. Утицај интеграције варијабилних ОИЕ у Амбициозном сценарију на балансу резерву упоређени су са тренутним стањем.

У склопу ове анализе, трошкови набавке резерве нису разматрани. Такође MARI и PICASSO платформе нису узете у обзир у моделу. Оно што је важно напоменути је да резултати за добијену потребну вредност резерве нису зависили од циљне године која је посматрана, већ искључиво од тога колика је укупна снага обновљивих извора за коју су вршене анализе. Разлог за ово лежи у томе што резултати ових прорачуна нису ни на који начин зависили од расположивих преносних капацитета на границама, већ само од очекиваних одступања параметара попут потрошње система и производње ОИЕ од прогнозираних вредности. Притом је коришћена петнаестоминутна резолуција. Сходно томе, јасно је због чега су ова одступања, а тиме и добијена вредност потребне резерве, директно зависила од снаге обновљивих извора прикључених на посматрани систем.

Д.5.2.5 ПРОЦЕНА ПОТРЕБНЕ РЕЗЕРВЕ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ СИСТЕМА У КОНТРОЛНОЈ ОБЛАСТИ

За димензионирање баланских резерви на основу статистичког моделовања, општи начин мерења одступања остварене вредности од предвиђене вредности је RMSE (средња квадратна грешка), која је представљена следећом формулом:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y})^2}{n}}$$

Овде је:

- \hat{y} прогнозирана вредност
- y реализација
- n представља укупан број посматраних интервала

Ако су прогнозиране вредности веома блиске оствареним, RMSE је мали. Случај са нултом вредношћу би указивао на савршено предвиђање. С друге стране, ако се прогнозиране и остварене вредности знатно разликују – не за све интервале, али бар за неке – RMSE ће бити значајан. Потребно је само неколико интервала са веома великим разликама између предвиђања и реализације да би се добио већи RMSE и високе потреба за резервом.

Нормализовани RMSE (NRMSE) у смислу ветра и сунца је независан од инсталисаног капацитета и стога је примењив за одређивање одступања за будуће године и сценарије.

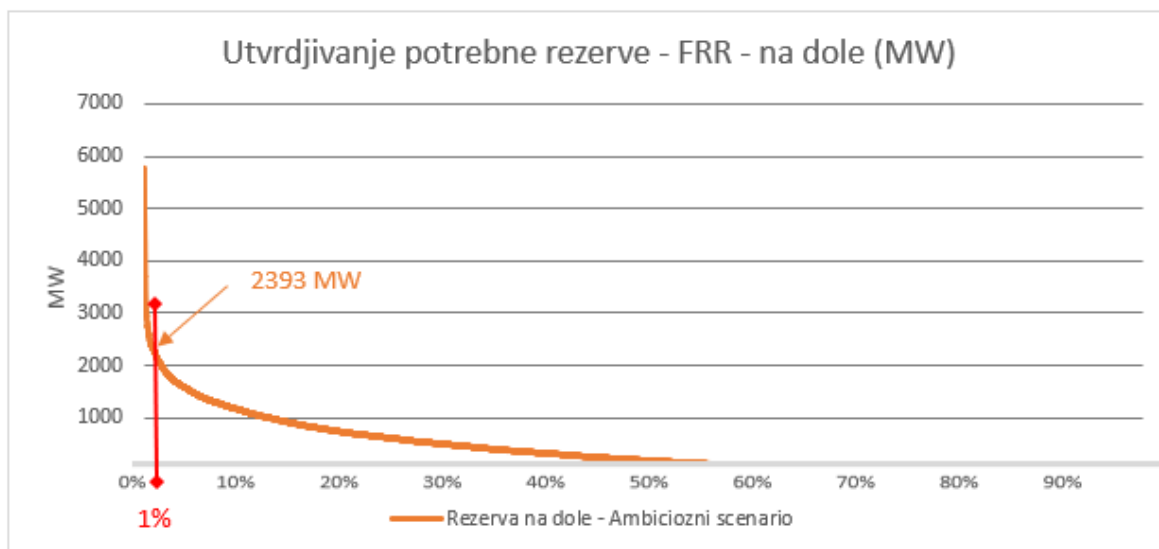
У оквиру ове анализе, димензионисање балансне резерве се врши за једну грешку соларне прогнозе (NRMSE од 4,2%) добијену за нормализовани историјски облик одступања дебаланса у 15-минутној резолуцији једне европске земље (Аустрије) са сличном климом и географијом. За ветар, димензионисање балансне резерве се врши коришћењем грешке прогнозе ветра од NRMSE од 6% за висок ниво капацитета ОИЕ (Амбициозни сценарио).

Неопходни капацитети за FRR, aFRR и mFRR по смеру и сценарију дати су за ове изабране нивое грешака у прогнози производње из ветра и солара.

Важно је напоменути да у процесу димензионисања резерве није уважено заједничко димензионисање, али је уважена опција нетовања одступања (узајамно балансирање позитивних и негативних одступања различитих LFC блокова) који смањује потребну балансну резерву. Наиме, европски оператори на IGCC платформи у реалном времену нетују своја тренутна одступања и на тај начин смањују потребу за активирањем регулационе резерве. Утицај нетовања одступања (учешће EMC на европској IGCC платформи и нетовање одступања унутар СММ блока) ОК је претпостављен на нивоу од 35%. Заједничко димензионисање би такође смањило потребну резерву, али у овој анализи оно није уважено у циљу утврђивање максималне вредности као степена сигурности у процесу балансирања.

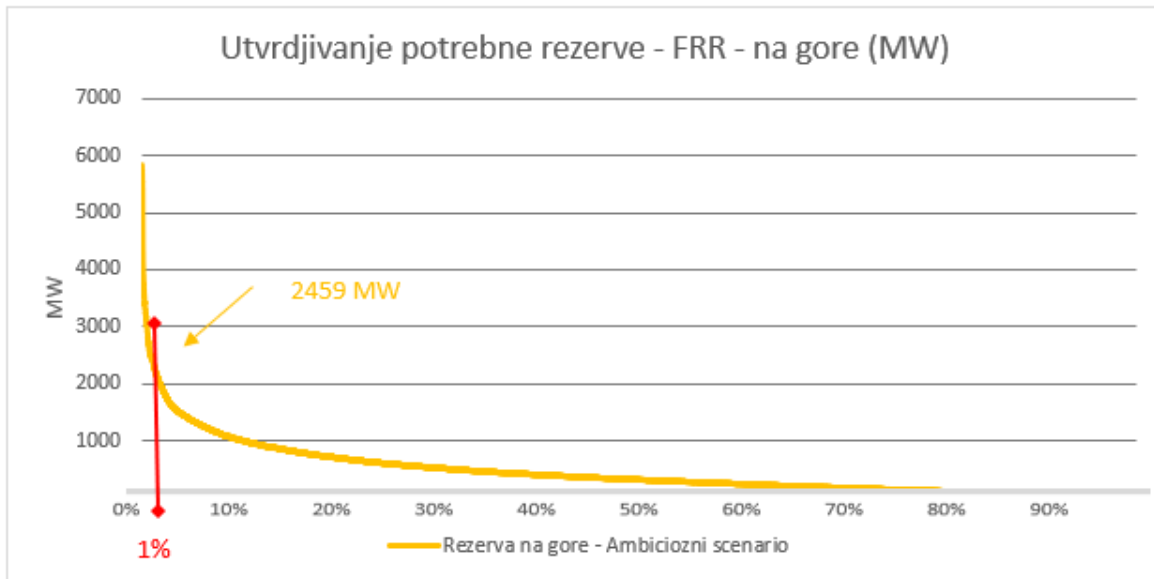
Као резултат који представља потребну балансну резерву, изабрана је максимална вредност FRR (по смеру) добијена коришћењем пробабилистичког и детерминистичког приступа за захтевану FRR навише/наниже. Пошто је вредност потребне резерве која се добија детерминистичким приступом једнака испадима највеће производне јединице и највеће потрошње (зависно од смера), вредност резерве добијена пробабилистичким приступом би била усвојена ако би превазилазила снаге добијене детерминистичким путем. Потребна aFRR резерва је одређена као вредност која покрива 79% позитивних и негативних 15-минутних одступања у току једне године, искључујући принудне испаде производних јединица. За ову анализу су узета 15-минутна одступања из 2020. године.

На слици Д. 5.26 приказани су резултати примене пробабилистичке методологије за димензионисање FRR наниже и показује вероватноћу свих позитивних одступања током године за изабрану NRMSE за ветар и солар (жута крива). Ова одступања су сортирана по величини како би се могла одредити гранична вредност од које ће одступање бити мање у 99% ситуација. Одређивање те границе је илустровано помоћу црвене стрелице на овом дијаграму. Слика показује да ће 99% пројектованих одступања бити покривено уколико се обезбеди 2393 MW регулационе резерве надоле. Како је 2393 MW веће од 300 MW (снага највеће потрошње), усвојена је ова вредност.



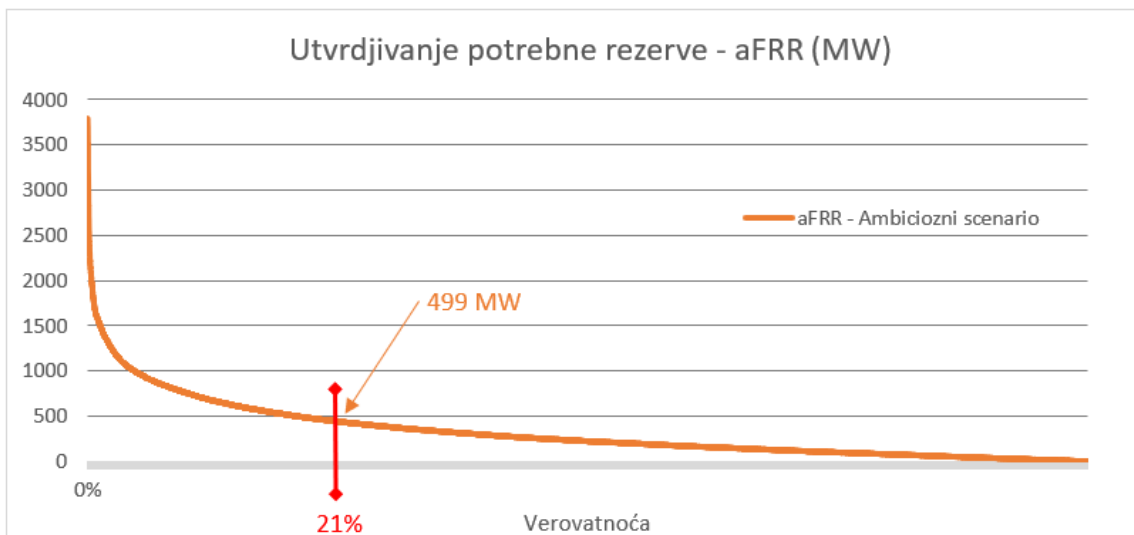
Сл.Д. 5.26: Вероватноћа позитивних одступања и потребна резерва за FRR у смеру наниже

Слика Д. 5.27 илуструје резултате добијене применом пробабилистичке методологије за димензионисање FRR у смеру навише. Она показује вероватноћу свих негативних одступања током године уз изабрану NRMSE за ветар од 6% (жута крива). Одступања су сортирана по величини како би се одредила гранична вредност од које ће одступање бити мање у 99% ситуација (црвена стрелица). Слика показује да ће 99% пројектованих одступања бити покривено ако се обезбеди 2459 MW регулационе резерве нагоре. Како је 2459 MW веће од 600 MW (снага највеће јединице), усвојена је ова вредност.



Сл.Д. 5.27: Вероватноћа негативних одступања и потребна резерва за FRR у смеру навише

Слика Д. 5.28 приказује вероватноћу свих одступања (искључујући принудне испаде производних јединица) током године уз претходно примењено нетовање одступања и захтеване капацитете за аFRR по смеру. Као што је већ напоменуто, утицај нетовања одступања је претпостављен на нивоу од 35%. Уз нетовање одступања аFRR је 499 MW у Амбициозном сценарију, уз NRMSE за ветар од 6%.

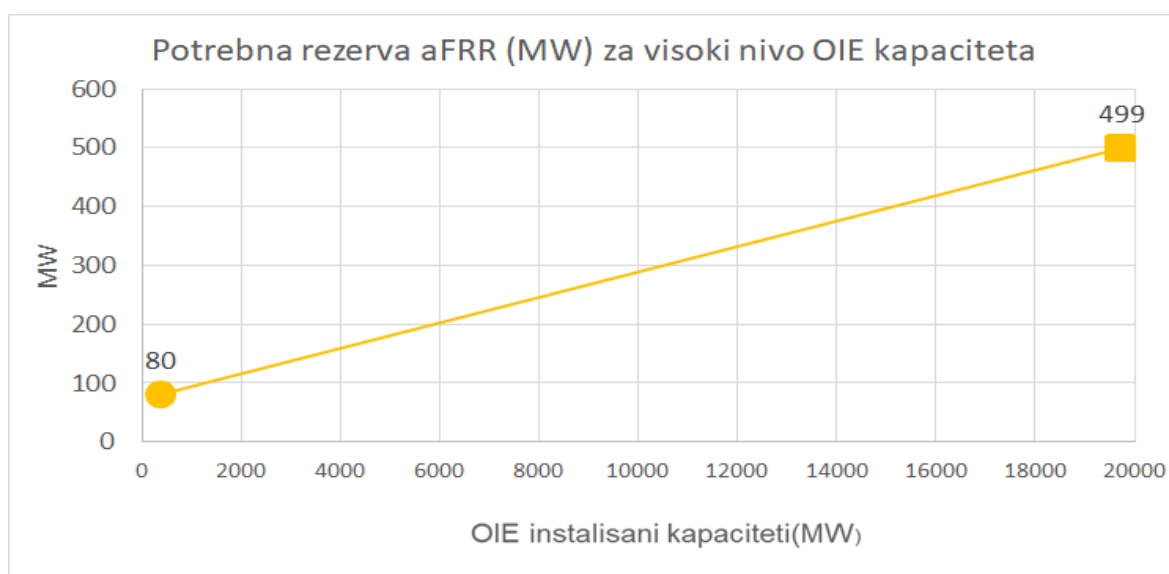


Сл.Д. 5.28: Вероватноћа одступања и потребна резерва за аFRR уз нетовање

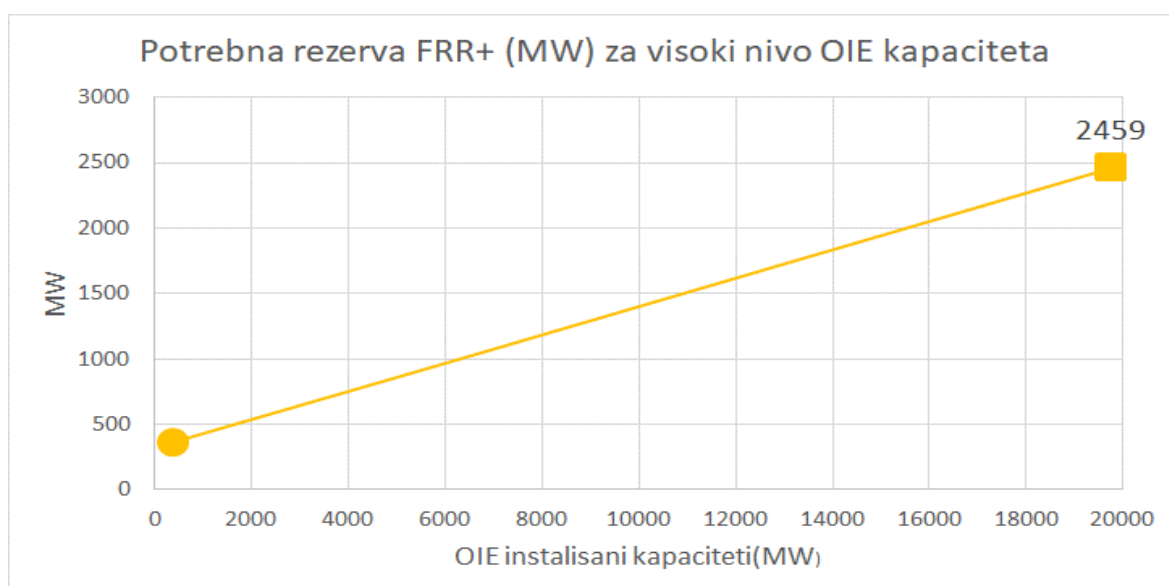
У наредној табели и на дијаграмима приказани су основни резултати димензионисања резерве. Ова табела, између осталог, приказује и захтеване нивое резерве по типовима у 2020. години. Из ње се види да је повећање капацитета потребне резерве у корелацији са порастом капацитета варијабилних обновљивих извора енергије. За 2020. годину је уважена могућност заједничког димензионисања резерве и капацитети ОИЕ од 374 MW.

Таб.Д. 5.36: Захтевани капацитет балансне резерве у контролној области EMC

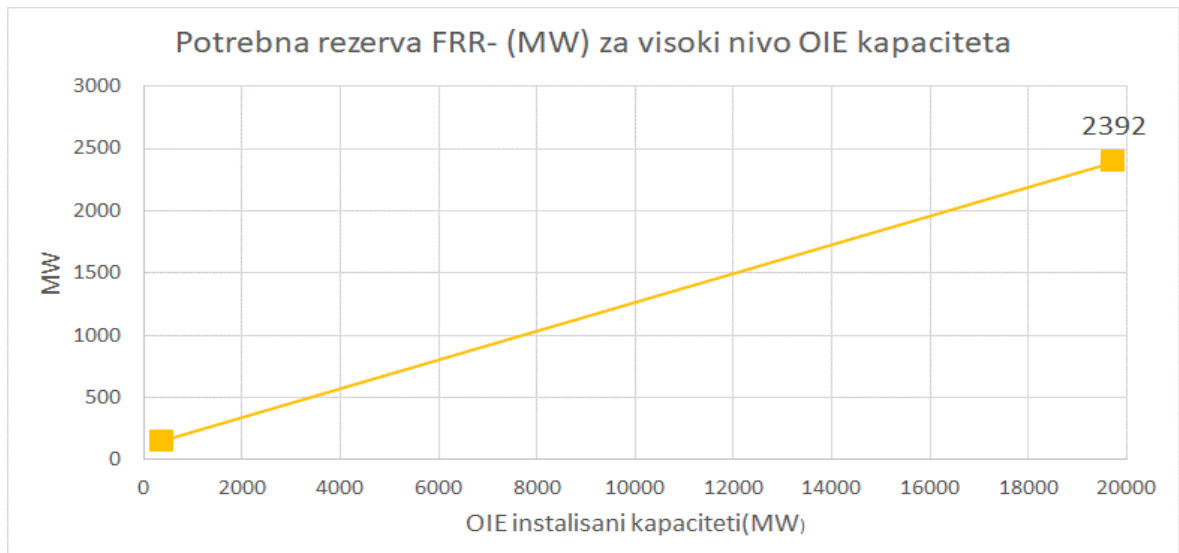
Потребна резерва по типу [MW]	aFRR	mFRR навише	mFRR наниже	FRR навише	FRR наниже
2020 (са заједничким димензионисањем)	80	280	70	360	150
Амбициозни сценарио (без заједничког димензионисања)	499	1960	1893	2459	2392



Сл.Д. 5.29: aFRR (по смеру) – данас и за високи ниво ОИЕ капацитета (Амбициозни сценарио - 19742 MW ОИЕ)



Сл.Д. 5.30: FRR у смеру навише – данас и за високи ниво ОИЕ (Амбициозни сценарио - 19742 MW ОИЕ)



Сл.Д. 5.31: FRR у смеру наниже – данас и за високи ниво ОИЕ (Амбициозни сценарио - 19742 MW ОИЕ)

Д.5.2.6 ПРОЦЕНА ТРЕНУТНО РАСПОЛОЖИВЕ И НЕДОСТАЈУЋЕ РЕЗЕРВЕ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ СИСТЕМА

Укупни капацитети технички опремљени за FRR приказани су у наредној табели. Збир приказаних капацитета (подељено по категоријама и укупно) изгледа овако:

- o XE за aFRR: 769 MW + PXE Бајина Башта са 214 MW
- o Сви за mFRR: 2035 MW + PXE Бајина Башта са 560/614 MW
- o Сви за FRR: 2804 MW+ PXE Бајина Башта са 560/614 MW

Таб.Д. 5.37: Доступни капацитети за обезбеђивање FRR

Електрана	Капацитет за FRR [MW]
XE Бистрица	104
XE Пирот	80
Власинске XE	130
XE Бајина Башта	343
XE Ђердап 1	660
XE Зворник	124
XE Увац	36
XE Кокин Брод	22

Електрана	Капацитет за FRR [MW]
ХЕ Потпећ	54
ТЕНТ А	466
ТЕНТ Б	200
ТЕ Костолац А	92
ТЕ Костолац Б	182
ТЕ Колубара А	78
ТЕ Морава	45
ТЕ-ТО Нови Сад	98
ТЕ-ТО Панчево	90
Укупно	2804

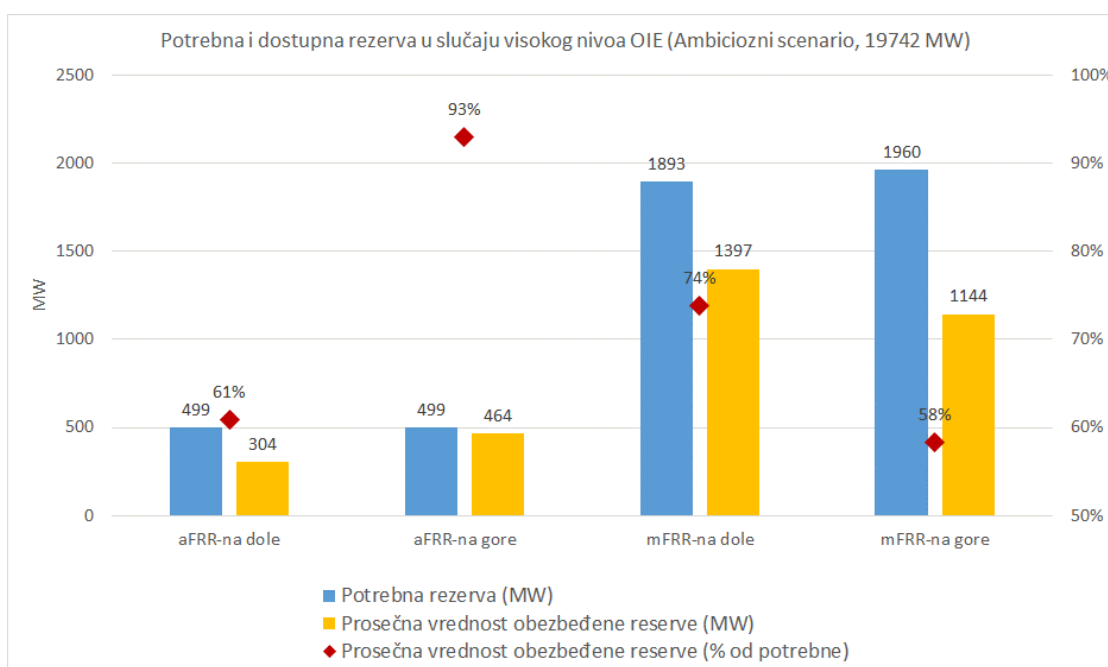
Да би се испитала испуњеност наведених захтева за резервом, урађене су симулације у софтверском алату PLEXOS, при чему су уважавани доступни капацитети јединица приказани у датој табели. Иако су тржишне симулације настојале да задовоље потребу обезбеђивања резерве у сваком сату, резултати симулације су показали да у појединим сатима током године систем није у могућности да обезбеди потребан ниво резерве. Број сати у којима нису задовољене потребе за резервом расте са порастом нивоа ОИЕ и нивоом захтеваних резервних капацитета.

Слика Д. 5.33 показује да је подмирење потребног нивоа различитих типова резерви у Амбициозном сценарију различито, али углавном испод 75%. Само се за aFRR резерву на горе бележи нешто већи ниво задовољења од 93%. Гледајући збирно за FRR, задовољење резерве је доста ниско: 70% и 65%, за резерву на доле и на горе, и ови резултати се не могу сматрати задовољавајућим. Ови резултати представљају просечне вредности обезбеђених резерви на годишњем нивоу израчунатих за различите хидрологије и расположивост термоелектрана.

Таб.Д. 5.38: Доступни капацитети балансне резерве уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања за Амбициозни сценарио

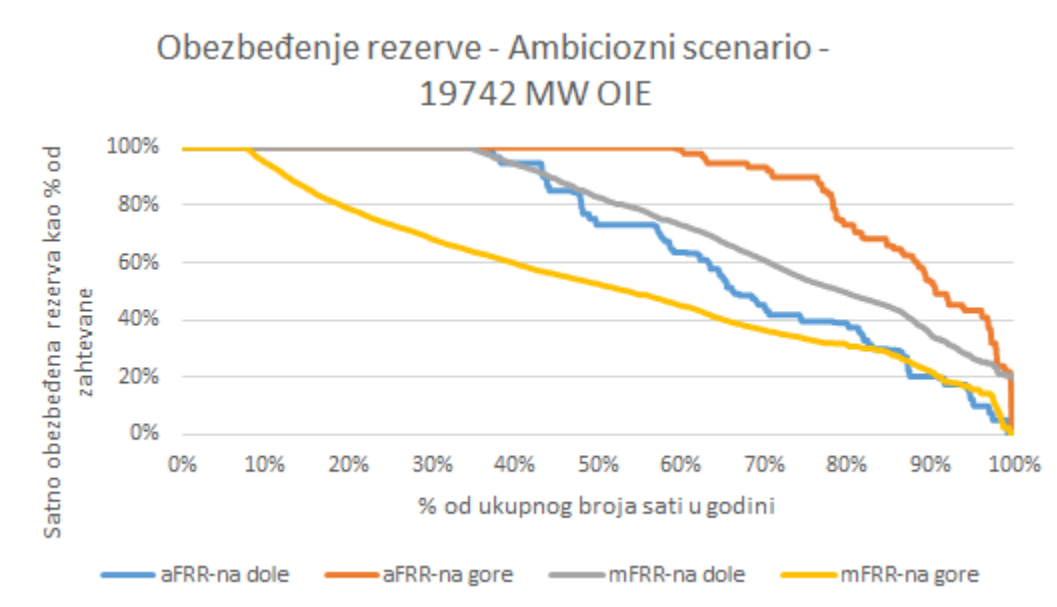
Тип резерве	aFRR-надоле	aFRR-нагоре	mFRR-надоле	mFRR-нагоре	FRR-надоле	FRR-нагоре
Потребна резерва [MW]	499	499	1893	1960	2392	2459
Просечна обезбеђена резерва, минимум у 9 МС година [MW]	253	442	1350	1057	1603	1499
Просечна обезбеђена резерва, максимум у 9 МС година [MW]	346	482	1434	1241	1780	1723
Просечна вредност обезбеђене резерве [MW]	304	464	1397	1144	1701	1608
Просечна вредност обезбеђене резерве [% од потребне]	61%	93%	74%	58%	71%	65%

Ови резултати показују да је обезбеђивање FRR резерве (збир aFRR и mFRR) нагоре критичније од резерве надоле. То представља посебан проблем, јер је са техничке тачке гледишта обезбеђивање ове врсте резерве важније од резерве надоле. У критичним случајевима, резерва надоле се може подмирити смањењем производње из ОИЕ. Због тога је обезбеђивање резерве навише критичније, јер нема лаког решења ако постоји њен недостатак.



Сл.Д. 5.32: Доступни капацитети за обезбеђивање различитих типова балансне резерве

У циљу разматрања могућности система да обезбеди резерву по сату, анализирана је једна година која одговара влажном хидролошком случају (узорак 2 од девет Монте Карло узорака) јер смо то сматрали критичнијим из перспективе обезбеђивања резерви навише. Резултати показују да уз висок ниво капацитета ОИЕ, број сати у години током којих резерва није 100% обезбеђена постаје висок. Способност система да обезбеди резерву навише је нижа од способности да обезбеди резерву наниже.



Сл.Д. 5.33: Обезбеђивање капацитета резерве за различите нивое ОИЕ

(1) Максимални капацитети ОИЕ које систем може да балансира

У циљу утврђивања максималног капацитета ОИЕ и његове структуре (учешће капацитета у ветру односно солару), извршено је неколико итерација у оквиру којих је димензионисана потребна резерва и проверено да ли систем Србије са постојећим производним капацитетима (стање које је валидно 2023. године) може да је обезбеди на одговарајућем нивоу.

Иста методологија за димензионисање је коришћена (описана у поглављу Д. 5.2.3) с тим што је процењена грешка у прогнози производње из ветра на нивоу од NRMSE од 9%. Разлог примене веће грешке лежи у чињеници да је садашњи ниво грешке скоро 12% те да се у периоду реализације предвиђених капацитета у ветру (4800MW), грешка у прогнози неће драстично смањити (за разлику од Амбициозног сценарија, где смо за капацитете у ветру од 9169MW проценили грешку од 6%). Грешка прогнозе соларне производње је задржана на истом нивоу од 4.2% (NRMSE).

У наредној табели и на дијаграмима приказани су основни резултати димензионисања резерве за ниво капацитета у ОИЕ од 5800 MW:

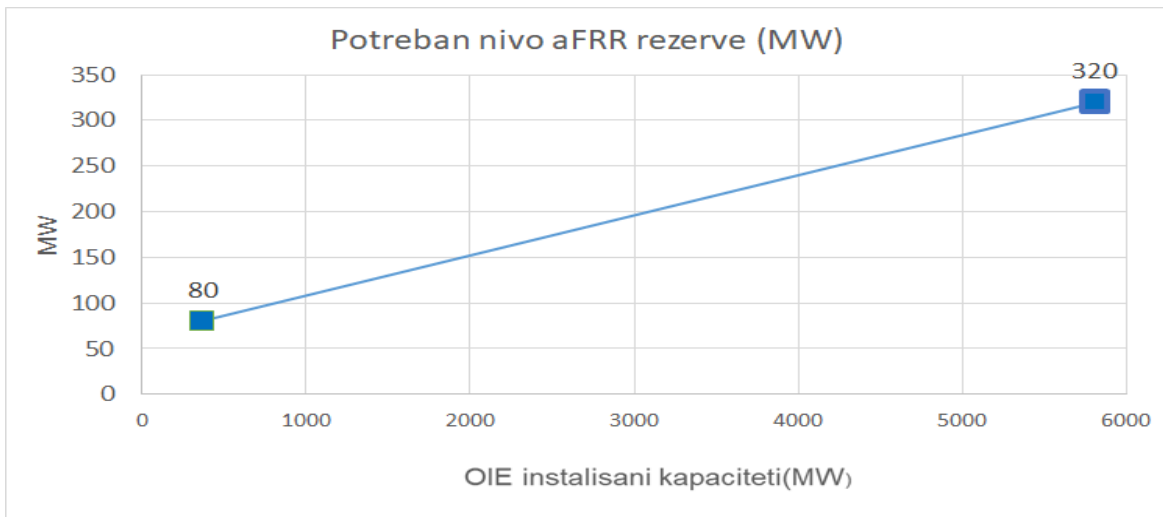
- 4800 MW у ветроелектранама;
- 1000 MW у соларним капацитетима.

За наведене капацитете постојећи производни капацитети у предметном систему могу обезбедити одговарајући квалитет балансирања.

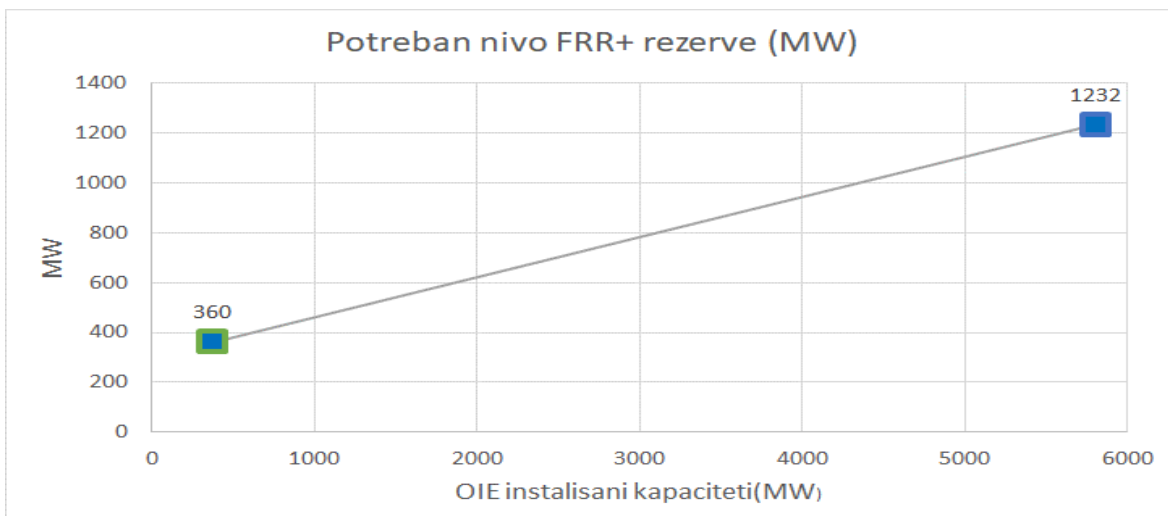
Таб.Д. 5.39: Захтевани капацитет балансне резерве уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања

Потребна резерва по типу [MW]	aFRR	mFRR-нагоре	mFRR-надоле	FRR-нагоре	FRR-надоле
2020. година (ОИЕ од 374 MW, уважено заједничко димензионисање)	80	280	70	360	150
2023. година (ОИЕ од 5800 MW, без заједничког димензионисања)	320	913	1231	1232	1551

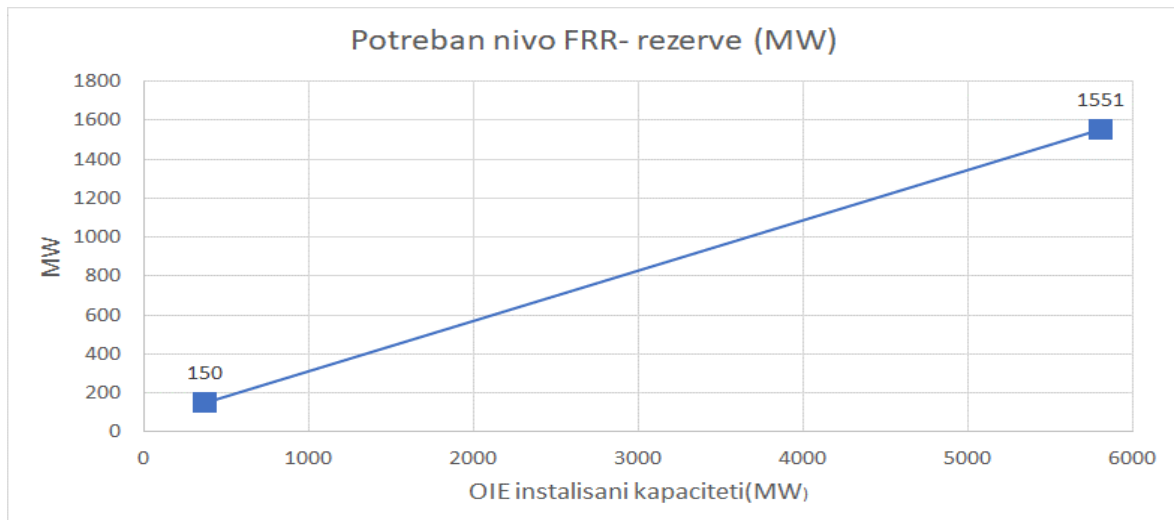
Табела Д. 5.41 приказује и захтеване нивое резерве по типу у 2020. години. На њима се види да је повећање капацитета потребне резерве у корелацији са растом капацитета варијабилних обновљивих извора енергије.



Сл.Д. 5.34: Зависност захтеване aFRR (по смеру) – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ



Сл.Д. 5.35: Зависност захтеване FRR у смеру навише – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ



Сл.Д. 5.36: Зависност захтеване FRR у смеру наниже – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ

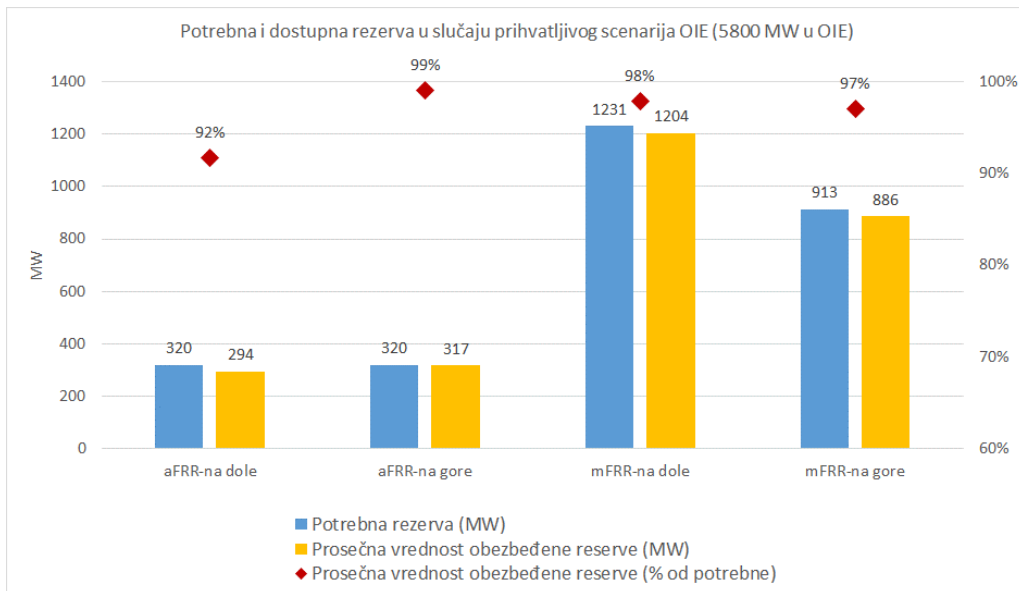
Тржишне симулације показују да у појединим сатима током године систем није у могућности да обезбеди потребан ниво резерве, иако је број сати у којима нису задовољене потребе за резервом врло мали.

Табела Д. 5.40 показује да је подмирење потребног нивоа различитих типова резерви у овом случају различито, али за сваки тип резерве овај ниво је врло висок и може се сматрати задовољавајућим. Приказани резултати представљају просечне вредности обезбеђених резерви на годишњем нивоу израчунатих за различите хидрологије и расположивост термоелектрана.

Таб.Д. 5.40: Доступни капацитети балансне резерве уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања Прихватљив сценарио

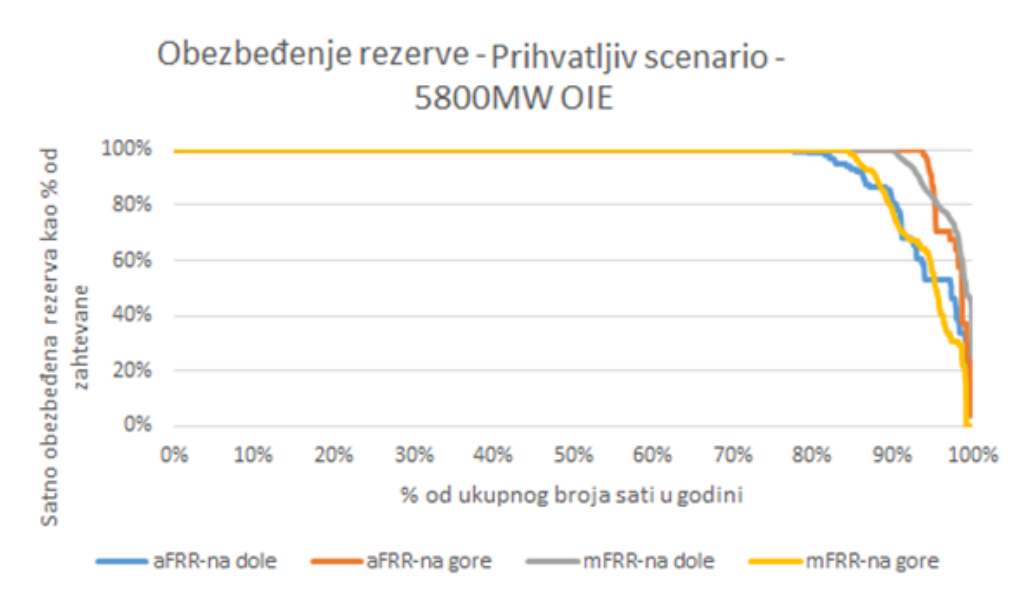
Тип резерве (прихватљив сценарио са 5800 MW ОИЕ)	aFRR- надоле	aFRR- нагоре	mFRR- надоле	mFRR- нагоре	FRR- надоле	FRR- нагоре
Потребна резерва [MW]	320	320	1231	913	1551	1233
Просечна обезбеђена резерва, минимум у 9 МС година [MW]	282	313	1198	861	1480	1174
Просечна обезбеђена резерва, максимум у 9 МС година [MW]	303	320	1207	907	1510	1226
Просечна вредност обезбеђене резерве [MW]	294	317	1204	886	1498	1203
Просечна вредност обезбеђене резерве [% од потребне]	92%	99%	98%	97%	97%	98%

Ови резултати показују да је обезбеђење aFRR у смеру наниже ниже од резерве навише, и готово исто у случају mFRR резерве. То се може сматрати прихватљивим, јер је са техничке тачке гледишта обезбеђивање ове врсте резерве мање важно од резерве навише. У критичним случајевима, резерва наниже се може подмирити смањењем производње из ОИЕ. Због тога је обезбеђивање резерве навише критичније, јер нема лаког решења ако постоји њен недостатак.



Сл.Д. 5.37: Доступни капацитети за обезбеђивање различитих типова балансне резерве – за сценарио са 5800 MW у ОИЕ

У циљу разматрања могућности система да обезбеди резерву по сату, анализирана је једна година која одговара влажном хидролошком случају (узорак 2 од девет Монте Карло узорака) јер је она сматрана критичнијом из перспективе обезбеђивања резерви навише. Резултати показују да уз прихватљив ниво капацитета ОИЕ, број сати у години током којих резерва није 100% обезбеђена остаје на ниском нивоу.



Сл.Д. 5.38: Обезбеђивање капацитета резерве за прихватљив ниво ОИЕ (5800 MW)

Д.5.2.7 ЗАКЉУЧАК СПРОВЕДЕНИХ АНАЛИЗА

Како би се истражио утицај високог нивоа капацитета ОИЕ на балансирање у Србији, размотрен је Амбициозни сценарио који обухвата све захтеве за прикључење ОИЕ на преносном и дистрибутивном систему виђене до 2032. године са пресеком од 4.1.2023. за дистрибутивни систем и 6.2.2023. за преносни систем. Поред овога, утврђен је ниво капацитета у ОИЕ за који систем Србије са постојећим производним капацитетима може да обезбеди потребан ниво балансне резерве на одговарајућем нивоу (Прихватљив сценарио). Ови подаци дати су у следећој табели.

Таб.Д. 5.41: Опис сценарија развоја ОИЕ

Тип обновљивих извора	Снага у прихватљивом сценарију [MW]	Снага у амбициозном сценарију [MW]
Ветроелектране	4800	9169
Соларне електране	1000	10573
Укупно	5800	19742

Као основа за анализу узета је садашња структура производног портфеља система Србије и прогнозирана потрошња за 2023. годину. Околни системи моделовани су на основу података датих у TYNDP 2020 ENTSO-E бази података и одговарајућих цена горива и цена CO₂ емисија. Приказани резултати (Табела Д5.41) показују значајно нижи ниво доступности балансне резерве за случај високог нивоа капацитета у ОИЕ (19 GW). Постојећи производни капацитети у Србији не могу обезбедити квалитетан и сигуран рад система у овом случају што указује на неопходност обезбеђења додатних извора флексибилности кроз увођење управљања потрошњом, складишта енергије или изградњу реверзибилних електрана. Постојећи производни капацитети у систему Србије, са примењеним регулационим карактеристикама описаним претходним поглављима, су у могућности да на задовољавајући начин обезбеде потребну балансну резерву за ниво ОИЕ капацитета од 5800 MW.

Оно што се мора појаснити јесте то што су процентуалне вредности које су приказане у овој табели нешто мање од 99% (што је вредност наведена као гранична). Ипак, ово не значи да овде приказани резултати не одговарају пробабилистичкој методологији датој у SOGL. Наиме, вредност потребне резерве (а тиме и вредност максималне допуштене снаге ОИЕ без додатних извора балансирања) одређена је тако што су прогнозирана петнаестоминутна одступања стања система од очекиваних вредности, уз уважавање предефинисаних снага потрошње система и капацитета ОИЕ. По томе, резултати који су добијени овим анализама одговарају методологији изложеној у SOGL. Што се тиче вредности датих у табели у наставку, оне су проистекле из тржишних прорачуна који су урађени у софтверском пакету ANTARES. Према томе, не треба их схватати дословце, већ као индикатор једне од могућих ситуација у систему. Као што се из ове табеле може закључити, чак је и за ове резултате (иначе најнеповољније од свих анализираних MC година) добијен висок проценат задовољења потреба за резервом, те се може сматрати да је овим потврђена поузданост прорачуна извршених пробабилистичком методом.

Таб.Д. 5.42: Доступни капацитети балансне резерве (FRR) уз нетовање одступања али без заједничког димензионисања за оба сценарија

Потребна и доступна вредност FRR	Прихватљив сценарио		Амбициозни сценарио	
	FRR нагоре	FRR надоле	FRR нагоре	FRR надоле
Потребна резерва [MW]	1551	1233	2392	2459
Просечна вредност обезбеђене резерве [MW]	1498	1203	1701	1608
Просечна вредност обезбеђене резерве [% од потребне]	97%	98%	71%	65%

Д.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА

Д.6.1 ПРОРАЧУНИ ТОКОВА СНАГА И НАПОНСКИХ ПРИЛИКА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Републике Србије, прорачуни токова снага и напонских прилика урађени су за модел који одговара тренутном стању, као и за моделе који приказују планирано стање преносне мреже на временском хоризонту од пет (2027. година), односно десет година (2032. година). За сваку од ових година, прорачуни су спроведени у три карактеристична режима рада мреже, и то:

- Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум)
- Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум)
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум)

Проблематика превисоких напона је обрађена у регионалној студији регулације напона за коју је добијена донација WBIF. Резултати те студије показују да постоји потреба да се у ТС Врање 4 угради пригушница променљиве снаге до 100 Mvar на 400 kV напонском нивоу. У перспективним моделима је уважена ова пригушница. Анализом напонских прилика у перспективним моделима може се закључити да је проблем превисоких напона присутан тренутно у режимима летњег минимума, док проблем са превисоким напонима не постоји у перспективним моделима. Треба рећи да су регионални модели првенствено прављени за анализу токова снага, и да ће ради квалитетног сагледавања напонских прилика бити потребно да се уради Студија регулације напона у Србији.

У оквиру овог поглавља, приказани су резултати анализа токова снага и напонских прилика, при чему су од трансформаторских станица 110/x kV издвојене оне код којих су примећене вредности напона које излазе из дозвољених опсега (опсег од 99 до 121 kV на сабирницама 110 kV), док су од далековода издвојени они код којих је забележено процентуално оптерећење веће од 90%. Ограничења преносног капацитета далековода одабирају се зависно од тога да ли је анализиран зимски или један од два летња режима, а конкретне вредности ограничења су преузете из техничког упутства о далеководима ТУ.ДВ.04.

Д.6.1.1 Прорачуни за тренутно стање мреже

При тренутној топологији преносног система, примећено је постојање превисоких напона у мрежи у режиму летњег минимума. Ове вредности напона се јављају као последица ниске вредности конзума, односно, слабе оптерећености далековода, при чему се јављају велики токови реактивних снага у мрежи. У Таб.Д. 6.1 је дат приказ свих трансформаторских станица и разводних постројења у којима је, за режим летњег минимума при тренутном стању система, примећена појава превисоких напона.

Одбор Техничког савета ЕМС АД је усвојио Одлуку на седници одржаној 27.1.2023. да се услед проблема напона изнад дозвољених граница у преносној мрежи Србије приликом пројектовања нових трансформаторских станица, разводних постројења и прикључних разводних постројења предвиди простор за уградњу пригушница, односно компензационих постројења за снижење напона и контролу реактивних снага у преносној мрежи.

Таб.Д. 6.1 Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже

Високонапонско постројење	Напон [кV]
Београд 20	429
Београд 8	429
Бор 2	428
Јагодина 4	429
Лесковац 2	434
РП Младост	428
Ниш 2	429
Нови Сад 3	427
Панчево 2	427
Сремска Митровица 2	429
Сомбор3	425
Суботица 3	424
Дрмно	429
Обреновац	426
Врање 4	433
ВЕ Чибук	430
Београд 8	247
Бистрица	249
Краљево 3	244
Крушевац 1	249
Нови Сад 3	247
Пожега	250
РХЕ Бајина Башта	247
Шабац 3	243
Смедерево 3	245
Сремска Митровица 2	247
ТЕТО Панчево	245
НИС	247
Обреновац	245
Ваљево 3	243
ВЕ Ковачица	247
Зрењанин 2	245
Бор 1	121
Бор 2	121
ФАС	122
ХЕ Ђердап 2	122
Јагодина 4	122
Књажевац	121
Крагујевац 2	122
Неготин	123
Ниш 15	121
Ниш 2	122

Високонапонско постројење	Напон [kV]
Ниш 8	121
Нови Сад 3	121
Нови Сад 4	121
Параћин 1	122
СИП	122
Смедерево 3	121
Сврљиг	121
ТЕТО Нови Сад	121

Д.6.1.2 Прорачуни за 2027. годину

У Таб.Д. 6.2 су, за сваки од анализираних радних режима 2027. године, приказана процентуална оптерећења далековода која превазилазе граничну вредност од 90% у нормалном погону.

Таб.Д. 6.2: Високо оптерећени далеководи у 2027. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [%]
Зимски максимум 2027.	
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	133,6
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ТС Бор 6	97,8
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	92,4
Летњи максимум 2027.	
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	148,7
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	137,8
ДВ 110 kV ТЕ Колубара А – ТС Конатице	105,7
ДВ 110 kV ТС Нересница – ПРП Кривача	92,7
Летњи минимум 2027.	
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	119,4
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	110,1
ДВ 110 kV ТС Нересница – ПРП Кривача	95,5

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, у анализама режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница. Мере за отклањање поменутих преоптерећења су дате у Д.6.2.

Д.6.1.3 Прорачуни за 2032. годину

У Таб.Д. 6.3 су, за сваки од анализираних радних режима 2032. године, приказана процентуална оптерећења далековода која превазилазе граничну вредност од 90% у нормалном погону.

Таб.Д. 6.3: Високо оптерећени далеководи у 2032. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [%]
Зимски максимум 2032.	
ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2	120,9
ДВ 110 kV ТЕ Колубара А – ТС Конатице	102,4
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	95,3
Летњи максимум 2032.	
ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 – ТС Ниш 15	139,5
ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 15	134,9
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	129,2
ДВ 110 kV ТЕ Колубара А – ТС Конатице	124,1
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	123,1
ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 – ТС Лесковац 4	104,9
ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Змич	97,5
Летњи минимум 2032.	
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Нови Пазар 2	124,9
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	119,6
ДВ 110 kV ТЕ Колубара А – ТС Конатице	102,9
ДВ 110 kV ТС Београд 1 – ТС Београд 20	92,4
ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТС Змич	91,9
ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 – ТС Ниш 15	90,8

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, у анализама режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница. Мере за отклањање поменутих преоптерећења су дате у Д.6.2.

Д.6.2 АНАЛИЗЕ СИГУРНОСТИ

Приликом израде Плана развоја преносног система Републике Србије, анализе сигурности рада система при испаду појединачних елемената (*N*-1 анализе) урађене су за модел који одговара тренутном стању, као и за моделе који приказују планирано стање преносне мреже на временском хоризонту од пет (2027. година), односно десет година (2032. година). За сваку од овде набројаних година, прорачуни су обављени за три карактеристична режима рада мреже, и то:

- Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум);
- Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум);
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум).

У оквиру разматрања датих у наставку, за сваку од горенаведених година је дата листа преоптерећених елемената, разврстаних по режимима. Уз та преоптерећења, наведени су и испади приликом којих до њих долази, заједно са одговарајућим оперативним и развојним мерама помоћу којих се може сагледати решење ових проблема како привремено, тако и на дужем временском хоризонту. Поред тога су јасно дефинисане и мере растерећења елемената чије је оптерећење у базном случају превазилазило износ од 100%, наведених у следећим потпоглављима.

Д.6.2.1 Анализе за тренутно стање мреже

Анализама сигурности спроведеним на моделима који осликавају тренутно стање у преносном систему Србије, закључено је да до преоптерећења далековода долази у режимима зимског и летњег максимума, док се у режиму летњег минимума не јавља овај вид проблема. Протеклих година, односно у претходним анализама сигурности, као угрожени регион се издвајала област Јужног Баната (тзв. јужнобанатска петља), у коју спадају ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Качарево и ТС Дебелача, као и 110 kV сабирнице у ТС Панчево 2 и далеководи 110 kV који ове трансформаторске станице повезују. Добијало се да, приликом прорачуна у режиму зимског максимума, при испаду ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Панчево 2 – ТС Качарево, модел не конвергира, односно, да долази до напонског слома, те се овај испад сматрао критичним. ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште, који ће решити поменути проблем, је изграђен, али за његово пуштање у погон је неопходно и опремање ДВ поља 110 kV у ТС Велико Градиште. Овај далековод ће трансформаторским станицама у овој петљи обезбедити алтернативни правац напајања на високонапонском нивоу. Тренутно се овај регион напаја из правца ТС Панчево 2, преко 400 kV далековода бр. 463А изграђеног за правац ТС Панчево 2 - ТС Решица, који привремено ради на 110 kV напонском нивоу, тако да се у области Јужног Баната сада не јављају преоптерећења која су виђена као критична у анализама претходних година. Битно је напоменути да ово није трајно решење.

У Таб.Д. 6.4 и Таб.Д. 6.5 дати су резултати анализе сигурности *N*-1 за режиме зимског максимума и летњег максимума за тренутно стање система.

Таб.Д. 6.4: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже

Зимски максимум за тренутно стање				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 13	157	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу	/
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	139	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Пожега и ТС Шабац 3	Повећање инсталисане снаге у ТС Ваљево 3
ДВ 220 kV ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 11	138	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу	/
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	138	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Пожега и ТС Шабац 3	Повећање инсталисане снаге у ТС Ваљево 3
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	128	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 и ТС Пожега	/
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	125	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 и ТС Пожега	/

Зимски максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 220/110 kV Т1 у ТС С. Митровица 2	ТР 220/110 kV Т2 у ТС С. Митровица 2	123	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Шабац 3	Повећање инсталисане снаге у ТС С. Митровица 2
ТР 220/110 kV Т2 у ТС С. Митровица 2	ТР 220/110 kV Т1 у ТС С. Митровица 2	119	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Шабац 3	Повећање инсталисане снаге у ТС С. Митровица 2
ДВ 220kV ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV ТС Београд 17 – ТС Београд 13	112	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу	/
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ЕВП Словац	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава зап. поље	111	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3	/
ДВ 110 kV ТС ЕВП Словац – ТС Лазаревац	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава зап. поље	110	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3	/
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Тамнава зап. поље	109	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3	/

Зимски максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Ваљево 3	104	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 и ТС Пожега	Повећање инсталисане снаге у ТС Ваљево 3
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Ваљево 3	102	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена преносног односа на ТР 220/110 kV у ТС Ваљево 3 и ТС Пожега	Повећање инсталисане снаге у ТС Ваљево 3
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	101	/	/
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Београд 5	ТР 220/110 kV Т5 у ТС Београд 5	100.5	/	/
ТР 220/110 kV Т5 у ТС Београд 5	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Београд 5	100.5	/	/

Таб.Д. 6.5: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже

Летњи максимум за тренутно стање				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 13	148	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу	
ДВ 220 kV ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 11	125	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу	
ДВ 110 kV ПРП Кошава – ТС Вршац 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Алибунар	123	Смањено ангажовање ВЕ Алибунар, ВЕ Кошава и ВЕ Ковачица	
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16	119	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, уз промену преносног односа ТР 220/110 kV у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3
ТР 220/100 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	119	Отварање СП 110 kV у ТС Ваљево 1	
ДВ 110 kV РП Колубара А – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16	118	Повећано ангажовање ТЕ Колубара А, уз промену преносног односа ТР 220/110 kV у ТС Београд 3 и ТС Ваљево 3	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 у ТС Београд 3

Летњи максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Футог	ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Бачка Паланка 1	113	Промена преносног односа ТР у ТС Београд 5 и ТС Сремска Митровица 2	
ДВ 110 kV ТС Вршац 1 – ТС Вршац 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Алибунар	112	Смањено ангажовање ВЕ Алибунар	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3
ДВ 220 kV ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV ТС Београд 17 – ТС Београд 13	107	Прерасподела оптерећења на дистрибутивном нивоу	

Д.6.2.2 Анализе за 2027. годину

Прорачуни за 2027. годину су извршени уз уважавање исхода поступака приоритизације развојних и инвестиционих пројеката, те одговарајућих пројеката прикључења објеката клијената чији је улазак у погон очекиван до ове године. Након што су анализе обављене и добијени резултати размотрени, дошло се до закључка да је, у зависности од радног режима система који се посматра, за ову пресечну годину могуће јасно идентификовати неколицину критичних региона у систему, при чему је за неке од тих области неопходно што пре имплементирати и одговарајуће развојне мере којима би се ситуација у вези са преоптерећењима релаксирала, а параметри рада система вратили у нормалне опсеге.

Анализе урађене за радни режим зимског максимума указале су на то да су испади који, макар за овакво стање система, могу довести до појаве преоптерећених елемената они који подразумевају нерасположивост неког од важнијих 400 kV коридора преко којих се енергија преноси из северних крајева Србије према јужним крајевима и системима са којима се систем Србије граничи са те стране. Конкретно, ту се могу уочити испади 400 kV праваца ТС Обреновац – ТС Конатице – ТС Крагујевац 2 и ТС Бор 6 – ТС Ниш 2, при чему се, барем за овај радни режим, преоптерећења елемената у систему могу избећи одговарајућим редиспечингом електрана. Ипак, јасно је указивање на важност [изградње новог двосистемског далековода од ТС Јагодина 4 до будуће ТС 400/110 kV у околини Пожаревца](#), пошто ће се, након комплетирања овог вода, обезбедити још један коридор за пренос енергије према потрошачима лоцираним у централној Србији и, самим тим, растеретити елементи на којима су примећени проблеми при анализама за овај режим.

Неопходност што хитније реализације овог пројекта постаје још евидентнија када се у разматрање узму и резултати добијени за режим летњег максимума, пошто је, у таквом стању система, примећено да се преоптерећења елемената која настају након испада далековода 400 kV између ТС Конатице и ТС Крагујевац 2 не могу решити чак ни помоћу већ помињаних оперативних мера заснованих на редиспечингу електрана у систему, те је за овај испад у одговарајућим листама сугерисана само адекватна развојна мера. Тај проблем је директно повезан са производњом електричне енергије у термоелектранама „Никола Тесла А“, „Никола Тесла Б“ и „Колубара Б“, као и потребом за евакуацијом ове енергије према центрима потрошње, што се, у одсуству за те намене предвиђених 400 kV праваца, мора одвијати преко 110 kV преносне мреже.

Поред ових испада, могу се приметити и проблеми везани за преоптерећења елемената у региону Новог Пазара, у највећој мери изазваних значајним токовима енергије према делу система лоцираном на АП КиМ. Притом треба напоменути да се сви ови проблеми могу отклонити простом оперативном мером која подразумева секционисање мреже 110 kV како би се токови енергије преусмерили на 400 kV и 220 kV напонске нивое. Одатле је јасно и да за отклањање ових преоптерећења није било неопходно планирати икакве развојне мере које би допринеле побољшању прилика у овом региону, јер инвестиције потребног обима не би могле да се сматрају оправданим. Овакав принцип је, за потребе овог Плана развоја, коришћен и генерално, те развојне мере које нису већ постојале из других разлога нису предлагане тамо где би оперативне мере могле решити проблеме.

У табелама Таб.Д. 6.6,

Таб.Д. 6.7 и Таб.Д. 6.8 дати су резултати анализе сигурности $N-1$ за карактеристичне радне режиме за 2027. годину.

Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2027. г.

Зимски максимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	133.6	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ТС Бор 6	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	137	Смањење снаге ВЕ Кривача (103 MW), ВЕ Црни Врх (150 MW), ВЕ Костолац (75 MW), СЕ Соларина (100 MW) и ТЕ Костолац А (140 MW) - потребна снага се обезбеђује из ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	123.6	Промена уклопног стања у ТС Ваљево 1	/
ДВ 110 kV ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	123.4	Промена уклопног стања у ТС Ваљево 1	/
ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	122	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	121.1	Промена преносног односа на ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	/

Зимски максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	121	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	116.6	Смањење снаге ВЕ Кривача (103 MW), ВЕ Црни Врх (150 MW) и ВЕ Костолац (75 MW) - потребна снага се обезбеђује из ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Београд 20	ТР 400/110 kV Т2 у ТС Београд 20	115.4	Промена преносног односа ТР 400/110 kV Т2 у ТС Београд 20 и промена уклопног стања у ТС Београд 47	/

Зимски максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Београд 20	ТР 400/110 kV Т1 у ТС Београд 20	115.3	Промена преносног односа ТР 400/110 kV Т1 у ТС Београд 20 и промена уклопног стања у ТС Београд 47	/
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Нересница	114.7	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТЕ Косово Б – ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	114.6	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
ДВ 400 kV ТЕ Пљевља (ЦГ) – ТС Рибаревина (ЦГ)	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	112.6	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	112.1	Промена преносног односа на ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	/
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	111.1	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1

Зимски максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	110.6	Промена уклопног стања у РП Колубара А	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца, уз расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТЕ Колубара Б	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	110.4	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	/
<i>већи број испада</i>	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	≤110	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	109.7	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ТС Бор 6	108.4	Искључење 400 kV ДВ ТС Ниш 2 – ТЕ Косово Б	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	107.4	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	107	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1

Зимски максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
<i>већи број испада</i>	ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ТС Бор 6	≤106.9	Искључење 400 kV ДВ ТС Ниш 2 – ТЕ Косово Б	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ЕВП Бргуле - ТС Конатице	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	105.3	Промена уклопног стања у ТС Конатице	Расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	104.5	Смањење снаге ВЕ Кривача (103 MW) - потребна снага се обезбеђује из ТЕНТ Б	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	104.1	Промена уклопног стања у ТЕ-ТО Панчево	/
ТР 220/110 kV Т2 у ТС Краљево 3	ТР 220/110 kV Т1 у ТС Краљево 3	103.9	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV Т1 у ТС Краљево 3	/
ДВ 110 kV ЕВП Бргуле - РП Колубара А	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	103.6	Промена уклопног стања у ТС Конатице	/
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV ТС Велико Градиште - ТС Рудник 3	103.2	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/

Зимски максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 - ТС Неготин	ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 - ТС Прахово	102.1	Искључење ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Неготин или спуштање производње ХЕ Ђердап 2	/
ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 - ТС С. Паланка 2	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	101.9	Искључење ДВ 110 kV ТС Свилајнац – ТС Јагодина 3	/
ТР 220/110 kV Т1 у ТС Краљево 3	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Краљево 3	101.1	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV Т2 у ТС Краљево 3	/

Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2027. г.

Летњи максимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	148.7	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	137.8	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
Базни случај	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	105.7	Промена уклопног стања у РП Колубара А	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Аранђеловац 1 - РП Колубара А	163.7	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца, уз расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	148.3	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	142.8	Искључење ДВ 110 kV ПРП Костолац – ТС Рудник 1	/

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	141.1	Смањење снаге ВЕ Кривача (70 MW) - потребна снага се добија из ТЕНТ А и ТЕНТ Б	/
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Јагодина 2 - ТС Крагујевац 2	133.2	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ВЕ Честобродица	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	130.3	/	/
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	128.9	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	128.8	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Аранђеловац 1 - ТС Аранђеловац 2	128.8	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца, уз расплет далековода 110 kV код ТС Конатице

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	127.7	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - СЕ Кима Солар (1)	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - СЕ Кима Солар (2)	124.8	Отварање СП 110 kV у ТС Валач и промена напона на прикључцима СЕ Кима Солар и СЕ Сјеница	Изградња ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Пријепоље
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ТС Бор 6	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	121.2	Смањење снаге ВЕ Кривача (87 MW) и ВЕ Црни Врх (125 MW) - потребна снага се добија из ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	121	Промена преносног односа на ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Топола - ТС Аранђеловац 2	120.7	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца, уз расплет далековода 110 kV код ТС Конатице

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Велико Градиште - ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	120.5	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Јагодина 2 - ТС Јагодина 4	118.7	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Јагодина 3 - ТС Свилајнац	116	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 - ТС С. Паланка 2	115	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	114.7	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Конатице	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	114.7	Промена преносног односа ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	/

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110 kV Т1 у ТС С. Митровица 2	ТР 220/110 kV Т1 у ТС С. Митровица 2	113.3	Промена преносног односа ТР 220/110 kV Т1 у ТС Сремска Митровица 2	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV - II фаза
ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ПРП Бела Анта	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ПРП Бела Анта	112.3	Промена преносног односа ТР 220/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Кроноспан - ТЕ Морава	111.8	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	111.3	Промена преносног односа ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Топола	110.9	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ВЕ Ковачица	ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Владимировац	108.7	Смањење снаге ВЕ Пупин (30 MW) - потребна снага се добија из ТЕНТ А	Подизање преносне мреже у Средњем Банату на 400 kV

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Параћин 1 - ТС Параћин 3	108.6	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 - ТС Крушевац 1	107.6	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 400 kV ТС Бор 2 - РП Дрмно	ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	107	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	106.7	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Рудник 1 - ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	106.7	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	106.5	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 220 kV ТС Бајина Башта - ТС Пожега	105.8	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља (ЦГ)	ДВ 220 kV ТС Бајина Башта - ТС Бистрица	105.4	Ангажовање РХЕ Бајина Башта у пумпном режиму (280 MW) - ова снага се добија из ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Опремање другог система проводника на IV секцији Трансбалканског коридора

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Кроноспан - ТС Лапово	105	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Рудник 1 - ВЕ Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	104.4	Искључење 110 kV ДВ ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 110 kV ТС ТЕНТ А СП - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Београд 10 - ТС Београд 22	104.3	Промена уклопног стања у ТС Београд 22	/
ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 - ТС С. Паланка 2	ДВ 110 kV ТС Аранђеловац 1 - РП Колубара А	104	Искључење ДВ 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Аранђеловац 2	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Краљево 3	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	103.9	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Београд 10 - ТС Београд 22	103.8	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 220 kV ТС Краљево 3 - ТС Крушевац 1	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	103.7	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	103.4	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 - ТС Крушевац 1	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	103.4	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ТР 400/110 kV Т1 у ТЕ Колубара Б	ДВ 110 kV ТС ТЕНТ А СП - ТС Обреновац	102.7	Промена преносног односа ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	/
ДВ 220 kV ТС Обреновац - ТС Ваљево 3	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	102.3	Промена преносног односа на ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	/
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Ћићевац - ТС Параћин 3	102.2	/	/
ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТЕ Пљевља (ЦГ)	ДВ 220 kV ТС Бајина Башта - ТС Пожега	101.8	Ангажовање РХЕ Бајина Башта у пумпном режиму - потребна снага се добија из ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Опремање другог система проводника на IV секцији Трансбалканског коридора
ДВ 400 kV ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	101.8	Искључење ДВ 220 kV ТС НИС – ТЕ-ТО Панчево	/

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 - ТС С. Паланка 2	101.1	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Бор 2 - РП Дрмно	ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 - ТС Нересница	101	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	ДВ 110 kV ЕВП Бргуле - ТС Конатице	101	Промена преносног односа на ТР 400/110 kV Т1 у ТС Конатице	Расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС С. Паланка 1 - ТС С. Паланка 2	100.9	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца

Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2027. г.

Летњи минимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	119.4	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	110.1	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	150.9	Искључење ДВ 110 kV ПРП Костолац – ТС Рудник 1	/
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	146.1	Искључење ДВ 110 kV ТС В. Градиште – ТС Б. Црква	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Аранђеловац 1 - РП Колубара А	132.1	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца, уз расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	129.6	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	129.5	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1

Летњи минимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	126.5	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ТС Бор 6	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	124.4	Смањење снаге ВЕ Кривача, ВЕ Црни Врх и ВЕ Костолац - снага се добија из ТЕНТ А и ТЕНТ Б	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Велико Градиште - ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	122.4	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	121	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 - ТС С. Паланка 2	119.2	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Јагодина 2 - ТС Крагујевац 2	114	Промене уклопних стања у ТС Јагодина 4 и ТС Параћин 1	/

Летњи минимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	113.8	Промена преносног односа ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Аранђеловац 1 - ТС Аранђеловац 2	113.7	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Бајина Башта - ТС Пљевља (ЦГ)	ДВ 220 kV ТС Бистрица - ТС Пљевља (ЦГ)	113.3	Ангажовање РХЕ Бајина Башта у пумпном режиму - потребна снага се добија из ТЕ Костолац Б	Опремање другог система проводника на IV секцији Трансбалканског коридора
ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	ДВ 110 kV ТС Велико Градиште - ТС Рудник 3	112.3	Искључење ДВ 110 kV ПРП Костолац – ТС Рудник 1	/
ДВ 400 kV ТС Бор 2 - РП Дрмно	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	111.7	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Бор 2 - РП Дрмно	ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 - ТС Нересница	111.6	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 110 kV ТС Рудник 1 - ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	111.2	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/

Летњи минимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	110.5	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца, уз расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
ДВ 110 kV ТС Рудник 1 - ПРП Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	109.5	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Бор 2 - РП Дрмно	ДВ 110 kV ТС Мајданпек 2 - ТС Мајданпек 3	109.4	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Кроноспан - ТЕ Морава	108.5	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС С. Паланка 1 - ТС С. Паланка 2	108.2	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца

Летњи минимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Топола - ТС Аранђеловац 2	107.8	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Јагодина 3 - ТС Свилајнац	107.3	Промене уклопних стања у ТС Јагодина 4 и ТС Параћин 1	/
ДВ 400 kV ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	107.3	Искључење ТР 400/220 kV у ТС Панчево 2	/
ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Владимировац	ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ВЕ Ковачица	106.5	Смањење производње у ВЕ Пупин (40 MW) - ова снага се добија из ТЕНТ Б	Подизање преносне мреже Средњег Баната на 400 kV напонски ниво
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 - ТС С. Паланка 2	106.1	Смањење производње у ТЕНТ А и ТЕНТ Б - потребна снага се добија из ХЕ у Западној Србији	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Бела Анта 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Бела Анта 1	105.9	Промена уклопног стања у ПРП Бела Анта	/
ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ВЕ Ковачица	ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Владимировац	105.8	Смањење производње у ВЕ Пупин (40 MW) - ова снага се добија из ТЕНТ Б	Подизање преносне мреже Средњег Баната на 400 kV напонски ниво

Летњи минимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	105.8	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Свилајнац	105.2	Смањење производње у ТЕНТ А и ТЕНТ Б - потребна снага се добија из ХЕ у Западној Србији	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	104.9	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1	104.7	Промена уклопног стања у Лесковац 2	/
ДВ 400 kV ТС Бајина Башта - ТС Пљевља (ЦГ)	ДВ 220 kV ТС Бајина Башта - ТС Бистрица	104.6	Ангажовање РХЕ Бајина Башта у пумпном режиму - потребна снага се добија из ТЕ Костолац Б	Опремање другог система проводника на IV секцији Трансбалканског коридора
ДВ 400 kV ТС Обреновац - РП Младост (2)	ДВ 400 kV ТС Обреновац - РП Младост (1)	104.5	Отварање СП 400 kV у РП Младост	/
ДВ 400 kV ТС Обреновац - РП Младост (1)	ДВ 400 kV ТС Обреновац - РП Младост (2)	104.5	Отварање СП 400 kV у РП Младост	/

Летњи минимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 - ТС Крагујевац 2	ДВ 110 kV ТС Јагодина 2 - ТС Јагодина 4	103.7	Промене уклопних стања у ТС Јагодина 4 и ТС Параћин 1	/
ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Нересница	ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 - ТС Нересница	103.3	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ТР 220/110 kV Т2 у ТС Обреновац	103	Смањење производње у ТЕНТ А и ТЕНТ Б - потребна снага се добија из ХЕ у Западној Србији	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 - ТС Нересница	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Нересница	102.5	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Кроноспан - ТС Лапово	102.3	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2х400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Ниш 15	102.3	Промена уклопног стања у Лесковац 2	/
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	102.3	Промена преносног односа ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	/

Летњи минимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ВЕ Ковачица	ДВ 220 kV ТС ХИП - ТЕ-ТО Панчево	101.7	Искључење ТР 400/220 kV у ТС Панчево 2	/
ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Нересница	ДВ 110 kV ТС Мајданпек 2 - ТС Мајданпек 3	101.2	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 110 kV ТС Мајданпек 2 - ТС Мајданпек 3	ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Нересница	101.1	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 110 kV ТС Пожаревац 1 - ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.9	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 - ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Параћин 1 - ТС Параћин 3	100.9	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 - ТС Топола	100.8	/	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ВЕ Пландиште - ТС Пландиште 2	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.7	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/

Летњи минимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.6	Промена преносног односа ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	/
ДВ 110 kV ТС Петровац - ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.5	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.5	Промена преносног односа ТР 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	/
ДВ 110 kV ТС Петровац - ТС Пожаревац 1	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.4	Искључење ДВ 110 kV ТС Б. Црква – ТС В. Градиште	/
ДВ 110 kV ТС Дебељача - ТС Пландиште 2	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.3	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/
ДВ 400 kV ТС Бор 2 - РП Дрмно	ДВ 110 kV ПРП В. Кривељ 2 – ПРП Црни Врх	100.3	Искључење ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС В. Градиште	/
ДВ 400 kV ТС Обреновац - ТС Конатице	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.1	Смањење производње у ТЕНТ А и ТЕНТ Б - потребна снага се добија из ХЕ у Западној Србији	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца
ДВ 110 kV ТС Качарево - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	100.1	Промена уклопног стања у ТС Мајданпек 2	/

Летњи минимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/220 kV ТЗ у ТС Краљево 3	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 1	100.1	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	Изградња нове 400/110 kV ТС у близини Пожаревца и ДВ 2x400 kV ТС Јагодина 4 – ТС у близини Пожаревца

Д.6.2.3 Анализе за 2032. годину

Анализе за 2032. годину су урађене на моделима детаљно описаним у одговарајућем потпоглављу, при чему се мора нагласити да се на неким местима може уочити да се као развојне мере предлажу пројекти који би, према листи датој у овом Плану, требало да се нађу у погону пре 2032. године. Ова разлика је последица тога што су ти пројекти, према приоритизацији развојних пројеката, иницијално били сагледани за реализацију након 2032. године, те, као такви, нису убачени у симулационе моделе за ову годину, да би, после завршетка модела, усаглашавање планерских докумената оператора довело до тога да се године реализације ових пројеката помере за период пре 2032. године. У овакве пројекте, на пример, спада пројекат [расплета 110 kV водова код ТС Београд 1](#), чија је година реализације усклађена са годином реконструкције ТС Београд 1.

Анализе које су спроведене за радни режим зимског максимума указале су на то да се, поред преоптерећења која су уочена у анализама спроведеним за базно стање система, највећи број преоптерећења сагледава на два критична правца – на правцу помоћу ког је ТС Нови Пазар 1 повезана са ТС Нови Пазар 2 и, преко тога, са системом АП Ким и на једном од два 110 kV правца преко којих је ТС Лесковац 2 повезана са ТС Ниш 2. И за један, и за други проблем су предложене одговарајуће оперативне мере којима би се забележена оптерећења могла вратити у допуштени опсег (у првом случају, та мера би подразумевала отварање спојног поља 110 kV у ТС Валач, а у другом промену уклопног стања у ТС Лесковац 2 тако да се токови преко критичног правца смање), тако да није сматрано да је предлагање нових развојних мера неопходно у те сврхе.

Што се тиче летњих режима, код њих се, уз претходно установљене критичне елементе, може приметити и издвајање једног од два 110 kV далеководна правца који повезују ТС Јагодина 4 са ТС Крушевац 1 (конкретно, ради се о правцу на који су прикључене и ТС у региону Параћина, као и ТС Ћићевац, што додатно подиже снагу потрошње која треба да се напоји помоћу ових далеководна). Ова преоптерећења се у највећој мери приписују како прикључењу ВЕ Честобродица на преносни систем, тако и великом извозу енергије према системима који се налазе јужно од преносног система Републике Србије, попут, примера ради, система Северне Македоније. Пошто су и за ове проблеме дефинисане одговарајуће оперативне мере помоћу којих је могуће растеретити угрожене водове, ни у овом случају није сагледана потреба за предлагањем нових развојних пројеката који би били реализовани у циљу смањења оптерећења система. За радне режиме летњег максимума и летњег минимума, ове мере су подразумевале успостављање оптималног уклопног стања у ТС Крушевац 1, то јест, максимално смањење токова преко водова на којима су преоптерећења уочена и водова који припадају истом правцу.

Као што је већ поменуто, било је и проблема у базном стању система, при чему су ови проблеми за режим зимског максимума укључивали и преоптерећење ДВ ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2 (примећено за одговарајуће испале и у преостала два режима), те је утврђена потреба да се та преоптерећења реше тако што би се СТ у ТС Смедерево 2 (у пољу у које је уведен ДВ 110 kV бр. 101Б/3) заменили трансформаторима 2x750 А, уз замену ВФ пригушнице ВФ пригушницом од минимално 800 А.

У табелама Таб.Д. 6.9, Таб.Д. 6.10 и Таб.Д. 6.11 дати су резултати прорачуна сигурности $N-1$ за режиме зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума потрошње за 2032. годину, респективно.

Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2032. г.

Зимски максимум 2032. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 2	120.9	/	Превезивање СТ у ТС Смедерево 2
Базни случај	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	102.4	Отварање СП 110 kV у ТС Конатице	Расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 15	192.6	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Ниш 15	187.9	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ТС Лесковац 4	131.4	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	124.7	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
<i>већи број испада (укупно 14)</i>	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	≤ 113.7	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	113.6	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	110.3	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1

Зимски максимум 2032. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	110	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	108.8	Искључење ДВ 110 kV ТС Рудник 3 – ТС В. Градиште	/
ТР 400/110 kV Т1 у ТС Београд 20	ТР 400/110 kV Т2 у ТС Београд 20	106	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ТР 400/110 kV Т2 у ТС Београд 20	ТР 400/110 kV Т1 у ТС Београд 20	105.8	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 400 kV ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 4	100.6	Искључење ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	/

Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2032. г.

Летњи максимум 2032. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Ниш 15	139.5	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 15	134.9	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	129.2	Отварање СП у ТС Валач	/
Базни случај	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	124.1	Отварање СП 110 kV у РП Колубара А	Расплет 110 kV далековода код ТС Конатице
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	123.1	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ТС Лесковац 4	104.9	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	151.8	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	151.6	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	128.7	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1

Летњи максимум 2032. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	128.3	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Нересница - ВЕ Кривача	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ВЕ Костолац	122.4	Искључење ДВ 110 kV ТС Рудник 1 - ПРП Костолац	/
<i>већи број испада (укупно 12)</i>	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 4	≤ 116	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – СЕ Кима Солар (1)	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – СЕ Кима Солар (2)	112.2	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимировац	ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	111.8	Смањење снаге ВЕ Пупин, ВЕ Ковачица, ВЕ Алибунар 1 и ВЕ Алибунар 2 (40 MW)	Подизање Средњег Баната на 400 kV напонски ниво
ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимировац	111.3	Смањење снаге ВЕ Пупин, ВЕ Ковачица, ВЕ Алибунар 1 и ВЕ Алибунар 2 (40 MW)	Подизање Средњег Баната на 400 kV напонски ниво
ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	ДВ 110 kV ЕВП Бргуле - ТС Конатице	110	Искључење ДВ 110 kV ЕВП Бргуле - РП Колубара А	/
ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	ДВ 110 kV ЕВП Бргуле - РП Колубара А	108.7	Искључење ДВ 110 kV ЕВП Бргуле - ТС Конатице	/
ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 2 (3)	108.3	/	Превезивање СТ у ТС Смедерево 2

Летњи максимум 2032. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ПРП Кошава – ТС Николинци (1)	ДВ 110 kV ПРП Кошава – ТС Николинци (2)	106.8	Отварање СП 110 kV у ПРП Кошава	/
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	105.6	Искључење ДВ 110 kV ТС В. Градиште - ПРП Кривача	/
ДВ 400 kV ТС Ниш 2 – ПРП Честобродица	ДВ 110 kV ТС Параћин 1 - ТС Параћин 4 (1)	104.2	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 400 kV ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 2 (3)	103.8	/	Превезивање СТ у ТС Смедерево 2
ДВ 110 kV ПРП Кошава – ТС Николинци (2)	ДВ 110 kV ПРП Кошава – ТС Николинци (1)	103.8	Отварање СП 110 kV у ПРП Кошава	/
ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 2 (2)	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 2 (3)	102.6	/	Превезивање СТ у ТС Смедерево 2
ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 - ТС Варварин	ДВ 110 kV ТС Параћин 1 - ТС Параћин 4	102.1	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 110 kV ТС Смедерево 3 - ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 2 (3)	101.8	/	Превезивање СТ у ТС Смедерево 2
ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Бела Анта 1 (6)	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 - ВЕ Бела Анта 1 (5)	100.6	Промена уклопног стања у ПРП Бела Анта	/
ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - ТС Варварин	ДВ 110 kV ТС Параћин 1 - ТС Параћин 4	100.4	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/

Таб.Д. 6.11: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2032. г.

Летњи минимум 2032. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 - ТС Нови Пазар 2	125	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
Базни случај	ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	119.8	Отварање СП 110 kV у ТС Валач	/
Базни случај	ДВ 110 kV РП Колубара А - ТС Конатице	102.9	Отварање СП 110 kV у РП Колубара А	Расплет далековода 110 kV код ТС Конатице
<i>већи број испада (укупно 3)</i>	ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 15	≤ 289.3	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
<i>већи број испада (укупно 6)</i>	ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Ниш 15	≤ 287	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
ДВ 400 kV ТС Лесковац 2 - ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ТС Лесковац 4	203.1	Промена уклопног стања у ТС Лесковац 2	/
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	166.6	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 20 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	166.2	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	136.5	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1

Летњи минимум 2032. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 57	ДВ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 20	135.9	Промена уклопног стања у ТС Београд 47	Расплет 110 kV водова код ТС Београд 1
ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	125.7	Искључење ДВ 110 kV ТС Рудник 1 - ПРП Костолац	/
<i>већи број испада (укупно 8)</i>	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 - ТС Параћин 4	≤ 115	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А - ПРП Костолац	ДВ 110 kV ТС Нересница - ПРП Кривача	113.3	Искључење ДВ 110 kV ТС В. Градиште - ПРП Кривача	/
<i>већи број испада (укупно 6)</i>	ДВ 110 kV ТС Параћин 1 - ТС Параћин 4	≤ 107.8	Промена уклопног стања у ТС Крушевац 1	/
ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимировац	ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	108	Смањење снаге ВЕ Пупин (24 MW) - снага се добија из термоелектрана	Подизање Средњег Баната на 400 kV напонски ниво
ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2 - ПРП Ковачица	ДВ 220 kV ТС Панчево 2 - ПРП Владимировац	106.6	Смањење снаге ВЕ Пупин (24 MW) - снага се добија из термоелектрана	Подизање Средњег Баната на 400 kV напонски ниво
ДВ 400 kV ТС Панчево 2 - ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 - ТС Смедерево 2 (3)	105.3	/	Превезивање СТ у ТС Смедерево 2

Д.6.3 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије, прорачуни струја кратких спојева су рађени за за уклопно стање постојећих и планираних објеката на крају разматраног петогодишњег (2027. година) и десетогодишњег периода (2032. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума, уз следеће претпоставке:

- прорачун струја кратког споја за максималне вредности струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором 1.1
- прорачун струја кратког споја за минималне вредности струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором 1
- укључени су сви интерконективни далеководи (у моделу за тренутно стање преносног система, укључени су интерконективни далеководи који су у погону, а у моделима за перспективно стање, укључени су и сви планирани интерконективни далеководи)
- све сабирнице у постројењима су учворене у моделима перспективног стања преносног система, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице (за објекте који већ постоје)
- сабирнице различитих постројења X/110 kV нису спојене преко кабловске мреже

Због свега претходно наведеног, добијене вредности струја, дате у наредној табели, не могу се користити за замену опреме у постојећим или уградњу опреме у новим објектима, већ могу само да укажу на објекте у којима постоји потреба за заменом опреме или реконструкцијом уземљивача. Такође, ови подаци се не могу користити у сврхе подешавања релејне заштите, димензионисања уземљивачких система и провере уклопних шема ЕЕС-а. За такве потребе је неопходно урадити нове, детаљније прорачуне (за конкретан објекат) и добити све потребне компоненте струја кvara.

За проверу опреме у електранама је неопходно добити вредност ударне струје кратког споја, која у себи садржи и једносмерну компоненту струје кvara, тако да се не може користити само податак о ефективној вредности наизменичне компоненте струје.

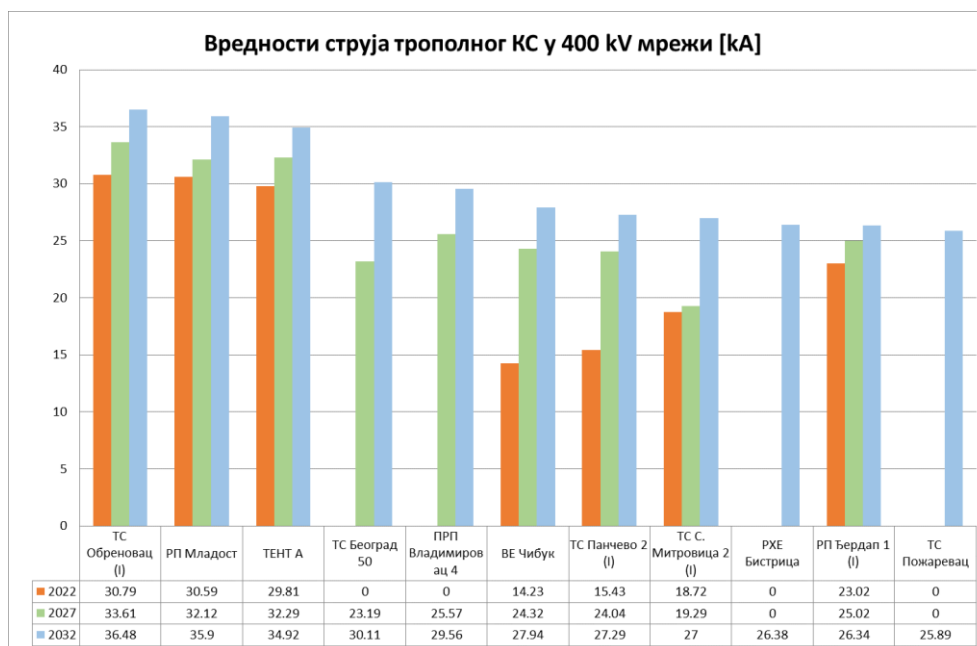
Прорачуни струја кратких спојева су урађени на основу стандарда IEC 60909 и тачке 3.3.2.7 Правила о раду преносног система, користећи програмски алат PSS@E, верзија 33, при чему су симулирани једнополни и трополни кратки спојеви на сабирницама постројења. У циљу што прецизнијег моделовања ЕЕС суседних земаља, прорачуни су обављени на SECI моделу региона Југоисточне Европе.

Елементи ЕЕС-а Републике Србије релевантни за прорачун кратких спојева који су моделовани у коришћеном софтверу су следећи:

- планиране и постојеће генераторске јединице, које се преко својих блок-трансформатора прикључују на преносну мрежу;
- планирани и постојећи далеководи, напонског нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV;
- енергетски тронамотајни трансформатори преносног односа 400/220/x kV, 400/110/x kV, 220/110/x kV, и 110/x/x kV;
- двонамотајни трансформатори преносног односа и 400/110 kV и 110/x kV;
- потрошачи моделовани као статичка потрошња константне снаге.

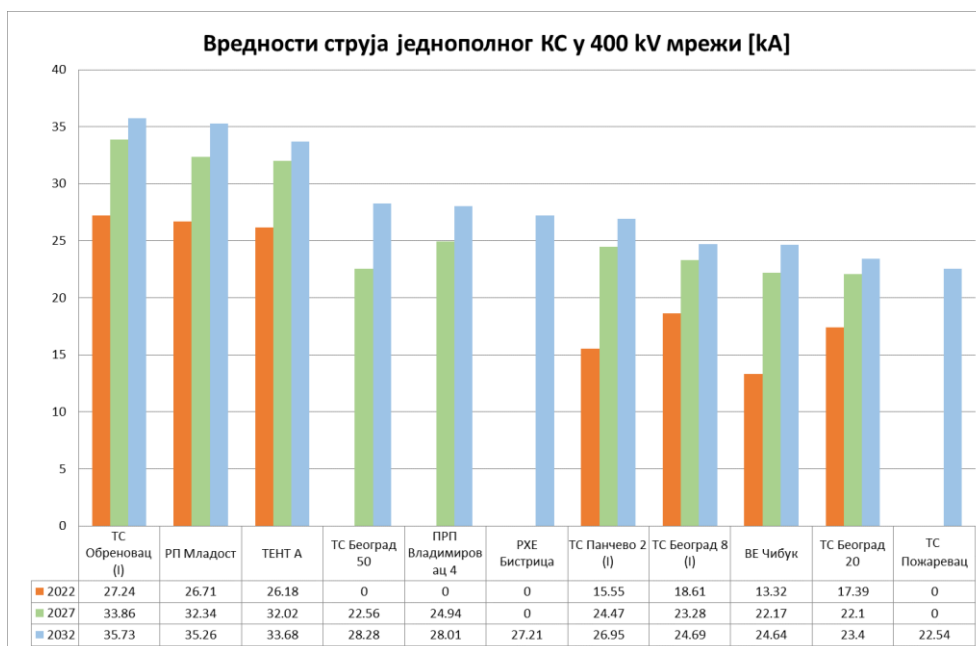
У претходној листи су са x означени напонски нивои нижи од 110 kV. Приликом прорачуна струја кратког споја, узети су у обзир нови производни капацитети који су планирани за улазак у погон, планирано повећање инсталисаних снага постојећих капацитета и излазак из погона неких електрана. Преглед ових промена, по годинама, је дат у поглављу Плана развоја преносног система које се бави прилагођеношћу производње.

На Сл.Д. 6.1 приказане су највеће вредности струја трополног кратког споја у 400 kV преносној мрежи. Највеће вредности ових струја у посматраном десетогодишњем периоду очекују се на сабирницама ТС Обреновац, РП Младост и ТЕНТ А, узроковано изградњом двоструког ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Обреновац, као и повећањем инсталисане снаге у ТЕНТ А. У посматраном временском интервалу, повећања струја трополног кратког споја очекују се у ТС Панчево 2 и ПРП Чибук 1, услед изградње ДВ 400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија), ДВ 400 kV ТС Београд 50 – ПРП Чибук 1, прикључења трећег блока у ТЕ Костолац Б и повећања инсталисане снаге ХЕ Ђердап 1. Повећање вредности струја трополног кратког споја се очекује и у ТС С. Митровица 2, као последица изградње далековода ТС Београд 50 – ТС С. Митровица 2. Вредности струја кратког споја осталих трансформаторских станица 400 kV преносне мреже дате су у Таб.Д. 6.12.



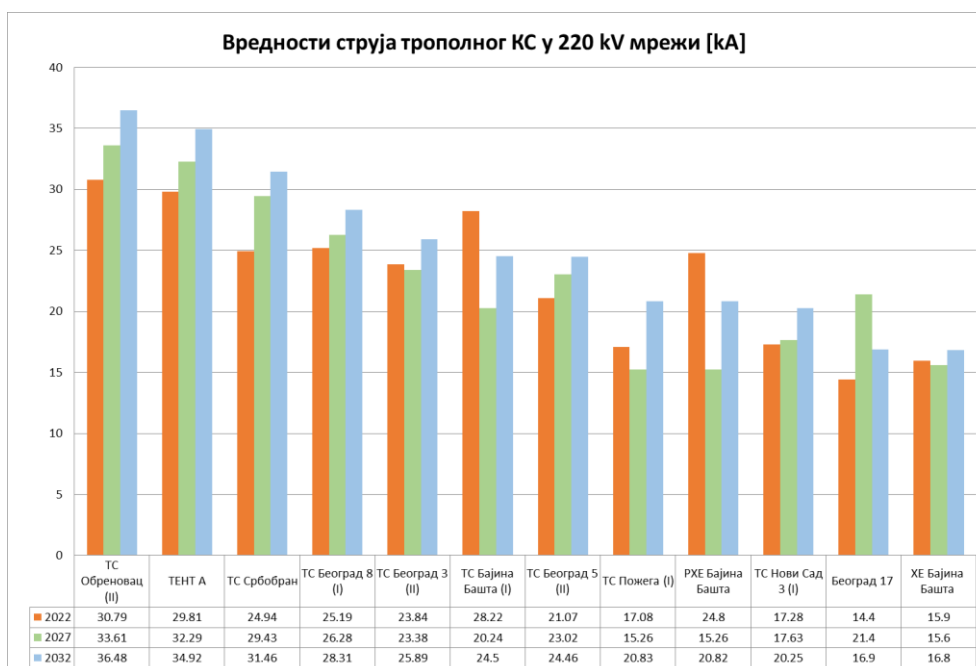
Сл.Д. 6.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво

На Сл.Д. 6.2 приказане су највеће прорачунате вредности струја једнополног кратког споја у 400 kV преносној мрежи. Идентично као у случају анализе трополних кратких спојева, максималне вредности у одговарајућем десетогодишњем периоду могу се очекивати на сабирницама ТС Обреновац, РП Младост и ТЕНТ А, из разлога који су претходно наведени у оквиру појашњења резултата прорачуна струја трополних кратких спојева. Такође, и у овом случају, примећују се повећања вредности струја квара у ТС Панчево 2, ПРП Чибук 1 и ТС С. Митровица 2. Детаљни приказ резултата прорачуна приложен је у Таб.Д. 6.12.



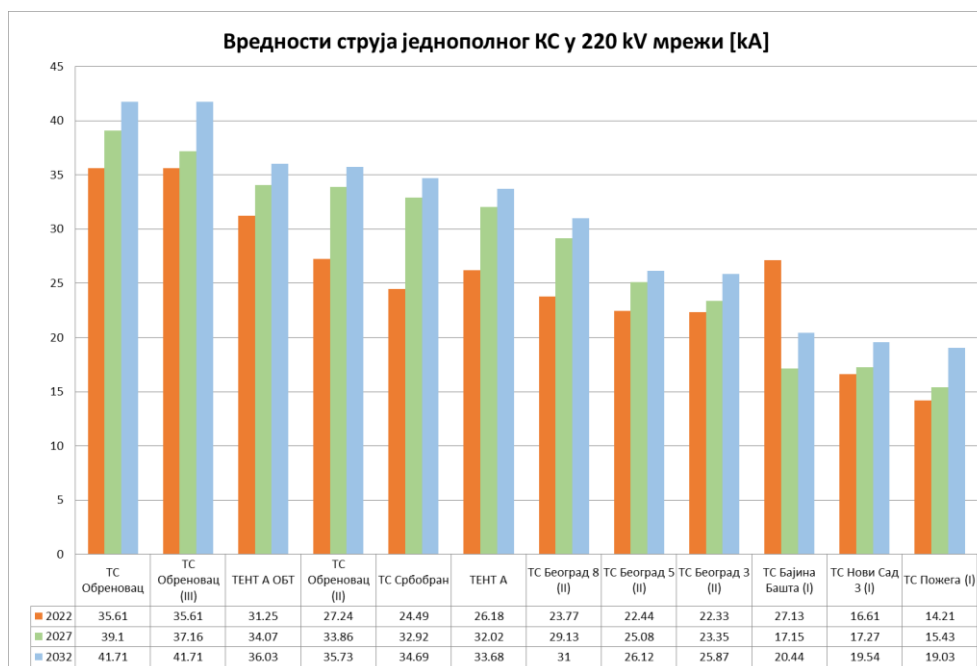
Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски НИВО

На Сл.Д. 6.3 приказане су вредности струја трополних кратких спојева, симулираних на сабирницама 220 kV. Највеће вредности струја кратког споја добијене су за случајеве кварова у ТС Обреновац, ТЕНТ А, ТС Србобран и ТС Београд 8. Из табеле Таб.Д. 6.12. се може приметити да у анализираном периоду долази до већег раста вредности струја квара након 2027. године, услед планираног развоја 220 kV и 400 kV преносне мреже. Изградњом ТС 220/110 kV Бистрица, вредност струја кратког споја на сабирницама у ТС Бајина Башта се смањује до 2027. године, док је поновни тренд раста условљен подизањем ТС Бајина Башта на 400 kV напонски ниво.



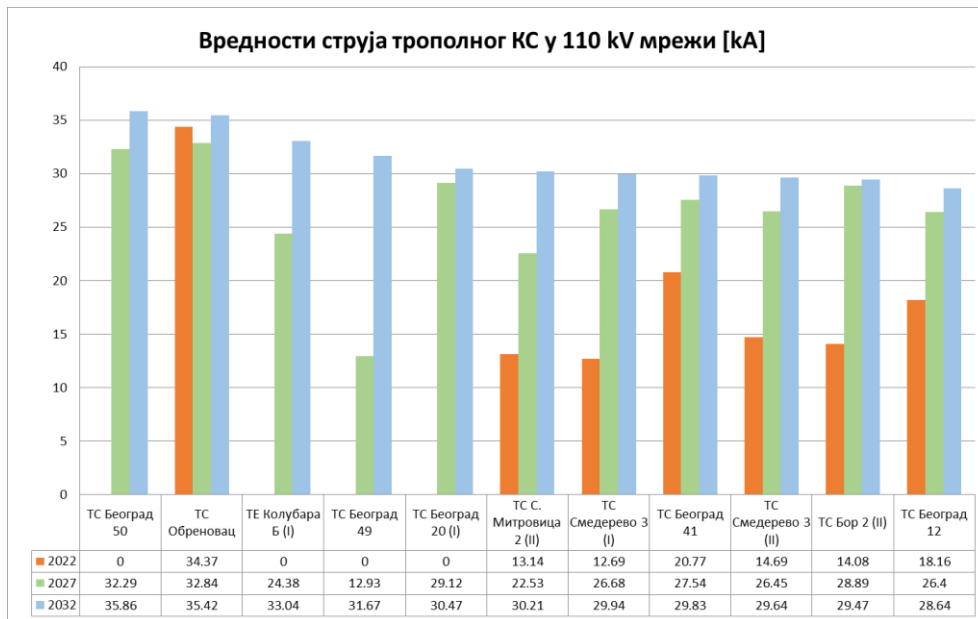
Сл.Д. 6.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски НИВО

Разматрањем једнополних кратких спојева на овом напонском нивоу, добијени су одговарајући резултати, дати у Таб.Д. 6.12, при чему су максималне забележене вредности струја квара издвојене и графички приказане на Сл.Д. 6.4. Као и при анализи трополних кратких спојева, највеће су вредности струја прорачунате при симулацији кварова у ТС Обреновац, ТЕНТ А и ТС Београд 8. Аналогно, долази до повећања вредности струја квара на временском хоризонту након 2027. године из идентичних разлога као и при анализи трополних кварова у мрежи.



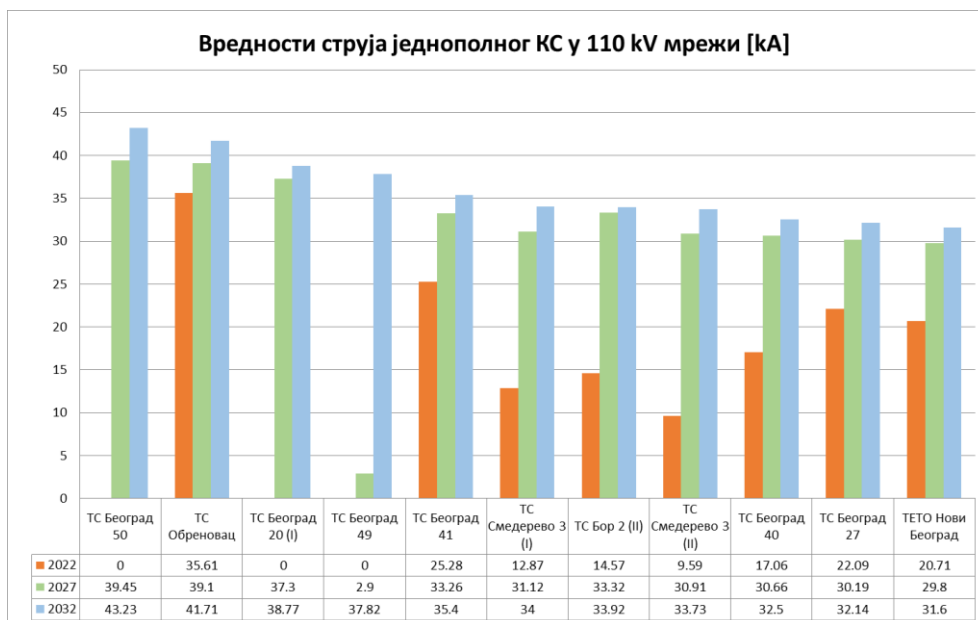
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски НИВО

На Сл.Д. 6.5 могу се видети највеће вредности струја трополног кратког споја у 110 kV преносној мрежи, при чему је максимална вредност ове струје забележена у ТС Београд 50 и ТС Обреновац. Са аспекта повећања вредности струја у разматраном периоду, може се закључити да изградња далековода 400 kV ТС Београд 50 – ПРП Чибук 1 утиче на повећање струја кратких спојева. Вредности струја кратких спојева у свакој трансформаторској станици 110 kV напонског нивоа понаособ приказане су у табели Таб.Д. 6.12 у наставку.



Сл.Д. 6.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски НИВО

Најзад, на Сл.Д. 6.6 приказане су највеће вредности струја једнополног кратког споја у 110 kV преносној мрежи. При прорачуну, максималне вредности струје добијене су за случај кварова у постројењима ТС Београд 50, ТС Обреновац, ТС Београд 20 и ТС Београд 49. Треба напоменути да је претходно уочени тренд пораста струја кратког споја услед изградње далековода 400 kV ПРП Чибук 1 – ТС Београд 50 још једанпут потврђен и при анализи једнополних кварова у 110 kV мрежи.



Сл.Д. 6.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски НИВО

У наставку је дата табела Таб.Д. 6.12 у којој се налазе вредности струја кратких спојева на сва три напонска нивоа преносне мреже, за оба анализирана режима. Такође, колона означена са $\Delta I_{3p}''$ представља разлику између вредности струја трополног кратког споја

Генератори - тачка прикључења	2022. година			2027. година			2032. година		
	I_{DC} [kA]	$I_{k''}$ [kA]	%	I_{DC} [kA]	$I_{k''}$ [kA]	%	I_{DC} [kA]	$I_{k''}$ [kA]	%

2032. године и 2022. године, у режиму зимског максимума. Уколико је, за постојеће објекте, према упутствима за погон, прекидач у спојном пољу отворен у нормалном радном режиму, такво уклопно стање је задржано и у перспективним моделима. Такође, за тачке прикључења генератора великих снага (>200 MW) дата је табела

Таб.Д. 6.13, која садржи процентуалне вредности апериодичних компоненти струја квара за режим зимског максимума, као најкритичнији случај.

У наставку су набројане проблематичне трансформаторске станице у ДП Београд и ДП Ниш у којима су струје на сабирницама веће од струје прекидача:

ТС Београд 1 – Тренутна вредност струје КС прелази 20 kA. Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача (31.5 kA). Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 kV расплета.

ТС Београд 12 – Повећање вредности струје КС је доминантно узроковано уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 kV расплета.

ТС Београд 13 - Тренутна вредност струје КС је око 20 kA, што је веће од од максималне струје прекидача (18.37 kA). Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 kV расплета.

ТС Београд 16 - Тренутна вредност струје КС прелази 20 kA. Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача (31.5 kA). Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 kV расплета

ТС Београд 19 - Тренутна вредност струје КС прелази 25 kA. Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача (31.5 kA). Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 kV расплета

ТС Београд 2 - Тренутна вредност струје КС је око 15 kA. Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача (31.5 kA). Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 kV расплета

ТС Београд 27 - Тренутна вредност струје КС прелази 20 kA. Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача (31.5 kA). Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС треба да прати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 kV расплета.

ТС Београд 40 - Тренутна вредност струје КС прелази 17 кА. Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача (31.5 кА). Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС треба да прати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 кV расплета.

ТС Београд 41 - Тренутна вредност струје КС прелази 20 кА. Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача (31.5 кА). Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 кV расплета.

ТС Београд 6 - Тренутна вредност струје КС је око 16 кА, што је на граници максимално дозвољене струје прекидача (16.4 кА). Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била много већа од максималне струје прекидача. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 кV расплета.

ТС Београд 9 - Тренутна вредност струје КС је око 16 кА, што је на граници максимално дозвољене струје прекидача (16.4 кА). Уколико би уклопно стање било другачије, вредност струје би била већа од максималне струје прекидача. Очекује се пораст струја КС уласком у погон ТС Београд 50. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Београд 50 и припадајућег 110 кV расплета.

ТС Бор 1 – Уласком у погон 400/110 кV Бор 6 очекује се пораст струја КС чије ће вредности бити веће од 16.4 кА, колико је тренутна максимална струја прекидача у ТС Бор 1. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Бор 6 и припадајућег 110 кV расплета.

ТС Велики Кривељ - Уласком у погон 400/110 кV Бор 6 очекује се пораст струја КС чије ће вредности бити веће од 18.7 кА, колико је тренутна максимална струја прекидача у ТС Бор 1. Замена опреме на овој ТС би требало да испрати динамику уласка у погон ТС Бор 6 и припадајућег 110 кV расплета.

ТС Лесковац 1 - Струје КС у 2022. години су око 19 кА, што је веће од 16.4 кА колико износи максимална струја прекидача у ТС Лесковац 1. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача.

ТС Лесковац 6 - Струје КС у 2022. години су око 15 кА, што је веће од 18.37 кА колико износи максимална струја прекидача у ТС Лесковац 6. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача.

ТС Ниш 5 – Струје КС у 2022. години су око 19 кА, што је веће од 18.37 кА колико износи максимална струја прекидача у ТС Ниш 5.

У наставку су набројане проблематичне трансформаторске станице у ДП Нови Сад и ДП Крагујевац у којима су струје на сабирницама веће од струје прекидача:

ТС Нови Сад 4 - Струје КС у 2022. години су око 15 кА. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача, 18.37 кА.

ТС Нови Сад 5 Струје КС у 2022. години су око 13 кА. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача, 18.37 кА.

ТС Нови Сад 9 Струје КС у 2022. години су око 19 кА, што је веће од 18,37 кА колико износи максимална струја прекидача у ТС Нови Сад 9.

ТС С. Митровица 1 - Струје КС у 2022. години су око 12 кА. У будућности, након 2026. године се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача 18,37 кА.

ТС С. Митровица 3 - Струје КС у 2022. години су око 12 кА. У будућности, након 2026. године се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача 18,37 кА.

ТС Панчево 4 - Струје КС у 2022. години су око 19 кА.

ТС Смедерево 1 - Струје КС у 2022. години су око 12 кА. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача, 16,4 кА.

ТС Смедерево 2 - Струје КС у 2022. години су око 13 кА. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача, 16,4 кА.

ТС Петровац - Струје КС у 2022. години су око 11 кА. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача, 11,7 кА.

ТС Пожаревац 1 - Струје КС у 2022. години су око 10 кА. У будућности, због природног повећања струја КС, у 2026. години се очекује да вредности струја премаше максималну струју прекидача, 11,7 кА.

Проблематична трансформаторска станица у дистрибутивном подручју Краљево у којој су струје на сабирницама веће од струје прекидача јесте ТС Јагодина 1.

Таб.Д. 6.12: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ВЕ Маестрале Ринг	400	/	/	10.69	8.21	13.02	9.44	/	/	/	9.52	7.34	11.43	8.55
ВЕ Ново Село 2	400	/	/	25.57	24.94	29.56	28.01	/	/	/	23.31	22.50	24.20	26.73
ВЕ Торак	400	/	/	7.47	6.22	11.92	9.79	/	/	/	6.68	5.58	10.34	12.05
ВЕ Целзијус	400	/	/	25.57	24.94	29.56	28.01	/	/	/	23.31	22.50	24.20	26.73
ВЕ Чибук	400	14.23	13.32	24.32	22.17	27.94	24.64	13.71	12.59	12.19	22.15	20.10	22.88	23.31
ПРП Владимировац 2	400	/	/	25.57	24.94	29.56	28.01	/	/	/	23.31	22.50	24.20	26.73
ПРП Владимировац 3	400	/	/	25.57	24.94	29.56	28.01	/	/	/	23.31	22.50	24.20	26.73
ПРП Владимировац 4	400	/	/	25.57	24.94	29.56	28.01	/	/	/	9.51	10.44	11.64	17.39
ПРП Честобродица	400	/	/	10.70	11.68	13.51	14.00	/	14.25	12.87	19.27	16.84	20.37	19.46
РП Дрмно	400	15.92	13.50	21.18	18.50	25.57	21.95	9.64	19.87	17.35	21.72	10.89	21.92	10.21
РП Ђердап 1 (I)	400	23.02	20.43	25.02	12.08	26.34	12.31	3.31	27.08	23.68	19.27	16.84	20.37	19.46
РП Младост	400	30.59	26.71	21.18	18.50	35.90	35.26	5.30	27.08	23.68	19.27	16.84	20.37	19.46
РП Младост	400	30.59	26.71	21.18	18.50	35.90	35.26	5.30	27.08	23.68	19.27	16.84	20.37	19.46
ТС у близини Пожаревца	400	/	/	/	/	25.89	22.54	/	/	/	/	/	20.82	20.62

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година		
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	
ТС у близини Пожаревца	400	/	/	/	/	25.89	22.54	/	/	/	/	/	/	20.82	20.62
РХЕ Бистрица	400	/	/	/	/	26.38	27.21	/	/	/	/	/	/	14.86	17.47
СЕ Жабалъ	400	/	/	7.80	6.00	7.82	6.00	/	/	/	6.89	5.36	6.93	4.42	
ТЕ Костолац Б	400	13.47	10.81	16.05	6.02	18.45	6.34	4.98	12.12	10.15	14.61	5.48	15.23	5.73	
ТЕ Костолац Б	400	13.47	10.81	16.05	6.02	18.45	6.34	4.98	12.12	10.15	14.61	5.48	15.23	5.73	
ТЕНТ А	400	29.81	26.18	32.29	32.02	34.92	33.68	5.11	26.31	23.19	30.79	32.12	27.29	39.93	
ТЕНТ А	400	29.81	26.18	32.29	32.02	34.92	33.68	5.11	26.31	23.19	30.79	32.12	27.29	39.93	
ТЕНТ Б	400	24.09	18.91	25.52	24.68	25.67	21.28	1.58	21.52	16.90	24.21	23.78	20.88	23.32	
ТЕНТ Б	400	24.09	18.91	25.52	24.68	25.67	21.28	1.58	21.52	16.90	24.21	23.78	20.88	23.32	
ТС Бајина Башта (I)	400	28.22	27.13	20.24	17.15	24.50	20.44	-3.72	25.23	24.05	17.16	15.12	16.85	23.63	
ТС Београд 20	400	17.73	17.39	21.85	22.10	23.83	23.40	6.10	15.33	15.75	19.55	19.70	19.35	27.37	
ТС Београд 20	400	17.73	17.39	21.85	22.10	23.83	23.40	6.10	15.33	15.75	19.55	19.70	19.35	27.37	
ТС Београд 50	400	/	/	23.19	22.56	30.11	28.28	/	/	/	21.24	20.84	23.99	32.50	
ТС Београд 8 (I)	400	19.74	18.61	23.18	23.28	25.36	24.69	5.63	17.09	17.25	20.85	20.97	20.51	28.34	
ТС Београд 8 (II)	400	19.74	18.61	23.18	23.28	25.36	24.69	5.63	17.09	17.25	20.85	20.97	20.51	28.34	
ТС Бор 2 (I)	400	12.22	10.09	19.07	16.74	20.01	17.36	7.79	10.87	9.02	16.80	14.99	17.04	24.31	
ТС Бор 6	400	/	/	19.17	16.80	20.11	17.41	/	/	/	16.89	15.04	17.13	24.16	

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Владимировац 2	400	/	/	25.57	24.94	29.56	28.01	/	/	/	23.31	22.50	24.20	26.73
ТС Врање 4	400	10.27	9.20	11.24	10.11	12.61	11.46	2.34	9.13	8.23	9.77	9.00	10.56	9.34
ТС Јагодина 4 (I)	400	12.03	12.19	11.49	11.43	19.24	17.80	7.21	10.09	10.29	10.13	10.14	15.97	21.66
ТС Јагодина 4 (II)	400	12.03	12.19	11.49	11.43	19.24	17.80	7.21	10.09	10.29	10.13	10.14	15.97	21.66
ТС Конатице	400	/	/	21.56	18.77	23.26	19.67	/	/	/	19.83	15.07	19.08	16.58
ТС Крагујевац 2	400	13.26	13.03	12.86	12.96	16.47	15.69	3.21	10.37	10.20	11.33	11.36	13.70	19.19
ТС Краљево 3 (I)	400	8.67	7.38	8.60	7.96	9.68	8.58	1.01	8.79	8.58	7.54	6.98	8.25	11.49
ТС Лесковац 2 (I)	400	12.84	12.69	13.54	12.31	14.87	13.36	2.03	11.37	11.29	11.88	11.09	12.55	17.48
ТС Лесковац 2 (II)	400	12.84	12.69	13.54	12.31	14.87	13.36	2.03	11.37	11.29	11.88	11.09	12.55	17.48
ТС Николинци	400	/	/	18.09	14.30	22.69	17.98	/	/	/	16.49	12.96	19.27	16.29
ТС Ниш 2 (I)	400	19.47	18.28	21.41	20.26	23.24	21.96	3.77	16.97	15.72	18.48	18.00	19.17	27.00
ТС Ниш 2 (II)	400	19.47	18.28	21.41	20.26	23.24	21.96	3.77	16.97	15.72	18.48	18.00	19.17	27.00
ТС Нови Сад 3 (I)	400	17.28	16.61	17.63	17.27	20.25	19.54	2.97	15.30	14.75	15.28	15.18	16.42	22.08
ТС Нови Сад 3 (II)	400	17.28	16.61	17.63	17.27	20.25	19.54	2.97	15.30	14.75	15.28	15.18	16.42	22.08
ТС Обреновац (I)	400	30.79	27.24	33.61	33.86	36.48	35.73	5.69	27.14	24.09	32.00	33.81	28.33	43.14
ТС Обреновац (II)	400	30.79	27.24	33.61	33.86	36.48	35.73	5.69	27.14	24.09	32.00	33.81	28.33	43.14
ТС Панчево 2 (I)	400	15.43	15.55	24.04	24.47	27.29	26.95	11.85	13.37	13.84	21.76	22.02	22.28	30.25

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Панчево 2 (II)	400	20.57	23.35	19.75	22.94	27.29	26.95	6.72	17.71	20.27	18.13	21.13	22.28	30.25
ТС С. Митровица 2 (I)	400	18.72	13.54	19.29	15.50	27.00	22.04	8.28	16.77	12.20	16.63	13.87	21.64	20.25
ТС Смедерево 3	400	13.59	9.67	16.34	18.31	19.47	21.12	5.89	12.01	12.29	14.61	16.32	15.94	22.57
ТС Сомбор 3	400	7.38	6.33	7.69	6.45	12.50	10.37	5.12	6.37	5.57	6.88	5.78	10.81	13.03
ТС Србобран 1	400	14.12	14.29	13.80	13.20	14.83	13.85	0.71	12.47	12.71	11.96	11.47	12.48	16.09
ТС Суботица 3 (I)	400	12.98	11.23	13.59	10.83	17.60	13.07	4.62	11.31	9.95	12.04	9.60	15.26	11.80
ВЕ Владимировац	220	/	/	8.32	7.55	8.51	7.66	/	/	/	7.49	6.80	7.56	6.15
ВЕ Ковачица	220	8.50	7.71	7.82	7.29	8.00	7.42	-0.50	7.46	6.83	7.02	6.55	7.10	5.71
РХЕ Бајина Башта	220	24.80	24.28	15.26	15.42	20.82	19.01	-3.98	22.35	21.57	12.89	13.32	12.24	13.22
РХЕ Бајина Башта	220	24.80	24.28	15.26	15.42	20.82	19.01	-3.98	22.35	21.57	12.89	13.32	12.24	13.22
ТЕНТ А	220	29.81	26.18	32.29	32.02	34.92	33.68	5.11	26.31	23.19	30.79	32.12	27.29	39.93
ТЕНТ А	220	29.81	26.18	32.29	32.02	34.92	33.68	5.11	26.31	23.19	30.79	32.12	27.29	39.93
ТЕНТ А	220	29.81	26.18	32.29	32.02	34.92	33.68	5.11	26.31	23.19	30.79	32.12	27.29	39.93
ТЕНТ А ОБТ	220	31.64	31.25	30.34	34.07	32.54	36.03	0.90	27.54	27.15	26.51	30.03	21.98	32.83
ТЕНТ Б ОБТ	220	14.27	10.85	14.00	11.15	14.45	11.36	0.18	/	/	/	/	/	/
ТЕТО Панчево	220	16.61	15.68	17.52	16.97	18.21	17.35	1.60	/	/	15.59	15.12	16.13	20.49
ТС Бајина Башта (I)	220	28.22	27.13	20.24	17.15	24.50	20.44	-3.72	25.23	24.05	17.16	15.12	16.85	23.63

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Београд 17 (I)	220	16.83	16.01	18.06	18.80	18.39	18.80	1.56	14.02	13.43	14.95	15.40	15.10	20.00
ТС Београд 17 (II)	220	16.83	16.01	18.06	18.80	18.39	18.80	1.56	14.02	13.43	14.95	15.40	15.10	20.00
ТС Београд 17 (III)	220	15.31	13.93	15.59	15.34	16.50	16.10	1.19	12.90	11.86	13.71	13.49	13.84	18.51
ТС Београд 3 (I)	220	23.84	22.33	23.38	23.35	25.89	25.87	2.05	19.88	18.10	20.41	20.52	20.74	27.34
ТС Београд 3 (II)	220	23.84	22.33	23.38	23.35	25.89	25.87	2.05	19.88	18.10	20.41	20.52	20.74	27.34
ТС Београд 5 (I)	220	21.07	22.44	23.02	25.08	24.46	26.12	3.39	18.16	19.54	19.84	21.65	17.78	24.23
ТС Београд 5 (II)	220	21.07	22.44	23.02	25.08	24.46	26.12	3.39	18.16	19.54	19.84	21.65	17.78	24.23
ТС Београд 8 (I)	220	25.19	23.83	26.28	29.13	28.31	30.99	3.12	20.44	19.29	22.61	25.06	22.75	29.02
ТС Београд 8 (II)	220	25.08	23.77	26.28	29.13	28.31	31.00	3.23	20.38	19.26	22.64	25.09	22.78	29.05
ТС Бистрица	220	11.36	6.94	12.47	10.32	14.51	11.25	3.15	9.76	6.11	10.79	9.09	10.62	9.20
ТС Ваљево 3	220	12.49	10.64	12.89	10.00	14.26	11.88	1.77	10.87	9.17	10.69	8.52	11.22	14.07
ТС Зрењанин	220	8.38	7.72	8.22	8.48	8.64	8.96	0.26	7.26	6.73	7.07	7.27	7.31	8.89
ТС Краљево 3 (I)	220	8.67	7.38	8.60	7.96	9.68	8.58	1.01	8.79	8.58	7.54	6.98	8.25	11.49
ТС Крушевац 1	220	11.08	9.93	12.28	11.40	12.10	10.82	1.02	8.97	8.33	9.88	8.80	10.32	12.57
ТС Крушевац 1	220	11.08	9.93	12.28	11.40	12.10	10.82	1.02	8.97	8.33	9.88	8.80	10.32	12.57
ТС НИС	220	16.35	15.36	16.44	15.44	17.48	16.36	1.13	12.72	11.90	14.65	13.79	15.50	18.99
ТС НИС	220	16.35	15.36	16.44	15.44	17.48	16.36	1.13	12.72	11.90	14.65	13.79	15.50	18.99

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Ниш 2	220	9.82	7.34	9.41	10.06	9.77	10.40	-0.05	8.65	9.29	8.22	8.84	8.40	11.37
ТС Нови Сад 3 (I)	220	17.28	16.61	17.63	17.27	20.25	19.54	2.97	15.30	14.75	15.28	15.18	16.42	22.08
ТС Обреновац	220	34.37	35.61	32.84	39.10	35.42	41.71	1.06	29.79	30.73	28.59	34.28	23.39	35.66
ТС Обреновац (II)	220	30.79	27.24	33.61	33.86	36.48	35.73	5.69	27.14	24.09	32.00	33.81	28.33	43.14
ТС Обреновац (III)	220	34.37	35.61	14.88	15.24	35.42	41.71	1.06	29.79	30.73	13.28	13.59	13.48	18.08
ТС Панчево 2	220	14.17	14.46	13.94	13.06	15.40	13.92	1.23	11.87	12.26	11.40	10.90	11.82	14.09
ТС Пожега (I)	220	17.08	14.21	15.26	15.43	20.83	19.03	3.75	13.70	11.84	12.89	13.33	12.24	13.23
ТС Србобран	220	24.94	24.49	29.43	32.92	31.46	34.69	6.52	21.79	21.64	25.80	29.07	21.18	28.56
ТС ХИП (I)	220	17.01	16.08	17.77	17.39	17.49	16.55	0.48	13.16	12.39	15.78	15.48	15.51	20.07
ТС Чачак 3 (I)	220	10.66	7.80	10.10	9.27	10.69	9.60	0.03	8.24	6.33	8.45	7.85	8.74	10.72
ТС Шабац 3	220	/	/	11.20	10.74	11.76	11.08	/	/	/	9.90	9.55	9.96	13.98
ХЕ Бајина Башта (I)	220	17.61	14.81	15.46	15.12	18.37	17.01	0.76	15.92	13.27	12.73	12.87	12.12	12.46
ХЕ Бајина Башта (II)	220	17.62	16.63	14.86	13.92	18.20	16.86	0.59	15.94	14.90	12.20	12.48	11.61	11.47
ХЕ Бистрица	220	6.46	5.58	9.58	8.29	11.15	9.08	4.70	5.86	5.01	8.39	7.34	8.28	7.38
ВЕ Алибунар	110	6.00	6.11	7.85	7.64	12.13	10.56	6.13	5.34	5.44	7.18	6.94	10.93	9.00
ВЕ Башайд (I)	110	/	/	4.66	4.79	4.65	4.78	/	/	/	4.18	4.31	4.16	2.85
ВЕ Башайд (II)	110	/	/	4.66	4.79	4.65	4.78	/	/	/	4.18	4.31	4.16	2.85

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ВЕ Бела Анта 1 (I)	110	/	/	18.32	20.72	23.55	24.98	/	/	/	16.93	19.06	21.26	20.23
ВЕ Бела Анта 1 (II)	110	/	/	18.32	20.72	23.55	24.98	/	/	/	16.93	19.06	21.26	20.23
ВЕ Елисио Винд 01	110	/	/	4.75	3.05	4.97	3.11	/	/	/	4.35	2.78	4.53	2.79
ВЕ Костолац	110	/	/	14.01	15.71	15.43	16.99	/	/	/	12.44	14.09	12.16	13.45
ВЕ Кошава (I)	110	/	/	7.20	7.59	11.56	11.21	/	/	/	6.57	6.90	10.35	8.81
ВЕ Кошава (II)	110	/	/	7.20	7.59	11.56	11.21	/	/	/	6.57	6.90	10.35	8.81
ВЕ Кривача	110	/	/	6.77	6.28	6.91	6.37	/	/	/	6.09	5.67	6.08	4.15
ВЕ Никине Воде	110	/	/	6.08	5.52	6.10	5.53	/	/	/	5.48	4.95	5.48	4.95
ВЕ Пландиште	110	/	/	4.51	4.85	4.96	5.19	/	/	/	4.08	4.38	4.45	3.47
ЕВП Бргуле	110	8.67	7.08	15.36	11.55	17.84	12.64	9.17	7.83	6.37	13.62	9.21	15.48	8.61
ЕВП Бродарево	110	2.77	2.20	2.71	2.05	3.36	2.41	0.59	2.49	1.98	2.53	1.90	2.94	1.94
ЕВП Водањ	110	/	/	7.47	5.76	7.82	5.90	/	/	/	6.77	5.21	6.89	5.25
ЕВП Грделица	110	9.98	7.70	10.03	7.72	10.95	8.08	0.97	8.97	6.95	8.85	6.91	9.46	6.92
ЕВП Ђунис	110	9.64	5.26	5.88	5.83	5.68	5.70	-3.96	8.34	4.68	5.40	5.30	5.10	4.97
ЕВП Земун	110	/	/	18.70	16.47	19.74	16.98	/	/	/	17.06	15.01	16.84	14.35
ЕВП Јагодина	110	/	/	16.34	15.99	19.16	17.81	/	/	/	14.85	14.52	17.07	14.24
ЕВП Краљево	110	8.40	7.98	9.81	9.32	10.45	9.71	2.06	6.83	6.71	8.93	8.47	9.27	8.33

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ЕВП Марковац	110	10.69	9.11	9.78	8.40	10.08	8.55	-0.62	9.56	8.15	8.80	7.57	8.92	7.43
ЕВП Мартинци	110	6.38	5.11	8.18	5.93	8.94	6.22	2.56	5.75	4.62	7.37	5.36	7.99	5.58
ЕВП Прибојска Бања	110	/	/	7.17	7.06	9.06	8.66	/	/	/	7.06	6.98	7.39	5.87
ЕВП Ресник	110	23.92	20.41	24.09	20.59	25.51	21.36	1.59	20.80	17.46	21.54	18.46	21.72	18.44
ЕВП Ристовац	110	6.45	6.70	6.48	6.78	6.67	6.93	0.22	5.69	5.94	5.62	5.94	5.74	5.43
ЕВП Словац	110	8.35	6.50	9.31	6.67	9.92	7.07	1.57	7.39	5.73	8.03	5.86	8.64	6.01
ЕВП Сушица	110	7.32	6.61	7.08	6.69	8.12	7.47	0.80	6.38	5.79	5.67	5.58	7.01	6.08
ПАП Лисина	110	4.29	3.73	3.90	3.56	4.36	3.82	0.07	3.90	3.37	3.50	3.61	3.57	3.24
ПРП Велики Кривељ 2	110	/	/	26.29	27.57	26.72	27.95	/	/	/	22.97	24.28	23.05	24.48
ПРП Црни Врх 1	110	/	/	/	/	18.81	16.92	/	/	/	/	/	/	/
ПРП Црни Врх 1	110	/	/	/	/	18.81	16.92	/	/	/	/	/	/	/
РП Дрмно - одсумпоравање	110	/	/	9.24	9.47	9.90	9.95	/	/	/	8.17	8.43	8.03	7.85
РП Панчево 1	110	14.57	12.28	16.94	14.50	16.32	14.18	1.75	12.84	10.94	13.16	11.93	14.81	12.10
РП Панчево 1	110	14.57	12.28	16.94	14.50	16.32	14.18	1.75	12.84	10.94	13.16	11.93	14.81	12.10
СЕ Кима Солар	110	/	/	7.31	6.33	8.27	6.81	/	/	/	6.58	5.71	7.15	5.99
СЕ Соларина	110	/	/	13.85	10.07	13.97	10.13	/	/	/	12.44	9.12	12.47	9.02

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
СЕ Уљма	110	/	/	6.58	6.75	10.03	9.33	/	/	/	6.00	6.12	9.00	7.63
ТЕ Винча	110	/	/	15.79	12.94	16.17	13.11	/	/	/	14.27	11.73	14.23	11.26
ТЕ Колубара	110	12.75	13.36	22.67	20.68	27.63	21.85	14.89	11.19	11.65	19.58	16.99	23.02	14.67
ТЕ Колубара	110	12.75	13.36	22.67	20.68	27.63	21.85	14.89	11.19	11.65	19.58	16.99	23.02	14.67
ТЕ Колубара Б (I)	110	/	/	24.38	22.47	33.04	29.31	/	/	/	21.48	13.89	27.83	11.89
ТЕ Колубара Б (II)	110	/	/	24.38	22.47	33.04	29.31	/	/	/	21.48	13.89	27.83	11.89
ТЕ Костолац А	110	18.33	15.67	19.81	23.29	23.12	27.14	4.79	16.28	14.32	17.58	21.32	16.94	18.90
ТЕ Костолац Б	110	13.47	10.81	16.05	6.02	18.45	6.34	4.98	12.12	10.15	14.61	5.48	15.23	5.73
ТЕ Костолац Б	110	13.47	10.81	16.05	6.02	18.45	6.34	4.98	12.12	10.15	14.61	5.48	15.23	5.73
ТЕ Морава	110	14.58	13.99	12.37	11.15	12.90	11.44	-1.68	12.99	12.39	11.11	10.03	11.37	9.50
ТЕНТ А СП	110	8.30	6.92	16.10	14.28	17.55	15.05	9.25	7.41	6.19	14.40	12.48	15.02	10.10
ТЕТО Зрењанин	110	7.89	7.94	8.24	8.55	8.15	8.60	0.26	6.89	6.99	7.38	7.67	7.26	5.88
ТЕТО Нови Београд	110	18.75	20.71	25.93	29.80	28.02	31.60	9.27	16.99	18.76	23.40	27.03	23.07	25.11
ТЕТО Нови Сад	110	22.19	25.68	20.05	22.89	20.30	23.10	-1.89	20.08	22.80	13.31	12.33	13.65	10.58
ТС Ада	110	3.28	2.70	5.68	4.64	5.70	4.65	2.43	2.86	2.39	5.05	4.16	5.07	3.29
ТС Александровац	110	4.78	4.42	6.02	5.83	6.21	5.95	1.43	4.21	3.92	5.50	5.28	5.50	5.05
ТС Алексинац	110	3.44	3.58	5.53	6.38	4.73	5.65	1.29	2.97	3.11	4.96	5.71	4.19	5.01

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Алибунар	110	5.65	5.75	7.38	7.12	12.51	10.83	6.85	5.02	5.13	6.73	6.47	11.24	8.94
ТС Апатин	110	8.49	6.78	8.22	6.94	8.72	7.23	0.23	5.54	4.68	7.34	6.23	7.78	5.02
ТС Аранђеловац 1	110	8.58	8.35	8.92	8.82	9.38	9.13	0.80	7.56	7.37	7.92	7.83	8.24	7.99
ТС Аранђеловац 2	110	/	/	7.73	7.29	8.20	7.64	/	/	/	6.89	6.51	7.25	6.70
ТС Ариље	110	7.72	6.72	8.09	7.18	8.50	7.39	0.78	6.65	5.89	6.82	6.23	7.42	5.78
ТС Бајмок	110	8.14	6.07	8.04	6.10	8.46	6.67	0.32	6.99	5.31	7.25	5.52	7.62	4.46
ТС Бачка Паланка 1	110	6.11	5.08	6.08	5.06	6.58	5.37	0.46	5.39	4.52	5.30	4.48	5.76	3.71
ТС Бачка Паланка 2	110	6.16	5.21	6.13	5.19	6.69	5.55	0.53	5.43	4.63	5.33	4.58	5.84	3.76
ТС Бачка Топола 1 (I)	110	7.50	5.83	7.49	5.94	7.45	5.91	-0.05	6.59	5.16	6.73	5.35	6.68	4.09
ТС Бачка Топола 2	110	7.37	5.91	7.36	6.00	7.22	5.93	-0.15	6.50	5.25	6.59	5.40	6.47	4.08
ТС Бегејци	110	5.14	4.32	5.66	4.92	5.62	4.90	0.47	4.49	3.83	5.09	4.44	5.04	3.49
ТС Бела Паланка	110	/	/	/	/	5.56	7.05	/	/	/	/	/	4.50	5.76
ТС Бела Црква	110	3.35	3.13	5.10	4.07	5.44	4.51	2.09	2.98	2.80	4.59	3.67	4.84	3.17
ТС Бело Поље	110	8.94	8.06	8.00	8.05	9.42	9.01	0.49	8.08	7.25	7.08	7.19	7.38	7.33
ТС Београд 1	110	23.15	28.30	23.80	27.53	24.69	28.32	1.54	/	/	/	/	/	/
ТС Београд 10	110	9.53	9.42	14.73	13.64	16.12	14.26	6.59	8.41	8.30	13.12	11.91	13.88	11.36
ТС Београд 11	110	24.58	21.74	24.19	24.34	25.55	25.31	0.97	21.24	18.60	21.69	21.81	21.72	21.63

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Београд 12	110	18.16	18.74	26.40	28.37	28.64	30.03	10.48	16.57	17.04	23.91	25.70	23.61	24.12
ТС Београд 13	110	22.41	19.90	21.97	19.97	23.13	20.65	0.72	19.40	17.16	19.83	17.98	19.80	17.75
ТС Београд 14	110	16.54	18.78	17.06	18.14	17.51	18.47	0.97	14.49	16.57	15.26	16.22	15.21	15.63
ТС Београд 15	110	18.64	15.71	16.17	13.74	16.86	14.07	-1.78	16.25	13.95	14.83	12.43	14.76	12.26
ТС Београд 16	110	20.46	16.80	21.03	18.36	22.70	20.43	2.24	17.81	14.57	18.70	16.34	19.28	17.56
ТС Београд 17 (I)	110	16.83	16.01	18.06	18.80	18.39	18.80	1.56	14.02	13.43	14.95	15.40	15.10	20.00
ТС Београд 17 (II)	110	16.83	16.01	18.06	18.80	18.39	18.80	1.56	14.02	13.43	14.95	15.40	15.10	20.00
ТС Београд 18	110	7.50	4.72	7.86	5.65	8.04	5.72	0.54	6.67	4.31	7.06	5.09	7.10	4.58
ТС Београд 19	110	24.22	26.62	25.51	29.48	26.55	30.40	2.33	20.94	23.28	22.79	26.40	22.68	24.25
ТС Београд 2 (I)	110	9.55	9.73	13.76	14.94	16.41	16.91	6.86	8.59	8.73	12.40	13.45	14.09	14.64
ТС Београд 2 (II)	110	15.48	12.07	18.31	14.32	20.69	18.21	5.21	13.59	10.63	16.29	12.80	17.61	15.68
ТС Београд 20 (I)	110	/	/	29.12	37.30	30.47	38.77	/	/	/	25.94	33.22	25.79	29.73
ТС Београд 20 (II)	110	/	/	29.12	37.30	30.47	38.77	/	/	/	25.94	33.22	25.79	29.73
ТС Београд 21	110	18.26	14.77	19.47	16.08	22.19	19.97	3.93	15.96	12.90	17.31	14.34	18.86	17.17
ТС Београд 22 (I)	110	10.43	10.18	15.55	13.89	17.23	14.32	6.80	9.19	8.95	13.81	11.99	14.79	11.62
ТС Београд 22 (II)	110	10.43	10.18	15.55	13.89	17.23	14.32	6.80	9.19	8.95	13.81	11.99	14.79	11.62
ТС Београд 23	110	19.40	19.90	18.88	21.66	19.81	22.52	0.41	16.84	17.40	17.25	19.77	17.15	19.21

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Београд 27	110	20.27	22.09	27.35	30.19	29.84	32.14	9.57	18.45	20.12	24.75	27.33	24.49	25.57
ТС Београд 28	110	18.07	16.43	18.78	19.57	19.33	19.96	1.26	15.79	14.57	16.83	17.56	16.77	16.68
ТС Београд 3 (I)	110	23.84	22.33	23.38	23.35	25.89	25.87	2.05	19.88	18.10	20.41	20.52	20.74	27.34
ТС Београд 3 (II)	110	23.84	22.33	23.38	23.35	25.89	25.87	2.05	19.88	18.10	20.41	20.52	20.74	27.34
ТС Београд 32	110	10.99	11.39	15.02	15.42	17.37	16.99	6.38	9.94	10.26	13.54	13.92	14.86	14.68
ТС Београд 33	110	15.07	12.45	32.53	16.71	13.33	10.91	-1.74	13.32	10.97	5.91	6.38	11.70	9.61
ТС Београд 35	110	10.06	7.13	15.05	9.69	15.76	9.85	5.70	8.85	6.34	13.43	8.67	13.68	7.95
ТС Београд 36	110	20.31	21.03	19.60	22.25	20.60	23.15	0.29	17.61	18.33	17.92	20.25	17.81	19.69
ТС Београд 38	110	9.17	9.06	12.99	13.68	15.32	15.31	6.15	8.25	8.13	11.71	12.32	13.21	13.31
ТС Београд 40	110	17.37	17.06	26.06	30.66	28.12	32.50	10.75	15.77	15.60	23.59	27.78	23.21	25.81
ТС Београд 41	110	20.77	25.28	27.54	33.26	29.83	35.40	9.06	18.94	23.31	24.93	30.10	24.47	27.75
ТС Београд 42	110	/	/	15.55	14.67	16.98	15.51	/	/	/	13.85	13.11	14.33	13.35
ТС Београд 44	110	/	/	14.27	13.11	28.41	18.88	/	/	/	12.89	12.37	23.68	16.95
ТС Београд 45	110	16.50	18.08	17.17	19.52	17.94	20.22	1.45	14.97	16.46	15.69	17.83	15.60	17.37
ТС Београд 45	110	16.50	18.08	17.17	19.52	17.94	20.22	1.45	14.97	16.46	15.69	17.83	15.60	17.37
ТС Београд 46	110	/	/	6.25	6.92	6.66	7.02	/	/	/	5.64	6.23	5.86	6.17
ТС Београд 47 (I)	110	/	/	17.39	20.25	17.88	20.69	/	/	/	15.49	18.03	15.44	17.57

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Београд 47 (I)	110	/	/	17.39	20.25	17.88	20.69	/	/	/	15.49	18.03	15.44	17.57
ТС Београд 48	110	/	/	21.56	24.43	22.29	25.05	/	/	/	19.21	21.76	19.13	21.01
ТС Београд 49	110	/	/	12.93	2.90	31.67	37.82	/	/	/	11.69	4.26	26.21	26.69
ТС Београд 5 (I)	110	21.07	22.44	23.02	25.08	24.46	26.12	3.39	18.16	19.54	19.84	21.65	17.78	24.23
ТС Београд 5 (II)	110	21.07	22.44	23.02	25.08	24.46	26.12	3.39	18.16	19.54	19.84	21.65	17.78	24.23
ТС Београд 52	110	/	/	19.50	21.00	20.09	21.45	/	/	/	17.40	18.77	17.33	17.94
ТС Београд 53	110	/	/	18.53	14.69	20.94	18.43	/	/	/	16.45	13.11	17.80	15.85
ТС Београд 53	110	/	/	18.53	14.69	20.94	18.43	/	/	/	16.45	13.11	17.80	15.85
ТС Београд 54	110	/	/	23.71	27.69	25.44	29.23	/	/	/	21.41	25.11	21.13	23.45
ТС Београд 55	110	/	/	9.90	9.07	10.19	9.23	/	/	/	8.91	8.15	8.96	8.17
ТС Београд 6 (I)	110	15.01	15.94	19.86	22.62	20.50	23.16	5.49	13.65	14.58	17.68	20.13	17.61	19.55
ТС Београд 6 (II)	110	19.49	18.32	19.86	22.62	20.50	23.16	1.01	17.05	16.31	17.68	20.13	17.61	19.55
ТС Београд 7 (I)	110	/	/	6.76	8.10	7.18	8.39	/	/	/	6.13	7.31	6.39	7.46
ТС Београд 7 (II)	110	/	/	6.67	8.01	7.08	8.30	/	/	/	6.04	7.23	6.31	7.37
ТС Београд 9 (I)	110	17.58	19.07	23.24	24.33	24.02	24.76	6.45	15.79	17.11	20.90	21.89	20.17	20.45
ТС Београд 50	110	/	/	32.29	39.45	35.86	43.23	/	/	/	28.86	35.34	29.37	29.52
ТС Беочин	110	/	/	/	/	7.20	7.17	/	/	/	/	/	6.36	6.02

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Бечеј	110	7.59	6.47	8.24	6.85	8.47	6.97	0.88	6.71	5.76	7.35	6.14	7.53	4.92
ТС Бистрица	110	11.36	6.94	12.47	10.32	14.51	11.25	3.15	9.76	6.11	10.79	9.09	10.62	9.20
ТС Богатић	110	6.75	5.96	7.64	6.57	8.34	7.62	1.59	6.10	5.37	6.87	5.90	7.37	6.72
ТС Бољевац	110	/	/	/	/	2.97	3.58	/	/	/	/	/	2.68	3.23
ТС Бор 1 (I)	110	12.20	11.94	24.70	26.73	25.13	27.22	12.93	10.84	10.63	21.74	23.74	21.83	23.41
ТС Бор 1 (II)	110	12.20	12.02	24.70	26.73	25.13	27.22	12.93	10.82	10.69	21.74	23.74	21.83	23.41
ТС Бор 2 (I)	110	12.22	10.09	19.07	16.74	20.01	17.36	7.79	10.87	9.02	16.80	14.99	17.04	24.31
ТС Бор 2 (II)	110	14.08	14.57	28.89	33.32	29.47	33.92	15.39	12.45	12.90	25.24	29.45	25.38	28.41
ТС Бор 3	110	9.20	9.77	23.24	25.51	23.61	25.83	14.42	8.13	8.65	20.42	22.85	20.51	22.53
ТС Бор 4	110	/	/	18.11	16.99	18.35	17.27	/	/	/	16.02	15.21	16.09	15.14
ТС Бор 4	110	/	/	18.11	16.99	18.35	17.27	/	/	/	16.02	15.21	16.09	15.14
ТС Бор 5	110	/	/	24.08	26.76	24.48	27.12	/	/	/	21.13	23.97	21.22	23.59
ТС Бор 5	110	/	/	24.08	26.76	24.48	27.12	/	/	/	21.13	23.97	21.22	23.59
ТС Бор 6	110	/	/	19.17	16.80	20.11	17.41	/	/	/	16.89	15.04	17.13	24.16
ТС Бор 7	110	/	/	21.37	22.25	21.67	22.47	/	/	/	18.69	19.63	18.76	20.26
ТС Бор 7	110	/	/	21.37	22.25	21.67	22.47	/	/	/	18.69	19.63	18.76	20.26
ТС Бор 8	110	/	/	22.78	24.46	23.12	24.73	/	/	/	19.89	21.51	19.97	22.28

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Босилеград	110	3.29	2.99	3.05	2.87	3.33	3.03	0.04	2.99	2.70	2.75	2.74	2.79	2.60
ТС Брус	110	/	/	/	/	4.45	3.56	/	/	/	/	/	3.95	3.10
ТС Бујановац	110	4.81	4.90	4.81	5.01	4.91	5.09	0.10	4.22	4.33	4.18	4.40	4.25	3.92
ТС БФЦ	110	5.99	4.98	7.09	7.07	7.36	7.47	1.37	5.33	4.47	6.36	6.34	6.52	6.47
ТС Ваљево 1	110	14.88	15.93	16.62	15.38	19.81	19.48	4.92	13.65	14.57	12.71	12.07	16.25	15.24
ТС Ваљево 1	110	14.88	15.93	16.62	15.38	19.81	19.48	4.92	13.65	14.57	12.71	12.07	16.25	15.24
ТС Ваљево 2	110	11.30	11.33	12.42	11.58	14.11	13.35	2.81	10.33	10.30	9.88	9.46	11.90	11.08
ТС Ваљево 3	110	12.49	10.64	12.89	10.00	14.26	11.88	1.77	10.87	9.17	10.69	8.52	11.22	14.07
ТС Ваљево 3	110	12.49	10.64	12.89	10.00	14.26	11.88	1.77	10.87	9.17	10.69	8.52	11.22	14.07
ТС Варварин	110	/	/	/	/	9.50	6.41	/	/	/	/	/	8.50	5.61
ТС Велика Плана	110	8.69	8.61	8.51	9.04	8.71	9.21	0.01	7.72	7.66	7.62	8.09	7.68	8.12
ТС Велики Кривељ	110	9.52	9.39	25.59	26.58	26.00	26.93	16.48	8.47	8.34	22.37	23.43	22.46	23.61
ТС Велико Градиште	110	3.77	3.10	7.87	6.52	8.18	6.72	4.42	3.36	2.70	7.07	5.89	7.10	5.05
ТС Вишњичко поље	110	/	/	23.75	26.30	24.64	27.01	/	/	/	21.13	23.44	21.03	22.39
ТС Владимирци	110	6.09	5.60	6.64	6.57	9.76	8.60	3.67	5.59	5.10	5.97	5.90	8.49	7.41
ТС Владичин Хан	110	8.48	7.58	7.93	8.05	8.90	8.73	0.42	7.64	6.81	7.02	7.17	7.25	7.19
ТС Власотинце	110	9.32	7.59	9.26	7.45	10.88	8.95	1.57	8.29	6.81	8.13	6.64	9.55	7.11

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Врање 1	110	9.46	9.91	9.34	10.38	10.09	11.01	0.63	8.41	8.83	8.18	9.15	8.53	8.63
ТС Врање 1	110	9.46	9.91	9.34	10.38	10.09	11.01	0.63	8.41	8.83	8.18	9.15	8.53	8.63
ТС Врање 2	110	9.85	10.26	9.86	10.73	10.34	11.14	0.49	8.74	9.15	8.59	9.45	8.89	7.60
ТС Врање 4 (I)	110	/	/	12.80	16.31	13.63	17.27	/	/	/	11.01	14.12	11.50	9.82
ТС Врање 4 (II)	110	/	/	12.80	16.31	13.63	17.27	/	/	/	11.01	14.12	11.50	9.82
ТС Врбас 1	110	14.15	11.75	14.13	11.65	14.47	11.96	0.32	12.37	10.42	12.51	10.42	12.79	8.31
ТС Врбас 2	110	12.78	10.00	12.77	9.93	13.01	10.38	0.23	11.27	8.93	11.34	8.90	11.53	7.42
ТС Врњачка Бања	110	8.57	7.55	8.68	7.62	9.10	7.83	0.52	7.16	6.49	7.94	6.92	8.09	6.55
ТС Вршац 1	110	5.22	5.43	5.96	5.74	7.20	6.55	1.98	4.59	4.81	5.38	5.18	6.42	4.54
ТС Вршац 2	110	5.36	5.70	5.99	5.82	7.13	6.58	1.76	4.71	5.04	5.40	5.25	6.35	4.50
ТС Г. Милановац 1	110	6.04	4.01	5.79	5.73	5.94	5.83	-0.10	5.15	3.54	5.07	4.98	5.24	5.13
ТС Г. Милановац 2	110	/	/	6.48	6.43	6.67	6.55	/	/	/	5.69	5.65	5.88	5.73
ТС ГТС 1 (I)	110	/	/	24.45	27.31	22.82	22.25	/	/	/	21.44	24.12	18.79	18.31
ТС ГТС 1 (II)	110	/	/	24.45	27.31	22.60	21.88	/	/	/	21.44	24.12	18.64	18.22
ТС ГТС 2	110	/	/	24.02	26.81	20.88	20.62	/	/	/	21.09	23.70	17.43	20.12
ТС ГТС 2	110	/	/	24.02	26.81	20.88	20.62	/	/	/	21.09	23.70	17.43	20.12
ТС ГТС 3 (I)	110	/	/	23.38	25.33	21.00	19.67	/	/	/	20.54	22.42	17.43	16.38

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС ГТС 3 (II)	110	/	/	23.38	25.33	20.94	19.48	/	/	/	20.54	22.42	17.39	16.38
ТС ГТС 5	110	/	/	22.82	24.67	19.20	18.18	/	/	/	20.07	21.85	16.05	15.39
ТС ГТС Мерњаци	110	/	/	22.82	24.67	19.20	18.18	/	/	/	20.07	21.85	16.05	15.39
ТС Гуча	110	8.96	7.24	9.13	8.47	9.58	8.73	0.61	7.59	6.31	7.75	7.35	8.33	7.12
ТС Дебелџача	110	5.49	4.59	5.63	4.99	6.04	5.21	0.55	4.84	4.09	5.07	4.51	5.42	3.85
ТС Деспотовац	110	/	/	/	/	6.35	5.32	/	/	/	/	/	5.70	4.58
ТС Дивчибаре	110	/	/	/	/	8.35	7.34	/	/	/	/	/	7.22	5.24
ТС Димитровград	110	3.10	3.09	2.81	3.29	3.11	3.59	0.01	2.73	2.72	2.49	2.92	2.37	2.83
ТС Жабалъ	110	5.85	4.30	7.34	5.81	7.36	5.82	1.51	5.22	3.86	6.50	5.19	6.53	4.30
ТС Зајечар 1	110	4.45	5.12	7.76	8.47	8.07	8.82	3.62	3.92	4.50	6.93	7.58	7.19	7.87
ТС Зајечар 2 (I)	110	/	/	/	/	10.44	11.31	/	/	/	/	/	9.29	10.08
ТС Зајечар 2 (II)	110	/	/	/	/	10.44	11.31	/	/	/	/	/	9.29	10.08
ТС Златибор 2	110	6.74	6.74	6.47	6.53	7.50	7.44	0.76	5.91	5.93	5.42	5.59	6.47	6.31
ТС Зрењанин 1	110	8.45	8.98	10.34	11.29	10.28	11.24	1.84	7.27	7.77	9.36	10.22	9.23	8.00
ТС Зрењанин 2 (I)	110	/	/	/	/	11.97	14.27	/	/	/	/	/	10.72	9.55
ТС Зрењанин 2 (II)	110	/	/	/	/	11.97	14.27	/	/	/	/	/	10.72	9.55
ТС Зрењанин 3	110	9.09	8.97	10.13	10.49	9.99	10.38	0.90	7.90	7.85	9.15	9.49	8.96	7.36

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума						
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година		
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	
ТС Зрењанин 4	110	7.88	7.94	8.27	8.56	8.17	8.61	0.29	6.88	6.98	7.40	7.68	7.28	5.89	
ТС Ивањица	110	3.74	3.12	5.80	4.85	5.99	4.94	2.25	3.28	2.76	5.00	4.27	5.28	3.81	
ТС Инђија 1	110	5.71	5.31	8.28	7.49	8.39	7.66	2.68	5.00	4.70	7.27	6.65	7.27	6.13	
ТС Инђија 2	110	6.24	5.98	10.70	10.96	10.89	11.48	4.65	5.48	5.29	9.30	9.62	9.31	9.43	
ТС Јабучко Равниште	110	/	/	/	/	4.37	4.21	/	/	/	/	/	/	3.58	3.55
ТС Јагодина 1 (I)	110	14.71	17.55	20.04	23.70	24.39	27.80	9.68	12.90	15.59	18.10	21.36	21.48	20.84	
ТС Јагодина 2	110	10.85	10.42	14.27	12.78	16.28	13.85	5.43	9.50	9.27	12.92	11.57	14.51	11.12	
ТС Јагодина 3	110	9.26	11.14	16.40	16.14	18.96	17.79	9.71	8.16	9.92	14.82	14.58	16.82	14.36	
ТС Јагодина 4 (I)	110	12.03	12.19	11.49	11.43	19.24	17.80	7.21	10.09	10.29	10.13	10.14	15.97	21.66	
ТС Јагодина 4 (II)	110	12.03	12.19	11.49	11.43	19.24	17.80	7.21	10.09	10.29	10.13	10.14	15.97	21.66	
ТС Јадар (I)	110	/	/	10.28	8.64	12.28	9.90	/	/	/	8.48	7.52	9.93	8.18	
ТС Јадар (II)	110	/	/	10.28	8.64	12.28	9.90	/	/	/	8.48	7.52	9.93	8.18	
ТС Кањижа	110	6.83	5.65	7.72	6.25	7.87	6.32	1.04	5.90	4.95	6.90	5.61	7.02	4.08	
ТС Каћ	110	/	/	16.88	15.48	17.08	15.60	/	/	/	12.71	11.64	13.02	10.52	
ТС Качарево	110	8.05	6.64	8.22	7.15	8.94	7.50	0.88	7.09	5.92	7.46	6.48	8.07	5.78	
ТС Кикинда 1	110	4.74	4.46	6.05	6.09	6.04	6.09	1.30	4.13	3.92	5.38	5.42	5.36	4.40	
ТС Кикинда 2 (I)	110	5.08	4.93	6.81	6.91	6.81	6.91	1.74	4.41	4.33	6.04	6.15	6.03	4.68	

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Кикинда 2 (II)	110	5.08	4.93	6.81	6.91	6.81	6.91	1.74	4.41	4.33	6.04	6.15	6.03	4.68
ТС Кнић	110	4.65	3.57	4.75	3.63	4.90	3.99	0.25	4.14	3.21	4.30	3.29	4.41	2.98
ТС Књажевац	110	1.95	2.36	2.37	2.75	2.40	2.78	0.45	1.71	2.07	2.12	2.45	2.14	2.48
ТС Ковин	110	5.14	4.18	5.10	4.18	12.98	9.98	7.84	4.54	3.72	4.58	3.76	11.26	8.12
ТС Козујево	110	/	/	/	/	11.16	10.12	/	/	/	/	/	9.93	8.74
ТС Копаоник	110	2.97	3.07	4.20	4.76	4.46	4.99	1.50	2.53	2.66	3.76	4.26	3.96	4.43
ТС Косјерић	110	7.42	5.92	7.80	6.89	9.97	8.86	2.55	6.62	5.31	3.73	3.73	8.57	6.91
ТС Коцељева	110	/	/	3.97	3.91	7.84	6.79	/	/	/	3.56	3.51	6.88	5.97
ТС Крагујевац 1	110	14.33	14.67	15.83	17.93	16.57	18.03	2.23	12.35	12.91	12.38	13.49	14.66	15.09
ТС Крагујевац 2 (I)	110	18.60	22.23	19.94	25.01	22.76	28.71	4.15	15.86	19.24	17.81	22.33	19.94	21.84
ТС Крагујевац 2 (II)	110	16.66	14.58	19.94	25.01	22.76	28.71	6.10	14.15	12.67	17.81	22.33	19.94	21.84
ТС Крагујевац 3	110	8.52	6.53	15.25	16.72	16.25	17.77	7.73	7.43	5.79	13.22	14.00	14.36	14.54
ТС Крагујевац 5	110	12.65	10.19	17.41	19.76	19.16	21.58	6.51	10.90	8.97	15.31	16.78	16.86	17.32
ТС Крагујевац 8	110	12.76	11.10	12.63	11.83	13.47	12.46	0.71	11.04	9.80	10.88	10.20	11.98	10.36
ТС Крагујевац Центар	110	/	/	16.61	18.90	17.43	19.61	/	/	/	14.08	15.34	15.37	15.94
ТС Краљево 1	110	10.57	10.18	10.76	10.79	11.45	11.25	0.88	8.50	8.48	9.74	9.75	10.13	9.70
ТС Краљево 2	110	10.23	10.31	11.16	11.30	11.98	11.86	1.75	8.17	8.51	10.14	10.23	10.58	10.22

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Краљево 3 (I)	110	8.67	7.38	8.60	7.96	9.68	8.58	1.01	8.79	8.58	7.54	6.98	8.25	11.49
ТС Краљево 5	110	6.47	6.28	9.25	9.17	9.82	9.54	3.35	5.38	5.34	8.40	8.29	8.70	8.28
ТС Краљево 6	110	9.21	8.36	9.53	9.38	10.09	9.74	0.89	7.48	7.06	8.65	8.49	8.96	8.51
ТС Крњешевци	110	/	/	9.78	7.38	9.93	7.43	/	/	/	8.83	6.68	8.71	6.09
ТС Кроноспан	110	11.21	10.01	10.46	9.36	10.91	9.60	-0.30	9.97	8.92	9.39	8.41	9.68	7.73
ТС Крупањ	110	3.36	2.86	5.69	4.27	6.12	4.48	2.76	2.96	2.54	3.29	3.48	3.51	3.00
ТС Крушевац 1 (I)	110	15.05	15.76	15.94	17.04	17.37	18.20	2.32	12.73	13.59	15.36	15.53	15.21	13.56
ТС Крушевац 1 (II)	110	15.05	15.76	15.94	17.04	17.37	18.20	2.32	12.73	13.59	15.36	15.53	15.21	13.56
ТС Крушевац 2	110	11.68	10.67	12.28	11.16	13.10	11.64	1.43	10.01	9.35	11.65	10.16	11.56	9.11
ТС Крушевац 3	110	12.94	13.59	13.58	14.79	14.61	15.65	1.67	11.05	11.77	12.97	13.38	12.86	12.03
ТС Крушевац 4 (I)	110	13.33	12.95	14.01	13.77	15.10	14.51	1.77	11.35	11.26	13.39	12.55	13.27	11.03
ТС Крушевац 4 (II)	110	13.33	12.95	14.01	13.77	15.10	14.51	1.77	9.02	9.61	13.39	12.55	13.27	11.03
ТС Кула	110	12.18	9.73	12.09	9.64	12.39	9.83	0.21	10.68	8.66	10.76	8.65	11.01	7.13
ТС Куршумлија	110	2.14	2.37	4.15	4.62	4.22	4.68	2.08	1.85	2.07	3.72	4.14	3.74	4.15
ТС Лазаревац	110	7.82	7.35	9.72	8.48	12.02	9.67	4.20	6.97	6.54	8.52	7.45	10.41	7.53
ТС Лапово	110	11.16	9.93	10.44	9.32	10.90	9.57	-0.26	9.92	8.85	9.38	8.38	9.67	7.65
ТС Лебане	110	5.99	5.94	6.01	6.46	6.96	7.35	0.97	5.32	5.29	5.32	5.73	6.15	6.47

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Лесковац 1	110	15.04	14.98	16.10	16.50	18.20	17.95	3.16	13.27	13.32	13.85	14.42	15.68	14.43
ТС Лесковац 2 (I)	110	12.84	12.69	13.54	12.31	14.87	13.36	2.03	11.37	11.29	11.88	11.09	12.55	17.48
ТС Лесковац 2 (II)	110	12.84	12.69	13.54	12.31	14.87	13.36	2.03	11.37	11.29	11.88	11.09	12.55	17.48
ТС Лесковац 4	110	10.90	9.67	11.00	9.80	27.75	16.19	16.86	9.68	8.60	9.65	8.66	23.17	13.44
ТС Лесковац 5	110	/	/	/	/	9.36	8.12	/	/	/	/	/	8.04	6.99
ТС Лесковац 6	110	15.29	15.19	17.90	18.49	20.53	20.34	5.24	13.50	13.49	15.30	16.08	17.58	15.92
ТС Лешница	110	8.44	6.68	10.88	8.58	11.10	8.56	2.66	7.56	6.01	9.39	7.67	9.42	6.79
ТС Линг Лонг	110	/	/	8.15	8.22	8.06	8.23	/	/	/	7.28	7.37	7.16	5.92
ТС Лозница	110	6.05	6.11	7.52	7.38	8.63	8.20	2.58	5.33	5.39	6.53	6.56	7.04	6.76
ТС Лозница 2	110	5.77	4.02	10.18	10.23	14.05	13.57	8.27	5.23	3.64	8.65	8.94	11.39	10.74
ТС Љиг	110	4.03	4.58	5.03	4.79	8.57	7.65	4.53	3.60	4.08	4.46	4.26	7.47	6.25
ТС Љубовија	110	2.35	2.23	5.50	4.75	5.90	4.99	3.55	2.08	1.98	2.32	2.49	2.43	2.44
ТС М. Митровица	110	8.75	8.25	11.61	10.89	13.06	11.86	4.31	7.84	7.40	10.39	9.77	11.52	10.50
ТС Мајданпек 1	110	6.51	7.33	9.06	9.28	9.10	9.32	2.58	5.78	6.49	7.89	8.15	7.88	8.14
ТС Мајданпек 2 (I)	110	6.79	7.80	10.02	10.52	9.94	10.46	3.15	6.03	6.91	8.75	9.25	8.63	9.14
ТС Мајданпек 2 (II)	110	6.79	7.80	10.02	10.52	9.94	10.46	3.15	6.03	6.91	8.75	9.25	8.63	9.14
ТС Мајданпек 3	110	6.27	6.77	8.71	8.61	8.69	8.59	2.42	5.58	6.02	7.69	7.64	7.61	7.53

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Макишко Поље	110	/	/	17.57	3.55	20.84	18.35	/	/	/	15.61	0.00	17.72	15.79
ТС Минт	110	/	/	9.92	10.01	13.72	13.29	/	/	/	8.45	8.76	11.14	10.58
ТС Мионица	110	/	/	/	/	9.53	8.25	/	/	/	/	/	8.26	7.04
ТС Младеновац	110	6.94	7.05	7.07	7.18	7.24	7.31	0.30	6.10	6.23	6.27	6.38	6.37	6.45
ТС Мосна	110	3.36	3.26	6.15	5.59	6.15	5.59	2.79	3.01	2.85	5.51	5.01	5.50	5.00
ТС Неготин	110	7.05	6.97	10.03	10.89	10.17	11.00	3.12	6.36	6.19	9.08	9.81	9.17	9.88
ТС Нересница	110	5.94	4.99	8.70	6.93	8.83	6.99	2.89	5.33	4.49	7.80	6.25	7.76	5.76
ТС Николинци	110	/	/	18.09	14.30	22.69	17.98	/	/	/	16.49	12.96	19.27	16.29
ТС Ниш 1 (I)	110	11.67	11.27	14.48	15.66	17.46	17.93	5.79	10.26	10.01	12.74	13.85	15.03	15.40
ТС Ниш 1 (II)	110	11.67	11.27	14.20	15.43	17.27	17.79	5.60	10.26	10.01	12.50	13.66	14.87	15.29
ТС Ниш 10	110	9.41	8.36	17.22	18.54	21.19	22.15	11.78	8.34	7.40	15.07	16.33	18.01	18.68
ТС Ниш 12	110	/	/	21.49	26.23	24.76	29.79	/	/	/	18.65	22.97	20.84	23.85
ТС Ниш 13 (I)	110	13.14	11.91	16.17	16.96	18.29	18.56	5.15	11.60	10.31	14.16	14.96	15.68	15.87
ТС Ниш 13 (II)	110	13.21	12.96	16.17	16.96	18.29	18.56	5.07	11.60	11.27	14.16	14.96	15.68	15.87
ТС Ниш 15	110	8.21	5.87	8.48	7.73	28.39	13.47	20.18	7.34	5.29	7.55	6.91	23.63	10.49
ТС Ниш 16	110	/	/	16.34	17.66	18.08	19.82	/	/	/	14.26	15.53	15.47	16.89
ТС Ниш 2 (I)	110	19.47	18.28	21.41	20.26	23.24	21.96	3.77	16.97	15.72	18.48	18.00	19.17	27.00

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Ниш 2 (II)	110	19.47	18.28	21.41	20.26	23.24	21.96	3.77	16.97	15.72	18.48	18.00	19.17	27.00
ТС Ниш 3 (I)	110	12.87	11.66	16.71	18.11	18.54	20.39	5.66	4.15	4.12	14.57	15.91	15.83	17.34
ТС Ниш 3 (II)	110	12.88	11.84	16.71	18.11	18.54	20.39	5.65	11.27	10.52	14.57	15.91	15.83	17.34
ТС Ниш 5	110	19.41	19.58	19.56	20.60	22.29	23.69	2.87	11.03	9.84	17.04	18.15	18.79	19.61
ТС Ниш 6	110	/	/	18.05	19.55	21.21	23.21	/	/	/	15.77	17.20	18.02	19.39
ТС Ниш 7	110	/	/	/	/	17.93	19.87	/	/	/	/	/	15.35	16.93
ТС Ниш 8	110	12.30	11.58	6.10	7.46	15.72	15.03	3.42	10.78	10.28	5.45	6.67	13.60	12.99
ТС Ниш 9	110	/	/	17.26	18.83	21.20	22.68	/	/	/	15.10	16.58	18.01	19.08
ТС Нова Варош	110	7.56	6.10	7.81	6.28	8.88	6.84	1.32	6.70	5.43	7.08	5.69	7.27	5.60
ТС Нова Застава	110	/	/	/	/	17.73	18.73	/	/	/	/	/	15.65	15.36
ТС Нова лука Београд	110	/	/	/	/	6.26	5.87	/	/	/	/	/	5.50	5.18
ТС Нова Пазова	110	8.85	7.81	12.38	10.31	12.65	10.43	3.81	7.81	6.94	11.10	9.28	10.96	8.01
ТС Нова Црња	110	4.36	3.63	4.64	4.08	4.62	4.07	0.25	3.83	3.22	4.17	3.68	4.14	2.79
ТС Нови Бечеј (I)	110	7.19	6.08	8.09	6.78	8.38	6.93	1.19	6.34	5.41	7.25	6.10	7.47	5.16
ТС Нови Пазар 1 (I)	110	/	/	9.37	10.13	11.73	12.00	/	/	/	8.26	8.96	9.96	10.30
ТС Нови Пазар 2	110	5.64	6.18	8.55	8.61	10.86	9.70	5.22	4.66	5.18	7.53	7.60	9.24	8.37
ТС Нови Пазар 3	110	/	/	/	/	8.96	8.45	/	/	/	/	/	7.71	7.35

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Нови Поповац	110	5.45	6.04	5.87	6.39	5.95	6.51	0.50	4.83	5.36	5.25	5.71	5.27	5.77
ТС Нови Сад 1 (I)	110	5.85	5.15	10.18	9.03	13.22	9.99	7.37	5.07	4.52	8.58	7.80	11.01	6.23
ТС Нови Сад 1 (II)	110	5.99	5.41	7.12	6.68	7.31	7.01	1.32	5.29	4.82	6.35	5.99	6.44	5.56
ТС Нови Сад 2 (I)	110	14.36	11.96	14.52	12.74	17.87	15.70	3.50	12.82	10.69	11.92	10.34	14.50	11.31
ТС Нови Сад 2 (II)	110	14.36	11.96	14.52	12.74	17.87	15.70	3.50	12.82	10.69	11.92	10.34	14.50	11.31
ТС Нови Сад 3 (I)	110	17.28	16.61	17.63	17.27	20.25	19.54	2.97	15.30	14.75	15.28	15.18	16.42	22.08
ТС Нови Сад 3 (II)	110	17.28	16.61	17.63	17.27	20.25	19.54	2.97	15.30	14.75	15.28	15.18	16.42	22.08
ТС Нови Сад 4 (I)	110	/	/	17.26	16.21	17.47	16.34	/	/	/	12.94	12.22	13.26	10.00
ТС Нови Сад 4 (II)	110	/	/	17.26	16.21	17.47	16.34	/	/	/	12.94	12.22	13.26	10.00
ТС Нови Сад 5 (I)	110	13.17	10.63	13.33	12.02	16.42	11.98	3.25	11.74	9.50	10.96	10.20	13.40	7.13
ТС Нови Сад 5 (II)	110	13.17	10.63	13.33	12.02	16.42	11.98	3.25	11.74	9.50	10.96	10.20	13.40	7.13
ТС Нови Сад 6	110	5.56	5.06	6.69	6.02	6.82	6.18	1.26	4.89	4.49	5.94	5.38	5.99	4.78
ТС Нови Сад 7	110	5.37	4.80	12.16	11.15	14.68	11.14	9.31	4.65	4.21	10.07	9.51	12.09	6.74
ТС Нови Сад 8	110	/	/	14.28	12.59	18.91	16.87	/	/	/	11.74	10.09	15.23	12.08
ТС Нови Сад 9	110	19.59	19.07	18.61	18.43	18.85	18.58	-0.74	17.64	17.02	13.25	12.33	13.58	10.40
ТС Ново Церово	110	/	/	11.52	4.77	13.86	11.16	/	/	/	10.33	4.32	12.27	9.94
ТС Обреновац	110	34.37	35.61	32.84	39.10	35.42	41.71	1.06	29.79	30.73	28.59	34.28	23.39	35.66

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Осечина	110	5.72	4.67	8.23	6.15	9.28	6.71	3.56	5.03	4.14	6.05	5.27	6.84	5.19
ТС Оџаци	110	6.62	5.36	6.52	5.30	6.70	5.41	0.08	5.74	4.73	5.81	4.76	5.98	3.82
ТС Палић	110	8.19	6.15	8.22	6.57	8.52	7.04	0.33	7.05	5.33	7.42	5.95	7.67	4.10
ТС Панчево 2 (I)	110	15.43	15.55	24.04	24.47	27.29	26.95	11.85	13.37	13.84	21.76	22.02	22.28	30.25
ТС Панчево 2 (II)	110	20.57	23.35	19.75	22.94	27.29	26.95	6.72	17.71	20.27	18.13	21.13	22.28	30.25
ТС Панчево 3	110	14.88	13.58	14.24	13.50	16.55	14.83	1.68	12.98	12.02	13.11	12.17	14.98	12.17
ТС Панчево 4 (I)	110	18.65	19.21	16.96	16.29	18.51	17.22	-0.14	16.15	16.85	14.32	14.07	16.66	13.91
ТС Панчево 4 (II)	110	18.65	19.21	16.96	16.29	18.51	17.22	-0.14	16.15	16.85	14.32	14.07	16.66	13.91
ТС Панчево 6	110	/	/	15.37	15.46	18.21	17.30	/	/	/	14.09	13.59	16.42	14.30
ТС Параћин 1 (I)	110	7.30	8.19	8.03	8.81	8.20	9.23	0.89	6.42	7.22	7.20	7.88	7.22	8.11
ТС Параћин 1 (II)	110	7.30	8.19	8.03	8.81	8.20	9.23	0.89	6.42	7.22	7.20	7.88	7.22	8.11
ТС Параћин 3	110	7.10	7.72	7.71	8.07	7.87	8.56	0.78	6.25	6.81	6.92	7.23	6.95	7.53
ТС Параћин 4	110	/	/	/	/	9.75	9.65	/	/	/	/	/	8.63	8.48
ТС Перлез	110	/	/	5.71	5.31	5.70	5.30	/	/	/	5.14	4.77	5.11	4.51
ТС Петровац (I)	110	11.32	10.03	12.20	11.04	12.59	11.25	1.27	10.13	8.98	10.97	9.93	10.88	9.79
ТС Петровац (II)	110	11.32	10.03	12.20	11.04	12.59	11.25	1.27	10.13	8.98	10.97	9.93	10.88	9.79
ТС Пећинци	110	6.33	4.80	6.86	5.17	7.40	5.38	1.08	5.69	4.33	6.16	4.66	6.55	4.40

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Пирот 1	110	4.87	5.48	4.23	5.20	4.68	5.81	-0.19	4.24	4.75	3.71	4.57	3.38	4.33
ТС Пирот 2	110	5.15	6.15	4.25	5.47	5.02	6.68	-0.13	4.48	5.30	3.74	4.81	3.46	4.70
ТС Планиште	110	/	/	4.48	4.60	4.87	4.87	/	/	/	4.04	4.15	4.37	3.67
ТС Пожаревац 1 (I)	110	10.21	9.33	10.42	9.93	11.10	10.37	0.89	9.12	8.35	9.38	8.96	9.20	8.74
ТС Пожаревац 1 (II)	110	10.10	7.35	10.42	9.93	11.10	10.37	1.00	9.12	6.69	9.38	8.96	9.20	8.74
ТС Пожаревац 2	110	/	/	10.64	9.87	11.29	10.25	/	/	/	9.50	8.85	9.47	8.77
ТС Пожега (I)	110	17.08	14.21	15.26	15.43	20.83	19.03	3.75	13.70	11.84	12.89	13.33	12.24	13.23
ТС Прахово	110	6.99	6.30	9.89	10.06	10.03	10.16	3.03	6.32	5.62	8.95	9.07	9.05	9.12
ТС Прешево	110	2.91	2.91	2.90	3.20	2.93	3.24	0.02	2.55	2.56	2.54	2.81	2.56	2.77
ТС Прибој	110	/	/	6.08	5.87	7.38	6.84	/	/	/	5.91	5.66	6.13	5.12
ТС Пријеполје	110	4.16	3.77	3.90	3.34	5.40	4.40	1.24	3.71	3.37	3.67	3.12	4.61	3.23
ТС Прокупље	110	3.71	4.25	5.06	5.78	5.18	5.88	1.47	3.23	3.71	4.52	5.15	4.59	5.21
ТС Р. Ковин	110	2.63	1.84	2.62	1.84	3.80	2.46	1.16	2.34	1.65	2.35	1.66	3.38	2.17
ТС Рашка	110	4.83	4.49	5.25	5.86	5.76	6.28	0.94	4.03	3.83	4.67	5.21	5.05	5.53
ТС Римски Шанчеви	110	14.73	12.26	14.86	12.86	17.00	14.65	2.28	13.12	10.95	12.17	10.59	13.88	10.72
ТС Рудник 1	110	7.89	7.95	11.25	11.88	12.06	12.51	4.17	7.01	6.67	9.98	10.62	9.83	10.17
ТС Рудник 2	110	6.05	5.55	8.38	7.97	8.82	8.24	2.77	5.39	4.80	7.47	7.15	7.38	6.96

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Рудник 3	110	6.81	6.91	10.05	10.08	10.67	10.51	3.86	6.05	5.61	8.92	9.02	8.82	8.45
ТС Рудник 4	110	6.30	6.31	8.94	9.19	9.56	9.65	3.26	5.60	5.00	7.91	8.19	7.77	7.64
ТС Рудник 5	110	/	/	8.99	8.71	9.49	9.03	/	/	/	7.99	7.79	7.90	7.40
ТС Рума 1	110	4.45	4.01	4.93	4.31	5.09	4.40	0.64	3.94	3.57	4.40	3.87	4.52	3.11
ТС Рума 2	110	5.72	4.83	6.54	5.21	6.92	5.39	1.21	5.07	4.32	5.85	4.69	6.15	4.19
ТС С. Митровица 1	110	11.66	12.02	16.24	14.91	19.46	16.75	7.81	10.33	10.70	14.42	13.32	16.92	13.61
ТС С. Митровица 2 (I)	110	18.72	13.54	19.29	15.50	27.00	22.04	8.28	16.77	12.20	16.63	13.87	21.64	20.25
ТС С. Митровица 2 (II)	110	13.14	15.26	22.53	24.27	30.21	30.52	17.07	11.63	13.52	19.76	21.39	25.64	25.76
ТС С. Митровица 3	110	12.10	12.79	17.80	16.57	22.06	19.14	9.96	10.72	11.37	15.74	14.76	19.08	16.24
ТС С. Паланка 1	110	9.33	9.16	9.72	10.07	9.93	10.48	0.61	8.22	8.25	8.62	8.96	8.68	9.21
ТС С. Паланка 2	110	/	/	9.66	9.44	9.88	10.17	/	/	/	8.58	8.42	8.63	8.94
ТС Сајмиште	110	/	/	16.93	19.30	18.27	20.71	/	/	/	14.69	16.14	16.10	16.72
ТС Свилајнац	110	/	/	12.56	11.15	13.12	11.44	/	/	/	11.30	10.03	11.56	9.73
ТС Сврљиг	110	7.21	5.88	7.01	6.72	7.37	6.95	0.16	6.45	5.28	6.26	6.01	6.35	6.06
ТС Севојно (I)	110	11.15	10.68	10.79	11.27	12.27	12.46	1.12	9.56	9.28	7.49	8.34	10.42	10.34
ТС Севојно (II)	110	/	/	10.79	11.27	12.27	12.46	/	/	/	7.49	8.34	10.42	10.34
ТС Сента 1	110	5.89	5.03	7.45	6.10	7.54	6.14	1.65	5.11	4.42	6.64	5.47	6.71	4.15

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Сента 2	110	4.79	4.07	6.57	5.35	6.63	5.38	1.84	4.16	3.59	5.85	4.79	5.89	3.68
ТС Сип	110	2.20	2.22	2.46	2.85	2.47	2.86	0.26	1.98	1.99	2.22	2.58	2.23	2.32
ТС Сирмијум Стил	110	9.37	11.10	12.94	11.56	15.12	12.73	5.76	8.36	9.92	11.42	10.04	13.16	10.67
ТС Сјеница	110	4.68	4.57	6.27	5.99	6.94	6.40	2.26	4.11	4.03	5.66	5.39	5.90	5.54
ТС Смедерево 1 (I)	110	11.68	10.92	19.44	19.66	22.09	21.48	10.41	10.36	9.70	17.22	17.53	18.03	17.94
ТС Смедерево 1 (II)	110	12.46	9.51	19.49	19.45	23.14	22.13	10.68	10.93	9.84	17.27	17.34	18.88	18.45
ТС Смедерево 2 (I)	110	13.02	9.66	22.77	25.01	26.48	28.07	13.47	11.38	10.44	20.08	22.17	21.33	22.98
ТС Смедерево 2 (II)	110	12.27	12.05	22.77	25.01	26.48	28.07	14.21	10.86	10.67	20.08	22.17	21.33	22.98
ТС Смедерево 3 (I)	110	12.69	12.87	26.68	31.12	29.94	34.00	17.25	11.21	11.37	23.38	27.43	24.04	27.06
ТС Смедерево 3 (II)	110	14.69	9.59	26.45	30.91	29.64	33.73	14.95	12.64	13.45	23.18	27.24	23.80	26.85
ТС Смедерево 4	110	11.03	9.87	16.36	15.80	20.47	19.05	9.44	9.80	8.79	14.56	14.10	16.83	15.88
ТС Смедерево 5	110	/	/	14.61	13.63	17.32	15.44	/	/	/	13.04	12.19	14.26	12.95
ТС Собовица	110	/	/	/	/	15.09	14.94	/	/	/	/	/	13.35	12.77
ТС Сокобања	110	/	/	3.60	3.78	3.24	3.52	/	/	/	3.22	3.39	2.88	3.13
ТС Сомбор 1	110	13.96	14.51	13.09	13.58	14.99	15.55	1.03	10.81	11.65	11.60	12.08	13.27	8.99
ТС Сомбор 2	110	9.01	7.70	8.67	7.56	9.35	8.00	0.33	6.71	6.06	7.70	6.77	8.31	5.32
ТС Сомбор 3 (I)	110	15.12	16.52	14.10	15.27	16.37	17.91	1.25	11.71	13.20	12.48	13.57	14.47	9.88

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Сомбор 3 (II)	110	15.12	16.52	14.10	15.27	16.37	17.91	1.25	11.71	13.20	12.48	13.57	14.47	9.88
ТС Србобран 1 (I)	110	24.94	24.49	24.64	23.61	25.38	24.18	0.43	21.79	21.64	21.41	20.83	21.95	16.02
ТС Србобран 2	110	/	/	19.31	16.93	19.73	17.18	/	/	/	16.84	14.98	17.16	12.69
ТС Стара Пазова	110	8.70	7.83	13.80	11.75	14.15	11.92	5.45	7.65	6.94	12.35	10.57	12.19	8.97
ТС Стењевац	110	3.69	3.03	6.07	4.69	6.41	5.33	2.72	3.27	2.70	5.48	4.23	5.76	4.50
ТС Страгари	110	4.81	4.32	4.89	5.03	5.74	5.75	0.93	4.29	3.87	4.43	4.54	5.16	5.15
ТС Суботица 1	110	16.94	14.20	17.04	17.09	18.41	18.09	1.47	14.60	12.36	15.27	15.36	16.37	7.48
ТС Суботица 2	110	14.36	11.47	14.44	13.20	15.40	13.82	1.04	12.55	10.16	12.95	11.89	13.73	6.49
ТС Суботица 3 (I)	110	12.98	11.23	13.59	10.83	17.60	13.07	4.62	11.31	9.95	12.04	9.60	15.26	11.80
ТС Суботица 3 (II)	110	19.98	17.41	20.12	22.42	22.05	24.33	2.07	15.62	13.06	17.97	20.08	19.50	8.54
ТС Суботица 4 (I)	110	10.61	8.13	10.63	9.10	11.14	9.38	0.53	9.31	7.23	9.52	8.19	9.94	4.97
ТС Суботица 4 (II)	110	10.61	8.13	10.63	9.10	11.14	9.38	0.53	9.31	7.23	9.52	8.19	9.94	4.97
ТС Тамнава Вреоци	110	10.99	10.33	17.93	15.45	20.89	16.22	9.90	9.63	9.05	15.49	13.05	17.57	10.88
ТС Тамнава 3. Поље	110	8.90	7.98	9.67	7.84	14.84	12.03	5.94	7.93	7.11	8.34	6.86	12.59	8.89
ТС Темерин	110	9.68	7.51	11.47	8.86	11.55	8.89	1.87	8.62	6.72	9.78	7.75	9.91	6.71
ТС Топола	110	7.57	6.39	7.40	6.16	8.14	6.76	0.57	6.70	5.70	6.63	5.54	7.23	5.79
ТС Топоница	110	/	/	/	/	5.60	5.36	/	/	/	/	/	4.98	4.79

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Трстеник 1 (I)	110	8.20	7.79	8.30	7.87	8.66	8.08	0.47	6.94	6.72	7.61	7.13	7.70	7.00
ТС Трстеник 2	110	/	/	/	/	8.58	7.95	/	/	/	/	/	7.62	6.89
ТС Тутин	110	/	/	3.67	3.60	5.14	4.73	/	/	/	3.27	3.21	4.50	4.15
ТС Ђићевац	110	7.05	5.79	7.23	6.78	7.46	6.95	0.41	6.23	5.16	6.59	6.14	6.63	5.93
ТС Ђуприја	110	7.84	7.83	9.78	9.31	10.71	9.98	2.87	6.92	6.96	8.83	8.39	9.57	8.70
ТС Уб	110	/	/	8.17	6.88	11.39	9.45	/	/	/	7.09	6.05	9.84	8.03
ТС Ужице	110	9.75	9.56	9.40	9.92	10.31	10.62	0.56	8.37	8.30	6.95	7.72	8.84	9.02
ТС Ужице 2	110	/	/	9.58	10.11	10.57	10.86	/	/	/	7.01	7.80	9.05	9.22
ТС Ушће	110	/	/	4.33	4.23	4.51	4.35	/	/	/	3.93	3.83	4.05	3.89
ТС ФАС	110	12.09	10.32	11.51	10.00	12.32	10.55	0.23	10.49	9.11	10.32	9.00	10.93	8.66
ТС Футог	110	9.58	7.71	9.58	7.73	13.63	11.42	4.05	8.46	6.86	8.12	6.73	11.40	8.22
ТС Цементара Косјерић	110	6.51	4.98	6.82	5.99	9.38	8.22	2.87	5.82	4.48	3.46	3.46	8.09	6.63
ТС Црвена Застава	110	12.11	10.43	11.52	10.03	12.32	10.58	0.21	10.51	9.20	10.33	9.03	10.93	8.67
ТС Црвенка	110	8.42	6.57	8.30	6.49	8.56	6.63	0.14	7.35	5.83	7.44	5.85	7.67	4.91
ТС Чајетина	110	/	/	7.08	6.69	8.12	7.47	/	/	/	5.67	5.58	7.01	6.08
ТС Чачак 1	110	9.95	9.14	9.74	10.43	10.14	10.73	0.19	8.18	7.75	8.44	9.13	8.84	8.71
ТС Чачак 2	110	9.30	8.41	9.17	9.23	9.54	9.47	0.24	7.70	7.17	7.92	8.08	8.31	7.52

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТС Чачак 3 (I)	110	10.66	7.80	10.10	9.27	10.69	9.60	0.03	8.24	6.33	8.45	7.85	8.74	10.72
ТС Чачак 4	110	/	/	5.48	5.15	5.64	5.25	/	/	/	4.78	4.06	4.98	4.62
ТС Челарево	110	6.64	5.40	6.62	5.39	7.60	6.06	0.96	5.87	4.81	5.74	4.76	6.60	4.28
ТС Шабац 1	110	10.44	10.25	10.80	12.27	13.86	15.10	3.42	9.65	9.39	9.69	10.99	11.78	12.24
ТС Шабац 2	110	8.91	7.91	9.23	9.41	11.36	10.86	2.46	8.16	7.20	8.27	8.45	9.75	8.65
ТС Шабац 3 (I)	110	8.15	6.61	12.48	14.91	16.76	19.13	8.60	6.85	5.45	11.20	13.38	14.09	14.44
ТС Шабац 3 (II)	110	11.26	9.40	12.48	14.91	16.76	19.13	5.50	10.41	8.61	11.20	13.38	14.09	14.44
ТС Шабац 4	110	10.47	10.22	10.80	12.21	13.86	14.98	3.39	9.68	9.35	9.69	10.94	11.78	12.12
ТС Шабац 5	110	8.07	7.54	8.26	8.75	9.93	9.95	1.85	7.40	6.87	7.41	7.83	8.57	8.35
ТС Шид	110	3.46	2.96	3.73	3.11	3.88	3.18	0.42	3.06	2.64	3.33	2.79	3.45	2.31
ХЕ Врла 1	110	8.20	7.84	6.89	7.55	8.48	8.82	0.28	7.46	7.06	6.14	6.84	6.36	6.90
ХЕ Врла 2	110	8.27	7.83	7.04	7.58	8.61	8.79	0.34	7.52	7.05	6.27	6.82	6.50	6.92
ХЕ Врла 3	110	10.89	11.00	9.53	10.69	11.62	12.47	0.73	9.85	9.86	8.40	9.51	8.82	9.74
ХЕ Ђердап 2	110	7.71	7.03	11.29	12.75	11.48	12.91	3.77	6.98	6.27	10.23	11.47	10.37	11.56
ХЕ Зворник	110	12.13	10.46	11.98	10.41	14.49	14.11	2.36	10.91	9.35	9.96	10.32	11.08	9.01
ХЕ Кокин Брод	110	10.12	8.96	10.16	7.84	11.88	8.85	1.76	8.92	7.92	9.21	7.15	9.59	7.13
ХЕ Пирот	110	5.08	6.04	4.15	5.31	4.95	6.47	-0.13	4.42	5.22	3.66	4.68	3.39	4.55

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума							Режим летњег минимума					
		2022. година		2027. година		2032. година			2022. година		2027. година		2032. година	
		I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ХЕ Потпећ	110	8.40	8.53	7.45	7.52	9.51	9.35	1.11	7.51	7.59	7.36	7.47	7.72	6.21
ХЕ Увац	110	6.06	4.78	6.52	5.91	7.47	6.46	1.42	5.38	4.26	5.91	5.34	6.05	5.36
Чвор Атеница	110	9.68	8.81	9.33	9.52	9.71	9.79	0.03	7.98	7.49	8.07	8.34	8.46	7.84
Чвор Бељина	110	6.31	4.39	6.13	5.19	6.34	5.29	0.04	5.49	3.89	5.32	4.31	5.60	4.63
Чвор Београд	110	20.04	23.44	20.95	22.56	21.63	23.08	1.59	17.44	20.55	18.68	20.17	18.61	19.17
Чвор Београд	110	20.04	23.44	20.95	22.56	21.63	23.08	1.59	17.44	20.55	18.68	20.17	18.61	19.17
Чвор Замрштен	110	8.31	8.34	6.11	5.24	7.29	5.92	-1.02	7.42	7.42	5.79	4.94	6.18	4.75
Чвор Лисина	110	4.31	3.75	3.91	3.58	4.38	3.85	0.08	3.92	3.39	3.51	3.63	3.59	3.26
Чвор Мартинци	110	6.91	5.95	8.23	6.72	9.00	7.08	2.09	6.17	5.33	7.38	6.05	8.00	5.94
Чвор Шупковац	110	10.47	7.97	10.51	8.75	11.01	9.29	0.55	8.88	6.81	9.48	7.92	9.90	5.06

Таб.Д. 6.13: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије за режим зимског максимума

Генератори - тачка прикључења	2022. година			2027. година			2032. година		
	I_{DC} [кА]	$I_{k''}$ [кА]	%	I_{DC} [кА]	$I_{k''}$ [кА]	%	I_{DC} [кА]	$I_{k''}$ [кА]	%
ТЕНТ Б1	6.1	23.8	25.6	9.7	27.2	35.7	9.9	30.1	32.9
ТЕНТ Б2	6.1	23.8	25.6	9.7	27.2	35.7	9.9	30.1	32.9
Костолац Б1	4.2	13.4	31.3	5.1	16.5	30.9	4.9	20.4	24.0
Костолац Б2 и Б3	4.2	13.4	31.3	5.1	16.8	30.4	6.7	21.5	31.2
ТЕНТ А1	13.3	30.5	43.6	13.8	28.9	47.8	14.3	35.4	40.4
ТЕНТ А2	13.3	30.5	43.6	13.8	28.9	47.8	14.3	35.4	40.4
ТЕНТ А3	15.6	31.6	49.4	14.0	29.5	47.5	16.8	36.9	45.5
ТЕНТ А4	15.6	31.6	49.4	14.0	29.5	47.5	16.8	36.9	45.5
ТЕНТ А5	13.9	29.2	47.5	15.6	35.1	44.4	16.9	40.2	42.0
ТЕНТ А6	13.9	29.2	31.0	15.6	35.1	31.0	16.9	40.2	42.0
ХЕ Ђердап - сви генератори	9.2	23.1	39.8	10.2	26.3	38.8	8.8	9.9	88.8

Д.6.4 АНАЛИЗА ТРАНЗИЈЕНТНЕ СТАБИЛНОСТИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА (ПЛАН РАЗВОЈА 2019-2028)

Таб.Д. 6.14 Преглед критичних времена искључења квара по објектима

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)
ВЕ Чибук	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Пландиште	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Елисио Али 2	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Банат	/	/	>300	/	/	>300
ВЕ Кошава	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Ковачица	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар 1	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар 2	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Костолац	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Бела Анта	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Никине Воде	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Кривача	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Башайд	/	>300	>300	/	>300	>300
ТЕТО Винча	210	220	220	210	210	210
ТЕ Костолац Б1	190	210	210	190	210	210
ТЕ Костолац Б2	190	210	210	190	210	210
ТЕ Костолац Б3	/	210	210	/	210	210

Генератор / Ветроэлектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)
ХЕ Ђердап 1 Г1	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г2	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г3	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г4	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г5	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г6	190	220	220	180	210	210
ТЕНТ Б1	250	260	260	240	240	240
ТЕНТ Б2	260	260	260	240	240	240
ТЕНТ А1	220	240	240	220	220	220
ТЕНТ А2	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А5	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А6	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А3	220	250	250	205	220	220
ТЕНТ А4	220	250	250	205	220	220
ХЕ Ђердап 2 Г1	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г2	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г3	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г4	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г5	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г6	170	170	175	160	160	165

Генератор / Ветроэлектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)
ХЕ Ђердап 2 Г7	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г8	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г9	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г10	170	170	175	160	160	165
ХЕ Б. Башта Г1	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г2	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г3	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г4	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Зворник Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г3	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г4	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г3	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г4	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ТЕ Костолац А1	250	270	270	230	250	250
ТЕ Костолац А2	250	270	270	230	250	250
РХЕ Б. Башта Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
РХЕ Б. Башта Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)	t_{kr} (ms)
ХЕ Кокин Брод	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Кокин Брод	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Врла 1 Г1	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г2	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г3	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г4	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 2 Г1	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 2 Г2	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 3 Г1	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 3 Г2	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 4 Г1	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 4 Г2	280	290	290	280	280	280
ХЕ Бистрица Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Бистрица Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Увац	270	280	280	260	270	270
ХЕ Пирот Г1	230	250	250	210	240	240
ХЕ Пирот Г2	230	250	250	210	240	240
ТЕТО Панчево Г1	/	210	210	/	190	190
ТЕТО Панчево Г2	/	210	210	/	190	190
ТЕТО Панчево Г3	/	210	210	/	190	190