



АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ

**ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ**
за период 2020-2029.

Октобар 2019. год.

ова страница је намерно остављена празна

САДРЖАЈ

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА.....	6
СКРАЋЕНИЦЕ.....	13
КОДОВИ ДРЖАВА.....	17
РЕЗИМЕ	18
1 НАЦИОНАЛНИ, РЕГИОНАЛНИ И ЕВРОПСКИ АСПЕКТ ПЛАНА РАЗВОЈА.....	22
1.1 НАЦИОНАЛНИ АСПЕКТ.....	22
1.2 ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ.....	23
1.3 ПАН-ЕВРОПСКИ ДЕСЕТОГОДИШЊИ ПЛАН РАЗВОЈА И РЕГИОНАЛНИ ИНВЕСТИЦИОНИ ПЛАН	25
1.4 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА.....	26
2 ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ	30
2.1 УРЕЂИВАЊЕ ОДНОСА ИЗМЕЂУ ОПС И ОДС	33
3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА	34
3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ.....	34
3.2 КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ.....	35
3.3 ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА МРЕЖЕ.....	36
3.4 ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ	38
3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ.....	41
4 СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ И ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	43
4.1 ЕКСПЛОАТАЦИОНО СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ ОПРЕМЕ	43
4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ)	44
4.2.1 Кључни параметри система (KPI параметри) за далеководне у 2018. години.....	45
4.2.2 Кључни параметри система (KPI параметри) за постројења у 2018. години.....	48
4.3 РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ.....	48
4.4 ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА	53
4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	55
4.6 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА	60
4.7 УТВРЂИВАЊЕ НЕУСАГЛАШЕНОСТИ НА УГРАЂЕНОЈ ОПРЕМИ У ОБЈЕКТИМА ЕМС АД , КПС И УТИЦАЈ НА ОСТАЛЕ СИСТЕМЕ.....	61
4.8 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА НЕОДГОВАРАЈУЋИХ ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА КПС	62
4.9 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ НА ОСНОВУ АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ И ОПЕРАТИВНОГ РАДА	66
5 РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ	69
5.1 СТУДИЈА ДУГОРОЧНОГ ПЛАНИРАЊА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ НА ВРЕМЕНСКОМ ХОРИЗОНТУ ДО 2035. ГОДИНЕ	69

5.2	РЕГИОНАЛНА СТУДИЈА РЕГУЛАЦИЈЕ НАПОНА	71
5.3	ПРЕТХОДНА СТУДИЈА ИЗВОДЉИВОСТИ ЗА ПРОЈЕКАТ СЕВЕРНИ CSE КОРИДОР (NORTH CSE CORRIDOR)	72
6	ПОСМАТРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА	73
6.1	ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ	73
6.2	СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА.....	73
6.3	АНАЛИЗИРАНИ РЕЖИМИ РАДА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА	74
7	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ	75
8	МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА.....	78
8.1	РАЧУНАРСКИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ	78
8.2	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ	79
8.3	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2024. ГОДИНУ	83
8.4	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2029. ГОДИНУ	88
9	ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ.....	93
9.1	АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ	93
9.2	ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	94
9.3	АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ	95
10	ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	97
10.1	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	98
10.1.1	Пројекти међународног карактера (интерконеције)	99
10.1.2	Пројекти интерне 400 kV мреже	99
10.1.3	Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже.....	99
10.2	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	104
10.2.1	ДП Ниш.....	104
10.2.2	ДП Краљево.....	104
10.2.3	ДП Крагујевац.....	105
10.2.4	ДП Београд.....	105
10.2.5	ДП Нови Сад.....	105
10.3	ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	106
10.4	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРЕДЛОЖЕНИХ ЗА ПРЕЛАЗАК У ИНВЕСТИЦИОНУ ФАЗУ	106
10.5	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	107
10.5.1	Пројекти међународног карактера (интерконеције)	107
10.5.2	Пројекти интерне 400 kV мреже	108
10.5.3	Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже.....	108
10.5.4	Пројекти повезивања објекта ОПС на ОДС (пројекти ОПС)	109
10.5.5	Пројекти прикључења корисника преносног система	110
10.6	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	111
10.6.1	ДП Ниш.....	111
10.6.2	ДП Краљево.....	111
10.6.3	ДП Крагујевац.....	111
10.6.4	ДП Београд.....	111

10.6.5	ДП Нови Сад.....	111
10.7	ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	113
10.8	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ	113
10.8.1	Термоелектране (ТЕ).....	113
10.8.2	Хидроелектране (ХЕ).....	113
10.8.3	Ветроелектране (ВЕ).....	114
10.8.4	Објекти КПС.....	114
10.9	ПРОЈЕКТИ ОД НАЈВИШЕГ СТРАТЕШКОГ, НАЦИОНАЛНОГ И РЕГИОНАЛНОГ ИНТЕРЕСА	115
10.9.1	Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије.....	115
10.9.2	Пројекат North CSE Corridor.....	117
10.9.3	Пројекат Central Balkan Corridor.....	117
10.10	РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/Х kV.....	118
10.11	ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	119
10.12	УСКЛАЂЕНОСТ ПЛАНА РАЗВОЈА И ПРОГРАМА ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ	120
10.13	ПРИОРИТИЗАЦИЈА ИНВЕСТИЦИОНИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	124
10.14	ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА	124
10.14.1	Аутоматска Регулација Напона	125
10.14.2	Имплементација WAMS система	126
10.14.3	Даљински приступ уређајима РЗУ	126
10.14.4	Специјални проводници за ДВ	127
10.14.5	Хаваријски стубови	127
10.14.6	Рад у близини напона	127
10.14.7	Праћење температуре на ДВ	128
10.14.8	Dynamic Line Rating (DLR)	128
10.14.9	Имплементација програма за праћење атмосферских пражњења	129
10.14.10	Енергетски трансформатори – рад група за хлађење у систему (ONAN-ONAF-OFAP) ..	129
10.14.11	Мерни трансформатори велике снаге	129
10.14.12	Оцена стања елемената постројења	130
10.14.13	Увођење система даљинског управљања са видео и термовизијским надзором	130
10.14.14	Дигитализација ТС/РП/ПРП.....	131
11	ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА	132
11.1	ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА	132
11.2	СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА.....	135
11.3	ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ ВЕЗЕ.....	135
11.4	КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ	135
11.5	УНАПРЕЂЕЊЕ И ОДРЖАВАЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА	136
12	ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	142
12.1	РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ	142
12.1.1	Билатерално тржиште.....	143
12.1.2	Балансно тржиште	143
12.1.3	Организовано тржиште електричне енергије и SEEPEX	143
12.1.4	Будуће активности везане за развој тржишта по основу обавеза дефинисаних у Закону о енергетици	144
12.2	ТРЕЋИ ЕНЕРГЕТСКИ ПАКЕТ И УТИЦАЈ НА ЕМС АД.....	145

ЛИТЕРАТУРА	148
ДОДАЦИ	150
Д.1 РАЗВОЈНИ ПРОЈЕКТИ	150
Д.1.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	150
Д.1.1.1 Развојни пројекти међународног карактера (400 kV и 110 kV интерконеције).....	150
Д.1.1.2 Развојни пројекти 400 kV мреже.....	152
Д.1.1.3 Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже	159
Д.1.2 ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	202
Д.1.2.1 ДП Ниш.....	202
Д.1.2.2 ДП Краљево.....	205
Д.1.2.3 ДП Крагујевац.....	211
Д.1.2.4 ДП Београд.....	215
Д.1.2.5 ДП Нови Сад.....	217
Д.1.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	219
Д.2 ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ.....	220
Д.2.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	220
Д.2.1.1 Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконеције)	220
Д.2.1.2 Инвестициони пројекти 400 kV мреже	221
Д.2.1.3 Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже.....	226
Д.2.1.4 Инвестициони пројекти повезивања објекта ОПС на ОДС (пројекти ОПС)	237
Д.2.1.5 Инвестициони пројекти прикључења корисника преносног система	243
Д.2.2 ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	244
Д.2.2.1 ДП Ниш.....	244
Д.2.2.2 ДП Краљево.....	245
Д.2.2.3 ДП Крагујевац.....	247
Д.2.2.4 ДП Београд.....	247
Д.2.2.5 ДП Нови Сад.....	249
Д.2.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	250
Д.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ АГРЕГАТА.....	251
Д.3.1 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2029. ГОДИНЕ.....	251
Д.3.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2029. ГОДИНЕ.....	251
Д.3.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2029. ГОДИНЕ.....	252
Д.3.4 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА КПС ДО 2029. ГОДИНЕ	254
Д.3.5 ПРЕГЛЕД ОБРАЂЕНИХ ЗАХТЕВА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ СРБИЈЕ	254
Д.4 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2019-2034.....	264
Д.4.1 УВОД	264
Д.4.2 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ СА КОНЗУМНИМ ПОДРУЧЈЕМ АП КиМ.....	264
Д.4.3 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ.....	272
Д.5 АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА 2025. ГОДИНУ	280
Д.5.1 ДЕФИНИЦИЈА И ИНДИКАТОРИ АДЕКВАТНОСТИ.....	280
Д.5.2 ПРОБАБИЛИСТИЧКИ ПРИСТУП ЗА ИЗРАДУ АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ	282

Д.5.3	УЛАЗНЕ ПРЕТПОСТАВКЕ И МОДЕЛОВАЊЕ СИСТЕМА ЗА ПРОБАБИЛИСТИЧКУ АНАЛИЗУ АДЕКВАТНОСТИ	284
Д.5.4	РЕЛЕВАНТНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ПРОИЗВОДНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ	287
Д.5.5	УЛАЗНИ ПОДАЦИ И МОДЕЛОВАЊЕ ЕЛЕМЕНАТА СИСТЕМА У ANTARES-У.....	290
Д.5.5.1	Потрошња	290
Д.5.5.2	Соларне електране и ветроелектране	290
Д.5.5.3	Моделовање хидроелектрана	291
Д.5.5.4	Термоелектране	293
Д.5.5.5	Резерва.....	295
Д.5.5.6	Прекогранични преносни капацитети	296
Д.5.6	РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА РЕАЛИСТИЧНИ СЦЕНАРИО	296
Д.5.7	РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА АЛТЕРНАТИВНИ СЦЕНАРИО	300
Д.6	РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА	303
Д.6.1	ПРОРАЧУНИ ТОКОВА СНАГА И НАПОНСКИХ ПРИЛИКА	303
Д.6.1.1	Прорачуни за тренутно стање мреже	303
Д.6.1.2	Прорачуни за 2024. годину	305
Д.6.1.3	Прорачуни за 2029. годину	306
Д.6.2	АНАЛИЗЕ СИГУРНОСТИ	307
Д.6.2.1	Анализе за тренутно стање мреже	307
Д.6.2.2	Анализе за 2024. годину	312
Д.6.2.3	Анализе за 2029. годину	330
Д.6.3	ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	337
Д.7	МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРИОРИТИЗАЦИЈУ ИНВЕСТИЦИОНИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	374

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА

Индекс коришћених слика:

Сл. 1.1: Оквир за формирање сценарија за нови ТУNDP 2020.	27
Сл. 1.2: Расподела енергије кроз сценарије за нови ТУNDP 2020	29
Сл. 2.1: Балансирање потреба производње и потрошње помоћу преносне мреже	31
Сл. 3.1: Најважнији критеријуми за избор развојне опције	36
Сл. 3.2: Заштита животне средине у свим фазама реализације пројекта	38
Сл. 3.3: Механизам за обезбеђивање одрживог развоја и очување животне средине .	40
Сл. 4.1: <i>KPI</i> параметри за ДВ и ТС у периоду од 2010. до 2018. године са прогнозом за 2019. годину.....	45
Сл. 4.2: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад далековода по годинама	46
Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km]	47
Сл. 4.4: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km]	47
Сл. 4.5: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад постројења по годинама.....	48
Сл. 5.1: Приказ области које одговарају радним пакетима Дугорочне студије	70
Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2019. до 2034. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2018. године	75
Сл. 7.2: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2019. до 2034. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2018. године.....	76
Сл. 8.1: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума за тренутно стање мреже.....	81
Сл. 8.2: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума за тренутно стање мреже.....	82
Сл. 8.3: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума за тренутно стање мреже.....	82
Сл. 8.4: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума 2024. године	86
Сл. 8.5: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума 2024. године	86
Сл. 8.6: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума 2024. године.....	86
Сл. 8.7: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума 2029. године	91

Сл. 8.8: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума 2029. године	91
Сл. 8.9: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума 2029. године.....	91
Сл. 10.1: Планирани нови високонапонски водови у периоду до 2021. по годинама..	112
Сл. 10.2: Планиране реконструкције далековода у периоду до 2021. по годинама	112
Сл. 10.3: Трансбалкански коридор – I фаза.....	116
Сл. 11.1: Оптички ТК систем ЕМС АД	134

Индекс коришћених табела:

Таб. 4.1: Високонапонски водови у власништву ЕМС АД на дан 31.12.2018.....	43
Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2018.....	43
Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних дистрибутивних ТС 110/x kV	54
Таб. 4.4: Укупно трајање превисоких напона у 2018. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени.....	57
Таб. 4.5: Укупно трајање превисоких напона у 2018. години за мерна места 220 kV где су такви напони забележени.....	58
Таб. 4.6: Укупно трајање превисоких напона у 2018. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени.....	58
Таб. 4.7: Укупно трајање прениских напона у 2018. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени.....	60
Таб. 4.8: Елементи у објектима ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система	62
Таб. 4.9: Елементи који недостају у објектима ОДС, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система	63
Таб. 4.10: Неиспуњеност критеријума $N - 1$ у тренутној топологији преносне мреже	66
Таб. 4.11: Потенцијално преоптерећени елементи у случају различитих испада у току 2019. године	67
Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2024. годину	77
Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2029. годину	77
Таб. 8.1: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже.....	80
Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање	81

Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2024. годину	84
Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2024. годину.....	85
Таб. 8.5: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2029. годину	89
Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2029. годину.....	90
Таб. 9.1: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години ..	96
Таб. 9.2: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години	96
Таб. 10.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије	97
Таб. 10.2: Кореспонденција између пројеката у развојној и инвестиционој фази и постављених циљева развоја	98
Таб. 10.3: Листа пројеката развоја преносне мреже – развојна фаза.....	99
Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази	104
Таб. 10.5: Листа осталих пројеката у преносном систему у развојној фази	106
Таб. 10.6: Листа развојних пројеката који су предложени за прелазак у инвестициону фазу	106
Таб. 10.7: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже)	107
Таб. 10.8: Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази (пројекти ОДС).....	111
Таб. 10.9: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази.....	113
Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења	113
Таб. 10.11: Повлачење производних објеката ЈП ЕПС	115
Таб. 10.12: Секције Трансбалканског коридора – I фаза	116
Таб. 10.13: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја	118
Таб. 10.14: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја	121
Таб. 10.15: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/x kV ТС између ПОС и Плана развоја	122
Таб. 10.16: Разлике у решавању радијално напајаних трансформаторских станица између ПОС и Плана развоја	124
Таб. 11.1: Динамика планираних радова на телекомуникациононом систему	136
Таб. 11.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања	140

Индекс коришћених слика у додацима:

Сл.Д. 3.1: Индикативни начин прикључења нових ВЕ на преносни систем.....	253
Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2002. до 2018. године	265
Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима.....	266
Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима	267
Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године по сценаријима.....	267
Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године	268
Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2002. – 2018. године.....	269
Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2034. године....	270
Сл.Д. 4.8: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	270
Сл.Д. 4.9: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	271
Сл.Д. 4.10: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	271
Сл.Д. 4.11: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења	272
Сл.Д. 4.12: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2017. године	273
Сл.Д. 4.13: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима.....	274
Сл.Д. 4.14: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима	274
Сл.Д. 4.15: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима	275
Сл.Д. 4.16: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима.....	275
Сл.Д. 4.17: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2002. – 2018. године	276

Сл.Д. 4.18: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године	276
Сл.Д. 4.19: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења.....	277
Сл.Д. 4.20: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	278
Сл.Д. 4.21: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	278
Сл.Д. 4.22: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења	279
Сл.Д. 5.1: Тумачење резултата различитих LOLE индикатора.....	281
Сл.Д. 5.2: Поступак креирања Монте Карло година	283
Сл.Д. 5.3: Антарес симулациони процес.....	285
Сл.Д. 5.4: Генерисање временских серија у Антаресу	286
Сл.Д. 5.5: Упаривање временских серија и креирање Монте Карло година у Антаресу	286
Сл.Д. 5.6: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - реалистични сценарио	297
Сл.Д. 5.7: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - реалистични сценарио	297
Сл.Д. 5.8: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији	298
Сл.Д. 5.9: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији	298
Сл.Д. 5.10: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србија без АП КиМ- реалистичан сценарио	299
Сл.Д. 5.11: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио	300
Сл.Д. 5.12: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио	301
Сл.Д. 5.13: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији	301
Сл.Д. 5.14: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији	302
Сл.Д. 5.15: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србија без АП КиМ- алтернативни сценарио	302
Сл.Д. 6.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво.....	338

Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво.....	339
Сл.Д. 6.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски ниво.....	340
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски ниво.....	341
Сл.Д. 6.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски ниво.....	342
Сл.Д. 6.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски ниво.....	343

Индекс коришћених табела у додацима:

Таб.Д. 3.1: Преглед обрађених захтева за прикључење на преносни систем ЕМС АД	255
Таб.Д. 5.1: Преглед индикатора адекватности по земљама (извор: ENTSO-E MAF2018)	281
Таб.Д. 5.2: Преглед опсега потрошње	290
Таб.Д. 5.3: Очекивани инсталирани капацитети соларних и ветроелектрана	291
Таб.Д. 5.4: Параметри проточних ХЕ за 2025. годину	292
Таб.Д. 5.5: Параметри акумулационих ХЕ за 2025. годину	292
Таб.Д. 5.6: Параметри реверзибилних ХЕ за 2025. годину	293
Таб.Д. 5.7: Параметри термоелектрана у Р. Србији.....	294
Таб.Д. 5.8: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години	296
Таб.Д. 5.9: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години (искључени сви интерконективни далеководи) – LOLE и ENS	299
Таб.Д. 5.10: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години (искључени сви интерконективни далеководи) – ENS MAX.....	299
Таб.Д. 5.11: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години	300
Таб.Д. 6.1: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже.....	304
Таб.Д. 6.2: Високо оптерећени далеководи у 2024. г.	305

Таб.Д. 6.3: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже.....	309
Таб.Д. 6.4: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже.....	311
Таб.Д. 6.5: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2024. г.	313
Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2024. г.	318
Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2024. г.	326
Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2029. г.	331
Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2029. г.	333
Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2029. г.	335
Таб.Д. 6.11: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума	344
Таб.Д. 6.12: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије	373

СКРАЋЕНИЦЕ

ANTARES	A New Tool for Adequacy Reports and Economic Simulations
CBA	(софтвер за прорачун адекватности) 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)
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)
ESO EAD	Бугарски оператор преносног система (некада NEK-EAD)
FCA	Fiat Chrysler Automobiles (назив компаније)
GHG	Greenhouse Gases (гасови изазивачи ефекта стаклене баште)
GTC	Grid Transfer Capability (преносни капацитет мреже који показује могућност мреже да пренесе електричну енергију из једне или више области у другу област)
GIS	Глобални информациони систем
HIS	Историјска база података
HOPS	Хрватски оператор преносног система
ICCP	Inter-Control Center Communications Protocol (протокол за размену информација између ентитета у систему)
IEC	International Electrotechnical Commission (Међународна комисија за електротехнику)
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)
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)
LOLE	Loss of Load Expectation (очекивано време губитка напајања)
MAF	Mid-Term Adequacy Forecast (Извештај о средњерочној прогнози адекватности)
MAVIR	Мађарски оператор преносног система
MEPSO	Оператор преносног система Северне Македоније
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)
OPGW	Optical Power Ground Wire (технологија уградње оптичких влакана у заштитну ужад далековода)
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)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (систем за мерење, праћење и контролу стања у преносном систему)
SECI	Southeast European Cooperative Initiative (Иницијатива за сарадњу оператора преносних система у Југоисточној Европи)
SEEPEX	South East European Power Exchange (Оператор тржишта електричне енергије)
SoS	Security of Supply (сигурност напајања)
SMM	Serbia, Montenegro and (North) Macedonia – блок који обухвата операторе преносних система Србије, Црне Горе и Северне Македоније

SRAAMD	System for the Remote Acquisition and Accounting of Metering Data (систем за даљинско прикупљање и складиштење мерених 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)
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 подстанција
ЕЕ	Електроенергетски
ЕЕС	Електроенергетски систем
ЕМС АД	Оператор преносног система Републике Србије (Акционарско друштво Електроурежа 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
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
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 2020. до 2029. године је природни продужетак претходног Плана развоја, дефинисаног за период од 2019. до 2028. 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 радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица, али и решавању проблема у преносном систему насталих након уласка у погон нових КПС. Развој преносне мреже 400 kV у региону западне и централне Србије и интерконеција 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 и олакшава даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи. Дат је и кратак осврт на европски десетогодишњи план развоја TYNDP2020 и на PЕCІ листу пројеката за 2018. годину, на позицију ЕМС АД у овим стратешким европским и регионалним документима.

Поглавље 2 разрађује законске и подзаконске акте којима се дефинише израда десетогодишњег Плана развоја ЕМС АД, као и начин и периодика његове израде. 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 посебан 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, као ни пратећа подзаконска акта не уређују прецизно садржај Плана развоја, већ се садржај утврђује у Правилима о раду преносног система. У наставку је објашњено да се остали детаљи, који нису директно наведени у Правилима о раду преносног система, налазе у интерном документу ЕМС АД, „Процедура планирања развоја преносног система“. Она уређује поступке, надлежности и одговорности организационих делова ЕМС АД на пословима планирања развоја преносног система Републике Србије.

Поглавље 3 описује начин израде Плана развоја. Полазећи од развојних циљева и стратегије развоја, 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, поред техно-економских захтева, такође мора испуњавати услове одрживости и друштвене прихватљивости, а да је њен утицај на животну средину - 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, фазе изградње и фазе експлоатације 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 преносног капацитета у власништву ЕМС АД, односно далековода и трансформаторских станица напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У наставку су дати кључни параметри система за далеководне и постројења закључно са 2018. годином, као што су учестаност трајних и пролазних кварова и трајање искључења због испада. Описани су радови на постојећој преносној мрежи. Дат је списак радијално напајаних ТС 110/x kV и наглашено да ће оне радијално напајане ТС чије се решавање тренутно налази у развојној фази, бити током наредног периода предмет заједничких студија пројекта повезивања између преносног и дистрибутивног система Републике Србије. У овом Поглављу је такође изложена напонска проблематика у постојећој конфигурацији преносне мреже. Поред повишених напона, евидентан је и нежељени пријем реактивне снаге. Очекује се да ће предлоге мера за решавање ових проблема дати регионална студија регулације напона, чији се завршетак израде очекује почетком 2020. године.

Развојне системске студије су због свог растућег значаја издвојене у посебно, ново поглавље - Поглавље 5 које описује само најважније развојне системске студије: Студија дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године, Регионална студија регулације напона и Претходна студија изводљивости за пројекат North CSE Corridor.

У Поглављу 6 су описани разматрани сценарији развоја и режими рада преносног система ЕМС АД. При изради овог Плана развоја, коришћена су три сценарија промене бруто домаћег производа (БДП), и то: сценарио нижег раста, сценарио средњег раста и сценарио вишег раста. Ови сценарији су комбиновани са два сценарија адекватности производње, реалистичним и алтернативним. Режији рада коришћени приликом мрежних анализа у оквиру израде Плана развоја су добијени на основу дугорочне прогнозе потрошње за зимски максимум, летњи максимум и летњи минимум.

Поглавље 7 говори о прогнози потрошње Р. Србије за период 2020 – 2034 године. Коришћен је 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 наступајућем периоду.

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 на 400 kV, 220 kV и 110 kV напонским нивоима, 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 и 220 kV напонском нивоу. У наставку овог Поглавља су детаљно описани наведени симулациони модели за 2019, 2024. и

2029. За профил потрошње ЕЕС Србије по трансформаторским станицама коришћена је база података SRAAMD система EMC АД.

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 (2024. година) и десетогодишњег периода (2029. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума.

Поглавље 10 описује планиране развојне и инвестиционе пројекте којима се унапређује преносни систем. У њему су, за сваки од идентификованих проблема сублимирана решења до којих се дошло на основу моделовања преносне мреже уважавајући дефинисане сценарије и режиме рада система. Ови пројекти служе као подлога за израду Плана инвестиција у преносни систем за трогодишњи период. Листа пројеката је подељена у две категорије: категорија пројеката који се налазе у развојној, односно категорија пројеката који се налазе у инвестиционој фази. Свака од наведених категорија пројеката је даље подељена у осам поткатегија: Пројекти међународног карактера (интерконеције), Пројекти 400 kV мреже, Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже, Пројекти повезивања објеката ОПС на ОДС, Пројекти прикључења корисника преносног система (при чему су претходне три категорије обједињене уколико се пројекти налазе у развојној фази), Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС, Пројекти прикључења објеката на преносни систем и Остали пројекти у преносном систему. Посебно су обрађени пројекти од највишег стратешког националног и регионалног значаја, као и пројекти којим се решавају проблеми радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица. Дат је и кратак осврт на рангирање инвестиционих пројеката према приоритетима. У овом поглављу је уведено потпоглавље које се бави разјашњавањем узрока настанка евентуалних неусаглашености између Плана развоја преносног система и Програма остваривања стратегије развоја енергетике Р. Србије, као и потпоглавље у коме су приказане нове технологије чија ће примена унапредити и обезбедити квалитетан рад елемената преносне мреже или ће довести до ефикаснијег коришћења преносног система, а описан је и начин на који EMC АД уводи нова сазнања и нове технологије на својим објектима.

У Поглављу 11 дат је пресек тренутног стања и планираног развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) EMC АД, чија ће употреба омогућити унапређење управљања преносним системом и нове тржишне активности. Детаљно је описан оптички систем преноса података преко оптичке заштитне ужади (OPGW), систем усмерених радио-веза који служе као резерва за оптички пренос података, док се систем ВФ веза, као скуп и нерентабилан, даље неће развијати. Даље је описан план реконструкције комутационо-телефонског система и потпуни прелазак на IP технологију. Посебно потпоглавље описује унапређење и одржавање техничког система управљања који је у ери информационог тенологија постао окосница за ефикасно обављање примарних делатности EMC АД (управљање електроенергетским системом, пренос као и рад тржишта електричне енергије). Подаци у реалном времену, чији су извор SCADA/EMS системи ТСУ, представљају кључни извор података за многе пројекте од значаја EMC АД.

Поглавље 12 рефлектује промене које су се у последњих неколико година одиграле у Републици Србији у области оснивања и развоја тржишта електричне енергије. Тржиште електричне енергије на свим нивоима (националном, регионалном, и на европском), утиче на развој преносне мреже и на начин рада оператора преносног система. То се огледа кроз низ процеса, од раздвајања тарифе за приступ преносном и дистрибутивном систему, преко прорачуна преносних капацитета за транзите енергије до увођење концепта балансне одговорности и обрачуна одступања балансних група. Описана је и улога организованог тржишта електричне енергије и оснивање берзе (SEEPEX). У наставку су описане уредбе ЕУ којима се дефинишу европска мрежна правила и кључне активности које ће проистећи из примене тих уредби и њиховог увођења у домаће законодавство, као и њихов утицај на ЕМС АД.

На крају овог Плана развоја 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 једним делом лежи у специфичним експлоатационим условима, који се, с једне стране, огледају у све већем порасту потрошње, а са друге стране су обавезе оператора преносног система да тај пораст буде праћен одговарајућим проширењем преносних капацитета. При томе је све израженији отпор јавног мњења према изградњи нових инфраструктурних објеката, док су законски и еколошки услови који морају бити испуњени све строжи. Другим делом, 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 нови Закон о енергетици крајем 2014. године [23], 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.

Одлуком Владе Републике Србије о оснивању Јавног предузећа за пренос електричне енергије и управљање преносним системом¹ основано је Јавно Предузеће „Електромержа 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. Почетком августа 2017. године ЕМС АД је на основу Одлуке² Савета Агенције за енергетику Републике Србије сертификован као оператор преносног система електричне енергије. У процесу доношења Одлуке,

¹ Службени гласник РС бр. 12/2005

² Одлука се налази на интернет адреси: http://aers.rs/Files/Odluke/Sertifikati/2017-08-04_Odluka_AERS_SERT_EMS.pdf (задњи пут приступљено 10.9.2019.)

Агенција је, у складу са Законом о енергетици, прибавила мишљење Секретаријата Енергетске заједнице³.

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 такође и пројекте повезивања преносног и дистрибутивног система, као и пројекте прикључења објеката на преносни систем Републике Србије, чиме се омогућава пласирање свих количина произведене електричне енергије и њен поуздан и ефикасан пренос до купаца, односно крајњих потрошача.

Дугорочна стратегија развоја преносног система предвиђа постепену замену мреже 220 kV како буде истицао животни век далековода на овом 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 и могуће.

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 Румунијом, Црном Гором, БиХ, Хрватском и Бугарском, осигурава висок ниво сигурности напајања електричном енергијом 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 смеру токова снага од истока према западу и од севера ка југу.

1.2 ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ

Преносни системи држава у региону ЈИЕ су, у поређењу са осталим ENTSO-E регионима, међусобно слабије повезани, при чему се као доминантни смерови преноса енергије кроз регион могу издвојити токови од истока ка западу и од севера према југу. При томе, производња из термоелектрана (са значајним делом јединица на лигнит) има највеће учешће у укупном генерисању енергије у систему Србије. Такође постоји и значајан хидро капацитет док обновљиви извори бележе спорију интеграцију у односу на остатак Европе. Међутим, последњих година се уочава значајан раст нових инсталисаних капацитета у обновљивим изворима у Румунији и Бугарској. До краја 2018, у Србији је на преносну мрежу прикључено око 300 MW производног капацитета у ветру, са тенденцијом даљег раста у наредним годинама. Планирани пројекти у преносној

³ Одлука Агенције и мишљење Секретаријата енергетске заједнице објављени су у Сл. гласнику РС, број 76/17, од 9. августа 2017. године.

мрежи региона ЈИЕ (нови објекти и реконструкција постојећих објеката) током наредне деценије имају за циљ повећање сигурности снабдевања, подршку интеграцији обновљивих извора, повезивање тржишта електричне енергије у региону, као и јачање интерконективних веза између преносних система и повећање расположивих преносних капацитета.

Анализе спроведене у оквиру израде Десетогодишњег пан-европског плана развоја, односно Регионалних инвестиционих планова (тржишне и мрежне студије), показале су следеће:

- 1) У анализираним сценаријима за TYNDP 2018 може се закључити да ће оптерећење преносне мреже региона ЈИЕ, између осталог, зависити од баланса Турске, то јест, од количине електричне енергије која би се, у одговарајућим сатима, увозила у регион ЈИЕ из преносног система Турске или из њега извозила у преносни систем Турске. Анализе показују, да у неким критичним режимима, преносни капацитети у региону чији се улазак у погон, према TYNDP 2018, очекује до 2030. године неће бити довољни да омогуће сигуран и поуздан пренос електричне енергије од истока ка западу региона. Резултати тржишних и мрежних анализа су показали потребу за **новим интерконективним капацитетима на нашим границама**. Важно је напоменути да у овим анализама није узето у обзир потенцијално повезивање електроенергетских система Украјине и Молдавије на преносни систем континенталне Европе.
- 2) Због високог удела производње електричне енергије из термоелектрана у укупној производњи, подручје је осетљиво на цене емисије CO₂.
- 3) Доминантни правци протока енергије (од истока ка западу и од севера према југу), још увек постоје у 2024. као и у 2029. години, али умногоме зависе од посматраног сценарија развоја ЕЕС на тлу Европе као и развоја великих суседних система, пре свега Турске и Украјине.
- 4) Интеграција са тржиштем електричне енергије Западне Европе (пре свега Италијом) је идентификована као један од кључних покретача за развој преносног система у региону.
- 5) Због структуре мреже и јаке повезаности енергетских токова, блиска и ефикасна координација између оператора преносних система је потребна не само у планирању, већ и изградњи како би се постигло благовремено пуштање у погон потребних елемената система.

Горе набројани закључци показују да реализација планираних пројеката у преносном систему Републике Србије има значајан утицај на повећање преносних капацитета у регионалној преносној мрежи, на сигурност снабдевања и олакшавања даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи, као и позиционирање домаћих производних капацитета на отвореном, регионалном, односно европском тржишту електричне енергије.

Међутим, реализација планираних пројеката не остварује се предвиђеном динамиком, због недостатка финансијских средстава. Како би се земљама чланицама Енергетске Заједнице олакшао приступ европским фондовима и идентификовали значајни

пројекти, Регулативом 347/2013 Европске Комисије, дефинисана је PЕCИ листа пројеката. Ова листа садржи пројекте од интереса за Енергетску Заједницу и ажурира се на сваке две године.

На PЕCИ листи за 2018. годину се поново нашао пројекат „Трансбалкански коридор“ (у оквиру кога се налази и секција у Црној Гори).

Тренутно је у изради TYNDP 2020, а наредни регионални инвестициони план (RgIP) би требало да почне са израдом током 2020. године.

1.3 ПАН-ЕВРОПСКИ ДЕСЕТОГОДИШЊИ ПЛАН РАЗВОЈА И РЕГИОНАЛНИ ИНВЕСТИЦИОНИ ПЛАН

Циљеви европског десетогодишњег плана развоја јесу 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. Такође, документ указује на важне инвестиције у европску преносну мрежу у циљу постизања циљева енергетске политике, зацртаних у регулативама и директивама ЕУ.

Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже (TYNDP), регионални инвестициони планови (RgIP) и статистички извештаји везани за остварене и прогнозиране адекватности производних и преносних капацитета, заједно чине скуп докумената који прате остваривање циљева ЕУ кроз испуњавање захтева дефинисаних одговарајућим члановима Регулative 714/2009.

TYNDP 2018, објављен у децембру 2018. године, садржи пројекат Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије (прва и друга фаза), који је прошао одговарајућу мрежну и тржишну евалуацију прорачуна бенефита сходно ENTSO-E CBA методологији [7]. Поред овог пројекта, у TYNDP 2018 се налазе и два пројекта везана за другу фазу Трансбалканског коридора. У питању су пројекти [North CSE Corridor](#) и [Central Balkan Corridor](#). Више о овим пројектима може се наћи у Потпоглављу 10.9.

Коначно у оквиру TYNDP 2018 се налази и пројекат новог интерконективног далековода између [Србије и Хрватске \(ТС Сомбор 3 – ТС Ернестиново\)](#), који ће бити детаљније анализиран у наредном европском плану развоја (TYNDP 2020).

Регионални инвестициони план се бави проблемима и потребама преносне мреже на регионалном нивоу. Заснива се на резултатима европске студије тржишта и регионалним мрежним студијама. У њему је представљена тренутна ситуација у региону, а такође и будући изазови који се појављују у региону, узимајући у обзир различите сценарије развоја (дефинисане у Потпоглављу 1.4).

У регионалном плану су приказани сви релевантни регионални пројекти са листе пројеката које су пријавили ОПС-ови у процесу израде TYNDP и описују како ће ови пројекти решити будуће проблеме показујући резултате анализа по посматраним границама.

Анализе регионалне осетљивости и друге расположиве студије укључују се у регионални инвестициони план како би осликале услове који су посебно важни за регион ЈИЕ. У регионалном инвестиционом плану су такође сагледани проблеми у вези оперативног управљања регионалним преносним системом.

1.4 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА

Нови европски десетогодишњи план развоја преносне мреже (Ten Year Network Development Plan 2020 – TYNDP 2020), за који је задужено удружење европских оператора за пренос електричне енергије (ENTSO-E), налази се у фази припреме за отпочињање процеса израде мрежних и тржишних модела на којима ће се спровести анализе. Као и за прошли европски план развоја, ENTSO-E и удружење европских оператора за пренос гаса (ENTSO-G) удружили су напоре како би сачинили скуп сценарија који ће омогућити доношење одлука о европској енергетици на основу усаглашених анализа ова два сектора [25].

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
- укључе међусекторске технологије

Ово је важна промена у односу на претходне десетогодишње планове развоја, с обзиром на то да и на сектор гаса и на сектор електричне енергије утиче иста транзиција ка декарбонизацији, а и узевши у обзир чињеницу да развој у једном сектору може утицати на други.

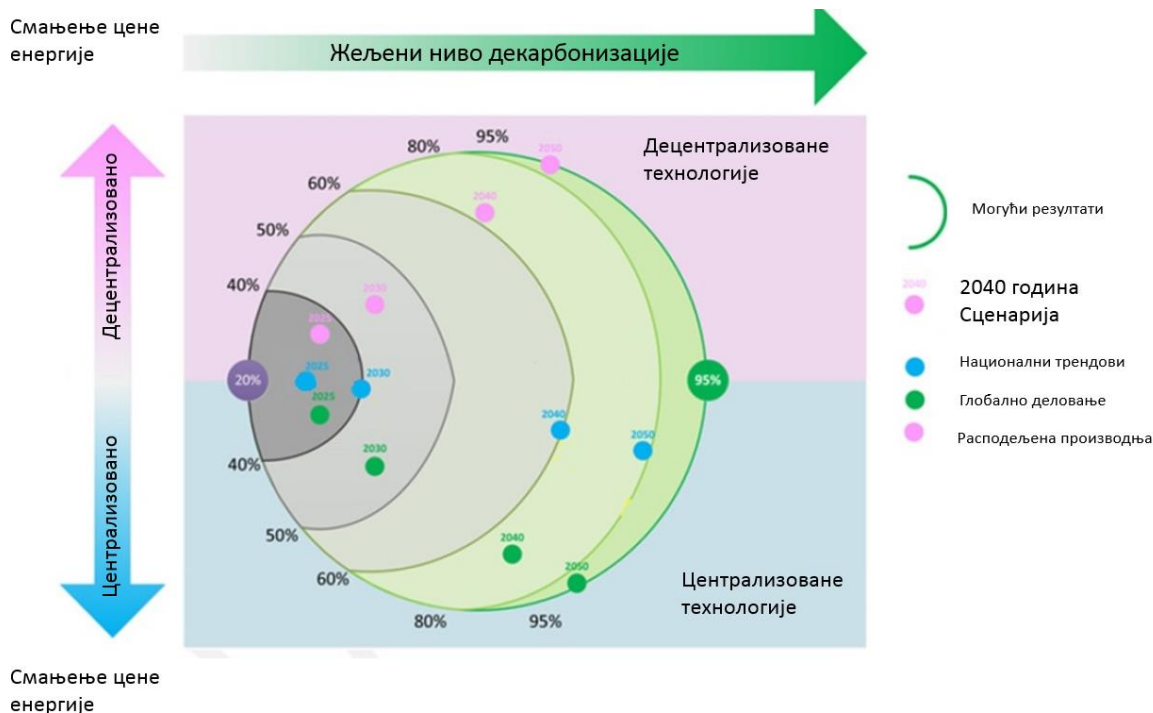
Приликом израде европског десетогодишњег плана развоја, у разматрање је, за 2025. годину, узет следећи сценарио (*Scenario Building 2020*):

- Национални трендови (*National trends*)

Са друге стране, за 2030. и 2040. годину, сагледавају се следећи сценарији:

- Национални трендови (*National trends*)
- Глобално деловање (*Global ambition*)
- Расподељена производња (*Distributed energy*)

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



Сл. 1.1: Оквир за формирање сценарија за нови TYNDP 2020.

За године 2030 и 2040, планом TYNDP 2020 сагледавају се следећа три сценарија:

- **Национални трендови** – сценарио који треба да одражава минимум циљева постављених у оквиру националног Плана развоја, а у складу са *Clean Energy Package*. Сценарио „Национални трендови“ се заснива на нешто споријем, али стабилном развоју, у складу са могућностима оператора преносних система.
- **Глобално деловање** – сценарио који представља глобални напор за остваривање декарбонизације у што краћем периоду. Нагласак је на масовном коришћењу обновљивих извора. Грејање стамбених и комерцијалних четврти постаје све више електрификовано, што води сталном паду потражње за гасом. Декарбонизација транспорта се постиже путем увођења већег броја електричних возила и возила на гас. Мере енергетске ефикасности утичу на све секторе. Овим сценариом се, у највећој мери, предвиђа употреба обновљивих гасова (нпр. етанола, метанола и водоника).
- **Расподељена производња** – сценарио који поставља „протрошаче“⁴ у центар. Овај сценарио представља децентрализован развој са фокусом на технологије крајњих корисника. „Паметна технологија“ и уређаји са две врсте горива, као што су хибридне топлотне пумпе, омогућавају потрошачима да бирају енергенте у зависности од тржишних услова. Електрична возила ће, на пример, имати највећи потенцијал ако су соларне ћелије и батерије инсталиране код крајњих

⁴ енглеска реч „prosumer“ – producer and consumer нема одговарајући превод у српском језику, па се у овом документу преводи као „протрошач“. Реч „протрошач“ означава ентитет који троши електричну енергију, али истовремено има и могућност њене производње и пласирања у електроенергетски систем.

корисника. Овакав сценарио развоја подразумева висок проценат потрошње расположиве за управљање.

Основне карактеристике наведених сценарија могу се видети у табели приказаној у оквиру Сл. 1.2, у којој одговарајући симболи имају следеће значење:

- + , ++ , +++ благи, умерени и изражени раст, респективно
- стагнација
- , - - , - - - слабо, умерено и изражено смањење, респективно

Сценарио		Национални трендови	Глобално деловање	Расподељена производња
Категорија	Врста			
Примарна енергија	Угаљ	---	---	---
	Нафта	--	---	---
	Нуклеарна енергија	--	--	---
	Хидро	o	o	o
	Геотермална	o	+	++
	Биомаса	+	+++	++
	Увезени Зелени Гас	++	+++	+
	Природни Гас	-	--	--
	Ветар на копну	++	+++	+++
	Ветар на мору	++	+++	++
	Соларна	++	++	+++
	Увезено Зелено Течно Гориво	+	+	+
	Топлотна потрошња на високој температури	Укупна потрошња	o	-
Потрошња електричне енергије		+	+	++
Потрошња гаса		+	++	o
Топлотна потрошња на ниској температури	Укупна потрошња	-	--	--
	Потрошња електричне енергије	+	++	+++
	Потрошња гаса	-	-	--
Транспорт	Укупна потрошња	-	--	--
	Потрошња електричне енергије	+	++	+++
	Потрошња гаса	+	++	+
Енергија и светлост	Потрошња електричне енергије	o	-	-

Сл. 1.2: Расподела енергије кроз сценарије за нови TYNDP 2020

Треба напоменути да је, приликом израде TYNDP 2020, првобитно било разматрано пет сценарија (поред сценарија Национални трендови, Глобално деловање и Расподељена производња, у разматрању су били и сценарио Европски фокус, као и Закасна инфраструктура), након чега су, почетком 2019. године, одабрана три наведена сценарија која ће се детаљно анализирати.

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 и бр. 95/2018)
- 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 и 37/2019)
- Правила о раду преносног система („Службени гласник РС“ бр. 114/2017)
- Стратегију развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године („Службени гласник РС“ бр. 101/2015)
- Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије (НАПОИЕ), 2013. година.

Закон о енергетици је подржан подзаконским актима која ближе разрађују и спроводе правни оквир дефинисан самим Законом о енергетици. Ови подзаконски акти су:

- 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)
- Енергетски биланс Републике Србије

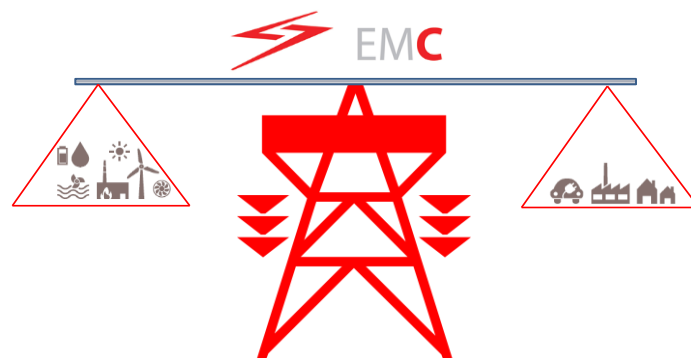
У складу са Стратегијом развоја енергетике и Програмом остваривања Стратегије, Влада доноси и националне акционе планове којима се ближе утврђују развојни циљеви и мере за њихово остваривање.

Законом о енергетици (члан 109) је уређено да Оператор преносног система електричне енергије сваке 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:

- укаже учесницима на тржишту на потребе за изградњом и реконструкцијом најважније инфраструктуре преносног система коју треба изградити или унапредити у наредних десет година,
- садржи све инвестиције за које је донета одлука о реализацији и које су у току, као и инвестиције које ће се реализовати у периоду од наредне три године,
- одреди рокове за реализацију свих инвестиционих пројеката.

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 европским тржиштем.



Сл. 2.1: Балансирање потреба производње и потрошње помоћу преносне мреже
Оператор преносног система је у обавези да сваке године поднесе АЕРС на сагласност
План развоја базиран на прогнозираној производњи и потрошњи електричне енергије и

результатима саветовања са свим заинтересованим странама и усаглашен са планираним развојем дистрибутивне мреже.

Неопходно је нагласити да постоји велика неизвесност улазних параметара на основу којих се сагледава перспектива, а који зависе од великог броја чинилаца, између осталог цене енергената, промене нивоа потрошње и производње, ситуације на унутрашњем и регионалном тржишту електричне енергије, што су све саставни делови сценарија који су у изради овог плана разматрани. Стога је и извесност реализације планираних инвестиција највећа у првој години која се сагледава Планом развоја.

Правила о раду преносног система, по питању планирања развоја, прецизирају:

- сврху планирања развоја
- техничке критеријуме
- принципе израде Плана развоја
- неопходне подлоге и податке
- структуру Плана развоја
- садржај Плана развоја.

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 сви предуслови за поуздан, сигуран и стабилан рад целокупног електроенергетског система. Развој преносног система мора бити благовремен и усклађен са развојем производних и дистрибутивних система, те потребама купаца чији су објекти директно прикључени на преносни систем.

Приликом планирања развоја преносног система, води се рачуна да, у сваком од предвиђених перспективних стања, систем мора да задовољи одговарајуће критеријуме прописане Правилима о раду преносног система. Првенствено пажња се посвећује да не долази до преоптерећивања елемената преносног система чак ни при најкритичнијим условима рада, затим одржавању напона у систему у дозвољеним границама, осигуравању испуњења критеријума поузданости снабдевања корисника електричном енергијом, ограничавању вредности струја кратких спојева у циљу избегавања потенцијалних хаварија и последичних оштећења опреме, као и постизања потребног нивоа стабилности рада преносног система. Стога је сваком од ових критеријума посвећен посебан одељак у оквиру Д.6, у коме су детаљно изложени резултати анализа спроведених у склопу израде овог Плана развоја.

Планирањем развоја преносног система треба да се омогући што флексибилнији рад производних капацитета, задовољи размена електричне енергије на тржишту електричне енергије и задовољи потрошња свих корисника преносног система. Остали детаљи који нису експлицитно дефинисани Правилима о раду преносног система специфицирани су у интерном документу ЕМС АД, „Процедура планирања развоја преносног система“ [2] (у даљем тексту Процедура).

Процедура уређује поступке, надлежности и одговорности организационих делова ЕМС АД на пословима планирања развоја преносног система Републике Србије, односно израде, доношења и објављивања Плана развоја тако да се обезбеди да развој

преносног система буде у сагласности са развојем производних и дистрибутивних система, потребама купаца чији су објекти директно прикључени на преносни систем као и са одговарајућим европским планом развоја (TYNDP) и регионалним инвестиционим планом, а да се истовремено у преносу обезбеди одржива техничко-технолошка подршка за поуздан, сигуран и стабилан рад целокупног електроенергетског система Србије, према законској регулативи и интерним актима.

Полазећи од националног правно-регулаторног оквира и гледишта одрживе енергетике и енергетске безбедности Републике Србије, може се рећи да је План развоја стратешки документ ЕМС АД помоћу кога се на промишљени начин врши приоритизација улагања у инфраструктуру за пренос енергије, чиме се обезбеђује сигуран и поуздан пренос електричне енергије до свих корисника преносног система и равномеран развој свих делова мреже. Тиме се не испуњава само мисија ЕМС АД, него се остварују и највиши национални интереси Републике Србије.

2.1 УРЕЂИВАЊЕ ОДНОСА ИЗМЕЂУ ОПС И ОДС

Према члану 125 Закона о енергетици Републике Србије међусобно повезивање енергетских објеката за пренос и дистрибуцију електричне енергије врши се на основу уговора, којим се уређују међусобна права и обавезе између ОПС и ОДС, у случајевима повезивања новог објекта или у случају измена у самом објекту, које не одговарају раније датим техничким условима, а све у складу са Правилима о раду преносног система и Правилима о раду дистрибутивног система. Како је наведеним уговором предвиђена израда Студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система, у оквирној динамици везаној за реализацију пројеката повезивања неопходно је предвидети одговарајуће време потребно за израду поменутих Студија, без којих није могуће, према Закону о енергетици, извршити сама повезивања. Такође истим Уговором предвиђен је и случај испитивања постројења трансформаторске станице или разводног постројења и проверу усаглашености са Правилима о раду дистрибутивног система и Правилима о раду преносног система.

Основни задатак Студије оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система представља избор најбољег могућег техничког решења и проналажење алтернативних решења за идентификоване проблеме у мрежи, посебно приликом одабира локације нових ТС 110/x kV. Препознато је да процес планирања градње нових ТС 110/x kV још у раној фази испитивања изводљивости, односно оправданости, мора бити вршен у билатералној сарадњи ОПС и ОДС. Ово се нарочито односи на избор оптималне локације који мора бити заснован на техноекономским анализама и анализама изводљивости. При томе, основни критеријум је исплативост за економију целокупног друштва.

3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА

3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ

Циљ ЕМС АД, као оператора преносног система, јесте да у складу са 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, тренд 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 економичност различитих развојних опција. На тај начин, развојне потребе се одређују дугорочном проценом:

- перформанси свих делова преносне мреже уважавајући важеће техничке стандарде
- економских показатеља који узимају у обзир трошкове и приходе сваке од изводљивих развојних опција.

При процени развојних опција које ће решити сагледане потребе у мрежи, тамо где је могуће ЕМС АД прво разматра ону опцију која би решила одједном неколико развојних потреба. Ако то није могуће, онда се за сваку од развојних потреба разрађује посебна опција.

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 само у оном обиму и на оним местима где друго решење није техно-економски оправдано.

При разматрању алтернативних решења, ЕМС АД анализира ефективност сваке опције за испуњење дугорочних развојних потреба. Тако у неким случајевима може бити исплативије изабрати пројекат са већим почетним инвестиционим улагањима, али који ће на дужем периоду имати боље перформансе и који ће за дуже време одложити потребу за будућим развојем. У случајевима када је неопходна реализација скупог развојног решења на дужем временском периоду, ЕМС АД дели пројекат у више фаза. 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 реализација пројекта Трансбалканског Коридора велика и комплексна инвестиција, његова изградња је предвиђена у фазама.

Треба напоменути да се свака развојна опција анализира и са аспекта будућег управљања мрежом.

3.2 КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

У нормалном раду система, радни режими морају испуњавати услове дефинисане у Правилима о раду преносног система. Потреба за развојем неког дела мреже се јавља када сагледавање будућих услова у мрежи (нпр. у наредних 10 година) укаже на то да може доћи до нарушавања појединих 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 наведених критеријума када нема поремећаја, као и после испада било ког вода, трансформатора или генератора. Ово такође важи за време ремонта било ког вода, трансформатора или генератора.

Када се утврди нарушавање критеријума и/или стандарда, разматра се широка лепеза услова при избору стратегије за појачање мреже. Циљ је да се направе планови развоја и инвестициони планови који ће испунити захтеве на ефикасан и економичан начин, уз уважавање техничких критеријума.

Услови рада система и поремећаји у мрежи се обично испитују за три карактеристична радна режима: зимски максимум, летњи максимум и летњи минимум. Зимски максимум представља прогнозирано максимално годишње оптерећење. Летњи максимум, који се односи на просечни максимум потрошње радним данима од марта до септембра, нижи је од зимског максимума за око 33%. 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 виших температура, максимално дозвољено оптерећење водова мање него зими. Коначно, искључења због ремонта, која се обично обављају у периоду од марта до октобра, могу такође смањити пропусну моћ мреже. Летњи минимум представља режим апсолутног годишњег минимума, који се обично јавља у мају или јуну и он типично износи 30 до 40% од годишњег вршног оптерећења. Анализа летњег минимума обухвата режиме са ниским оптерећењем и одговарајућом ниском производњом, критичне са аспекта могућности појаве превисоких напона на сабирницама постројења.

Поред техно-економских захтева које мора испунити, свака развојна опција такође мора бити одржива и прихваћена од стране шире јавности. У складу са тиме, изабрана развојна опција мора да има минималан утицај на животну средину, што такође олакшава прихватање новог инфраструктурног објекта од стране шире јавности и надлежних установа.

Коначни, али и најважнији захтев је онај који се тиче безбедног рада објеката, како за запослене ЕМС АД, тако и за извођаче радова током изградње и одржавања, али и за ширу јавност.

Развој преносне мреже и могућности које она може пружати разним корисницима остварује се у сарадњи са оператором дистрибутивног система, чиме се излази у сусрет потребама корисника мреже, а истовремено се уважавају експлоатациона ограничења система.

На основу свега наведеног, на Сл. 3.1 су симболички показани најважнији критеријуми које најповољнија развојна опција мора да испуњава:



Сл. 3.1: Најважнији критеријуми за избор развојне опције

3.3 ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА МРЕЖЕ

Процес планирања развоја преносне мреже је динамичке природе, јер захтеви за услугама преносног система непрестано еволуирају. План развоја сагледава развојне потребе у одређеном тренутку током овог процеса, који се може представити следећим корацима:

1. **Ажурирање података:** Процес планирања почиње прегледом и ажурирањем података о мрежи и корисницима, чиме се дефинише модел мреже.
2. **Сагледавање будућих услова:** Преглед и предвиђање главних покретача за разматрање развојних потреба, као што су побољшање сигурности напајања, раст потрошње, поузданост, прикључење нових електрана, повећање ефикасности и/или старење инфраструктуре. Ове пројекције се уносе у модел будуће мреже, уважавајући сценарије који се међусобно знатно разликују.
3. **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 транзита, гашење 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.

4. **Обрада захтева за прикључење/повезивање на систем:** Обрађује се сваки захтев за прикључење производње или потрошње на преносни систем или повезивање дела дистрибутивне мреже на систем и анализира се стање мреже и потреба за њеним евентуалним појачањем.
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 развојних опција:** Уколико се за исту потребу идентификује већи број варијантних развојних опција, за сваку од њих се врши процена да ли задовољава критеријуме наведене у претходном поглављу.
7. **Избор оптималног развојног пројекта:** У случајевима када постоји више од једне изводљиве опције, неопходно је изабрати оптимално решење. Ово обухвата разматрање више чинилаца:
 - усаглашеност са техничким планским критеријумима (стандарди, Правила о раду преносног система, итд.)
 - испуњење циљева дефинисаних Стратегијом развоја енергетике и Програмом остваривања Стратегије
 - утицај на животну средину и на друштво у целини
 - економичност алтернативних развојних опција
 - потребно време за реализацију пројекта
 - утицај загушења у преносном систему на могућност пласмана енергије из производних капацитета
 - робусност која ће уважити алтернативне будуће потребе
 - утицај на управљање, заштиту и одржавање преносне мреже
 - координација са захтевима ОДС
 - утицај алтернативних развојних планова на дистрибутивне трошкове

Изазов за ЕМС АД је да пронађе робусна решења која ће пружати највећу дугорочну корист свим корисницима мреже, узимајући у обзир горенаведене факторе 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.

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 препозант 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.

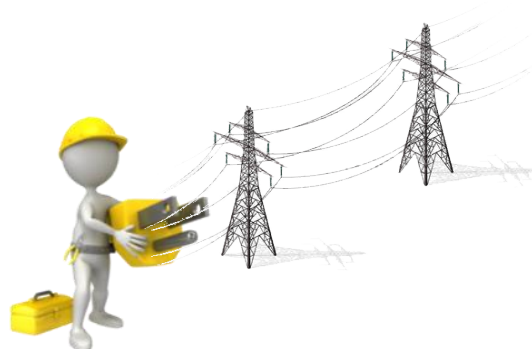
Све групе аспеката и утицаја односе се на три кључне фазе рада: фазу планирања, фазу градње/реконструкције и фазу експлоатације.



фаза планирања



фаза градње



фаза експлоатације

Сл. 3.2: Заштита животне средине у свим фазама реализације пројекта

У ЕМС АД су успостављени дугорочни мерљиви циљеви заштите животне средине са пратећим програмом побољшања у коме су дефинисане кључне активности, носиоци тих активности, рокови за достизање, средства, контролне тачке и мерљиви докази.

Резултати су праћени кроз показатеље учинка преиспитиваним на годишњем нивоу и датим у Годишњем извештају о стању животне средине.

Програм побољшања се реализује током једне или више година у зависности од обима и сложености посла.

Сви развојни пројекти ЕМС АД, по Закону о процени утицаја на животну средину морају имати израђену Студију о процени утицаја на животну средину. У преносном систему ЕМС АД, утицај на животну средину може потицати од далековода и трансформаторских станица (укључујући овде и разводна постројења). Што се тиче далековода, утицај на животну средину се може углавном свести на електромагнетно зрачење, буку и визуелни ефекат. Код трансформаторских станица, поред наведеног, као главни проблем се јавља још и могућност загађења земљишта и еко-система услед цурења минералног изолационог уља из енергетских трансформатора и високонапонске опреме. Код прекидача снаге са SF₆ гасом (SF₆ гас је један од шест гасова који изазивају ефекат стаклене баште), током рада или сервисирања може доћи до испуштања гаса у атмосферу.

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, смањење и отклањање штетних утицаја на животну средину и здравље људи.

Одрживи развој укључује и „одрживо управљање отпадом“, које подразумева поновно искоришћење отпада чиме се директно утиче на смањење ангажовања природних необновљивих ресурса, који се тако чувају за будуће генерације.

У фази градње/реконструкције и фази експлоатације однос између заштите животне средине и управљања отпадом дефинисан је на принципу управљања отпадом на начин који представља најмањи ризик по животну средину. Посебан споразум са извођачем радова: „Споразум о БЗР и ЗЖС“ предвиђа услове везане за заштиту животне средине које је извођач радова дужан да поштује. Нарочито се ово односи на места која су одређена за складиштење демонтиране опреме и отпада, а посебно опасног отпада, при чему врше и редовне контроле стања на градилишту.

Као власник отпада ЕМС АД је сходно одредбама члана 26 Закона о управљању отпадом одговоран за његово правилно разврставање, привремено складиштење, вођење прописане евиденције, испитивање отпада у случајевима продаје/збрињавања отпада овлашћеним оператерима који имају дозволе за сакупљање, превоз, и/или третман, односно одлагање отпада одређеног индексног броја. Управљање отпадом врши се сходно Плану управљања отпадом у ЕМС АД, процедурама и упутствима ISO 14001-2015.

У фази експлоатације ЕЕ објеката врше се редовне интерне и екстерне контроле и мерења значајних индикатора животне средине: мерење нејонизујућег зрачења, мерење буке, мерење нивоа загађености садржаја уљних јама и каменог агрегата, као и контрола квалитета земљишта на трансформаторским станицама, инвентар и контрола SF₆ гаса, стање опасних материја са аспекта заштите животне средине.



Сл. 3.3: Механизам за обезбеђивање одрживог развоја и очување животне средине

Стратешки правци унапређења и развоја у заштите животне средине су:

- Контрола и мерење стања параметара животне средине: мерење нивоа нејонизујућег зрачења, буке, загађености воде, земљишта и ваздуха, збрињавање отпада и опасних материја кроз активности на њиховом сталном унапређењу и побољшању.
- Биодиверзитет - очување заштићених врста птица и биљака у сарадњи са заинтересованим странама;
- Амбијентално уклапање ЕЕ објеката пошумљавањем, позитиван утицај на климатске промене;
- Регионално повезивање кроз еколошке пројекте, едукације и стручна усавршавања у областима екологије и енергетске ефикасности ;
- Управљање отпадом – изградња савремених типских локација за привремено складиштење отпада и унапређење превенције и планирања отпада
- Управљање опасним материјама (изолационим уљима) – изградња савременог уљног газдинства у и резервног уљног газдинства
- Изградња нових „еколошких“ уљних јама или реконструкција постојећих
- Увођење нових информационих технологија - ГИС у сврху праћења параметара ЖС
- Примена нових техничко-технолошких решења у области преносног система – пилот пројекти
- Активно учешће у усклађивању законских прописа

- Израда студија, елабората у области заштите животне средине
- Пројекти енергетске ефикасности
- Унапређење процеса издавања и администрација гаранција порекла за електричну енергију у тржишној области Србије у складу са ЕУ прописима - процес прикључења AIB (*Association of Issuing Bodies*).

Један о стратешких циљева EMC АД је „Ефикасније управљање минералним изолационим уљима у свим процесима“.

Како контрола изливања уља из високонапонске опреме у трансформаторским станицама представља значајну активност за поуздан и еколошки одржив рад преносног система, изградња нових уљних јама и реконструкција постојећих представља један од стратешких циљева инвестиционих улагања.

Изградњом савременог уљног газдинства смањиће се негативан утицај на животну средину приликом обраде, транспорта и манипулације, побољшаће се контрола пријема, складиштења и употребе минералног уља, унапредиће се вођење евиденције о количинама без стварања залиха, оптимално управљање минералним уљима са аспекта испитивања, обраде и коришћења, обезбеђује се једноставнији приступ и контрола локација, објеката и документације, смањен сваки неоправдани ризик за безбедност и здравље радника, квалитетнија и боља заштита од пожара.

За уљно газдинство у Србобрану је изходована грађевинска дозвола и прибављена Сагласност на студију о процени утицаја на животну средину у току 2018.

У периоду од 2018. до 2025. године, пројекције улагања у област заштите животне средине су такве да ће се инвестиционо и оперативно улагање повећати између 30-50% у односу на годишњи просек у претходном сагледаваном периоду (2013-2017). Томе ће допринети значајна инвестициона улагања у реконструкције постојећих и изградњу нових еколошких уљних јама, магацинских простора за смештај опасних материја и отпада као и изградња централног уљног газдинства.

Највише нових помака је предвиђено кроз пројекте очувања биодиверзитета и заштите природних ресурса укључивањем у пројекте на нивоу међусекторских стратегија, смањењу негативног утицај на климатске промене, сталног побољшања енергетске ефикасности, обележавања коридора ВНВ ради спречавања електрокуција или колизија птица, амбијенталног уклапање ЕЕ објеката, подизања нивоа сарадње са државним институцијама, стручним и научним организацијама (институтима и факултетима), рада на усаглашавању са новом законском регулативом.

3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ

EMC АД је у власништву Републике Србије и његово деловање је јавно и транспарентно. У интересу EMC 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 EMC АД и са користима које развој EMC 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 ће путем средстава јавног информисања обавештавати јавност о битним фазама реализације пројеката и бенефитима за електроенергетски систем и ширу друштвену заједницу, проистеклим из ових пројеката.

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

4.1 ЕКСПЛОАТАЦИОНО СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ ОПРЕМЕ

Капацитете за пренос електричне енергије од произвођача до потрошача, односно за потребе прекограничне размене, обезбеђују високонапонски водови (далеководи и каблови) и трансформаторске станице напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У следећим табелама дати су прегледи капацитета далековода и капацитета постројења ЕМС АД на дан 31.12.2018. године, као и поређење са претходним годинама.

Таб. 4.1: Високонапонски водови у власништву ЕМС АД на дан 31.12.2018.

Далеководи ЕМС АД		31.12.2018.	Разлика 2018-2017	2017	2016	2015	2014
400 kV	Број далековода	37	1	36	34	34	33
	Дужина далековода (km)	1787,69	21,63	1766,06	1629,4	1.630,04	1.613,72
220 kV	Број далековода	47	1	46	46	46	48
	Дужина далековода (km)	1847,68	3,09	1844,59	1844,59	1.845,51	1.884,47
110 kV	Број далековода	367	9	358	359	353	341
	Дужина далековода (km)	5899,41	94,18	5805,23	5821,29	5.785,78	5.641,47
110 kV	Број каблова	9	9	0	0	0	0
	Дужина каблова (km)	36,58	36,58	0	0	0	0
<110 kV	Број далековода	10	0	11	11	12	12
	Дужина далековода (km)	220,63	0	220,63	220,63	231,85	235,03
УКУПНО	Број високонапонских водова	470	11	459	450	445	434
	Дужина високонапонских водова (km)	9791,99	118,90	9673,09	9515,90	9.493,18	9.374,69
УКУПНО СА КиМ*	Број високонапонских водова	520	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Дужина високонапонских водова (km)	10846,99					

Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2018.

Постројења ЕМС АД		31.12.2018.	Разлика 2018-2017	2017	2016	2015	2014
400/x kV	Број постројења	19	1	18	18	18	17
	Број трансформатора	29	0	29	29	29	24
	Инсталисана снага (MVA)	9.450	0	9.450	9.450	9.450	7.850
220/x kV	Број постројења	15	1	14	14	14	14
	Број трансформатора	30	0	30	30	30	31
	Инсталисана снага (MVA)	5.631,5	0	5.631,5	5.431,5	5.331,5	5.481,5
110/x kV	Број постројења	7	1	6	6	6	6
	Број трансформатора	14	0	14	14	13	13
	Инсталисана снага (MVA)	659,5	+34,5	625	625	625	595
УКУПНО	Број постројења	41	3	38	38	38	37
	Број трансформатора	73	0	73	73	73	68
	Инсталисана снага (MVA)	15.741	+34,5	15.706,5	15.506,5	15.406,5	13.926,5
УКУПНО СА КиМ*	Број постројења	45	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Број трансформатора	85					
	Инсталисана снага (MVA)	17.324					

Разлике у дужини далеководне мреже на дан 31.12.2018. године у односу на 31.12.2017. године су следеће:

Регионални центар одржавања Београд – повећање у износу од 98,62 km (21,63 km 400 kV; 27,64 km 220 kV и 49,35 km 110 kV) због увођења ДВ 453 РП Дрмно – ТС Панчево 2 у ПРП Чибук, увођења ДВ 254 ТС Панчево 2 – ТС Зрењанин 2 у ПРП Ковачица, увођења ДВ 151/2 ТС Панчево 2 – ТС Алибунар у ПРП Алибунар, увођења ДВ 151/3 ТС Алибунар – ТС Вршац 1 у ПРП Кошава, увођења ДВ 104Б Чвор Београд 9 - ТС Стара Пазова у ТС Крњешевци, преузимања дела ДВ 254 ТС Панчево 2 – ТС Зрењанин 2 од Погона Нови Сад и услед преузимања ДВ 1118 ТС Пријепоље – ЕВП Бродарево од Инфраструктуре Железнице Србије;

Регионални центар одржавања Крушевац – повећање у износу од 13,32 km 110 kV због увођења ДВ 1127 ТС Краљево 1 – ТС Краљево 2 у ТС Краљево 6 као и извршене корекције података при миграцији у нову базу почетком 2018. године;

Регионални центар одржавања Нови Сад – повећање у износу од 13,32 km (-24,55 km 220 kV и 37,87 km 110 kV) настало услед предаје дела ДВ 220 kV бр. 254 ТС Панчево 2 – ТС Зрењанин 2 Погону Београд и преузимања следећих далековода 110 kV: ДВ 166/2 ТС Ср. Митровица 1 - ТС Ср. Митровица 2, ДВ 166/3 ТС Ср. Митровица 2 – Чвор Мартинци, ДВ 166/4 Чвор Мартинци – ЕВП Мартинци, ДВ 170/1 ТС Ср. Митровица 2 - ЕВП Мартинци, ДВ 170/2 ТС Ср. Митровица 1 - ТС Ср. Митровица 2 од Инфраструктуре Железнице Србије.

Мала промена капацитета постројења ЕМС АД у односу на 2017. годину је настала услед замене три трансформатора снага 20 MVA, 110/35 kV и то два у ТС Крушевац 1, приликом реконструкције ТС и један у ТС Пожега, новим трансформаторима истих карактеристика али веће снаге (31,5 MVA). У 2018. години није било других промена капацитета у постројењима ЕМС АД, а у погон су ушла три нова прикључна разводна постројења за ветроелектране и то ПРП 400 kV Чибук 1, ПРП 220 kV Ковачица и ПРП 110 kV Алибунар.

4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (КР/ ПАРАМЕТРИ)

У оквиру преносне делатности, за утврђени *SMART*⁵ циљ одржавања елемената преносне мреже, у интерној перспективи као индикатори процеса су препознати број трајних кварова на далеководима и у постројењима и њихово трајање. Показатељи се прате на сваком напонском нивоу и збирно. Извор информација су подаци о погонским догађајима. Периодичност прогнозирања је на годишњем нивоу. Циљне вредности, сваког параметра за наредни период се статистички прогнозирају као медијана остварених вредности параметара, добијених праћењем догађаја на елементима преносног система у периоду од 2010. до 2018. године, као што је графички приказано на Сл. 4.1, на којој се, поред мерених вредности за дефинисани период, могу видети и вредности које се за одабране параметре прогнозирају за 2019. годину. Такође, месечно

⁵ SMART – Specific, Measureable, Attainable, Relevant, Time-based (прецизно дефинисан, мерљив, достижан, битан, временски ограничен)

се прати остварење циљне вредности сваког параметра и прецизирају узроци битнијих одступања.

На смањење вредности ових параметара може да се утиче применом добрих пројектантских решења, употребом квалитетне опреме, унапређењем испитних метода и технологије рада као и редовним и квалитетним превентивним одржавањем.



Сл. 4.1: KPI параметри за ДВ и ТС у периоду од 2010. до 2018. године са прогнозом за 2019. годину

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

4.2.1 Кључни параметри система (KPI параметри) за далеководе у 2018. години

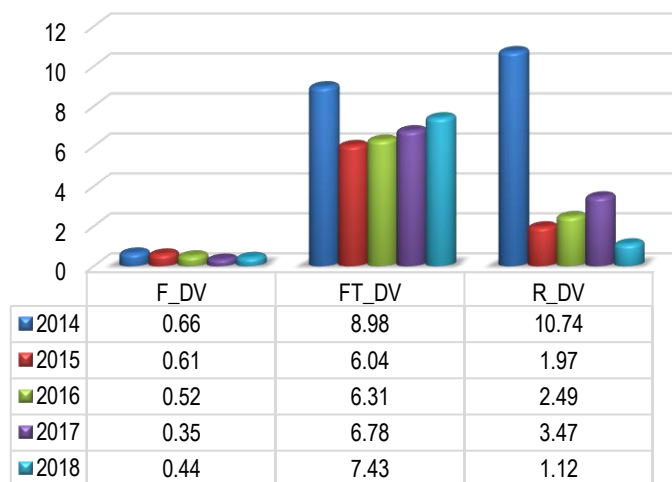
На далеководима 110, 220 и 400 kV су урађени скоро сви планирани ремонти (99,0% од планираних). Поред планских ремонта, урађени су и периодични прегледи са земље свих далековода. Треба нагласити да су 2018. године извршени сви планирани ремонти и прегледи далековода осим ДВ 1140/2 (ТС Беривојци – ТС Бујановац), због дела трасе уз копнену зону безбедности (минска поља) са КиМ и немогућности добијања сагласности за извођење радова, као и ДВ 425, ДВ 449А, ДВ 449Б, ДВ 101А/3, ДВ 101А/4, ДВ 101Б/4, ДВ 102А/1, ДВ 102Б/1, ДВ 1144А, ДВ 1144Б, ДВ1187А, ДВ 1187Б и ДВ 154/2 због недобијања енергетске сагласности.

Поред планираних ремонта, далеководне екипе су обавиле и низ ванредних радова (санација затега, исправљање деформисаних штапова, замене и санације проводника,

заштитне ужади, изолаторских ланаца) било у склопу ремонта, или посебног искључења.

У 2018. години је ремонтовано укупно 89,32% од укупне дужине свих далековада (без погона Обилић), и то по напонским нивоима: на ДВ 110 kV 91,53%, на ДВ 220 kV 97,56% и на ДВ 400 kV 72,88%, што је у збиру око 8722 km.

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад далековада, за период од 2014. до 2018. године.

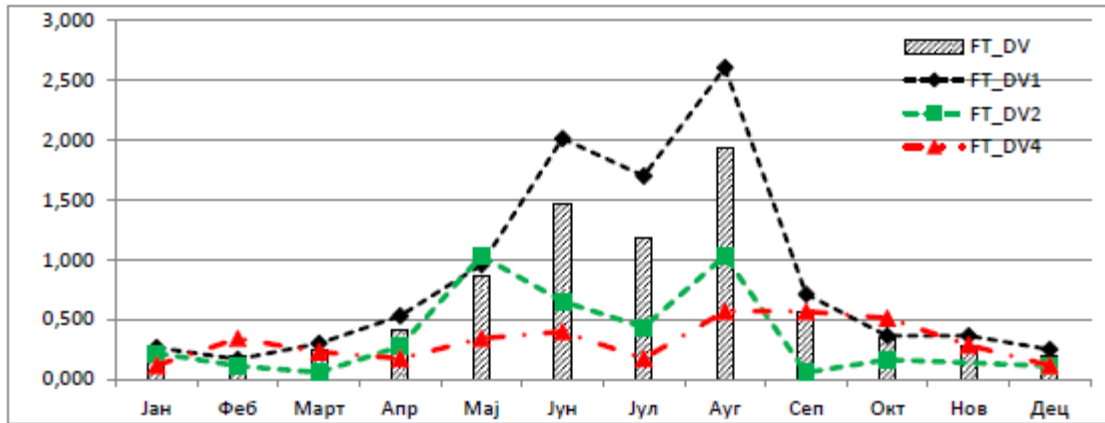


Сл. 4.2: Преглед расподеле *KPI* параметара за рад далековада по годинама

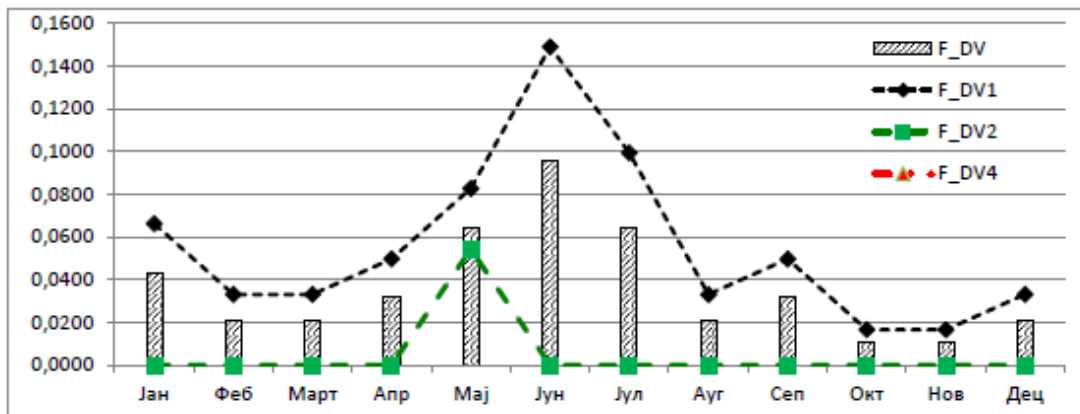
Напомена: F_DV -Учестаност трајних кварова далековада [1/100 km],
 FT_DV- Учестаност пролазних кварова далековада [1/100 km],
 R_DV- Трајање искључења далековада због испада [h/DV].

Са аспекта рада преносног система пожељно је да вредности *KPI* параметара буду што ниже. Са приказаног дијаграма се може уочити да је учестаност трајних и пролазних кварова у 2018. години била на нивоу ранијих година, ако се изузме 2014. година, која је имала екстреме као последицу временских непогода. Параметар из 2018. године који је повољнији је време трајања искључења ДВ због испада (R_DV).

На Сл. 4.3 и Сл. 4.4 дати су прикази учестаности пролазних, односно трајних кварова далековада по напонским нивоима у 2018. години.



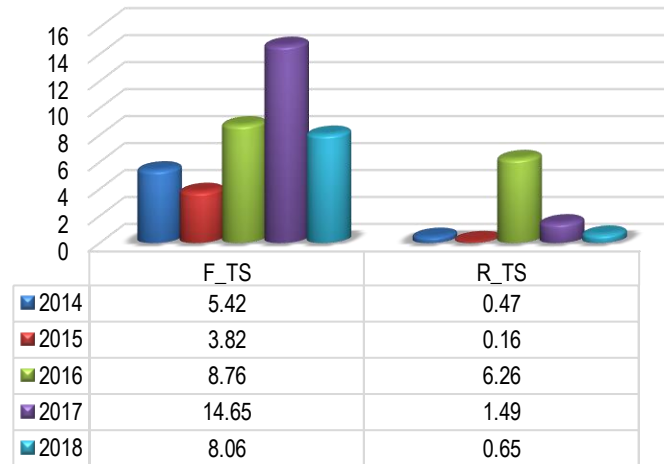
Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km]



Сл. 4.4: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km]

4.2.2 Кључни параметри система (*KPI* параметри) за постројења у 2018. години

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад постројења, за период од 2014. до 2018. 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)

Може се уочити да је већина параметара за постројења у 2018. години на нивоу просека претходних година или боља.

4.3 РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ

Реконструкције и адаптације елемената се изводе из различитих разлога, као што су, примера ради, старост водова, повећање преносних капацитета, повећање безбедности и поузданости, као и усклађивање са другим наменама и објектима у простору. Пројекти реконструкција и адаптација далековода и ВВП који се налазе у инвестиционој фази детаљно су наведени у додатку Д.2.1.2 и Д.2.1.3 за интерне пројекте оператора преносног система, односно додатку 0 за пројекте ОПС који се односе на повезивање објеката ОПС на објекте ОДС.

Током 2018. године је урађено увођење ДВ 110 kV бр.1127 у ТС Краљево 6 (Рибница) и завршене су активности на увођењу ДВ 110 kV бр.104Б у ТС Крњешевци. Уведени су ДВ 400 kV бр. 453 у ПРП Чибук, ДВ 220 kV бр. 254 у ПРП Ковачица, ДВ 110 kV бр. 151/2 у ПРП Алибунар и ДВ 110 kV бр.151/3 у ПРП Кошава. Завршене су адаптације ДВ бр. 133/2 ТС Бачка Топола 1 – ТС Бачка Топола 2 и бр. 133/3 ТС Бачка Топола 1 – ТС Суботица 3 током 2018. и почетком 2019. године.

У току су радови на следећим далеководима:

- ДВ 110 kV број 101АБ ТС Београд 3 – ТС Костолац: Од 2017. до 2019. године завршене су деонице А, Б, Ц, Д, Е и Ј. У току је обезбеђење услова за извођење радова на деоници И. Комплетан завршетак активности је планиран за 2020. годину.

- ДВ 110 kV број 106АБ ТС Ваљево 3 – ХЕ Зворник: У 2018. години је убрзаном реализацијом на захтев Владе Републике Србије извршено измештање дела трасе око индустријске зоне у Лозници (око 1,5 km). Такође, започети су и радови на деоницама Б, Г, Х (око 32,3 km). Комплетан завршетак активности је планиран за 2020. годину.
- ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште: Започети су земљани, бетонски и армирачки радови на изради темеља и анкера на војвођанској деоници трасе. У 2019. години планиран је и почетак монтаже конструкције. Завршетак радова је планиран до средине 2020. године.
- ДВ 401/1 ТС Београд 8 – РП Дрмно, увођење у ТС Смедерево 3: Започети су земљани, бетонски и армирачки радови као и производња конструкције и елекомонтажни радови. Завршетак радова је планиран до краја 2019. године.
- ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2: Реконструкција по траси 147/1 и 148/1- урађено је око 50% грађевинских радова до средине 2019. године. Завршетак радова је планиран до краја 2019. године.

У току су активности на измештању ДВ 110 kV 107/1 и 120/1 код Вреоца због проширења површинског рударског копа Колубара, као и на расплету далековода за реконструкцију ТС Србобран.

Завршене су реконструкције/измештања далековода по уговорима за потребе трећих лица на далеководима ДВ 1159 РП Дрмно - ТЕ Костолац А и ДВ 1160 РП Дрмно - ТС Рудник 2 - реконструкција далековода због укрштања са планираном индустријском железничком пругом на основу уговора са ПД ТЕ Костолац.

У току су пројекти реконструкције/измештања далековода по уговорима за потребе трећих лица на следећим далеководима:

- ДВ 142/4 ТС Зрењанин 2 – ТС Зрењанин 1, ДВ 183 ТС Зрењанин 1 – ТС Зрењанин 2, ДВ 254 ТС Зрењанин 2 – ТС Панчево 2 - усклађивање далековода на укрштању са новопројектованом трасом обилазног пута око Зрењанина на основу уговора са Јавним предузећем Дирекција за изградњу и уређење града Зрењанина;
- ДВ 119/2 ХЕ Зворник – ТС Лешница - реконструкција далековода ради усклађивања односа далековода са објектом Фабрике минералне воде и безалкохолних пића Витинка а.д. Козлук;
- ДВ 102Б/1 ТЕ Костолац А – ТС Пожаревац - усклађивање ДВ-а због укрштања са новопројектованом инфраструктуром пристаништа у Костолцу са пловним каналом на основу уговора са ЈП ЕПС;
- ДВ 101А/1 ТС Београд 3 – ТС Смедерево 2, 101Б/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 18, ДВ 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник, ДВ 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3, ДВ 252 ТС Београд 3 – ТС Београд 8 - реконструкција далековода код Ресника на укрштању са обилазницом око Београда;

Због старости далековода све више пажње се посвећује замени електромонтажне опреме (проводника, заштитног ужета, спојне и овесне опреме), изолације, као и радовима на санацији стубова, темељних стопа, затега и других „грађевинских“ елемената на далеководима.

Дуги низ година постоји проблем подграђености далековода, а проблем се покушава решити уз координацију са државним органима и урбанистичким установама.

Кабловска мрежа 110 kV је сачињена од каблова са папирном изолацијом и каблова са изолацијом од чврстог диелектрика. Тренутно на територији Београда постоји 11 кабловских водова, од којих је 9 у власништву ЕМС АД.

Када су у питању каблови који су у власништву ЕМС АД, просечна старост каблова са папирном изолацијом износи 37.8 година, док просечна старост каблова 110 kV са изолацијом од чврстих диелектрика износи 24 године. Како је просечан експлоатациони век каблова 40 година, јасно је да се јавља потреба за реконструкцијом-заменом кабловских водова са папирном изолацијом, новим кабловима са изолацијом од умреженог полиетилена. Кабловски водови 110 kV бр. 171 и 172 су премашили експлоатациони век тако да је планирана њихова замена у што краћем року, у зависности од расположивих финансијских средстава у наредним годинама.

Интезивно су се одвијале активности на обезбеђењу Грађевинске дозволе, извођача радова и почетка радова на другој фази реализације пројекта Београд на води тј. изградњи КБ ТС Београд 23 – ТС Београд 45 и КБ ТС Београд 45 – ТЕТО Нови Београд. Добијена је грађевинска дозвола за КБ 110 kV ТС Београд 45 – ТЕТО Нови Београд.

Добијене су грађевинске дозволе за каблове: КБ 110 kV ТС Београд 1 – ТС Београд 6, КБ 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 45, КБ 110 kV ТС Београд 45 – ТЕТО Нови Београд и КБ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Крушевац 3.

У 2019. године су завршени радови на изградњи кабла 110 kV ТС Београд 17 – ТС Београд 23 (Аутокоманда).

У марту 2019 је потписан Уговор за извођење радова за КБ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Крушевац 3, завршени су радови на деоници бр.6, извршена је прва итерација ИТП и отпочети су радови на деоници бр 1. Планирани завршетак радова је до краја 2019. године.

Потписани су Уговори за извођење радова за каблове КБ 110 kV ТС Београд 23 – ТС Београд 45 и КБ 110 kV ТС Београд 45 – ТЕТО Нови Београд, уведен је извођач у посао. Планирани завршетак радова је у 2020. години.

Крајем 2018. године и почетком 2019. године пуштена су у погон прикључна разводна постројења за ветропаркове: ПРП 400 kV Чибук; ПРП 220 kV Ковачица; ПРП 110 kV Алибунар и ПРП 110 kV Кошава.

У 2018. години је извршена замена три трансформатора снага 20 MVA, 110/35 kV и то два у ТС Крушевац 1, приликом реконструкције ТС и један у ТС Пожега, новим трансформаторима истих карактеристика али веће снаге (31,5 MVA). У 2019. години извршена је планска замена Т4 (снаге 63 MVA, преносног односа 110/35 kV) на ТС Београд 4 и замена опреме у припадајућим трансформаторским пољима.

Током 2018. започети су и радови на изградњи ТС Бистрица. Планирано је да се у 2019. години комплетно заврше грађевински радови и започне део електромонтажних радова. Радови се изводе у складу са уговореном динамиком и планирано је да буду окончани до краја 2020. године.

У току су реконструкције ТС 220/110/35 kV Србобран, ТС 220/110/35 kV Крушевац 1, ТС 220/110/35 kV Београд 5 (35 kV), ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 220/110/35 kV Смедерево 3.

У току 2019. године су:

- започети радови на демонтажи дела РП 220 kV у ТС Србобран и изградњи дела РП 400 kV.
- започети радови на реконструкцији РП 35 kV у ТС Београд 5
- извршена замена сабирница у РП 110 kV, изграђена нова уљна јама у ТС Смедерево 3. Планирано је да се до краја 2019. године стави под напон РП 400 kV
- изведени радови на преосталим пољима (110 kV и 35 kV) у ТС Крушевац 1
- завршени радови на изградњи уљне јаме у ТС Београд 8,
- исходовани локацијски услови за реконструкцију ТС Бор 2, РП Ђердап 1, реконструкцију ТС Ниш 2 (опремање поља за повезивање ТС Ниш 6), реконструкцију ТС Краљево 3 (опремање поља за нови ДВ ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1), реконструкцију ТС Београд 3 (опремање поља за увођење ДВ бр. 117/1 и уградња напонских трансформатора за резервно напајање сопствене потрошње), доградња РП 400 kV у ТС Бајина Башта. За ове пројекте планирано је да се до краја 2019. године финализира израда неопходне пројектно техничке документације за прибављање дозвола неопходних за извођење радова
- прибављена употребна дозвола за изведене радове на изградњи ТС Београд 20 и извршен технички преглед радова на реконструкцији ТС Бајина Башта и ТС Београд 3
- исходоване неопходне дозволе за извођење радова на реконструкцији ТС Сремска Митровица 2 (опремање поља) и реконструкцији ТС Крагујевац 2.

Пројекти реконструкција високонапонских постројења који се налазе у инвестиционој фази детаљно су наведени у додатку Д.2.1.2 и Д.2.1.3.

Током претходног периода, систем заштите и управљања у објектима преносне мреже је показао високу поузданост у раду. Међутим, испољене су и неке слабости које су последица техничких и технолошких ограничења која имају уређаји старије генерације (мања осетљивост, сужена флексибилност у области примене, спорији рад уређаја, приказ догађаја са лошом резолуцијом, немогућност одржавања услед старости уређаја, итд.). Последица оваквог стања је спорадична појава неселективних испада који су непожељни у преносном систему.

До замене заштитних уређаја долази и у већини ситуација где се врши реконструкција далеководних или трансформаторских поља или замена трансформатора.

По правилу се приликом тоталне реконструкције постројења уводи и нов систем заштите и управљања. Један део заштитних уређаја ће се заменити приликом прикључења

нових објеката у преносну мрежу и приликом њиховог везивања на постојеће водове по принципу улаз-излаз.

Један део уређаја заштите и управљања замениће се и мимо реконструкција комплетних објеката или појединих поља, јер постоји потреба да се оствари поуздан рад ових система. Због тога је формиран пројекат са циљем замене старих уређаја релејне заштите који више не одговарају у потпуности условима у систему. Анализом је установљено да је потребно извршити замену 82 уређаја и то махом у 110 kV далеководним пољима у објектима чија тотална реконструкција није предвиђена.

У делу система управљања извршиће се проширење постојећих капацитета како би се остварило раздвајање груписаних сигнала и њихово прослеђивање у надређене диспечерске центре. У нереконструисаним електроенергетским објектима планирана је замена старих RTU-ова новом генерацијом RTU/RTL-овима:

а) У ТС Бор 2, ТС Зрењанин 2, ТС Ваљево 3, ТС Чачак 3, ТС Шабац 3, ТС Београд 17 – замена постојећих RTU-ова (крајњих станица) генерације ATLAS AT32 са најновијом генерацијом RTU-ова ATLAS MAX/RTL произвођача ИМП.

б) У ТС Зрењанин 2, ТС Ваљево 3, ТС Чачак 3, ТС Шабац 3, ТС Београд 17, РП Младост, ТС Суботица 3, ТС Пожега, ТС Сремска Митровица 2 – замена постојећих SCADA сервера и HMI интерфејса са актуелним верзијама хардвера и софтвера произвођача ИМП.

в) Тамо где је могуће, проширење пројекта даљинског приступа архивама и заштитно-управљачким уређајима са једног места.

г) У ТС Сремска Митровица 2, ТС Сомбор 3, ТС Нови Сад 3, ТС Београд 3, ТС Београд 5, ТС Београд 8, ТС Јагодина 4, ТС Ниш 2, ТС Лесковац 2 – замена постојећих станичних рачунара, операторских радних станица, инжењерских станица и неопходна замена старих верзија софтвера произвођача *Siemens* новим верзијама.

У следећим објектима су потребни радови на системима заштите и управљања, при чему су на већем делу ових објеката активности у току, док се на осталим очекују у наредном периоду:

- РП 400/110 kV Дрмно – комплетна реконструкција система релејне заштите и SCADA система
- ТС 220/110 kV Пожега – комплетна реконструкција система релејне заштите и SCADA система
- ТС 220/110 kV Шабац 3 – комплетна реконструкција система релејне заштите и SCADA система
- ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 – реконструкција система заштите и управљања у постројењима 220 kV и 110 kV и усклађивање са постројењем 400 kV
- ТС 400/220/110 kV Краљево 3 – реконструкција система релејне заштите и SCADA система

- ТС 400/110 kV Бор 2 – реконструкција система заштите и управљања у постројењима 400 kV и 110 kV
- РП 400 kV Ђердап 1 – реконструкција система заштите и управљања у постројењу 400 kV
- РП 400 kV Младост – реконструкција система заштите и управљања у постројењу 400 kV

4.4 ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА

Сва решења везана за радијално напајане ТС 110/x kV која се тренутно налазе у развојној фази биће током наредног периода предмет заједничких системских студија и студија изводљивости пројеката повезивања између преносног и дистрибутивног система Републике Србије. Пројекти сагледани овим Планом развоја, којима се решавају проблеми радијално напајаних ТС 110/X kV, обрађени су у Потпоглављу 10.10.

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. Са друге стране, Правила о раду преносног система предвиђају анализу квалитета испоруке електричне енергије, односно, ако се за поједине објекте превазиђу дозвољена времена прекида испоруке електричне енергије, потребно је испитати узроке и одлучити да ли је неопходно применити развојне мере. На основу досадашњих података, показује се да нема критичних објеката по овом критеријуму.

У 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 2018. године за трансформаторске станице које су у том тренутку биле напајане са напонског нивоа 110 kV. Што се тиче трансформаторских станица које се напајају са нижег напонског нивоа, а чије је подизање на 110 kV предвиђено у наредном периоду, не постоје прецизни подаци о снази потрошње у овом режиму. У циљу сагледавања целокупне проблематике радијално напајаних трансформаторских станица и ове трансформаторске станице су, без снага потрошње, укључене у листу дату у Таб. 4.3.

Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних дистрибутивних ТС 110/х кV

Назив ТС	P_{\max} (MW)
ДП Ниш	
Бело Поље	4,66
Босилеград	1,94
Власотинце	17,63
Димитровград	4,83
Јабланица	20,91
Ниш 10	10,58
Ниш 5	13,44
Прешево	15,75
Бољевац (после подизања на 110 кV напонски ниво)	
Сокобања (после подизања на 110 кV напонски ниво)	
Мосна	1,93
Трговиште (после подизања на 110 кV напонски ниво)	
ДП Краљево	
Јагодина 3	10,11
Правац ТС Љубовија – ТС Крупањ	13,32
Правац ТС Ивањица – ТС Ариље	31,54
Правац ТС Пријеполје – ЕВП Бродарево	14,01
Правац ТС Владимирци - ТС Коцељева (после подизања на 110 кV напонски ниво)	12,47
Правац ТС Ћуприја – ТС Стењевац	32,91
Копаоник	12,24
Љиг	12,99
Поповац	6,00
Тутин (после подизања на 110 кV напонски ниво)	
Правац ТС Брус – ТС Брзеће (после подизања на 110 кV напонски ниво)	
ДП Крагујевац	

Назив ТС	P_{\max} (MW)
Крагујевац 20 (Кнић)	6,61
Крагујевац 3	32,17
ДП Нови Сад	
Бела Црква	9,38
Нови Сад 7	46,66
Правац ТС Ковин – ТС Рудник Ковин	23,74
Правац ТС Рудник 3 – ТС В. Градиште	33,30
Правац ТС Сента 2 - ТС Ада	33,93
Правац ТС Темерин – ТС Жабалъ	36,05

4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Основни елементи ЕЕС за регулацију напона у нашем преносном систему су синхрони генератори. Регулација напона се обавља посредством система за регулацију побуде и аутоматских регулатора напона.

Улога аутоматског регулатора напона је да у нормалном режиму рада одржава вредност напона на крајевима генератора на задатој референтној вредности и омогући жељену расподелу реактивног оптерећења између паралелно спрегнутих машина. У поремећеним радним режимима аутоматски регулатор напона такође повећава границе стабилности.

Друга важна група елемената за регулацију напона и токова реактивне снаге у преносном систему су регулациони трансформатори. У ЕЕС Србије присутне су две групе регулационих трансформатора:

1. Дистрибутивни регулациони трансформатори који се користе за спрегу преносне мреже и дистрибутивне мреже средњег напона. То су у ЕЕС Србије трансформатори 110/x kV.
2. Трансформатори који се користе за повезивање различитих напонских нивоа у преносној мрежи: 400/220 kV, 400/110 kV и 220/110 kV.

Регулатори напона, код претходно наведених група регулационих трансформатора имају различите улоге. Код дистрибутивних регулационих трансформатора регулатори напона се користе за одржавање вредности напона на сабирницама средњег напона, а код интерконективних трансформатора за регулацију напона (првенствено на ниженапонској страни) и протока активне и реактивне снаге између делова преносне мреже различитог напонског нивоа које трансформатор повезује.

Регулација напона у преносном систему у Р. Србији изводи се примарном и секундарном регулацијом напона. Примарна регулација напона се односи на

аутоматске акције над појединачном опремом, а на бази локалних мерења. Секундарна регулација напона се односи на издавање налога за генерисање или апсорпцију реактивне снаге на генераторским јединицима прикљученим на преносни систем. Оваква дефиниција, која је у складу са тренутно важећим Правилима о раду преносног система, не изискује да се генераторски чворови посматрају као управљиви чворови на којима се могу задати вредности активне и реактивне снаге (PQ чворови), већ подразумева да ће руковооци у електрани потребну вредност апсорбоване или генерисане реактивне снаге постићи променом референтне вредности напона на генераторским сабирницама. Осим тога, користе се и поједини регулациони трансформатори 400/110 kV и 220/110 kV који имају могућност промене позиција под оптерећењем. Потребно је напоменути да нови трансформатори по правилу имају ову могућност, али да у преносном систему још увек постоје и трансформатори код којих је промена позиција могућа само у безнапонском стању, који се користе за сезонску регулацију напонских прилика. У току 2019. године се очекује набавка и активирање уређаја за АРН на свим енергетским трансформаторима који имају могућност промене позиција под оптерећењем.

Регулација напона у ЕЕС Републике Србије за сада се одвија са циљем да се обезбеде напони у нормалном радном опсегу у основном стању, односно након првог испада елемента преносног система, у складу са Правилима о раду преносног система и Законом о енергетици. У перспективи је вршење регулације напона са циљем смањивања губитака активне снаге у преносном систему.

Важно је напоменути да редовне анализе токова снага и напонских прилика на DACF моделима имају као резултат и индикацију недозвољених напона.

У случају екстремно високих напона, приступа се издавању налога за апсорпцију реактивне снаге на генераторима, искључивању поједних далеководова и стављању блок-трансформатора у празан ход (ако постоје неопходни предуслови) у координацији са суседним операторима преносног система, и уз очување критеријума сигурности $N-1$.

У случају екстремно ниских напона, приступа се издавању налога за максималну производњу реактивне снаге у генераторима, отказују се искључења у преносној мрежи, прилагођавају се позиције на регулационим трансформаторима, везују се нови генератори, повећава се реактивна снага на рачун смањења активне, а у крајњем случају приступа се напонским редукцијама, или чак обустави испоруке електричне енергије у неопходном обиму.

Иако се подразумева да одговарајући заштитни уређаји (нпр. лимитер максималне струје побуде, лимитер минималне струје побуде, заштита од губитка побуде, поднапонска и наднапонска заштита) постоје и да своју функцију обављају на адекватан начин, у оба наведена случаја интензивира се надгледање напона и стања реактивне снаге на генераторским јединицама, које морају радити у безбедној зони. Овај надзор се обавља од стране особља на електрани у циљу предупређивања деловања дефинисаних заштитних уређаја, чиме се обезбеђује остатак генератора на мрежи. Надзор генераторских јединица је олакшан уколико су уграђени групни регулатори, јер се са њих диспечерима достављају и подаци о актуелној, минималној и максималној производњи/апсорпцији реактивне снаге, као и расположивој резерви реактивне снаге у оба смера у контексту тренутне вредности напона генератора и стања машине, од чега ефективно зависи радна тачка генератора.

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.

Статистичке анализе квалитета напона указују да је он за највећи број чворова на задовољавајућем нивоу у току читаве године, али да постоје места у мрежи где жељени квалитет није постигнут у одређеним радним режимима, као и да постоји тенденција ка његовом погоршању, а нарочито на напонским нивоима 400 и 220 kV (видети Таб.Д. 6.1). Такође, приметно је да преносни систем у Републици Србији на годишњем нивоу прима реактивну енергију од свих суседа. Негде је то последица знатно вишег профила напона код суседа, а на другим границама је то последица непостојања локалних капацитета за регулацију напона у том делу преносног система.

У наставку су дате табеле Таб. 4.4, Таб. 4.5 и Таб. 4.6 са укупним трајањем недозвољено високих напона у 2018. години за најкритичније 400 kV, 220 kV и 110 kV електроенергетске објекте, респективно.

Таб. 4.4: Укупно трајање превисоких напона у 2018. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени

Објект	Укупно сати у 2018. години са напонима изнад 420 kV
ТС Врање 4	3574,55
ТС Лесковац 2	3346,21
ТС Ниш 2	916,96
ТС С. Митровица 2	634,22
ТС Крагујевац 2	398,9
РП Младост	279,15
ТС Бор 2	199,15
ТС Јагодина 4	161,51
ТС Нови Сад 3	136,1
ТС Дрмно	117,15
ТС Ђердап 1	81,98
ТС Обреновац	72,17
ТС Суботица 3	50,68

ТС Београд 8	33,68
ТС Београд 20	29,68
ТС Панчево 2	4,83

Таб. 4.5: Укупно трајање превисоких напона у 2018. години за мерна места 220 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2018. години са напонима изнад 242 kV
ТС Србобран	260,33
ТС Нови Сад 3	144,63
РП Б. Башта	111,01
ТС Крушевац 1	80,97
ТС Пожега	79,32
ТС Обреновац	76,17
ТС Београд 5	63,5
ТС Београд 3	57,01
ТС С. Митровица 2	47,84
ТС НИС	25,35
ТС Београд 3	19,67
ТС Ваљево 3	18,66
ТС Чачак 3	17,33
ТС Зрењанин 2	11,99
ТС Краљево 3	5,5

Таб. 4.6: Укупно трајање превисоких напона у 2018. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2018. години са напонима изнад 121 kV
ТС С. Митровица 2	182,45
РП Панчево 1	179,59
ТС Лесковац 1	172,36
ТС Чачак 1	132,55
ТС Сип	122,47
ТС Ћићевац	91,22
РП Ђердап 2	87,02
ТС Зајечар 2	80,47
ТС Неготин	65,01
ТС Смедерево 3	47,54
ТС Петровац	35,78
ТС Г. Милановац	29,74
ТС Јагодина 1	28,56
ТС Бело Поље	17,3
ТС Нови Сад 3	17,3
ТС Крушевац 1	16,8
ТС Ниш 2	10,58
ТС Краљево 3	9,07
ТС Шабац 1	7,89

ТС Ваљево 3	7,22
ТС Панчево 2	5,54
ТС Шабац 3	5,54
ТС Јагодина 4	5
ТС Београд 5	4,2
ТС Пожега	3,5
ТС Чачак 3	3,36
ТС Београд 2	3,02
ТС Жабалъ	2,85
ТС Пећинци	2,35

Напомена: Таб. 4.4, Таб. 4.5 и Таб. 4.6 садрже податке о само једном мерном месту по постројењу, и то оном са којег је прикупљено највише мерних одбирака изван дозвољеног опсега, за посматрани период од једне године. Третирана мерења из HIS SCADA/EMS базе су десетоминутне тренутне вредности. Такође, може се видети да су најкритичније трансформаторске станице по питању превисоких напона у 2018. 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 ТС Врање 4 и ТС Лесковац 2 отпочели пуштањем у погон новог интерконективног далековода ТС Врање 4 – ТС Штип. Поред ових трансформаторских станица, дуго трајање превисоких вредности напона је на 400 kV напонском нивоу примећено и у ТС Сремска Митровица 2 и ТС Ниш 2. Такође дуго трајање превисоких напона се дешава и на осталим трансформаторским станицама из табеле, знатно више него претходне године.

За ове објекте је потребно у плановима развоја обратити посебну пажњу на прорачунате нивое напона и контактирати суседне операторе преносних система како би се координисале развојне мере. Са друге стране, може се рећи да су проблеми са превисоким напонима на 220 kV и 110 kV напонском нивоу знатно више изражени.

Напони изнад горњих прописаних граница у појединим чворовима нашег система, али и у суседним системима, били су разлог почетка израде регионалне студије регулације напона. Више о овој студији може се наћи у потпоглављу 5.2.

У 2018. 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 вредности, о чему сведочи наредна табела у којој су дати најкритичнији објекти (Таб. 4.7).

Таб. 4.7: Укупно трајање прениских напона у 2018. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2018. години са напонима испод 99 kV
ТС Нови Сад 4	165,65
ТС Нови Пазар 1	46,536
ТС Младеновац	9,07
ТС Велика Плана	8,4
ТС Смедеревска Паланка	5,37
ТС Рашка	3,69
ТС Ваљево 1	2,68
ТС Димитровград	1,68
ТС Качарево	1,68
ТС Нова Варош	1,68
ТС Београд 2	1,51
РП Панчево 1	1,34
ТС Аранђеловац	1,17
ТС Неготин	1

4.6 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА

У складу са Законом о енергетици (Члан 94), оператор преносног система закључује уговор о пружању помоћних услуга са произвођачима, при чему је једна од помоћних услуга и обезбеђење капацитета за регулацију напона. Наведени уговор обухвата све генераторске јединице. До 2018. године ЕМС АД је за обезбеђивање помоћне услуге регулације напона плаћао ЈП ЕПС-у паушални износ.

Међутим, показало се да је релативно мали износ надокнаде демотивисао електране у власништву ЈП ЕПС да пружају ову услугу. Понуђени регулациони опсег се сваке године смањивао. Са друге стране, напонске прилике у преносној мрежи су све лошије. Како су генератори једини извор реактивне снаге који је у овом тренутку могуће контролисати у преносном систему Србије и како ће у дугом низу година пред нама регулација напона и даље почивати пре свега на генераторима, ЕМС АД је у сарадњи са ЈП ЕПС и АЕРС започео рад на унапређењу механизма обезбеђивања ове помоћне услуге. Циљ је да произвођачи електричне енергије буду мотивисани да учествују у регулацији напона, те да ЕМС АД буде омогућено коришћење свих расположивих ресурса за регулацију реактивне снаге.

Зато је у уговору о пружању помоћних услуга за 2019. годину значајно измењен начин обрачуна помоћне услуге регулације напона из генераторских јединица ЈП ЕПС. За очекивати је да ће процес обезбеђивања помоћне услуге регулације напона у наредним годинама трпети нове значајне измене, како би се на тржишни начин што прецизније валоризовало учешће електрана у регулацији напона.

Са друге стране, очекивано прикључење већег броја ветроелектрана на преносну мрежу (само током 2018 године прикључено је око 300 MW) ЕМС АД доноси нове могућности за регулацију напона. Стога се мора пронаћи адекватна методологија за плаћање помоћне услуге регулације напона која ће омогућити да више производних компанија у исто време пружа услугу регулације напона, а да свакој од њих буде праведно плаћено за извршену услугу.

На овом месту је важно напоменути да су у одређеним деловима преносног система ЕМС АД протеклих година бележене вредности напона изнад дозвољене горње границе, прописане Правилима о раду преносног система. Ова проблематика, заједно са мерама предузетим за њено решавање, биће до детаља обрађена у потпоглављу 5.2, које се бави процесом израде Регионалне студије регулације напона на подручју Западног Балкана. Треба нагласити да ЕМС АД, пре примене мера дефинисаних овом студијом, може подручја у којима долази до превисоких вредности напона штитити искључиво коришћењем тренутно расположивих средстава (регулацијом напона на генераторским сабирницама, подешавањем отцепа на мрежним трансформаторима, укључивањем тренутно неактивних трансформатора у празан ход, искључивањем интерних и/или интерконективних далековада).

4.7 УТВРЂИВАЊЕ НЕУСАГЛАШЕНОСТИ НА УГРАЂЕНОЈ ОПРЕМИ У ОБЈЕКТИМА ЕМС АД , КПС И УТИЦАЈ НА ОСТАЛЕ СИСТЕМЕ

Правилима о раду преносног система утврђују се „Технички услови за сигуран и поуздан рад преносног система“ (поглавље 3.2.) као и Начин планирања развоја преносног система и садржај Плана развоја (поглавље 3.3.).

Тачке 3.2.2.3. и 3.2.6.1. јасно говоре о потреби одговарајућег димензионисања опреме у далеководним и трансформаторским пољима свих напонских нивоа преносне мреже.

У поглављу 3.3 „План развоја преносног система“, тачке 3.3.1.7, 3.3.1.9, 3.3.2.7.1 и 3.3.2.7.2, прописане су конкретне активности које је оператор преносног система дужан да, у циљу повећања сигурности испоруке електричне енергије потрошачима и безбедности функционисања, детектује неусаглашености и предузме одговарајуће мере по основу:

- неодговарајуће преносне моћи струјног пута („уских грла“),
- потпуне или делимичне неопремљености струјног пута,
- подносивих струја кратког споја, у преносном, дистрибутивном и осталим системима (на које струје кратког споја имају утицај и сл).

У интерној техничкој регулативи утврђене су мере које се предузимају у случају да рачунске струје земљоспоја прекорачују одговарајуће назначене вредности, што може утицати на:

- избор прекидача,
- динамичко напрезање апарата,
- термичко напрезање апарата,
- напон корака и додира у постројењу,
- напон корака и додира код стуба далековада,
- проверу термичког напрезања уземљења,

- проверу ефикасности уземљења мреже,
- избор и подешавање параметара заштите,
- телекомуникационе водове и
- проверу термичког напрезања плаштова каблова и заштитног ужета (OPGW)

Сходно добијеним резултатима прорачуна, неопходно је да се изврши предлагање смањења струја кратког споја применом (или комбинацијом) неке од следећих мера:

- реконфигурација топологије угроженог дела мреже,
- изоловање појединих неутралних тачака енергетских трансформатора и
- отварање терцијера појединих енергетских трансформатора.

Вредности струја кратког споја за актуелна и перспективна стања преносне мреже дате су у додатку Д.6.3 овог Плана развоја. Ове податке ЕМС АД користи и доставља КПС на даљу употребу, како у фази пројектовања, тако и у фази експлоатационе провере.

У Објектима ЕМС-а, већ сада, а нарочито у планском периоду, хитну пажњу треба посветити следећим објектима:

- ТС Београд 3: тренутна вредност 37.8 кА, планска вредност 43.8 кА
- ТС Обреновац: тренутна вредност 32.7 кА, планска вредност 40.0 кА
- ТС Београд 20: тренутна вредност 36.9 кА, планска вредност 41.3 кА

4.8 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА НЕОДГОВАРАЈУЋИХ ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА КПС

Правила о раду преносног система дефинишу активности намењене отклањању „уских грла“ у преносном систему и деловима дистрибутивног система који утичу на рад преносног система, а све у циљу повећања сигурности испоруке електричне енергије потрошачима.

У Таб. 4.8 су наведени елементи у објектима ОДС који ограничавају преносни капацитет преносног система. Уз сваки елемент је дат кратак опис проблема који он узрокује.

Таб. 4.8: Елементи у објектима ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система

Р. бр.	Елементи ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система
1	<p>Постојећи струјни мерни трансформатор (СМТ) у подужном СП 110 кV у ТС 110/35 кV Чачак 1 је 300/1 А/А, а потребно је 600/1 А/А</p> <p><u>Образложење:</u> У случају искључења/трајног испада ДВ 1137 ТС Пожега - ТС Гуча, па чак и ДВ 1138 ТС Гуча - ТС Чачак 2, долази до преоптерећења на ДВ 115/2 ТС Чачак 1 - ТС Чачак 3 због неодговарајућег преносног односа СМТ у подужном СП 110 кV у ТС Чачак 1 (на другом крају ДВ 115/2 у ТС Чачку 3 је преносни однос СМТ 600/1 А/А), што у зимском периоду свакодневно показују извештаји анализе сигурности.</p>

Р. бр.	Елементи ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система
2	<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 посебним сабирницама 110 kV, чиме је смањена поузданост напајања потрошача и поред уграђене диференцијалне заштите сабирница 110 kV.</p>
3	<p>У ТС 110/35 kV Петровац у ДВП 102А/2 уграђен је струјни мерни трансформатор (СМТ) 2 x 150 = 300 А и у ДВП 102Б/2 уграђен је СМТ 2x200 = 400 А</p> <p><u>Образложење:</u> Ово није за сада лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а, али будући да је у току реконструкција ових ДВ-а, веома брзо ће постати ограничавајући елемент за преносни капацитет преносног система у овом региону.</p>

У Таб. 4.9 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. 4.9: 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 директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
1	<p>Уградња заштите од преоптерећења на ДВ 110 kV бр.193/1 ТС Књажевац - ТС Сврљиг у ТС Сврљиг</p> <p><u>Образложење:</u> Тренутно ТС 400/110 kV Бор 2 и ТС 400/220/110 kV Ниш 2 не раде у паралели преко 110 kV мреже а постоји идеја паралелног рада и преко 110 kV у циљу повећања сигурности рада преносног система (Упутство за погон ТС 400/220/110 kV Ниш 2 - тачка 2.7). Међутим пре тога је неопходно уградити одговарајуће заштите на ДВ 110 kV бр.193/1 ТС Књажевац - ТС Сврљиг у ТС Сврљиг чиме би иста спречила огромну струју која би потекла ка ТС Ниш 2 у случају испада ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2 - ТС Ниш 2, у појединим режимима рада.</p>
2	<p>У ТС 110/35 kV Краљево 2 нема дистантне заштите у ДВП 1167Б/1 те је дати далековод искључен у ТС Краљево 2, а ТС Краљево 5 има једнострано напајање.</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
	<p><u>Образложење:</u> ДВ 110 kV бр.1167Б/1 ТС Краљево 2 - ТС Краљево 5 је искључен у ТС Краљево 2 да би се избегло неселективно реаговање заштите и за квар на ДВ 1167Б/1 испад читавог ТС Краљево 2. Последица тога је једнострано напајање ТС 110/35 kV Краљево 5 и ЕВП Краљево и смањена поузданост напајања ТС 110/35 kV Краљево 2 и даље ТС 110/35 kV Краљево 1.</p>
3	<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.</p>
4	<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>
5	<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>
6	<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.</p>
7	<p>ТС Лесковац 6 нема прекидаче у ДВП 1174А и 1174Б.</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
	<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 беснапонско стање у ТС Лесковац 6 због манипулација са растављачима у ДВП 110 kV у ТС Лесковац 6.</p>
8	<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 повећала 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>
9	<p>ТС Београд 6 нема прекидаче у КБП 171 и КБП 172</p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена КБП би се значајно повећала сигурност напајања потрошача ТС Београд 6 и знатно би олакшали манипулације искључења/укључења КБ 171 и КБ 172.</p>
10	<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 повећала 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>
11	<p>Активирање локатора квара у свим објектима ОДС</p> <p><u>Образложење:</u> Како ОДС на подручју РДЦ Нови Сад интензивно ради на реконструкцијама трафостаница, 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>
12	<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>
13	<p>ТС Рашка нема прекидаче у ДВП 161 и 162.</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
	<p><u>Образложење:</u> У случају трајног или пролазног квара на ДВ 110 kV бр. 161 или на ДВ 110 kV бр. 162, са неуспешним АПУ, ТС Рашка беспотребно остаје без напајања. Осим наведеног, 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. Приликом прикључења ТС Копаоник ЕМС је издао техничке услове и за комплетну реконструкцију ТС Рашка узимајући у обзир нестандардно прикључење ТС Копаоник и значај Копаоника као туристичког центра.</p>

4.9 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 (тзв. *Day Ahead Congestion Forecast* - DACF модели) и анализе сигурности у реалном времену (које се врше на SCADA/EMS систему). Анализама сигурности се проверава задовољеност критеријума $N-1$ у мрежи 400 kV, 220 kV и 110 kV. Током 2019. године, у овим анализама су најчешће забележени следећи случајеви у којима није био задовољен критеријум $N-1$:

Таб. 4.10: Неиспуњеност критеријума $N-1$ у тренутној топологији преносне мреже

Испад елемента	Преоптерећени елемент
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – Неготин (1165)	ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – Прахово (1168)
ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (120/4)	ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (107/3)
ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (107/3)	ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (120/4)
ДВ 220 kV Београд 8 – Београд 17 (276А и 276Б)	ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 11 (136А/1)
ТР 220/110 kV Ваљево 3 (2)	ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (107/3)
ДВ 220 kV Београд 8 – Београд 17 (276А и 276Б)	ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 13 (136Б/1)
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – Неготин (1165)	ДВ 110 kV Неготин – Прахово (165)
ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 16 (130/3)	ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ЕВП Ресник (137/2)
ТР 220/110 kV Ваљево 3 (1)	ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (120/4)
ДВ 110 kV Београд 5 – Београд 9 (1178А)	ДВ 110 kV Београд 5 – Београд 9 (1178Б)
ДВ 110 kV Београд 5 – Београд 9 (1178Б)	ДВ 110 kV Београд 5 – Београд 9 (1178А)
ДВ 110 kV Пожега – Гуча (1137)	ДВ 110 kV Чачак 3 – Чачак 1(115/2)
ДВ 110 kV Београд 3 – ЕВП Ресник (137/1)	ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 16 (130/3)

ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ЕВП Ресник (137/2)	ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 16 (130/3)
ДВ 110 kV Смедерево 3 – ТЕ Костолац А (1144А)	ДВ 110 kV Смедерево 3 – ТЕ Костолац А (1144Б)
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – Велики Кривељ (1166)	ДВ 110 kV Бор 2 – Неготин (147/2)
ДВ 110 kV Чачак 2 – Гуча (1138)	ДВ 110 kV Чачак 3 – Чачак 1 (115/2)
ДВ 110 kV Краљево 3 – Рашка (161)	ДВ 110 kV Нови Пазар – Валач (155/2)
ДВ 220 kV Обреновац – Шабац 3 (295)	ТР 220/110 kV С.Митровица 2 (2)
ДВ 110 kV Смедерево 3 – ТЕ Костолац А (1144Б)	ДВ 110 kV Смедерево 3 – ТЕ Костолац А (1144А)
ДВ 400 kV Обреновац – Крагујевац 2 (436)	ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 16 (130/3)
ДВ 220 kV Б.Башта – Пожега (291)	ДВ 110 kV Ваљево 1 – Косјерић (116/2)
ДВ 220 kV Б.Башта – Ваљево 3 (227/1)	ДВ 110 kV Ваљево 1 – Косјерић (116/2)
ДВ 220 kV Београд 8 – Београд 17 (276А и 276Б)	ДВ 110 kV Београд 17 – Београд 13 (136Б/2)
ТР 220/110 kV С.Митровица 2 (2)	ТР 220/110 kV С.Митровица 2 (1)
ДВ 110 kV Београд 16 – Београд 21 (130/2)	ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ЕВП Ресник (137/2)

У наредној табели дат је приказ најчешће потенцијално преоптерећених елемената у случају различитих испада у току 2019. године

Таб. 4.11: Потенцијално преоптерећени елементи у случају различитих испада у току 2019. године

Преоптерећени елемент
ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 16 (130/3)
ДВ 110 kV Ваљево 1 – Косјерић (116/2)
ДВ 110 kV Бор 1 – Бор 2 (147/1)
ДВ 110 kV Ваљево 3 – Ваљево 1 (107/3)
ДВ 110 kV Чачак 3 – Чачак 1 (115/2)
ДВ 110 kV Неготин – Бор 2 (147/2)
ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ЕВП Ресник (137/2)
ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 13 (136Б/1)
ДВ 110 kV Косјерић - Севојно (116/1)
ДВ 110 kV Нови Пазар – Валач (155/2)
ТР 220/110 kV С.Митровица 2 (2)
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – Прахово (1168)
ДВ 110 kV Београд 3 – Београд 11 (136А/1)
ДВ 110 kV Смедерево 3 – ТЕ Костолац А (1144Б)
ДВ 110 kV Београд 5 – Београд 9 (1178Б)
ДВ 110 kV Смедерево 3 – ТЕ Костолац А (1144А)

ДВ 110 kV Неготин – Прахово (165)
ДВ 110 kV Београд 17 – Београд 13 (136Б/2)
ДВ 110 kV Бор 1 – Бор 2 (148/1)
ДВ 110 kV Панчево 1 – Панчево 2 (185)
ДВ 110 kV ХЕ Ђердап 2 – Велики Кривељ (1166)
ДВ 110 kV Смедерево 1 – Смедерево 2 (101/2)

Због реконструкција које су рађене током 2019. године, одређени елементи преносног система су били угроженији него што је уобичајено.

У свим наведеним примерима, нарушеност критеријума сигурности у мрежи 400 kV, 220 kV и 110 kV могла се отклонити променом топологије у мрежи и променом ангажовања производних јединица.

5 РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ

У овом поглављу су, прегледности ради, наведене само најважније развојне системске студије, при чему је свакој од ових студија посвећено засебно потпоглавље. У складу са тиме, три потпоглавља обухваћена овом главом се, респективно, баве следећим документима:

- [Студија дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године;](#)
- [Регионална студија регулације напона;](#)
- [Претходна студија изводљивости за пројекат Северни CSE Коридор \(North CSE Corridor\).](#)

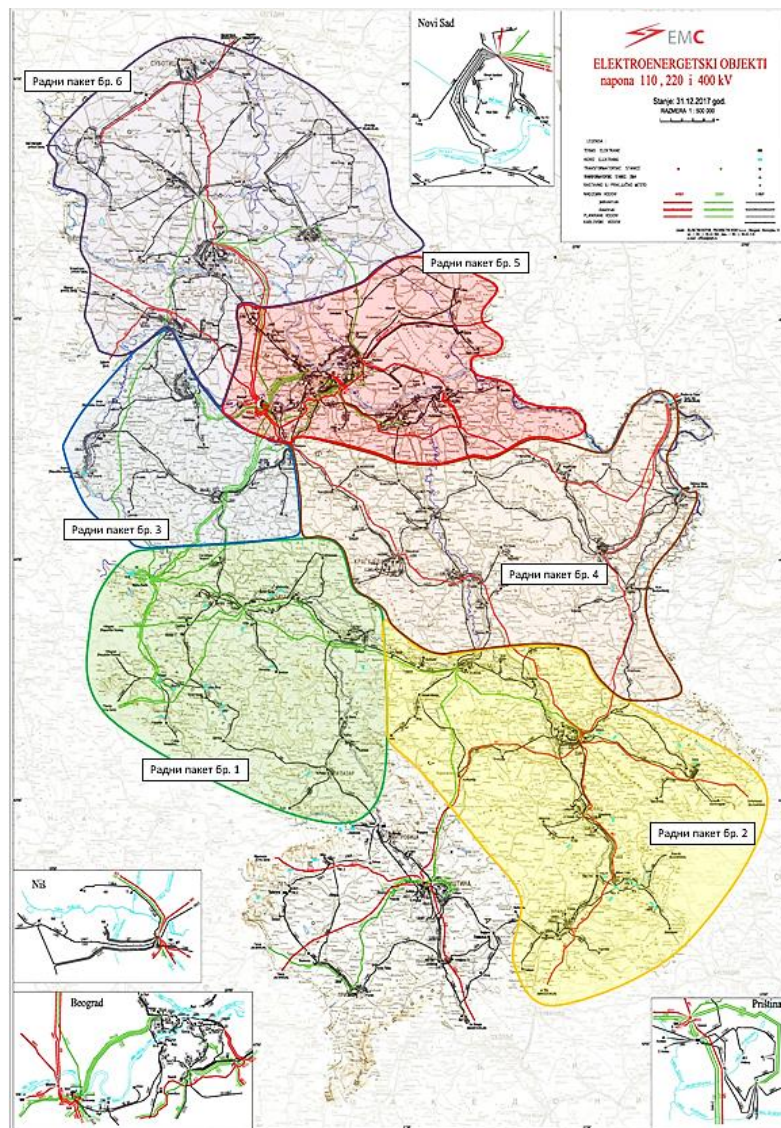
5.1 СТУДИЈА ДУГОРОЧНОГ ПЛАНИРАЊА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ НА ВРЕМЕНСКОМ ХОРИЗОНТУ ДО 2035. ГОДИНЕ

Узевши у обзир то што је претходна студија која се бавила дугорочним планирањем развоја преносног система израђена пре више од десет година (прецизније, 2007. године), при чему је, у међувремену, дошло до знатних промена улазних параметара, може се доћи до закључка да су и резултати ове претходне студије све мање и мање примењиви. Главне измене се односе на промену нивоа подграђености постојећих високонапонских водова, као и детаљних урбанистичких планова, услед којих неке од перспективних траса далековода и потенцијалних локација нових трансформаторских станица више није могуће узимати у разматрање, брзи раст инсталисаних генераторских капацитета базираних на обновљивим изворима енергије, али и реализација извесних интензивних инвестиција у привреду, манифестованих у виду најаве за прикључење великог броја нових потрошачких центара како на напонским нивоима који припадају преносном систему, тако и на дистрибутивној мрежи.

Уважавајући и чињеницу да је преносна мрежа релативно стара, основним циљем пројекта Студије дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године (у даљем тексту, Дугорочна студија) се може сматрати сагледавање потреба за развојем мреже изградњом нових или адаптацијом, доградњом и реконструкцијом постојећих објеката. Такође, уколико, из ма ког разлога, Дугорочном студијом буде предвиђен потпуни излазак из погона неког од објеката, за сваки од таквих објеката ће бити анализирано и предложено оптимално решење којим би се његов недостатак у систему могао на одговарајући начин надоместити. Како ће се, уз нове пројекте који Дугорочном студијом развоја буду обухваћени, налазити и њима припадајућа анализа варијантних решења у форми дефинисаној одредбама Закона о планирању и изградњи, прихватљивој за израду Студије изводљивости, јасно је да ће приликом припреме изградње будућих нових објеката постојати унапред спремљена техничка документација, чиме ће се време неопходно за добијање потребних сагласности у значајној мери смањити. Овиме ће бити испуњен и други циљ израде Дугорочне студије.

Пројекат креирања Дугорочне студије је покренуо Центар за развој, који је, испред ЕМС АД, задужен за праћење процеса израде Дугорочне студије, чији је обрађивач Електротехнички институт „Никола Тесла“. Сама израда Дугорочне студије је, у складу са поделом текстуалне форме, подељена на два основна дела. Први део је посвећен прогнози потрошње електричне енергије и вршних снага по регионима и укупно на нивоу Републике Србије за 2025, 2030. и 2035. годину. Овај део Дугорочне студије је званично завршен у децембру 2018. године.

Други део Дугорочне студије се односи на опис тренутног и формирању потенцијалних перспективних стања система за 2025, 2030. и 2035. годину. Овај део је даље сегментиран на шест радних пакета, од којих сваки одговара по једном региону преносне мреже у надлежности ЕМС АД. Приказ области система које одговарају засебним радним пакетима на мапи Републике Србије може се видети на Сл. 5.1.



Сл. 5.1: Приказ области које одговарају радним пакетима Дугорочне студије

Процес израде Дугорочне студије је отпочет у јуну 2018. године, са планираним укупним трајањем од 18 месеци, тј. до краја 2019. године. У складу са тиме, обрађивач је у августу 2019. године доставио ЕМС АД иницијалне извештаје који се односе на сагледавање развоја области дефинисаних границама Радног пакета бр. 5 (подручје града Београда и јужног Баната) и Радног пакета бр. 3 (регион западне Србије), при чему се разматрање ових извештаја на интерним стручним телима ЕМС АД очекује у наступајућем периоду.

5.2 РЕГИОНАЛНА СТУДИЈА РЕГУЛАЦИЈЕ НАПОНА

Према основним постулатима рада преносних система, вредности напона изнад дозвољених граница у стационарним режимима рада мреже могу довести до бројних последица, попут убрзаног старења опреме (најугроженији су изолациони системи на далеководима и енергетским и мерним трансформаторима), као и до непотребних активирања релејне заштите и нежељеног искључења далековода или трансформатора, што потенцијално може довести до значајних финансијских трошкова по оператора разматраног система.

Током протеклих десетак година, у преносном систему ЕМС АД се јавља проблем појаве напона изнад горњих прописаних граница у појединим критичним режимима, поготово у пролећним месецима, при чему су запослени из Центра за развој, у разговору са колегама из суседних оператора преносних система, схватили да тај проблем није искључиво локалног карактера, већ захвата читав регион Западног Балкана. Тако, на пример, у ТС Мостар у Босни и Херцеговини у току 2015. године забележена је максимална вредност напона од 444 kV, док је у ТС Рибаревине у Црној Гори ова вредност достигла 450 kV. Према измереним вредностима, највећи број проблема везаних за појаву превисоких напона је концентрисан на чворовима у близини граница са преносним системима суседних оператора. Поред тога, на прекограничним водовима се јавља релативно велики проток реактивне снаге, због чега решење овог проблема треба тражити у координацији са операторима преносних система у региону кроз интензивну сарадњу у процесу планирања развоја у домену регулације напона, али и кроз покретање израде заједничких студија које би се бавиле дефинисаном темом.

Знајући то, ЕМС АД је у децембру 2016. године, уз пуну сагласност и подршку оператора суседних система, дао предлог и покренуо међународну иницијативу за донацију која би потпомогла израду Регионалне студије регулације напона на подручју Западног Балкана (надаље, Регионална студија). Као крајњи циљ Регионалне студије истакнуто је препознавање узрока настанка превисоких напона на предметном подручју, како при тренутном, тако и при перспективним стањима мреже за наредни десетогодишњи период и, у складу са добијеним резултатима, предлагање неколико варијанти решења анализираног проблема на нивоу читавог разматраног региона. Како би се избегла дискриминација неког од оператора, Регионална студија ће садржати и приказ сагледавања исплативости сваког од решења како за регион као целину, тако и за сваког оператора понаособ. За свако од предложених решења ће првенствено бити анализирана могућност примене постојеће опреме у системима, а потом, према потреби, и инвестиције у нову опрему.

Након подношења описаног захтева за донацију у фебруару 2017. године и његовог одобравања у јуну исте године, те израде програмског задатка у априлу 2018. године, формулисан је почетни извештај са временским планом реализације израде Регионалне студије. Установљена је Методологија према којој ће бити обављен избор оптималних локација и карактеристика опреме за регулацију напона. Према дефинисаном плану, израда Регионалне студије је званично започета 06.11.2018. године, када је одржан и уводни састанак, при чему је као рок за завршетак Регионалне студије и израду финалне верзије њеног текстуалног дела наведен фебруар 2020. године.

На основу резултата Студије, током 2020. године биће израђено техничко решење које ће дефинисати врсту и параметре опреме за напонско-реактивну регулацију, која ће бити уграђена на локацијама одређеним предметном Студијом.

5.3 ПРЕТХОДНА СТУДИЈА ИЗВОДЉИВОСТИ ЗА ПРОЈЕКАТ СЕВЕРНИ CSE КОРИДОР (NORTH CSE CORRIDOR)

Током 2019. године EMC АД је, у оквиру 21. рунде техничке помоћи WBIF, аплицирао и касније добио донацију за претходну студију изводљивости за пројекат *North CSE Corridor*. Ова студија треба да дефинише и процени различите варијанте овог пројекта, у смислу потенцијалних локација ТС Београд Запад, као и трасе и крајње тачке далековода који сачињавају пројекат. Резултат претходне студије изводљивости је избор оптималне варијанте са системског аспекта, као и изводљивих траса, које ће се затим детаљније обрадити кроз студију изводљивости и процену утицаја пројекта на животну средину и друштво. Више детаља о пројекту *North CSE Corridor* је дато у Потпоглављу 10.9.2.

6 ПОСМАТРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА

6.1 ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

У процесу планирања развоја преносне мреже не тежи се прављењу мреже која неће имати никаквих ограничења, већ је циљ да се развије динамична, флексибилна и робусна мрежа, прилагодљива будућим променама у производњи и потрошњи.

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 (понекад можда дати и у више временских пресека), 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*) или на праћењу глобалних циљева енергетске политике и глобалне оптимизације (*top-down*).

6.2 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА

У оквиру прогнозе потрошње коришћена су три сценарија промене бруто домаћег производа (БДП):

- Сценарио нижег раста
- Сценарио средњег раста
- Сценарио вишег раста

Према члану 112 Закона о енергетици, оператор преносног система је, у склопу израде Плана развоја преносног система, дужан да анализира адекватност производње и преносног система за очекивани развој потрошње и размене електричне енергије са другим операторима преносних система. За анализу адекватности производње, спроведену у току израде овог Плана развоја и детаљно изложену у Додатку Д.5, коришћена су два могућа сценарија:

- Реалистични
- Алтернативни

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

- У 2025. години неће бити проблема са адекватношћу производних капацитета Републике Србије (са АП КиМ). Пробабилистички показатељи адекватности показују да неће бити неиспоручене електричне енергије (ENS) нити сати у којима се дешава прекид испоручене енергије (LOLE).

Што се тиче алтернативног сценарија, закључци су следећи:

- У 2025. години неће бити проблема са адекватношћу производних капацитета Републике Србије (са АП КиМ). Пробабилистички показатељи адекватности показују да је очекивана вредност неиспоручене енергије на годишњем нивоу (ENS) бити око 2 MWh, а да се може очекивати прекид испоруке електричне енергије (LOLE) око 0,01 h на годишњем нивоу. Европска је пракса да се узима да је систем адекватан кад је параметар $LOLE < 3h$.

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

6.3 АНАЛИЗИРАНИ РЕЖИМИ РАДА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА

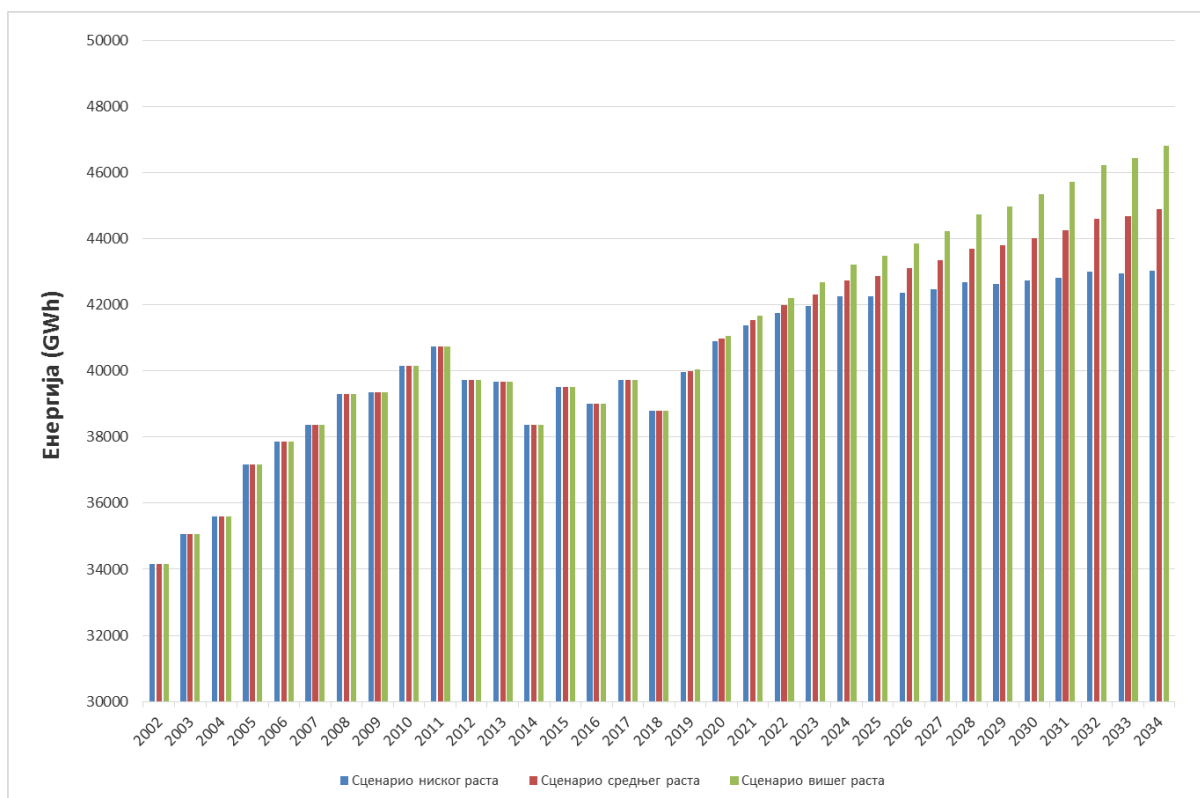
Режими рада коришћени приликом мрежних анализа у оквиру израде Плана развоја су добијени на основу дугорочне прогнозе потрошње и то за:

- Зимски максимум
- Летњи максимум
- Летњи минимум
- Апсолутни минимум (провера напонских прилика)

7 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Дугорочна прогноза потрошње (брutto потрошња са уважавањем губитака електричне енергије у преносном систему) се заснива на економетријском моделу, који као основне улазе користи историјске вредности потрошње и бруто домаћег производа. Потрошња електричне енергије Републике Србије 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 је приказан резултат прогнозе потрошње по сценаријима за период од 2019. до 2034. године, заједно са оствареним вредностима потрошње електричне енергије од 2002. до 2018. године. Остварене вредности потрошње су задржане на Сл. 7.1 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 2019-2034. године је око 0.9 %. Прогнозирана потрошња у 2029. години варира од 42,6 TWh за сценарио нижег раста до 45 TWh за сценарио вишег раста, и има тренд раста.

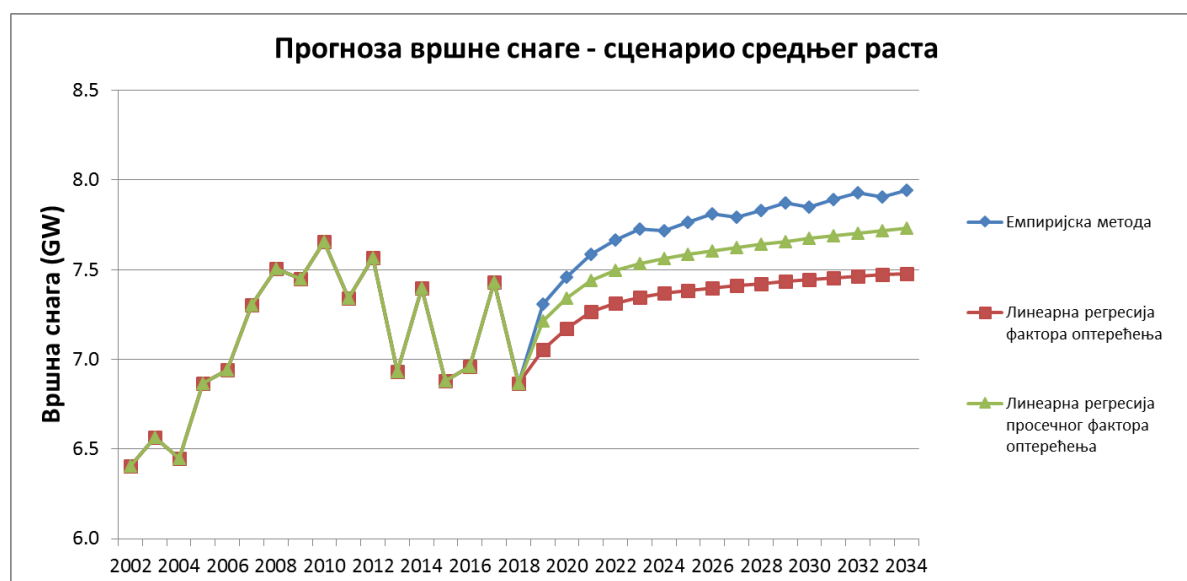


Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2019. до 2034. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2002. до 2018. године

Са Сл. 7.1 се види да је у периоду 2012-2017 дошло до стагнације раста потрошње електричне енергије Р. Србије. Ова стагнација је био изазвана светском економском кризом, док се у наредном периоду предвиђа пораст потрошње услед повећања индустријске активности у земљи.

Прогноза вршне снаге је извршена помоћу фактора оптерећења. Вредност фактора оптерећења зависи од степена индустријске развијености једне земље [28]. 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 за сценарио средњег раста БДП за период од 2019. до 2034. године, као и историјске вредности вршне снаге потрошње Р. Србије за период од 2002. до 2018. године. У зависности од примењене методе одређивања фактора оптерећења, прогнозирана вредност вршне снаге за 2029. годину се креће у распону од 7,43 GW до 7,87 GW. Резултати прогнозе показују тренд благог пораста вршне снаге потрошње у периоду од 2019. до 2034. 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 2019. до 2034. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2002. до 2018. године

На основу прогнозе потрошње електричне енергије као и историјских сатних вредности потрошње, извршена је прогноза сатних вредности за период 2019-2034. Вредности снага потрошње за карактеристичне режиме у годинама 2024. и 2029. су приказане у Таб. 7.1 и Таб. 7.2.

Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2024. годину

Прогноза за 2024. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (годишња вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7.461	7.563	7.649
Летњи максимум (вршна снага у летњим месецима)	5.263	5.323	5.384
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2.703	2.734	2.765

Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2029. годину

Прогноза за 2029. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (годишња вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7.440	7.659	7.864
Летњи максимум (вршна снага у летњим месецима)	5.328	5.473	5.620
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2.736	2.811	2.886

Детаљни опис прогнозе потрошње је дат у додатку Д.4. Потребно је нагласити да је урађена и прогноза потрошње Републике Србије без конзумног подручја аутономне покрајине Косова и Метохије. Ови резултати су приказани у додатку Д.4.3.

8 МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА

8.1 РАЧУНАРСКИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ

Рачунарски модел ЕЕС коришћен за прорачун токова снага, напонских прилика и анализе сигурности (у даљем тексту регионални модел) за период који покрива овај План развоја 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 и 220 kV суседних ЕЕС, као и ЕЕС Аустрије, Словеније, Словачке, Италије, Турске, Украјине (Бурштинско острво) и Грчке, у коме је поред 400 kV моделован и напонски ниво 150 kV.

У моделима за тренутно стање, 2023. и 2028. годину, у сврхе прорачуне токова снага и напонских прилика моделоване су најновије измене у суседним електроенергетским системима.

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

- модел за зимски максимум
- модел за летњи максимум
- модел за летњи минимум
- модел за апсолутни минимум (провера напонских прилика)

У наставку су детаљно описани наведени симулациони модели, израђени на основу прикупљених подлога и података. Треба напоменути да је за профил потрошње ЕЕС Србије по трансформаторским станицама коришћена база података SRAAMD система.

У свим моделима је укључено и подручје Косова и Метохије. Процењено је да конзум на подручју Косова и Метохије износи око 16% укупног конзума Републике Србије. Конзум на подручју Косова и Метохије се напаја помоћу електрана из тог дела система и уговореног увоза из осталих преносних система. За потребе израде Плана развоја усвојена је типична вредност увоза електричне енергије за подручје Косова и Метохије, добијена на основу искустава из претходног периода.

8.2 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија USTE модела за 2019. 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 од 6824 MW
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5018 MW
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2560 MW

Симулациони модели коришћени приликом ових анализа формиран су спајањем ажурираног модела преносног система Србије и USTE 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.

С обзиром на то да су модели преносног система Србије формиран тако да одсликавају стварне услове рада, то су хидролошке прилике у њима унете онако како су остварене у датим режимима за које су модели и формиран.

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 већих генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже

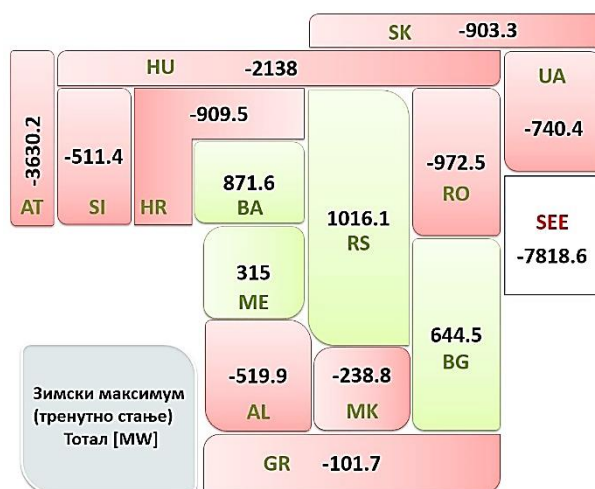
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ТЕ Костолац Б	640	280	0
ХЕ Ђердап 1	935	504	158
ТЕНТ Б	1200	980	790
ТЕНТ А	1555	1140	720
ХЕ Ђердап 2	270	160	140
ХЕ Бајина Башта	420	255	25
ТЕ Костолац А	260	280	0
РХЕ Бајина Башта – генератори	600	300	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	0
ТЕ Колубара	216	115	25
ТЕ Морава	100	0	95
ХЕ Бистрица	100	0	0
ХЕ Зворник	78	60	10

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.

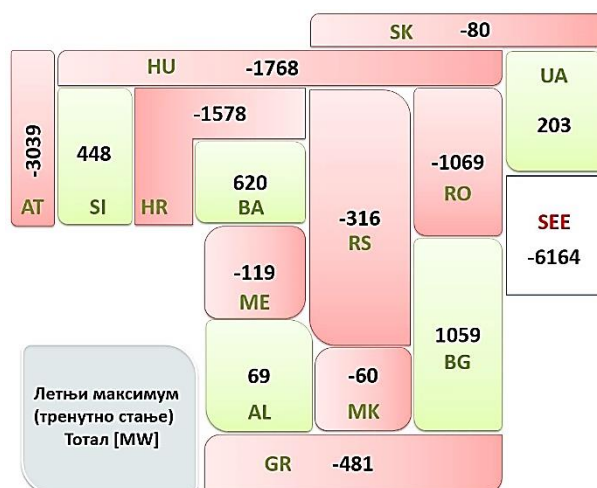
У Таб. 8.2 су дати тотали, односно разлике између снага производње и потрошње електричне енергије свих земаља чији су системи укључени у модел, који су потом и приказани на засебним дијаграмима за сваки од сагледаниг карактеристичних радних режима, датим на Сл. 8.1, Сл. 8.2 и Сл. 8.3, на којима је усвојен принцип обележавања према коме су црвеном бојом означене државе које, за посматрани режим, имају потребу за увозом електричне енергије из суседних система, док зелена боја симболизује оне државе које се, за дати режим, могу сматрати извозницима електричне енергије.

Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање

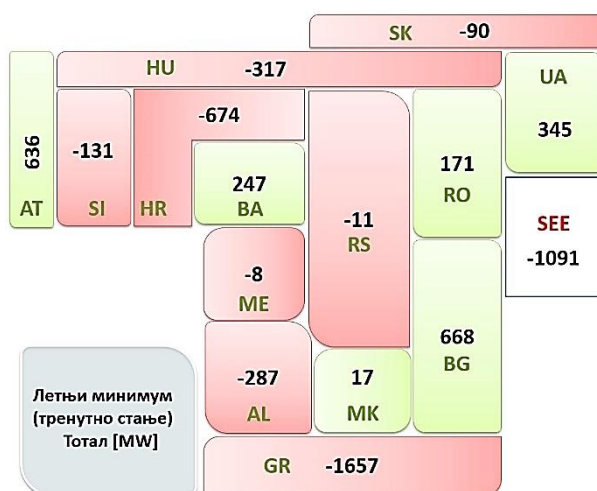
Тотали моделованих земаља за тренутно стање			
Моделована држава	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-519,94	69	-287
Аустрија	-3630,2	-3039	636
Босна и Херцеговина	871,57	620	247
Бугарска	644,47	1059	668
Грчка	-101,66	-481	-1657
Хрватска	-909,52	-1578	-674
Мађарска	-2138,02	-1768	-317
Црна Гора	314,95	-119	-8
Северна Македонија	-238,78	-60	17
Румунија	-972,49	-1069	171
Србија	1016,05	-316	-11
Словенија	-511,4	448	-131
Словачка	-903,25	-80	-90
Украјина (Бурштинско острво)	-740,36	203	345
Извоз региона	-7818.6	-6164	-1091



Сл. 8.1: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума за тренутно стање мреже



Сл. 8.2: Топали моделованих земаља за режим летњег максимума за тренутно стање мреже



Сл. 8.3: Топали моделованих земаља за режим летњег минимума за тренутно стање мреже

Република Србија се, при стању система у коме се тренутно налази, понаша као увозник или извозник, зависно од режима који се посматра. Приметно је да је потреба за електричном енергијом на територији Србије задовољена у режиму зимског максимума, при чему постоји и вишак енергије који се може извозити у околне системе. У режиму летњег минимума, равнотежа између снаге производње и снаге потрошње Републике Србије је готово постигнута, док се режиму летњег максимума јавља потреба за увозом електричне енергије из суседних електроенергетских система.

У свим режимима обухваћеним анализама вршеним за тренутно стање система, регион Југоисточне Европе се понаша као увозник електричне енергије, при чему се, са радним режимима, мења само количина енергије коју је потребно у њега пласирати из околних региона.

8.3 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2024. ГОДИНУ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија SECI модела за 2020. годину која је затим 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 од 7563 MW
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5323 MW
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2734 MW

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2024. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и топологију мреже у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за 2024. годину.

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

У режиму зимског максимума је уважена потенцијална ситуација у којој долази до јаког налета ветра на подручјима на којима су ветроелектране у Србији подигнуте. У складу са тиме, за овај режим је сматрано да готово све ветроелектране прикључене на ЕЕС Србије производе електричну енергију снагом једнаком својој одобреној снази, чиме је симулирано критично стање система по питању настанка могућих преоптерећења његових елемената, услед чега би могао бити угрожен пласман енергије из ових капацитета. У режимима летњег максимума и летњег минимума, производни капацитети ветроелектрана су ангажовани смањеном снагом, једнаком 80% вредности усвојене за режим зимског максимума, за шта би се оправдање могло наћи у томе да су нагли удари ветра далеко карактеристичнији за зимски период године, него за пролећне и летње месеце. Услед значајних вредности инсталираних капацитета ветроелектрана чији се улазак у погон очекује до 2024. године, у симулационом моделу који одговара условима летњег минимума је било неопходно претпоставити рад РХЕ Бајина Башта у пумпном режиму.

У Таб. 8.3 је дат приказ ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираног режима 2024. године. За ветроелектране је приказана

вредност снаге у тачки прикључења, док је за остале типове електрана дата вредност произведене активне снаге на прагу мреже.

Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2024. 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	126.8	126.8
ВЕ Пландиште 1	102	81.6	81.6
ВЕ Алибунар	42	33.6	33.6
ВЕ Кошава	117	93.6	93.6
ВЕ Ковачица	104.5	83.6	83.6
ВЕ Алибунар 1	99	79.2	79.2
ВЕ Алибунар 2	75	60	60
ВЕ Костолац	75	60	60
ВЕ Бела Анта	120.75	96.6	96.6
ВЕ Никине Воде	45	36	36
ВЕ Кривача	102.3	81.8	81.8
ВЕ Елисио Али 2	150	120	120
ВЕ Башаид	85	68	68
ВЕ Ветрозелена	300	240	240
ВЕ Пупин	100	80	80
ВЕ Елисио Винд 01	50	40	40
ВЕ Блок Винд 1	30	24	24
ВЕ Маестрале Ринг	400	320	320
ВЕ Торак	120	96	96
ТЕ Костолац Б	591.5	591.5	581.5
ХЕ Ђердап 1	590	544.1	147.1
ТЕНТ Б	1196	588	598
ТЕНТ А	995.8	670.9	574
ХЕ Ђердап 2	170	170	102
ХЕ Бајина Башта	320	280	25
ХЕ Зворник	100	80	10
ТЕ Костолац А	142	141	141

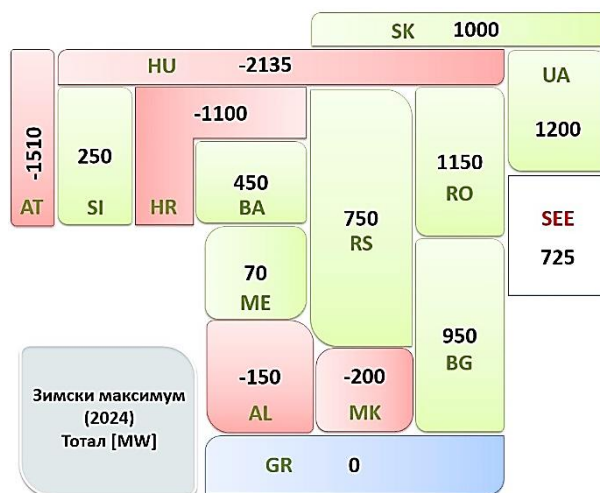
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
РХЕ Бајина Башта – генератори	200	200	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ХЕ Потпећ	50	50	5
ХЕ Бистрица	90	45	0
ТЕ-ТО Панчево	182.8	182.8	182.8
ТЕ-ТО Нови Сад	230	0	0
ТЕ-ТО Винча	30.24	30.24	30.24

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*).

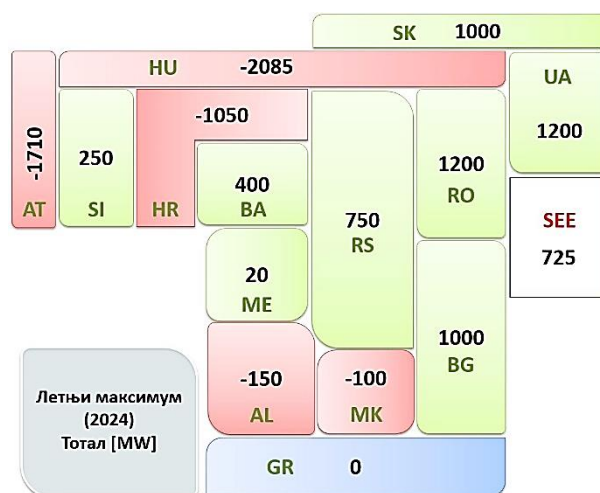
У Таб. 8.4 су дати тотали свих земаља чији су системи обухваћени овим моделима, док су на Сл. 8.4, Сл. 8.5 и Сл. 8.6 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама, као и тотали моделованих земаља за све анализиране режиме.

Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2024. годину

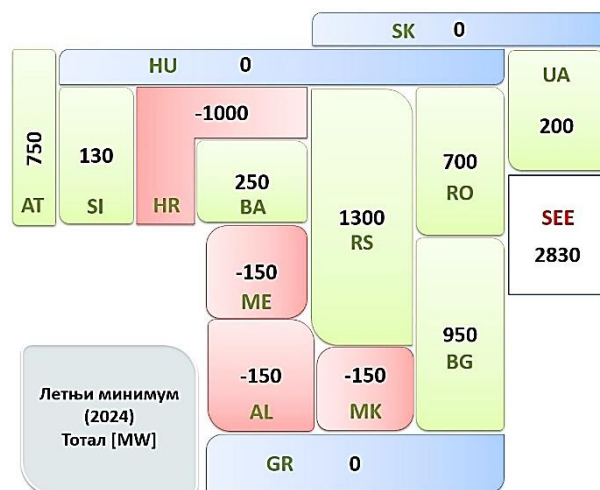
Тотали моделованих земаља за 2024. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-150	-150	-150
Аустрија	-1510	-1710	750
Босна и Херцеговина	450	400	250
Бугарска	950	1000	950
Грчка	0	0	0
Мађарска	-2135	-2085	0
Северна Македонија	-200	-100	-150
Румунија	1150	1200	700
Словачка	1000	1000	0
Словенија	250	250	130
Србија	750	750	1300
Украјина (Бурштинско острво)	1200	1200	200
Хрватска	-1100	-1050	-1000
Црна Гора	70	20	-150
Извоз региона	725	725	2830



Сл. 8.4: Топали моделованих земаља за режим зимског максимума 2024. године



Сл. 8.5: Топали моделованих земаља за режим летњег максимума 2024. године



Сл. 8.6: Топали моделованих земаља за режим летњег минимума 2024. године

Пажљивијим разматрањем добијених резултата могло би се доћи до закључка да, независно од посматраног радног режима за 2024. годину, државе лоциране у источном делу региона имају вишак произведене електричне енергије, коју потом извозе у

суседне системе, док се државе које се налазе у западнијем делу региона претежно могу идентификовати као увозници електричне енергије, при чему би се као пример за прву дефинисану групу могле навести Румунија и Бугарска, док би се као припадник друге групе могла издвојити Хрватска, и то за сваки од обухваћених режима који одговарају 2024. години. Овима је још једанпут потврђена позната чињеница да се глобални ток енергије кроз регион одвија у смеру од истока према западу.

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.

Коначно, сам регион се, без обзира на то који се радни режим посматра, за ову годину понаша као извозник електричне енергије, где се део генерисане енергије, који је, са тачке гледишта задовољавања потреба конзума, сувишан, пласира преко интерконективних далековада према суседним регионима.

8.4 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2029. ГОДИНУ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија SECI модела за 2025. 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 од 7659 MW
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5473 MW
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2811 MW

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2029. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и транзите електричне енергије у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за планску 2029. годину.

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

Аналогно скупу претпоставки усвојених при креирању симулационих модела којима је описано перспективно стање преносне мреже за 2024. годину, и при разматрањима која су се односила на десетогодишњи временски хоризонт, односно, 2029. годину, усвојено је да све ветроелектране, за радни режим зимског максимума, производе електричну енергију снагом једнаком њиховој инсталисаној снази. Такође, и овај пут је сматрано да су снаге генерисања енергије из ових капацитета у режимима који се односе на летњи период за 20% мање од оних примењених при прорачунима валидним за радни режим зимског максимума. И овај пут се може уочити феномен сличан оном дефинисаном у опису модела за 2024. годину, према коме је, у циљу трошења енергије произведене из обновљивих извора енергију, у режиму летњег минимума потребно ангажовати пумпно постројење у РХЕ Бајина Башта.

У Таб. 8.5 је дат приказ ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираног режима 2029. године. За ветроелектране је приказана вредност снаге у тачки прикључења, док је за остале типове електрана дата вредност произведене активне снаге на прагу мреже.

Таб. 8.5: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2029. 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	126.8	126.8
ВЕ Пландиште 1	102	81.6	81.6
ВЕ Алибунар	42	33.6	33.6
ВЕ Кошава	117	93.6	93.6
ВЕ Ковачица	104.5	93.6	93.6
ВЕ Алибунар 1	99	79.2	79.2
ВЕ Алибунар 2	75	60	60
ВЕ Костолац	75	60	60
ВЕ Бела Анта	120.75	96.6	96.6
ВЕ Никине Воде	45	36	36
ВЕ Кривача	102.3	81.8	81.8
ВЕ Елисио Али 2	150	120	120
ВЕ Башаид	85	68	68
ВЕ Банат	184.8	147.8	147.8
ВЕ Банат 2	140	112	112
ВЕ Ветрозелена	300	240	240
ВЕ Пупин	100	80	80
ВЕ Елисио Винд 01	50	40	40
ВЕ Блок Винд 1	50	40	40
ВЕ Маестрале Ринг	600	480	480
ВЕ Торак	120	96	96
ТЕ Костолац Б	446.5	446.5	225
ТЕ Колубара Б	228	228	228
ХЕ Ђердап 1	680.8	595.6	115.5
ТЕНТ Б	1016	588	508
ТЕНТ А	995.8	570.2	416.5
ХЕ Ђердап 2	170	170	102
ХЕ Бајина Башта	320	280	25
ХЕ Зворник	100	80	10

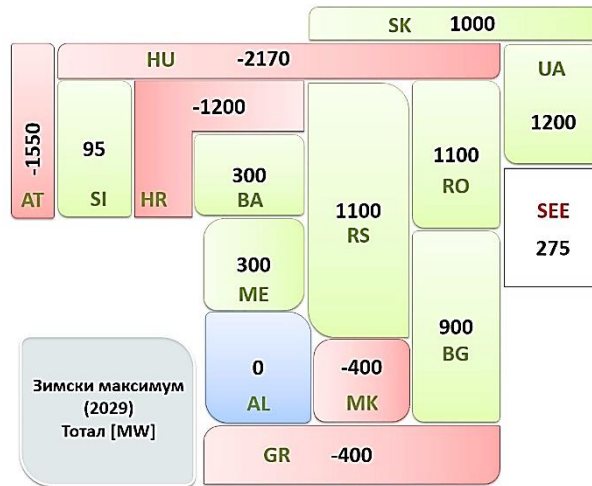
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ТЕ Костолац А	142	141	141
РХЕ Бајина Башта – генератори	200	250	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ХЕ Потпећ	50	50	10
ХЕ Бистрица	90	90	0
ТЕ-ТО Панчево	182.8	182.8	182.8
ТЕ-ТО Нови Сад	230	0	0
ТЕ-ТО Винча	30.24	30.24	30.24

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*).

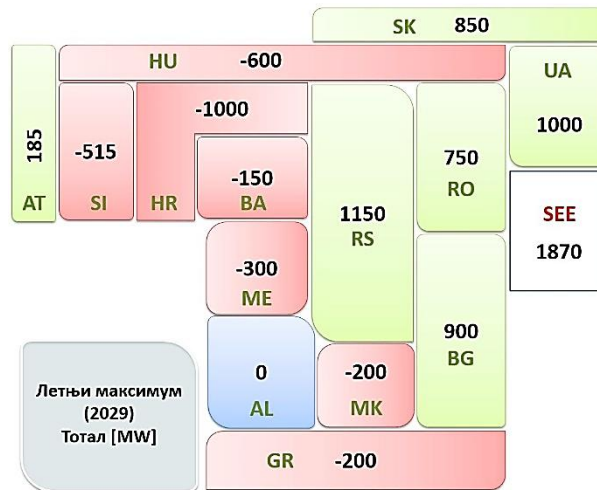
У Таб. 8.6 су дати тотали свих земаља чији су системи укључени у модел, који су, потом, графички приказани на Сл. 8.7, Сл. 8.8 и Сл. 8.9, на којима боје искоришћене за обележавање појединих држава имају значење идентично оном дефинисаном при описивању симулационих модела за 2024. годину.

Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2029. годину

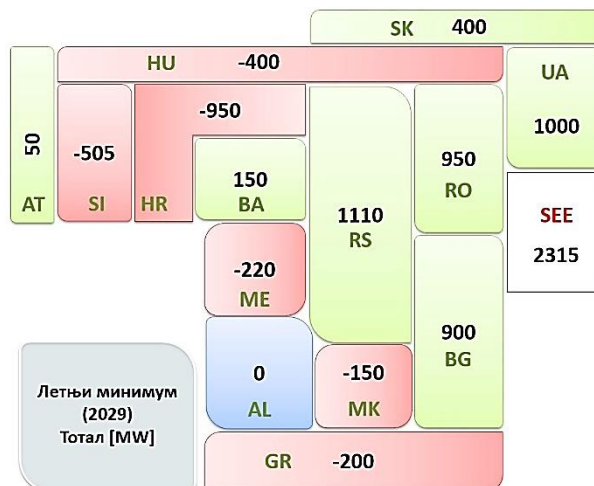
Тотали моделованих земаља за 2029. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	0	0	0
Аустрија	-1550	185	50
Босна и Херцеговина	300	-150	150
Бугарска	900	900	900
Хрватска	-1200	-1000	-950
Грчка	-400	-200	-200
Мађарска	-2170	-600	-400
Северна Македонија	-400	-200	-150
Црна Гора	300	-300	-220
Румунија	1100	750	950
Србија	1100	1150	1110
Словачка	1000	850	400
Словенија	95	-515	-505
Украјина (Бурштинско острво)	1200	1000	1000
Извоз региона	275	1870	2315



Сл. 8.7: Тотали моделованих земаља за режим зимског максимума 2029. године



Сл. 8.8: Тотали моделованих земаља за режим летњег максимума 2029. године



Сл. 8.9: Тотали моделованих земаља за режим летњег минимума 2029. године

У складу са закључцима до којих се дошло након анализе тотала држава претпостављених за 2019. и 2024. годину, и у овом случају би се могло приметити да се као доминантни смер тока енергије кроз регион Југоисточне Европе истиче смер од

истока према западу, при чему се, као најзначајнији извозници енергије, независно од посматраног режима, издвајају електроенергетски системи Румуније, Бугарске и Србије. Насупрот њима, државе попут Хрватске и Мађарске, у свим обухваћеним карактеристичним радним режимима, спадају у групу земаља којима је увоз електричне енергије неопходан за подмиривање потреба конзума. Регион се, за 2029. годину, у сва три режима понаша униформно, као извозник електричне енергије.

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, 2024. и 2029. 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) и
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум) – режим није анализиран за тренутно, већ само за перспективна стања мреже.

За све три године обухваћене овим прорачунима приметно је да се најкритичнија преоптерећења елемената преносног система јављају на 110 kV напонском нивоу.

Резултати анализа сигурности спроведених за тренутно стање система показују да се проблеми у 110 kV преносној мрежи јављају на подручју Београда, јужног Баната и Рашке области, при чему су критични режими зимског и летњег максимума.

Резултати анализа сигурности спроведених за 2024. годину показују да се, за сва три обухваћена режима, као најкритичнији регион система може издвојити географско подручје између ТС Панчево 2 и ТС Београд 3, између којих се проток енергије одвија преко старих 110 kV далековаода и РП Панчево 1, при чему се, посебно у режиму летњег максимума, може запазити велики број испада приликом којих се предметни далеководи преоптерећују. Узрок настанка ових проблема може се пронаћи у планираном уласку у погон значајних ветрогенераторских капацитета у области јужног Баната, док се, као мера за њихово решавање, сагледава реконструкција критичних далековаода у овој регији. Поред овога, приметне су и велике потешкоће у случају испада ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Велики Кривељ, што је ситуација у којој, независно од посматраног режима, долази до напонског слома у систему, услед које ни симулациони модел не конвергира. Иако ће овај проблем бити предмет детаљних анализа у наступајућем периоду, према овом Плану развоја, његово индикативно решење би могло представљати увођење [ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ТС Велики Кривељ у ТС Бор 2](#), по принципу „улаз-излаз“, чиме ће се обезбедити двостука веза између ТС Бор 2 и ТС Велики Кривељ и предупредити последице наведеног испада.

Резултати анализа сигурности у режиму зимског максимума у 2029. години показују да се већина преоптерећења јавља на 110 kV каблу бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6, што се може решити оперативним путем (отварарање спојног поља у ТС Београд 6), док је генерално у свим режимима, као и за 2024. годину, детектован проблем напонске нестабилности региона око ХЕ Ђердап 2 у случају испада 110 kV ДВ бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС Велики Кривељ.

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.

9.2 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије за период од 2020. до 2029. године, прорачуни струја кратких спојева су рађени за тренутно стање система, као и за предвиђена стања на крају разматраног петогодишњег периода (2024. година) и десетогодишњег периода (2029. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума, уз следеће претпоставке:

- прорачун струја кратког споја је рађен према стандарду IEC 60909 са напонским фактором⁶ 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, ТС Смедерево 3 и РП Дрмно услед прикључења великих генераторских јединица у том делу мреже.

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

⁶ 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

Закон о енергетици („Службени гласник РС“ бр. 145/2014), члан 112, 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 и регионални инвестициони план. Сигурност снабдевања се проверава анализом адекватности производње („*generation adequacy analysis*“).

Имајући у виду читав низ променљивих од којих зависи задовољење потрошње немогуће је обезбедити потпуну сигурност снабдевања. Стога, ова анализа има за циљ утврђивање ризика остварења догађаја да део потрошње остане без напајања. Као мера овог ризика обичано 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.

При анализама адекватности производње уважавају се сва тржишна ограничења рада електроенергетског система уз разматрање великог броја (више од 1000) могућих ситуација карактерисаних различитим нивоима производње из обновљивих извора, производње хидро и термо електрана 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 укупне 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
- LOLP (*Loss of Load Probability*) (%) – вероватноћа појаве догађаја да потрошња није задовољена
- EENS (*Expected Energy Not Supplied*) (MWh) – очекивана укупна енергија потрошње која није задовољена

Када је ниво ризика нижи од граничног, тада се за систем утврђује одређени ниво вишка инсталисаних капацитета или вишка снаге (“*capacity margin*“). Са друге стране, 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.

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 и утврђивања ризика снабдевања потрошача.

Ова методологија се базира на ENTSO-E методологији примењеној у изради MAF2018 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.

Анализа је показала да у систему Србије нема проблема са адекватношћу ни у једном од анализираних сценарија. Главни резултати се могу видети у табелама Таб. 9.1 и Таб. 9.2, а детаљно описана методологија и сви резултати се налазе у Додатку Д.5.

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

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	0	0

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

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	2	0.01

10 ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У складу са пословном политиком ЕМС АД, 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 електрана или КПС
Циљ 4	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 као подлога за израду Плана инвестиција у преносни систем. Индикатори који могу послужити за процену старења постојеће инфраструктуре, чија је санација један од аспеката Циља 2, наведени су у додатку Д.7.

Листа пројеката је подељена у две категорије: категорију пројеката који се налазе у развојној фази и категорију пројеката који се налазе у инвестиционој фази. Свака од наведених категорија пројеката је даље подељена у седам поткатегија.

Пројекат се дефинише као развојни, тј. представља пројекат у развојној фази, до завршетка претходне студије изводљивости односно студије изводљивости. Почетак реализације за развојне пројекте се 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, након чијег креирања се очекује реално сагледавање датих година.

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

Таб. 10.2: Кореспонденција између пројеката у развојној и инвестиционој фази и постављених циљева развоја

Пројекти у развојној и инвестиционој фази	Циљ 1	Циљ 2	Циљ 3	Циљ 4
Пројекти међународног карактера (интерконеције)	✓	✓		✓
Пројекти 400 kV интерне мреже	✓	✓		✓
Пројекти 220 и 110 kV интерне мреже	✓	✓	✓	✓
Пројекти повезивања објеката ОПС на ОДС	✓	✓		
Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС			✓	
Пројекти прикључења објеката на преносни систем (купац и произвођач)			✓	
Остали пројекти у преносни систем				✓

На основу наведених циљева, дефинисано је седам основних покретача 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

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 неколико подкатегорија пројеката:

- Пројекти међународног карактера (интерконеције)
- Пројекти интерне 400 kV мреже
- Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже.

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

Листа пројеката ОПС у развојној фази						
Покретачи 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						
Планирани улазак у погон						
10.1.1 Пројекти међународног карактера (интерконекције)						
1	ДВ 400 kV између Србије и Хрватске	после 2029	✓	✓	✓	✓
2	ДВ 400 kV између Србије и Бугарске	после 2029	✓	✓	✓	✓
3	ДВ 400 kV између Србије и Румуније	после 2029	✓	✓	✓	✓
4	ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе	после 2029	✓	✓	✓	✓
10.1.2 Пројекти интерне 400 kV мреже						
1	ТС 400/110 kV у региону јужног Баната	после 2024	✓	✓	✓	✓
2	Пројекат ВеоGrid 2030	после 2029	✓	✓	✓	✓
3	ТС 400/110 kV северно од Ниша	после 2029	✓	✓	✓	✓
4	Реконструкција ТС Сремска Митровица 2	после 2029	✓	✓	✓	✓
5	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште – државне границе	после 2029	✓	✓	✓	✓
6	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2	после 2029	✓	✓	✓	✓
7	ТС 400/110 kV Колубара (Конатице)	после 2024	✓	✓	✓	✓
8	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно	после 2029	✓	✓	✓	✓
9	Реконструкција ТС Суботица 3	после 2029	✓	✓	✓	✓
10	Реконструкција РП Дрмно – II фаза	после 2029	✓	✓	✓	✓
11	Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б	после 2029	✓	✓	✓	✓
12	Повећање инсталисане снаге ТС Смедерево 3	после 2029	✓	✓	✓	✓
10.1.3 Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже						
1	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	после 2029	✓	✓	✓	✓
2	Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3	после 2029	✓	✓	✓	✓
3	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица	после 2029	✓	✓	✓	✓
4	ДВ 110 kV ТС Деспотовац – ТС Јагодина 4	после 2029	✓	✓	✓	✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази

Покретачи 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					
		Планирани улазак у погон					
5	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	после 2029	✓	✓		✓	✓
6	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2	после 2024	✓	✓		✓	✓
7	ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница	после 2029		✓		✓	✓
8	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Рашка - ТС Копаоник	после 2029	✓	✓		✓	✓
9	Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 6 – ТС Београд 45	2024	✓	✓			✓
10	Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 47 - ТЕТО Београд	после 2024	✓	✓			✓
11	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево	после 2029		✓		✓	✓
12	ДВ 110 kV ТС Жабаљ - ТС Перлез	после 2024		✓		✓	✓
13	Преусмеравање ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1	после 2024				✓	✓
14	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20	после 2029		✓		✓	✓
15	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2	после 2024		✓		✓	✓
16	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Севојно	после 2029	✓	✓			✓
17	Реконструкција ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Обреновац	после 2024		✓			✓
18	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС Уб	после 2029		✓		✓	✓
19	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 – II фаза	после 2029	✓				✓
20	Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта	после 2024		✓	✓	✓	✓
21	Реконструкција ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Јабучје	после 2024	✓	✓			✓
22	Адаптација ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Јабучје	после 2024	✓	✓			✓
23	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Неготин	после 2024	✓	✓		✓	✓
24	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТЕ Морава	после 2029	✓				✓
25	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Алексинац – ТС Ниш 1	после 2024	✓	✓			✓
26	Адаптација ДВ 110 kV ТЕ Колубара - ТС Лазаревац	после 2024	✓	✓			✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази									
Покретачи 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							
		Планирани улазак у погон							
27	Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 –ТС Београд 3 – ТС Београд 35	после 2024	✓	✓				✓	✓
28	Адаптација ДВ 110 kV ТС Пожега – чвор Бељина	2023	✓						✓
29	Адаптација ДВ 110 kV ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3	после 2024	✓						✓
30	Адаптација ДВ 2×110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 20	2024	✓						✓
31	Адаптација ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 5 – ТС Стара Пазова	2022		✓				✓	✓
32	Адаптација ДВ 110 kV ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	после 2024	✓						✓
33	Адаптација ДВ 110 kV ТС Кула - ТС Србобран	после 2024	✓						✓
34	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 3	после 2024	✓	✓	✓				✓
35	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 33	после 2024	✓	✓	✓				✓
36	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 33	после 2024	✓	✓	✓				✓
37	Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	после 2024	✓	✓	✓				✓
38	Реконструкција РП 110 kV у ТС Краљево 3	2024	✓					✓	✓
39	Реконструкција РП 110 kV Панчево 1	после 2029	✓		✓			✓	✓
40	Повећање инсталисане снаге ТС Ваљево 3	после 2024 (прва фаза 2024, друга 2025)	✓	✓	✓			✓	✓
41	Реконструкција ТС Ваљево 3	после 2029	✓					✓	✓
42	Реконструкција ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3	после 2029	✓	✓					✓
43	Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3	после 2029	✓	✓					✓
44	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1	после 2029	✓						✓
45	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22	после 2024	✓	✓				✓	✓
46	Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4	после 2029	✓					✓	✓
47	Реконструкција ТС Шабац 3	после 2029	✓					✓	✓
48	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Мали Зворник – ТС Лешница	после 2024	✓	✓					✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази

Покретачи 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					
		Планирани улазак у погон					
49	Адаптација ДВ 110 kV ТС Сомбор 3 - ТС Црвенка	после 2029	✓				✓
50	Адаптација ДВ 110 kV ТС Црвенка - ТС Кула	после 2029	✓				✓
51	Замена КБ 110 kV ТС Београд 15 – ТС Београд 17	после 2029	✓	✓			✓
52	Замена КБ 110 kV ТС Београд 14 – ТС Београд 15	после 2029	✓	✓			✓
53	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2	после 2029	✓	✓			✓
54	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - ЕВП Ђунис	после 2029	✓	✓			✓
55	Реконструкција ДВ 110 kV ЕВП Ђунис - ТС Алексинац	после 2029	✓	✓			✓
56	Адаптација ДВ 110 kV ТС Неготин - ТС Прахово	после 2024	✓	✓			✓
57	Адаптација ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Сип	после 2029	✓				✓
58	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 22 – ТС Београд 10	после 2024	✓				✓ ✓
59	Адаптација ДВ 110 kV бр. 130/1/2/3	2022	✓	✓	✓		✓ ✓
60	Адаптација ДВ 220 kV бр. 254/1/2	после 2024		✓	✓		✓
61	Адаптација ДВ 110 kV бр. 121/2/3/4	после 2024	✓	✓	✓		✓ ✓
62	Адаптација ДВ 110 kV бр. 142/2/3	после 2024	✓	✓	✓		✓
63	Адаптација ДВ 110 kV ТС Рудник 3 - ТС В.Градиште	после 2029		✓	✓		✓
64	Преусмеравање ДВ 220 kV ТС С.Митровица 2 – ТС Бајина Башта	после 2024	✓				✓ ✓
65	Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Б.Башта	после 2024	✓				✓ ✓
66	Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТС Смедерево 3	после 2024	✓				✓ ✓
67	Реконструкција ДВ 110 kV ПРП Бор 4 - ТС Зајечар 2	после 2024	✓	✓			✓ ✓
68	Адаптација ДВ 110 kV ТС Нови Сад 1 - ТС Рума 1	после 2024	✓				✓
69	Адаптација ДВ 110 kV ТС Рума 1 - ТС Рума 2	после 2029	✓				✓
70	Адаптација ДВ 110 kV ТС Рума 2 - ТС Сремска Митровица 1	после 2029	✓				✓
71	Адаптација ДВ 110 kV ТС Сремска Митровица 1 - ТС Пећинци	после 2029	✓				✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази							
Покретачи 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					
		Планирани улазак у погон					
72	Адаптација ДВ 110 kV ТС Пећинци - ТС Шабац 3	после 2024	✓				✓
73	Адаптација ДВ 110 kV чвор Бељина - ТС Горњи Милановац 1	после 2029	✓				✓
74	Адаптација ДВ 110 kV ТС Лазаревац - ЕВП Словац	после 2024	✓				✓ ✓
75	Адаптација ДВ 110 kV ЕВП Словац - ТС Ваљево 3	после 2024	✓				✓ ✓
76	Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 - државна граница (ТС Жимболија)	после 2029	✓				✓
77	Адаптација ДВ 110 kV ТС Сомбор 1 - ТС Сомбор 3	после 2029	✓				✓
78	Адаптација ДВ 110 kV ТС Зрењанин 1 – ТС Зрењанин 2	после 2029	✓				✓
79	Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 – ТС Зрењанин 2	после 2024	✓				✓
80	Повећање инсталисане снаге ТС Чачак 3	после 2029	✓	✓			✓ ✓
81	Реконструкција ТС Пожега	после 2029	✓	✓			✓ ✓
82	Реконструкција РП 220 kV у ТС Краљево 3	после 2029	✓				✓ ✓
83	Замена опреме у РП 220 kV ТЕНТ Б	после 2029	✓				✓ ✓
84	Реконструкција РП 110 kV Ђердап 2	после 2029	✓				✓ ✓
85	Увођење трансформације између ТС Обреновац и ТС ТЕНТ СП	2023		✓	✓		✓ ✓ ✓
86	Увођење ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 у ТС Мајданпек 2	после 2024	✓		✓		✓ ✓
87	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Бор 2 – РП Бор 4	2024	✓	✓	✓		✓ ✓
88	Увођење ДВ 110 kV РП Ђердап 2 – ТС Велики Кривељ у ТС Бор 2	после 2029		✓	✓		✓ ✓
89	ДВ 110 kV ТС Перлез – регион Јужног Баната	после 2024		✓	✓		✓
90	Превезивање ДВ 220 kV бр. 217/1 и 275 испред ТС Нови Сад 3	2022					✓

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

10.2 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У следећој табели су наведени само они пројекти повезивања објекта ОДС на ОПС који изискују инфраструктурне активности од стране ЕМС АД.

Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази

Листа пројеката повезивања у развојној фази						
Покретачи пројеката повезивања у развојној фази		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	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	2025				✓
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	после 2024				✓
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина	2025				✓
4	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац	после 2024				✓
5	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7	после 2024				✓
6	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9	после 2024				✓
7	Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница	после 2024				✓
10.2.2 ДП Краљево						
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац	2025				✓
2	Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац	2024 (ТС: 2023)				✓
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева	2023				✓
4	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3	2024				✓
5	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2	2023 (ТС: 2021)				✓
6	Повезни вод за ТС 110/x kV Варварин	2029				✓
7	Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2	2029				✓
8	Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус	2029				✓
9	Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4	2029				✓

Листа пројеката повезивања у развојној фази						
Покретачи пројеката повезивања у развојној фази		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	Повезни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4	2024				✓
11	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица	2029				✓
12	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	2022 (ТС: 2021)			✓	
10.2.3 ДП Крагујевац						
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	2025				✓
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	2024				✓
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23	2028				✓
4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24	2024				✓
5	Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица	2025				✓
6	Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	2024				✓
7	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21	2025				✓
10.2.4 ДП Београд						
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 43	2028				✓
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46	2025				✓
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47	2027				✓
4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48	2025				✓
5	Повезни вод за ТС 110/10 kV Нова лука Београд	2026			✓	✓
10.2.5 ДП Нови Сад						
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Пландиште	2029				✓
2	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	2027				✓
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6	2025			✓	✓
4	Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин	2024			✓	✓

10.3 ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.5 дата је листа осталих пројеката у развојној фази који подразумевају телекомуникациону и другу инфраструктуру неопходну за функционисање преносног система.

Таб. 10.5: Листа осталих пројеката у преносном систему у развојној фази

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	Реконструкција уљних јама	2023

10.4 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРЕДЛОЖЕНИХ ЗА ПРЕЛАЗАК У ИНВЕСТИЦИОНУ ФАЗУ

Како се основном подлогом за израду Плана инвестиција у преносни систем може сматрати План развоја преносног система, то је јасна потреба да ова два документа буду у потпуности усклађена. Ово подразумева да се сви пројекти који су у Плану развоја наведени као пројекти у инвестиционој фази морају једнозначно наћи и у Плану инвестиција за одговарајући временски период. Листа пројеката предложених за прелазак у инвестициону фазу, дата је у Таб. 10.6:

Таб. 10.6: Листа развојних пројеката који су предложени за прелазак у инвестициону фазу

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	Реконструкција уљних јама	2023
2	Адаптација ДВ 110 kV бр. 130/1/2/3	2022
3	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	2022
4	Увођење трансформације између ТС Обреновац и ТС ТЕНТ СП	2023
5	Адаптација ДВ 110 kV ТС Пожега – чвор Бељина	2023
6	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2	2023
7	Адаптација ДВ 2x110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 20	2024
8	Реконструкција РП 110 kV у ТС Краљево 3	2024
9	Повећање инсталисане снаге ТС Ваљево 3	прва фаза 2024, друга 2025
10	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6	2025

10.5 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Пројекти на којима је изградња завршена или се завршетак очекује током 2019. године и на којима не постоје преостале инвестиционе активности су:

- Замена енергетских трансформатора у ТС Београд 4
- Замена ВН опреме у ТС 400/220/110 kV Ниш 2
- Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23 (Аутокоманда)
- Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2

У претходном делу текста наведени су сви пројекти који су били сагледани у Плану инвестиција у преносни систем 2019-2021, а чија је реализација завршена у претходном периоду, независно од тога да ли су били класификовани као пројекти ОПС или као пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС.

Пројекти на којима је изградња завршена у претходном периоду или је планирана да се заврши до краја 2019. године, а на којем постоје преостале инвестиционе активности по уговорима током 2020. године су:

- Реконструкција ТС 220/35 kV Бајина Башта, 2018
- Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3, 2019

У Таб. 10.7 су наведени пројекти развоја преносне мреже који су у инвестиционој фази (пројекти међународног карактера, пројекти интерне 400 kV мреже, пројекти интерне 220 и 110 kV мреже, пројекти повезивања објеката ОПС на објекте ОДС, пројекти прикључења корисника преносног система).

Таб. 10.7: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже)

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инвестицијама	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					
10.5.1 Пројекти међународног карактера (интерконеције)						
1	ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе	2025 ⁷	✓	✓	✓	✓
2	ДВ 110 kV између Србије и БиХ	2021		✓	✓	✓

⁷ Година уласка у погон зависи од начина финансирања.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инвестицијама	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					
10.5.2 Пројекти интерне 400 kV мреже						
1	Реконструкција ТС Смедерево 3	2020	✓	✓		✓
2	Реконструкција ТС Србобран	2021	✓	✓		✓
3	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3	2021		✓		✓
4	ДВ 2×400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта	2025 ⁸	✓	✓		✓
5	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост	2026	✓			✓
6	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2	2024	✓	✓		✓
7	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1	2022	✓			✓
8	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	2020	✓			✓
9	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2	2023	✓			✓
10	Реконструкција ТС Крагујевац 2	2024	✓			✓
10.5.3 Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже						
1	Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5	2021		✓		✓
2	Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ХЕ Зворник	2020	✓	✓		✓
3	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1	2020	✓	✓		✓
4	ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ВЕ Никине Воде	2022		✓	✓	✓
5	ТС 220/110 kV Бистрица	2021		✓		✓
6	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А	2020	✓			✓
7	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица	2025	✓	✓		✓
8	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2	2020	✓	✓		✓
9	Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3	2022				✓
10	Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски	2020	✓			✓

⁸ Година уласка у погон зависи од начина финансирања.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инвестицијама		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	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22 – санација стубних места	2020	✓			✓
12	РП 220 kV ТЕТО Панчево	2025 ⁹		✓		✓
13	Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2	2020	✓			✓
14	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3	2020	✓			✓
15	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5	2021	✓			✓
16	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3	2021	✓	✓	✓	✓
17	Адаптација ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац	2023	✓			✓
18	Реконструкција ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица	2027	✓	✓		✓
19	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4	2025	✓			✓
20	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Србобран - ТС Бечеј	2022	✓	✓		✓
21	Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2022				✓
10.5.4 Пројекти повезивања објеката ОПС на ОДС (пројекти ОПС)						
1	КБ 110 kV ТЕТО Београд - ТС Београд 45	2020		✓		✓
2	Замена КБ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 6	2021	✓	✓		✓
3	Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5	2020				✓
4	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1	2023	✓	✓		✓
5	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13	2021		✓		✓
6	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7	2020		✓		✓
7	ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште	2020		✓		✓

⁹ Овај пројекат ће бити реализован кроз две етапе.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инвестицијама		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				
8	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2	2021	✓			✓
9	ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча	2022	✓			✓
10	ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1	2022	✓			✓
11	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно - ТС Косјерић	2023	✓	✓		✓
12	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	2025	✓	✓		✓
13	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3	2023	✓	✓		✓
10.5.5 Пројекти прикључења корисника преносног система						
1	Изградња прикључка ТС Рудник 4 у РП 110 kV Дрмно¹⁰	2020		✓		✓

¹⁰ Пројекат се финансира од стране ЈП ЕПС због потреба прикључења нове ТС Рудник 4 на преносни систем.

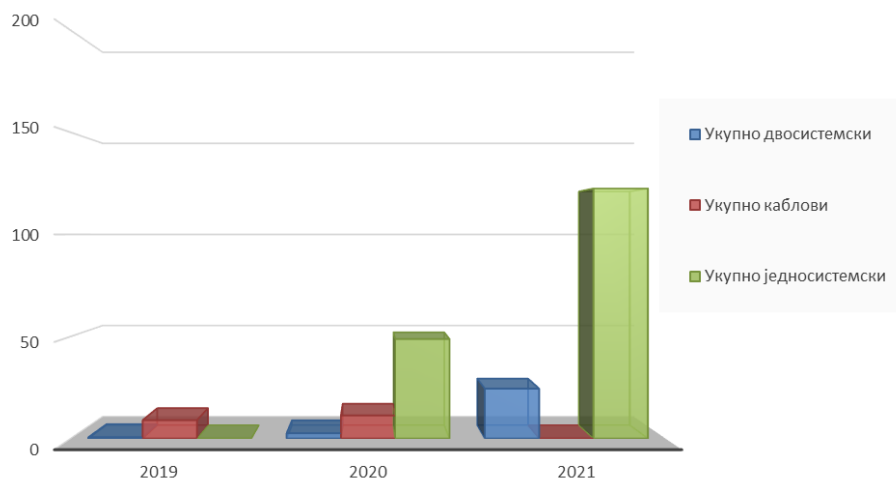
10.6 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.8 су наведени пројекти повезивања објекта ОДС на ОПС који се налазе у Плану инвестиција у преносни систем.

Таб. 10.8: Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази (пројекти ОДС)

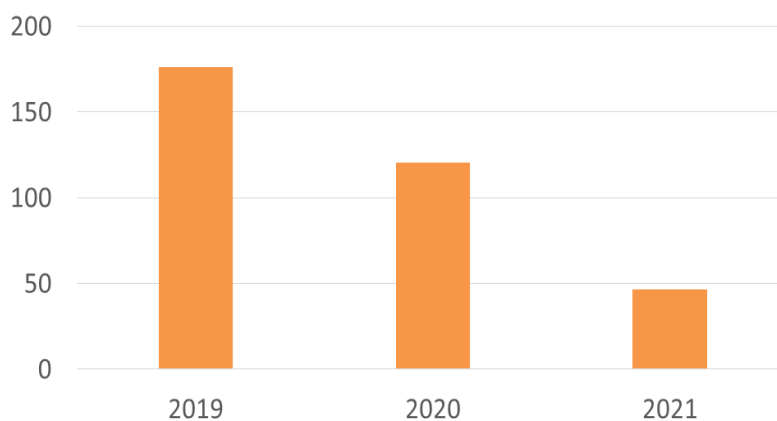
Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази						
Разлози за покретање пројеката повезивања	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
	Планирани улазак у погон					
10.6.1 ДП Ниш						
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6	2022 (ТС: 2021)				✓
10.6.2 ДП Краљево						
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	2021 (ТС: 2020)				✓
2	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб	2021 (ТС: 2019)				✓
3	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2	2020				✓
4	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин	2020				✓
10.6.3 ДП Крагујевац						
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2	2022 (ТС: 2021/22)				✓
10.6.4 ДП Београд						
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42	2023				✓
2	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44	2023				✓
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45	2020 (ТС: 2019)				✓
10.6.5 ДП Нови Сад						
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез	2022 (ТС: 2021)				✓
2	Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	2023				✓

На следећој слици приказан је број километара нових високонапонских водова који би требало да уђу у погон на основу Плана инвестиција у преносни систем за период 2019-2021 [22].



Сл. 10.1: Планирани нови високонапонски водови у периоду до 2021. по годинама

На наредној слици може се видети број километара реконструисаних високонапонских водова који су предвиђени за улазак у погон на основу Плана инвестиција у преносни систем за период 2019-2021 [22].



Сл. 10.2: Планиране реконструкције далековода у периоду до 2021. по годинама

10.7 ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.9 дата је листа осталих пројеката у инвестиционој фази који подразумевају телекомуникациону и другу инфраструктуру неопходну за функционисање преносног система.

Таб. 10.9: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС	2022

10.8 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

У моделима ЕЕС за 2024. и 2029. годину, који су израђени у ЕМС АД, укључени су производни капацитети садржани у пројектима прикључења, који су излистани у

Таб. 10.10, а детаљно су обрађени у Додатку Д.3.

Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења

Назив објекта		Инсталисана Снага [MW]	Планирани улазак у погон
10.8.1 Термоелектране (ТЕ)			
1	ТЕ Костолац Б3	350	2020
2	ТЕТО Панчево	188	2020
3	ТЕТО Винча	30.24	2020
4	ТЕ Колубара Б	400	2024
5	ТЕНТ А - А1 и А2 (ревитализација)	2x225	2021 (А2); 2022 (А1)
6	ТЕ Костолац А - А1 и А2 (ревитализација)	103.5; 220	2022.(А2); 2023/2024. (А1)
10.8.2 Хидроелектране (ХЕ)			
1	ХЕ Потпећ - четврти агрегат	13.8	2021
2	ХЕ Ђердап 1 - А2 и А3 (ревитализација)	2x190	2021
3	ХЕ Зворник А4 (ревитализација)	31.4	крај 2019
4	ХЕ Врла 1	4x14.4 MW	2022(А1,А2), 2023 (А3,А4)
5	ХЕ Врла 2	2x13.5 MW	2022(А1), 2023 (А2)
6	ХЕ Врла 3	2x16.2 MW	2020(А1),2021(А2)
7	ХЕ Бистрица	2x57	2021
8	ХЕ Потпећ – 1, 2 и 3. агрегат (ревитализација)	3x20.5	2024

Назив објекта		Инсталисана Снага [MW]	Планирани улазак у погон
10.8.3 Ветроелектране (ВЕ)			
1	ВЕ Пландиште 1	102	2021
2	ВЕ Никине Воде	45	2020
3	ВЕ Костолац	66	2021
4	ВЕ Кошава (друга фаза)	48	после 2023
5	ВЕ Алибунар 1	99	2021
6	ВЕ Алибунар 2	75	2021
7	ВЕ Блок Винд 1	30 (50)	2023 (2025)
8	ВЕ Бела Анта	118.8	2022
9	ВЕ Кривача	103.32	после 2021
10	ВЕ Елисио Али 2	150	2022
11	ВЕ Банат	186	2024
12	ВЕ Башаид	85	2021
13	ВЕ Банат 2	140	2027
14	ВЕ Маестрале Ринг	600	2024
15	ВЕ Елисио Винд 01	50	2021
16	ВЕ Торак	120	2023
17	ВЕ Пупин	100	2021
18	ВЕ Ветрозелена	2x150	2024
10.8.4 Објекти КПС			
1	ТС Рудник 4	20	2020
2	ТС Рудник 5	16	2019
3	Линг Лонг	26 (45)	2020/2021
4	ТС Чукару Пеки	43	2021
5	ТС Јадар	63	2021
6	Ливница Меи Та	30.8	2021
7	ЕВП Инђија	2x10	2021

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

До краја 2019. године планира се повећање инсталисане снаге производних капацитета који су повезани на преносни систем у износу од око 7.4 MW.

У Републици Србији ће до 2029. године, у односу на стање које се планира на почетку 2019. године, доћи до додатног повећања инсталисаног капацитета на преносни систем у износу од 3682 MW.

У Табели Таб. 10.11. дат је приказ повлачења производних објеката ЈП ЕПС у резерву, односно из погона.

Таб. 10.11: Повлачење производних објеката ЈП ЕПС

Производни објекат	Планирана година повлачења	Инсталисана снага [MW]	Статус
ТЕ Колубара А (А3)	након 2020. (најкасније 2023.)	65	излазак из погона
ТЕ Колубара А (А5)	након 2020. (најкасније 2023.)	110	излазак из погона
ТЕ Морава	након 2020. (најкасније 2023.)	120	излазак из погона

Детаљна анализа односа производње и потрошње за посматрани период дата је у Додатку Д.5.

10.9 ПРОЈЕКТИ ОД НАЈВИШЕГ СТРАТЕШКОГ, НАЦИОНАЛНОГ И РЕГИОНАЛНОГ ИНТЕРЕСА

Пројекат изградње система за пренос електричне енергије 400 kV напонског нивоа “Трансбалкански коридор” представља пројекат од највећег националног и регионалног интереса који уједно омогућује пренос електричне енергије на велика растојања уз минималне губитке, спајајући тржишта источне и западне Европе, гарантујући сигурно и стабилно снабдевање домаћих потрошача довољним количинама електричне енергије.

10.9.1 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије

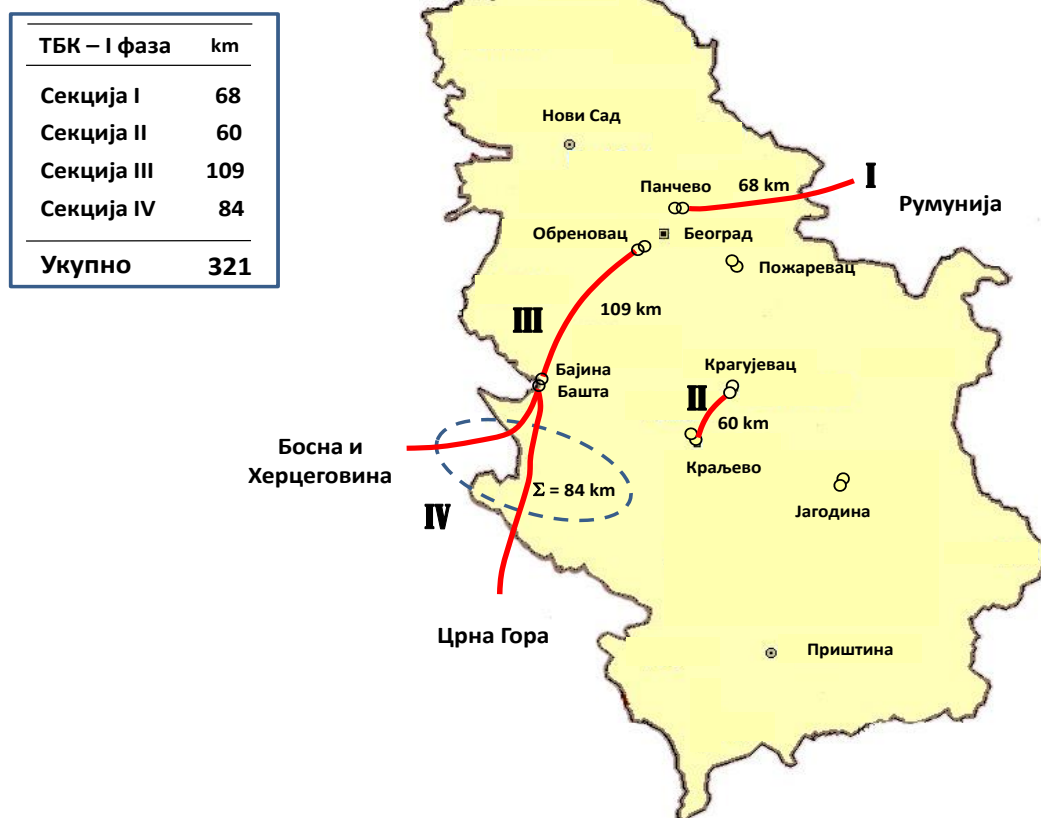
Пројекат Трансбалкански коридор обухвата инфраструктурне објекте за пренос електричне енергије у инвестиционој фази дате у Таб. 10.12. Узевши у обзир да су секције 2, 3 и 4 овог пројекта присутне у Плану инвестиција у преносни систем, налазе се и у Таб. 10.7.

Таб. 10.12: Секције Трансбалканског коридора – I фаза

ПРОЈЕКАТ ТРАНСБАЛКАНСКИ КОРИДОР – I ФАЗА	
Секција 1	ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније (пуштен под напон у децембру 2017. године)
Секција 2	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3
Секција 3	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта
Секција 4	ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе

Треба напоменути да редослед секција у Таб. 10.12 не подразумева да ће саме секције хронолошки бити реализоване тим редом.

Илустративни приказ објеката који чине пројекат Трансбалкански коридор – I фаза дат је на Сл. 10.3:



Сл. 10.3: Трансбалкански коридор – I фаза

Поред прве фазе, постоји и друга фаза пројекта Трансбалкански коридор, коју чине следећи пројекти:

- [Пројекат Северни CSE Коридор \(North CSE Corridor\)](#)
- [Пројекат Централно-балкански Коридор \(Central Balkan Corridor\)](#)

10.9.2 Пројекат North CSE Corridor

Пројекат *North CSE Corridor* се састоји од следећих потпројеката:

- [BeoGrid2030](#)
- [ДВ 400 kV између Србије и Румуније](#)

Пројекат BeoGrid2030 се састоји од:

- ТС 400/110 kV Београд Запад са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима и
- ДВ 400 kV ТС Београд Запад – 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.

10.9.3 Пројекат Central Balkan Corridor

Пројекат *Central Balkan Corridor* се састоји 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 – државне границе](#)
- [ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно](#)

Овим пројектом се застарела 220 kV мрежа од ТС Ниш 2 до ТС Бајина Башта, мења 400 kV мрежом, чиме се повећава њен капацитет, омогућава сигурније напајање, стварају предуслови за повећање транзита електричне енергије у правцу исток-запад и поспешује евакуација електричне енергије из подручја Јужног Баната. Такође, пројекат подразумева остваривање нових 400 kV интерконекција ка Црној Гори и БиХ.

10.10 РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/X kV

Овим Планом развоја предвиђено је решавање радијалног напајања трансформаторских станица које су приказане у Таб. 10.13.

Таб. 10.13: 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	после 2029
Љиг	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица	после 2029
Мионица		
Деспотовац	ДВ 110 kV ТС Деспотовац – ТС Јагодина 4	после 2029
Ђуприја		
Стењевац		
Пријепоље	ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница	после 2029
Прешево	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево	после 2029
Тутин	ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе	после 2029
Копаоник	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Рашка – ТС Копаоник	после 2029
Темерин	ДВ 110 kV ТС Жабаљ – ТС Перлез	после 2024
Жабаљ		
Перлез		
Крагујевац 20 (Кнић)	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20	после 2029
Крагујевац 3		
Коцељева	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС Уб	после 2029
Владимирци		
Инвестициони пројекти		
Ниш 5	Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5	2020

Назив ТС	Пројекат	Година
Ниш 10	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13	2020
Нови Сад 7	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7	2020
Бела Црква	ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште	2020
Велико Градиште		
Рудник 3		
Ада	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2	2021
Сента 2		
Ивањица	ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча	2022
Арилџе		
Мосна	ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2	2022
Љубовија	ДВ 110 kV између Србије и БиХ	2020
Јагодина 3	Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2022

10.11 ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

За развојне пројекте за које је израђен елаборат техничког решења може се радити техно-економска анализа уколико постоји више изводљивих варијантних решења. За та варијантна решења врши се вишекритеријумска техно-економска процена која пореди трошкове инвестиције са користима од реализације тих решења.

У оквиру ове процене, евалуација инвестиционих пројеката 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.

У склопу техничке анализе, дефинисани су следећи техно-економски показатељи пројеката:

1. Техничка способност – представља способност предложеног решења да задовољи основне техничке критеријуме, али и да омогући рад у отежаним и различитим оперативним условима
2. Промена губитака у преносној мрежи – представља меру ефикасности пројекта у погледу смањивања термичких губитака

3. Поузданост снабдевања – представља способност пројекта да пружи одговарајућу поузданост у снабдевању електричном енергијом
4. Флексибилност – представља способност пројекта да буде адекватан у различитим условима и променама који се могу јавити у области од интереса

У склопу анализе утицаја на животну средину, дефинишу се следећи техно-економски показатељи пројекта:

1. Утицај на животно окружење – прелиминарна процена утицаја пројекта на заштићена подручја. Показује који део инвестиција може имати потенцијални утицај на заштићена подручја
2. Друштвени утицај – прелиминарна процена утицаја пројекта на локалну популацију. Показује у коликој мери пројекат заузима простор у насељеним подручјима

У склопу економске анализе, одређују се следећи техно-економски показатељи пројекта:

1. Нето садашња вредност – показује да ли је пројекат економски ефикасан или не
2. Интерна стопа приноса – представља највећу дисконтну стопу приноса при којој је реализација пројекта још увек прихватљива

Неки пројекти ће бити боље оцењени (рангирани) у погледу свих показатеља, док ће друга решења имати позитиван допринос само код неколицине показатеља.

10.12 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.), а услови, начин, динамика и мере за остваривање Стратегије енергетике утврђују се Програмом остваривања Стратегије (у даљем тексту ПОС; тренутно важећа верзија је усвојена 2017. године).

ПОС се базира на информацијама и предвиђањима изнетим у Стратегији развоја енергетике и периодично се ажурира на основу реалистичног сагледавања статуса појединих пројекта. Са друге стране, ЕМС АД у склопу процеса израде Плана развоја сваке године спроводи прикупљање података и подлога, у оквиру ког се, између осталих, подаци прибављају и од именованих представника ЈП ЕПС и ОДС ЕПС Дистрибуције и од 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 повезивања на преносни систем нових трансформаторских станица напонског нивоа 110/x kV. Наиме, како је ПОС документ који се ажурира након истека дефинисаног периода, то је јасно да ће подаци достављени од стране ЈП ЕПС, ОДС ЕПС Дистрибуције 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 потребним за израду Плана развоја могу сматрати оне које су прибављене од представника ЈП ЕПС, ОДС ЕПС Дистрибуције и приватних произвођача.

У Таб. 10.14 се могу видети разлике у подацима везаним за изградњу и ревитализацију производних капацитета изнетим у ПОС са једне 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 повећања.

Таб. 10.14: 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
ВЕ Кривача	нова електрана	103,32	103,32	2018	после 2021
ВЕ Никине Воде	нова електрана	/	45	/	2020
ВЕ Бела Анта	нова електрана	/	118,8	/	2022
ВЕ Алибунар 1	нова електрана	/	99	/	2021
ВЕ Алибунар 2	нова електрана	/	75	/	2021
ТЕ-ТО Панчево	нова електрана	140	188	2019	2020
ТЕ Колубара Б	нова електрана	/	400	/	2024
ТЕНТ А1 и А2	повећање снаге	/	2x225	/	2021(A2); 2022(A1)
ХЕ Потпећ Г1	повећање снаге агрегата	19	20,5	2021	2022
ХЕ Потпећ Г2	повећање снаге агрегата	19	20,5	2022	2023
ХЕ Потпећ Г3	повећање снаге агрегата	19	20,5	2023	2024
ХЕ Потпећ Г4	нови агрегат	13	13,8	2020	2021
ХЕ Ђердап 1 А2 и А3	повећање снаге агрегата	2x205	2x190	2018/2019	2021
ХЕ Врла 1	повећање снаге агрегата	/	4x14.4	/	2022(A1, A2); 2023(A3, A4)
ХЕ Врла 2	повећање снаге агрегата	/	2x13.5	/	2022(A1); 2023(A2)

Производни капацитет	Тип пројекта	Снага – ПОС [MW]	Снага – План развоја [MW]	Година завршетка – ПОС	Година завршетка – План развоја
ХЕ Врла 3	повећање снаге агрегата	/	2x16.2	/	2020(A1); 20221(A2)
ХЕ Бистрица	повећање снаге агрегата	/	2x57	/	2021
ВЕ Кошава	нова електрана	68	69 (117)	2019	2019 (после 2023)
ВЕ Костолац	нова електрана	66	66	2020	2021
ТЕТО Винча	нова електрана	/	30,24	/	2020
ВЕ Башаид	нова електрана	/	85	/	2021
ВЕ Елисио Али 2	нова електрана	/	150	/	2022
ВЕ Банат	нова електрана	/	186	/	2024
ВЕ Банат 2	нова електрана	/	140	/	2027
ВЕ Маестрале Ринг	нова електрана	/	600	/	2024
ВЕ Елисио Винд 01	нова електрана	/	50	/	2021
ВЕ Торак	нова електрана	/	120	/	2023
ВЕ Пупин	нова електрана	/	100	/	2021
ВЕ Ветрозелена	нова електрана	/	300	/	2024
ВЕ Блок Винд 1	нова електрана	/	(30) 50	/	2023/2025
ВЕ Пландиште 1	нова електрана	102	102	2018	2021

Поред производних капацитета, до потенцијалних неусаглашености може доћи и за случај повезивања нових 110/x kV трансформаторских станица на преносни систем. У Таб. 10.15 приложене су уочене разлике овог типа.

Таб. 10.15: 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 Беоцин	до 2023	2024
ТС Београд 43	до 2023	2028

Трансформаторска станица	Година уласка у погон – ПОС	Година уласка у погон – План развоја
ТС Бела Паланка	до 2023	2025
ТС Бољевац	до 2023	после 2024
ТС Брус	/	2029
ТС Варварин	/	2029
ТС Деспотовац	до 2023	2025
ТС Нови Сад 8	до 2023	2027
ТС Крагујевац 21	до 2023	2025
ТС Крагујевац 22	до 2023	2024
ТС Крагујевац 23	/	2028
ТС Крагујевац 24	/	2024
ТС Лесковац 5	до 2023	после 2024
ТС Мионица	/	2029
ТС Собовица	/	2025
ТС Смедерево 5	до 2023	2024
ТС Смедеревска Паланка 2	до 2023	2025
ТС Стара Планина	до 2023	2025
ТС Ниш 7	/	после 2024
ТС Ниш 9	/	после 2024
ТС Нови Пазар 3	до 2023	2024
ТС Панчево 6	/	2025
ТС Параћин 4 (Змич)	/	2029
ТС Пландиште	до 2023	2029
ТС Топоница	/	после 2024
ТС Трстеник 2	/	2029
ТС Београд 45	/	2020
ТС Београд 46	/	2025
ТС Београд 47	/	2027
ТС Београд 48	/	2025
ТС Нова лука Београд	/	2026
ТС Чачак 4	/	2024

Како је питање радијално напајаних трансформаторских станица од кључног значаја за обезбеђивање сигурног напајања потрошача електричном енергијом, то је у ПОС до 2023. године планирана реализација одређеног броја пројеката којима би се неким од ових трансформаторских станица обезбедио алтернативни правац напајања. Поред ових пројеката, ЕМС АД је Планом развоја у том периоду предвидео и завршетак пројеката датих у Таб. 10.16, којима се решава радијално напајање трансформаторских станица које нису сагледане у ПОС.

Таб. 10.16: Разлике у решавању радијално напајаних трансформаторских станица између ПОС и Плана развоја

Назив ТС	Пројекат	Година
Мосна	ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2	2022
Ниш 5	Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5	2020
Ниш 10	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13	2021
Јагодина 3	Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2022

10.13 ПРИОРИТИЗАЦИЈА ИНВЕСТИЦИОНИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

Током израде овог Плана развоја, а у склопу припреме Плана инвестиција у преносни систем, на основу Методологије за приоритизацију инвестиционих пројеката у преносном систему (надаље, методологија за приоритизацију), детаљно изложене у Додатку Д.7, извршено је рангирање инфраструктурних пројеката у инвестиционој фази, заједно са пројектима који конкуришу за прелазак у инвестициону фазу. Резултати рангирања пројеката сагледани су у Плану инвестиција у преносни систем 2020 - 2022.

Према примењеној Методологији, рангирање пројеката се врши на основу већег броја фактора, који се могу поделити у три основне категорије:

- стање објеката обухваћених пројектима – фактор се користи искључиво код пројеката реконструкција, доградњи и адаптација постојећих објеката;
- системска важност – фактор којим се уважава значај пројекта како за функционисање система при његовом тренутном стању, тако и за нормалан рад система при његовим сагледаним перспективним стањима;
- компанијски фактор – фактор помоћу кога се могу у разматрање узети и финансијске и уговорне обавезе, као и препоруке Одбора директора, Одбора техничког савета или Стручних панела ЕМС АД итд.

10.14 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
- повећање капацитета преносног система

У ЕМС АД се побољшање квалитета стања елемената преносне мреже врши:

- **Утврђивањем потреба и могућности за измену постојећих и примену нових техничких решења.** Актуелни квалитет стања елемената преносне мреже се анализира на основу докумената техничке регулативе, сагласно одговарајућим интерним правилницима и извештајима који садрже све информације из процеса експлоатације и одржавања елемената преносне мреже, информације о управљању преносним и електроенергетским системом, информације о погонским догађајима и друге релевантне информације и налоге непосредних руководиоца.
- **Формирањем предлога за унапређење квалитета стања елемената преносне мреже** на начин да се исти планира на основу спроведених анализа свих релевантних чинилаца у ЕМС АД. Ови предлози обавезно садрже јасан опис елемента на који се предлог односи, захтеве из прописа и других нормативних докумената у вези са предлогом, опис постојећег стања, предлог новог решења, циљеве и начин унапређења квалитета.
- **Разматрањем предлога за унапређење квалитета стања елемената преносне мреже** од стране стручних тела ЕМС АД, која дају сагласност на њих и налоге за њихову примену.
- **Праћењем начина експлоатације и одржавања елемената преносне мреже** од стране стручних служби ЕМС АД, које подносе одговарајуће извештаје након набавке и уградње нових елемената у преносну мрежу.
- **Валидацијом** побољшања квалитета стања елемената преносне мреже, која се спроводи кроз следеће поступке:
 - потврђивање квалитета стања елемената преносне мреже
 - преиспитивање поступака за коришћење и одржавање елемената преносне мреже
 - анализа рада и оцена квалитета стања елемената преносне мреже

Анализа рада и оцена квалитета новоуграђених елемената преносне мреже врши се редовно, при чему се запажања дају кроз Годишњи технички извештај или кроз рад других тела.

На овај начин, ЕМС АД уводи нова сазнања и нове технологије на својим објектима и то:

10.14.1 Аутоматска Регулација Напона

Током 2016. године формиран је Стручни тим за реализацију Пилот пројекта за задатком да:

1. Реализује даљинско управљање регулационом преклопком (OLTC-On Load Tap Changer) на ТР у ТС Лесковац 2 и ТС Врање 4,
2. Анализира могућност реализације на осталим објектима ЕМС АД,
3. По потреби прилагоди регулативе ЕМС АД ради даље реализације даљинског управљања на осталим енергетским трансформаторима.

Резултат рада тима је :

- Стручни тим је успешно пустио у рад аутоматску регулацију у ТС Врање 4, а потом и у ТС Лесковац 2. Током 2018. године пуштена је аутоматска регулација напона на ТС Сомбор 3, ТС Београд 3 и ТС Београд 20. Спроведена је набавка уређаја и израђен је план да се током 2019. пусти на још 9 трансформатора (пет у ТС Београд 5, два у ТС Шабац 3 и на једном трансформатору у ТС Краљево 3) где су испуњени сви предуслови. До сада су уграђени уређаји у ТС Шабац 3 и ТС Краљево 3, а пуштање аутоматске регулације очекује се током 2020.
- У коначној етапи 35 трансформатора ће бити у режиму аутоматске паралелне регулације напона.
- Стручни тим је предложио да се пилот пројекат настави у другој фази у којој би се спровело даљинско аутоматско подешавање референтне вредности напона, које би се добијале из VVD (Voltage VAr dispatcher) апликације која је саставни део SCADA/EMS система у НДЦ-у. Прорачунате референтне вредности напона би се даље путем посебних апликација и комуникационих канала прослеђивале до конфигурабилног уређаја АРН у конкретној трансформаторској станици. Аутоматским подешавањем референтних вредности би се практично остварило правовремено и ефикасније оптимизирање напонских прилика у преносном систему, што би имало за циљ минимизирање губитака чија је набавка обавезна на тржишту електричне енергије.

10.14.2 Имплементација WAMS система

Систем WAMS (Wide Area Monitoring System) пружа могућност синализирања и предвиђања релативно опасних режима рада надлежним службама за оперативно управљање електроенергетским системом у реалном времену, као и могућност анализа значајних поремећаја у раду ЕЕС.

Завршене су Фаза 1 (5 локација имплементације WAMS система) и Фаза 2 (имплементација нових 6 PMU- Phasor Measurement Unit). У току је набавка и уградња још седам уређаја чиме ће се заокружити сви неопсервабилни делови мреже.

Даљи развој WAMS система би обухватао проширење концентратора и унапређење софтвера.

10.14.3 Даљински приступ уређајима РЗУ

Оспособљена је комуникациона инфраструктура за повезивање објеката преносног система са централном локацијом за даљински приступ уређајима РЗУ (Релејна Заштита и Управљање) и развијен софтверски алат за приступање подацима и њихово

сакупљање. Након тога је пет објеката повезано у мрежу за даљински приступ и пуштено у рад.

Даљи развој система се састоји од повезивања још шестобјеката, уз даљи развој софтверске платформе у складу са специфичним захтевима (аутоматско прикупљање одређених података, архивирање фајлова на локалном серверу, приступ серверу из интерних комуникационих мрежа ЕМС АД итд.). У коначној фази план је да се на свим објектима обезбеди даљински приступ уређајима РЗУ.

10.14.4 Специјални проводници за ДВ

Примена специјалних проводника има за циљ обезбеђивање адекватног преносног капацитета водова на местима на којима из разних разлога није могућа примена стандардних типова проводника (нпр. прелази великих река, подграђеност¹¹ далеководна, немогућност постављања нових стубова итд.). У нашој мрежи специјални проводници су примењени на ДВ 110 kV бр. 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 32 (прелаз реке Саве), ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 – ТС ХИП 2 и ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Београд 20 – ТС Панчево 2 (прелаз реке Дунав). Специјални проводник је коришћен за повезивање вектроелектрана на преносни систем на потезу ТС Панчево 2 – ТС Алибунар – ТС Вршац 1 (ВЕ Алибунар и ВЕ Кошава). У скорије време планирана је примена специјалног проводника при изградњи новог ДВ 110 kV за повезивање ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште (прелаз реке Дунава) као и за реконструкцију далеководна за које је потребно повећање преносне моћи.

10.14.5 Хаваријски стубови

Примена хаваријских стубова има за циљ успостављање напонског стања на далеководима, у што краћем временском периоду након хаваријских догађаја, који проузрокују рушење или већа оштећења појединачних стубова далеководна. Такође, ови стубови налазе своју привремену примену приликом планираних реконструкција постојећих далеководна, када се примењују као помоћни стубови у циљу непрекидности напајања трафостаница.

10.14.6 Рад у близини напона

Институт Никола Тесла је израдио Студију о утицају електромагнетне индукције на пасивни систем, док је други систем рада под напоном на двосистемским далеководима. Резултати мерења на карактеристичним стубовима и анализа на математичком моделу дали су закључак о могућностима рада у близини напона и потребним мерама које треба применити приликом извођења радова у близини напона на двосистемским водовима.

¹¹ Под појмом „подграђеност“ подразумева се постојање нелегално изграђених објеката у заштитном појасу далеководна. Заштитни појас далеководна износи 25 m са обе стране далеководна напонског нивоа 110 kV, а 30 m за далеководне 220 kV и 400 kV.

10.14.7 Праћење температуре на ДВ

Овакав систем надзора далековода омогућава низ погодности. Обезбеђује доношење одлука операторима система заснованих на мерењу температуре проводника далековода у реалном времену чиме се остварују следеће погодности:

- Ослобађање загушења далековода
- Повећање поузданости мреже
- Повећање преносног капацитета током непредвиђених ситуација
- Алармирање приликом угрожавања сигурносних удаљености од далековода

Тренутно су ови уређаји у нашој мрежи 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.

10.14.8 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. 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 нашој мрежи, као пилот пројекти укључени следећи далеководи:

- ДВ 110 kV бр.147/2 ТС Бор2 – ТС Неготин
- ДВ 110 kV бр.151/4 ТС Панчево 2 – ПРП Алибунар
- ДВ 110 kV бр.151/5 ПРП Алибунар - ТС Алибунар

Зависно од постигнутих резултата наставиће се укључивање и других далековода у овај систем пре свега оних са напонског нивоа 400 kV јер је ова методологија призната од стране ENTSO-е у прорачуну прекограничних NTC.

10.14.9 Имплементација програма за праћење атмосферских пражњења

Имплементирани систем (2017. године), под називом SCALAR, омогућава праћење атмосферских пражњења у близини далековода у реалном времену и корелацију ових догађаја са испадима далековода (тј. подацима из SCADA система), што омогућава лакше и брже проналажење места квара на далеководима која су узрокована атмосферским пражњењима. На тај начин се знатно скраћује време у коме је далековод у безнапонском стању. Систем има интегрисану платформу за алармирање, тј. упозоравање о надолазећим атмосферским пражњењима, тако што шаље аутоматску поруку руководиоцима радова на далеководима за прекид, тј. наставак радова након престанка опасности.

10.14.10 Енергетски трансформатори – рад група за хлађење у систему (ONAN-ONAF-OFAF)

Сагледавањем режима рада енергетских трансформатора, дошло се до закључка да већина раде до границе од око 50% оптерећења, односно на објектима са два трансформатора један је пуна резерва другом. У циљу смањења губитака енергије на рад група за хлађење на енергетским трансформаторима (енергија потребна за покривање ових губитака се купује на тржишту електричне енергије), у неколико последњих година, набављају се трансформатори који имају могућност да раде са снагом до 50% номиналне снаге без укључења пумпи и вентилатора, односно само са природном циркулацијом уља и ваздуха (ONAN - *Oil Natural Air Natural*). При 70% номиналне снаге укључује се принудна циркулација ваздуха, док је циркулација уља још увек природна (ONAF - *Oil Natural Air Forced*). Тек при пуној снази енергетских трансформатора укључује се принудна циркулација и уља и ваздуха (OFAF - *Oil Forced Air Forced* или ODAF - *Oil Directed Air Forced*). Овакви енергетски трансформатори су набављени за ТС Крагујевац 2, ТС Обреновац, ТС Београд 20, ТС Врање 4 И ТС Лесковац 2, при чему се током њихове експлоатације очекује смањење губитака енергије при раду група за хлађење.

Добра пракса оваквог начина рада хладних група је настављена и кроз набавку новог енергетског трансформатора 110/6 kV, 31,5 MVA који је намењен је за уградњу на ТС ТЕНТ А СП (а за случај потребе може се употребити и као резерва за РП Ђердап 2). Такође су промењени и усклађени принципи пројектовања, тако да се групе за хлађење не укључују при укључењу трансформатора у рад, већ њихово укључење зависи искључиво од температуре трансформатора.

10.14.11 Мерни трансформатори велике снаге

Очекује се да ће уградњом специјалне врсте напонских трансформатора великих снага бити решен проблем непоузданог напајања сопствене потрошње објеката ЕМС АД.

За пилот пројекат је изабран ТС Београд 3. Трансформатори су набављени и пројекат за уградњу је завршен. Након уградње, кроз праћење и анализу рада донеће се одлука о даљој примени и на другим објектима који имају проблематично и непоуздано

напајање сопствене потрошње, а допринеће се и бржој реализацији принципа укидања напајања сопствене потрошње са терцијера енергетских трансформатора.

10.14.12 Оцена стања елемената постројења

Увођењем Интерног стандарда ИС-ЕМС 423: „Квантитативна оцена стања енергетских трансформатора преносне мреже преко индекса здравља“ и ИС-ЕМС 308: „Критеријуми за оцењивање ВН елемената постројења и одређивање приоритета за делимичну/тоталну реконструкцију поља и постројења“ у техничку регулативу ЕМС АД добиће се поузданије и тачније праћење стварног стања енергетских трансформатора и ВН опреме у преносној мрежи ЕМС АД, чиме ће се дефинисати приоритети при њиховој замени.

Саставни део ИС-ЕМС 423 стандарда је софтверска апликација помоћу које се уносе резултати електричних и хемијских испитивања и тиме се ажурирају индекси здравља за све енергетске трансформаторе у мрежи ЕМС АД на крају ремонтне сезоне.

Саставни део стандарда ИС-ЕМС 308 је софтверска апликација кроз АСЕТ помоћу које се уносе резултати електричних, хемијских испитивања и визуелних прегледа и тиме се ажурирају индекси здравља за све ВН елементе постројења у мрежи ЕМС АД на крају ремонтне сезоне.

По сличном моделу је у урађено техничко упутство оцене стања ВН елемената постројења, (а у току је израда упутстава за релејну заштиту, сопствену потрошњу итд.) као и ВН водова.

10.14.13 Увођење система даљинског управљања са видео и термовизијским надзором

Пилот пројектом увођења ТС Јагодина 4 са видео и термовизијским надзором је постављена основа за наставак пројекта на свим ТС/РП/ПРП ЕМС АД. Увођење видео надзора омогућава бољи надзор из надлежних диспечерских центара над електроенергетском опремом у фази вршења манипулација растављачима, а такође омогућава и целодневни надзор над електронергетским постројењима.

Термовизијске камере омогућавају технички надзор над ТС/РП/ПРП уз алармирање надлежног диспечерског центра када температуре пређу предефинисане прагове омогућавајући превентивно деловање. У 2019. години је на термовизијским камерама у ТС Јагодина 4 испробана и функција детекције пожара, која омогућава уочавање и лоцирање пожара у раној фази. Функција детекције пожара ће бити активирана на свим ТС/РП/ПРП ЕМС АД након увођења у систем даљинског командовања са видео и термовизијским надзором.

У плану је да се током реализације Пројекта даљинског управљања активира и функција мерења температуре у предефинисаним тачкама и у одређеним временским интервалима, као и аутоматско сачињавање и достављање извештаја надлежним службама Дирекције за одржавање преносног система. У коначној фази извештаји ће се повезати са ЕАМ (Energy Asset Management) чиме се могу створити предуслови да ТС/РП/ПРП буду категорисани као „паметне“ трансформаторске станице.

10.14.14 Дигитализација ТС/РП/ПРП

Дигитализација ТС/РП/ПРП представља нови концепт рада који омогућава пренос великог броја података оптичким путем коришћењем IEC 61850 протокола.

Бенефити дигитализације електроенергетске опреме огледају се пре свега у повећању оперативних перформанси и веће сигурности и поузданости рада енергетске опреме. Такође, концепт дигитализације омогућава и коришћење великог броја података који доприносе квалитетнијем одржавању енергетске опреме. Овакав концепт је директно повезан и са преласком на одржавање по стању или ризику у коме се налази одређена енергетска опрема.

Оператори преносног система суочавају се са великим изазовима и постају кључни играчи у транзицији електроенергетске индустрије која омогућава раст обновљивих извора енергије. Да би омогућили флексибилан рад преносног система, оператори преносног система се морају преусмерити на интеграцију иновативних алата у своју мрежу. „Паметне“ трансформаторске станице играју кључну улогу у путу за постизање овог циља.

„Паметна“ трансформаторска станица биће комбинација следећих карактеристика:

- потпуно дигитализовани систем заштите и аутоматизације;
- опсежан систем праћења;
- напредне функције имплементирание коришћењем локалних рачунарских ресурса.

Пилот пројекат дигитализације РП Панчево 1 омогућио би освајање технологије и знања од стране запослених у ЕМС АД чиме би се створили предуслови да се успостави концепт за будућност који би омогућио да се дигитализација настави кроз изградњу нових и реконструкцију постојећих енергетских објеката.

11 ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА

У тексту који следи је приказан пресек тренутног стања и планираног развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) ЕМС АД за наредни период. Имајући у виду нерешено власничко питање већег дела оптичких каблова за пренос ТК сигнала уграђених у преносну мрежу ЕМС АД и брз развој информационих технологија (развој оперативних система и софтвера, као и побољшање перформанси хардвера неопходног да подржи нове сервисе) као и телекомуникација (на пример, коришћење уређаја за пренос сигнала заштите оптичким водовима, нове DWDM и MPLS-TP технологије преноса), неке делове у сагледавању развоја телекомуникација је могуће само оријентационо описати.

Обзиром на значај ТСУ, односно SCADA/EMS система у процесу управљања електроенергетским системом Србије, што представља једну од основних делатности ЕМС АД, неопходно је благовремено планирати и правовремено обнављати SCADA/EMS системе у центрима управљања, како у НДЦ тако и у РДЦ центрима управљања. Осим века трајања рачунарске опреме, периодично обнављање SCADA/EMS система условљено је и оправдано све већим захтевима за повећањем поузданости процеса управљања и повећањем преносних капацитета ЕЕС-а. Обављање основних делатности ЕМС АД (управљање електроенергетским системом, пренос електричне енергије и рад тржишта електричне енергије) стално се унапређује између осталог и увођењем апликација које омогућавају бољи одговор на све више захтеве у погледу поузданости рада и капацитета ЕЕС-а, а користе податке у реалном времену чији су извор SCADA/EMS системи ЕМС АД. НДЦ, РДЦ и локални SCADA/EMS системи, у зависности од хијерархијског нивоа управљања, такође су неопходни за прослеђивање управљачких налога даљинског управљања као и регулације напона и активних снага.

11.1 ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА

1998. године започето је са уградњом оптичке заштитне ужади (енг. *Optical Power Ground Wire – OPGW*) у преносни систем Републике Србије. Први OPGW је уграђен 1998. године на релацији ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1.

Уградња OPGW је интензивирана 2004. године, када се кренуло са реализацијом Пословног плана којим је предвиђена уградња 3600 km OPGW. Тренутна ситуација је таква да су на свим 400 kV и скоро свим 220 kV далеководним деоницама уграђени OPGW. Такође, у складу са потребама и могућностима, извршена је уградња OPGW на једном делу 110 kV далековода, при чему је у плану наставак уградње. OPGW је на далеководима ЕМС уграђен у укупној дужини од око 5000 km.

На Сл. 11.1 приказан је оптички телекомуникациони систем ЕМС АД, односно далеководи на којима је уграђен OPGW. Приближно 4000 km OPGW је опремљено уређајима SDH STM-1, SDH STM-16 и OTU-2 (SDH – протокол за пренос ТК сигнала, STM-1 – капацитет преноса од 155 Mbit/sec, STM-16 – капацитет преноса од 2.5 Gb/s, OTU-2 – капацитет преноса од 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. Очекује се да се у предстојећем десетогодишњем интервалу настави са постављањем OPGW, тако да укупно буде опремљено око 5500 km далековода. 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 предате 110 kV трансформаторске станице и постојећу концепцију ТСУ, не очекује се значајно ширење SDH преносне мреже, већ у складу са истеком животног века постојеће опреме, њено постепено обнављање и унапређење. Ширење се може очекивати на основу пројеката прикључења објеката на преносни систем и изградње нових објеката. Опредељење да се SDH користи као транспортна технологија заснива се на чињеници да је то зрела технологија која пружа изразиту робусност када је у питању заштита саобраћаја и високу расположивост корисничких сервиса. С обзиром на потребе ЕМС АД, начин коришћења, савременост и широку употребу у свим европским ОПС, SDH транспортна мрежа задовољава тренутне потребе. Међутим, брзи развој ИКТ технологија и могућност пружања нових сервиса могу да ставе пред постојећу мрежу захтеве у погледу транзитног саобраћаја које она не би могла да испуни. У ту сврху кренуло се са имплементацијом DWDM система који би у првој фази омогућио међусобно повезивање крајњих тачака интерконеције. 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.

И поред SDH структуре ТК транспорта, коришћење Ethernet протокола (преко SDH) се планира као основа у преносу података. С обзиром на брз технолошки развој информационах технологија, предвиђање начина реализације интеграције ТК саобраћаја у мери која одговара потребама ЕМС АД се не може вршити на дугом временском хоризонту. Начин рационалног коришћења ТК и интеграције саобраћаја, према потребама, сагледава се кроз DWDM технологију.

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.

Телекомуникациони систем ЕМС АД је повезан са свим ТК системима ОПС у суседству и извршено је повезивање диспечерских центара путем „Electronic highway”, као што је објашњено у потпоглављу 11.5. 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 прелазном режиму. Планирано је да се ЕМС на мрежу повеже у току следеће године.

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

С обзиром на то да питања власништва и дела експлоатације постојећег OPGW, као и једног дела телекомуникационог система, нису разјашњена на нивоу ЈП ЕПС и ЕМС АД, у овом Плану развоја није могуће приказати тачну динамику и прецизне будуће правце развоја оптичког преносног система.



Сл. 11.1: Оптички ТК систем ЕМС АД

11.2 СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА

Усмерене радио везе (УРРВ) се користе као редундантне везе за оптички ТК систем на појединим релацијама у преносном систему и за улазак у градска подручја (да би се избегли релативно скупи земљани радови). Тренутно стање је такво да постоје две усмерене радио везе. УРРВ се планирају и за потребе приступних мрежа.

Приступне мреже као део телекомуникационог система користе се за повезивање крајњих корисника. Зависно од медијума за пренос информација те мреже се могу остварити путем бакарних парица, коаксијалних каблова, оптичких каблова или путем бежичног система преноса.

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 превентивно раду екипа на терену. У наредном периоду ће бити одлучено да ли ће се даље развијати и одржавати мрежа за мобилне радио уређаје. Тренутно постоји десет репетитора за ове уређаје на различитим локацијама на целој територији Републике Србије, изузев области у привременој надлежности ЕУЛЕКС.

11.3 ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ ВЕЗЕ

Високофреквентним везама (ВФ) се ТК сигнал преноси далеководима високог напона. ТК сигнали високе фреквенције се пригушницама инјектирају у високонапонске водове и преносе између комуникационих центара.

Због високе цене и малог капацитета, ВФ везе су скуп и нерентабилан начин преноса ТК сигнала. Због тога је план ЕМС АД да ове телекомуникационе везе даље не развија, односно да не шири њихову мрежу. Постојеће ВФ везе ће се, на релацијама где постоји редундантни SDH систем, гасити и демонитрати како буде истицао животни век опреме и како буде престајала потреба за коришћењем тих сервиса.

11.4 КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ

Планирано је да се у наредне две године изврши комплетна реконструкција комутационо-телефонског система и потпуни прелазак на IP технологију. У ту сврху је већ набављен и пуштен у рад део опреме за пословне потребе у пословним зградама ЕМС АД у Београду. У 2017. је реализована окосница за пренос телефонског саобраћаја, а до краја 2019. очекује се и реализација друге фазе надоградње IP комутационог система која ће обухватити додатних 9 чворова. У 2020. је планирана замена опреме у седиштима РЦО. Динамика планираних радова приказана је у Таб. 11.1.

У 2019. је планиран почетак израде пројектне документације за реконструкцију ТК напајања (48 V DC) и избор концептуалног решења, док се у наредном периоду очекује набавка опреме и сама реконструкција.

Таб. 11.1: Динамика планираних радова на телекомуникациононом систему

Година	Планирани радови
2020.	<ul style="list-style-type: none"> • Наставак реконструкције комутационог система EMC АД • Реализација I фазе изградње DWDM система • 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 • Наставак формирања PCN мреже европских ОПС и прикључење EMC • Замена старих ТК уређаја • Израда пројектне документације за реконструкцију ТК напајања (48 V DC) • Израда пројектне документације за реконструкцију система мобилних радио веза
2021-2022.	<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 • Наставак изградње DWDM система • Реконструкција ТК напајања (48 V DC)
2023.	<ul style="list-style-type: none"> • Реконструкција ТК система
2023-2028.	<ul style="list-style-type: none"> • Усклађивање ТК система са развојем технологија, будућим захтевима меродавних европских и светских тела и потребама EMC АД

11.5 УНАПРЕЂЕЊЕ И ОДРЖАВАЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА

Техничким системом управљања (ТСУ) су обухваћени сви објекти преносне мреже. Они су опсервабилни у надређеним центрима управљања, тј. у Националном диспечерском центру (НДЦ) и у одговарајућем регионалном диспечерском центру (РДЦ), као и у суседним РДЦ због потребе проширења зоне опсервабилности.

У НДЦ се директно преносе подаци са свих производних објеката и трансформаторских станица 400/x kV и 220/x kV. Од значаја за управљање и опсервабилност система су и

подаци из 110 kV дистрибутивних објеката ОДС, па је реализована размена податка дистрибутивних диспечерских центара (ДДЦ) Нови Сад, Београд, Ниш, Краљево и Крагујевац са најближим РДЦ путем дигиталних оптичких ТК линија и стандардног IEC протокола (IEC 60870-6 / TASE.2: ICCP). Дефинисани подскупови података релевантни за непрекидан и поуздан рад електронерегетског система из РДЦ прослеђују се у НДЦ, где се користе за надзор, управљање, енергетске анализе и прорачуне.

Највећи подухват и инвестицију представља установљавање Резервног националног диспечерског центра (РНДЦ), што је захтев ENTSO-E и представља *de facto* стандард за све оператере преносних система у Европи. Сврха РНДЦ је да се, у случају када из било ког разлога није могуће управљати преносним системом из Националног диспечерског центра, омогући привремено управљање преносним системом из Резервног диспечерског центра, док се НДЦ не оспособи за рад. Да би се ово постигло, неопходни су обимни радови на обезбеђивању телекомуникационих веза из електроенергетских објеката, регионалних диспечерских центара и националних контролних центара других ENTSO-E оператора преносних система, набавка новог софтвера, набавка нових сервера, комуникационе и рачунарске опреме. РНДЦ би требало да постане потпуно функционална реплика постојећег НДЦ, што се може постићи употребом технологије виртуелизације. Ова технологија ће омогућити не само реализацију резервног НДЦ, већ и унапређење и подизање квалитета сервиса постојећег НДЦ, посебно у погледу процедура за прављење копија система и њихову рестаурацију после масовног испада, као и обезбеђивања функционалности, без обзира на инсталирани хардвер.

РНДЦ ће путем дигиталне оптичке ТК линије великог капацитета бити директно повезан са НДЦ, чиме ће се, у реалном времену, обезбедити несметани проток података између ова два центра.

Нови концепт техничког система управљања обухвата и опсервабилност објеката преносних мрежа суседних система, а што је у склопу испуњавања обавеза ЕМС АД као члана синхроне области „Континентална Европа“. Ради успостављања екстерне зоне опсервабилности, ЕМС АД је са свим суседним операторима преносних система, а и са неким удаљеним, уговорио и реализовао размену података у реалном времену путем Electronic Highway (EH) инфраструктуре у НДЦ, чиме је обим размене података знатно превазишао раније планиране оквири. Тренутно се размењују подаци са операторима преносних система 15 европских земаља, а екстерна зона опсервабилности се непрестано проширује. Реализован је још један ICCP Gateway чвор за размену података са регионалним центрима управљања, како би се интерни саобраћај, који је увођењем објеката ОДС такође значајно увећан, одвојио од екстерног саобраћаја.

У НДЦ у паралели раде два међусобно повезана и интегрисана управљачка SCADA/EMS система, чиме се обезбеђује редувантност рада на хијерархијски највишем нивоу управљања електроенергетским системом.. Имплементирана је нова верзија главног SCADA/EMS система како би се обезбедила сигурност рада и висока поузданост, које су кључне за системе који морају бити непрекидно у функцији и пуштена је у пробни рад. Нови главни SCADA/EMS систем је пројектован тако да користи технологију виртуелизације. Виртуелизација омогућава неуопоредиво већу робусност и расположивост овог система. Видео зид и резервни SCADA/EMS систем реконструисани су 2017. године.

У регионалним диспечерским центрима се обавља редовна рехабилитација управљачке опреме сваких неколико година. Ова пракса ће се наставити и убудуће како би се обезбедио одговарајући ниво поузданости, односно спречили испади из рада због дотрајалости. Синоптички прикази су модерни системи добрих перформанси, базирани на технологији модуларних пројекционих кабинета са LED осветљењем, односно LCD панелима. У РДЦ се функција управљања подиже на виши ниво увођењем апликација за естимацију стања и токова снага, што је урађено у РДЦ Нови Сад, а у току је реализација у РДЦ Београд.

Сви електроенергетски објекти од системског значаја су повезани са надређеним центрима управљања путем дигиталних OPGW телекомуникационих линија у сопственом власништву EMC АД. За пренос података на свим линијама користе се стандардни IEC протоколи (IEC 60870-5-101; IEC 60870-5-104; TASE.2). У оба нова НДЦ SCADA/EMS система имплементиран је протокол IEC 60870-5-104 који се користи за комуникацију НДЦ SCADA/EMS са другим системима.

Моноканални телеметријски уређаји (MTU) за аналогни пренос, који су пуштени у рад пре 30-ак година, замењују се дигиталним уређајима да би се обезбедила редундантност мерења на интерконецијама.

Развојем телекомуникационе мреже омогућиће се редундантни путеви за размену података, за којима је потреба све израженија, јер се у савременом управљању преносним системом не толерише недостатак информација. У свим центрима управљања сервери раде у условима редундантности. За сада се не планирају редундантне крајње станице.

У току је непрекидни развој апликација за подршку диспечерском управљању НДЦ и РДЦ, планирању и анализи ЕЕС-а као и улози EMC АД као координатора SMM блока. За развој нових и унапређивање постојећих апликација користе се web технологије (Java, JavaScript, php). За архивирање података у реалном времену главни НДЦ SCADA/EMS систем користи PostgreSQL док резервни НДЦ SCADA/EMS систем користи MySQL базу података. Развој и имплементација апликација и SCADA/EMS база података реализује се на виртуелним серверима. Апликације се прилагођавају новим ENTSO-E правилима. Ради се на програмској подршци за CIM и XML формат, према захтевима ENTSO-E. Планира се пројектовање и имплементација интегралног информационог система EMC АД. У том оквиру се, између осталог, планира повезивање архивских система, као и употпуњавање и модернизација система за генерисање извештаја.

Планира се и рад на новој архитектури интегрисаних система управљања који ће се базирати на протоколима које усвоји ENTSO-E ради учешћа у паневропским комуникацијама. Ово посебно добија на значају због све већег протока података и све веће увезаности преносних и дистрибутивних објеката, управљачких центара, оператора тржишта, производних јединица, а нарочито огромног броја производних јединица обновљивих извора енергије, итд. Управљање великом количином података ће бити посебан изазов у непосредној будућности (*Big Data Problem*).

У синхронизацији и координацији са ENTSO-E планира се и прикључивање ЕН (*Electronic Highway*) чвора и OPDE (*Operation Planning Data Environment*) клијента на

нову PCN (*Physical Communication Network*) мрежу предвиђену као хибрид за пренос података у реалном времену и планских података.

Посебна пажња ће бити посвећена сигурности управљачких система и њиховој заштити од спољних и унутрашњих претњи или погрешних поступака запослених, а миграције апликација на нове платформе ће се плански обављати на сваких неколико година. Имајући у виду широку лепезу ризика, препоручљиво је да се при разради детаљне концепције заштите за целокупни систем управљања као основа користи стандард IEC 62351, који обухвата како постојеће тако и најновије технологије, али са трендом новијег концепта заштите оперативних система, тзв. хардверско одвајање SCADA/EMS система од коорпоративне мреже и Интернета и његово „дубље сакривање“ као критичног дела система. Посебан акценат заштите SCADA/EMS система поред НДЦ треба ставити и на РДЦ-ове.

У оквиру EAS (*ENTSO-E Awareness System*) пројекта, у НДЦ је имплементиран паневропски подсистем за обавештавање и узбуђивање, који омогућава комуникацију са централним редувантним системима за визуелизацију у Немачкој и Француској, посредством Electronic Highway инфраструктуре. Подсистем омогућава презентацију података и информација важних за сигурност рада паневропског система. EMC АД се међу првим европским TCO повезао и на OPDE (*Operation Planning Data Environment*) платформу за размену модела преносне меже за различите временске хоризонте: унутардневни модел, модел за дан унапред, модел за два дана унапред; тотале модела за временски хоризонт два дана унапред, као и размену планова искључења. У перспективи се планира и размена нових података што зависи од ENTSO-E сагледавања. EMC АД је потпуно оспособљен да одговори свим захтевима ENTSO-E у области информационих технологија. Неопходан је даљи развој и имплементација препоручених мера од стране ENTSO-E кроз CGM програм у домену сигурности како података тако и саме инфраструктуре OPDE клијента.

У НДЦ су уведене апликације које, повезане са SCADA/EMS системом, омогућавају нове функционалности, са циљем унапређења функције управљања и преноса: локализација атмосферских пражњења (детаљан опис дат у потпоглављу 10.14.9), пројекат праћења температуре проводника далековода, WAMS систем, итд. У току су пројекти увођења динамичког одређивања лимита далековода (*Dynamic Line Rating*), даљинског командовања електроенергетским системом, увођење Imbalance Netting-a (INOM) у оквиру CMM блок регулатора што је припрема за чланство у европском IGCC (*International Grid Control Cooperation*) систему као и европски пројекат CROSSBOW у чијој су реализацији подаци из НДЦ SCADA/EMS система заступљени у значајном обиму.

На пољу TCU се са посебном пажњом прати све присутнији „Интернет Ствари“ (*Internet of Things*) – мрежа уређаја, зграда, возила и других објеката опремљених електроником са којих је могуће добијати податке корисне за функцију управљања. Могућност укључивања таквих података ће бити предмет будућег развоја TCU у EMC АД. Динамика планираних радова на TCU приказана је у Таб. 11.2.

Таб. 11.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања

Година	Планирани радови
2020.	<ul style="list-style-type: none"> • Почетак реализације пројекта ТСУ у Резервном националном диспечерском центру • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима ЕНТСО-Е • Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ и све РДЦ • 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. • Имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност OPDE клијента у оквиру CGM пројекта • Реконструкција РДЦ Београд и увођење енергетских апликација • Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама • Увођење система за динамички прорачун лимита оптерећења далековода у НДЦ SCADA/EMS систем • Конекција на будућу ENTSO-E инфраструктуру за размену података (PCN) • Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ • Пројекат APH – повезивање аутоматске регулације напона са VVD апликацијом у SCADA/EMS систему • Повезивање са IGCC (<i>International Grid Control Cooperation</i>) платформом • Процена побољшања модела електроенергетског система након реализације CROSSBOW модула
2021.	<ul style="list-style-type: none"> • Реализација пројекта ТСУ у Резервном националном диспечерском центру • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама • Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ • Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ • Пуштање у рад – завршетак реконструкције РДЦ-а и увођење енергетских апликација

Година	Планирани радови
	<ul style="list-style-type: none"> • Конекција на будућу ENTSO-E инфраструктуру за размену података • Пројекат APH – повезивање аутоматске регулације напона са VVD апликацијом у SCADA/EMS систему
<p>2022-2023</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Реализација пројекта ТСУ у Резервном националном диспечерском центру • Реконструкција следећег планираног РДЦ и увођење енергетских апликација • Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама
<p>2024.-2025.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Пуштање у рад ТСУ у Резервном националном диспечерском центру • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Реконструкција и пуштање у рад следећег планираног РДЦ и увођење енергетских апликација
<p>2026.-2029.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела • Реконструкција главног НДЦ SCADA/NDC система • Реконструкција и пуштање у рад следећих планираних РДЦ центара и увођење енергетских апликација

12 ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

12.1 РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

Тржиште електричне енергије у Републици Србији је уређено у складу са Законом о енергетици и подзаконским актима која ближе уређују енергетски сектор Републике Србије. Либерализација тржишта електричне енергије у Србији је почела дерегулацијом енергетског сектора што је подразумевало одвајање тржишних функција од регулисаних.

Учесници на тржишту електричне енергије су:

- произвођач електричне енергије
- снабдевач електричном енергијом
- снабдевач на велико електричном енергијом
- крајњи купац
- оператор преносног система у случају обезбеђивања системских услуга, балансирања система, обезбеђивања сигурног рада система и куповине електричне енергије за надокнаду губитака у преносном систему
- оператор дистрибутивног система у случају куповине електричне енергије за надокнаду губитака у дистрибутивном систему
- оператор затвореног дистрибутивног система електричне енергије – само за губитке
- оператор за организовано тржиште електричне енергије

ЕМС АД као оператор преносног система, има кључну улогу у уређивању и администрацији тржишта електричне енергије у Републици Србији, у складу са улогама и обавезама дефинисаним у Закону о енергетици.

Стратешки правци развоја тржишта електричне енергије односе се на даљи развој билатералног, балансног и организованог тржишта електричне енергије у Србији, као и њихову хармонизацију и интеграцију у европско тржиште електричне енергије у складу са Трећим енергетским пакетом ЕУ.

С обзиром на иницијативе Европске комисије и донете Уредбе ЕУ у складу са Трећим енергетским пакетом, које се односе на централизацију енергетског сектора, а преваходно на централизацију тржишта електричне енергије, правци даљег развоја електроенергетског система Србије морају бити усклађени и са захтевима регулативе, чије се транспонување у национално законодавство очекује.

Централизација тржишта електричне енергије, у складу са ЕУ уредбама, подразумева пуну интеграцију националних тржишта у јединствено европско тржиште електричне енергије, односно, концептуално гледано, подразумева управљање тржишним процесима са једног, централног места (концепт јединствене европске платформе за сваки тржишни процес).

Овакав начин управљања електроенергетским сектором из једног, централног места подразумева додатну размену електричне енергије између оператора преносних система, односно оператора преносних система и јединствених европских платформи, што ће сигурно захтевати додатна улагања у интерконективне далеководе како у остатку интерконекције, тако и у електроенергетском сектору Србије.

12.1.1 Билатерално тржиште

На билатералном тржишту оператор преносног система има кључну улогу у администрирању директне куповине и продаје између учесника на тржишту. Правац развоја билатералног тржишта мора бити у складу са стандардима ЕУ који произилазе из ЕУ регулатива. Акцент у развоју је у усклађивању унутрашњих правила са европским као би се хармонизовали са радом централизованих платформи на дан унапред и унутардневном хоризонту. Такође је неопходно унапређење размене информација, односно сигурност и поузданост великог броја трансакција у кратком временском интервалу.

12.1.2 Балансно тржиште

На балансном тржишту оператор преносног система има кључну улогу у либерализацији тржишта системских (помоћних) услуга чија је цена регулисана и омогућавању постојања већег броја снабдевача за помоћне услуге (на унутрашњем тржишту или на регионалном, односно европском тржишту).

Други правац развоја балансног тржишта подразумева интеграцију националног балансног тржишта у регионално, односно јединствено европско тржиште електричне енергије, што подразумева примену мрежног кода за балансирање, односно транспоновање уредбе комисије ЕУ о успостављању смерница за балансирање електричне енергије у национално законодавство.

12.1.3 Организовано тржиште електричне енергије и SEEPEX

ЕМС АД, као енергетски субјект који је имао лиценцу за обављање енергетске делатности организовања тржишта електричне енергије, основао је 14. јула 2015. SEEPEX а.д. Београд – берзу електричне енергије (у даљем тексту: SEEPEX). Берза¹² SEEPEX ради од фебруара 2016. године, и до сада има регистрованих 18 учесника. SEEPEX управља организованим тржиштем са стандардизованим продуктима на дан-унапред тржишту, а од јуна 2019. године у сарадњи са европском берзом European Energy Exchange (EEX) је увео и дугорочне финансијске деривате електричне енергије (тзв. futures) на тржиште електричне енергије у Србији.

Први аспект развоја организованог тржишта је усмерен на даљи развој продуката на дан унапред тржишту и дугорочних финансијских деривата електричне енергије, увођење унутардневног организованог тржишта и тржишног вредновања енергије произведене из обновљивих извора преко организованог тржишта. Као и код балансног тржишта, други аспект развоја представља спајање организованих тржишта

на регионалном односно европском нивоу. Ове активности ће заједнички спроводити оператор преносног система и оператор организованог тржишта електричне

¹² Активности SEEPEX-а се могу пратити на веб страници <http://seepex-spot.rs/sr/>

енергије. EMC АД и SEEPEX су активни учесници у пројектима и иницијативама за интеграцију региона југоисточне Европе са јединственим европским тржиштем електричне енергије које воде Енергетска заједница и ENTSO-E. У току је и пројекат оснивања нове берзе на основу потписаног Меморандума о разумевању који предвиђа стварање снажне међурегионалне берзе електричне енергије у региону централне и југоисточне Европе између EMC АД – SEEPEX, Европске берзе електричне енергије - EPEX SPOT, Берзе електричне енергије у Мађарској – HUPX и мађарског оператора преносног система MAVIR.



Слика 12.1: SEEPEX планира имплементацију финансијских деривата на тржишту електричне енергије

12.1.4 Будуће активности везане за развој тржишта по основу обавеза дефинисаних у Закону о енергетици

Будуће активности које представљају обавезу у складу са Законом о енергетици и Уговором о успостављању Енергетске заједнице, а значајне за даљи развој тржишта, су следеће:

- придруживање европском систему за међусобно признавање и размену гаранција порекла
- побољшање мерења, осавремењивање бројила (нарочито на дистрибутивном систему) и увођење напредних мерних система
- престанак регулисања тржишта системских (помоћних) услуга и увођење тржишних механизма за обезбеђивање појединих системских услуга
- престанак регулисања цене гарантованог снабдевања и увођење тржишног механизма за избор гарантованог снабдевача
- објављивање комплетног скупа кључних тржишних података на европским платформама за транспарентност

- успостављање регистра балансне одговорности у пуној функционалности.

12.2 ТРЕЋИ ЕНЕРГЕТСКИ ПАКЕТ И УТИЦАЈ НА ЕМС АД

Усвајањем новог Закона о енергетици крајем 2014. године, област енергетике у домаћем законодавству је хармонизирана са одредбама Трећег енергетског законодавног пакета Европске уније, чиме је настављен процес увођења конкуренције у електроенергетски сектор у 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.

Према новом Закону о енергетици (члан 402), измењени су услови за стицање права на гарантовано снабдевање електричном енергијом. У складу са тим, од 1. јануара 2015. право на гарантовано снабдевање по ценама које регулише Агенција за енергетику, имају само домаћинства и мали купци.

Уредбе ЕУ које су од значаја за развој тржишта су следеће:

- Уредба Комисије (ЕУ) бр. 2015/1222 од 24. јула 2015. године о успостављању смерница за расподелу капацитета и управљање загушењима
- Уредба Комисије (ЕУ) бр. 2016/1719 од 26. септембра 2016. године о успостављању смерница за дугорочну расподелу капацитета
- Уредба Комисије (ЕУ) о успостављању смерница за балансирање електричне енергије
- Уредба Комисије (ЕУ) бр. 2017/1485 од 2. августа 2017. године о успостављању смерница за управљање преносним системом електричне енергије
- Уредба Комисије (ЕУ) бр. 2011/1227 од 25. октобра 2011. године о целовитости и транспарентности велепродајног тржишта електричне енергије

Кључне активности које ће проистећи из транспоновања уредби ЕУ у домаће законодавство су:

- номинација оператора тржишта електричне енергије у Србији
- унапређење прорачуна прекограничних преносних капацитета који обухвата израду заједничких модела тржишта на различитим временским хоризонтима, њихову потпуну стандардизацију и хармонизацију, као и примену техника заснованих на токовима снага
- спровођење прорачуна прекограничних преносних капацитета преко регионалних центара за координацију сигурности
- спровођење анализа за одређивање граница зона трговања у складу са структурним загушењима у мрежама
- расподела прекограничних преносних капацитета по хармонизованим аукционим правилима преко јединствене европске аукционе платформе
- увођење, поред постојећих физичких и финансијских преносних права (права на коришћење прекограничних преносних капацитета)

- спајање организованих (дан унапред) тржишта електричне енергије по јединственом алгоритму и по фазама, укључујући и спајање организованог тржишта у Србији са другим тржиштима у Европи
- увођење тржишног механизма за плаћање нежељених одступања регулационих области (престанак натуралне компензације у виду размене енергије по компензационим програмима) у оквиру интерконеције континенталне Европе
- успостављање европске платформе за унутардневно тржиште којој ће се придружити и Србија
- хармонизација националног балансног механизма и балансне одговорности са европским мрежним правилима (тј. са уредбом ЕУ која се односи на балансирање електричне енергије)
- учешће у европским иницијативама и пројектима за интеграцију националних баланских тржишта у јединствено европско балансно тржиште, у свим његовим видовима (нетовање дебаланса, тржиште секундарне регулације, тржиште споре и брзе терцијарне регулације, дефинисање стандардних продуката, хармонизација обрачунских периода на нивоу Европе)
- хармонизација тарифа за приступ преносном систему на европском нивоу.

У складу са претходно наведеним на ЕМС АД као оператору преносног система је да спроведе низ активности како би осигурао даљи развој тржишта електричне енергије:

- усклађивање свих правила које доноси ЕМС АД са европским мрежним правилима
- придружење европској и/или регионалној платформи за алокацију прекограничних преносних капацитета
- објављивање кључних тржишних података на европским платформама за транспарентност,
- унапређење учешћа у изради заједничких мрежних модела и прорачуна капацитета, као и анализама за одређивање граница зона трговања
- интеграција националног балансног тржишта у јединствено европско балансно тржиште (у свим његовим видовима)
- спајање дан унапред организованог тржишта Србије са тржиштима суседних и осталих европских земаља и регионално ширење активности оператора тржишта

Посебна област рада оператора преносног система се односи на његову улогу надлежног тела за издавање гаранција порекла и тела одговорног за прорачун резидуалног микса. Резидуални микс користе снабдевачи за приказивање удела сваког извора у потрошеној електричној енергији крајњим купцима у Србији.

Како оператор преносног система има и улогу једног од највећих купаца електричне енергије у Србији (ради покривања губитака електричне енергије у преносном систему), једну од кључних активности оператора преносног система представљаће и даље повећање броја снабдевача од којих је могуће набавити електричну енергију намењену покривању губитака у преносном систему.

Нови тржишни пословни процеси и процедуре захтевају интензиван рад на развоју и унапређењу ИТ инфраструктуре и специјализованих алата, као и њихову интеграцију са европском ИТ инфраструктуром и ИТ инфраструктуром суседних земаља.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Правила о раду преносног система, ЈП Електромрежа Србије, Београд, 2014.
- [2] Процедура за Планирање развоја преносног система, EMC АД, 2016.
- [3] Ten Year Network Development Plan 2018 (TYNDP 2018), ENTSO-E 2018
- [4] Regional Investment Plan, ENTSO-E, CSE RG, 2015.
- [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] Претходна студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade“, WYG 2010.
- [10] Студија изводљивости “Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade“, WYG 2011.
- [11] System study “New interconnection line among Serbia and Montenegro“, ЕКЦ, EMC АД, TERNA, 2011.
- [12] Operational Handbook – Policy 3: Operational Security, ENTSO-E,
- [13] Multilateral 2030 exploration phase, PRELIMINARY NETWORK STUDIES, ENTSO-E – SDC - CSE RG - Network Studies Sub-Group 2013.
- [14] Студија „Израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела електроенергетског система Републике Србије са окружењем“, 2008.
- [15] Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force, јун 2003.
- [16] P. Kundur, „Power system stability and control“, McGraw-Hill, 1994.
- [17] Dynamic Studies - Plan for action and Recommendations for TYNDP 2016, ENTSO-E CT AhT Dynamic Planning Criteria
- [18] План развоја преносног система за период до 2025. године, EMC АД, октобар 2015.
- [19] PSS®E Program Operation Manual (POM)
- [20] План инвестиција у преносни систем за период 2017.-2019.
- [21] План инвестиција у преносни систем за период 2018.-2020.
- [22] План инвестиција у преносни систем за период 2019.-2021.
- [23] Закон о енергетици - Службени гласник Републике Србије бр. 145/2014
- [24] „Концепција развоја тржишта електричне енергије у Србији и улога оператора преносног система у њеном остваривању“, В. Јанковић, М. Јанковић, CIGRE Србија 2017. године

- [25] TYNDP 2020 - Scenario Report: Main Report (Draft Edition), ENTSO-E, September 2017.
- [26] Системска студија развоја преносне мреже на ширем подручју Града Београда, сагледано за период до 2030. године – прва фаза, ЈП ЕМС, октобар 2014
- [27] Студија “Моделовање и анализа тржишта електричне енергије за потребе планирања развоја ЕЕС”, ЕКЦ, Београд, 2015. година
- [28] Load demand forecast – methodology and application to EMS system, CESI, фебруар 2010
- [29] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, Службени гласник Републике Србије бр. 101/2015
- [30] 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
- [31] MAF 2018 Methodology and Detailed Results, ENTSO-E

ЕМС АД Београд
СКУПШТИНА
датум:
број:

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 Хрватске	
Подаци о објекту	
Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Хрватске
Инсталисана снага / дужина	Око 31 km (до границе са Хрватском)
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 TYNDP2018.
Образложење	Овај далековод има за циљ да обезбеди сигурност напајања ТС 400/110 kV Сомбор 3, те да преносном систему Србије осигура још једну интерконективну везу између Хрватске и Србије.
Планирани улазак у погон	после 2029

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)
Начин уклапања у мрежу	У току 2019. године биће започета израда билатералне системске студије којом би се анализирао нова интерконекција између Србије и Бугарске. Према тренутним сагледавањима, изградњом овог далековода биле би повезане две постојеће трансформаторске станице – ТС Ниш 2 (РС) и ТС Софија Запад (БГ), међутим билатералном студијом ће се сагледати и друге варијанте повезивања два ОПС-а. Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP2018. Након тога, пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>Central Balkan Corridor</i> , о којој се детаљи могу пронаћи у Потпоглављу 10.9.
Образложење	Циљ пројекта је повећање преносних капацитета између Србије и Бугарске, као и успостављање новог 400 kV коридора за пренос електричне енергије у региону централне Србије, који би се простирао од границе са Бугарском до границе са Босном и Херцеговином.
Планирани улазак у погон	после 2029

ДВ 400 kV између Србије и Румуније

Подаци о објекту

Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Румуније
Инсталисана снага / дужина	Око 2 km (до границе са Румунијом)
Начин уклапања у мрежу	Према садашњим плановима, траса овог далековода би се простирала 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 TYNDP2018. Након тога, пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>North CSE Corridor</i> , до танчина изложене у Потпоглављу 10.9.
Образложење	Циљ пројекта је повећање преносних капацитета између Србије и Румуније, као и могућност евакуације енергије из обновљивих извора, чија се интеграција очекује у Румунији, према западу, а преко преносног система Србије.
Планирани улазак у погон	после 2029

ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Тутин – ТС Рожаје (ЦГ)
Инсталисана снага / дужина	Око 24 km, од чега око 9 km на територији Републике Србије.
Начин уклапања у мрежу	Овај далековод ће повезати будућу ТС 110/35/20 kV Тутин (РС) са будућом ТС 110/x kV Рожаје (ЦГ).
Образложење	Овим далеководом се решава радијално напајање ТС 110/35/20 kV Тутин. Поред тога, повезују се 110 kV мреже Србије и Црне Горе, а повећава се и сигурност напајања подручја Новог Пазара, које има више од 100,000 становника.
Планирани улазак у погон	после 2029

Д.1.1.2 Развојни пројекти 400 kV мреже

ТС 400/110 kV у региону јужног Баната	
Подаци о објекту	
Пројекат	ТС 400/110 kV у региону јужног Баната са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	2x300 MVA
Начин уклапања у мрежу	<p>Предвиђено је да ова трансформаторска станица буде изграђена у региону јужног Баната, у близини трасе ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 (РС) – ТС Решица (РО), при чему ће њена тачна локација бити дефинисана накнадним детаљним разматрањима.</p> <p>Сама реализација овог пројекта је сагледана у две фазе, од којих се првом фазом може сматрати изградња РП 400 kV, која би била остварена у склопу прикључења ветрогенераторских капацитета великих снага чије се подизање очекује у овом региону, уз повезивање новоизграђеног постројења по принципу „улаз-излаз“ на оба система проводника ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица. У складу са тиме, прва фаза ове ТС могла би се протумачити као вид концентрационог постројења преко кога би поменути производни капацитети могли пласирати енергију у преносни систем.</p> <p>Друга фаза изградње ове трансформаторске станице обухватала би изградњу 110 kV постројења уз концентрационо 400 kV постројење, повезивање истог по систему „улаз-излаз“ на оба система 110 kV далековода бр. 151/2, односно 151/3, зависно од одабране локације, а након планиране реконструкције ових далековода у двосистемске, као и уградњу трансформатора 400/110 kV којим би се претходно описана постројења међусобно спојила.</p>
Образложење	Ова трансформаторска станица ће омогућити сигурнији пласман електричне енергије из ветрогенераторских капацитета чија је изградња предвиђена у региону јужног Баната, при чему се мора нагласити да је мрежа 110 kV у овој области високо оптерећена, те да је уградња предметне трансформације потребна како би се дозволила даља интеграција обновљивих извора енергије на овом подручју.
Планирани улазак у погон	после 2024

Пројекат ВеоGrid 2030

Подаци о објекту

Пројекат	ТС 400/110 kV Београд Запад са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима и ДВ 400 kV ТС Београд Запад – регион јужног Баната
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x300 MVA ДВ 400 kV: око 8 km двосистемског и 60 km једносистемског вода ДВ 110 kV: око 50 km
Начин уклапања у мрежу	ТС 400/110 kV Београд Запад 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 [26]. Један крај будућег 400 kV далековода би се потом увео у ТС Београд Запад, док би други крај, зависно од реализације одговарајућих пројеката и броја расположивих далеководних поља, био уведен или у ПРП Чибук, или у нову ТС 400/110 kV у региону јужног Баната, што ће бити одлучено студијом изводљивости. Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>North CSE Corridor</i> , представљене у Потпоглављу 10.9.
Образложење	Ова ТС би се налазила у близини Добановаца, пошто је ово одабрано као оптимална локација са становишта расплета на 110 kV напонском нивоу. 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 (ТЕ Костолац Б3 и ВЕ на подручју између Панчева и Зрењанина) и транзита из румунског електроенергетског система.
Планирани улазак у погон	после 2029

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 и 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 (ова трансформаторска станица је виђена генералним урбанистичким планом града Ниша), чија је изградња условљена тиме што у постојећој ТС 400/220/110 kV Ниш 2 не постоје услови за потенцијално проширење.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ТС Сремска Митровица 2**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава за 200 MVA.
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција подразумева замену високонапонске опреме, громобранске инсталације и система уземљења, као и замену два енергетска трансформатора снаге 150 MVA новим, снаге 250 MVA .
Образложење	Реконструкција 220 kV и 110 kV постројења је условљена старошћу високонапонске опреме.
Планирани улазак у погон	после 2029

ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште – државне границе**Подаци о објекту**

Пројекат	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште – државне границе
Инсталисана снага / дужина	51 km двосистемског вода, 67 km двосистемског вода, на коме ће се опремити један систем и 84 km опремања једног система проводника
Начин уклапања у мрежу	Реализацијом ДВ ТС Бајина Башта – ТС Вишеград – ТС Пљевља биће изграђени стубови за двосистемски далековод, али ће од места Вардиште до државних граница бити опремљен само по један систем, чиме ће се формирати далеководи 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Вишеград и ТС Бајина Башта – ТС Пљевља. У склопу овог пројекта опремиће се други систем од границе са Црном Гором до Вардишта, као

	и други систем од границе са БиХ до Вардишта. Затим ће се ови системи по траси ДВ 220 kV бр. 214/3 увести у ново РП 400 kV Пожега. На овај начин би се добили далеководи 400 kV РП Пожега – ТС Вишеград и РП Пожега – ТС Пљевља. ДВ 400 kV РП Пожега – ТС Краљево 3 ће бити подигнут по траси ДВ 220 kV бр. 214/2. Ова варијанта је изабрана на основу резултата спроведене претходне студије изводљивости у оквиру пројекта финансираног од стране WBIF. Пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>Central Balkan Corridor</i> , описане у оквиру Потпоглавља 10.9.
Образложење	Далеководи 220 kV између Бајине Баште и Ниша већим делом су на крају животног века као и далеководи између Обреновца и Бајине Баште. У даљој перспективи, предвиђено је постепено укидање 220 kV напонског нивоа у овим областима и њихов последични прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће могућност појачања интерконективне везе са Бугарском у циљу обезбеђивања већих транзита електричне енергије.
Планирани улазак у погон	после 2029

ДВ 400 kV ТС Краљево 3 –ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Ниш 2 са увођењем у ТС Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	ТС Крушевац 1: повећање за 1x400 MVA ДВ 400 kV: Око 120 km
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа и студија. У основи, 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 <i>Central Balkan Corridor</i> , описане у оквиру Потпоглавља 10.9.
Образложење	Далеководи 220 kV између Бајине Баште и Ниша већим делом су на крају животног века као и далеководи између Обреновца и Бајине Баште. У даљој перспективи, предвиђено је постепено укидање 220 kV напонског нивоа у овим областима и њихов последични прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће могућност појачања интерконективне везе са Бугарском у циљу обезбеђивања већих транзита електричне енергије.
Планирани улазак у погон	после 2029

ТС 400/110 kV Колубара (Конатице)**Подаци о објекту**

Пројекат	ТС 400/110 kV Колубара (Конатице) са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2×300 MVA ДВ 110 kV: око 34 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, то ће сама ТС бити формирана повезивањем ових постројења помоћу трансформатора 400/110 kV. Расплет 110 kV далековода који ће бити везан за реализацију пројекта ове ТС биће утврђен детаљним накнадним сагледавањима.
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 . 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. 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	после 2024

ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Дрмно
Инсталисана снага / дужина	Око 95 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског 400 kV далековода којим би се повезала два постојећа постројења – ТС Јагодина 4 и РП Дрмно.
Образложење	Пројекат је сагледан као развојна опција којом би се повезало претежно генераторско подручје јужног Баната са потрошачким регионима лоцираним у средњој Србији, чиме би се довело како до ефикаснијег пласмана енергије из електрана подигнутих у поменутој производној области, тако и до поузданијег напајања потрошње у циљним конзумним пределима. Поред тога, изградњом овог далековода поспешио би се и транзит енергије преко територије Републике Србије, услед чињенице да би се њиме остварила веза између међународних пројеката <i>Central Balkan Corridor</i> (коме и сам припада) и <i>North CSE Corridor</i> , од којих је сваком посвећен засебан одељак у Потпоглављу 10.9.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ТС Суботица 3	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Суботица 3
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења.
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојеће трансформаторске станице 400/110 kV Суботица 3, без замене енергетских трансформатора.
Образложење	Пројекат је неопходан услед чињенице да је ово постројење веома битно са аспекта транзита енергије према суседним преносним системима. Опрема са 400 kV стране у овом постројењу је стара преко 35 година, док је опрема са 110 kV стране стара преко 40 година.
Планирани улазак у погон	после 2029

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 генераторима ТЕ Костолац Б. Реализација прве фазе, која је подразумевала замену високонапонске опреме, завршена је у току 2017. године.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција система заштите и сопствене потрошње за РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б	
<i>Подаци о објекту</i>	
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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Повећање инсталисане снаге ТС Смедерево 3	
<i>Подаци о објекту</i>	
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 енергетског трансформатора 400/110 kV, уз опремање припадајућих трансформаторских поља.
Образложење	Уградњом другог трансформатора снаге 300 MVA обезбедиће се сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС.
Планирани улазак у погон	после 2029

Д.1.1.3 Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже

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 између постојећих трансформаторских станица.
Образложење	Повезивањем ове две трансформаторске станице обезбедиће се 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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3	
Подаци о објекту	
Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 108 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3
Инсталисана снага / дужина	Око 15 km двосистемског вода
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да се далековод ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 повеже на сабирнице ТС Параћин 3, као и да се водови ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Ћићевац – ТС Параћин 3 и бр. 155/3 ТС Параћин 1 – ТС Параћин 3 изведу из ТС Параћин 3 и међусобно повежу, чиме би био формиран нови ДВ 110 kV ТС Ћићевац – ТС Параћин 1.
Образложење	Основни разлог за улазак овог далековода у ТС Параћин 1 је растеређење 110 kV правца од ТС Јагодина 4 преко параћинских трансформација до ТС Крушевац 1. Овај проблем се даље погоршава након уласка у погон предвиђених нових трансформаторских станица у овој области, при чему се, пре свега, мора истаћи нова ТС Параћин 4 (Змич) .
Планирани улазак у погон	после 2029

ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица
Инсталисана снага / дужина	Око 20 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојеће ТС Љиг и будуће ТС Мионица.
Образложење	Повезивање ових трансформаторских станица се може сагледати као решење за њихово радијално напајање.
Планирани улазак у погон	после 2029

ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4
Инсталисана снага / дужина	Око 25 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојеће ТС Јагодина 4 и будуће ТС 110/35 kV Деспотовац.
Образложење	Повезивањем будуће ТС Деспотовац на ТС Јагодина 4 била би формирана петља којом би се осигурало двострано напајање за ТС Деспотовац, ТС Стењевац и ТС Ћуприја.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV 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	4.4 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 110 kV далековода по постојећој траси, уз повећање попречног пресека проводника. Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС, а којима ће такође бити прецизиран и обим реконструкције.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потенцијалним порастом потрошње у региону града Крагујевца.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2

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	Око 4 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција једносистемског 110 kV далековода у двосистемски са пресеком проводника 490/65 mm ² (од ТС Београд 2 до стуба бр. 7 на ДВ бр. 104/2).
Образложење	Далековод је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двосистемски вод попречног пресека проводника 490/65 mm ² (4,7 km). Реконструкција је неопходна ради сигурног снабдевања електричном енергијом ТС Београд 2, ТС Београд 32, ТС Београд 38 и ТС Београд 44.
Планирани улазак у погон	после 2024

ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница
Инсталисана снага / дужина	Око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих трансформаторских станица Пријепоље и Сјеница.
Образложење	Овим далеководом се предвиђа решавање проблема радијалног напајања ТС Пријепоље.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Рашка – ТС Копаоник

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1205 ТС Рашка – ТС Копаоник у двосистемски
Инсталисана снага / дужина	Око 10 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција једносистемског 110 kV далековода бр. 1205 у двосистемски по постојећој траси, у дужини од око 10 km. Овим пројектом би се сагледало и извлачење далековода бр. 162 ТС Рашка - ТС Нови Пазар 1 из ТС Рашка и његово превезивање на један систем новоизграђеног двосистемског далековода. Други систем овог вода би био уведен у ТС Рашка, чиме би се формирао правац ТС Нови Пазар 1 - ТС Копаоник - ТС Рашка.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за решавањем радијалног напајања ТС Копаоник.
Планирани улазак у погон	после 2029

Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 6 – ТС Београд 45

Подаци о објекту

Пројекат	Замена деонице КБ 110 kV ТС Београд 6 – ТС Београд 45
Инсталисана снага / дужина	око 1.2 km
Начин уклапања у мрежу	Замена деонице постојећег кабла бр. 172 по новој траси, уз повећање његове пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000/95 mm ² .
Образложење	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 његове пропусне моћи, условљена и неопходношћу смањења утицаја на животну средину, олакшавања одржавања и скраћивања времена потребног за санацију евентуалне хаварије. Пројекат ће бити рађен у синхронизацији са инвеститорима на пројекту „Београд на води“.
Планирани улазак у погон	2024

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 Нови Београд.
Образложење	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 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 тренутно прелази) и изградње новог моста преко реке 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 повећати сигурност напајања потрошача.
Планирани улазак у погон	после 2024

ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево
Инсталисана снага / дужина	око 32 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода између постојећих трансформаторских станица Врање 4 и Прешево.
Образложење	Овим далеководом решава се проблем радијалног напајања ТС Прешево, која нема алтернативни правац за евентуално напајање из дистрибутивне мреже.
Планирани улазак у погон	после 2029

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	У циљу решавања проблема радијалног напајања трансформаторских станица у овој области, ЕМС АД је самостално финансирао израду варијантног техничког решења. На састанку Интерно-техничке контроле, одржаном 09.05.2018. године, на коме су били присутни представници ЕПС Дистрибуције, одабрано је решење које подразумева изградњу далековода 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, које се сада напајају једнострано из ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3, при чему је једновремено вршно оптерећење ове две ТС преко 40 MW. Поред овога, у плану је улазак у погон ТС 110/20 kV Перлез, која ће иницијално бити радијално повезана на ТС Зрењанин 2. Варијанта решења која би укључивала изградњу далековода 110 kV између ТС Жабалъ и ТС Перлез би допринела истовременом решавању радијалног напајања свих проблематичних трансформаторских станица у овом региону, чиме би се у значајној мери повећала сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко њих.
Планирани улазак у погон	после 2024

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	око 2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, јужни сегмент овог далековада би био уведен у ТС Нови Сад 7, чиме би се остварила двострука веза између ТС Нови Сад 1 и ТС Нови Сад 7, те побољшала сигурност напајања потрошача у овом региону. О северној деоници далековада биће одлучено после завршетка Студије дугорочног планирања развоја преносне мреже на временском хоризонту до 2035. године.
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 уградње кабла 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7, 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 новосадском региону.
Планирани улазак у погон	после 2024

ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 (Словачко гробље) – ТС Крагујевац 20 (Кнић)
Инсталисана снага / дужина	Око 16 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да се овим далеководом изврши повезивање постојећих трансформаторских станица Крагујевац 3 (Словачко гробље) и Крагујевац 20 (Кнић).
Образложење	Пројекат је потребан како би се обезбедило двострано напајање предметним трансформаторским станицама.
Планирани улазак у погон	после 2029

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 новим трансформатором 220/110 kV снаге 250 MVA.
Образложење	Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 250+200 MVA. Нови трансформатор снаге 250 MVA требало би да замени постојећи трансформатор снаге 200 MVA и тиме омогући повећану сигурност напајања конзумног подручја Зрењанина.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV 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), фазних проводника и заштитног ужета. Изолација је замењена на овом далеководу, док су челично-решетки стубови (19 стубова) 2019. године офарбани, те није потребна адаптација, већ само 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 далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 220 kV 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, уз повећање пропусне моћи.
Образложење	После уласка у погон нових производних капацитета, у одређеним летњим режимима рада ЕЕС се може очекивати преоптерећење ДВ бр. 213/2 услед потенцијалног испада 400 kV везе између ТС Београд 8 и ТС Обреновац. Због тога је потребно реконструисати овај ДВ 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 .
Планирани улазак у погон	после 2024

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 (након њеног подизања на 110 kV напонски ниво).
Образложење	Пројекат је потребан како би се решила проблематика радијалног напајања ТС Владимирци и будуће ТС Коцељева.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 – II фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 – II фаза
Инсталисана снага / дужина	око 7.9 km (од стуба 168 до ТС Мајданпек 1).
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција ДВ у дужини од приближно 7,9 km (од стуба бр. 168 до ТС Мајданпек 1).
Образложење	Реконструкција се врши јер је постојећи ДВ стар, а битан за напајање подручја Мајданпека. Вод ради под тешким климатским условима. Прва фаза реконструкције овог далековода је окончана у току 2017. године. Реализацију овог пројекта је неопходно ускладити са реализацијом пројекта увођења вода бр. 150 у ТС Мајданпек 2 по принципу „улаз-излаз“.
Планирани улазак у погон	после 2029

Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта

Подаци о објекту

Пројекат	Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта
Инсталисана снага / дужина	Опремање другог система 7.5 km
Начин уклапања у мрежу	Опремање другог система на будућем ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта, проводником попречног пресека 490/65 mm ² .
Образложење	У склопу прикључења ВЕ Бела Анта на преносни систем , инвеститор у ветроелектрану ће изградити далековод од прикључног разводног постројења Бела Анта до ТС Панчево 2, са стубовима за двосистемски далековод, при чему ће опремити један систем проводника. У циљу сигурнијег рада система у овој области и ефикасније евакуације енергије произведене у ВЕ Бела Анта, ЕМС АД ће опремити други систем овог далековода. Динамика реализације овог пројекта је директно зависна од године уласка у погон ВЕ Бела Анта и остваривања обавеза које је Клијент преузео на себе.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Јабучје

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Јабучје
Инсталисана снага / дужина	Око 14 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (21 стуб) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (36 стубова). На деоницама предвиђеним за адаптацију планирана је замена постојећих проводника 150/25 mm ² специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима пресека 240/40 mm ² , док је на деоницама предвиђеним за реконструкцију сагледана и замена постојећих проводника Al/Џе проводницима пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Јабучје

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Јабучје са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	Око 26.2 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација деоница са челично-решеткастим стубовима, уз уградњу OPGW заштитне ужади. Замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Неготин

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТЕ Морава

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТС Јагодина 4 – ТЕ Морава
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	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Алексинац – ТС Ниш 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1
Инсталисана снага / дужина	Око 29.3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (88 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (25 стубова). На деоницама предвиђеним за адаптацију планирана је замена постојећих проводника 150/25 mm ² специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима пресека 240/40 mm ² , док је на деоницама предвиђеним за реконструкцију сагледана и замена постојећих проводника Al/Џе проводницима пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Лазаревац

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1 ТЕ Колубара – ТС Лазаревац са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	Око 16 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода уз уградњу OPGW заштитне ужади и специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2024

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 далековода.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТС Пожега – чвор Бељина

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Бељина
Инсталисана снага / дужина	Око 23.5 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.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2023

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

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3
Инсталисана снага / дужина	Око 13.5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода на деоници од стуба бр. 29 до ТС Нови Сад 3. Адаптација 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	после 2024

Адаптација ДВ 2×110 kV 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	Око 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.
Планирани улазак у погон	2024

Адаптација ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 5 - ТС Стара Пазова

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 5 - ТС Стара Пазова са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	око 39 km двосистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековада на потезу од ТС Београд 5 до ТС Стара Пазова која подразумева замену фазних проводника специјалним проводницима, температурне оптеретивости еквивалента Al/Џе проводницима попречног пресека 490/65 mm ² , замену заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена високом оптерећеношћу водова у региону између Београда и Новог Сада и потребом за повећањем поузданости рада преносног система и сигурности напајања потрошача.
Планирани улазак у погон	2022

Адаптација ДВ 110 kV 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 далековада која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТС Кула - ТС Србобран

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула - ТС Србобран
Инсталисана снага / дужина	Око 24.5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета са OPGW ужетом, изолације, спојне и овесне опреме и уземљивача.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3
Инсталисана снага / дужина	Око 25.2 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима капацитета проводника попречног пресека 360/57 mm ² или конвенционалним проводницима 490/65 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода, подграђеношћу и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 33**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33
Инсталисана снага / дужина	Око 16.5 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима капацитета проводника попречног пресека 360/57 mm ² или конвенционалним проводницима 490/65 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода, подграђеношћу и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 33**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33
Инсталисана снага / дужина	Око 9.5 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима капацитета проводника попречног пресека 360/57 mm ² или реконструкција далековода са конвенционалним проводницима 490/65 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода, подграђеношћу и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/1 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2
Инсталисана снага / дужина	Око 5.6 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm ² специјалним проводницима капацитета проводника попречног пресека 360/57 mm ² или реконструкција далековода са конвенционалним проводницима 490/65 mm ² .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција РП 110 kV у ТС 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 који није обухваћен првом фазом реконструкције, у оквиру које је предвиђена реконструкција и опремање по два 110 kV далеководна поља у ТС Краљево 3 (укупно четири) због изградње двосистемског 110 kV ДВ 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. Овај пројекат ће представљати другу фазу реконструкције.
Планирани улазак у погон	2024

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	после 2029 (условно и зависи од резултата пилот пројекта дигитализације)

Повећање инсталисане снаге ТС 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	прва фаза 2024. Друга фаза 2025.

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, изузев 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 области која се електричном енергијом напаја из ове ТС.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1 ТС Обреновац – ТС Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Око 57.3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 220 kV далековода по постојећој траси, уз повећање пропусне моћи.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и потребом за ојачањем преносне мреже у региону западне Србије.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Око 49.2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција 220 kV далековода по постојећој траси, уз повећање пропусне моћи.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и потребом за ојачањем преносне мреже у региону западне Србије.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV 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).
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV 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 попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Након изласка из погона ТЕ Колубара, које је овим Планом развоја предвиђено најкасније за 2023. годину, долази до повећаног оптерећења далековода који повезују подручје града 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

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, без замене енергетских трансформатора.
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.
Планирани улазак у погон	после 2029

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, изузев енергетских трансформатора. Опремање поља за ДВ 209/1 чије је увођење у ТС Шабац 3 планирано пројектом његовог преусмеравања .
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, док је опремање далеководног поља намењеног увођењу ДВ бр. 209/1 у ТС Шабац 3 потребно како би се овој трансформаторској станици обезбедило двострано напајање електричном енергијом са 220 kV мреже.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Мали Зворник – ТС Лешница

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција деонице ДВ 110 kV бр. 119/2 ТС Мали Зворник – ТС Лешница
Инсталисана снага / дужина	око 17 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција дела постојећег далековода са заменом бетонских стубова и проводника, попречног пресека 150/25 mm ² проводницима попречног пресека 240/40 mm ² , на дужини од око 17 km. Пројектом је сагледано и потенцијално напуштање дела трасе далековода који пролази преко територије БиХ након преусмеравања ДВ бр. 209/1 у ТС Мали Зворник, у складу са чиме би ДВ бр. 119/2 био уведен у нову ТС Лозница 2 (ДВ прелази преко парцеле будуће ТС). Стога ће радови на реконструкцији овог вода бити ограничени на деоницу далековода од ТС Лешница до ТС Лозница 2.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТС Сомбор 3 - ТС Црвенка

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/1 ТС Сомбор 3 - ТС Црвенка
Инсталисана снага / дужина	Око 27.8 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета са OPGW ужетом, изолације, спојне и овесне опреме и уземљивача.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Црвенка - ТС Кула

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/2 ТС Црвенка - ТС Кула
Инсталисана снага / дужина	Око 14 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника без повећања пропусне моћи, заштитног ужета са OPGW ужетом, изолације, спојне и овесне опреме и уземљивача.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Замена КБ 110 kV 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 .
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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Замена КБ 110 kV 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 .
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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/3 ТС Лесковац 4 - ТС Лесковац 2
Инсталисана снага / дужина	око 10.4 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (8 стубних места) и адаптација деоница на којима постоје челично-решетки стубови (35 стубних места) са заменом 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 далековода. Реализацијом пројекта повећаће се пропусна моћ далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - чвор Дедина- ЕВП Ђунис

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/1 ТС Крушевац 1 - ЕВП Ђунис
Инсталисана снага / дужина	око 22.6 km
Начин уклапања у мрежу	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 . Деоница од ТС Крушевац 1 до стуба бр. 24 реконструисана је током 2016. године.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ЕВП Ђунис - ТС Алексинац

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/2 ЕВП Ђунис - ТС Алексинац
Инсталисана снага / дужина	око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (25 стубова, око 7 km) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (84 стуба, око 23 km). 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 далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV 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 проводника попречног пресека 150/25 mm ²

	специјалним проводницима, еквивалентним Al/Џе проводницима попречног пресека 240/40 mm ² .
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Сип	
<i>Подаци о објекту</i>	
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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 22 - ТС Београд 10	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1248 ТС Београд 22 - ТС Београд 10
Инсталисана снага / дужина	око 3.2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (6 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (11 стубова). 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 . На целој дужини вода је предвиђена замена заштитног ужета OPGW ужетом, изолације и спојне и овесне опреме, као и санација оштећених темељних стопа.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV бр. 130/1/2/3

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 130/1/2/3 са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	око 9 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода уз уградњу специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека до 490/65 mm ² и замену изолације и спојне и овесне опреме, уградњу новог уземљења и замену 6 бетонских и порталних стубова.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
Планирани улазак у погон	2022

Адаптација ДВ 220 kV бр. 254/1/2

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 220 kV бр. 254/1/2 са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	око 76.4 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода на правцу од ТС Панчево 2 до ТС Зрењанин 2 уз уградњу специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека 490/65 mm ² и замену изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону због прикључења нових обновљивих извора.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV бр. 121/2/3/4

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 121/2/3/4 са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	Око 39.6 km

Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода 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	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV бр. 142/2/3	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 142/2/3 са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	Око 42.1 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода 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	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону због обновљивих извора.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТС Рудник 3 - ТС В.Градиште	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Рудник 3 - ТС В.Градиште са уградњом специјалног проводника
Инсталисана снага / дужина	Око 20 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода уз уградњу специјалног проводника, еквивалентног Al/Џе проводницима попречног пресека 360/57 mm ² и замену изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена високом оптерећеношћу водова у региону због обновљивих извора.
Планирани улазак у погон	после 2029

Преусмеравање ДВ 220 kV ТС С.Митровица 2 - ТС Бајина Башта

Подаци о објекту

Пројекат	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 ТС С.Митровица 2 - ТС Бајина Башта
Инсталисана снага / дужина	ДВ 220 kV: око 80 km (око 32 km нови и око 48 km адаптација једносистемског вода) ДВ 110 kV: око 44 km (око 15 km нови, око 25 km адаптација и око 4 km реконструкција једносистемског вода)
Начин уклапања у мрежу	Овим пројектом би се формирала два нова далековода: 1) ДВ 220 kV ТС Сремска Митровица 2 - ТС Шабац 3, настао увођењем северног дела ДВ бр. 209/1 у ТС Шабац 3 по траси постојећег вода 110 kV бр. 119/3; 2) ДВ 110 kV ТС Лешница - ТС Мали Зворник, настао увођењем средишњег дела ДВ бр. 209/1 у ТС Мали Зворник и ТС Лешница, при чему би се изградио нови део далековода од трасе ДВ бр. 209/1 до ТС Мали Зворник и реконструисао део ДВ бр. 119/3 од ТС Лешница до трасе ДВ бр. 209/1. Пројекат такође предвиђа адаптацију деоница ДВ бр. 209/1 од ТС Сремска Митровица 2 до места расецања за увођење у ТС Мали Зворник, као и напуштање јужног дела трасе ДВ бр. 209/1, који се протеже преко територије БиХ.
Образложење	Потреба за преусмеравањем проистиче из тенденције да се обезбеди двострано напајање ТС Шабац 3 са 220 kV напонског нивоа, као и 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

Преусмеравање ДВ 220 kV 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	око 38 km (око 8 km нових и адаптација око 30 km једносистемских водова)
Начин уклапања у мрежу	Овим пројектом би се формирала два нова далековода: 1) ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Јабучје, 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 Јабучје 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

Преусмеравање ДВ 220 kV ТС Београд 8 - ТС Смедерево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 277 ТС Београд 8 - ТС Смедерево 3
Инсталисана снага / дужина	око 1 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Увођење ДВ бр. 277 под 110 kV у нову ТС Београд 42 (Гроцка) и опремање далеководног поља 110 kV у ТС Смедерево 3, уз напуштање дела ДВ бр. 277 од места расецања за увођење у ТС Београд 42 до ТС Београд 8 и ДВ бр. 101АБ од ТС Београд 42 до ТС Смедерево 2.
Образложење	Потреба за преусмеравањем проистиче из намере да се, након подизања ТС Смедерево 3 на 400 kV напонски ниво, укине 220 kV напонски ниво у овом делу система.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција ДВ 110 kV ПРП Бор 4 - ТС Зајечар 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр.148/5 ПРП Бор 4 - ТС Зајечар 2
Инсталисана снага / дужина	око 5.8 km једносистемског далековода и око 12 km опремање другог система
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода, дужине од око 5.8 km, од ТС Зајечар 2 до стуба бр. 53 на садашњем ДВ бр. 148/2. Пројекат такође предвиђа опремање другог система проводника од ПРП Бор 4 до наведеног стуба, у дужини од око 12 km. На крају реализације овог пројекта, биће формиране две везе од ТС Бор 2 до ТС Зајечар 2, које би, од ТС Бор 2, преко ПРП Бор 4, до стуба бр. 53 биле изведене у виду једног двосистемског вода, а одатле до ТС Зајечар 2 помоћу два једносистемска вода.
Образложење	Реконструкција је условљена тенденцијом да се повећа поузданост рада преносног система и сигурност напајања потрошача у региону Бора, Мајданпека и Зајечара, као и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТС Нови Сад 1 - ТС Рума 1

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/1 ТС Нови Сад 1 - ТС Рума 1
Инсталисана снага / дужина	Око 34.3 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, санацију оштећених темељних стопа, замену уземљивача, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Рума 1 - ТС Рума 2

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/2 ТС Рума 1 - ТС Рума 2
Инсталисана снага / дужина	Око 27.1km
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, санацију оштећених темељних стопа, замену уземљивача, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Рума 2 - ТС Сремска Митровица 1

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/3 ТС Рума 2 - ТС Сремска Митровица 1
Инсталисана снага / дужина	Око 19.5 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, санацију оштећених темељних стопа, замену уземљивача, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Сремска Митровица 1 - ТС Пећинци

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/4 ТС Сремска Митровица 1 - ТС Пећинци
Инсталисана снага / дужина	Око 30.7 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, санацију оштећених темељних стопа, замену уземљивача, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Пећинци - ТС Шабац 3

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 124/5 ТС Пећинци - ТС Шабац 3
Инсталисана снага / дужина	Око 31.9 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, санацију оштећених темељних стопа, замену уземљивача, укидање непотребних преплитаја на далеководу и постављање нових опоменских и фазних таблица.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV чвор Бељина - ТС Горњи Милановац 1

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 182 Чвор Бељина - ТС Горњи Милановац 1
Инсталисана снага / дужина	Око 23 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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Лазаревац - ЕВП Словац

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац - ЕВП Словац
Инсталисана снага / дужина	Око 20.2 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ЕВП Словац - ТС Ваљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/3 ЕВП Словац - ТС Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Око 15.3 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

Адаптација ДВ 110 kV ТС Кикинда 1 - државна граница (ТС Жимболија)**Подаци о објекту**

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 145 ТС Кикинда 1 - државна граница (ТС Жимболија)
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, 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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 kV ТС Сомбор 1 - ТС Сомбор 3**Подаци о објекту**

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/4 ТС Сомбор 1 - ТС Сомбор 3
Инсталисана снага / дужина	Око 1.9 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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 кV ТС Зрењанин 1 - ТС Зрењанин 2

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 кV бр. 142/4 ТС Зрењанин 1 - ТС Зрењанин 2
Инсталисана снага / дужина	Око 4.4 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.
Планирани улазак у погон	после 2029

Адаптација ДВ 110 кV ТС Кикинда 1 - ТС Зрењанин 2

Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 кV 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, 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

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 уграђен један, старости 40 година, чиме се потенцијално доводи у ризик сигурност напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција ТС Пожега

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Пожега
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 је нужна због старости истих, док је замена комплетне изолације и пратеће овесне опреме на сабирницама и попречним везама у постројењу 220 и 110 kV потребна због старости и учесталих кварова. Такође, уградња сабирничке заштите 220 kV је оправдана у циљу побољшања поузданости рада 220 kV мреже у овом подручју.
Планирани улазак у погон	после 2029

Реконструкција РП 220 kV у ТС Краљево 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 220 kV у ТС 400/220/110 kV Краљево 3
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се не мења
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција комплетног постројења 220 kV, осим будућег новог трансформаторског поља које ће бити изграђено приликом уградње трансформатора 400/220 kV.
Образложење	Реконструкција је неопходна због старости опреме, као и потребе за побољшањем поузданости напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС.
Планирани улазак у погон	после 2029

Замена опреме у РП 220 kV ТЕНТ Б

Подаци о објекту

Пројекат	Замена опреме у РП 220 kV ТЕНТ Б
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Замена расклопне опреме и мерних трансформатора 220 kV.
Образложење	Потреба за заменом произилази из старости постојеће опреме.
Планирани улазак у погон	после 2029

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, замена свих растављача 110 kV.
Образложење	Реконструкција је неопходна због старости опреме, као и потребе за евакуацијом енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
Планирани улазак у погон	после 2029

Увођење трансформације између ТС Обреновац и ТС ТЕНТ СП

Подаци о објекту

Пројекат	Увођење трансформације 220/110 kV између ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 110/6 kV ТЕНТ СП
Инсталисана снага / дужина	ТС Обреновац: Инсталисана снага се повећава за 150 MVA Кабл 110 kV: око 1,3 km
Начин уклапања у мрежу	У ТС 400/220 kV Обреновац предвиђа се опремање слободног поља 220 kV бр. Д05 и уградња трансформатора 220/110 kV. Поред овога, биће постављен кабловски вод 110 kV од трансформатора 220/110 kV у ТС Обреновац до слободног поља 110 kV бр. Е04 у ТС ТЕНТ СП, чије је опремање такође сагледано овим пројектом.
Образложење	Овај пројекат решава преоптерећења у 110 kV 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	2023

Увођење ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 у ТС Мајданпек 2

Подаци о објекту

Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 у ТС Мајданпек 2
Инсталисана снага / дужина	Око 2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Увођење далековада 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1 у ТС Мајданпек 2 ће бити реализовано расецањем овог далековада и изградњом два нова једносистемска вода помоћу којих ће ТС Мајданпек 2 бити повезан на ДВ бр. 150 по принципу „улаз-излаз“. Овим увођењем биће остварено напајање ТС Мајданпек 1 са два далековада из ТС Мајданпек 2 који ће имати три правца напајања (два далековада ка Бору и по један из правца Нереснице и Мосне која ће се двострано напајати од 2022. године)
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 далековада, потребно је опремити два далеководна поља 110 kV у ТС Мајданпек 2, у власништву оператора дистрибутивног система.
Планирани улазак у погон	после 2024

Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ПРП Бор 4

Подаци о објекту

Пројекат	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ПРП Бор 4 и припадајућих 110 kV поља
Инсталисана снага / дужина	око 10 km
Начин уклапања у мрежу	Опремање другог система проводника на двосистемском ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ПРП Бор 4, чиме би се добиле две 110 kV везе од ТС Бор 2 до ПРП Бор 4. Пројекат подразумева и опремање одговарајућих 110 kV далеководних поља у ТС Бор 2 (Е02) и ПРП Бор 4 (Е02).
Образложење	Предуслов за почетак реализације овог пројекта представља завршетак реконструкције далековода 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2 у двосистемски (уз опремање једног система проводника), као и прикључење ТС Чукару Пеки на преносни систем, чији ће део бити и изградња ПРП 110 kV Бор 4. Овим пројектом ће се обезбедити сигурно напајање рудника Чукару Пеки електричном енергијом задовољавајућег квалитета.
Планирани улазак у погон	2024

Увођење ДВ 110 kV РП Ђердап 2 - ТС Велики Кривељ у ТС Бор 2

Подаци о објекту

Пројекат	Увођење 110 kV ДВ бр. 1166 РП Ђердап 2 - ТС Велики Кривељ у ТС Бор 2
Инсталисана снага / дужина	Око 7 km једносистемских далековода
Начин уклапања у мрежу	Изградња два једносистемска далековода од места расецања 110 kV далековода бр. 1166 РП Ђердап 2 - ТС Велики Кривељ до ТС Бор 2. Како би се обезбедила два 110 kV далеководна поља, узевши у обзир немогућност просторног проширења 110 kV постројења, из ТС Бор 2 ће бити изведени далеководи бр. 148/1 и 148А/4, који ће потом бити и преспојени, чиме ће се формирати нови ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ПРП Бор 4.
Образложење	Услед планираног повећања потрошње у ТС Велики Кривељ, у одређеним режимима долази до пропада напона у ТС Велики Кривељ, тако да је потребно остваривање још једне везе између ТС Бор 2 и ТС Велики Кривељ. Реализацијом овог пројекта, ТС Велики Кривељ ће се напајати помоћу два једносистемска далековода из ТС Бор 2.
Планирани улазак у погон	после 2029

ДВ 110 kV ТС Перлез – регион Јужног Баната

Подаци о објекту

Пројекат	Нови 110 kV далековод ТС Перлез – регион Јужног Баната
Инсталисана снага / дужина	Око 20 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Изградња једносистемског далековода од ТС Перлез до трансформаторске станице у региону Јужног Баната. Друга тачка овог далековода ће се дефинисати накнадним анализама.
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 далековод ће омогућити додатну евакуацију енергије произведене обновљивим изворима.
Планирани улазак у погон	после 2024

Превезивање ДВ 220 kV бр. 217/1 и 275 испред ТС Нови Сад 3	
Подаци о објекту	
Пројекат	Превезивање ДВ 220 kV бр. 217/1 и 275 испред ТС Нови Сад 3
Инсталисана снага / дужина	Око 0,25 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Превезивање постојећих далековода 217/1 и 275, уградњом два нова угаоно затезна стуба са новим проводником и заштитним ужетом
Образложење	Након завршетка увођења 400 kV напонског нивоа у ТС 220/110 kV Србобран и преласка рада ДВ 217/2 на рад под 110 kV, стећи ће се услови за напуштање 220 kV напонског нивоа у ТС Нови Сад 3. У том смислу, далеководи 220 kV бр. 217/1 и 275 ће се превезати у близини ТС Нови Сад 3, чиме ће се добити нови далековод 220 kV ТС Зрењанин 2 – ТС Обреновац,
Планирани улазак у погон	2022

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

Д.1.2.1 ДП Ниш

Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка
Инсталисана снага / дужина	око 1.2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно, ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV бр. 154/3 ТС Ниш 2 – ТС Пирот 2, чија траса пролази поред Беле Паланке, по принципу улаз-излаз
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Бела Паланка напаја конзумно подручје Беле Паланке и нема битнијег утицаја на преносну 110 kV мрежу.
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5
Инсталисана снага / дужина	око 5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 1179 ТС Лесковац 2 - ТС Јабланица (Лебане) или ДВ 110 kV бр. 113/7 ТС Ниш 15 – ТС Лесковац 4, по принципу улаз–излаз.
Образложење	Потреба за повезивањем 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 Лесковац 4
Планирани улазак у погон	после 2024

Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина (Јабучко равниште)
Инсталисана снага / дужина	око 12 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 1154 ТС Сврљиг – ТС Пирот 1, по принципу улаз–излаз.
Образложење	Потреба за повезивањем 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.
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни 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 повезана на постојећи ДВ 110 kV бр.1212 ТС Зајечар 2 – ТС Бољевац који тренутно ради под напоном 35 kV.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планирано је да ТС 110/35 kV Бољевац напаја конзумно подручје Бољевца.
Планирани улазак у погон	после 2024

Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7
Инсталисана снага / дужина	око 2 km кабловког вода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано изградњом 110 kV кабла до ТС Ниш 3

Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС, на месту постојеће ТС 35/10 kV Центар 2, а на основу добијених информација од ОДС због планиране реконструкције ТС
Планирани улазак у погон	после 2024

Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9
Инсталисана снага / дужина	око 5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алесинац – ТС Ниш 1 (ТС Ниш 2) по принципу улаз–излаз.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Ова трансформаторска станица је планирана због радне зоне „Трупале“.
Планирани улазак у погон	после 2024

Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница
Инсталисана снага / дужина	око 0.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алесинац – ТС Ниш 1 (ТС Ниш 2) по принципу улаз–излаз.
Образложење	Потреба за повезивањем 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.
Планирани улазак у погон	после 2024

Д.1.2.2 ДП Краљево

Повезни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Деспотовац
Инсталисана снага / дужина	око 6 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање се сагледава изградњом ДВ 110 kV ТС Стењевац – ТС Деспотовац.
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Деспотовац напаја конзумно подручје Деспотовца. Потреба за повезивањем 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	2025

Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац
Инсталисана снага / дужина	око 1.7 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV бр 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4, по принципу улаз-излаз.
Образложење	Изградњом ове трансформаторске станице треба да се подигне ниво сигурности напајања подручја Свилајнца.
Планирани улазак у погон	ТС: 2023 ДВ: 2024

Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем изведе преко 110 kV далековода између ТС Владимирци и ТС Коцељева, који сада 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	2023

Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3
Инсталисана снага / дужина	око 2.2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарни предлог који ће бити детаљно анализиран. Нова ТС 110 kV би се повезала на далековод 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин који пролази у непосредној близини ове ТС.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС која ће бити на месту постојеће ТС 10/0,4 kV Шутеновац 3, а према информација добијеним од ОДС. Ова трансформаторска станица ће преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Нови Пазар 2.
Планирани улазак у погон	2024

Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2
Инсталисана снага / дужина	око 2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативни начин повезивања ове трансформаторске станице је на постојећи ДВ 110 kV бр. 1183 ТС Чачак 3 – ТС Горњи Милановац, по приципу „улаз – излаз“. Дужина трасе је око 1 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	ТС: 2021 ДВ: 2023

Повезни вод за ТС 110/x kV Варварин

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Варварин
Инсталисана снага / дужина	око 1 km двосистемског далековада
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање 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 повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планирано је да ТС 110/x kV Варварин напаја конзумно подручје Варварина.
Планирани улазак у погон	2029

Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2
Инсталисана снага / дужина	око 0.2 km једносистемског далековада
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање 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.
Планирани улазак у погон	2029

Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус
Инсталисана снага / дужина	постојећи ДВ који ради под 35 kV
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано радијално на ТС Александровац (постојећи далековод који тренутно ради под 35 kV).
Образложење	Потреба за повезивањем 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

Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4 (Змич)
Инсталисана снага / дужина	око 5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 152/4 ТС Јагодина 4 – Параћин 1
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Планирано је да ТС 110/35 kV Параћин 4 напаја конзумно подручје индустријске зоне Змич.
Планирани улазак у погон	2029

Повезни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Чачак 4
Инсталисана снага / дужина	Око 0.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на далековод 110 kV бр. 182 ТС Горњи Милановац – чвор Бељина.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Изградња ове ТС планирана је услед изградње индустријске зоне на локацији Прељина у оквиру пројекта изградње Коридора 11.
Планирани улазак у погон	2024

Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица
Инсталисана снага / дужина	Око 30 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице ће бити остварено изградњом новог 110 kV далековода до ТС Ваљево 3.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС
Планирани улазак у погон	2029

Повезни вод за ТС 110/35 kV Ушће

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Ушће
Инсталисана снага / дужина	око 0.6 km једносистемских далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно, ова ТС би се повезала једносистемским далеководима по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 – ТС Рашка.
Образложење	Потреба за повезивањем 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	ТС: 2021 ДВ: 2022

Д.1.2.3 ДП Крагујевац

Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2
Инсталисана снага / дужина	око 2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се локација и начин уклапања дефинишу у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање 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 2 km.
Образложење	Потреба за повезивањем 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	2025

Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22 (Центар)
Инсталисана снага / дужина	око 2 km кабловким водом
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру Студије дугорочног планирања развоја преносне мреже на временском хоризонту до 2035. године. Индикативни начини повезивања ове трансформаторске станице укључују радијално повезивање новим кабловским водом на ТС Крагујевац 5.
Образложење	Потреба за повезивањем 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. Из претходног разлога је неопходна трансформаторска станица 110/10 kV у центру Крагујевца.
Планирани улазак у погон	2024

Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23 (Козујево)
Инсталисана снага / дужина	око 1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да начин уклапања дефинишу у оквиру Студије дугорочног планирања развоја преносне мреже на временском хоризонту до 2035. године. Иницијално се сагледава као улаз-излаз на будући ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20 .
Образложење	Потреба за повезивањем 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 индустријско-пословне и стамбене зоне)
Планирани улазак у погон	2028

Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24 (Сајмиште)
Инсталисана снага / дужина	Око 2 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру Студије дугорочног планирања развоја преносне мреже на временском хоризонту до 2035. године. Иницијално се сагледава радијално, изградњом новог 110 kV вода од ТС Крагујевац 2.
Образложење	Потреба за повезивањем 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 производно-индустријске и пословне зоне).
Планирани улазак у погон	2024

Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица
Инсталисана снага / дужина	око 1 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се локација и начин уклапања дефинишу у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно је сагледано по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1181 ТС Крагујевац 2 – ТС Страгари. У првој фази би се напајање вршило преко ТС 35/10 kV, која би се касније подигла на 110 kV напонски ниво.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Предвиђено је да ова ТС напаја нову индустријску зону Собовица.
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5
Инсталисана снага / дужина	око 2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Иницијално, повезивање ће бити на ДВ 110 kV бр. 101А/4 ТС Смедерево 4 – ТЕ Костолац А.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Предвиђено је да ова трансформаторска станица напаја дистрибутивне купце у индустријској зони Смедерева.
Планирани улазак у погон	2024

Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)
Инсталисана снага / дужина	око 4 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру Студије дугорочног планирања развоја преносне мреже на временском хоризонту до 2035. године.. Ова ТС би се, према тренутном сагледавању, повезала по принципу „улаз-излаз“ на постојећи далековод 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 8, који пролази у близини локације саме ТС. На овај начин формирала би се петља ТС Крагујевац 2 - ТС Крагујевац 1 - ТС Крагујевац 8 - ТС Крагујевац 21 - ТС Крагујевац 2.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС.
Планирани улазак у погон	2025

Д.1.2.4 ДП Београд

Повезни вод за ТС ТС 110/10 kV Београд 43	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 43 (Железник)
Инсталисана снага / дужина	око 2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Иницијално, повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу „улаз-излаз“ на далековод 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 35.
Образложење	Потреба за овом ТС ће се сагледати у оквиру Студије дугорочног развоја преносне мреже (до 2035. године). Подручје Железника тренутно се напаја преко мреже 35 kV из ТС 110/35 kV Београд 2 и ТС 110/35/10 kV Београд 35 (Сремчица). Изградња ТС 110/10 kV неопходна је због старости и дотрајалости мреже 35 kV и због растеређивања трафостаница 110/x kV преко којих се то подручје сада напаја (пре свега ТС Београд 35).
Планирани улазак у погон	2028

Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 46 (Збег)
Инсталисана снага / дужина	око 6 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем би се, према почетном сагледавању, обавило на ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Београд 7 по принципу „улаз–излаз“.
Образложење	Потреба за повезивањем 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, а између постојећих водова 35 kV "Београд 7 - Фриком" и "Београд 7 - ПКБ, вод 2". Ова трансформаторска станица ће омогућити сигурно напајање банатског дела конзума града Београда.
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47 (Београд на води)
Инсталисана снага / дужина	око 0.2 km кабловског вода
Начин уклапања у мрежу	Иницијално, у ТС Београд 47 (Београд на води) биће уведен кабл ТС Београд 6 – ТС Београд 45.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС. Неопходно за напајање пројекта „Београд на води“
Планирани улазак у погон	2027

Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48 (Подстаница)
Инсталисана снага / дужина	Два кабловска вода од око 4 km
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Трансформаторска станица ће се, индикативно, повезати на преносни систем преко два кабловска вода са ТС Београд 1.
Образложење	Потреба за повезивањем 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 потрошача у близини.
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/10 kV Нова лука Београд

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Нова лука Београд
Инсталисана снага / дужина	око 14 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Везује се по принципу „улаз-излаз“ на ДВ бр. 1109 ТС Београд 7 – ТС Панчево 2. Траса далековада је око 7 km.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС због нове луке.
Планирани улазак у погон	2026

Д.1.2.5 ДП Нови Сад

Повезни вод за ТС 110/20 kV ТС Пландиште	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV ТС Пландиште (Велика Греда)
Инсталисана снага / дужина	око 2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу. Иницијално се повезивање сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1001 ТС Дебељача – ТС Вршац 2.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС
Планирани улазак у погон	2029

Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8
Инсталисана снага / дужина	око 2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу. Како би ова трансформаторска станица требало да буде лоцирана на Булевару Европе у Новом Саду, повезивање се иницијално сагледава типом „улаз-излаз“ на један од водова ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС
Планирани улазак у погон	2027

Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 6
Инсталисана снага / дужина	око 2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Иницијално се повезивање сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1104 ТС Панчево 2 – ТС Панчево 3, са два једносистемска далековада. Траса далековада је око 1 km.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС због нова северна индустријска зона у Панчеву.
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин
Инсталисана снага / дужина	око 2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу. Иницијално се повезивање сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 195/1 ТС БФЦ – ТС Нови Сад 1. Траса далековада је око 1 km.
Образложење	Потреба за повезивањем нове ТС на основу добијених информација од ОДС
Планирани улазак у погон	2024

Д.1.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

Реконструкција уљних јама у ТС Пожега, ТС Ваљево 3 и РП Ђердап 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција уљних јама у ТС Пожега, ТС Ваљево 3 и РП Ђердап 2
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	<p>Боље одржавање система уљне канализације на ТС неопходно 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.</p>
Планирани улазак у погон	2023

Д.2 ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ

Д.2.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Д.2.1.1 Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконекције)

ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе	
Подаци о објекту	
Пројекат	Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе
Инсталисана снага / дужина	83.2 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Овај двоструки далековод би делом користио трасу постојећег 220 kV далековода према ТС Пљевља. Од ТС Бајина Башта до места рачвања планирано је опремање оба система, а на даље би се опремио по један систем према ТС Пљевља, као и према ТС Вишеград.
Образложење	Секција 4 пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза, која ће омогућити транзит електричне енергије у смеру североисток-југозапад и, самим тим, представља природан завршетак прве фазе пројекта Трансбалкански коридор путем нових интерконекција 400 kV са Црном Гором и Босном и Херцеговином
Планирани улазак у погон	После 2024

ДВ 110 kV између Србије и 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 далековода на територији Р.Србије је око 2,6 km.
Образложење	Изградњом овог далековода би био обезбеђен сигуран рад преносне мреже на подручју општине Љубовија, која се тренутно напаја радијалним далеководом. За реализацију ове инвестиције неопходно је да се изврши реконструкција ТС Љубовија и омогући увођење новог далековода. У том циљу, 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	2021

Д.2.1.2 Инвестициони пројекти 400 kV мреже

Реконструкција ТС Смедерево 3	
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

Реконструкција ТС Србобран

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 ДВ 110 kV: 2.7 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да ново РП 400 kV буде изграђено на локацији постојећег РП 220 kV. Предвиђено је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3 по принципу „улаз-излаз“, двосистемским далеководом дужине око 6,8 km, као и изградња 110 kV расплета дужине 2,7 km
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 (демонтирају се два трансформатора 220/110 kV од 150 MVA и уграђује један трансформатор 400/110 kV од 300 MVA) и повезивањем по принципу „улаз-излаз“ на вод 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3. Постојећи 220 kV далеководи ка ТС Нови Сад 3 и ТС Сремска Митровица 2 ће радити под напоном 110 kV и опремају се поља 110 kV у овим трансформаторским станицама.
Планирани улазак у погон	2021

ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 59.4 km ТС: Инсталисана снага се повећава за 400 MVA
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да напонски ниво 400 kV буде уведен у постојећу ТС 220/110 kV Краљево 3, која би била повезана са ТС 400/110 kV Крагујевац 2 новим 400 kV далеководом. Планира се уградња трансформатора 400/220 kV од 400 MVA. У ТС Крагујевац 2 је предвиђено опремање 400 kV поља.
Образложење	Секција 2 пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза. Овај вод, дужине 59.4 km, један је од елемената преносне мреже који је планиран за изградњу у првој фази преласка преносне мреже напонског нивоа 220 kV у западној Србији на напонски ниво 400 kV. Трансформацијом 400/220 kV у ТС Краљево 3 повећава се ефикасност и побољшава сигурност рада преносне мреже 220 kV на правцу од Бајине Баште према Нишу. Увођењем напонског нивоа 400 kV у ТС 220/110 kV Краљево 3 и њеним повезивањем са ТС 400/110 kV Крагујевац 2 биће испуњени предуслови за напуштање напонског нивоа 220 kV у преносном систему Србије и почетак подизања напонског нивоа далековода између Бајине Баште и Обреновца на 400 kV.
Планирани улазак у погон	2021

ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 111 km ТС: Инсталисана снага се повећава за 800 MVA
Начин уклапања у мрежу	Нови двоструки 400 kV далековод спојио би ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, која би била 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 – прва фаза. 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	2025*

Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Замена ВН опреме се врши због застарелости.
Планирани улазак у погон	2026

Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2
Инсталисана снага / дужина	Повећање снаге за 150 MVA на коначних 600 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. Нови трансформатор снаге 300 MVA ће заменити постојећи трансформатор снаге 150 MVA чиме ће омогућити повећање сигурности напајања конзумног подручја Бора.
Планирани улазак у погон	2024

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 која се тренутно налази у ХЕ Ђердап 1.
Планирани улазак у погон	2022

Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	
Подаци о објекту	
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	2020

Реконструкција ТС Крагујевац 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Прва фаза предвиђа опремање 400 kV поља за ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3. Друга 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	2021 – I фаза 2024 – II фаза

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 (I фаза: 3 поља су опремљена у склопу реализације пројекта интерконективног ДВ 2×400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица), у сва 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	2023

Д.2.1.3 Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже

Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 5 – чвор Београд 9 у ТС Београд 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 104/10 ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5
Инсталисана снага / дужина	0.41 km једносистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Увођење другог система на ДВ 110 kV бр. 104/10 у ТС Београд 5
Образложење	Реч је о двосистемском воду, на коме је у погону један систем од ТС Београд 5 до чвора Београд 9 и даље до ТС Стара Пазова. После увођења једног система у ТС Београд 5 и развезивања круте везе, један систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Београд 9, а други систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Стара Пазова.
Планирани улазак у погон	2021

Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ХЕ Зворник

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV бр. 106 АБ ТС Ваљево 3 – ХЕ Зворник
Инсталисана снага / дужина	Реконструкција деонице Г: 3.5 km Санација деонице Б: 1.8 km Измештање далековода: 1.5 km Нови ДВ: 27 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција деоница постојећег далековода.
Образложење	Измешта се ДВ 110 kV бр. 106 АБ/3, који највећим делом прелази преко територије БиХ, што отежава његово одржавање. Уместо да се тај вод, због старости, ревитализује на територији друге државе, планира се изградња новог вода трасом која ће целом дужином бити на територији Србије. Остале деонице на ДВ 110 kV бр. 106 АБ се реконструишу због старости постојећег далековода. Такође, предвиђа се санација стубова, темеља и уземљивача, замена проводника и другог OPGW ужета, изолатора, спојне опреме и остале електроопреме на деоници Б и измештање ДВ због новог просторног плана Општине Лозница, а узроковано проширењем индустријске зоне.
Планирани улазак у погон	2020

еконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1**Подаци о објекту**

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	Инсталисана снага се повећава на (2x250 + 2x31.5) MVA
Начин уклапања у мрежу	Предвиђена је замена постојећих трансформатора 220/110 kV снаге 150 MVA новим трансформаторима 220/110 kV снаге 250 MVA и замена постојећих трансформатора 110/35 kV снаге 20 MVA новим трансформаторима 110/35 kV снаге 31.5 MVA. Предвиђена је и замена ВН опреме, као и реконструкција постројења сопствене потрошње, система заштите, управљања и мерења.
Образложење	Инсталисана снага ове трансформаторске станице је 2x150 + 2x20 MVA. Нови трансформатори, који ће се уградити у оквиру реконструкције, би требало да буду снаге 250 MVA, односно, 31.5 MVA, заменили би постојеће старе трансформаторе снаге 150 MVA и 20 MVA, респективно, те би на тај начин обезбедили сигурност напајања конзумног подручја Крушевца.
Планирани улазак у погон	2020

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	Око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови једносистемски далековод повеже ВЕ Никине Воде и ХЕ Ђердап 2.
Образложење	Разлози изградње овог далековода су евакуација снаге из ХЕ Ђердап 2 и обезбеђивање сигурности напајања ТС Мосна.
Планирани улазак у погон	2022

ТС 220/110 kV Бистрица

Подаци о објекту

Пројекат	ТС 220/110 kV Бистрица са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	ТС: 150 MVA ДВ 220 kV: укупно 19.2 km ДВ 110 kV: укупно 13.9 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 изградила би се ТС Бистрица са комплетним расплетом на 110 kV напонском нивоу (13.9 km), а постројење 220 kV би се прикључило на далековод 220 kV Пожега – Пљевља по систему „улаз-излаз“ (два једносистемска ДВ од 0.7 km и 2.9 km, укупно 3.6 km). У другој фази би се извршио комплетан расплет чвора Вардиште (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 6.5 km, укупно 15.6 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	2021

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 2x 110 kV бр. 101АБ ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А
Инсталисана снага / дужина	29 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода у дужини од 21 km и адаптација деоница у дужини од 8 km.
Образложење	Реконструкција се врши због старости постојећег далековода.
Планирани улазак у погон	2020

Реконструкција ДВ 110 kV 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	2025

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2

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.
Планирани улазак у погон	2020

Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Подаци о објекту

Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
Инсталисана снага / дужина	ДВ 110 kV: 6.5 km ДВ 220 kV: 2.6 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња двосистемског далековода 110 kV у дужини од око 6.5 km од места расецања 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 2.6 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. 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, 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	2022

Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски
Инсталисана снага / дужина	0.9 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција два једносистемска далековода у двосистемски.
Образложење	Укидање дела трасе ДВ бр.121/1 који прелази преко гробља Орловача и изградња двосистемског далековода по траси ДВ бр.117/1.
Планирани улазак у погон	2020

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22 – санација стубних места	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр.1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22 – санација стубних места
Инсталисана снага / дужина	око 2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода.
Образложење	Санација стубних места са изградњом два нова стуба са шиповима и демонтажом три стуба, проводника и заштитног ужета на деоници од стуба бр.128 до стуба бр.136. На деоници између нових стубова бр.133 и бр.135 планира се уградња новог проводника 240/40 mm ² и новог заштитиног ужета III 50 mm ² . Планира се изградња појединачних електропреносних стубова бр.133 и бр.135, као и укидање постојећег стуба бр.134.
Завршетак радова	2020

РП 220 kV ТЕТО Панчево	
Подаци о објекту	
Пројекат	РП 220 kV ТЕТО Панчево
Инсталисана снага / дужина	ДВ: око 5 km 220 kV водова РП: опремање четири поља
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да ово постројење буде лоцирано на јужној индустријској зони града Панчева. Прва фаза подразумева изградњу РП 220 kV ТЕТО Панчево, прикључење на преносни систем на ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС НИС – ТС ХИП. Прва фаза се финансира од стране клијента у процесу прикључења. Друга фаза подразумева опремање преостала четири поља у РП ТЕТО Панчево и решавање расплета 220 kV водова од стране ЕМС АД.
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	прва фаза: 2020 друга фаза: 2025

Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2
Инсталисана снага / дужина	око 172 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација постојећих далеководова.
Образложење	Адаптација са заменом проводника, изолације и овесне опреме појединих деоница далеководова бр. 117/2 (ТС Београд 35 – ТЕ Колубара), 133/1/2/3 (ТС Србобран правац ка ТС Суботица 3), 1113 (ТС Лесковац 2 – ХЕ Врла 3), 102АБ/1 (ТЕ Костолац А – ТС Пожаревац) и 102АБ/2 (ТС Пожаревац – ТС Петровац) у укупној дужини од 172 km (125.4 km једносистемских и 46.6 km двосистемских водова).
Завршетак радова	2020

Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 220 kV и 110 kV.
Планирани улазак у погон	2020

Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 220 kV, 110 kV и 35 kV. Радови у постројењима 220 kV и 110 kV су завршени, преостали део пројекта се односи на радове у 35 kV постројењу.
Планирани улазак у погон	2021

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 дужине 4 km ДВ 151/3: Реконструкција 15 km и опремање другог система дужине 8 km

Начин уклапања у мрежу	<p>Пројекат подразумева реконструкцију ДВ 151/2 (од ТС Панчево 2 до стуба бр. 99, у дужини од 27 km) и ДВ 151/3 (од ТС Алибунар до стуба бр. 154, у дужини од 15 km) у двосистемске и повећање попречног пресека проводника на 240/40 mm². Поред овога, пројектом је предвиђено опремање другог система проводника на далеководу бр. 151/2 од стуба бр. 99 до ТС Алибунар, у дужини од око 4 km, као и опремање другог система проводника на далеководу бр. 151/3 од стуба бр. 154 до ПРП ВЕ Кошава, у дужини од око 8 km. Након извршене реконструкције, први системи далековода бр. 151/2 и бр. 151/3 би се директно настављали један на други, на деоници од ТС Панчево 2 до ПРП ВЕ Кошава. Други систем далековода бр. 151/2 би се простирао на деоницама од ТС Панчево 2 до ПРП ВЕ Алибунар и даље од тог постројења према ТС Алибунар. Други систем далековода бр. 151/3 би се налазио између ТС Алибунар и ПРП ВЕ Кошава. Деоница далековода бр. 151/3 од ПРП ВЕ Кошава до ТС Вршац 1 би и даље представљала једносистемски далековод. Узевши у обзир недостатак слободних далеководних поља на јужном делу 110 kV постројења у ТС Панчево 2, предложено је да се два система проводника ДВ бр. 151/2 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.</p>
Образложење	Неопходан услов за евакуацију енергије произведене из планираних ветроелектрана у јужном Банату.
Планирани улазак у погон	2021

Адаптација ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 128/3/4 ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац
Инсталисана снага / дужина	14 km
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.
Планирани улазак у погон	2023

Реконструкција ДВ 110 кV ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица
Инсталисана снага / дужина	34.3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција по постојећој траси.
Образложење	Овај далековод се реконструише због старости и повећања пропусне моћи.
Планирани улазак у погон	2027

Реконструкција ДВ 110 кV 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 по постојећој траси.
Образложење	Овај далековод се реконструише због старости и повећања пропусне моћи.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ДВ 110 кV ТС Србобран – ТС Бечеј

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 кV 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	2022

Увођење ДВ 110 кV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3**Подаци о објекту**

Пројекат	Увођење ДВ 110 кV 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 кV 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	2022

**Д.2.1.4 Инвестициони пројекти повезивања објеката ОПС на
ОДС (пројекти ОПС)**

КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45 (С. Амфитеатар)
Инсталисана снага / дужина	око 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	2020

Замена КБ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 6	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Замена КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6
Инсталисана снага / дужина	око 4.4 km
Начин уклапања у мрежу	Заменењени кабл ће ићи по новој 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	2021

Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5

Подаци о објекту

Пројекат	Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5
Инсталисана снага / дужина	0.6 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Изградњом овог двосистемског далековода решиће се радијално напајање ТС Ниш 5
Образложење	Планирано је да се на овај начин обезбеди двострано напајање за ТС Ниш 5.
Планирани улазак у погон	2020

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двоструки далековод
Инсталисана снага / дужина	око 14.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Овај двоструки 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	2023

Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13**Подаци о објекту**

Пројекат	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2x110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13
Инсталисана снага / дужина	опремање другог система 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 1187А.
Образложење	Планирано је да се на овај начин обезбеди двострано напајање за ТС Ниш 10.
Планирани улазак у погон	2021

КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7**Подаци о објекту**

Пројекат	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7
Инсталисана снага / дужина	око 3.9 km
Начин уклапања у мрежу	Веза кабловским водом дужине око 3.9 km између ТС Нови Сад 5 и ТС Нови Сад 7 ће обезбедити двострано повезивање ТС 110/35/20 kV Нови Сад 7.
Образложење	На овај начин ће бити задовољен „N-1“ критеријум сигурности када је у питању напајање ТС Нови Сад 7.
Планирани улазак у погон	2020

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	око 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

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 + 0.43)
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 урадња 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 напајања ТС Ада и ТС Сента 2 преко преносне мреже напонског нивоа 110 kV.
Планирани улазак у погон	2021

ДВ 110 kV ТС Ивањица – ТС Гуча

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ивањица – ТС Гуча
Инсталисана снага / дужина	30 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице 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	2022

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 двоструког далековода који треба да повеже трансформаторске станице 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 двоструки далековод увести директно у ТС Нови Пазар 1.
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	2022

Реконструкција ДВ 110 kV 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 повећање попречног пресека проводника.
Планирани улазак у погон	2023

Реконструкција ДВ 110 kV 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 повећање попречног пресека проводника.
Планирани улазак у погон	2025

Реконструкција ДВ 110 kV 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. Такође се врши и повећање попречног пресека проводника на далеководу.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода.
Планирани улазак у погон	2023

**Д.2.1.5 Инвестициони пројекти прикључења корисника
преносног система**

Реконструкција РП 110 kV Дрмно	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Изградња прикључка ТС Рудник 4 у РП 110 kV Дрмно
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Опремање једног далеководног поља, опремање спојног поља и изградњу другог система сабирница 110 kV у РП 110 kV Дрмно.
Образложење	Због прикључења ТС Рудник 4 на преносни систем, планирани су радови у РП 110 kV Дрмно, који ће обухватити опремање једног далеководног поља, опремање спојног поља и изградњу другог система сабирница 110 kV.
Планирани улазак у погон	2020

Д.2.2 ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У овом Поглављу су детаљно описани пројекти повезивања објекта Оператора Дистрибутивног Система на објекте Оператора Преносног Система, који су у инвестиционој фази.

Д.2.2.1 ДП Ниш

Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Ратко Павловић)
Инсталисана снага / дужина	МВ: 7.2 km двосистемског вода
Начин уклапања у мрежу	Повезивање 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	Од стране ДП Ниш добијен је захтев за мишљење оператора преносног система за прикључење нове ТС 110/10 kV Ниш 6 на подручју града Ниша.
Планирани улазак у погон	2022 (ТС: 2021)

Д.2.2.2 ДП Краљево

Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2
Инсталисана снага / дужина	ДВ: око 2.6 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	2021 (ТС: 2020)

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 7.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана двосистемским далеководом на постојећи ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Тамнава Западно Поље (Јабучје), по принципу „улаз-излаз“.
Образложење	Планирано је да ТС 110/35/10 kV Уб напаја конзумно подручје Уба. Уласком у погон ове трансформаторске станице растеретиће се постојећа трансформаторска станица Тамнава Западно Поље (Јабучје).
Планирани улазак у погон	2021 (ТС: 2019)

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2
Инсталисана снага / дужина	ДВ: око 400 m једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено тако што би се далековод 110 kV 106А ХЕ Зворник – ТС Ваљево 3 увео по принципу „улаз-излаз“ у ТС Лозница 2, при чему би се овај далековод извео из постојеће ТС 110/35 kV Лозница. Постојећа ТС Лозница би потом била повезана по систему „улаз-излаз“ на далековод 110 kV бр. 106Б ХЕ Зворник – ТС Осечина. Нумерација далековада ће бити измењена након наведеног повезивања ових трансформаторских станица.
Образложење	Разлози за изградњу ове ТС су растеређивање постојеће ТС 110/35 kV Лозница, сигурност напајања потрошача на подручју Лознице и даљи рационалан развој мреже средњег напона, пре свега у самом граду Лозници. ТС Лозница 2 лоцирана је на подручју самог града Лознице.
Планирани улазак у погон	2020

Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 0.22 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано на постојећу ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин, који сада ради под напоном 35 kV. Инвестиционе активности ЕМС АД би подразумевале опремање првих распона далековада (деоница од стуба бр. 1 до ТС Нови Пазар 1 и од стуба бр. 110 до ТС Тутин) за рад на 110 kV напонском нивоу.
Образложење	<p>Подручје Тутина напаја се сада водом 35 kV, изграђеним за напонски ниво 110 kV, из ТС 110/35 kV Нови Пазар 1. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 2x20 MVA, док би прикључење било на постојећу ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин.</p> <p>Улазак у погон ове ТС такође представља неопходан предуслов за реализацију пројекта новог интерконективног 110 kV ДВ између Србије и Црне Горе.</p>
Планирани улазак у погон	2020

Д.2.2.3 ДП Крагујевац

Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 6.5 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана 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 двоструког повезног вода 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 са једновременом снагом од 18 MW. У другој фази предвиђа се напајање будуће нове индустријске зоне, која се процењује на додатних 20 MW.
Планирани улазак у погон	2022 (ТС: 2021/22)

Д.2.2.4 ДП Београд

Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)
Инсталисана снага / дужина	ДВ: око 0.7 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Повезивање 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	2023

Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)
Инсталисана снага / дужина	ДВ: око 9.5 km (7.5 km + 2 km)
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено двоструким далеководом типа „улаз-излаз“ у дужини од око 7.5 km. Далековод бр.104/2 је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двосистемски ДВ 490/65 mm ² (4,7 km), док ће деоница у дужини од око 2 km бити реконструисана у двосистемски у склопу пројекта повезивања ове трансформаторске станице. Повезивање би се обавило тако што би се на ДВ 110 kV бр. 104/2 од ТС Београд 5 до места увођења ТС Београд 44 опремила друга тројка (стубови су за двоструки 490/65 mm ²), која би се наставила према ТС Београд 44. Затим би се од ТС Београд 44 опремила и друга тројка, помоћу које ће ТС Београд 44 добити алтернативни правац напајања након завршетка реконструкције ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски .
Образложење	Локација ове трансформаторске станице је у зони истоименог приградског насеља. Напајаће јужни део сремског подручја Београда, односно насеља Сурчин, Добановце, Јаково, Бечмен, Петровчић, Бољевце и Прогар, 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 Сурчин очекује се растеређивање поменутих трансформаторских станица и побољшање квалитета напајања овог подручја.
Планирани улазак у погон	2023

Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски Амфитеатар)
Инсталисана снага / дужина	КБ: 2.8 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање нове ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски Амфитеатар) је планирано изградњом новог кабловског вода ТС Београд 23 – ТС Београд 45.
Образложење	Неопходна за напајање пројекта „Београд на води“.
Планирани улазак у погон	2020 (ТС: 2019)

Д.2.2.5 ДП Нови Сад

Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 30.5 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице у овој фази 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 Зрењанин 1 – Перлез. Изградњом ТС Перлез, подручја Перлеза, Титела и околних сеоских насеља добиће знатно квалитетније напајање.
Планирани улазак у погон	2022 (ТС: 2021)

Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2
Инсталисана снага / дужина	ДВ: око 2 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Нови Сад 3 (далековод тренутно ради под 220 kV).
Образложење	Планирано је да ТС 110/20 kV Србобран 2 напаја конзумно подручје Србобрана.
Планирани улазак у погон	2023

Д.2.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Даљинско управљање на свим ТС и РП у власништву ЕМС АД	
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	2022

Д.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ АГРЕГАТА

Д.3.1 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2029. ГОДИНЕ

ТЕ Костолац Б3 (350 MW), 2020. године - Термоелектрана „Костолац Б“ налази се на десној обали реке Млаве, у атару села Дрмно, у близини Костолца. Производња електричне енергије у термоелектрани базира се на лигниту са површинских копова костолачког 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 радијално предвиђено на РП Дрмно.

ТЕТО Панчево (188 MW), 2020. године - ТЕТО Панчево се прикључује изградњом РП, по принципу улаз-излаз на ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС НИС – ТС ХИП.

ТЕТО Винча (30.24 MW), 2020. године – ТЕТО Винча се прикључује на преносни систем изградњом вода 110 kV дужине око 5 km на ТС Београд 20.

ТЕ Колубара Б (до 400 MW), 2024. 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), 2021(А2)/2022(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), 2022(А2)/2024(А1) године – Ревитализација блокова А1 и А2 са повећањем инсталисане снаге на 103.5 MW, односно 220 MW.

Д.3.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2029. ГОДИНЕ

ХЕ Потпећ Г4 (13.8 MW), 2021. године – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је уградња четвртог агрегата, снаге 13.8 MW.

ХЕ Потпећ Г1, Г2 и Г3 (3x20.5 MW), 2024. године – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је ревитализација агрегата Г1, Г2 и Г3, са повећањем снаге од 3x2.5 MW.

ХЕ Ђердап 1, А2 и А3 (2x205 MW), 2021. године - Ревитализацијом ових агрегата очекује се повећање номиналне снаге од 2x29 MW.

ХЕ Зворник А4 (31.45 MW), крај 2019. године - Ревитализацијом овог агрегата очекује се повећање номиналне снаге од 7.45 MW.

ХЕ Врла 1, 2 и 3 – Планирана је сукцесивна ревитализација агрегата почевши од 2020. са завршетком 2023. године. Укупно повећање снаге након ревитализације је 13.5 MW.

ХЕ Бистрица (2x57 MW), 2021. година – Ревитализација постојећих агрегата на ХЕ Бистрица са планираном инсталисаном снагом од 2x57 MW.

Д.3.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2029. ГОДИНЕ

ВЕ Пландиште 1 (102 MW), 2021. године – Начин прикључења ВЕ Пландиште 1 предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV бр. 1001 ТС Вршац 2 – ТС Дебелача.

ВЕ Никине Воде (45 MW), 2020. године – Предвиђено је да се ВЕ Никине Воде прикључи радијално на ТС Мосна, 110 kV далеководом дужине око 14 km.

ВЕ Костолац (75 MW), 2021. 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 (48 MW), после 2023. године – Друга фаза пројекта, у коме је планирано прикључење додатних 48 MW.

ВЕ Алибунар 1 (99 MW), ВЕ Алибунар 2 (75 MW), 2021. године – Прикључење ових ветроелектрана планирано је по принципу улаз-излаз на ДВ 220 kV бр. 254 ТС Панчево 2 – ТС Зрењанин 2 и предвиђена је изградња ПРП 220 kV Владимировац.

ВЕ Бела Анта (118.8 MW), 2022. године – Предвиђено је да се ВЕ Бела Анта прикључи на ТС Панчево 2, далеководом дужине око 7.5 km са стубовима за двосистемски далековод, при чему се опрема један систем проводника. 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), 2021. године – Предвиђено је да се ВЕ Кривача прикључи на мрежу помоћу два једносистемска далековода. Један далековод био би изграђен до ТС Велико Градиште, док би се други градио до ТС Нересница.

ВЕ Башаид (85 MW), 2021. 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 (186 MW), 2024. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Банат.

ВЕ Банат 2 (140 MW), 2027. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Банат 2.

ВЕ Елисио Али 2 (150 MW), 2022. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Елисио Али 2.

ВЕ Ветрозелена (2x150 MW), 2024. године – Индикативно је предвиђено да се будућа ВЕ Ветрозелена прикључи на ПРП Чибук. Коначни начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Ветрозелена.

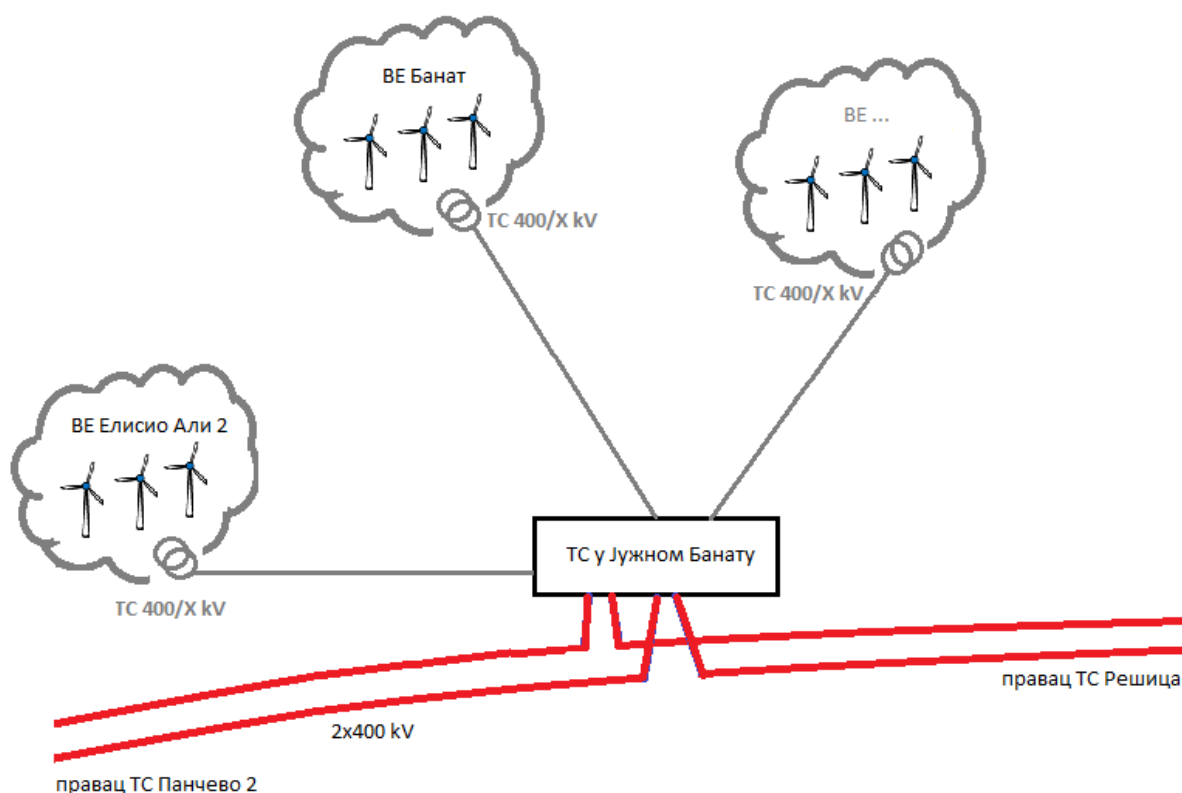
ВЕ Торак (120 MW), 2023. године – Индикативно је предвиђено да се будућа ВЕ Торак прикључи радијално на 110 kV развод ТС Сомбор 3. Коначни начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Торак.

ВЕ Пупин (до 100 MW), 2021. године – Начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Пупин.

ВЕ Маестрале Ринг (600 MW), 2024. године – Индикативно је предвиђено да се будућа ВЕ Маестрале Ринг прикључи далеководом 400 kV на ТС Суботица 3. Коначни начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Маестрале Ринг.

ВЕ Елисио Винд 01 (50 MW), 2021. године – Иницијално се прикључује радијално на 110 kV у ТС Панчево 2. Коначни начин прикључења биће дефинисан Студијом прикључења ВЕ Елисио Винд 01.

ВЕ Блок Винд 1 (30 (50) MW), 2023 (2025). године - Иницијално се прикључује радијално на 110 kV у ТС Зрењанин 2. Коначни начин прикључења биће дефинисан Студијом прикључења ВЕ Блок Винд 1.



Сл.Д. 3.1: Индикативни начин прикључења нових ВЕ на преносни систем

Д.3.4 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА КПС ДО 2029. ГОДИНЕ

ТС Рудник 4 (20 MW), 2020. године – ТС Рудник 4 се на преносну мрежу прикључује радијално на РП Дрмно.

ТС Рудник 5 (16 MW), 2019. године – ТС Рудник 5 се на преносну мрежу прикључује радијално на ТС Рудник 3.

ТС Чукару Пеки (43 MW), 2021. године – ТС Чукару Пеки је трансформаторска станица предвиђена за напајање рудника Чукару Пеки која ће бити прикључена на преносну мрежу на ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2, изградњом два двосистемска далековод са опремањем по једног система проводника и изградњом ПРП 110 kV Бор 4.

ТС Јадар (63 MW), 2021. 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.

Ливница Меи Та (30.8 MW), 2021. године – Прикључење ливнице Меи Та на преносни систем ће се обавити успостављањем везе између ње и трансформаторске станице Београд 22 (Барич), при чему ће предметна веза бити формирана или помоћу трансформације 110/10 kV у слободном трансформаторском пољу у ТС Београд 22, или уз помоћ два 110 kV вода са сабирница ТС Београд 22, где би се трансформација на 10 kV напонски ниво вршила у непосредној близини саме ливнице. Са тачке гледишта оператора преносног система, ово прикључење ће се манифестовати у виду повећања снаге потрошње на ТС Београд 22.

Линг Лонг (26 (45) MW), 2020 (2021). године – Иницијални начин прикључења на преносни систем је у ТЕТО Зрењанин. Коначни начин прикључења биће дефинисан Студијом прикључења фабрике гума Линг Лонг.

ЕВП Инђија (2x10 MW), 2021. године – Повећава се снага трансформатора. Електровучна подстанца Инђија је део система напајања електричне вуче.

Д.3.5 ПРЕГЛЕД ОБРАЂЕНИХ ЗАХТЕВА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ СРБИЈЕ

ЕМС АД одобрава прикључење објекта купца и произвођача на преносни систем по поступку прописаном Законом о енергетици, Уредбом о условима испоруке и снабдевања електричном енергијом („Службени гласник Републике Србије“ број 63/2013), Правилима о раду преносног система, Методологијом о одређивању трошкова прикључења на систем за пренос и дистрибуцију електричне енергије („Службени гласник РС“, број 109/2015) и Процедуром прикључења објекта на преносни систем (усвојена од стране Агенције за енергетику Републике Србије сходно члану 117 Закона о енергетици).

Преглед свих обрађених захтева за прикључења објеката на преносни систем Републике Србије дат је Таб.Д. 3.1, у којој су, по сваком појединачном објекту, наведена документа издата за њега, заједно са датумом издавања сваког од ових докумената.

Таб.Д. 3.1: Преглед обрађених захтева за прикључење на преносни систем ЕМС АД

1.	ВЕ Чибук 1	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Чибук 1 на преносни систем	12.01.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Чибук 1	31.03.2015
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Чибук 1	01.02.2017
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	14.06.2016.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	14.06.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), I струјни круг	04.09.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), II струјни круг	16.10.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), III и IV струјни круг	24.10.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), V, VI, VII и VIII струјни круг	07.11.2018.
		Протокол о испитивању усаглашености рада ВЕ Чибук 1 са Правилима о раду преносног система	16.10.2017.
2.	ВЕ Алибунар	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Алибунар на преносни систем	28.05.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Алибунар	09.06.2015.
		Уговор о праћењу градње	13.12.2016.

		Прикључка за ветроелектрану Алибунар	
		Делимично решење о одобрењу за прикључење	14.07.2016.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	09.07.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење) комплекса ветроелектране Алибунар	22.11.2018.
		Протокол за тестирање усаглашености рада ВЕ Алибунар са Правилима о раду преносног система	19.11.2018.
		Допунско решење (Одобрење за прикључење)	14.04.2019.
3.	ВЕ Ковачица	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Ковачица на преносни систем	30.03.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Ковачица	21.07.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Ковачица	01.02.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	19.04.2016.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	15.06.2018.
		Решење (одобрење) за привремено прикључење, струјних кругова 3 и 5	27.12.2018.
		Решење (одобрење) за привремено прикључење, струјног круга 2	06.02.2019.
		Решење (одобрење) за привремено прикључење струјног круга 6	14.02.2019.
		Решење (одобрење) за привремено прикључење, струјног круга 1	08.03.2019.
		Решење (одобрење) за привремено прикључење, струјног круга 4	03.04.2019.
		Допунско Решење (одобрење) за прикључење	13.06.2019.

		Протокол за проверу усаглашености рада ВЕ Ковачица са захтевима из Правилима о раду	26.12.2018.
4.	ВЕ Кошава	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Кошава на преносни систем	29.07.2016.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Кошава	31.12.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Кошава	11.08.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	05.05.2017.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	03.05.2019
		Протокол за тестирање усаглашености рада ВЕ Кошава са Правилима о раду преносног система	13.06.2019
		Решење (одобрење за привремено прикључење), I струјни круг	04.07.2019.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), II струјни круг	25.07.2019
		Решење (одобрење за привремено прикључење), III струјни круг	23.08.2019.
5.	ВЕ Кривача	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Кривача на преносни систем	17.12.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Кривача	14.12.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Кривача	22.03.2018.
6.	ВЕ Алибунар 1	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Алибунар 1 на преносни систем	27.10.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и	06.05.2015.

		прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Алибунар 1	
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Алибунар 1	10.08.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	29.05.2017.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	19.04.2019.
7.	ВЕ Алибунар 2	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Алибунар 2 на преносни систем	27.10.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Алибунар 2	06.05.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Алибунар 2	10.08.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	29.05.2017.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	19.04.2019.
8.	ВЕ Никине Воде	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Никине Воде на преносни систем	11.09.2017.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Никине Воде	17.04.2014.
9.	ВЕ Пландиште 1	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Пландиште 1 на преносни систем	13.03.2017.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Пландиште 1	07.07.2015.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	13.05.2016.

		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	30.4.2018
10.	ВЕ Бела Анта	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Бела Анта на преносни систем	23.08.2016.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Бела Анта	28.05.2015.
		Анекс Уговора о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Бела Анта	26.07.2018.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	31.07.2018.
11.	ВЕ Костолац	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Костолац на преносни систем	05.07.2017.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Костолац	13.09.2018.
12.	ВЕ Башаид	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Башаид на преносни систем	19.06.2018.
13.	ТС Јадар	Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице Јадар на преносни систем	29.05.2018.
14.	ТЕ Костолац БЗ	Уговор о изради Студије прикључења термоелектране Костолац БЗ на преносни систем	26.04.2016.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за термоелектрану Костолац БЗ	17.10.2017.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за термоелектрану Костолац БЗ	19.11.2018.
15.	ТЕТО Панчево	Уговор о изради Студије прикључења термоелектрано-топлане Панчево на преносни	31.03.2016.

		систем	
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за градњу Прикључка на преносни систем за термоелектрану-топлану Панчево	04.03.2019.
16.	ТЕТО Винча	Уговор о изради Студије прикључења термоелектране-топлане Винча на преносни систем	27.04.2018.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола	28.03.2019.
17.	ХЕ Зворник А3 и А4	Уговор о изради Студије прикључења хидроелектране Зворник на преносни систем	28.10.2016.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	15.11.2016.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	05.11.2018.
18.	ТЕНТ А4	Уговор о изради Студије прикључења термоелектране Никола Тесла А4 на преносни систем	18.04.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	25.07.2018.
19.	ТС Рудник 4	Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице Рудник 4 на преносни систем	06.04.2017.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за трансформаторску станицу Рудник 4	13.03.2018.
20.	ТС 110/35 kV Чукару Пеки	Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице 110/35 kV Чукару Пеки на преносни систем	08.02.2018.
		Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице 110/35 kV Чукару Пеки на преносни систем	01.07.2019.

21.	ТЕНТ А1 и А2	Уговор о изради Студије прикључења блокова А1 и А2 у ТЕ Никола Тесла А на преносни систем	20.03.2019
22.	ТС Рудник 5	Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице Рудник 5 на део дистрибутивног система којим управља Оператор преносног система	09.10.2019.
23.	ТЕНТ Б2	Уговор о изради Студије прикључења ТЕ Никола Тесла блок Б2 на преносни систем	08.11.2016.
		Решење о одобрењу за прикључење ТЕНТ Б2	09.11.2016.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	05.11.2018.
24.	ТС Меи Та	Уговор о изради Студије прикључења ТС Меи Та на преносни систем	18.02.2019.
25.	ВЕ Елисио Али 2	У току израда Студије прикључења ВЕ Елисио Али 2 на преносни систем	/
26.	ВЕ Елисио Винд 01	У току израда Студије прикључења ВЕ Елисио Винд 01 на преносни систем	/
27.	ВЕ Ветрозелена	Уговор о изради Студије прикључења ВЕ Ветрозелена на преносни систем	03.09.2019.
28.	ТЕКО Б одсумпоравање	Уговор о изради Студије прикључења ТЕКО Б одсумпоравање на преносни систем	08.11.2016.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ТЕКО Б одсумпоравање	27.10.2015.
		Решење о одобрењу за прикључење ТЕКО Б одсумпоравање	09.12.2016.
		Уговор о праћењу градње прикључка за ТЕКО Б одсумпоравање	04.07.2016.
		Испитни протокол за прикључење постројења за одсумпоравање димних гасова у ТЕ Костолац Б	03.10.2018.

29.	ВЕ Маестрале Ринг	Достављен Уговор о изради Студије прикључења ВЕ Маестрале Ринг на преносни систем	23.04.2019.
30.	ВП Пупин	Уговор о изради Студије прикључења ВП Пупин на преносни систем	04.09.2019.
31.	ВЕ Торак	Уговор о изради Студије прикључења ВЕ Торак на преносни систем	23.04.2019.
		Мишљење ОПС о условима и могућностима прикључења ВЕ Торак на преносни систем	23.04.2019.
32.	ТЕ Колубара Б	Уговор о изради Студије прикључења ТЕ Колубара на преносни систем	17.06.2019.
33.	ХЕ Бистрица	Уговор о изради Студије прикључења ХЕ Бистрица на преносни систем	21.08.2019.
34.	ЕВП Инђија	Уговор о изради Студије прикључења ЕВП Инђија на преносни систем	22.05.2019.
35.	ВЕ Блок Винд 1	Након усаглашавања у ЕМС-у, предлог текста Уговора о прикључењу VE Blok Wind1 је послат Клијенту	13.06.2019.
36.	ХЕ Врла 1	Уговор о изради Студије прикључења ХЕ Врла 1 на преносни систем	21.06.2019.
37.	ХЕ Врла 2	Уговор о изради Студије прикључења ХЕ Врла 1 на преносни систем	21.06.2019.
38.	ХЕ Врла 3	Уговор за израду Студије прикључења ХЕ Врла 3 је у изради	/
39.	ВЕ Банат	Уговор о изради Студије прикључења ВЕ Банат на преносни систем	04.12.2018.
40.	ТС Линг Лонг	Уговор за израду Студије прикључења ТС Линг Лонг је у изради	/
41.	ТС ЗиЈин у Мајданпеку	Уговор за израду Студије прикључења ТС ЗиЈин је у изради	/
42.	ХЕ Потпећ	Уговор о изради Студије прикључења новог агрегата број 4 у ХЕ Потпећ на преносни систем	04.01.2019.
		Мишљење оператора преносног система о условима и могућностима прикључења 4.	27.05.2019.

		агрегата у ХЕ Потпећ на преносни систем	
		Студија прикључења агрегата број 4 у ХЕ Потпећ на преносни систем-прва фаза системског дела	23.05.2019.
		Технички услови за пројектовање и прикључење новог агрегата број 4 у ХЕ Потпећ на преносни систем	15.08.2019.
43.	ВЕ Банат 2	Уговор за израду Студије прикључења ВЕ Банат 2 је у изради	/

Д.4 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2019-2034

Д.4.1 УВОД

Прогноза потрошње електричне енергије зависи од бројних фактора: енергетска стратегија државе, економски развој, демографска слика земље, управљање потрошњом, цена електричне енергије и сл. Јако је тешко прецизно планирати потрошњу електричне енергије на дужем временском хоризонту, због непознавања економског развоја земље, као и људских активности 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 [28]. 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 СА КОНЗУМНИМ ПОДРУЧЈЕМ АП КиМ

Приликом израде дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, коришћен је економетријски модел који се може описати следећом формулом:

$$\ln(W_n) = \alpha + \beta_1 \ln(W_{n-1}) + \beta_2 n(GDP)_n \quad (1)$$

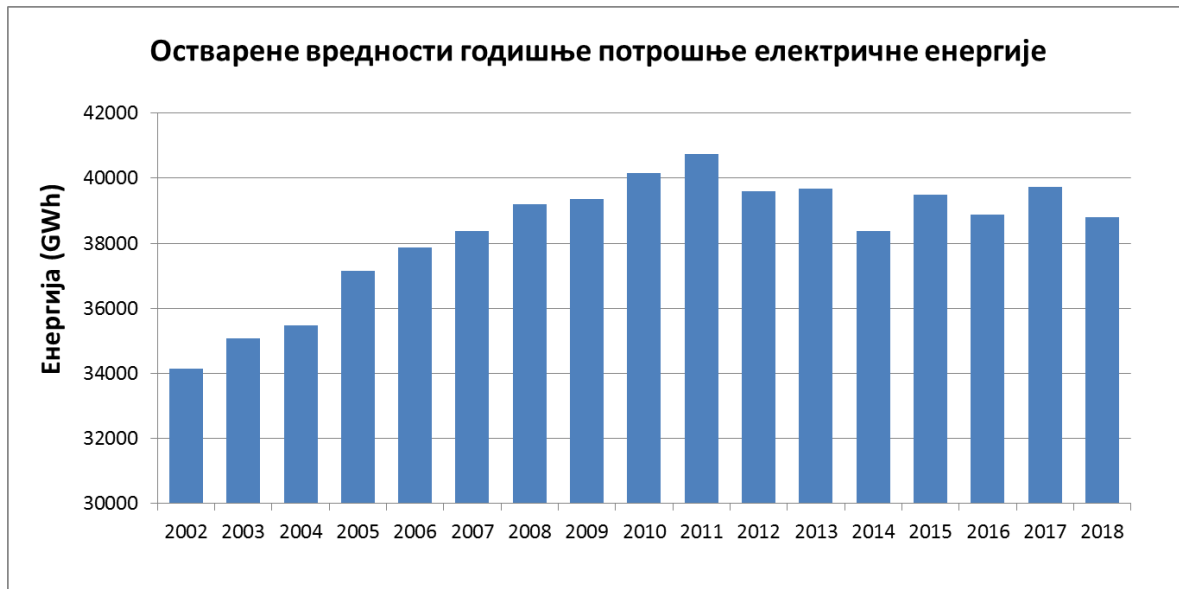
где су:

- 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.

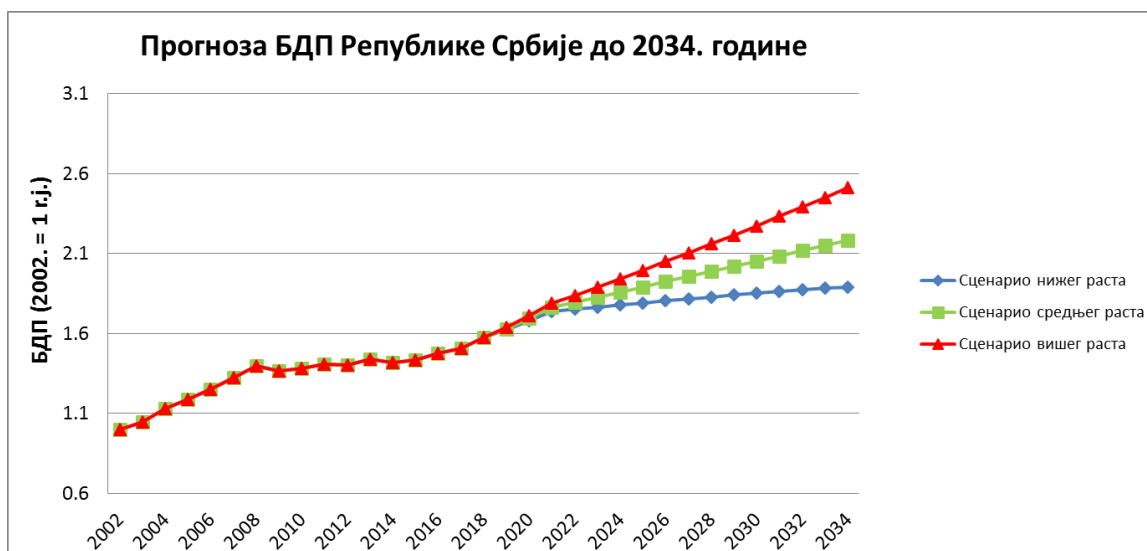
На Сл.Д. 4.1 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије са конзумним подручјем АП Косова и Метохије, у периоду од 2002. до 2019. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да је након тога пала до нивоа који је имала 2014. Потрошња је у 2017. години имала вредност од 39,7 TWh и била је већа за 2,1% од потрошње у 2016 (38,9 TWh), док је потрошња у 2018. години имала вредност од 38,8 TWh и била је мања за 0,2% од потрошње у 2016. Разлоге за пад вредности потрошње након 2011. године није лако пронаћи. Са слике се може видети да је у периоду од 2011. до 2018. БДП имао тенденцију благог раста, али се то није одразило 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 у односу на просек, повећава се потрошња електричне енергије. Коначно, треба имати у виду и тенденцију смањења броја становника Србије (без КиМ), пошто је број становника средином 2018. године био мањи за око 255,000 у односу на 2012. Оваква тенденција може да допринесе нижем расту или чак стагнацији и опадању потрошње електричне енергије у наредном периоду.



Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2002. до 2018. године

На слици Сл.Д. 4.2 су приказане историјске вредности БДП-а Републике Србије, као и прогноза до 2034. 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 2019-2021. годину је узета са сајта ММФ-а (посебно за ужу Србију и посебно за Косово и Метохију), док су вредности БДП-а од 2022. до 2034. добијене линеарном регресијом вредности од 2002. до 2021. Резултати показују да је, у односу на базу 2002, прогнозирани пораст БДП-а до 2034. износи око 118%. 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, пораст БДП-а до 2034. године износи 89%, док је према сценарију вишег раста овај пораст 151%.

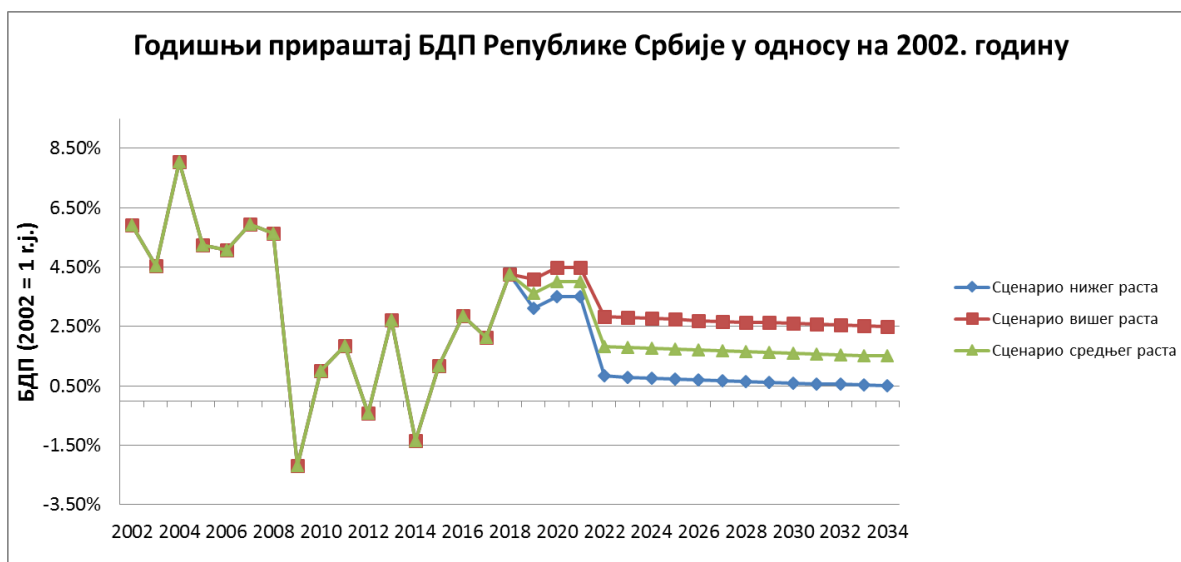


Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима

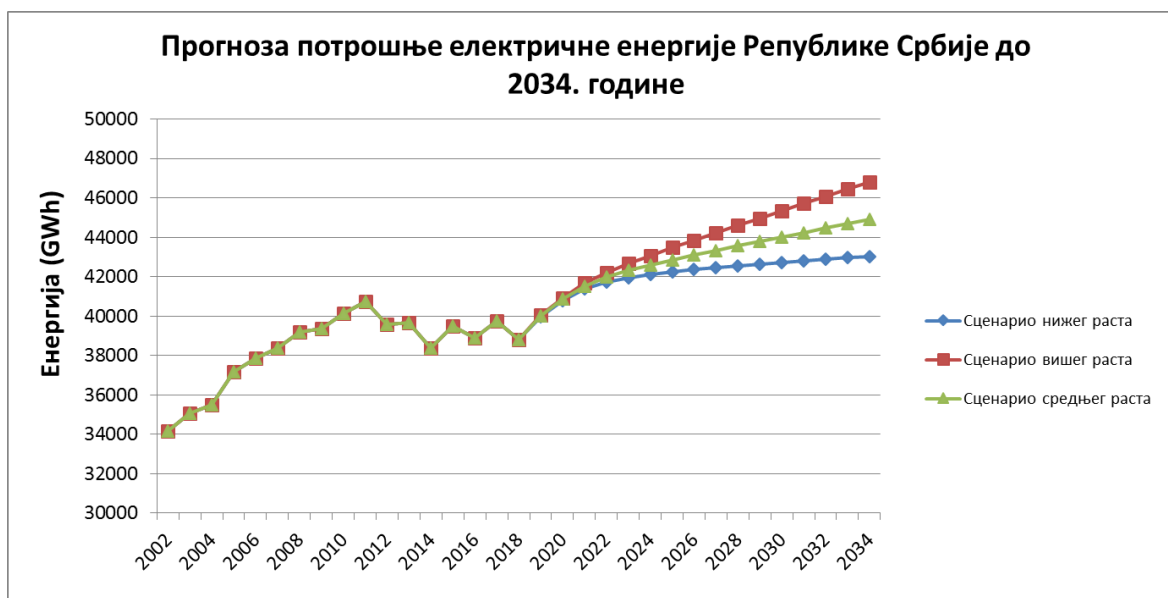
Прогноза годишњег прираста БДП-а Републике Србије до 2034. године је приказана на слици Сл.Д. 4.3.

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 2018. године. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три раније поменути сценарија.

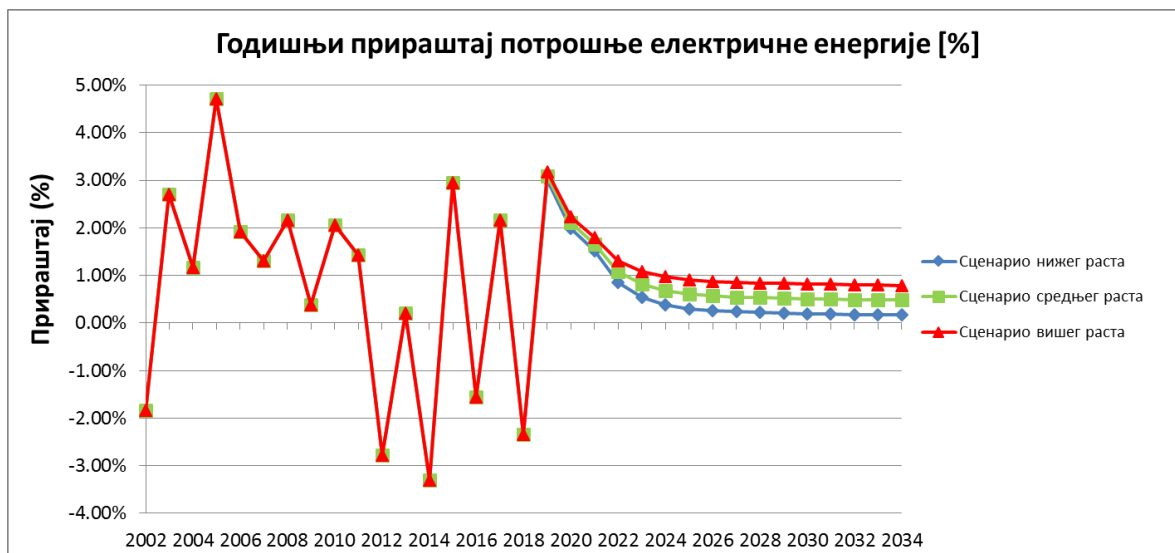
Са слике Сл.Д. 4.4 се могу приметити варијације потрошње у различитим сценаријима. Потрошња расте у сва три сценарија различитом стопом раста (слика Сл.Д. 4.5). Просечни пораст потрошње у периоду 2019. – 2034. година за сценарио средњег раста је око 0.92 % годишње. За сценарио нижег раста просечни пораст је 0,64%, док је за сценарио вишег раста пораст 1,18%. Прогнозирана потрошња енергије за Србију са КиМ у 2034. години се креће од 43,02 TWh до 46,81 TWh у зависности од сценарија.



Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2034. године по сценаријима



Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. године по сценаријима



Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2034. 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:

$$P_{max}^n = \frac{W_n}{p_n * 8760} \quad (2)$$

где 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 2000. до 2018. године;

в) **Комбинована линеарна регресија** примењена на историјске вредности просечног фактора оптерећења од 2002. до 2018. године. Просечни фактор оптерећења је у овом случају дефинисан као трећина суме фактора оптерећења за три узастопне године

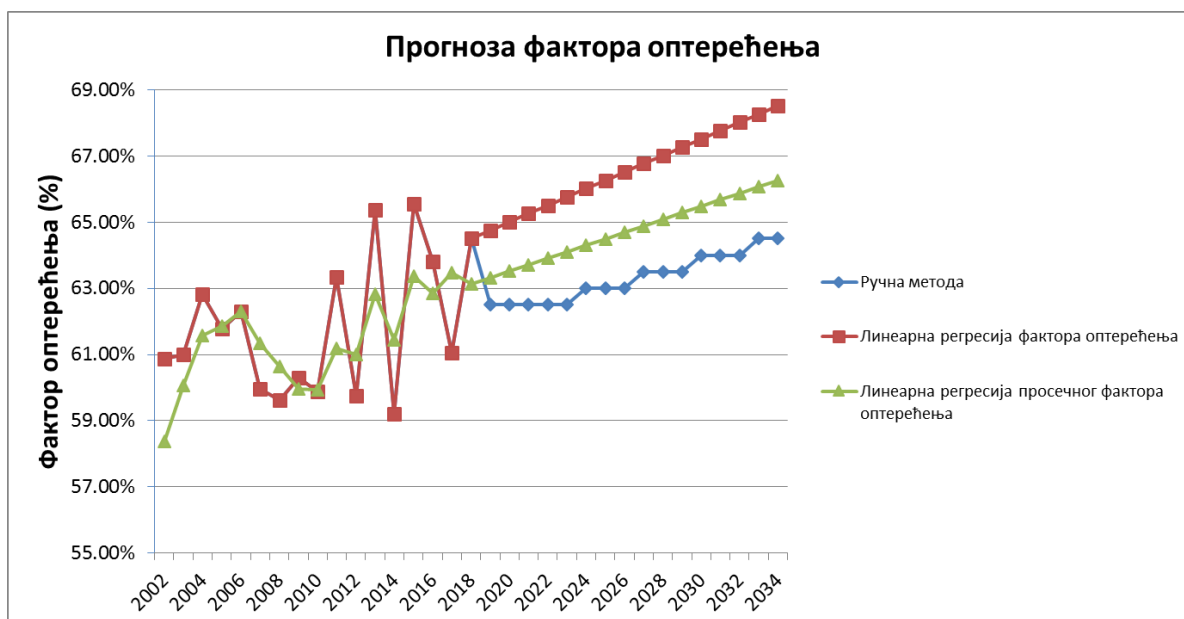
На слици Сл.Д. 4.6 су приказане историјске остварене вредности вршне снаге за период од 2002. до 2019. године. Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2010. године (7656 MW). Након ове године остварене вредности вршних снага биле су мање и кретале су се у опсегу од 6800 до 7600 MW. Вршна снага у 2018. години је била 6867 MW и остварена је 28.2.2017. у 20. сату. Средња дневна

температура тога дана износила $-7\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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 поједним деловима дана испод $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ у већем делу Србије).



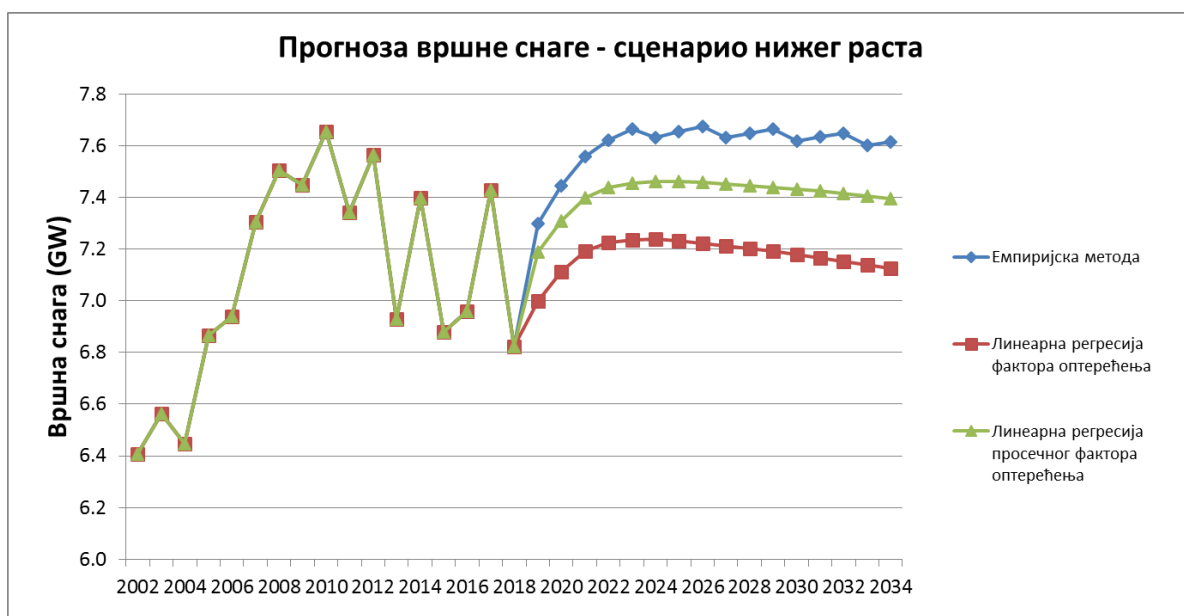
Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2002. – 2018. године

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 2000. 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 [28], па је сходно томе, у емпиријској методи прогнозе, претпостављено да ће до 2034. године овај фактор износити 64,5%. У зависности од методе која је примењена, вредности фактора оптерећења у 2034. години се крећу између 64% и 69%. Вредност фактора оптерећења Републике Србије за 2018. годину је, на основу доступних података, износила 64,51%.

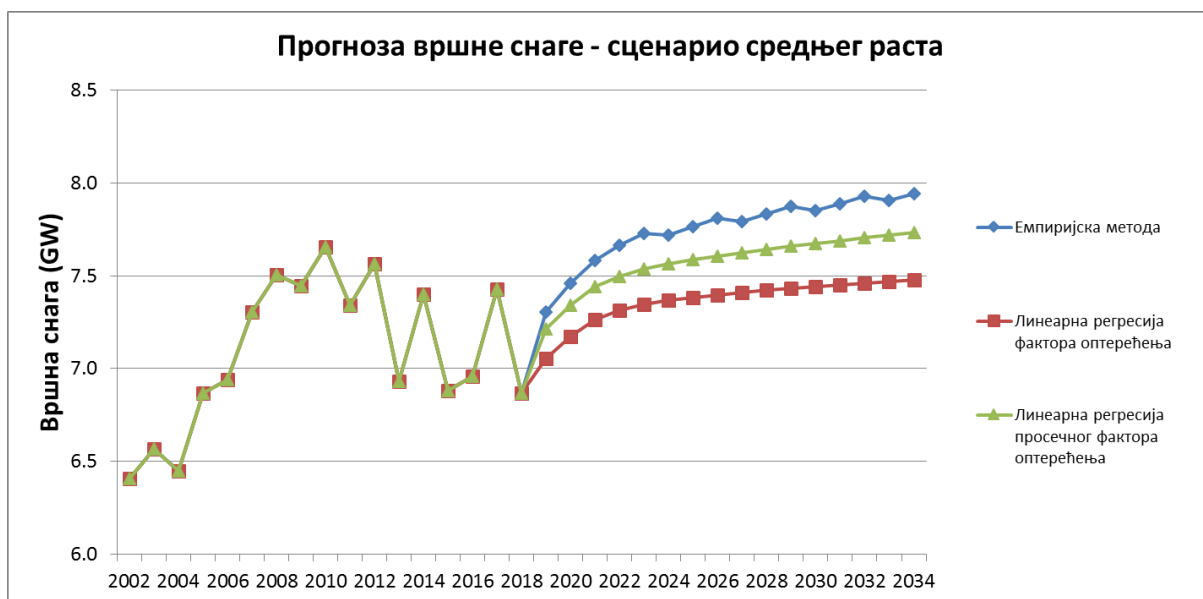


Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2034. године

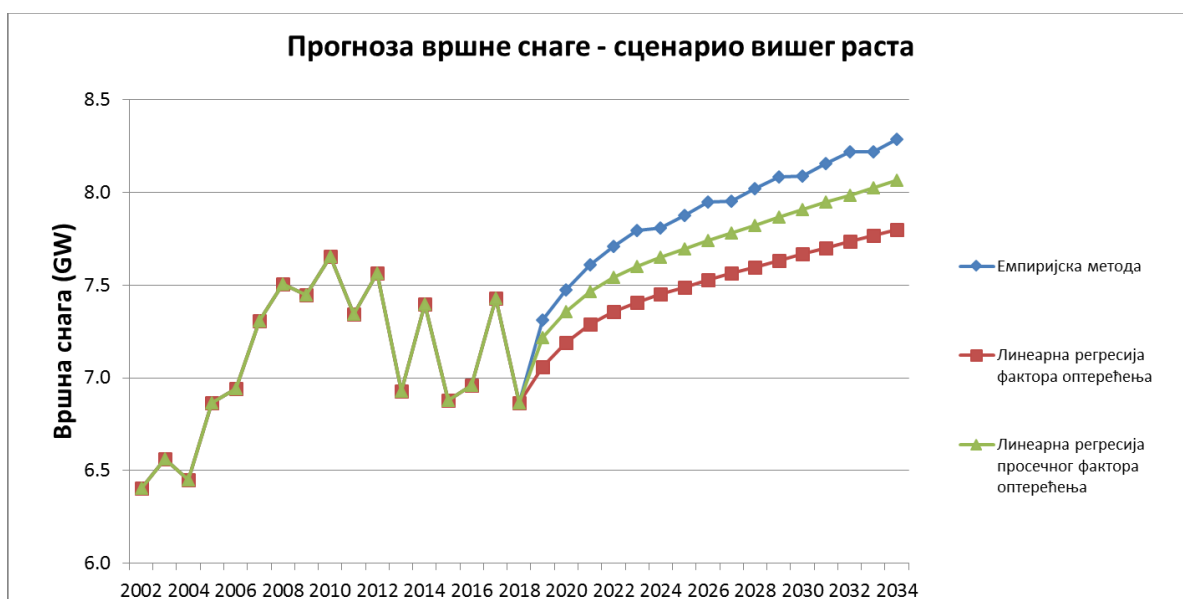
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2034. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.8, Сл.Д. 4.9 и Сл.Д. 4.10.



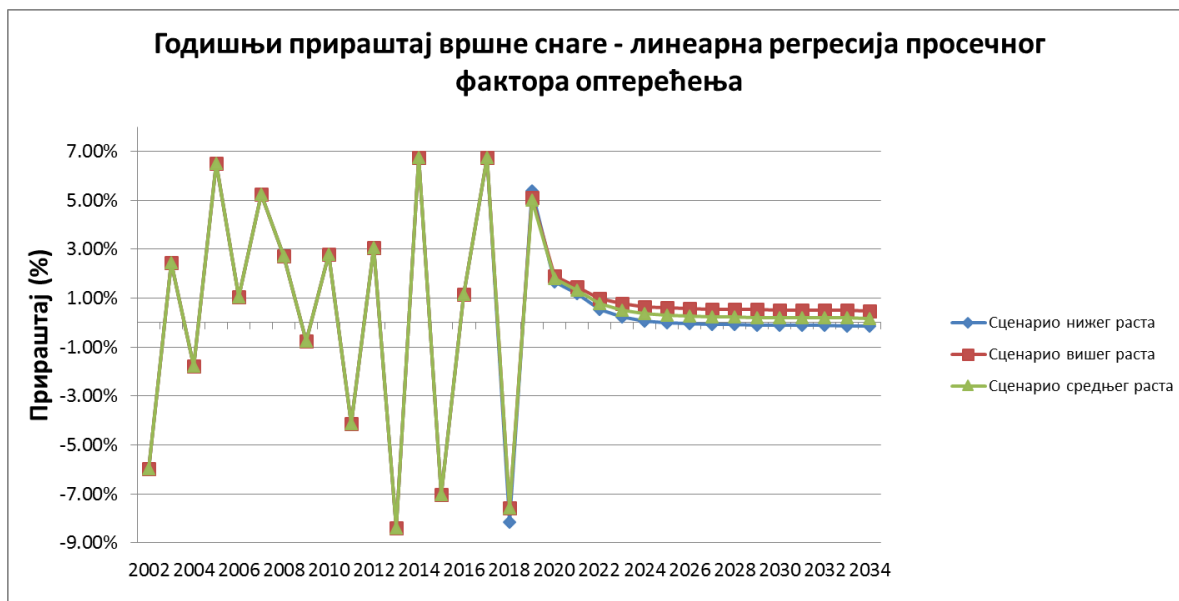
Сл.Д. 4.8: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



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



Сл.Д. 4.11: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења

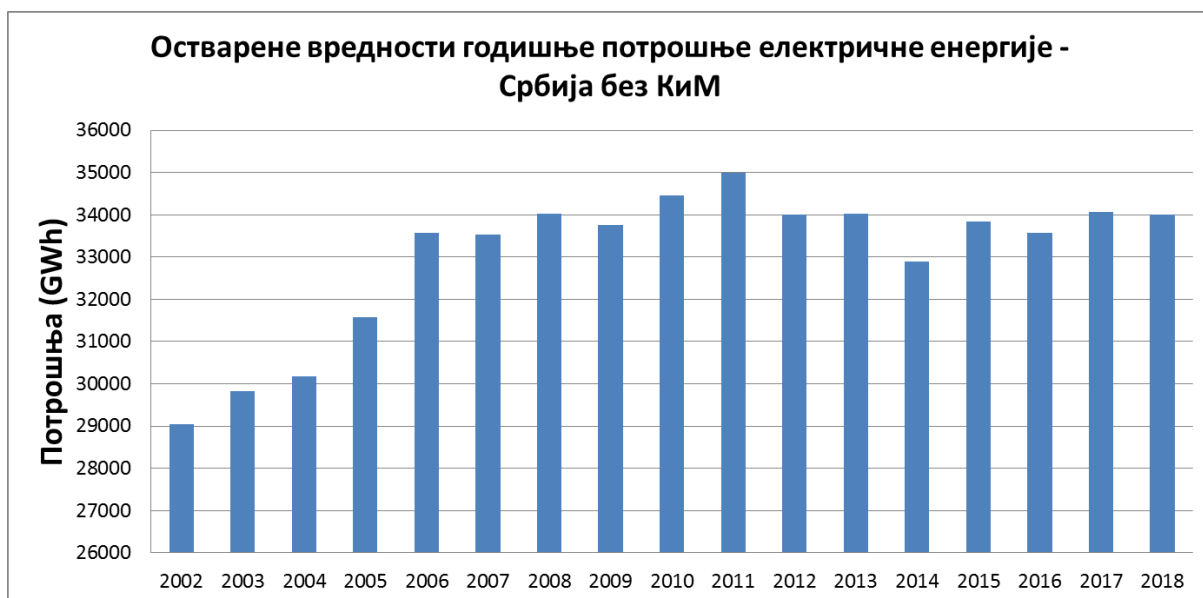
Уколико се анализирају горње слике, може се закључити да, према методи прогнозе која је примењена, постоји тренд благог раста вршне снаге у будућности. Ако се посматра 2034. година, вршна снага се креће у опсегу од 7,1 GW до 8,3 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2020 – 2029 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,8% до 1,19% (слика Сл.Д. 4.11).

Д.4.3 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ

Прогноза потрошње и вршне снаге до 2034. године је урађена и за подручје Србије без конзумног подручја АП Косова и Метохије (у наставку АП КиМ).

На слици Сл.Д. 4.12 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ у периоду од 2002. до 2018. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да након тога њена вредност стагнира. 2018. године је забележен благи пад потрошње у односу на 2017 (0,2%). Посматрајући цео период за који су доступни подаци (2002. – 2018. година), потрошња електричне енергије је просечно расла стопом од 0,95% годишње. Међутим, ова стопа раста је последица великог пораста потрошње у периоду од 2002. до 2006. године. Уколико се посматра само период након 2006. године, просечна годишња стопа раста је много мања.

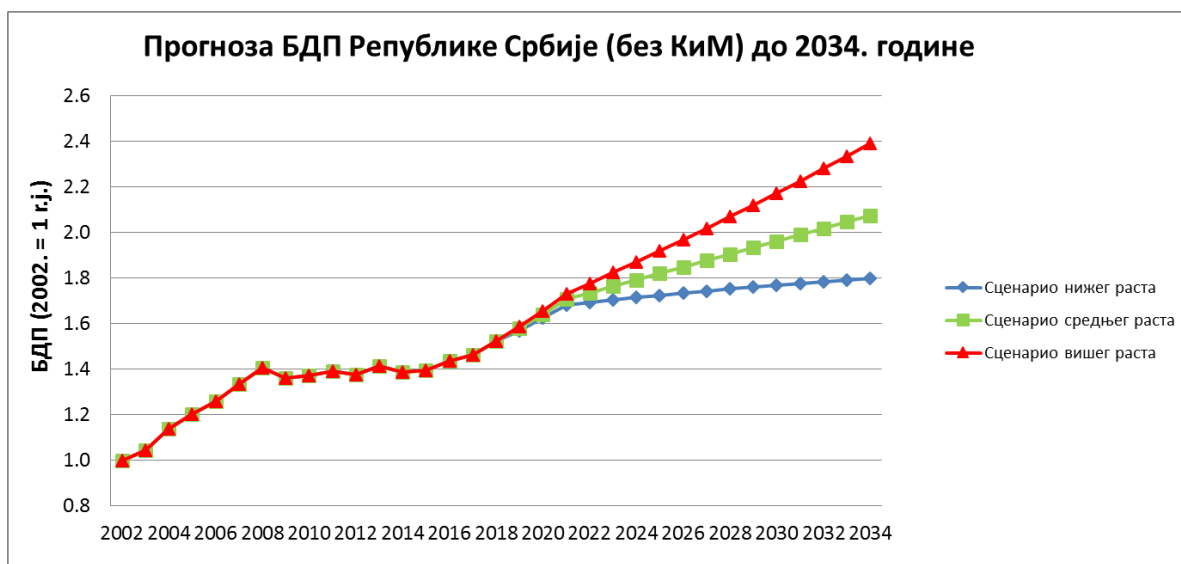
Прогноза БДП-а за период 2019-2021. година за Републику Србију без АП КиМ је преузета са сајта међународног монетарног фонда¹³. Прогноза БДП-а до 2034. године је добијена помоћу линеарне регресије, а коришћене су вредности од 2002. до 2021. године. Ова прогноза је названа „сценарио средњег раста“. Прогнозе су урађене за још два сценарија: „сценарио нижег раста“ и „сценарио вишег раста“. За сценарио нижег раста претпостављено је да је промена БДП-а нижа за 1% у односу на сценарио средњег раста, док је за сценарио вишег раста претпостављено да је промена БДП-а виша за 1% у односу на сценарио средњег раста (у односу на одговарајућу годину).



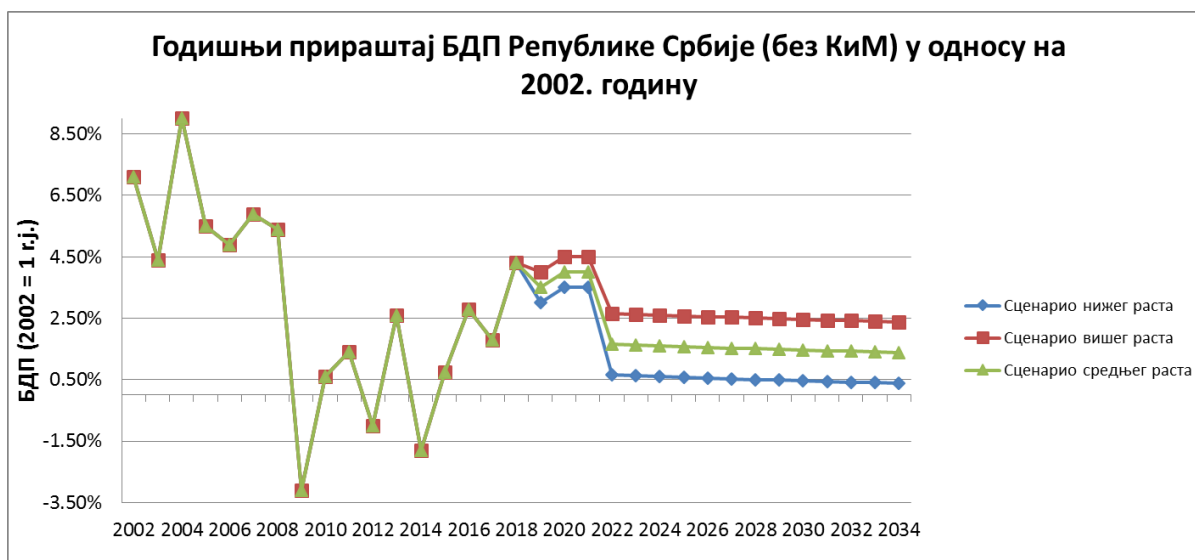
Сл.Д. 4.12: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2017. године

Према сценарију нижег раста, раст БДП-а до 2034. године је 80%, док је према сценарију вишег раста овај пораст 139% (у односу на базну 2002. годину). Резултати прогноза пораста БДП-а су приказани на сликама Сл.Д. 4.13 и Сл.Д. 4.14.

¹³ <https://www.imf.org/en/Countries/SRB> (последњи пут приступљено 08.05.2019.)

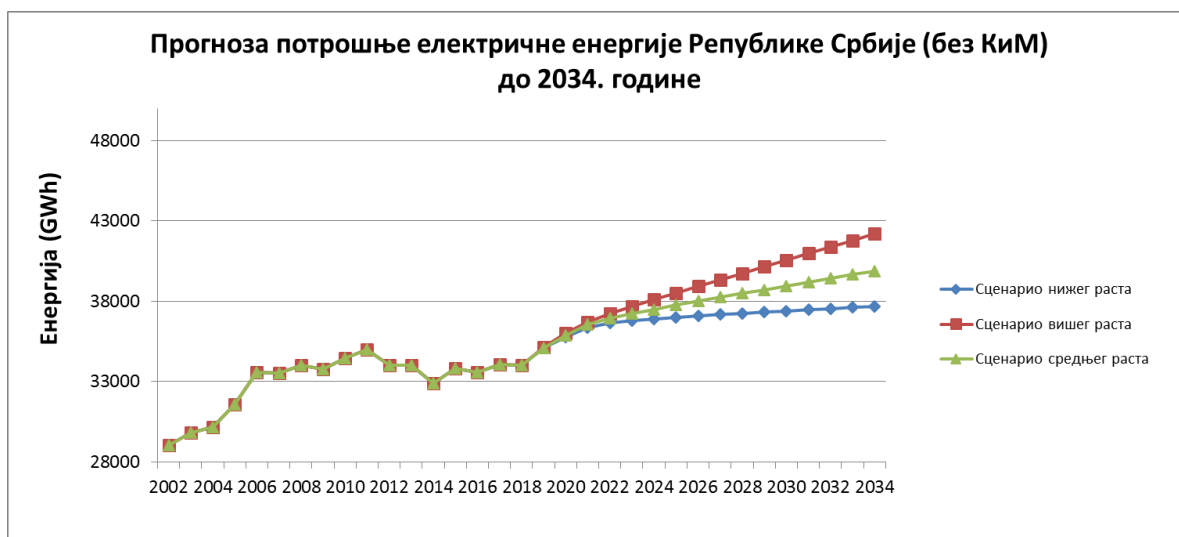


Сл.Д. 4.13: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима

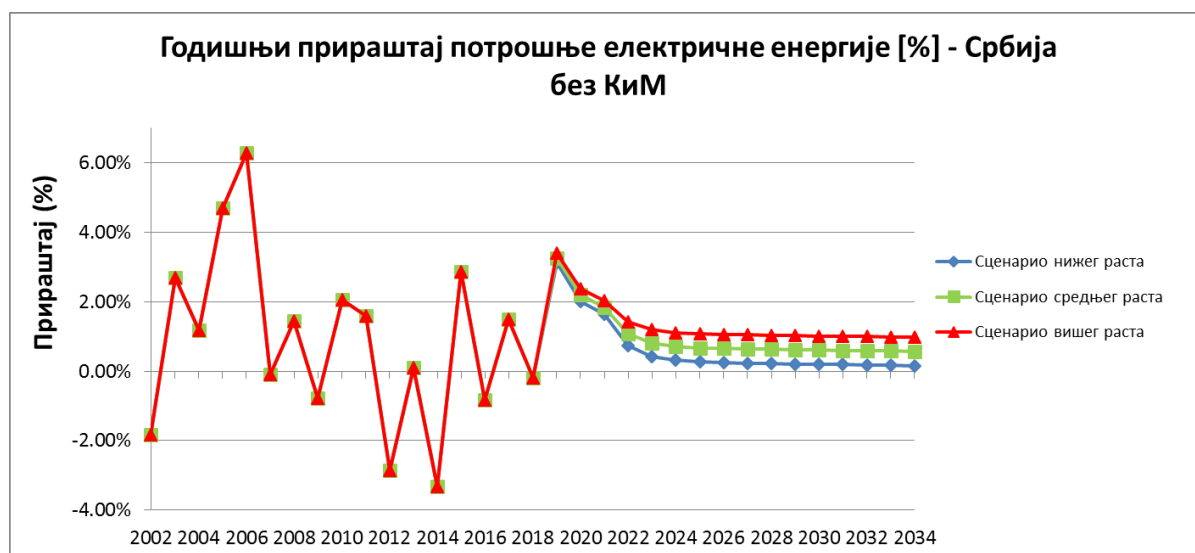


Сл.Д. 4.14: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2034. године по сценаријима

Након извршене прогнозе БДП-а, урађена је прогноза годишње потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ. Процена коефицијената из формуле (1) је извршена вишеструком линеарном регресијом над подацима о оствареној потрошњи електричне енергије и БДП-а у периоду од 2002. до 2018. године, за које су одговарајући подаци били доступни. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три раније поменута, сценарија. Резултати прогнозе су приказани на сликама Сл.Д. 4.15 и Сл.Д. 4.16.

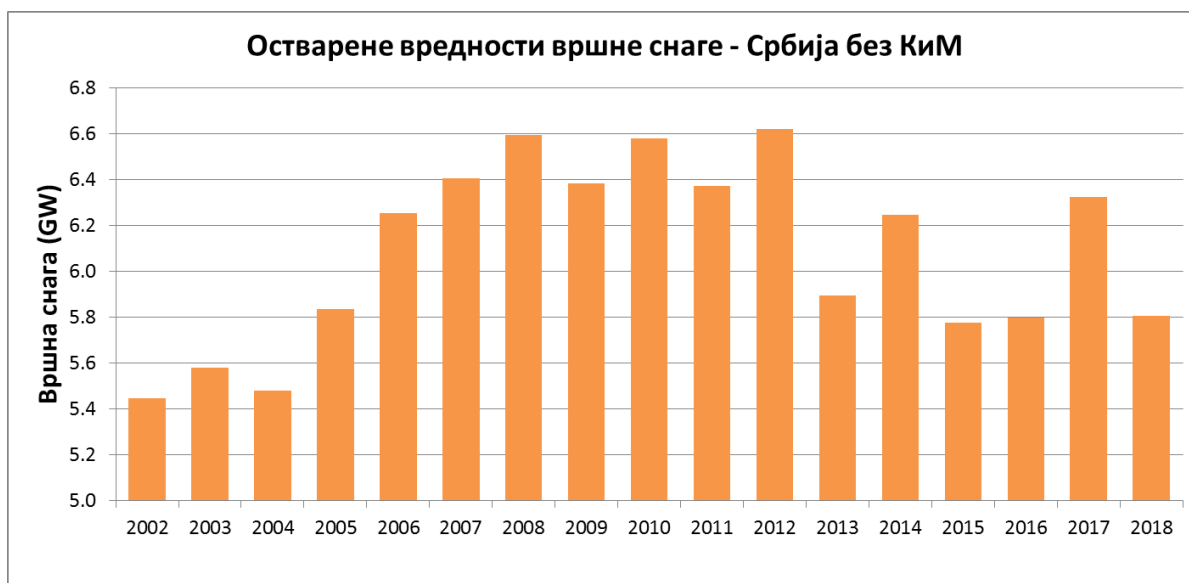


Сл.Д. 4.15: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима



Сл.Д. 4.16: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године по сценаријима

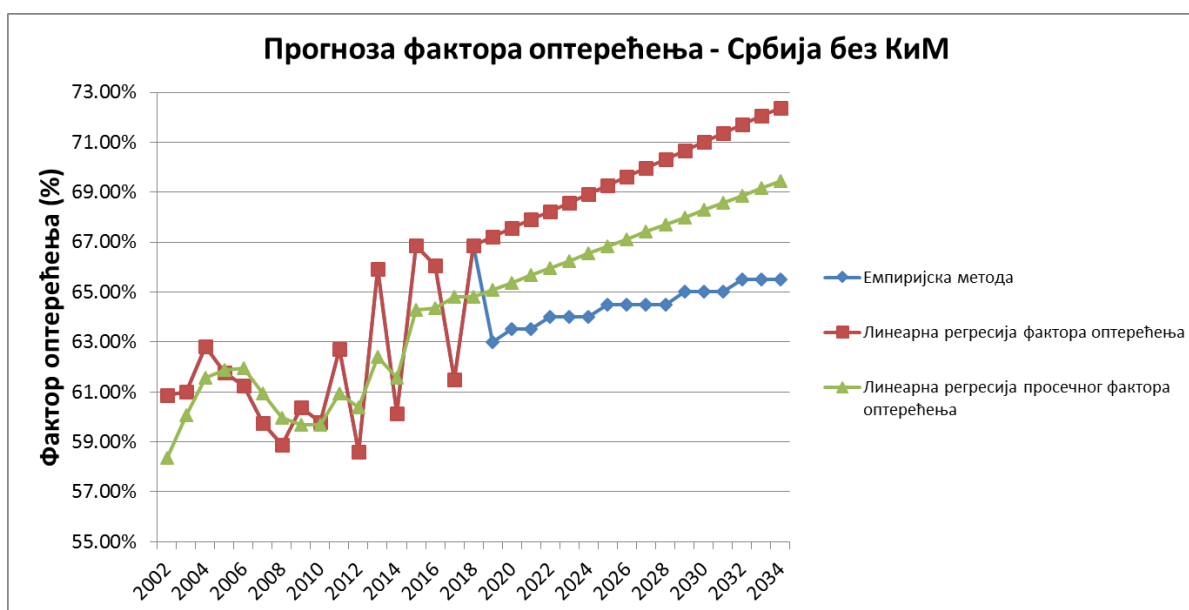
Прогноза годишње вршне снаге за Републику Србију без конзумног подручја АП КиМ је извршена на исти начин као и раније, користећи фактор оптерећења. На слици Сл.Д. 4.17 су приказане историјске вредности вршне снаге за период од 2002. до 2018. године.



Сл.Д. 4.17: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2002. – 2018. године

Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2012. године (6622 MW). Након ове године остварене вредности вршних снага је биле су мање и кретале су се у опсегу од 5777 до 6325 MW. Вршна снага у 2018. години износила је 5805 MW и остварена је 28.2.2018. у 20. сату. Закључци, везани за температурну зависност потрошње су исти као и у делу који обрађује прогнозу вршне снаге за Србију са конзумним подручјем АП КиМ.

Резултати прогнозе фактора оптерећења приказани су на слици Сл.Д. 4.18.



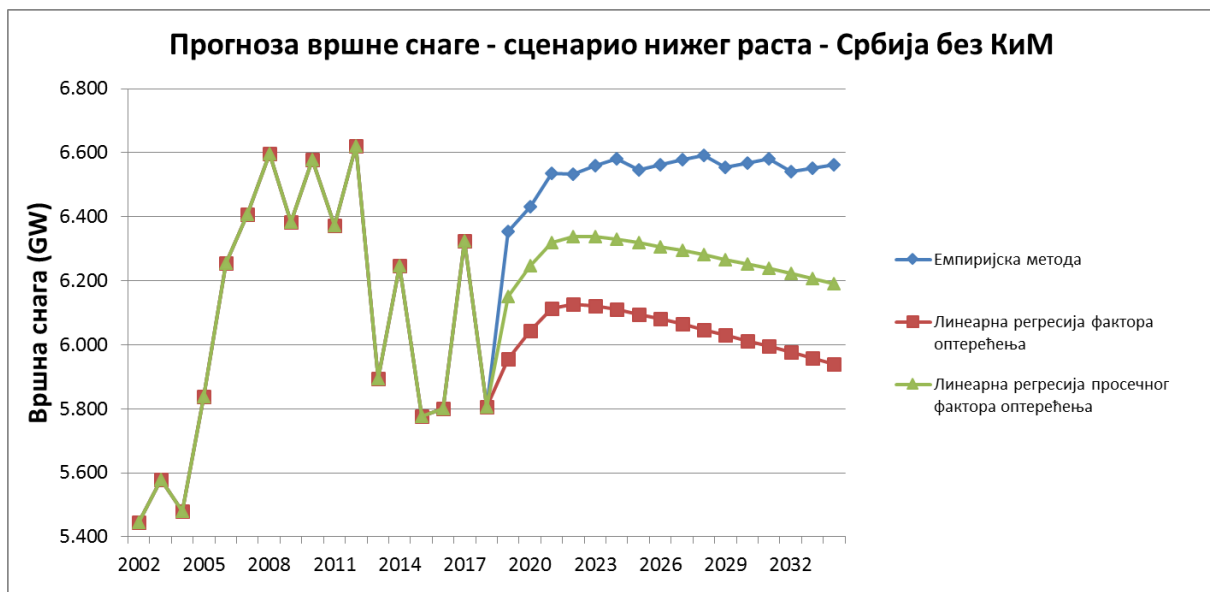
Сл.Д. 4.18: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2034. године

Прогнозе фактора оптерећења показују да постоји тренд раста, у зависности од методе која је коришћена. До 2034. године вредности ће бити у опсегу од 65% до 72%. Вредност фактора оптерећења Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за 2018. годину је, на основу доступних података, била 66,86%.

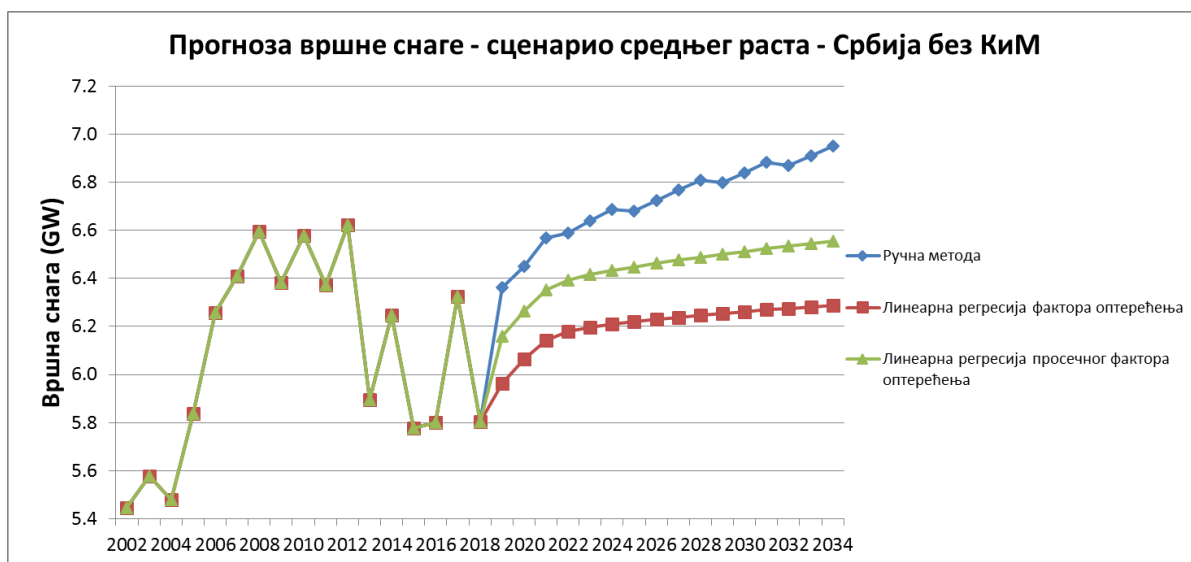
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2034. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.19, Сл.Д. 4.20 и Сл.Д. 4.21.

Уколико се анализирају ове слике, може се закључити да, према методи прогнозе која је примењена, постоји тренд благог раста вршне снаге у будућности, изузев у случају сценарија нижег раста, где се примењује благо опадање вредности вршне снаге. Ако се посматра 2034. година, вршна снага се креће у опсегу од 5,9 GW до 7,4 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2020 – 2029 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. Ако се вршна снага прогнозира помоћу оваквог фактора оптерећења, прогнозиране вредности у 2034. години се крећу између 6,1 GW до 7 GW.

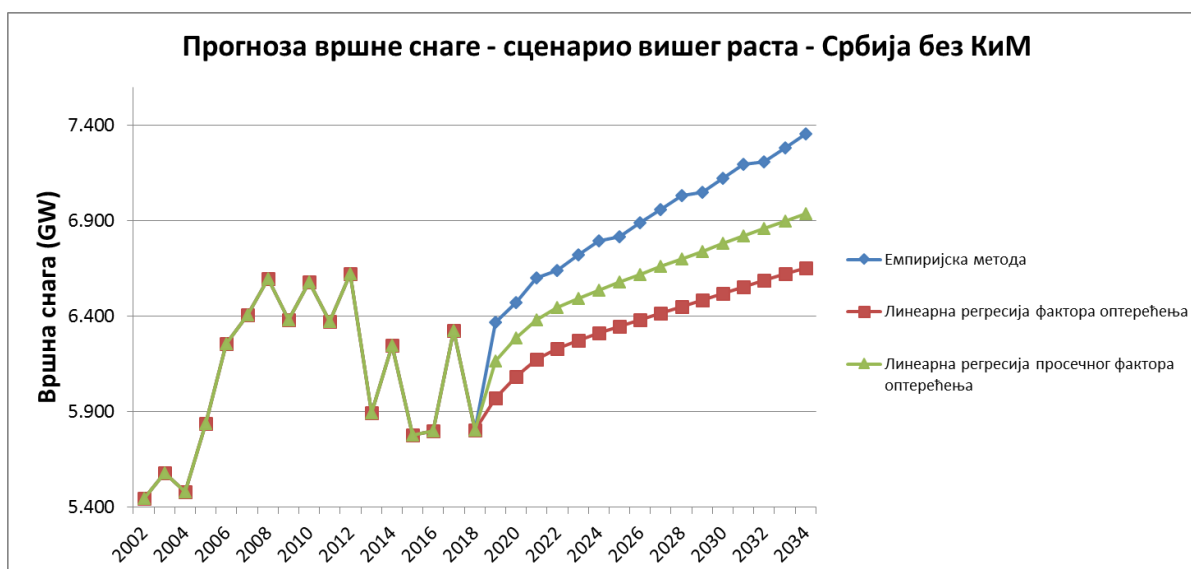
У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,15% до 0,86% (слика Сл.Д. 4.22).



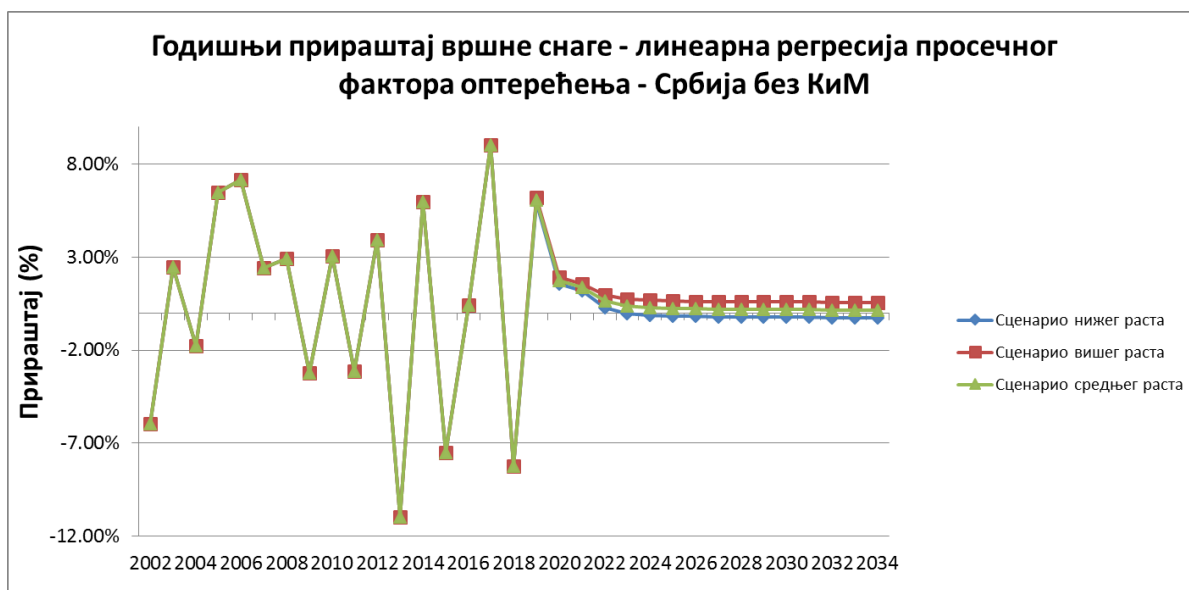
Сл.Д. 4.19: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.20: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.21: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



Сл.Д. 4.22: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења

Д.5 АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА 2025. ГОДИНУ

Д.5.1 ДЕФИНИЦИЈА И ИНДИКАТОРИ АДЕКВАТНОСТИ

Адекватност ЕЕС-а представља постојање довољног нивоа ресурса (производних јединица, управљиве потрошње) за снабдевање електричном енергијом крајњих потрошача и испуњење оперативних захтева рада система (системске резерве).

За оцену адекватности система, користе се индикатори адекватности. Ови индикатори се могу дефинисати као детерминистички (маргина капацитета) или пробабилистички (ENS, LOLE) у зависности од примењене методологије за оцену адекватности. Основни пробабилистички индикатори су следећи:

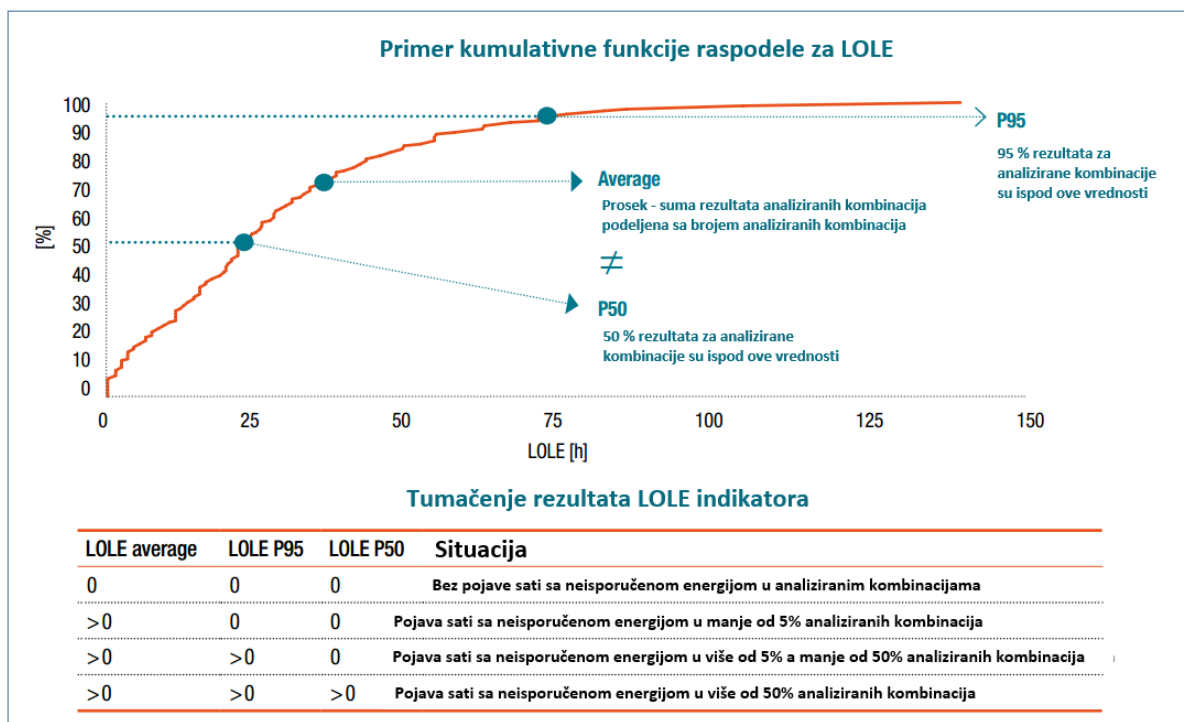
- ENS (енг. *Energy Not Supplied*) (MWh/год) – представља ниво неиспоручене електричне енергије од стране производног система према потрошачима, услед појаве потрошње вишег нивоа од расположиве производње и расположивог увоза у одређеном периоду током године. Код пробабилистичких анализа адекватности, за сваку циљну годину, анализира се више могућих комбинација (1) расположивости термоелектрана, (2) климатских и (3) хидролошких ситуација ($i=1\dots N$) 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 само број сати појаве. Као и ENS, тако и LOLE индикатор представља просечан годишњи број сати са неиспорученом енергијом за анализирани број комбинација:

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N LOLE_i$$

Као додаток на основни горе описани LOLE индикатор, честа пракса је да се прате и рачунају LOLE P50 и LOLE P95. LOLE P50 представља педесетопрости (50%) индикатор, тј. медијану скупа израчунатих LOLE индикатора за све комбинације. Самим тим, LOLE P50 даје информацију о нивоу ризика (броју сати са неиспорученом енергијом) који се може јавити са вероватноћом од 50% или једном у две године. На сличан начин, LOLE P95 дефинише ниво ризика (број сати са неиспорученом енергијом) који се може јавити у 5% узорак, тј. једном у двадесет година.



Сл.Д. 5.1: Тумачење резултата различитих LOLE индикатора

LOLE индикатор адекватности користи се и за дефинисање горње границе ризика која се може, са аспекта покривања укупне потрошње, сматрати прихватљивом. У том смислу, више земаља у Европи, чланица ЕУ, дефинисало је максимално прихватљиву вредности LOLE индикатора (Таб.Д. 5.1).

Таб.Д. 5.1: Преглед индикатора адекватности по земљама (извор: ENTSO-E MAF2018)

Zemlja	AT	BE	BG	CH	CY	CZ	DE	DK	EE	ES	FI	FR	GB	GR	HR	HU	IE	IT	LT	LU	LV	MT	NL	NO	PL	PT	RO	SE	SI	SK
Definisan standard	Ne	Da	Da	Ne	Ne	Ne	Ne	Ne	Ne	Da	Ne	Da	Da	Da	Ne	Da	Da	Ne	Ne	Ne	Ne	Ne	Da	Ne	Ne	Da	Ne	Ne	Ne	Ne
LOLE [h/god.]		3	13									3	3	3		8	8						4			5				
LOLE P95 [h/god.]		20																												
Margina pouzdanosti										10%															9%					

Прегледом табеле може се закључити да је LOLE најчешће коришћен као 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 прорачуна адекватности производног система Србије за средњорочни период, коришћена је вредност од 3 сата/годишње као гранична. За ову вредност се може сматрати да је на страну сигурности.

Д.5.2 ПРОБАБИЛИСТИЧКИ ПРИСТУП ЗА ИЗРАДУ АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ

У циљу развоја методологије и релевантних сценарија за израду анализа адекватности производног система Републике Србије, сагледана је 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 континуирано радио на унапређену методологија и прогноза адекватности електроенергетског система Европе. До 2016. године, ENTSO-E је примењивао детерминистички приступ оцене адекватности - SO&AF (енг. *Scenario Outlook and Adequacy Forecast*) који је давао оцену адекватности система на неколико карактеристичних, али хронолошки неповезаних сати. Имајући у виду нове изазове настале трансформацијом електроенергетског система са значајним учешћем производње из интермитентних обновљивих извора електричне енергије, јавила се потреба за новом и унапређеном методом за анализу рада ЕЕС-а и оцену адекватности.

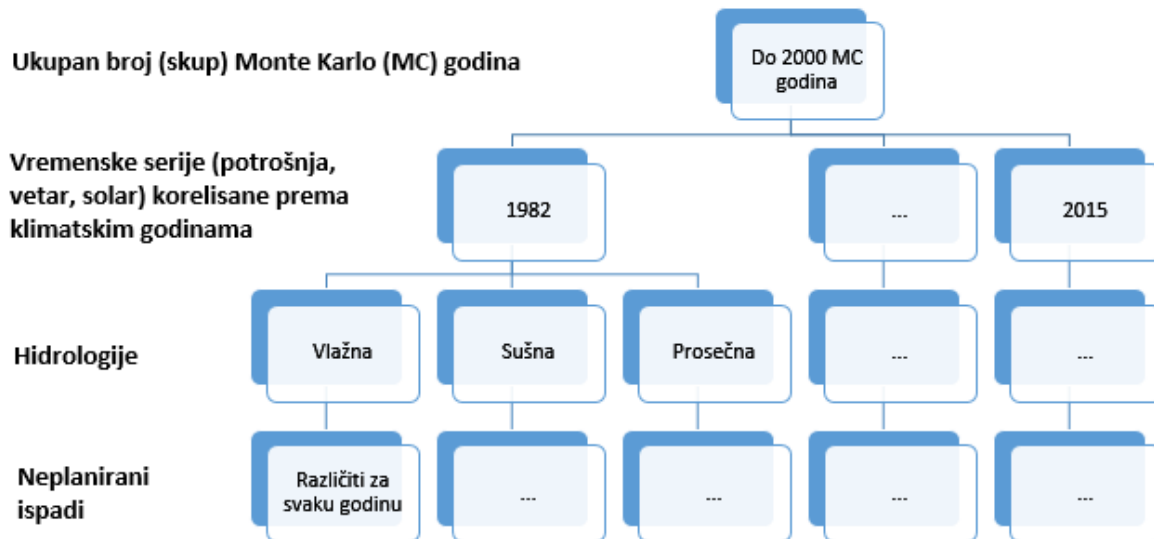
Самим тим, у 2016. години је усвојена нова методологија за средњорочну анализу адекватности на нивоу Европе - MAF (енг. *Mid Term Adequacy Forecast*). Нова методологија је заснована на пробабилистичком приступу моделовања и анализе адекватности електроенергетског система Европе. Циљ нове методе је сагледавање ризика везаних за сигурност снабдевања, као и потреба за флексибилношћу за будући десетогодишњи период. Метода је успешно употребљена у склопу израде ENTSO-E средњорочних прогноза адекватности у последње три године (MAF 2016, MAF 2017, MAF 2018), а виђена је и да послужи као циљна методологија за усклађивање националних студија за оцену адекватности и препознавање евентуалних потреба за додатним изворима који би омогућили сигурност снабдевања.

Имајући ово у виду, препознато је да предметна ENTSO-E методологија треба да послужи као подлога за методологију израде и студије адекватности производног система Републике Србије.

Овај пробабилистички приступ за израду анализа адекватности се базира на поређењу нивоа производње и потрошње унутар европске интерконеције кроз симулирање рада тржишта електричне енергије на хронолошкој сатној резолуцији целе године. Анализирају се године од интереса за будући десетогодишњи период, уважавајући планирани развој производње и потрошње, као и развој прекограничних преносних капацитета. Такође, поред ових основних података, симулације узимају у обзир кључне 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*) линкова
- Планирани испади (ремонт) термојединица
- Хидролошки услови

Да би се обезбедила робусна прогноза адекватности система, 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 могућих расположивости термоелектрана, климатских и хидролошких услова. Свака комбинација (свака MC година) укључује један профил потрошње, једну хидрологију, један сет планираних и непланираних испада термоелектрана и по један профил производње из соларних и ветроелектрана.



Сл.Д. 5.2: Поступак креирања Монте Карло година

Монте Карло године (MC године) су креиране на начин да су у првом кораку неизвесности везане за профил потрошње и производње из обновљивих извора моделовани и груписани према реализованим историјским профилима за 34 климатске године (1982-2015), 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 и мрежних елемената.

За моделовање и симулацију пан-Европског електроенергетског система у склопу ENTSO-E MAF 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 је и ANTARES, са којим располаже EMC АД.

Д.5.3 УЛАЗНЕ ПРЕТПОСТАВКЕ И МОДЕЛОВАЊЕ СИСТЕМА ЗА ПРОБАБИЛИСТИЧКУ АНАЛИЗУ АДЕКВАТНОСТИ

Као што је истакнуто у претходном поглављу, да би се правилно извршила анализа адекватности производног система једне земље потребно је извршити сагледавање производног система те земље у склопу пан-Европског система. За израду модела Европског тржишта електричне енергије, дефинише се и усаглашава велики број техно-економских параметара. У оквиру тржишних модела, електроенергетски параметри од интереса за систем Србије дефинисани су у складу са расположивим подацима о будућим производним и потрошачким објектима, док су подаци о електроенергетским системима осталих држава Европе усклађени са подацима коришћеним у сврху израде ENTSO-E MAF2018 студије адекватности.

Најважнији улазни подаци обухватају:

- сатне профиле потрошње корелисане термо-осетљивости у складу са 34 дефинисане климатске године
- инсталисане капацитете термоелектрана и њихову расположивост
- сатне профиле производње из обновљивих извора у складу са 34 дефинисане климатске године
- инсталисане снаге, тип и производње хидроелектрана за различите хидролошке прилике
- интерконективне капацитете између тржишних зона дефинисаних у складу са NTC ограничењима

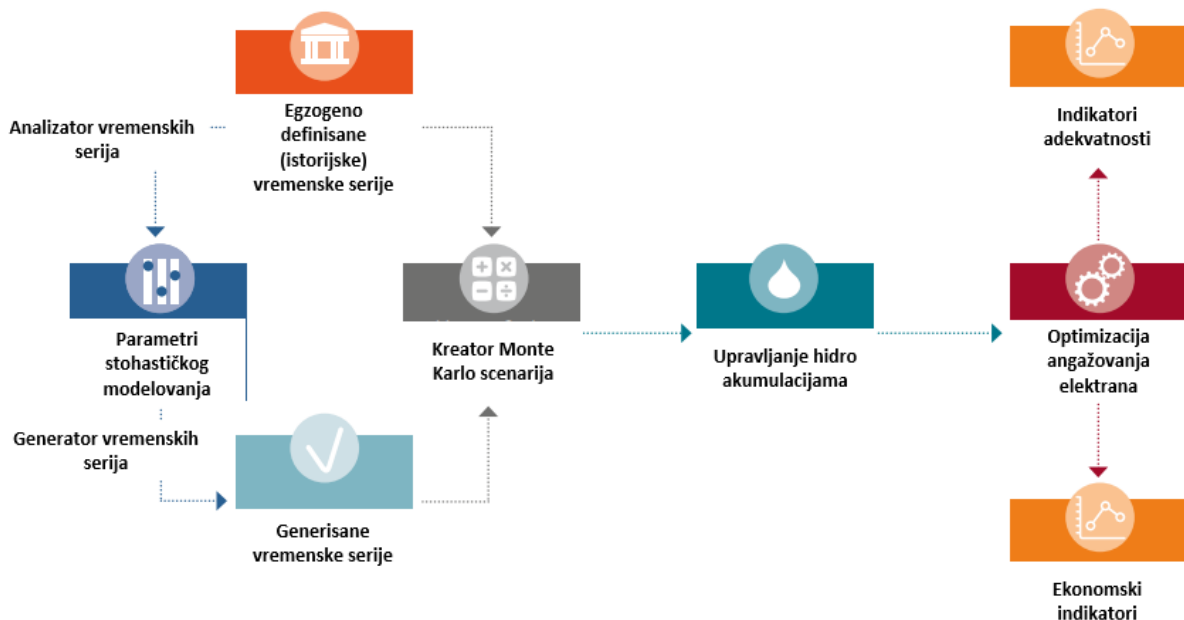
Поред ових података моделују се и економски подаци за електране (трошкови и цена рада), који су од интереса за одређивање економски оптималног ангажовања електрана. Примена економског диспечинга пре свега омогућава дефинисање криве понуде термоелектрана, правилно моделовање рада пумпно акумулационих електрана, као и дефинисање стратегије коришћења воде из акумулационих електрана. Такође, на овај начин кроз анализе адекватности се 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 оцену адекватности, с обзиром да ће се у критичним периодима са потенцијалним мањковима енергије, сви расположиви извори узети у обзир са радом на максималној снази, занемарујући трошкове.

За потребе прогнозе адекватности у оквиру ове студије коришћен је 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 прогнозе адекватности и економске студије везане за рад ЕЕС-а (економске процене оправданости производних и преносних 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 будућих стања, те самим тим и произвести робусна прогноза адекватности.

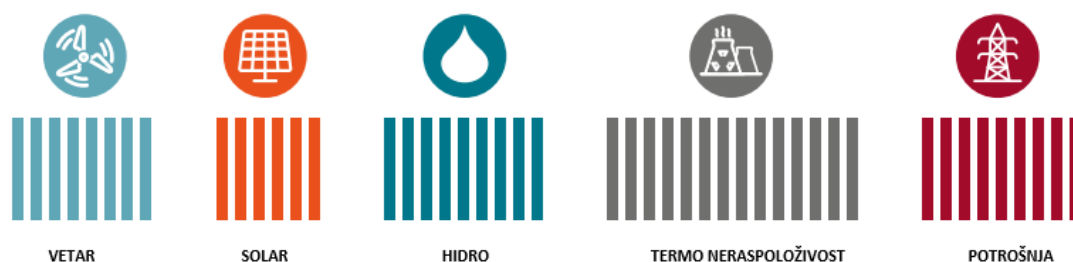


Сл.Д. 5.3: Антарес симулациони процес

ANTARES симулација се може описати у четири корака:

- **Корак 1** – креирање годишњих временских серија за сваку од непознаница (профили потрошње, ветра, солара, хидролошких прилика, као и расположивост термојединица). У предметној анализи адекватности, наведени профили потрошње, ветра, солара и хидролошких прилика су унапред дефинисани према климатским годинама, док се непланирана нерасположивост термојединица генерише кроз симулацију случајних испада.

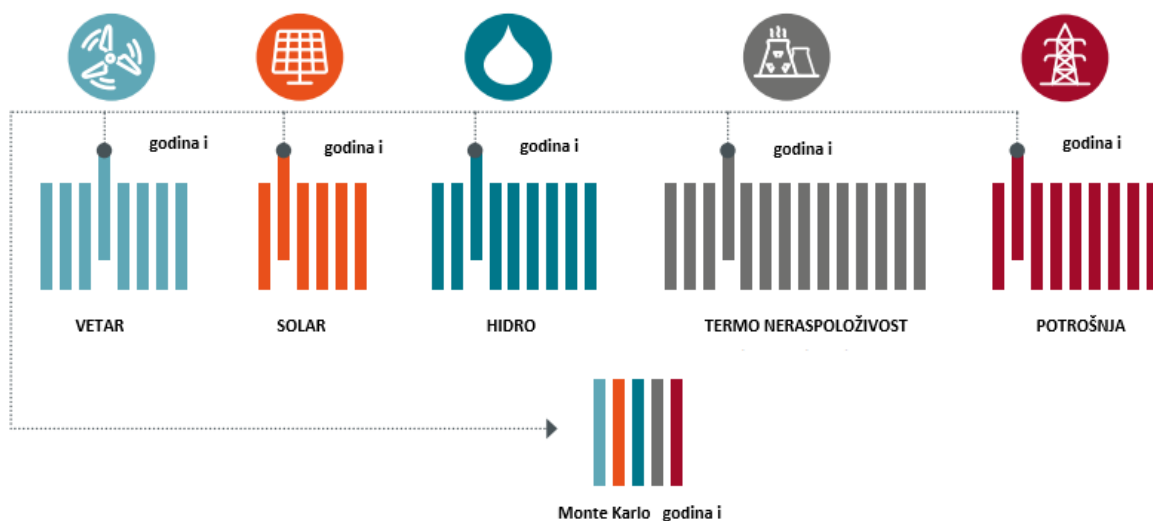
Generisanje vremenskih serija



Сл.Д. 5.4: 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 (MC године). У предметној анализи адекватности, наведени 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.

Upravljanje vremenskih serija u Monte Karlo godine



Сл.Д. 5.5: 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 потребе ове прерасподеле 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 самој пан-Европској методологији прогнозе адекватности:

- Претпоставља се савршена прогноза понашања профила ветра, солара и потрошње је. Иако се у склопу анализа 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. Оваква претпоставка није на страни сигурности, нарочито из угла потреба за флексибилношћу. Међутим, моделовањем резерве за дан-унапред, ублажава се утицај овог ефекта на укупну тачност резултата (пошто би дефинисана резерва која се држи у систему требала да буде довољна да покрије дебалансе настале грешком у прогнози профила ветра, солара и потрошње, а 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 неуважавање стратегија бидовања и позиционирања учесника на тржишту.

Д.5.4 РЕЛЕВАНТНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ПРОИЗВОДНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Израда квалитетне и робусне анализе адекватности захтева 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 ЕЕС Републике Србије. Нерасположивост неког од интерконективних водова или нижи ниво производње из обновљивих извора не представљају значајан изазов по адекватност ЕЕС Републике Србије.

Управо из ових разлога, кроз комбинације различитих претпоставки за ове променљиве и креирање великог броја Монте Карло година, постиже се свеобухватно сагледавање и робустан резултат процене адекватности за прогнозирани ниво капацитета производње и потрошње.

Међутим, важно је препознати да се описани приступ за Монте Карло године односи на један ниво инсталираних 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 изради националних прогноза адекватности је потребно отићи корак даље у односу на пан-Европску анализу адекватности, те дефинисати више сценарија развоја сопственог електроенергетског система и дати одговор о прогнозираним индикаторима адекватности за те сценарије. На овај начин, сагледава се и колики ризик у погледу адекватности носе могућа одступања од очекиваног плана развоја.

Неопходно је претпоставити такве сценарије који на дефинисаном временском хоризонту дају оквири 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 реалистичне 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 (различити типови електрана, инсталисане снаге, итд.), прогнозираним нивоом потрошње (уз различите мере енергетске ефикасности, стопе раста, облике криве потрошње, итд.) и могућностима размена са околним системима. Сценарији могу бити засновани на трендовима и/или локалним специфичностима (*bottom-up*) или на праћењу глобалних циљева енергетске политике и глобалне оптимизације (*top-down*).

Генерално се процес дефинисања могућих сценарија базира на препознавању будућих „неизвесности“ које се могу комбиновати са будућим „опцијама“, тако да се у њиховом пресеку добију Сценарија са следећим карактеристикама:

- Сценарији треба да представљају изазов за читав електроенергетски систем а посебно за адекватност система
- Сценарији треба да буду међусобно различити и да притом задовољавају дефинисане услове
- 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 потребе израда прогноза адекватности, 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.

Тако су за потребе ове студије и средњорочни временски хоризонт, дефинисана два сценарија за потребе прогнозе адекватности:

1. Реалистичан – према очекиваном развоју електроенергетског система који је близак сценарију дефинисаном у ENTSO-E MAF2018 анализи.
2. Алтернативни – са одступањем од очекиваног развоја електроенергетског система у циљу симулације критичнијих режима (виши ниво потрошње и нижи ниво расположивих производних капацитета).

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 квантификовани за случај да се потрошња електричне енергије у Србији снабдева искључиво из домаћих извора (без размене са околним системима).

Д.5.5 УЛАЗНИ ПОДАЦИ И МОДЕЛОВАЊЕ ЕЛЕМЕНАТА СИСТЕМА У ANTARES-У

Д.5.5.1 Потрошња

Према методологији описаној у MAF 2018 и претходном поглављу, за потребе провере адекватности система Србије, у оквиру ове студије, коришћена су 34 различита профила потрошње за различите климатске године, чиме је успостављена корелација између климатских услова (температура, брзина ветра и ирадијација) и потрошње. Коришћењем поменуте корелације, 34 историјска профила потрошње су сведена на референтну 2016. годину и скалирањем су добијене вредности потрошње за 2025. годину. При скалирању су уважене потрошња из 2016. године и прогноза потрошње за 2025. годину из овог Плана развоја. Једној МС години одговара један од 34 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.

Таб.Д. 5.2 даје преглед опсега годишњег максималног и минималног оптерећења, и потрошње за 34 климатске године за Србију без АП КиМ и Србију са АП КиМ у 2025. години за оба сценарија.

Таб.Д. 5.2: Преглед опсега потрошње

Потрошња (2025. година)	Сценарио	Годишњи максимум (MW)		Годишњи минимум (MW)		Годишња потрошња (GWh)	
		Минимум од 34 климатске године	Максимум од 34 климатске године	Минимум од 34 климатске године	Максимум од 34 климатске године	Минимум од 34 климатске године	Максимум од 34 климатске године
Р. Србија без АП КиМ	Реалистични	6331	6815	2064	2421	36879	38350
	Алтернативни	6459	6952	2106	2470	37625	39126
Р. Србија са АП КиМ	Реалистични	7227	7779	2357	2763	42099	43778
	Алтернативни	7329	7889	2390	2802	42692	44395

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, дајући сет од 34 климатске године које се даље комбинују са различитим хидрологијама и расположивошћу термоелектрана и HVDC-ова (*high voltage direct current* водава).

Д.5.5.2 Соларне електране и ветроелектране

Производња соларних и ветроелектрана моделована је за све 34 климатске године. За успешно моделовање производње потребни су следећи улазни подаци:

- Очекивани инсталирани капацитети за анализирану 2025. годину
- Сатни профили производње из соларних и ветроелектрана за 34 климатске године (1982-2015)

Таб.Д. 5.3 даје податке о очекиваним инсталираним капацитетима соларних и ветроелектрана у Србији без КиМ као и на КиМ, за 2025. годину.

Таб.Д. 5.3: Очекивани инсталисани капацитети соларних и ветроелектрана

Исталисани капацитети ОИЕ у 2025. години	Р. Србија без АП КиМ	АП КиМ
Соларне електране (реалистични сценарио)	0 MW	0 MW
Соларне електране (алтернативни сценарио)	0 MW	0 MW
Ветроелектране (реалистични сценарио)	2136.1 MW	265 MW
Ветроелектране (алтернативни сценарио)	1916.1 MW	265 MW

Инсталисани капацитети у 2025. години у реалистичном сценарију су сагледани узимајући у обзир пријављене године прикључења на преносни систем од стране инвеститора. У алтернативном сценарију је узет тежи случај када би за годину дана каснила реализација пројеката планираних после 2019. 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 MAF 2018. У MAF 2018, 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.

Д.5.5.3 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.

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, као и ХЕ Лепенци на АП КиМ, са следећим параметрима датим у табели Таб.Д. 5.4.

Таб.Д. 5.4: 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	
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	105.6	65	23
	2	105.6	65	
	3	105.6	65	
	4	105.6	65	
ХЕ Зворник	1	31.45	8	10
	2	31.45	8	
	3	31.45	8	
	4	31.45	8	
ХЕ Потпећ	1	20.5	5	5
	2	20.5	5	
	3	20.5	5	
	4	13.8	5	
ХЕ Лепенци (АП КиМ)	1	9.92		0

- Акумулационе хидроелектране (*hydro with reservoir* – HRES): ХЕ Увац, ХЕ Кокин Брод, ХЕ Бистрица, ХЕ на Власини, ХЕ Пирот као и ХЕ Лумбарди и ХЕ Газиводе на АП КиМ са следећим параметрима (за 2025. годину) датим у табели Таб.Д. 5.5.

Таб.Д. 5.5: 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	57	17	0
	2	57	17	
ХЕ Увац	1	36	12	0
ХЕ Кокин Брод	1	11.25	6	0
	2	11.25	6	
ХЕ Врла 1	1	14.4	2.8	0
	2	14.4	2.8	
	3	14.4	3.5	
	4	14.4	3.5	
ХЕ Врла 2	1	13.5	2.6	0
	2	13.5	3.3	
ХЕ Врла 3	1	16.2	2	0
	2	16.2	4.1	
ХЕ Врла 4	1	11.2	2.8	0
	2	13.6	3.3	
ХЕ Газиводе (АП КиМ)	1	16	15	0
	2	16	15	
ХЕ Лумбарди (АП КиМ)	1	25		0
	2			

- Реверзибилна акумулациона хидроелектрана (*pumped storage hydro power plant* – PSHPP): РХЕ Бајина Башта и нова РХЕ на АП КиМ, са параметрима наведеним у табели Таб.Д. 5.6

Таб.Д. 5.6: Параметри реверзибилних ХЕ за 2025. годину

Хидроелектрана	Јединица	P _{max} (MW)	P _{min} (MW)	Биолошки минимум (MW)	P _{рpump} (MW)
РХЕ Бајина Башта	1	307	210	0	280
	2	307	210		280
РХЕ КиМ нова	1	200	200	0	200
	2				200

За потребе анализе адекватности производног система Србије, до месечних вредности производњи сваке хидроелектране дошло се на бази података о сатним производњама у свим хидроелектранама у периоду од 2008. до 2017. године. На основу ових остварених производњи одређене су три карактеристичне хидролошке године (сува, нормална и влажна).

Д.5.5.4 Термоелектране

Термоелектране у ANTARES-у су моделоване на следећи начин:

- Србија са АП КиМ: на нивоу генераторске јединице
- Остале земље: Кластери према врсти горива које користе и технологији (*lignit new, lignit old, coal, fuel oil, gas conventional, ccgt, ocbt, 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. 5.7. За ТЕНТ А1, ТЕНТ А2, Костолац А1 и Костолац А2 су уважене ниже снаге током грејне сезоне која обухвата период од 15-ог октобра до 15-ог априла. У наведеном периоду ТЕНТ А1 и А2 раде са снагом од 176 MW, Костолац А1 са 70.5 MW, Костолац А2 са 187 MW и ТЕТО Нови Сад Г1 са 90 MW односно Г2 са 100 MW.

Таб.Д. 5.7: 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	1	1	195	176	140
ТЕНТ А2	1	1	195	176	140
ТЕНТ А3	1	1	298	298	205
ТЕНТ А4	1	1	304	304	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	1	0	360	360	210
ТЕ Костолац А1	1	0	93.5	70.5	63
ТЕ Костолац А2	1	1	201	187	140
ТЕ Костолац Б1	1	1	316	316	225
ТЕ Костолац Б2	1	1	316	316	225
ТЕ Костолац Б3	1	1	320	320	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
ТЕ Косово Б1	1	1	305	305	200
ТЕ Косово Б2	1	1	305	305	200
ТЕ Косово нова	1	1	450	450	170

У алтернативном сценарију нису активне ТЕ Колубара Б (померен улазак у погон са 2025. у 2026. годину у алтернативном сценарију) и ТЕ Костолац А1 (померена ревитализација са 2024. у 2025. годину у алтернативном сценарију). Такође је у алтернативном сценарију узет критичан случај да све термојединице могу да раде са максимално 90% капацитета.

Планирани и непланирани испади термоелектрана 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.
- Претпостављено је да време потребно за решавање проблема непланираног испада износи 1 дан.
- На нивоу године јединице у РС су у ремонту између 7% и 18%.
- Ремонти су разматрани само у периоду од априла до октобра
- За дефинисану годишњу процентуалну нерасположивост и време трајања испада (засебно за FOR и MOR), ANTARES генерише комбинације планираних и непланираних испада за сваку јединицу за свих 1088 МС година. На овај начин добијамо 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.
- Време потребно за решавање проблема непланираног испада претпостављено је да износи 7 дана (према MAF 2018).

Д.5.5.5 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 адекватности подразумева укупну резерву коју систем треба да има за потребе секундарне и терцијарне регулације фреквенције.

У случају Србије, та резерва је 430 MW, распоређена на АП КиМ и остатак Србије као 50 MW односно 380 MW.

Уважавање резерве је кључно за тачну анализу адекватности система, јер представља случај, када производни капацитети морају у сваком тренутку да задовоље не само потрошњу већ и потребну резерву. Резерва се за потребе анализа адекватности моделује као додатна потрошња што представља изузетно конзервативну претпоставку, када је резерва у сваком сату активирана, што у реалности није случај.

Д.5.5.6 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 у процесу усаглашавања перспективних прекограничних преносних капацитета у ENTSO-E, као и из годишњег техничког извештаја EMC АД за 2018. годину, а за остале земље се користе јавно доступни подаци из MAF 2018.

Д.5.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА РЕАЛИСТИЧНИ СЦЕНАРИО

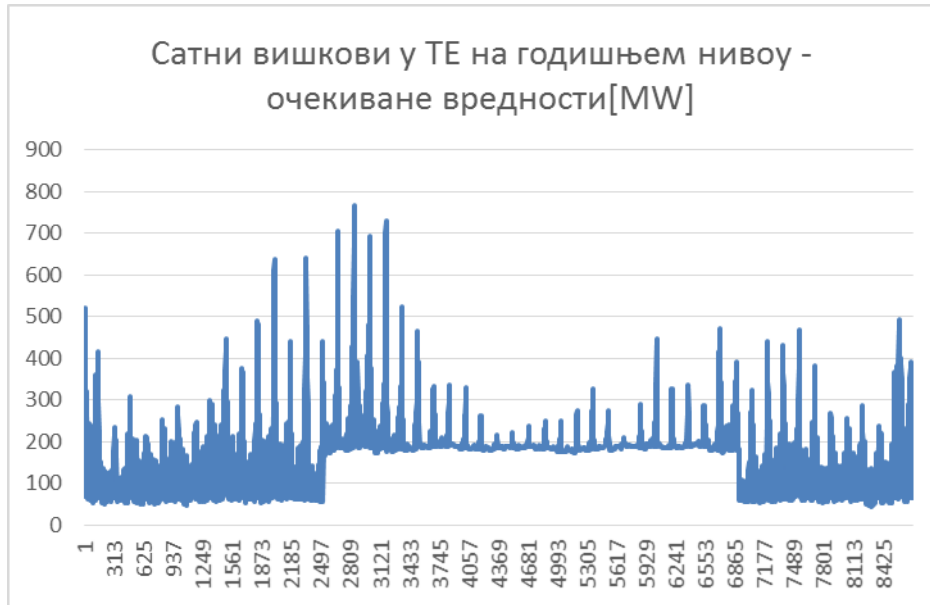
Прорачунати показатељи адекватности производње за електроенергетски систем Р. Србије се могу видети у Таб.Д. 5.8.

Таб.Д. 5.8: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	0	0

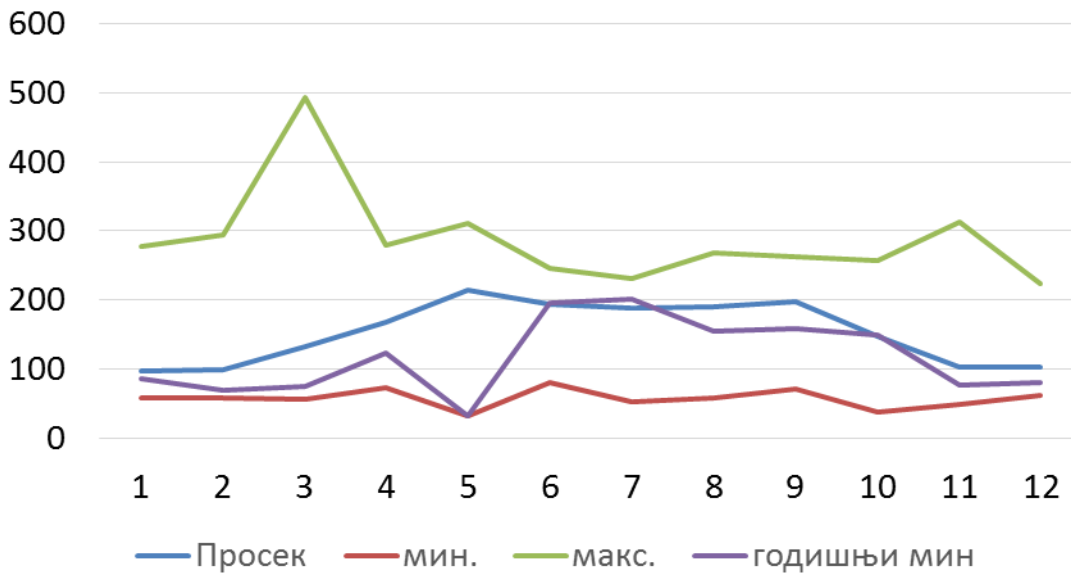
У реалистичном сценарију нису примећени никакви проблеми. Индикатори адекватности показију да нема неиспоручене енергије, као ни сати у којима постоји неиспоручена енергија.

На Сл.Д. 5.6 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 45 MW до 767 MW, са просеком 153 MW.



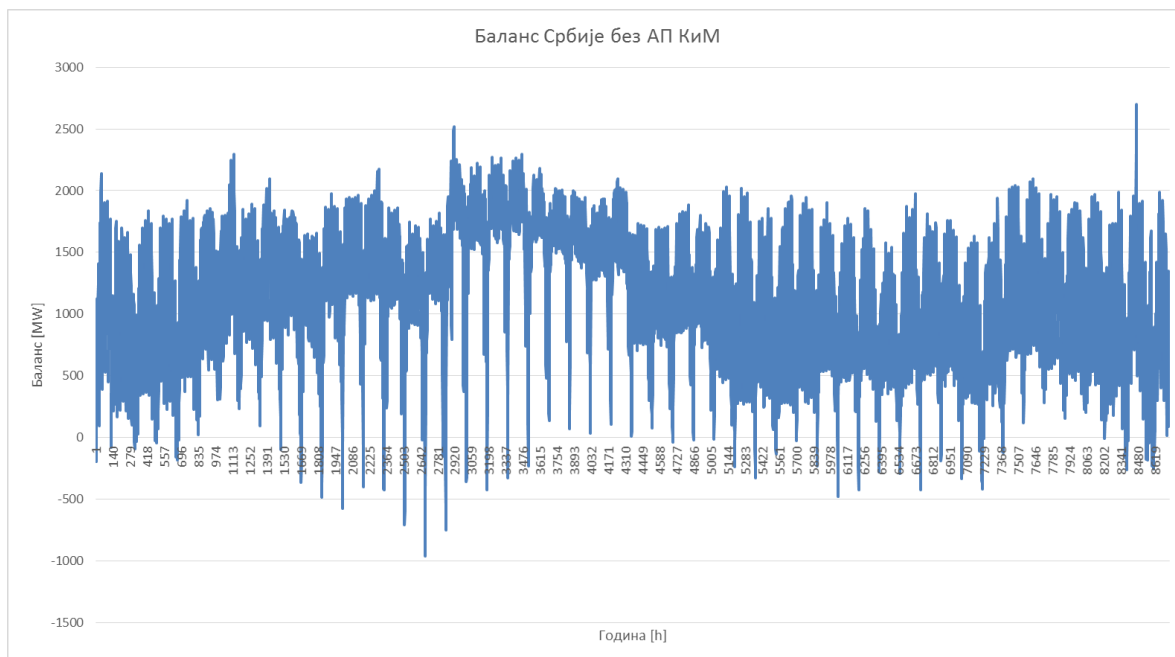
Сл.Д. 5.6: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - реалистични сценарио

На Сл.Д. 5.7 приказани су просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године, као и минимум вишка снаге свих МС година за Србију.



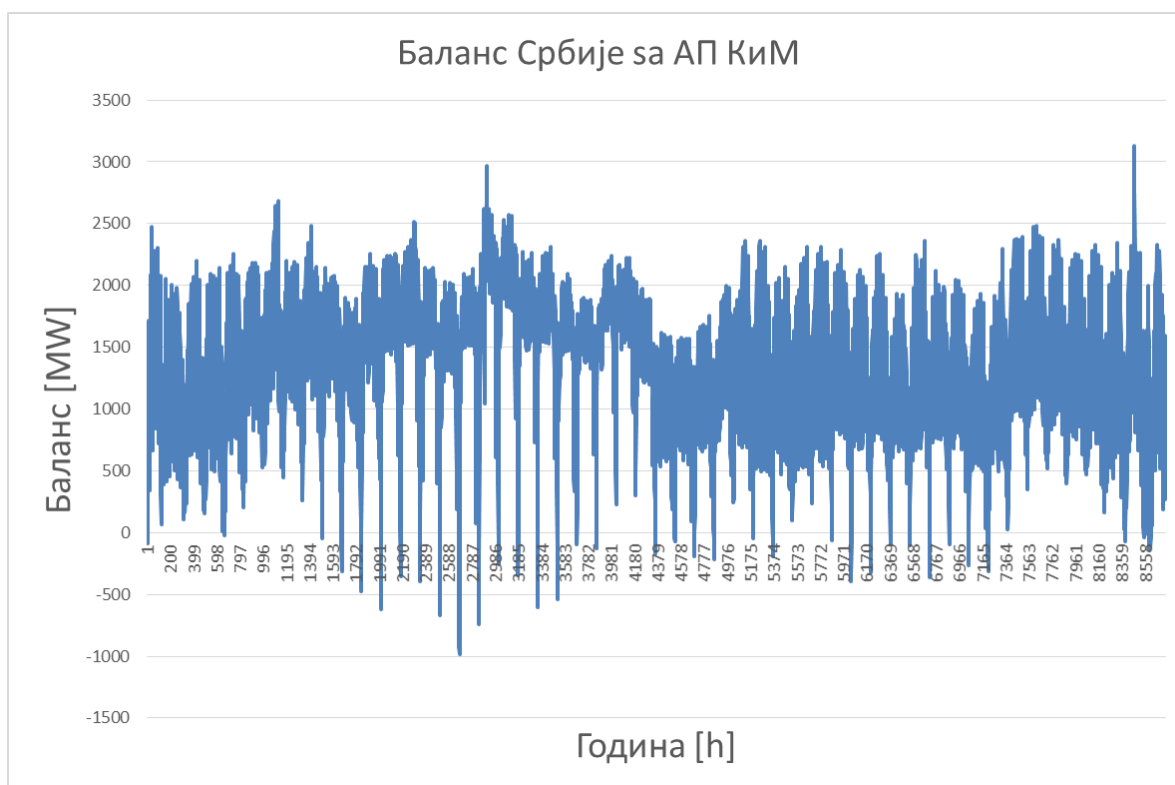
Сл.Д. 5.7: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - реалистични сценарио

На Сл.Д. 5.8 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији.



Сл.Д. 5.8: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

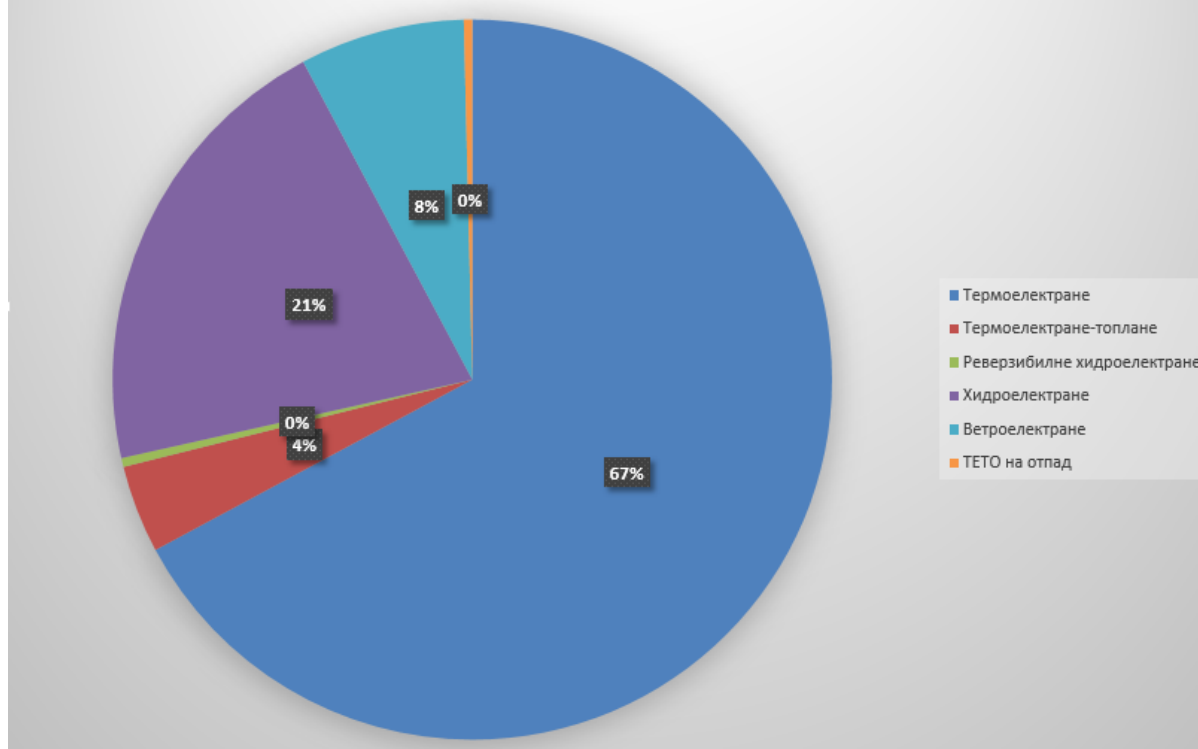
Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији је приказан на Сл.Д. 5.9.



Сл.Д. 5.9: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.10 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.

**Удео производње електрана по типовима у укупној
производњи електричне енергије (на годишњем нивоу) за Р.
Србија без АП КиМ- реалистичан сценарио**



Сл.Д. 5.10: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србија без АП КиМ- реалистичан сценарио

Урађена је и анализа адекватности у екстремном случају, када би се искључили сви интерконективни далеководи. Резултати се могу видети у табелама Таб.Д. 5.9 и Таб.Д. 5.10.

Таб.Д. 5.9: Резултати анализе 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
КиМ	46569	109	0	0	6299	15.3
Србија без АП КиМ	44231	107	0	0	6298	15.41
Србија са АП КиМ	77599	148	0	0	12597	30.71

Таб.Д. 5.10: Резултати анализе адекватности за реалистични сценарио у 2025. години (искључени сви интерконективни далеководи) – ENS MAX

	ENS MAX (MW) P95	ENS MAX (MW) P50	ENS MAX (MW) AVG
КиМ	821	0	124
Србија без АП КиМ	1124	0	167
Србија са АП КиМ	1249	0	289

Резултати приказани у горње две табеле указују на значај интерконективних далекова. Закључак је да би електроенергетски систем Србије са аспекта адекватности био угрожен уколико не би постојале интерконекције и да би у систему у просеку недостајало 167 MW (без АП КиМ), односно 289 MW (са АП КиМ) снаге по сату.

Д.5.7 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА ЗА 2025. ГОДИНУ ЗА АЛТЕРНАТИВНИ СЦЕНАРИО

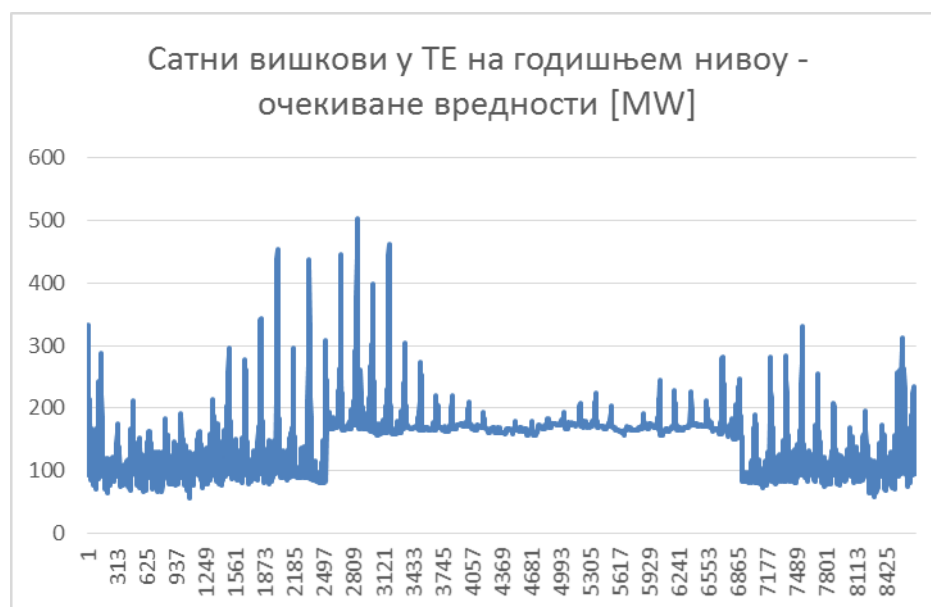
Прорачунати показатељи адекватности производње за електроенергетски систем Р. Србије се могу видети у Таб.Д. 5.11.

Таб.Д. 5.11: Резултати анализе адекватности за алтернативни сценарио у 2025. години

	ENS (MWh) P95	LOLE (h) P95	ENS (MWh) P50	LOLE (h) P50	ENS (MWh) AVG	LOLE (h) AVG
Р. Србија без АП КиМ	0	0	0	0	0	0
Р. Србија са АП КиМ	0	0	0	0	2	0.01

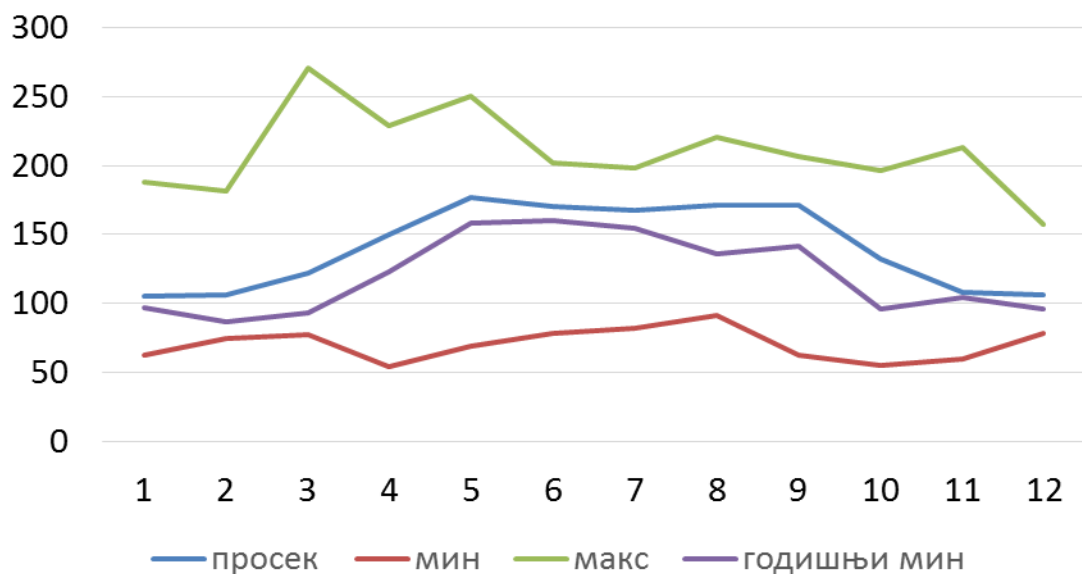
У алтернативном сценарију је примећена вредност LOLE од 0.01 h за Србију са АП КиМ. Ова вредност није критична са становишта адекватности (европска пракса је да су дозвољене вредности до 3 h).

На Сл.Д. 5.11 се може видети преглед очекиваних сатних вишкова у ТЕ без АП КиМ. Они варирају од 56 MW до 503 MW, са просеком 141 MW.



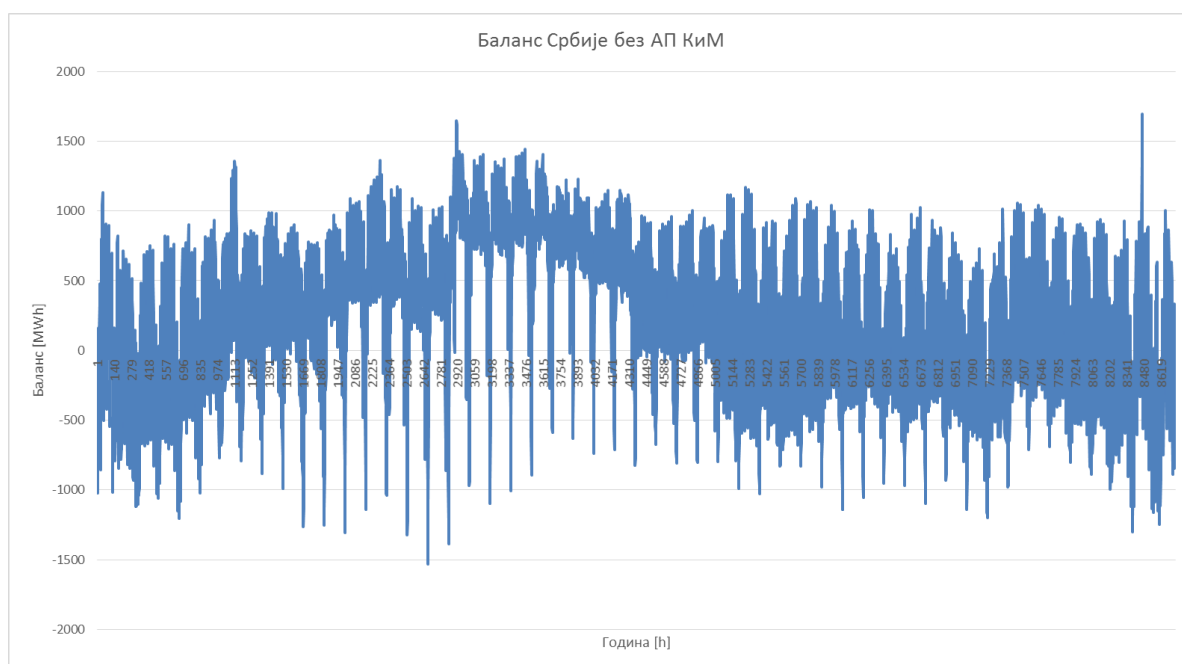
Сл.Д. 5.11: Сатни вишкови снаге у ТЕ у РС – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио

На Сл.Д. 5.12 су приказани просечни месечни вишкови снаге, за различите МС године, као и минимум вишка снаге свих МС година за Србију.



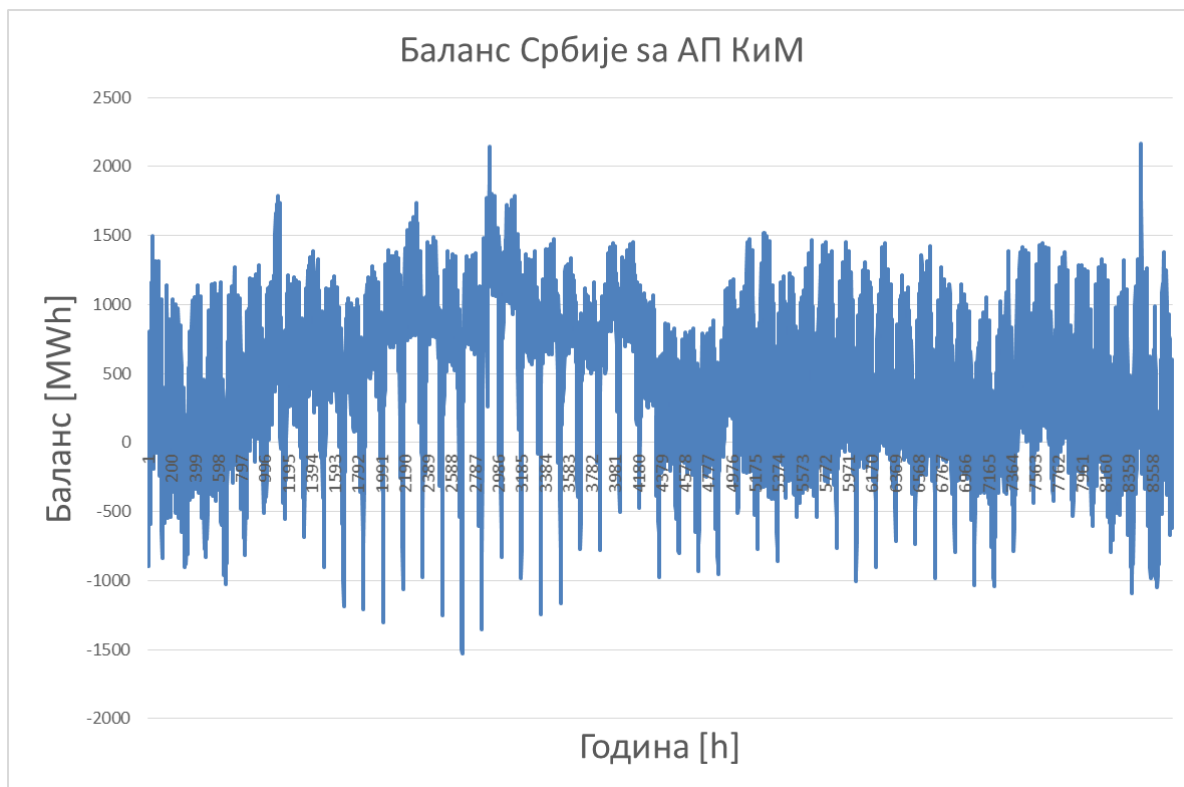
Сл.Д. 5.12: Просечни месечни вишкови снаге у ТЕ – 2025 – са резервом - алтернативни сценарио

На Сл.Д. 5.13 је приказан баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији.



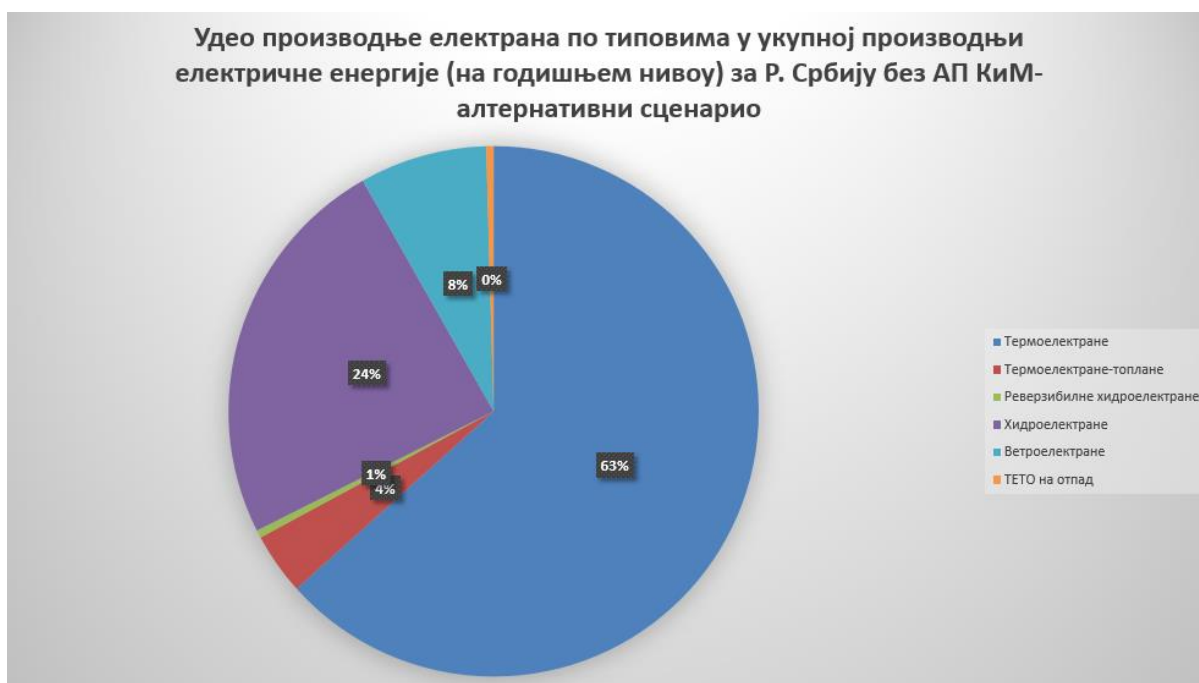
Сл.Д. 5.13: Баланс Р. Србије без АП КиМ у току године у сатној резолуцији

Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији је приказан на Сл.Д. 5.14.



Сл.Д. 5.14: Баланс Р. Србије са АП КиМ у току године у сатној резолуцији

На слици Сл.Д. 5.15 може се видети удео електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у Србији без АП КиМ.



Сл.Д. 5.15: Удео производње електрана по типовима у укупној производњи електричне енергије у 2025. години за Р. Србија без АП КиМ- алтернативни сценарио

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 (2024. година), односно десет година (2029. 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)

Анализом напонских прилика у перспективним моделима може се закључити да је проблем превисоких напона присутан тренутно у режимима летњег минимума, као и да ће доћи до повећања напона у појединим трансформаторским станицама. У перспективним моделима нису узете у обзир могућности ветроелектрана за регулисање напона. Проблематика превисоких напона се тренутно обрађује у регионалној студији регулације напона за коју је добијена донација WBIF. Резултати те студије ће показати оптимална места за уградњу уређаја за регулацију напона као и техничке параметре тих уређаја.

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 одабирани су 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 у којима је, за режим летњег минимума при тренутном стању система, примећена појава превисоких напона.

Таб.Д. 6.1: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже

Летњи минимум за тренутно стање		
Трансформаторска станица 400/x kV	Вредност напона [p.j.]	Вредност напона [kV]
ТС Сремска Митровица 2	1.0563	422.5
ТС Врање 4	1.0553	422.1
ТС Лесковац 2	1.0530	421.2
ТС Ниш 2	1.0503	420.1
Трансформаторска станица 220/x kV	Вредност напона [p.j.]	Вредност напона [kV]
ХЕ Бистрица	1.1068	243.5
Чвор Вардиште	1.1059	243.3
ТС Ниш 2	1.1009	242.2
Трансформаторска станица 110/x kV	Вредност напона [p.j.]	Вредност напона [kV]
ТС Краљево 3	1.1273	124
ТС Сремска Митровица 2	1.1273	124
ЕВП Мартинци	1.1255	123.8
Чвор Мартинци	1.1255	123.8
ЕВП Краљево	1.1255	123.8
ТС Краљево 5	1.1236	123.6
ТС Краљево 2	1.1227	123.5
ТС Мачванска Митровица	1.1227	123.5
ТС Сремска Митровица 3	1.1227	123.5
ТС Шид	1.1200	123.2
ТС Сремска Митровица 1	1.1191	123.1
ТС Врњачка Бања	1.1182	123
ТС Сирмијум Стил	1.1182	123
ТС Краљево 6	1.1173	122.9
ТС Трстеник	1.1145	122.6
ТС Богатић	1.1145	122.6
ТС Краљево 1	1.1136	122.5

ТС Рума 2	1.1109	122.2
ТС Крушевац 1	1.1091	122
ТС Крушевац 4	1.1091	122
ТС Крушевац 2	1.1091	122
ТС Шабац 3	1.1073	121.8
ЕВП Ђунис	1.1064	121.7
ТС Пећинци	1.1064	121.7
ТС Рума 1	1.1036	121.4
ТС Владимирци	1.1036	121.4
ТС Шабац 1	1.1018	121.2
ТС Шабац 5	1.1009	121.1
ТС Шабац 4	1.1009	121.1

Д.6.1.2 Прорачуни за 2024. годину

У Таб.Д. 6.2 су, за сваки од анализираних радних режима 2024. године, приказана процентуална оптерећења далековода која се могу сматрати високим, односно, која превазилазе граничну вредност од 90% у нормалном погону.

Таб.Д. 6.2: Високо оптерећени далеководи у 2024. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [%]
Зимски максимум 2024.	
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	111,3
КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	96,8
ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	95,3
Летњи максимум 2024.	
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	133,3
ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	114,5
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	102,5
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	100,2
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 – ТС Београд 3	92,5
Летњи минимум 2024.	
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	120

ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	103.5
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	91.5
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	90.4

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, у анализама режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница.

Д.6.1.3 Прорачуни за 2029. годину

Резултати анализа за 2029. годину показују да, у овој години, нема високооптерећених далековада у преносном систему. Ово се може објаснити великим бројем нових пројеката предвиђених за реализацију у периоду између ове две планске године.

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, у анализама режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница.

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 (2024. година), односно десет година (2029. година). За сваку од ових година, анализе су обављене 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 наредних разматрања, за сваку од анализираних година дата је листа преоптерећених елемената, разврстано по режимима. Уз ова 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. Такође су напоменуте и мере растерећења елемената чије оптерећење у базном случају износи преко 100%, а који су наведени 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 за тренутно стање, као угрожени регион се издваја област Јужног Баната (тзв. јужнобанатска петља), која обухвата ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Качарево и ТС Дебељача, као и 110 kV сабирнице у ТС Панчево 2 и далеководе 110 kV који ове трансформаторске станице повезују. Добијало се, приликом прорачуна у режиму зимског максимума, у случају испада ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Панчево 2 – ТС Качарево, да модел не конвергира, односно, долази до напонског слома, те се овај испад сматрао критичним. Као развојна мера за решавање овог проблема, који би у наредном периоду могао постати израженији након уласка у погон ветроелектрана планираних у овом подручју, предлагала се изградња [далековода 110 kV између ТС Бела Црква и ТС Велико Градиште](#), чиме би се трансформаторским станицама у овој петљи обезбедио алтернативни правац напајања на високонапонском нивоу. Такође, до ових преоптерећења долазило је и због ниске вредности преносног капацитета далековода обухваћених петљом, пре свих, далековода 110 kV бр. 151/2 и бр. 151/3, који повезују ТС Панчево 2 и ТС Алибунар, односно, ТС Алибунар и ТС Вршац 1. Као још једна од мера за побољшање прилика у овом региону стога је планирана [реконструкција ових далековода](#), при чему би дошло до повећања њиховог попречног пресека, а тиме и преносног капацитета. Тренутно се регион Јужног Баната напаја из

праваца ТС Панчево 2, преко 400 kV далековода бр. 463А изграђеног за правац ТС Панчево 2 - Решица, који тренутно ради на 110 kV напонском нивоу, тако да се у области Јужног Баната сада не јављају преоптерећења која су виђена као критична у анализама сигурности претходних година. Битно је напоменути да ово није трајно решење (горенаведени проблеми ће бити решени изградњом далековода ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште).

За већи број различитих испада у систему, долази до преоптерећења далековода 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач, што може потенцијално угрозити напајање читаве области Рашке електричном енергијом. Међутим, у наредном периоду се очекује изградња [двосистемског далековода ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1](#), као и улазак у погон [ТС 220/110 kV Бистрица](#) са припадајућим расплетом водова, чиме ће овај проблем бити отклоњен, а сигурност напајања побољшана. У Таб.Д. 6.3 и Таб.Д. 6.4 дати су резултати анализе сигурности $N-1$ за режиме зимског максимума и летњег максимума за тренутно стање система.

Таб.Д. 6.3: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже

Зимски максимум за тренутно стање			
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 1165 ХЕ Ђердап 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV бр. 1168 ХЕ Ђердап 2 – ТС Прахово	129,2	Спуштање производње у ХЕ Ђердап 2
ДВ 110 kV бр. 1165 ХЕ Ђердап 2 – ТС Неготин	ДВ 110 kV бр. 165 ТС Прахово – ТС Неготин	120,2	Спуштање производње у ХЕ Ђердап 2
ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 – ТС Рашка	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	114,9	Напонске редуције у ТС Н. Пазар 1, ТС Н.Пазар 2, ТС Сјеница и ТС Рашка
ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	113,6	Укључење ДВ 110 kV бр. 104/11 на 1. сс у ТС Београд 9
ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	113,6	Укључење ДВ 110 kV бр. 104/11 на 1. сс у ТС Београд 9
ДВ 110 kV бр. 1152 ХЕ Увац – ТС Сјеница	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач	110,5	Промена положаја отцела на трансформаторима у ТС Краљево 3
ДВ 110 kV бр. 1137 ТС Пожега – ТС Гуча	ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3	106,4	Напонске редуције у ТС Чачак 1, ТС Чачак 2 и ТС Гуча
ДВ 110 kV бр. 1166 ХЕ Ђердап 2 – ТС Велики Кривељ	ДВ 110 kV бр. 147/2 ХЕ Бор 2 – ТС Неготин	104	Спуштање производње у ХЕ Ђердап 2

Зимски максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	101,4	Промена положаја отцера на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	101,4	Промена положаја отцера на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3
Т1 220/110 kV у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	126,6	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцера на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3
Т2 220/110 kV у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	125,9	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцера на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3
Т1 220/110 kV у ТС Ваљево 3	Т2 220/110 kV у ТС Ваљево 3	107,8	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцера на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3
Т2 220/110 kV у ТС Ваљево 3	Т1 220/110 kV у ТС Ваљево 3	107,5	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и промена положаја отцера на ТР у ТС Пожега и ТС Ваљево 3
Т3 220/110 kV у ТС Пожега	Т4 220/110 kV у ТС Пожега	101,8	Промена положаја отцера на преоптерећеном трансформатору
Т4 220/110 kV у ТС Пожега	Т3 220/110 kV у ТС Пожега	101,3	Промена положаја отцера на преоптерећеном трансформатору

Таб.Д. 6.4: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже

Летњи максимум за тренутно стање			
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	134	Укључење прекидача између чвора Београд 9 и ТС Београд 9
ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 – ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 – ТС Београд 9	134	Укључење прекидача између чвора Београд 9 и ТС Београд 9
ДВ 110 kV бр. 1108 ТС Нови Сад 3 – ТС Футог	ДВ 110 kV бр. 159/1 ТС Србобран – ТС Бачка Паланка 1	113	Дистрибутивно растерећење ТС Бачка Паланка 1, ТС Бачка Паланка 2, ТС Футог и ТС Челарево
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	111	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3
ДВ 110 kV бр. 1144Б ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1 – ТЕ Костолац А	104	Укључење СП 110 kV у ТС Смедерево 3
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 – ТС Ваљево 1	103	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3
ДВ 110 kV бр. 1144Б ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101А/2 ТС Смедерево 2 – ТС Смедерево 1	101	Укључење СП 110 kV у ТС Смедерево 3

Д.6.2.2 Анализе за 2024. годину

Уколико би се посматрале анализе сигурности спроведене за карактеристичне радне режиме система 2024. године, могло би се издвојити неколико критичних подручја у преносном систему ЕМС АД, где се, превасходно, као најпроблематичније истиче подручје Бора и Мајданпека, где, независно од посматраног радног режима, приликом испада далековода 110 kV бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС Велики Кривељ долази до немогућности генератора у ХЕ Ђердап 2 да у мрежу пласирају количину реактивне енергије која је потребна за одржавање напонске стабилности, те долази до напонског слома, при чему ни прорачуни, спроведени на одговарајућим симулационим моделима, не конвергирају у случају овог испада. Иако ће овом проблему и изналагању оптималног развојног решења за њега засигурно бити посвећене засебне анализе које ће се обављати у наредном периоду, овим Планом развоја је, као адекватно решење, предвиђена реализација пројекта [увођења ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС Велики Кривељ у постројење 110 kV у ТС Бор 2](#) по принципу „улаз-излаз“, чиме се обезбеђује двострука веза између ТС Велики Кривељ и 400/110 kV чворишта у виду ТС Бор 2, те се учинковито санирају и последице наведеног испада.

Поред тога, примећен је и велики број преоптерећења на 110 kV далеководима преко којих се одвија трансфер енергије из региона Панчева, који, у овом случају, представља истакнуту производну област због великих ветрогенераторских капацитета лоцираних у пределу јужног Баната, и конзумног подручја града Београда, које, само по себи, представља највећу урбану средину на територији Републике Србије. Како би се настала преоптерећења, која посебно до изражаја долазе у радном режиму летњег максимума, ублажила, предложене оперативне мере најчешће подразумевају промену уклопног стања у РП Панчево 1, уз секционисање београдског и панчевачког дела система, те се енергија неопходна за задовољавање потреба потрошње до конзумне области доводи превасходно помоћу далековода 400 kV и 220 kV напонских нивоа. Дугорочним решењем овог проблема могу се сматрати планиране реконструкције 110 kV далековода на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3, уз повећање њихових преносних капацитета у мери довољној за елиминацију поменутих преоптерећења.

Још један појединачни проблем који ће, на овом месту, бити детаљније представљен јесте потенцијално преоптерећење далековода 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20 у случају испада далековода 400 kV који повезује РП Дрмно и будућу ТС 400/110 kV Смедерево 3, под условима којима је дефинисан режим летњег максимума 2024. године. Основним узроком овог преоптерећења може се сматрати потреба за евакуацијом електричне енергије произведене у ТЕ Костолац Б, ХЕ Ђердап 1 и ветроелектранама прикљученим на 400 kV напонском нивоу, као и то што је преносни капацитет далековода бр. 451/2 нижи у поређењу са другим далеководима овог напонског нивоа у предметном региону. Иако предложене оперативне мере, које подразумевају прераспodelу производње по генераторима у систему Републике Србије, ефикасно неутралишу потешкоће настале овим испадом, као дугорочно решење описаног проблема сагледава се [пројекат BeoGrid 2030](#).

У табелама Таб.Д. 6.5, Таб.Д. 6.6 и Таб.Д. 6.7 дати су резултати анализе сигурности N-1 за карактеристичне радне режиме за 2024. годину:

Таб.Д. 6.5: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2024. г.

Зимски максимум 2024. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	111.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС В.Кривељ	<i>Напонски слом</i>	/	/	Увођење ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В.Кривељ у ТС Бор 2
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	136	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	135.1	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	127	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 220 kV бр. 253/1 ПРП ТЕТО Панчево – РП ХИП	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	119.9	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/

Зимски максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	118.5	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 – РП ХИП	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	117.7	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	116.5	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	113.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	113	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и искључење СП у ТС Београд 6 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	112.8	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/

Зимски максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	112.8	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ТР 400/220/10 kV Т2 у ТС Београд 8	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	111.2	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ТР 400/220/10 kV Т1 у ТС Београд 8	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	111	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	111	Промена преносног односа на трансформатору у погону	Повећање инсталисане снаге у ТС Ваљево 3
ДВ 110 kV бр. 129А/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	110.4	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ДВ 110 kV бр. 129Б/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	110.4	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Београд 17	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	109.9	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/

Зимски максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС Панчево 2 – ТС НИС	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	109.6	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ТР 220/110/10 kV Т3 у ТС Београд 17	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	109.5	Промена уклопног стања ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Шабац 3	ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Шабац 3	109	Промена преносног односа на трансформатору у погону	/
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	108	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 136А/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 11	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	107.6	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Београд 17	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	106.5	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ДВ 220 kV ПРП ТЕТО Панчево – ТС НИС	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	106.2	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/

Зимски максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ПРП ТЕТО Панчево – ТС ХИП	ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	105.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и отварање СП у ТС Београд 6 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
КБ 110 kV бр. 1251 ТС Београд 28 – ТС Београд 20	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	105.7	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	105.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Шабац 3	ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Шабац 3	105.4	Промена преносног односа на трансформатору у погону	/
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2 – РП Ђердап 1	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	105.3	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6 у критичним режимима	/

Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2024. г.

Летњи максимум 2024. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	133.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
Базни случај	ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	114.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	102.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
Базни случај	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	100.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС В.Кривељ	<i>Напонски слом</i>	/	/	Увођење ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В.Кривељ у ТС Бор 2
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3	152.1	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС Београд 6	Спајање ДВ 220 kV бр. 213/1 и 204, чиме би се добила још једна веза од ТС Обреновац до ТС Београд 3

Летњи максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	149.3	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	126	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и отварање СП у ТС Београд 6	Изградња нове ТС Колубара - Конатице
ДВ 110 kV бр. 104А/11 + 104Б/1 ТС Београд 5 – ТС Крњешевци	ДВ 110 kV бр. 104А/4 ТС Београд 9 – ТС Нова Пазова	125.3	Промена уклопног стања у ТС Стара Пазова (искључење вода према ТС Инђија 2) и промена преносног односа ТР у ТС С.Митровица 2	Адаптација ДВ 110 kV на потезу од ТС Београд 5 до ТС Стара Пазова
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	124.9	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1	/

Летњи максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	121.8	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1	Пројекат ВеоGrid 2030
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Панчево 4	120.9	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 220 kV ПРП ТЕТО Панчево – ТС ХИП	119.3	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Пројекат ВеоGrid 2030
ДВ 400 kV бр. 409/2 РП Младост – ТС С.Митровица 2	ДВ 110 kV бр. 106Б/2 ТС Ваљево 3 – ТС Осечина	118.4	Искључење ДВ ТС Љубовија - ТС Сребреница (БА) и ДВ ТС Мали Зворник – ТС Зворник (БА)	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 и реконструкција ДВ 110 kV бр. 119/2 ТС Лешница – ТС Мали Зворник (до ТС Лозница 2)

Летњи максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ПРП Јадар – ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 106Б/2 ТС Ваљево 3 – ТС Осечина	116.8	Искључење спојног поља 110 kV и прерасподела оптерећења у ТС Јадар	Преусмеравање ДВ 220 kV бр. 209/1 и реконструкција ДВ 110 kV бр. 119/2 ТС Лешница – ТС Мали Зворник (до ТС Лозница 2)
ДВ 110 kV бр. 104Б/2 ТС Крњешевци – ТС Стара Пазова	ДВ 110 kV бр. 104А/4 ТС Београд 9 – ТС Нова Пазова	115.7	Промена уклопног стања у ТС Стара Пазова (искључење вода према ТС Инђија 2) и промена преносног односа ТР у ТС С.Митровица 2	Адаптација ДВ 110 kV на потезу од ТС Београд 5 до ТС Стара Пазова
ДВ 110 kV бр. 104А/4 ТС Београд 9 – ТС Нова Пазова	ДВ 110 kV бр. 104А/11 + 104Б/1 ТС Београд 5 – ТС Крњешевци	115.2	Промена преносног односа ТР у ТС С.Митровица 2	Адаптација ДВ 110 kV на потезу од ТС Београд 5 до ТС Стара Пазова
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	115.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	114.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 400 kV ТС Београд 8 – ТС Смедерево 3	ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	114	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А	Пројекат BeoGrid 2030

Летњи максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	113.2	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6	/
ДВ 110 kV бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	113.2	Искључење СП 110 kV у ТС Београд 6	/
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	110.2	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и искључење СП 110 kV у ТС Београд 6	Изградња нове ТС Колубара - Конатице
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8 – ТС ХИП	110.2	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Пројекат BeoGrid 2030
ДВ 220 kV бр. 254/2 ТС Зрењанин 2 – ПРП Ковачица	ДВ 220 kV ПРП ТЕТО Панчево – ТС ХИП	109.7	Промена уклопног стања у ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Пројекат BeoGrid 2030

Летњи максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	109.6	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А или промена уклопног стања у РП Панчево 1	Изградња нове ТС Колубара - Конатице
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	108.5	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А или промена уклопног стања у РП Панчево 1	Изградња нове ТС Колубара - Конатице
ДВ 110 kV ТС Нересница – ПРП Кривача	ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3	107.7	Промена уклопног стања у ТС В.Градиште (Искључење вода ТС Б.Црква – ТС В.Градиште)	Адаптација ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	107.7	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А или промена уклопног стања у РП Панчево 1	Изградња нове ТС Колубара - Конатице
КБ 110 kV ТС Обреновац – ТС ТЕНТ А (СП)	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	107.1	Одговарајућа прерасподела производње електричне енергије	Изградња нове ТС Колубара - Конатице

Летњи максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 220/110/10 kV у ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	107.1	Одговарајућа прерасподела производње електричне енергије	Изградња нове ТС Колубара - Конатице
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	106.5	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	106	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А или промена уклопног стања у РП Панчево 1	Изградња нове ТС Колубара - Конатице
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	105.3	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ТЕ Колубара – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	105.3	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А или промена уклопног стања у РП Панчево 1	Изградња нове ТС Колубара - Конатице

Летњи максимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	105.1	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А и промену уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС Београд 6	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 117/2 ТЕ Колубара – ТС Београд 35	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	105.1	Прерасподела производње уз повећано ангажовање ТЕНТ А или промена уклопног стања у РП Панчево 1	Изградња нове ТС Колубара - Конатице

Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2024. г.

Летњи минимум 2024. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	120	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
Базно стање	ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	103.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС В.Кривељ	<u>Напонски слом</u>	/	/	Увођење ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В.Кривељ у ТС Бор 2
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3	134	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	131.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	126.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3

Летњи минимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	124.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 и ТС НИС (искључење вода према ТЕТО Панчево)	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Нересница – ПРП Кривача	117.9	Искључење ДВ ТС В.Градиште – ПРП Кривача	/
ДВ 110 kV ТС Нересница – ПРП Кривача	ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3	116.4	Искључење ДВ ТС Б.Црква – ТС Вршац 2	Адаптација ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2 – РП Ђердап 1	ДВ 110 kV бр. 128/3 ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница	114.8	Искључење ДВ ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница	/
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	114.7	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22
ДВ 110 kV бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС В.Кривељ	ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин	111.8	Промена преносних односа регулационих трансформатора у ТС Бор 2	Увођење ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В.Кривељ у ТС Бор 2

Летњи минимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Обреновац – ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	111.7	Искључење ДВ ТС Ваљево 3 – ТС УБ	Изградња нове ТС Колубара – Конатице и реконструкција ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 – ТС Панчево 1	111.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 – ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 – ТС Панчево 1	110.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1 у критичним режимима	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ТР Т2 400/110/10 kV у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	110.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ТР Т1 400/110/10 kV у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	110.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. ТС Београд 3 – ТС Београд 35	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	108.3	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22
ДВ 110 kV бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	107.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3

Летњи минимум 2024. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3 – ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	106.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ТР Т1 400/110/10 kV у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	106.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Реконструкција далековода 110 kV на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 – ТС Колубара	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	106.4	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	106.2	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТС Колубара	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22	106	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22

Д.6.2.3 Анализе за 2029. годину

У свим режимима је детектован напонски слом у ТС Велики Кривељ при испаду 110 kV ДВ бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС Велики Кривељ. Слом је узрокован планираним повећањем потрошње у околини ТС Велики Кривељ, као и немогућношћу ХЕ Ђердап 2 да генерисањем реактивне енергије подигне напон у ТС Велики Кривељ при поменутом испаду. Иницијално решење за овај проблем би могло бити увођење далековода 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС Велики Кривељ у ТС Бор 2.

У зимском режиму су примећена преоптерећења КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6 при одређеним испадима, али је растерећење могуће искључењем спојног поља 110 kV у ТС Београд 6 (раздвајањем напајања ТС Београд 23, ТС Београд 45 и ТС Београд 47 са стране ТС Београд 17, као и напајања ТС Београд 1 са стране ТС Београд 20).

У летњим режимима је примећено неколико преоптерећења која су условљена великим генерисањем електричне енергије ветроелектрана на истоку и пригушивањем производње ТЕНТ А и ТЕНТ Б. Ова преоптерећења се оперативно могу решити оптималним ангажовањем ТЕНТ А, ТЕНТ Б, ТЕТО Панчево и ТЕ Костолац Б, док ће трајно решење наступити реализацијом развојног пројекта [BeoGrid 2030](#).

У табелама Таб.Д. 6.8, Таб.Д. 6.9 и Таб.Д. 6.10 дати су резултати прорачуна сигурности *N*-1 за режиме зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума за 2029. годину, респективно.

Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2029. г.

Зимски максимум 2029. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
110 kV ДВ бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС В.Кривељ	<i>Напонски слом</i>	/	/	Увођење ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В.Кривељ у ТС Бор 2
400 kV ДВ бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	123	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
220 kV ДВ бр. 276А ТС Београд 17 – ТС Београд 8	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	119	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
110 kV ДВ бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	110 kV ДВ бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	115.5	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
110 kV ДВ бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	110 kV ДВ бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	115.5	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
220 kV ДВ ТС Београд 8 – ПРП ТЕТО Панчево	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	105.8	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
110 kV ДВ бр. 1251 ТС Београд 20 – ТС Београд 28	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	105.5	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/

Зимски максимум 2029. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
400 kV ДВ бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	103.9	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
220 kV ДВ бр. 276Б ТС Београд 17 – ТС Београд 8	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	103.8	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
Трансформатор Т3 220/110 kV у ТС Београд 17	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	103.8	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
110 kV ДВ бр. 136А/1 ТС Београд 11 – ТС Београд 3	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	101.1	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
110 kV ДВ бр. 1250 ТС Београд 20 – ТС Београд 14	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	100.4	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/

Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2029. г.

Летњи максимум 2029. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
110 kV ДВ бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС В.Кривељ	<i>Напонски слом</i>	/	/	Увођење ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В.Кривељ у ТС Бор 2
110 kV ДВ бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	110 kV ДВ бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	116.1	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
110 kV ДВ бр. 1240Б ТС Београд 1 – ТС Београд 20	110 kV ДВ бр. 1240А ТС Београд 1 – ТС Београд 20	116.1	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
400 kV ДВ бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	110 kV КБ бр. 171 ТС Београд 1 – ТС Београд 6	108.4	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Београд 6	/
400 kV ДВ РП Дрмно – ТС Смедерево 3	400 kV ДВ бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	106.2	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Пројекат ВеоGrid 2030
110 kV ДВ ТС Јагодина 4 – ТС Параћин 4	110 kV ДВ бр. 152/1 ТС Ђићевац – ТС Крушевац 1	103.7	Промена преносног односа регулационих трансформатора 220/110 kV у ТС Крушевац 1	Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3
400 kV ДВ бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	110 kV ДВ ТС Београд 3- ТС Београд 35	103.4	Манипулација спојним пољем 110 kV у ТС Колубара Б	Пројекат ВеоGrid 2030

Летњи максимум 2029. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
400 kV ДВ бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	220 kV ДВ ТС Београд 8 – ПРП ТЕТО Панчево	102.4	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	/
400 kV ДВ бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	110 kV ДВ бр. 185 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2	102.3	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	/
110 kV ДВ ТС Нересница – ПРП Кривача	110 kV ДВ бр. 1196/2 ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3	102.1	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац А	Адаптација ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3
400 kV ДВ бр. 451/2 ТС Панчево 2- ТС Београд 20	110 kV ДВ бр. 141 ТС Београд 3 – РП Панчево 1	100.1	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	/

Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2029. г.

Летњи минимум 2029. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
110 kV ДВ бр. 1150 ТС Бор 2 – ТС В.Кривељ	<u>Напонски слом</u>	/	/	Увођење ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 – ТС В.Кривељ у ТС Бор 2
400 kV ДВ бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	110 kV ДВ ТС Београд 3 – ТС Београд 35	119.2	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б, ТЕТО Панчево и ТЕ Костолац А	Пројекат ВеоGrid 2030
400 kV ДВ бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	110 kV ДВ ТС Београд 35 – ТС Колубара Б	112.2	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б, ТЕТО Панчево и ТЕ Костолац А	Пројекат ВеоGrid 2030
220 kV ДВ бр. 227/2 ТС Обреновац – ТС Ваљево 3	110 kV ДВ ТС Тамнава западно поље – ТС Колубара Б	107.2	Манипулација спојним пољем у ТС Колубара Б	/
110 kV ДВ ТС Нересница – ПРП Кривача	110 kV ДВ бр. 1196/2 ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3	107	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац А	Адаптација ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3
110 kV ДВ бр. 1196/2 ТС Велико Градиште – ТС Рудник 3	110 kV ДВ ТС Нересница – ПРП Кривача	106.4	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	/

Летњи минимум 2029. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
400 kV ДВ бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	220 kV ДВ бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац	101.3	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б, ТЕТО Панчево и ТЕ Костолац А	Пројекат BeoGrid 2030
400 kV ДВ бр. 402 ТС Бор 2 – РП Ђердап 1	110 kV ДВ бр. 128/3 ТС Мајданпек 3 – ТС Нересница	100.9	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	/

Д.6.3 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије, прорачуни струја кратких спојева су рађени за за укупно стање постојећих и планираних објеката на крају разматраног петогодишњег (2024. година) и десетогодишњег периода (2029. 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 квара.

За проверу опреме у електранама је неопходно добити вредност ударне струје кратког споја, која у себи садржи и једносмерну компоненту струје квара, 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:

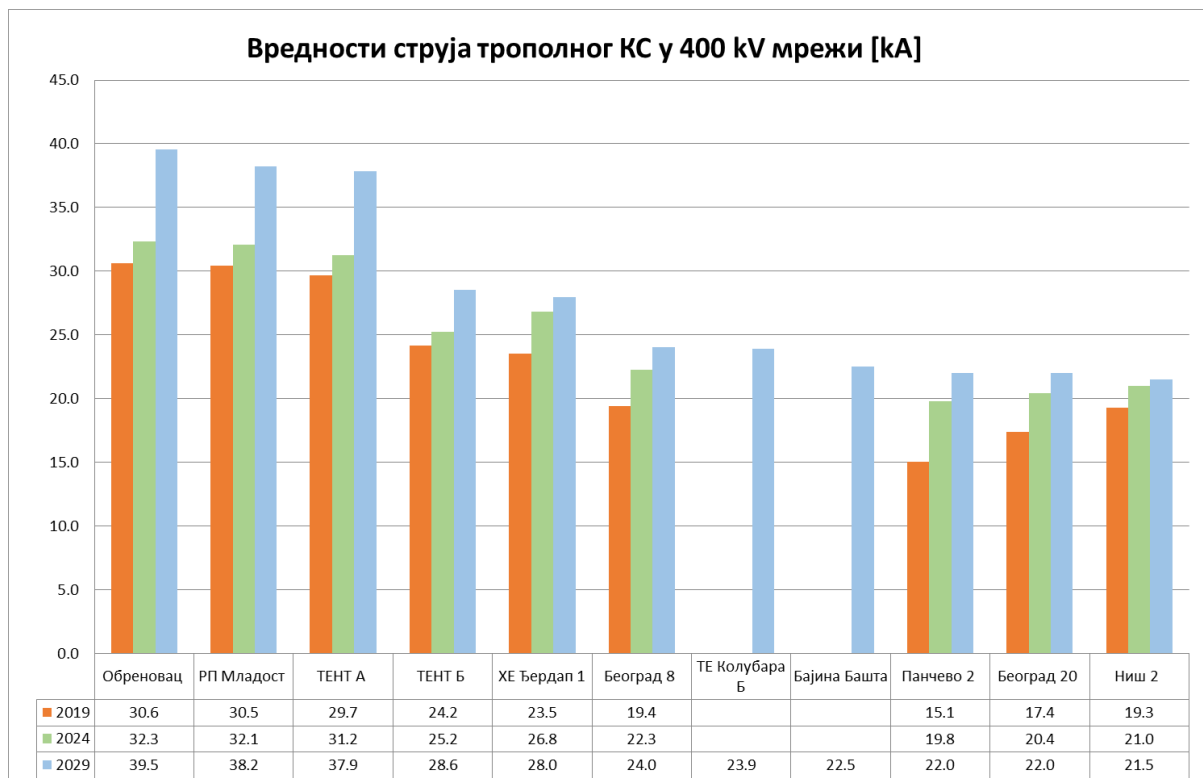
- планиране и постојеће генераторске јединице, које се преко својих блок-трансформатора прикључују на преносну мрежу
- планирани и постојећи далеководи, напонског нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV
- енергетски тронамотајни трансформатори преносног односа 400/220/x kV, 400/110/x kV, 220/110/x kV, и 110/x/x kV

- двонамотајни трансформатори преносног односа и 400/110 kV и 110/x kV
- потрошачи моделовани као статичка потрошња константне снаге

где 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.

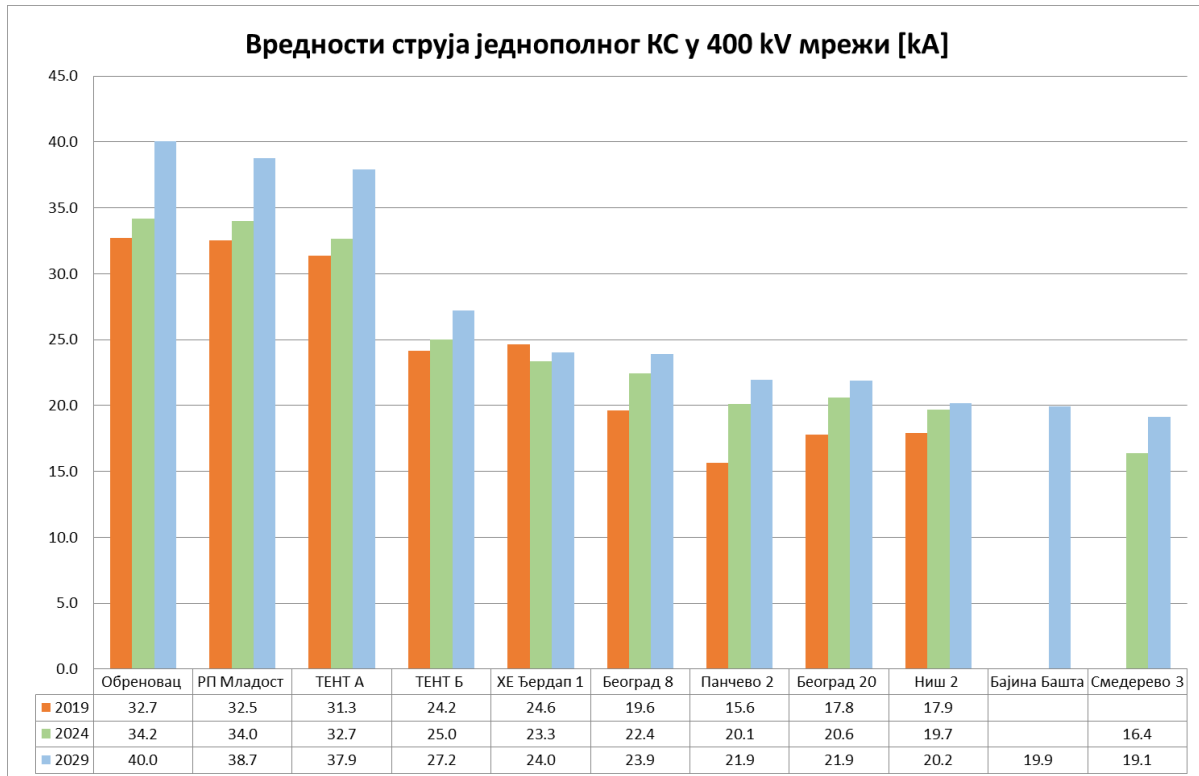
На Сл.Д. 6.1 приказане су највеће вредности струја трополног кратког споја у 400 kV преносној мрежи. Највеће вредности ових струја у посматраном десетогодишњем периоду очекују се на сабирницама ТС Обреновац, РП Младост и ТЕНТ А, узроковано изградњом двоструког ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Обреновац, као и повећањем инсталисане снаге у ТЕНТ А. У посматраном временском интервалу, повећања струја трополног кратког споја очекују се у ТС Панчево 2 и РП Дрмно, услед изградње ДВ 400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица (Румунија), прикључења трећег блока у ТЕ Костолац Б и повећања инсталисане снаге ХЕ Ђердап 1. Вредности струја кратког споја осталих трансформаторских станица 400 kV преносне мреже дате су у табели Таб.Д. 6.11.



Сл.Д. 6.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво

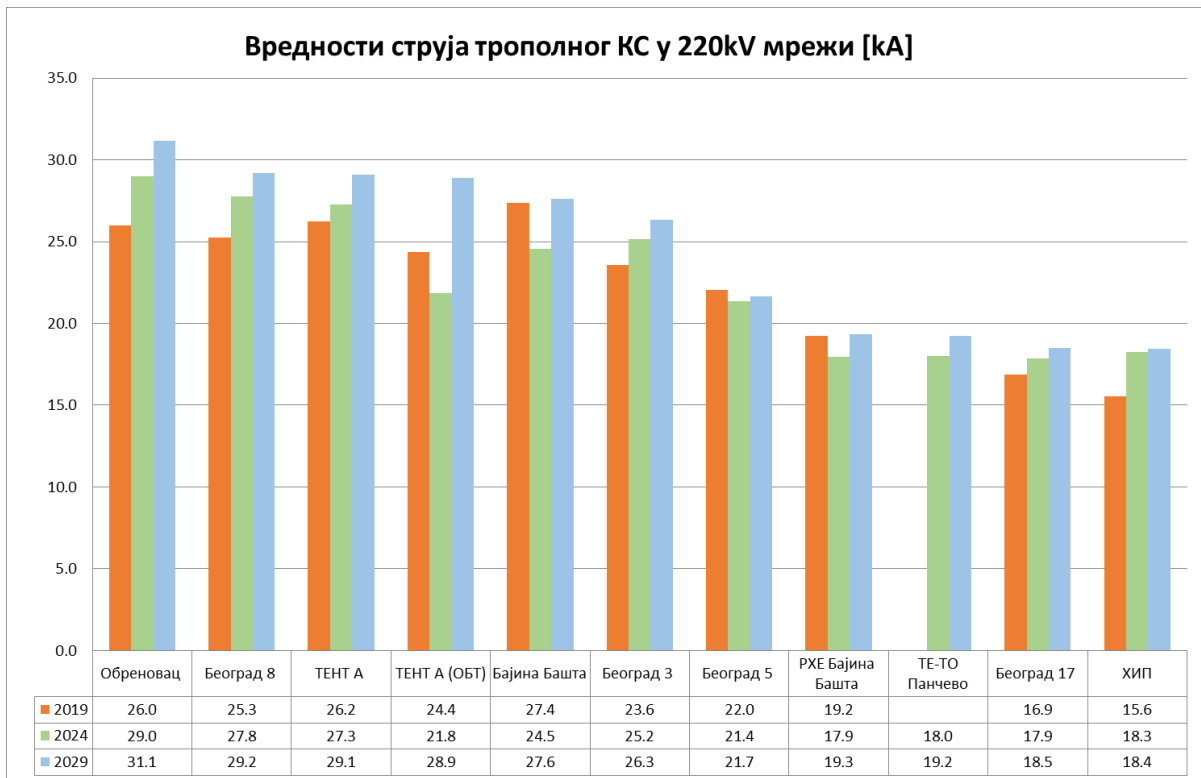
На Сл.Д. 6.2 приказане су највеће прорачунате вредности струја једнополног кратког споја у 400 kV преносној мрежи. Идентично као у случају анализе трополних кратких спојева, максималне вредности у одговарајућем десетогодишњем периоду могу се

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 и РП Дрмно, као и у ТЕ Костолац Б. Детаљни приказ резултата прорачуна приложен је у табели Таб.Д. 6.11.



Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво

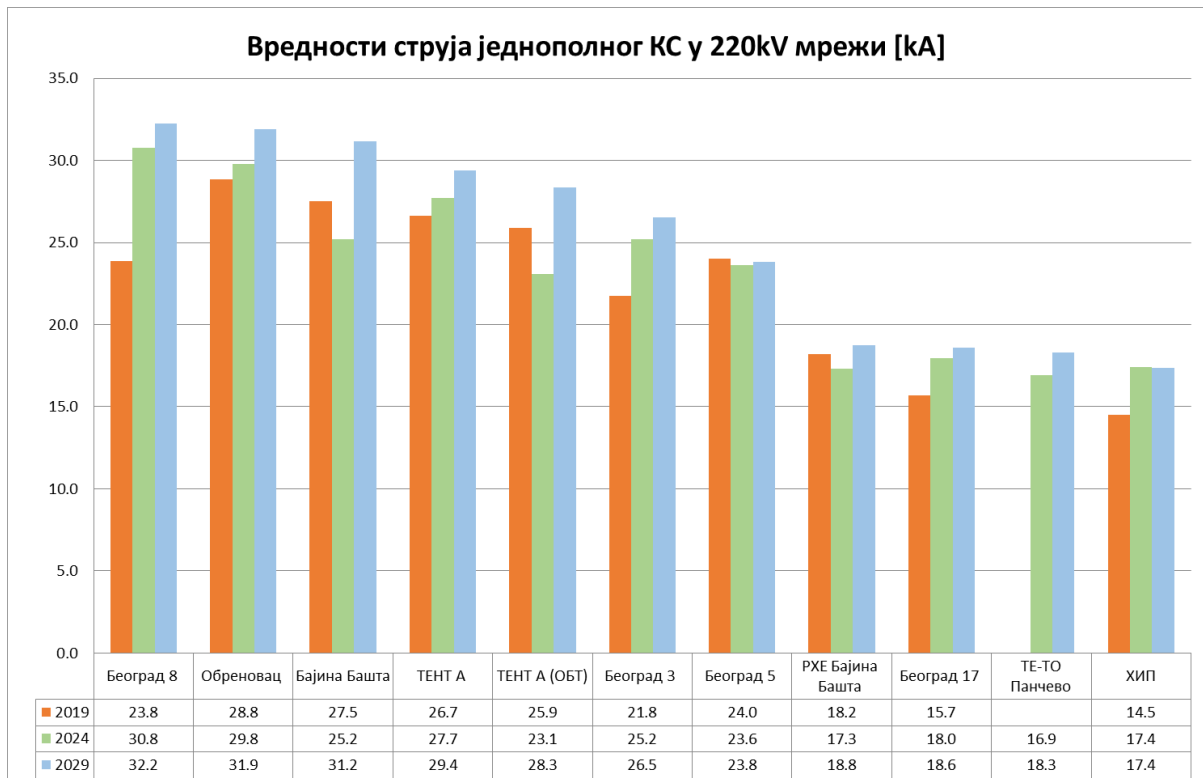
На Сл.Д. 6.3 приказане су вредности струја трополних кратких спојева, симулираних на сабирницама 220 kV. Највеће вредности струја кратког споја добијене су за случајеве кварова у ТС Обреновац, ТЕНТ А и ТС Београд 8. Из табеле Таб.Д. 6.11. се може приметити да у анализираном периоду не долази до већег раста вредности струја квара, осим у ТС Краљево 3 и ТС Бајина Башта, 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 2024. 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

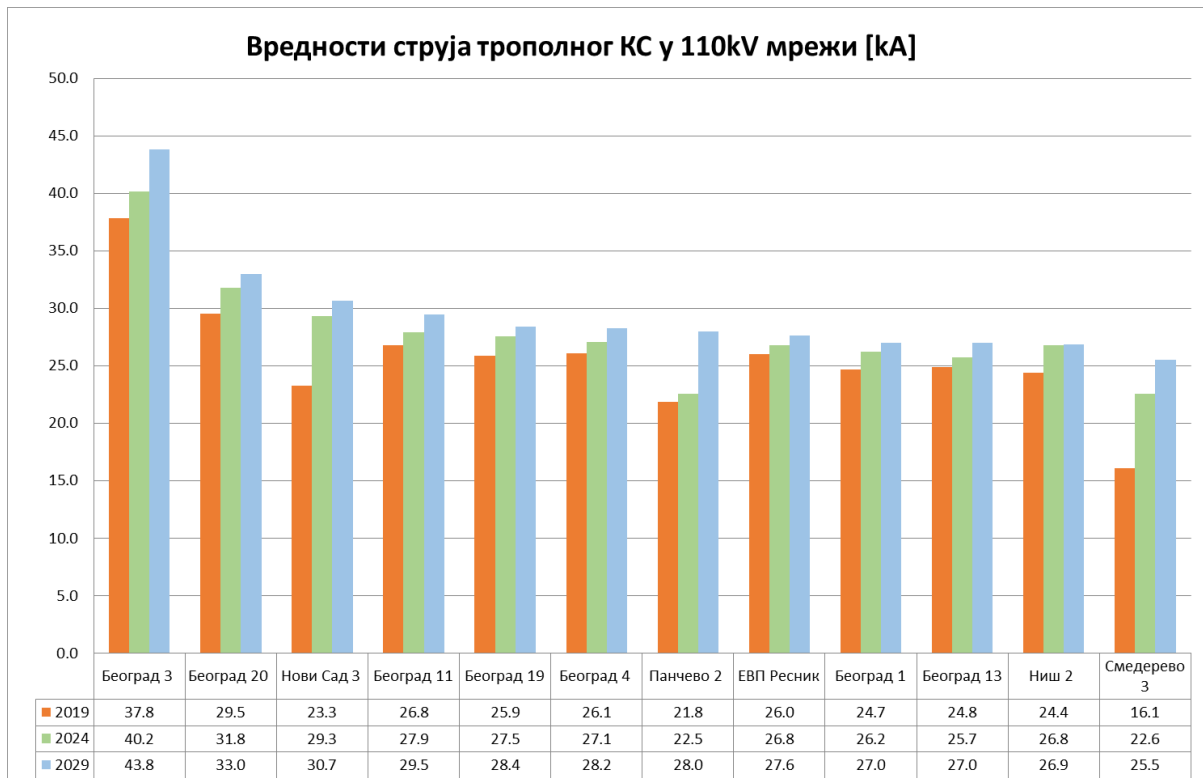
Разматрањем једнополних кратких спојева на овом напонском нивоу, добијени су одговарајући резултати, дати у Таб.Д. 6.11, при чему су максималне забележене вредности струја квара издвојене и графички приказане на

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 Бајина Башта. Аналогно, не долази ни до великих повећања вредности струја квара на временском хоризонту од интереса, сем у ТС Бајина Башта и ТС Краљево 3 из идентичних разлога као и при анализи трополних кварова у мрежи.



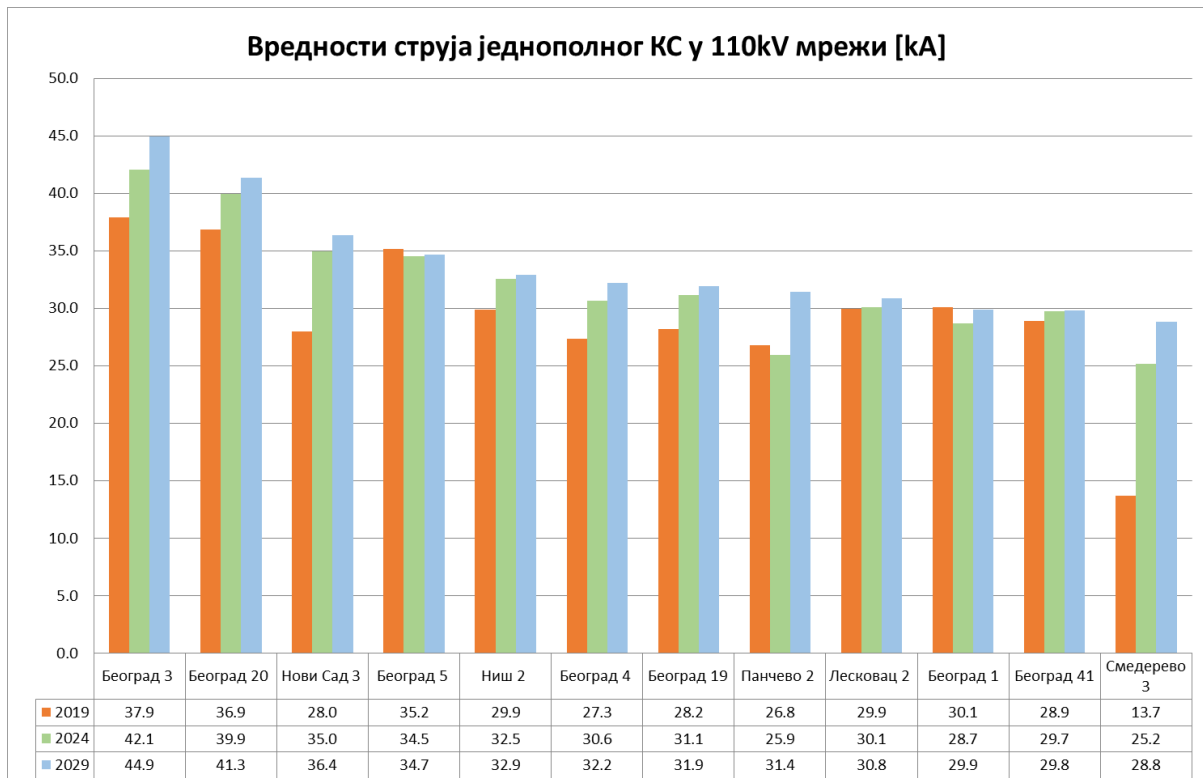
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски ниво

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 3, ТС Београд 20 и ТС Нови Сад 3. Са аспекта повећања вредности струја у разматраном периоду, може се закључити да подизање напонског нивоа ТС Смедерево 3 на 400 kV утиче на повећање струје кратког споја 110 kV постројења како ове трансформаторске станице, тако и трансформаторских станица у околини, те се примећују значајни порасте вредности струје квара и у ТС Смедерево 1 и у ТС Смедерево 2. Вредности струја кратких спојева у свакој трансформаторској станици 110 kV напонског нивоа понаособ приказане су у табели Таб.Д. 6.11 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 3 и ТС Београд 20. Треба напоменути да је претходно уочени тренд пораста струја кратког споја у региону Смедерева 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. 6.11 у којој се налазе вредности струја кратких спојева на сва три напонска нивоа преносне мреже, за оба анализирана режима. Поред вредности струја, табела садржи и вредности снага трополног кратког споја које се користе за анализу квалитета електричне енергије при изради студија прикључења објеката на преносни систем. Овај параметар описује „јачину“ мреже у појединим тачкама преносног система, што будући корисници могу користити приликом одабира места прикључења. Такође, колона означена са $\Delta I''_{3p}$ представља разлику између вредности струја трополног кратког споја 2029. године и 2019. 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. 6.12, која садржи процентуалне вредности аperiодичних компоненти струја квара.

Таб.Д. 6.11: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Бајина Башта	400	/	/	/	/	/	/	15614	22.5	19.9	/	/	/	/	/	/	/	12581	18.2	16.8
Београд 20 (I)	400	12041	17.4	17.8	14146	20.4	20.6	15251	22.0	21.9	4.6	9463	13.7	14.2	11197	16.2	16.8	12149	17.5	18.0
Београд 20 (II)	400	12041	17.4	17.8	14146	20.4	20.6	15251	22.0	21.9	4.6	9463	13.7	14.2	11197	16.2	16.8	12149	17.5	18.0
Београд 8 (I)	400	13442	19.4	19.6	15437	22.3	22.4	16652	24.0	23.9	4.6	10470	15.1	15.4	12090	17.4	18.1	13089	18.9	19.5
Београд 8 (II)	400	13442	19.4	19.6	15437	22.3	22.4	16652	24.0	23.9	4.6	10470	15.1	15.4	12090	17.4	18.1	13089	18.9	19.5
Бор 2	400	8503	12.3	10.1	8963	12.9	9.7	9088	13.1	11.6	0.8	7268	10.5	8.8	7256	10.5	8.3	7359	10.6	9.7
ВЕ Алибунар	400	/	/	/	9243	13.3	11.5	10323	14.9	12.4	/	/	/	/	7715	11.1	9.8	8688	12.5	10.7
ВЕ Банат 1	400	/	/	/	/	/	/	10339	14.9	12.0	/	/	/	/	/	/	/	8703	12.6	10.4
ВЕ Банат 2	400	/	/	/	/	/	/	10339	14.9	11.5	/	/	/	/	/	/	/	8703	12.6	10.0
ВЕ Ветрозелена	400	/	/	/	9105	13.1	10.8	9590	13.8	11.2	/	/	/	/	7486	10.8	9.1	7917	11.4	9.5
ВЕ Маестрале Ринг	400	/	/	/	7740	11.2	8.9	7930	11.4	7.9	/	/	/	/	6698	9.7	7.8	6893	9.9	6.9
ВЕ Пупин	400	/	/	/	9258	13.4	10.7	10339	14.9	11.5	/	/	/	/	7729	11.2	9.2	8703	12.6	10.0
ВЕ Чибук 1	400	9773	14.1	14.3	11577	16.7	15.9	12380	17.9	16.8	3.8	7674	11.1	11.1	9255	13.4	13.0	9931	14.3	13.7
Врање 4	400	7117	10.3	9.2	7099	10.2	9.2	7556	10.9	9.9	0.6	6141	8.9	8.1	5899	8.5	7.9	6284	9.1	8.5
Јагодина 4 (I)	400	7418	10.7	11.2	8066	11.6	11.4	8115	11.7	11.5	1.0	6364	9.2	9.7	6757	9.8	9.8	6852	9.9	9.9
Јагодина 4 (II)	400	7418	10.7	11.2	8066	11.6	11.4	8115	11.7	11.5	1.0	6364	9.2	9.7	6757	9.8	9.8	6852	9.9	9.9
Јужни Банат	400	/	/	/	11837	17.1	15.6	13685	19.8	17.6	/	/	/	/	9644	13.9	13.2	11229	16.2	14.9

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Крагујевац 2	400	7740	11.2	11.4	9004	13.0	12.6	9040	13.0	12.6	1.9	6598	9.5	9.8	7478	10.8	10.8	7575	10.9	10.8
Краљево 3	400	/	/	/	5826	8.4	7.4	5797	8.4	7.4	/	/	/	/	4955	7.2	6.5	4964	7.2	6.5
Лесковац 2 (I)	400	8876	12.8	12.7	9127	13.2	13.0	9425	13.6	13.3	0.8	7596	11.0	11.1	7442	10.7	10.9	7763	11.2	11.3
Лесковац 2 (II)	400	/	/	/	9127	13.2	13.0	9425	13.6	13.3	/	/	/	/	7442	10.7	10.9	7763	11.2	11.3
Ниш 2 (I)	400	13341	19.3	17.9	14563	21.0	19.7	14881	21.5	20.2	2.2	11152	16.1	15.3	11433	16.5	16.2	12018	17.3	16.9
Ниш 2 (II)	400	13341	19.3	17.9	14563	21.0	19.7	14881	21.5	20.2	2.2	11152	16.1	15.3	11433	16.5	16.2	12018	17.3	16.9
Нови Сад 3 (I)	400	11185	16.1	14.9	11140	16.1	14.7	11734	16.9	15.1	0.8	9122	13.2	12.2	8669	12.5	11.7	9163	13.2	12.2
Нови Сад 3 (II)	400	11185	16.1	14.9	11140	16.1	14.7	11734	16.9	15.1	0.8	9122	13.2	12.2	8669	12.5	11.7	9163	13.2	12.2
Обреновац (I)	400	21202	30.6	32.7	22400	32.3	34.2	27387	39.5	40.0	8.9	15816	22.8	21.2	16309	23.5	25.2	19295	27.8	30.1
Обреновац (II)	400	21202	30.6	32.7	22400	32.3	34.2	27387	39.5	40.0	8.9	15816	22.8	21.2	16309	23.5	25.2	19295	27.8	30.1
Панчево 2 (I)	400	10430	15.1	15.6	13693	19.8	20.1	15265	22.0	21.9	7.0	8229	11.9	12.5	10909	15.7	16.4	12250	17.7	18.1
Панчево 2 (II)	400	/	/	/	/	/	/	15265	22.0	21.9	/	/	/	/	/	/	/	12250	17.7	18.1
РП Дрмно (I)	400	11180	16.1	16.9	12485	18.0	16.8	13200	19.1	17.6	2.9	8400	12.1	11.7	9570	13.8	12.8	10075	14.5	13.4
РП Дрмно (II)	400	11180	16.1	16.9	12485	18.0	16.8	13200	19.1	17.6	2.9	8400	12.1	11.7	9570	13.8	12.8	10075	14.5	13.4
РП Младост (I)	400	21107	30.5	32.5	22243	32.1	34.0	26479	38.2	38.7	7.8	15644	22.6	20.8	16082	23.2	24.5	18698	27.0	29.2
РП Младост (II)	400	21107	30.5	32.5	22243	32.1	34.0	26479	38.2	38.7	7.8	15644	22.6	20.8	16082	23.2	24.5	18698	27.0	29.2
Смедерево 3	400	/	/	/	10272	14.8	16.4	11026	15.9	19.1	/	/	/	/	8589	12.4	12.9	8905	12.9	14.7
Сомбор 3	400	4995	7.2	6.2	5231	7.6	6.5	5316	7.7	6.2	0.5	4334	6.3	5.5	4555	6.6	5.7	4647	6.7	5.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Србобран 1	400	/	/	/	8926	12.9	11.7	9207	13.3	11.5	/	/	/	/	7475	10.8	9.9	7581	10.9	9.7
Сремска Митровица 2	400	13054	18.8	14.0	12982	18.7	15.1	13307	19.2	14.4	0.4	10987	15.9	11.8	10698	15.4	12.9	11167	16.1	12.5
Суботица 3	400	8871	12.8	10.8	9516	13.7	11.7	9818	14.2	10.0	1.4	7547	10.9	9.4	8098	11.7	10.2	8398	12.1	8.7
ТЕ Колубара Б	400	/	/	/	/	/	/	16582	23.9	17.2	/	/	/	/	/	/	/	13209	19.1	14.6
ТЕ Костолац Б (I)	400	9487	13.7	13.8	10352	14.9	11.5	10810	15.6	11.8	1.9	7378	10.6	9.5	7787	11.2	5.0	8118	11.7	5.1
ТЕ Костолац Б (II)	400	9487	13.7	13.8	10425	15.0	11.6	10885	15.7	11.8	2.0	6994	10.1	9.2	8297	12.0	9.6	8646	12.5	9.9
ТЕНТ А (I)	400	20542	29.7	31.3	21634	31.2	32.7	26228	37.9	37.9	8.2	15420	22.3	20.5	15875	22.9	24.3	18597	26.8	28.7
ТЕНТ А (II)	400	20545	29.7	31.3	21636	31.2	32.7	26231	37.9	37.9	8.2	15421	22.3	20.5	15877	22.9	24.3	18678	27.0	28.8
ТЕНТ Б (I)	400	16746	24.2	24.2	17419	25.1	25.0	19724	28.5	27.2	4.3	12259	17.7	15.0	13372	19.3	19.6	14060	20.3	20.8
ТЕНТ Б (II)	400	16746	24.2	24.2	17474	25.2	25.0	19784	28.6	27.1	4.4	13021	18.8	15.5	12528	18.1	16.3	15038	21.7	21.8
ХЕ Ђердап 1	400	16298	23.5	24.6	18580	26.8	23.3	19392	28.0	24.0	4.5	13438	19.4	20.6	12919	18.6	17.5	12850	18.5	16.5
Бајина Башта	220	10434	27.4	27.5	9353	24.5	25.2	10524	27.6	31.2	0.2	8795	23.1	23.5	8127	21.3	22.1	9083	23.8	27.0
Београд 17 (I)	220	6424	16.9	15.7	6806	17.9	18.0	7057	18.5	18.6	1.7	4921	12.9	12.7	5658	14.8	15.3	5911	15.5	15.9
Београд 17 (II)	220	6424	16.9	15.7	6806	17.9	18.0	7057	18.5	18.6	1.7	4921	12.9	12.7	5658	14.8	15.3	5911	15.5	15.9
Београд 17 (III)	220	5621	14.8	13.6	5939	15.6	15.4	6105	16.0	15.7	1.3	4711	12.4	11.7	5008	13.1	13.2	5182	13.6	13.6
Београд 3 (I)	220	8987	23.6	21.8	9587	25.2	25.2	10039	26.3	26.5	2.8	7448	19.5	18.4	7706	20.2	20.9	8144	21.4	22.1
Београд 3 (II)	220	8987	23.6	21.8	9587	25.2	25.2	10039	26.3	26.5	2.8	7448	19.5	18.4	7706	20.2	20.9	8144	21.4	22.1
Београд 5 (I)	220	8397	22.0	24.0	8140	21.4	23.6	8252	21.7	23.8	-0.4	6705	17.6	19.2	6200	16.3	18.5	6188	16.2	18.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Београд 5 (II)	220	8397	22.0	24.0	8140	21.4	23.6	8252	21.7	23.8	-0.4	6705	17.6	19.2	6200	16.3	18.5	6188	16.2	18.5
Београд 8 (I)	220	9630	25.3	23.8	10585	27.8	30.8	11129	29.2	32.2	3.9	7676	20.1	19.7	8495	22.3	25.2	9007	23.6	26.6
Београд 8 (II)	220	9619	25.2	23.8	10591	27.8	30.8	11134	29.2	32.3	4.0	7677	20.1	19.7	8501	22.3	25.3	9014	23.7	26.6
Бистрица	220	/	/	/	5507	14.5	12.2	5550	14.6	12.3	/	/	/	/	4199	11.0	10.0	4236	11.1	10.0
Ваљево 3	220	4682	12.3	10.5	4636	12.2	9.3	5064	13.3	10.0	1.0	4079	10.7	9.2	3943	10.3	8.1	4318	11.3	8.7
Вардиште (I)	220	6048	15.9	11.6	/	/	/	/	/	/	/	5265	13.8	10.3	/	/	/	/	/	/
Вардиште (II)	220	6048	15.9	11.6	/	/	/	/	/	/	/	5265	13.8	10.3	/	/	/	/	/	/
ВЕ Алибунар 1 и 2	220	/	/	/	3043	8.0	7.3	3305	8.7	7.6	/	/	/	/	2681	7.0	6.5	2901	7.6	6.7
ВЕ Ковачица	220	3283	8.6	6.7	2768	7.3	6.9	3003	7.9	7.1	-0.7	2851	7.5	6.0	2443	6.4	6.1	2637	6.9	6.3
Зрењанин 2	220	3306	8.7	8.1	2730	7.2	7.0	2986	7.8	6.7	-0.8	2802	7.4	7.0	2354	6.2	6.1	2543	6.7	5.8
Краљево 3	220	3312	8.7	9.0	5627	14.8	15.6	5479	14.4	15.3	5.7	2811	7.4	7.7	4684	12.3	13.2	4614	12.1	13.1
Крушевац 1	220	2575	6.8	6.5	4082	10.7	9.4	4033	10.6	9.2	3.8	2182	5.7	5.6	3359	8.8	8.0	3456	9.1	8.0
Ниш 2	220	3826	10.0	11.0	4082	10.7	11.6	4091	10.7	11.6	0.7	3324	8.7	9.6	3491	9.2	10.0	3541	9.3	10.1
Обреновац (II)	220	9895	26.0	28.8	11056	29.0	29.8	11865	31.1	31.9	5.2	7596	19.9	20.9	7414	19.5	19.7	8653	22.7	22.6
Обреновац (III)	220	9895	26.0	28.8	8805	23.1	25.4	8598	22.6	24.7	-3.4	7596	19.9	20.9	7174	18.8	20.9	6202	16.3	18.7
Панчево 2	220	5416	14.2	14.6	5756	15.1	15.5	6043	15.9	16.2	1.6	4559	12.0	12.4	4925	12.9	13.4	5185	13.6	14.0
Пожега	220	5843	15.3	13.3	6240	16.4	14.7	5610	14.7	13.4	-0.6	4981	13.1	11.6	5158	13.5	12.6	4677	12.3	11.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Рафинерија НИС (I)	220	5723	15.0	13.9	6410	16.8	15.5	7018	18.4	17.2	3.4	4804	12.6	11.9	5492	14.4	13.5	6021	15.8	15.0
Рафинерија НИС (II)	220	5723	15.0	13.9	6410	16.8	15.5	7018	18.4	17.2	3.4	4778	12.5	11.9	5492	14.4	13.5	6021	15.8	15.0
РХЕ Бајина Башта (I)	220	7326	19.2	18.2	6840	17.9	17.3	7361	19.3	18.8	0.1	6347	16.7	15.8	6072	15.9	15.4	6516	17.1	16.7
РХЕ Бајина Башта (II)	220	7326	19.2	18.2	6073	15.9	16.0	6548	17.2	17.3	-2.0	6347	16.7	15.8	6071	15.9	15.4	6515	17.1	16.6
Смедерево 3	220	3878	10.2	8.7	4099	10.8	10.0	4294	11.3	10.5	1.1	3249	8.5	7.5	3675	9.6	8.9	3677	9.6	9.1
Сремска Митровица 2	220	5296	13.9	14.1	4475	11.7	12.6	4561	12.0	12.9	-1.9	4556	12.0	12.2	3836	10.1	10.9	3863	10.1	11.0
ТЕНТ А (I)	220	9686	25.4	25.4	10088	26.5	26.9	10742	28.2	28.5	2.8	8001	21.0	19.0	6821	17.9	17.3	8026	21.1	21.0
ТЕНТ А (II)	220	9108	23.9	25.5	8212	21.6	23.3	8035	21.1	22.8	-2.8	6975	18.3	18.6	6618	17.4	18.3	5782	15.2	17.3
ТЕНТ А (III)	220	9990	26.2	26.7	10394	27.3	27.7	11092	29.1	29.4	2.9	8239	21.6	19.6	6992	18.3	18.7	8083	21.2	20.4
ТЕНТ А (IV)	220	9366	24.6	26.7	8264	21.7	22.8	8081	21.2	22.3	-3.4	7269	19.1	19.4	6893	18.1	19.8	5903	15.5	17.2
ТЕНТ А (ОБТ)	220	9292	24.4	25.9	8324	21.8	23.1	11008	28.9	28.3	4.5	7202	18.9	19.2	7038	18.5	18.2	8146	21.4	20.6
ТЕНТ Б (ОБТ)	220	4794	12.6	10.1	4523	11.9	9.7	4468	11.7	9.6	-0.9	4001	10.5	8.5	3881	10.2	8.5	3577	9.4	8.1
ТЕ-ТО Панчево	220	/	/	/	6857	18.0	16.9	7327	19.2	18.3	/	/	/	/	5859	15.4	14.7	6272	16.5	15.9
ХЕ Бајина Башта (I)	220	6602	17.3	15.1	6183	16.2	15.5	6635	17.4	16.9	0.1	5737	15.1	13.3	5291	13.9	13.5	5665	14.9	14.7

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ХЕ Бајина Башта (II)	220	6548	17.2	17.0	6136	16.1	15.4	6579	17.3	16.8	0.1	5493	14.4	14.6	5046	13.2	13.1	5403	14.2	14.2
ХЕ Бистрица	220	2593	6.8	6.0	4312	11.3	9.8	4337	11.4	9.8	4.6	2319	6.1	5.3	3249	8.5	7.9	3271	8.6	7.9
ХИП	220	5931	15.6	14.5	6958	18.3	17.4	7022	18.4	17.4	2.9	4964	13.0	12.4	5929	15.6	15.1	6025	15.8	15.1
Чачак 3	220	3367	8.8	8.1	4062	10.7	9.5	3898	10.2	9.2	1.4	2939	7.7	7.1	3452	9.1	8.2	3329	8.7	8.0
Шабац 3	220	2938	7.7	7.2	2874	7.5	7.3	3817	10.0	9.5	2.3	2541	6.7	6.3	2484	6.5	6.4	3196	8.4	8.1
Ада	110	613	3.2	2.7	1085	5.7	4.6	1093	5.7	4.7	2.5	534	2.8	2.4	954	5.0	4.1	953	5.0	4.1
Александровац	110	787	4.1	4.0	1127	5.9	5.7	1126	5.9	5.7	1.8	632	3.3	3.3	983	5.2	5.0	987	5.2	5.0
Алексинац	110	598	3.1	3.4	1020	5.4	5.7	905	4.8	5.3	1.6	475	2.5	2.7	887	4.7	5.0	792	4.2	4.6
Алибунар	110	1615	8.5	8.5	1289	6.8	6.5	1841	9.7	8.2	1.2	1049	5.5	5.7	1146	6.0	5.8	1641	8.6	7.3
Апатин	110	1217	6.4	5.3	1245	6.5	5.7	1249	6.6	5.7	0.2	1063	5.6	4.7	1106	5.8	5.1	1107	5.8	5.1
Аранђеловац 1	110	1735	9.1	8.7	1680	8.8	8.8	1398	7.3	7.5	-1.8	1513	7.9	7.6	1464	7.7	7.7	1220	6.4	6.6
Аранђеловац 2	110	/	/	/	1464	7.7	7.3	1295	6.8	6.7	/	/	/	/	1284	6.7	6.5	1136	6.0	5.9
Ариље	110	1481	7.8	6.8	1685	8.8	7.6	1680	8.8	7.6	1.0	1340	7.0	6.2	1466	7.7	6.7	1465	7.7	6.7
Бајмок	110	1541	8.1	6.1	1535	8.1	5.9	1541	8.1	5.5	0.0	1365	7.2	5.4	1370	7.2	5.3	1375	7.2	5.0
Бачка Паланка 1	110	1131	5.9	5.0	1148	6.0	5.0	1154	6.1	4.9	0.1	988	5.2	4.4	1000	5.3	4.4	987	5.2	4.3
Бачка Паланка 2	110	1140	6.0	5.1	1158	6.1	5.2	1164	6.1	5.0	0.1	993	5.2	4.5	1005	5.3	4.5	993	5.2	4.4
Бачка Топола 1	110	1429	7.5	5.8	1413	7.4	5.7	1385	7.3	5.5	-0.2	1262	6.6	5.2	1263	6.6	5.2	1222	6.4	4.9
Бачка Топола 2	110	1393	7.3	5.9	1388	7.3	5.9	1347	7.1	5.7	-0.2	1228	6.4	5.2	1244	6.5	5.3	1185	6.2	5.0

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Бегејци	110	1016	5.3	4.4	1027	5.4	4.6	991	5.2	4.3	-0.1	778	4.1	3.6	900	4.7	4.1	861	4.5	3.8
Бела Паланка	110	/	/	/	/	/	/	1048	5.5	6.9	/	/	/	/	/	/	/	805	4.2	5.4
Бела Црква	110	696	3.7	3.3	984	5.2	4.1	1013	5.3	3.8	1.7	591	3.1	2.9	875	4.6	3.7	902	4.7	3.4
Бело Поље	110	1809	9.5	8.4	1681	8.8	8.8	1859	9.8	9.4	0.3	1579	8.3	7.4	1326	7.0	7.2	1363	7.2	7.3
Београд 1	110	4704	24.7	30.1	4996	26.2	28.7	5143	27.0	29.9	2.3	3923	20.6	25.4	4212	22.1	24.6	4369	22.9	25.7
Београд 10	110	1826	9.6	9.4	2572	13.5	11.4	3144	16.5	12.4	6.9	1579	8.3	8.2	2189	11.5	9.9	2721	14.3	10.9
Београд 11	110	5107	26.8	22.7	5310	27.9	26.9	5613	29.5	28.0	2.7	4083	21.4	19.1	4461	23.4	23.1	4758	25.0	24.2
Београд 12	110	3923	20.6	20.6	4390	23.0	25.8	4413	23.2	25.8	2.6	3245	17.0	17.4	3527	18.5	21.2	3518	18.5	21.2
Београд 13	110	4734	24.8	21.1	4901	25.7	22.1	5136	27.0	22.8	2.1	3575	18.8	17.1	4133	21.7	19.1	4365	22.9	19.8
Београд 14	110	3288	17.3	17.1	3408	17.9	18.1	3477	18.2	18.3	1.0	2812	14.8	14.9	3325	17.4	19.0	3016	15.8	16.1
Београд 15	110	1769	9.3	8.3	1699	8.9	9.1	1712	9.0	9.1	-0.3	376	2.0	2.6	1481	7.8	8.0	1496	7.9	8.0
Београд 16	110	4190	22.0	17.4	4390	23.0	19.9	4831	25.4	21.5	3.4	3541	18.6	15.1	3725	19.6	17.2	4133	21.7	18.8
Београд 18	110	1438	7.5	4.7	1471	7.7	4.9	1495	7.8	5.0	0.3	1269	6.7	4.2	1312	6.9	4.5	1324	6.9	4.5
Београд 19	110	4933	25.9	28.2	5249	27.5	31.1	5414	28.4	31.9	2.5	4107	21.6	23.9	4420	23.2	26.6	4595	24.1	27.5
Београд 2 (I)	110	1943	10.2	10.2	2087	11.0	12.3	2409	12.6	14.0	2.4	1659	8.7	8.8	1776	9.3	10.6	2023	10.6	12.0
Београд 2 (II)	110	3166	16.6	12.5	3670	19.3	15.0	4638	24.3	18.9	7.7	2720	14.3	11.0	3149	16.5	13.2	3986	20.9	16.6
Београд 20 (I)	110	5625	29.5	36.9	6057	31.8	39.9	6278	33.0	41.3	3.4	4632	24.3	30.7	5042	26.5	33.6	5272	27.7	35.0
Београд 20 (II)	110	5625	29.5	36.9	6057	31.8	39.9	6278	33.0	41.3	3.4	4632	24.3	30.7	5042	26.5	33.6	5272	27.7	35.0

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Београд 21	110	3729	19.6	15.3	4000	21.0	17.4	4540	23.8	19.5	4.3	3177	16.7	13.4	3414	17.9	15.2	3899	20.5	17.1
Београд 22 (I)	110	2039	10.7	10.3	2689	14.1	12.0	3397	17.8	13.1	7.1	1765	9.3	9.0	2286	12.0	10.4	2935	15.4	11.5
Београд 22 (II)	110	2039	10.7	10.3	2689	14.1	12.0	3397	17.8	13.1	7.1	1765	9.3	9.0	2286	12.0	10.4	2935	15.4	11.5
Београд 23	110	/	/	/	4458	23.4	26.5	4628	24.3	27.8	/	/	/	/	3756	19.7	22.6	3917	20.6	23.8
Београд 27	110	4439	23.3	24.8	4520	23.7	27.2	4544	23.8	27.3	0.6	3626	19.0	20.7	3616	19.0	22.3	3607	18.9	22.2
Београд 28	110	3624	19.0	19.4	3788	19.9	20.3	3873	20.3	20.6	1.3	3079	16.2	16.8	3722	19.5	21.6	3341	17.5	18.0
Београд 3 (I)	110	7205	37.8	37.9	7652	40.2	42.1	8343	43.8	44.9	6.0	5820	30.5	31.5	6245	32.8	35.2	6878	36.1	37.9
Београд 3 (II)	110	7205	37.8	37.9	7652	40.2	42.1	8343	43.8	44.9	6.0	5820	30.5	31.5	6245	32.8	35.2	6878	36.1	37.9
Београд 32	110	2259	11.9	12.0	2466	12.9	14.0	2627	13.8	14.5	1.9	1924	10.1	10.4	2081	10.9	12.0	2193	11.5	12.4
Београд 33	110	2986	15.7	12.7	2927	15.4	12.4	2985	15.7	11.5	0.0	2590	13.6	11.2	2562	13.4	10.9	2617	13.7	10.2
Београд 35	110	2117	11.1	7.6	2936	15.4	9.0	3438	18.0	9.0	6.9	1838	9.6	6.7	2533	13.3	8.0	2999	15.7	8.1
Београд 36	110	1778	9.3	10.2	1861	9.8	11.8	1876	9.8	11.9	0.5	377	2.0	2.7	1617	8.5	10.3	1634	8.6	10.4
Београд 38	110	1862	9.8	9.4	1993	10.5	11.5	2285	12.0	12.9	2.2	1593	8.4	8.2	1700	8.9	9.9	1927	10.1	11.1
Београд 4 (I)	110	1899	10.0	11.8	1932	10.1	12.4	1948	10.2	12.5	0.3	382	2.0	2.8	1676	8.8	10.8	1695	8.9	10.9
Београд 4 (II)	110	4972	26.1	27.3	5155	27.1	30.6	5378	28.2	32.2	2.1	3160	16.6	19.0	4299	22.6	25.9	4511	23.7	27.3
Београд 40	110	3714	19.5	15.5	4345	22.8	27.5	4368	22.9	27.6	3.4	3071	16.1	13.4	3495	18.3	22.5	3486	18.3	22.5
Београд 41	110	4568	24.0	28.9	4563	24.0	29.7	4588	24.1	29.8	0.1	3726	19.6	24.1	3648	19.1	24.1	3638	19.1	24.0
Београд 42	110	/	/	/	2456	12.9	11.9	2531	13.3	12.2	/	/	/	/	2305	12.1	11.0	2216	11.6	10.8

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Београд 43	110	/	/	/	/	/	/	4102	21.5	15.4	/	/	/	/	/	/	/	3549	18.6	13.6
Београд 44	110	/	/	/	2098	11.0	10.3	2348	12.3	11.9	/	/	/	/	1787	9.4	8.9	1976	10.4	10.3
Београд 45	110	/	/	/	3971	20.8	23.4	4110	21.6	24.6	/	/	/	/	3371	17.7	20.2	3500	18.4	21.2
Београд 46	110	/	/	/	/	/	/	1305	6.8	7.1	/	/	/	/	/	/	/	1142	6.0	6.3
Београд 47	110	/	/	/	/	/	/	3882	20.4	23.1	/	/	/	/	/	/	/	3316	17.4	20.0
Београд 48	110	/	/	/	/	/	/	4600	24.1	26.3	/	/	/	/	/	/	/	3937	20.7	22.7
Београд 5 (I)	110	5272	27.7	35.2	5074	26.6	34.4	5104	26.8	34.6	-0.9	4222	22.2	28.4	3997	21.0	27.5	3986	20.9	27.4
Београд 5 (II)	110	5272	27.7	35.2	5090	26.7	34.5	5121	26.9	34.7	-0.8	4222	22.2	28.4	4008	21.0	27.5	3997	21.0	27.4
Београд 6 (I)	110	3361	17.6	14.0	3445	18.1	15.5	3377	17.7	20.6	0.1	2807	14.7	12.1	2951	15.5	13.6	2909	15.3	17.9
Београд 6 (II)	110	3923	20.6	16.9	4090	21.5	23.0	4187	22.0	23.7	1.4	3325	17.5	14.7	3494	18.3	19.9	3602	18.9	20.6
Београд 7 (I)	110	1697	8.9	9.5	1769	9.3	10.3	1427	7.5	8.7	-1.4	1453	7.6	8.2	1543	8.1	9.0	1245	6.5	7.6
Београд 7 (II)	110	/	/	/	1737	9.1	10.2	1406	7.4	8.6	/	/	/	/	1516	8.0	8.9	1227	6.4	7.5
Београд 9	110	3740	19.6	20.7	3683	19.3	21.4	3755	19.7	21.8	0.1	3082	16.2	17.5	2998	15.7	17.8	3028	15.9	18.0
Беоцин	110	/	/	/	1375	7.2	9.1	1371	7.2	9.1	/	/	/	/	1237	6.5	8.1	1206	6.3	8.1
Бечеј	110	1404	7.4	6.4	1548	8.1	6.8	1615	8.5	6.9	1.1	1158	6.1	5.4	1395	7.3	6.1	1396	7.3	6.1
Бистрица	110	/	/	/	2785	14.6	11.1	2799	14.7	11.1	/	/	/	/	2088	11.0	9.0	2102	11.0	9.1
Богатић	110	1320	6.9	6.1	1337	7.0	6.7	1335	7.0	6.7	0.1	1169	6.1	5.4	1180	6.2	6.0	1172	6.2	6.0
Бољевац	110	/	/	/	/	/	/	541	2.8	3.1	/	/	/	/	/	/	/	478	2.5	2.8

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Бор 1 (I)	110	2451	12.9	12.2	2517	13.2	13.0	2539	13.3	13.3	0.5	2112	11.1	10.7	2136	11.2	11.3	2155	11.3	11.5
Бор 1 (II)	110	2455	12.9	12.4	2543	13.3	13.2	2574	13.5	13.6	0.6	2116	11.1	10.8	2156	11.3	11.4	2181	11.4	11.7
Бор 2 (I)	110	2077	10.9	11.9	2960	15.5	13.3	3009	15.8	20.4	4.9	1729	9.1	10.1	2405	12.6	11.3	2437	12.8	16.8
Бор 2 (II)	110	2907	15.3	15.6	3009	15.8	16.3	3042	16.0	16.9	0.7	2481	13.0	13.5	2517	13.2	13.9	2544	13.4	14.4
Бор 3	110	1906	10.0	10.2	2628	13.8	12.8	2666	14.0	16.8	4.0	1595	8.4	8.7	2154	11.3	10.9	2181	11.4	14.0
Бор 4 (I)	110	/	/	/	2436	12.8	10.6	2476	13.0	13.9	/	/	/	/	2004	10.5	9.1	2030	10.7	11.7
Бор 4 (II)	110	/	/	/	2436	12.8	10.6	2476	13.0	13.9	/	/	/	/	2004	10.5	9.1	2030	10.7	11.7
Босилеград	110	645	3.4	3.0	617	3.2	3.0	647	3.4	3.1	0.0	573	3.0	2.7	519	2.7	2.7	525	2.8	2.6
Брус	110	/	/	/	/	/	/	821	4.3	3.5	/	/	/	/	/	/	/	721	3.8	3.1
Бујановац	110	945	5.0	5.0	930	4.9	5.1	944	5.0	5.1	0.0	821	4.3	4.4	801	4.2	4.4	808	4.2	4.4
БФЦ Беочин	110	1154	6.1	5.0	1172	6.2	6.4	1162	6.1	6.4	0.0	1004	5.3	4.4	1011	5.3	5.6	999	5.2	5.5
Ваљево 1 (I)	110	3056	16.0	16.9	3095	16.2	15.9	3654	19.2	17.1	3.1	2645	13.9	14.8	2695	14.1	14.0	3118	16.4	14.9
Ваљево 1 (II)	110	3056	16.0	16.9	3095	16.2	15.9	3654	19.2	17.1	3.1	2645	13.9	14.8	2695	14.1	14.0	3118	16.4	14.9
Ваљево 2	110	2278	12.0	11.8	2318	12.2	11.5	2616	13.7	12.2	1.8	1991	10.4	10.4	2032	10.7	10.2	2264	11.9	10.7
Ваљево 3 (I)	110	3031	15.9	16.5	3112	16.3	13.4	3770	19.8	16.7	3.9	2638	13.8	14.5	2702	14.2	11.8	3215	16.9	14.5
Ваљево 3 (II)	110	2996	15.7	16.3	3008	15.8	15.9	3592	18.9	15.0	3.1	2593	13.6	14.3	2647	13.9	14.1	3078	16.2	13.1
Варварин	110	/	/	/	/	/	/	1103	5.8	4.2	/	/	/	/	/	/	/	970	5.1	3.8
ВЕ Алибунар	110	1583	8.3	8.1	1342	7.0	6.8	2076	10.9	9.1	2.6	1099	5.8	5.9	1195	6.3	6.1	1850	9.7	8.2

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ВЕ Башайд (I)	110	/	/	/	882	4.6	4.7	885	4.6	4.8	/	/	/	/	777	4.1	4.2	773	4.1	4.2
ВЕ Башайд (II)	110	/	/	/	882	4.6	4.7	885	4.6	4.8	/	/	/	/	777	4.1	4.2	773	4.1	4.2
ВЕ Бела Анта (I)	110	/	/	/	2292	12.0	10.2	3843	20.2	17.6	/	/	/	/	2031	10.7	9.1	3359	17.6	15.6
ВЕ Бела Анта (II)	110	/	/	/	2292	12.0	10.2	3843	20.2	17.6	/	/	/	/	2031	10.7	9.1	3359	17.6	15.6
ВЕ Блок Винд 1	110	/	/	/	1309	6.9	5.9	1211	6.4	5.0	/	/	/	/	1150	6.0	5.3	1054	5.5	4.5
ВЕ Елисио Винд 01	110	/	/	/	921	4.8	3.1	960	5.0	3.1	/	/	/	/	832	4.4	2.8	869	4.6	2.8
ВЕ Костолац	110	/	/	/	2548	13.4	14.5	2623	13.8	14.8	/	/	/	/	2322	12.2	13.2	2301	12.1	13.1
ВЕ Кошава (I)	110	1063	5.6	5.6	1291	6.8	6.5	1517	8.0	7.2	2.4	807	4.2	4.5	1145	6.0	5.9	1352	7.1	6.5
ВЕ Кошава (II)	110	1063	5.6	5.6	1291	6.8	6.5	1517	8.0	7.2	2.4	807	4.2	4.5	1145	6.0	5.9	1352	7.1	6.5
ВЕ Кривача	110	/	/	/	1305	6.9	6.4	1318	6.9	6.5	/	/	/	/	1167	6.1	5.8	1173	6.2	5.8
ВЕ Никине Воде	110	/	/	/	1117	5.9	5.4	1128	5.9	5.4	/	/	/	/	949	5.0	4.7	960	5.0	4.7
ВЕ Пландиште 1	110	/	/	/	878	4.6	4.7	923	4.8	5.1	/	/	/	/	781	4.1	4.2	821	4.3	4.5
ВЕ Торак	110	/	/	/	2313	12.1	11.4	2326	12.2	13.6	/	/	/	/	2048	10.7	10.2	2052	10.8	12.0
Велики Кривељ	110	1922	10.1	9.8	1989	10.4	9.3	2002	10.5	9.4	0.4	1642	8.6	8.5	1668	8.8	8.0	1681	8.8	8.1
Велико Градиште	110	727	3.8	3.4	1564	8.2	7.1	1590	8.3	7.1	4.5	644	3.4	3.1	1398	7.3	6.4	1409	7.4	6.3
Владимирци	110	1184	6.2	5.7	1169	6.1	6.2	1224	6.4	6.4	0.2	1070	5.6	5.1	1030	5.4	5.4	1074	5.6	5.6
Владичин Хан	110	1702	8.9	7.8	1616	8.5	7.8	1739	9.1	8.1	0.2	1493	7.8	6.9	1315	6.9	6.6	1346	7.1	6.7

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Власотинце	110	1812	9.5	7.7	1815	9.5	7.7	1837	9.6	7.7	0.1	1605	8.4	6.9	1577	8.3	6.8	1597	8.4	6.9
Врање 1 (I)	110	1918	10.1	10.3	1856	9.7	10.3	1940	10.2	10.6	0.1	1665	8.7	9.1	1550	8.1	8.8	1582	8.3	8.9
Врање 1 (II)	110	1918	10.1	10.3	1856	9.7	10.3	1940	10.2	10.6	0.1	1665	8.7	9.1	1550	8.1	8.8	1582	8.3	8.9
Врање 2	110	2002	10.5	10.8	1956	10.3	10.6	2026	10.6	10.9	0.1	1742	9.1	9.5	1651	8.7	9.2	1685	8.8	9.3
Врање 4 (I)	110	2659	14.0	17.5	2581	13.5	17.1	2704	14.2	17.8	0.2	2286	12.0	15.2	2132	11.2	14.3	2187	11.5	14.7
Врање 4 (II)	110	2659	14.0	17.5	2581	13.5	17.1	2704	14.2	17.8	0.2	2286	12.0	15.2	2132	11.2	14.3	2187	11.5	14.7
Врбас 1	110	2434	12.8	11.1	2579	13.5	11.5	2595	13.6	11.5	0.8	2126	11.2	9.8	2400	12.6	10.5	2208	11.6	10.1
Врбас 2	110	2197	11.5	9.4	2305	12.1	9.7	2318	12.2	9.8	0.6	1931	10.1	8.4	2159	11.3	9.0	1980	10.4	8.6
Врњачка Бања	110	1422	7.5	6.9	1714	9.0	7.6	1706	9.0	7.6	1.5	1177	6.2	5.9	1489	7.8	6.7	1491	7.8	6.7
Вршац 1	110	1278	6.7	6.8	1137	6.0	5.4	1230	6.5	5.5	-0.3	990	5.2	5.5	1000	5.2	4.8	1087	5.7	4.9
Вршац 2	110	1281	6.7	6.9	1146	6.0	5.6	1234	6.5	5.7	-0.2	1003	5.3	5.6	1008	5.3	4.9	1090	5.7	5.1
Горњи Милановац 1	110	1129	5.9	6.0	1157	6.1	6.5	1150	6.0	6.5	0.1	1032	5.4	5.5	1008	5.3	5.7	1003	5.3	5.7
Горњи Милановац 2	110	/	/	/	1311	6.9	6.9	1301	6.8	6.9	/	/	/	/	1140	6.0	6.1	1134	6.0	6.1
ГТС 1 (I)	110	/	/	/	4220	22.2	25.2	4581	24.0	26.3	/	/	/	/	4231	22.2	24.5	3825	20.1	22.4
ГТС 1 (II)	110	/	/	/	4220	22.2	25.2	4581	24.0	26.3	/	/	/	/	4231	22.2	24.5	3825	20.1	22.4
ГТС 2 (I)	110	/	/	/	4151	21.8	24.6	3394	17.8	17.3	/	/	/	/	4162	21.8	23.9	2900	15.2	15.0
ГТС 2 (II)	110	/	/	/	4151	21.8	24.6	3394	17.8	17.3	/	/	/	/	4162	21.8	23.9	2900	15.2	15.0

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ГТС 3 (I)	110	/	/	/	4052	21.3	23.5	4384	23.0	24.5	/	/	/	/	4048	21.2	22.8	3675	19.3	20.9
ГТС 3 (II)	110	/	/	/	4052	21.3	23.5	4384	23.0	24.5	/	/	/	/	4048	21.2	22.8	3675	19.3	20.9
ГТС 5	110	/	/	/	3965	20.8	22.8	3314	17.4	16.8	/	/	/	/	3936	20.7	22.0	2828	14.8	14.6
ГТС МТ	110	/	/	/	3965	20.8	22.8	3314	17.4	16.8	/	/	/	/	3936	20.7	22.0	2828	14.8	14.6
Гуча	110	1685	8.8	7.4	1910	10.0	9.0	1898	10.0	9.0	1.1	1537	8.1	6.7	1650	8.7	7.9	1643	8.6	7.9
Дебељача	110	1087	5.7	4.7	1116	5.9	5.0	1179	6.2	5.2	0.5	939	4.9	4.1	988	5.2	4.4	1046	5.5	4.7
Деспотовац	110	/	/	/	/	/	/	632	3.3	3.1	/	/	/	/	/	/	/	560	2.9	2.8
Димитровград	110	507	2.7	2.8	598	3.1	3.2	578	3.0	3.1	0.4	530	2.8	2.8	433	2.3	2.4	409	2.1	2.4
ЕВП Бргуле	110	1812	9.5	7.6	2056	10.8	7.5	2986	15.7	8.1	6.2	1594	8.4	6.7	1783	9.4	6.7	2613	13.7	7.3
ЕВП Бродарево	110	472	2.5	2.1	574	3.0	2.3	575	3.0	2.3	0.5	420	2.2	1.9	487	2.6	2.0	488	2.6	2.0
ЕВП Водањ	110	/	/	/	1259	6.6	5.1	1282	6.7	5.1	/	/	/	/	1175	6.2	4.6	1144	6.0	4.6
ЕВП Грделица	110	1951	10.2	7.8	1930	10.1	7.8	2056	10.8	8.1	0.6	1737	9.1	7.0	1653	8.7	6.9	1730	9.1	7.1
ЕВП Ђунис	110	1390	7.3	4.7	1097	5.8	5.5	1052	5.5	5.4	-1.8	1031	5.4	3.8	965	5.1	4.9	931	4.9	4.8
ЕВП Земун	110	/	/	/	3236	17.0	15.6	3250	17.1	15.6	/	/	/	/	2700	14.2	13.4	2695	14.1	13.4
ЕВП Јагодина	110	/	/	/	2580	13.5	14.0	2589	13.6	14.1	/	/	/	/	2243	11.8	12.4	2251	11.8	12.4
ЕВП Краљево	110	1451	7.6	7.5	2032	10.7	9.9	2020	10.6	9.9	3.0	1217	6.4	6.4	1752	9.2	8.7	1749	9.2	8.7
ЕВП Марковац	110	2055	10.8	9.3	1878	9.9	8.1	1879	9.9	8.1	-0.9	1809	9.5	8.3	1666	8.7	7.3	1652	8.7	7.2
ЕВП Мартинци	110	1657	8.7	7.8	1731	9.1	8.2	1705	8.9	8.2	0.3	1449	7.6	6.9	1518	8.0	7.3	1485	7.8	7.2

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ЕВП Прибојска Бања	110	/	/	/	1844	9.7	9.2	1851	9.7	9.2	/	/	/	/	1397	7.3	7.4	1403	7.4	7.4
ЕВП Ресник	110	4949	26.0	21.2	5097	26.8	22.1	5260	27.6	22.1	1.6	4159	21.8	18.3	4305	22.6	19.2	4499	23.6	19.4
ЕВП Ристовац	110	1281	6.7	6.9	1258	6.6	6.9	1286	6.8	7.0	0.0	1116	5.9	6.1	1078	5.7	6.0	1093	5.7	6.0
ЕВП Словац	110	1669	8.8	6.6	1678	8.8	6.6	1758	9.2	6.3	0.5	1478	7.8	5.9	1488	7.8	5.9	1557	8.2	5.7
ЕВП Сушица	110	/	/	/	1428	7.5	7.0	1465	7.7	7.1	/	/	/	/	1229	6.5	6.1	1264	6.6	6.2
Жабаль	110	1067	5.6	4.2	1112	5.8	4.3	1441	7.6	5.7	2.0	935	4.9	3.7	945	5.0	3.8	1228	6.4	5.0
Зајечар 1	110	989	5.2	5.7	1126	5.9	6.3	1358	7.1	7.4	1.9	823	4.3	4.9	955	5.0	5.4	1148	6.0	6.4
Зајечар 2 (I)	110	1176	6.2	6.6	1352	7.1	7.2	1704	8.9	9.2	2.8	972	5.1	5.6	1138	6.0	6.2	1424	7.5	7.9
Зајечар 2 (II)	110	1176	6.2	6.6	1352	7.1	7.2	1704	8.9	9.2	2.8	972	5.1	5.6	1138	6.0	6.2	1424	7.5	7.9
Замрштен	110	1164	6.1	6.7	1430	7.5	6.0	1435	7.5	6.0	1.4	1029	5.4	5.9	1168	6.1	5.1	1172	6.2	5.2
Златибор 2	110	1163	6.1	6.3	1311	6.9	6.8	1331	7.0	6.9	0.9	1028	5.4	5.5	1122	5.9	5.9	1142	6.0	6.0
Змич	110	/	/	/	/	/	/	1486	7.8	8.2	/	/	/	/	/	/	/	1284	6.7	7.2
Зрењанин 1	110	1730	9.1	9.6	1694	8.9	9.7	1529	8.0	7.8	-1.1	1202	6.3	7.1	1462	7.7	8.5	1307	6.9	6.8
Зрењанин 2 (I)	110	2062	10.8	10.3	2038	10.7	10.4	2491	13.1	11.9	2.3	1266	6.6	7.1	1750	9.2	9.0	2099	11.0	10.3
Зрењанин 2 (II)	110	1985	10.4	12.0	1940	10.2	11.9	1727	9.1	8.8	-1.4	1335	7.0	8.5	1665	8.7	10.3	1468	7.7	7.6
Зрењанин 3	110	1863	9.8	9.7	1832	9.6	9.7	1916	10.1	9.3	0.3	1233	6.5	7.1	1578	8.3	8.5	1628	8.5	8.0
Зрењанин 4	110	1602	8.4	8.4	1592	8.4	8.5	1652	8.7	8.3	0.3	1099	5.8	6.3	1365	7.2	7.4	1401	7.4	7.2
Ивањица	110	714	3.7	3.1	1174	6.2	5.0	1170	6.1	5.0	2.4	641	3.4	2.8	1031	5.4	4.5	1029	5.4	4.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Инђија 1	110	1127	5.9	5.5	1119	5.9	5.1	1112	5.8	5.1	-0.1	970	5.1	4.8	953	5.0	4.4	946	5.0	4.4
Инђија 2	110	1247	6.5	6.2	1236	6.5	5.3	1228	6.4	5.3	-0.1	1074	5.6	5.4	1047	5.5	4.7	1040	5.5	4.6
Јагодина 1	110	2618	13.7	16.8	3033	15.9	19.7	3047	16.0	19.8	2.3	2274	11.9	14.8	2607	13.7	17.2	2618	13.7	17.2
Јагодина 2	110	2027	10.6	10.4	2484	13.0	12.0	2492	13.1	12.1	2.4	1778	9.3	9.3	2167	11.4	10.7	2174	11.4	10.7
Јагодина 3	110	1739	9.1	11.1	3114	16.3	16.7	3130	16.4	16.7	7.3	1531	8.0	9.9	2690	14.1	14.6	2701	14.2	14.7
Јагодина 4 (I)	110	2656	13.9	17.2	3090	16.2	20.5	3104	16.3	20.5	2.4	2306	12.1	15.2	2654	13.9	17.8	2665	14.0	17.8
Јагодина 4 (II)	110	2455	12.9	16.1	3323	17.4	21.7	3342	17.5	21.8	4.7	2130	11.2	14.1	2855	15.0	18.9	2868	15.1	18.9
Кањижа	110	1229	6.4	5.4	1453	7.6	6.0	1458	7.7	6.2	1.2	1066	5.6	4.8	1285	6.7	5.4	1282	6.7	5.5
Качарево	110	1585	8.3	6.8	1667	8.8	7.0	1801	9.5	7.4	1.1	1370	7.2	6.0	1475	7.7	6.3	1600	8.4	6.6
Киkinда 1	110	924	4.9	4.5	1150	6.0	5.5	1182	6.2	6.2	1.4	711	3.7	3.7	1001	5.3	4.9	1018	5.3	5.4
Киkinда 2 (I)	110	989	5.2	5.0	1298	6.8	6.6	1332	7.0	7.0	1.8	757	4.0	4.0	1125	5.9	5.8	1140	6.0	6.1
Киkinда 2 (II)	110	989	5.2	5.0	1298	6.8	6.6	1332	7.0	7.0	1.8	757	4.0	4.0	1125	5.9	5.8	1140	6.0	6.1
Књажевац	110	400	2.1	2.5	414	2.2	2.6	441	2.3	2.7	0.2	339	1.8	2.1	361	1.9	2.2	386	2.0	2.4
Ковин	110	996	5.2	4.2	992	5.2	4.2	1041	5.5	4.3	0.2	871	4.6	3.8	876	4.6	3.8	921	4.8	3.9
Колубара (I)	110	3740	19.6	20.9	3610	19.0	16.1	/	/	/	/	3183	16.7	18.0	3014	15.8	13.9	/	/	/
Колубара (II)	110	3740	19.6	20.9	3610	19.0	16.1	/	/	/	/	3183	16.7	18.0	3014	15.8	13.9	/	/	/
Копаоник	110	/	/	/	645	3.4	3.9	647	3.4	3.9	/	/	/	/	563	3.0	3.4	566	3.0	3.5
Косјерић	110	1435	7.5	6.0	1485	7.8	6.9	1969	10.3	8.6	2.8	1278	6.7	5.4	1303	6.8	6.1	1722	9.0	7.7

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{к3р} [MVA]	I'' _{к3р} [kA]	I'' _{к1р} [kA]	S'' _{к3р} [MVA]	I'' _{к3р} [kA]	I'' _{к1р} [kA]	S'' _{к3р} [MVA]	I'' _{к3р} [kA]	I'' _{к1р} [kA]	ΔI'' _{3р} [kA]	S'' _{к3р} [MVA]	I'' _{к3р} [kA]	I'' _{к1р} [kA]	S'' _{к3р} [MVA]	I'' _{к3р} [kA]	I'' _{к1р} [kA]	S'' _{к3р} [MVA]	I'' _{к3р} [kA]	I'' _{к1р} [kA]
Коцељева	110	/	/	/	718	3.8	3.8	739	3.9	3.8	/	/	/	/	639	3.4	3.4	656	3.4	3.4
Крагујевац 1	110	2743	14.4	14.9	2990	15.7	16.5	2899	15.2	16.6	0.8	2388	12.5	13.3	2588	13.6	14.4	2509	13.2	14.5
Крагујевац 2 (I)	110	3573	18.8	22.8	3644	19.1	23.3	3651	19.2	23.6	0.4	3083	16.2	19.9	3123	16.4	20.1	3127	16.4	20.3
Крагујевац 2 (II)	110	3198	16.8	18.9	3338	17.5	19.3	3371	17.7	19.7	0.9	2762	14.5	16.4	2873	15.1	16.7	2905	15.2	17.1
Крагујевац 20	110	890	4.7	3.6	897	4.7	3.6	1630	8.6	6.9	3.9	794	4.2	3.2	802	4.2	3.2	1444	7.6	6.1
Крагујевац 21	110	/	/	/	/	/	/	2208	11.6	12.3	/	/	/	/	/	/	/	1933	10.1	10.8
Крагујевац 22	110	/	/	/	2337	12.3	11.4	2280	12.0	11.7	/	/	/	/	2042	10.7	10.0	1993	10.5	10.3
Крагујевац 23	110	/	/	/	/	/	/	1844	9.7	8.6	/	/	/	/	/	/	/	1627	8.5	7.6
Крагујевац 24	110	/	/	/	2873	15.1	14.6	2876	15.1	14.7	/	/	/	/	2494	13.1	12.8	2497	13.1	12.9
Крагујевац 3	110	1633	8.6	7.1	1834	9.6	7.5	2125	11.2	9.8	2.6	1435	7.5	6.3	1617	8.5	6.7	1869	9.8	8.7
Крагујевац 5	110	2424	12.7	11.9	2860	15.0	14.5	2884	15.1	15.0	2.4	2116	11.1	10.5	2480	13.0	12.7	2504	13.1	13.2
Крагујевац 8	110	2439	12.8	11.6	2561	13.4	12.0	2299	12.1	11.8	-0.7	2131	11.2	10.3	2233	11.7	10.6	2009	10.5	10.4
Краљево 1	110	1858	9.8	10.0	2248	11.8	11.5	2229	11.7	11.5	1.9	1571	8.2	8.6	1933	10.1	10.1	1925	10.1	10.0
Краљево 2	110	1792	9.4	9.9	2339	12.3	12.1	2322	12.2	12.1	2.8	1495	7.8	8.4	1999	10.5	10.5	1994	10.5	10.5
Краљево 3	110	2284	12.0	14.6	3130	16.4	19.6	3102	16.3	19.4	4.3	1847	9.7	12.0	2632	13.8	16.6	2626	13.8	16.6
Краљево 5	110	1144	6.0	6.0	1907	10.0	9.7	1896	10.0	9.7	3.9	971	5.1	5.2	1646	8.6	8.5	1643	8.6	8.5
Краљево 6	110	/	/	/	1972	10.4	9.9	1958	10.3	9.9	/	/	/	/	1703	8.9	8.7	1698	8.9	8.7
Крњешевци	110	/	/	/	1531	8.0	7.0	1553	8.2	7.0	/	/	/	/	1308	6.9	6.1	1322	6.9	6.1

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Кроноспан	110	2143	11.2	10.1	1995	10.5	9.2	1999	10.5	9.3	-0.8	1891	9.9	9.0	1760	9.2	8.2	1756	9.2	8.2
Крупањ	110	631	3.3	2.9	673	3.5	3.1	1136	6.0	4.4	2.7	556	2.9	2.6	950	5.0	3.8	988	5.2	3.9
Крушевац 1 (I)	110	1893	9.9	10.9	2794	14.7	13.9	2763	14.5	13.8	4.6	1326	7.0	8.0	2337	12.3	11.9	2359	12.4	11.9
Крушевац 1 (II)	110	869	4.6	3.3	872	4.6	3.6	857	4.5	3.5	-0.1	774	4.1	3.0	774	4.1	3.2	755	4.0	3.1
Крушевац 2	110	1374	7.2	6.7	2195	11.5	10.0	2175	11.4	9.9	4.2	1023	5.4	5.4	1864	9.8	8.7	1878	9.9	8.7
Крушевац 3	110	/	/	/	2410	12.6	12.4	2386	12.5	12.3	/	/	/	/	2037	10.7	10.6	2054	10.8	10.7
Крушевац 4 (I)	110	1746	9.2	9.5	2481	13.0	11.8	2456	12.9	11.7	3.7	1243	6.5	7.2	2092	11.0	10.1	2109	11.1	10.2
Крушевац 4 (II)	110	1746	9.2	9.5	2481	13.0	11.8	2456	12.9	11.7	3.7	1082	5.7	6.5	2092	11.0	10.1	2109	11.1	10.2
Кула	110	2138	11.2	9.3	2233	11.7	9.5	2245	11.8	9.6	0.6	1877	9.8	8.3	2062	10.8	8.7	1933	10.1	8.4
Куршумлија	110	637	3.3	3.3	790	4.1	4.6	790	4.1	4.6	0.8	565	3.0	2.9	691	3.6	4.1	693	3.6	4.1
Лазаревац	110	1735	9.1	8.1	1749	9.2	8.1	1682	8.8	7.0	-0.3	1519	8.0	7.2	1524	8.0	7.1	1482	7.8	6.2
Лапово	110	2134	11.2	10.0	1992	10.5	9.2	1995	10.5	9.2	-0.7	1882	9.9	8.9	1757	9.2	8.2	1753	9.2	8.2
Лебане	110	1155	6.1	6.0	1155	6.1	6.0	1164	6.1	6.0	0.0	1023	5.4	5.3	1012	5.3	5.3	1020	5.4	5.3
Лесковац 1	110	2962	15.5	15.4	3228	16.9	17.3	3298	17.3	17.6	1.8	2594	13.6	13.6	2721	14.3	15.0	2783	14.6	15.2
Лесковац 2 (I)	110	4426	23.2	29.9	4462	23.4	30.1	4597	24.1	30.8	0.9	3813	20.0	25.9	3658	19.2	25.0	3771	19.8	25.7
Лесковац 2 (II)	110	4426	23.2	29.9	4462	23.4	30.1	4597	24.1	30.8	0.9	3813	20.0	25.9	3658	19.2	25.0	3771	19.8	25.7
Лесковац 4	110	2145	11.3	9.9	2125	11.2	9.9	2150	11.3	9.9	0.0	1898	10.0	8.8	1839	9.7	8.7	1863	9.8	8.7
Лесковац 6	110	3012	15.8	15.6	3608	18.9	20.2	3696	19.4	20.6	3.6	2638	13.8	13.8	3016	15.8	17.3	3092	16.2	17.6

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Лешница	110	1626	8.5	6.8	1634	8.6	6.7	2162	11.3	9.3	2.8	1429	7.5	6.1	1411	7.4	5.9	1818	9.5	8.1
Лозница 1	110	1095	5.7	5.8	1385	7.3	7.2	1515	7.9	7.7	2.2	943	5.0	5.0	1133	5.9	6.1	1252	6.6	6.5
Лозница 2	110	/	/	/	1367	7.2	6.5	1989	10.4	9.1	/	/	/	/	1132	5.9	5.5	1648	8.7	7.8
Љиг	110	830	4.4	4.9	929	4.9	4.7	910	4.8	4.5	0.4	732	3.8	4.3	821	4.3	4.2	810	4.3	4.0
Љубовија	110	442	2.3	2.2	480	2.5	2.6	1158	6.1	5.3	3.8	392	2.1	2.0	972	5.1	4.5	1001	5.3	4.6
Мајданпек 1	110	1260	6.6	7.4	1632	8.6	8.7	1643	8.6	9.0	2.0	1105	5.8	6.5	1380	7.2	7.5	1388	7.3	7.7
Мајданпек 2 (I)	110	1318	6.9	7.9	1776	9.3	9.8	1810	9.5	10.1	2.6	1153	6.1	6.9	1500	7.9	8.4	1525	8.0	8.7
Мајданпек 2 (II)	110	1318	6.9	7.9	1776	9.3	9.8	1810	9.5	10.1	2.6	1153	6.1	6.9	1500	7.9	8.4	1525	8.0	8.7
Мајданпек 3	110	1214	6.4	6.8	1586	8.3	8.3	1609	8.4	8.5	2.1	1067	5.6	6.0	1361	7.1	7.2	1378	7.2	7.4
Мачванска Митровица	110	1704	8.9	8.4	1781	9.3	8.9	1749	9.2	8.8	0.2	1493	7.8	7.4	1561	8.2	7.8	1523	8.0	7.7
Младеновац	110	1364	7.2	7.2	1345	7.1	7.2	1250	6.6	6.8	-0.6	1182	6.2	6.3	1177	6.2	6.3	1088	5.7	6.0
Мионица	110	/	/	/	/	/	/	836	4.4	4.0	/	/	/	/	/	/	/	741	3.9	3.5
Мосна	110	647	3.4	3.2	1128	5.9	5.5	1138	6.0	5.5	2.6	575	3.0	2.9	967	5.1	4.8	976	5.1	4.8
Неготин	110	1506	7.9	7.4	1745	9.2	9.9	1822	9.6	10.2	1.7	1141	6.0	5.9	1374	7.2	8.0	1436	7.5	8.3
Нересница	110	1147	6.0	5.0	1646	8.6	7.2	1663	8.7	7.3	2.7	1017	5.3	4.5	1458	7.7	6.5	1466	7.7	6.5
Ниш 1 (I)	110	2600	13.6	13.3	1929	10.1	10.3	2512	13.2	12.3	-0.5	2291	12.0	11.8	1650	8.7	9.0	2136	11.2	10.7
Ниш 1 (II)	110	2600	13.6	13.3	1901	10.0	10.2	2506	13.2	12.3	-0.5	2291	12.0	11.8	1627	8.5	8.9	2131	11.2	10.7
Ниш 10	110	1799	9.4	8.4	2729	14.3	11.5	2737	14.4	11.5	4.9	1584	8.3	7.4	2296	12.1	10.0	2317	12.2	10.0

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Ниш 13 (I)	110	2481	13.0	11.7	3020	15.9	15.6	3031	15.9	15.6	2.9	2202	11.6	10.4	2526	13.3	13.3	2552	13.4	13.5
Ниш 13 (II)	110	2507	13.2	12.8	3020	15.9	15.6	3031	15.9	15.6	2.8	2202	11.6	11.3	2526	13.3	13.3	2552	13.4	13.5
Ниш 15	110	/	/	/	1593	8.4	6.7	1599	8.4	6.7	/	/	/	/	1395	7.3	5.9	1404	7.4	6.0
Ниш 2 (I)	110	4644	24.4	29.9	5100	26.8	32.5	5122	26.9	32.9	2.5	4023	21.1	25.9	4061	21.3	26.4	4120	21.6	26.9
Ниш 2 (II)	110	4644	24.4	29.9	5052	26.5	32.3	5089	26.7	32.7	2.3	4023	21.1	25.9	4021	21.1	26.2	4092	21.5	26.8
Ниш 3 (I)	110	2449	12.9	11.8	2546	13.4	12.1	2555	13.4	12.2	0.6	790	4.1	4.1	2153	11.3	10.5	2173	11.4	10.6
Ниш 3 (II)	110	2453	12.9	12.0	2559	13.4	12.3	2564	13.5	12.4	0.6	2140	11.2	10.6	2163	11.4	10.7	2180	11.4	10.8
Ниш 5	110	2359	12.4	11.1	4005	21.0	21.7	4026	21.1	22.5	8.8	2095	11.0	9.9	3249	17.1	18.1	3289	17.3	18.9
Ниш 6	110	/	/	/	3246	17.0	15.9	3290	17.3	17.8	/	/	/	/	2709	14.2	13.6	2763	14.5	15.3
Ниш 8	110	3136	16.5	16.5	1124	5.9	6.9	2554	13.4	12.4	-3.1	2758	14.5	14.6	984	5.2	6.1	2172	11.4	10.8
Нова Варош	110	1097	5.8	5.0	1653	8.7	6.9	1657	8.7	6.9	2.9	970	5.1	4.4	1273	6.7	5.7	1278	6.7	5.7
Нова лука Београд	110	/	/	/	/	/	/	1228	6.4	6.6	/	/	/	/	/	/	/	1071	5.6	5.8
Нова Пазова	110	1818	9.5	8.2	1802	9.5	8.2	1783	9.4	8.3	-0.2	1553	8.2	7.2	1516	8.0	7.1	1497	7.9	7.2
Нова Црња	110	854	4.5	3.7	866	4.5	4.0	856	4.5	3.9	0.0	669	3.5	3.1	762	4.0	3.5	747	3.9	3.5
Нови Бечеј	110	1374	7.2	6.1	1516	8.0	6.6	1639	8.6	6.9	1.4	1062	5.6	5.1	1343	7.0	5.9	1414	7.4	6.1
Нови Пазар 1	110	1056	5.5	6.3	1703	8.9	10.0	1734	9.1	10.0	3.6	882	4.6	5.3	1425	7.5	8.5	1457	7.6	8.5
Нови Пазар 2	110	1040	5.5	6.0	1557	8.2	8.4	1595	8.4	8.2	2.9	873	4.6	5.1	1313	6.9	7.2	1353	7.1	7.0
Нови Пазар 3	110	/	/	/	1314	6.9	7.2	1335	7.0	7.2	/	/	/	/	1118	5.9	6.2	1137	6.0	6.3

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Нови Поповац	110	923	4.8	5.5	971	5.1	5.8	946	5.0	5.7	0.1	809	4.2	4.9	848	4.4	5.1	820	4.3	5.0
Нови Сад 1 (I)	110	1055	5.5	5.0	1936	10.2	8.8	2297	12.1	9.2	6.5	912	4.8	4.4	1581	8.3	7.5	1845	9.7	7.8
Нови Сад 1 (II)	110	1156	6.1	5.4	1169	6.1	6.0	1159	6.1	6.0	0.0	1001	5.3	4.8	1004	5.3	5.2	993	5.2	5.2
Нови Сад 2 (I)	110	2441	12.8	11.1	2749	14.4	12.0	2808	14.7	12.1	1.9	2108	11.1	9.7	2169	11.4	9.9	2217	11.6	10.1
Нови Сад 2 (II)	110	2441	12.8	11.1	2749	14.4	12.0	2808	14.7	12.1	1.9	2108	11.1	9.7	2169	11.4	9.9	2217	11.6	10.1
Нови Сад 3 (I)	110	4435	23.3	28.0	5583	29.3	35.0	5841	30.7	36.4	7.4	3684	19.3	23.3	3866	20.3	24.5	4024	21.1	25.5
Нови Сад 3 (II)	110	4435	23.3	28.0	5583	29.3	35.0	5841	30.7	36.4	7.4	3684	19.3	23.3	3866	20.3	24.5	4024	21.1	25.5
Нови Сад 4 (I)	110	2692	14.1	13.0	3342	17.5	16.1	3420	17.9	16.5	3.8	2299	12.1	11.3	2366	12.4	11.6	2424	12.7	11.9
Нови Сад 4 (II)	110	/	/	/	3342	17.5	16.1	3420	17.9	16.5	/	/	/	/	2366	12.4	11.6	2424	12.7	11.9
Нови Сад 5 (I)	110	2264	11.9	10.0	2530	13.3	11.7	2793	14.7	10.9	2.8	1952	10.2	8.7	1999	10.5	9.6	2188	11.5	9.1
Нови Сад 5 (II)	110	2264	11.9	10.0	2530	13.3	11.7	2793	14.7	10.9	2.8	1952	10.2	8.7	1999	10.5	9.6	2188	11.5	9.1
Нови Сад 6	110	1076	5.6	5.1	1082	5.7	5.3	1074	5.6	5.3	0.0	930	4.9	4.5	928	4.9	4.6	919	4.8	4.6
Нови Сад 7	110	970	5.1	4.6	2308	12.1	10.9	2524	13.2	10.2	8.2	839	4.4	4.1	1843	9.7	9.0	2002	10.5	8.6
Нови Сад 8	110	/	/	/	/	/	/	2983	15.7	12.4	/	/	/	/	/	/	/	2323	12.2	10.2
Нови Сад 9	110	2782	14.6	13.2	3682	19.3	18.7	3770	19.8	19.0	5.2	2382	12.5	11.5	2448	12.8	11.8	2510	13.2	12.0
Обреновац	110	/	/	/	2746	14.4	8.7	3259	17.1	9.3	/	/	/	/	2329	12.2	7.7	2813	14.8	8.2
Осечина	110	1063	5.6	5.1	1193	6.3	5.1	1562	8.2	6.0	2.6	937	4.9	4.5	1262	6.6	5.1	1355	7.1	5.3
Оџаци	110	1224	6.4	5.3	1246	6.5	5.3	1250	6.6	5.3	0.1	1073	5.6	4.7	1116	5.9	4.8	1099	5.8	4.7

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Палић	110	1380	7.2	5.5	1495	7.8	5.3	1501	7.9	5.9	0.6	1221	6.4	4.9	1331	7.0	4.7	1338	7.0	5.3
Панчево 1 (I)	110	2966	15.6	13.3	3015	15.8	13.0	3408	17.9	14.2	2.3	2543	13.3	11.6	2641	13.9	11.4	2987	15.7	12.6
Панчево 1 (II)	110	2857	15.0	12.5	2334	12.2	9.1	2498	13.1	5.4	-1.9	2469	13.0	11.0	2058	10.8	8.2	2206	11.6	4.8
Панчево 2 (I)	110	4210	22.1	26.8	4163	21.8	25.9	5197	27.3	31.4	5.2	3489	18.3	22.4	3562	18.7	22.4	4454	23.4	27.2
Панчево 2 (II)	110	4159	21.8	24.7	4294	22.5	25.0	5328	28.0	30.0	6.1	3461	18.2	20.8	3686	19.3	21.6	4567	24.0	26.0
Панчево 3	110	2964	15.6	14.0	3223	16.9	14.8	3554	18.7	16.2	3.1	2519	13.2	12.2	2801	14.7	13.1	3106	16.3	14.4
Панчево 4 (I)	110	3759	19.7	20.1	3251	17.1	15.7	3711	19.5	16.7	-0.3	3147	16.5	17.2	2822	14.8	13.8	3234	17.0	14.8
Панчево 4 (II)	110	3759	19.7	20.1	3251	17.1	15.7	3711	19.5	16.7	-0.3	3147	16.5	17.2	2822	14.8	13.8	3234	17.0	14.8
Панчево 5	110	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Панчево 6	110	/	/	/	/	/	/	3857	20.2	19.2	/	/	/	/	/	/	/	3358	17.6	17.0
ПАП Лисина	110	850	4.5	3.8	803	4.2	3.8	854	4.5	3.9	0.0	750	3.9	3.4	660	3.5	3.6	670	3.5	3.2
Параћин 1 (I)	110	1190	6.2	7.2	1266	6.6	7.7	1222	6.4	7.6	0.2	1034	5.4	6.3	1098	5.8	6.8	1051	5.5	6.6
Параћин 1 (II)	110	1190	6.2	7.2	1266	6.6	7.7	1222	6.4	7.6	0.2	1034	5.4	6.3	1098	5.8	6.8	1051	5.5	6.6
Параћин 3	110	1136	6.0	6.7	1198	6.3	7.1	1160	6.1	7.0	0.1	988	5.2	5.9	1041	5.5	6.2	1000	5.2	6.1
Перлез	110	/	/	/	682	3.6	3.5	1115	5.9	5.2	/	/	/	/	607	3.2	3.1	978	5.1	4.6
Петровац (I)	110	2197	11.5	10.1	2230	11.7	10.6	2256	11.8	10.7	0.3	1932	10.1	9.0	1989	10.4	9.5	1988	10.4	9.5
Петровац (II)	110	2197	11.5	10.1	2230	11.7	10.6	2256	11.8	10.7	0.3	1932	10.1	9.0	1989	10.4	9.5	1988	10.4	9.5
Пећинци	110	1202	6.3	4.9	1212	6.4	5.0	1208	6.3	5.0	0.0	1069	5.6	4.4	1067	5.6	4.4	1059	5.6	4.4

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Пирот 1	110	764	4.0	4.7	945	5.0	5.7	876	4.6	5.4	0.6	827	4.3	4.9	640	3.4	4.1	579	3.0	3.8
Пирот 2	110	765	4.0	5.1	1003	5.3	6.6	948	5.0	6.5	1.0	880	4.6	5.5	640	3.4	4.4	590	3.1	4.2
Пландиште	110	/	/	/	/	/	/	917	4.8	4.8	/	/	/	/	/	/	/	815	4.3	4.3
Пожаревац 1 (I)	110	2003	10.5	9.5	1957	10.3	9.8	1999	10.5	10.0	0.0	1757	9.2	8.4	1789	9.4	9.0	1778	9.3	8.9
Пожаревац 1 (II)	110	1976	10.4	7.5	1957	10.3	9.8	1999	10.5	10.0	0.1	1757	9.2	6.7	1789	9.4	9.0	1778	9.3	8.9
Пожаревац 2	110	/	/	/	1980	10.4	9.7	2040	10.7	9.9	/	/	/	/	1844	9.7	8.9	1792	9.4	8.8
Пожега	110	2954	15.5	17.9	3109	16.3	18.6	3100	16.3	18.4	0.8	2689	14.1	16.2	2621	13.8	15.9	2623	13.8	15.8
Прахово	110	1501	7.9	6.7	1748	9.2	9.5	1814	9.5	9.8	1.6	1129	5.9	5.4	1367	7.2	7.7	1423	7.5	8.0
Прешево	110	565	3.0	2.9	557	2.9	3.2	562	2.9	3.2	0.0	491	2.6	2.6	484	2.5	2.8	487	2.6	2.8
Прибој	110	/	/	/	1482	7.8	7.1	1486	7.8	7.1	/	/	/	/	1160	6.1	5.9	1164	6.1	5.9
Пријеполје	110	671	3.5	3.4	866	4.5	4.0	867	4.6	4.0	1.0	593	3.1	3.0	712	3.7	3.4	714	3.7	3.4
Прокупље	110	1991	10.4	10.3	976	5.1	5.4	975	5.1	5.5	-5.3	1761	9.2	9.1	848	4.4	4.8	849	4.5	4.8
Рашка	110	893	4.7	4.4	1067	5.6	6.4	1074	5.6	6.4	0.9	755	4.0	3.8	917	4.8	5.5	925	4.9	5.6
Римски Шанчеви	110	2492	13.1	11.3	2815	14.8	12.3	2876	15.1	12.4	2.0	2152	11.3	9.9	2213	11.6	10.1	2263	11.9	10.3
Рио Тинто (I)	110	/	/	/	1630	8.6	7.4	1968	10.3	8.5	/	/	/	/	1349	7.1	6.3	1622	8.5	7.3
Рио Тинто (II)	110	/	/	/	1630	8.6	7.4	1968	10.3	8.5	/	/	/	/	1349	7.1	6.3	1622	8.5	7.3
РП Дрмно (I)	110	1751	9.2	6.1	2277	12.0	12.2	2331	12.2	12.4	3.0	1548	8.1	5.5	2056	10.8	11.0	2038	10.7	10.9
РП Дрмно (II)	110	/	/	/	2277	12.0	12.2	2331	12.2	12.4	/	/	/	/	2056	10.8	11.0	2038	10.7	10.9

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Рудник 1	110	1530	8.0	7.7	2346	12.3	12.8	2404	12.6	13.0	4.6	1351	7.1	6.8	2115	11.1	11.5	2101	11.0	11.4
Рудник 2	110	1167	6.1	5.5	2212	11.6	11.5	2262	11.9	11.7	5.7	1037	5.4	4.9	1996	10.5	10.4	1980	10.4	10.3
Рудник 3	110	1316	6.9	6.5	2062	10.8	10.7	2104	11.0	10.8	4.1	1164	6.1	5.8	1849	9.7	9.6	1842	9.7	9.6
Рудник 4	110	/	/	/	2138	11.2	11.5	2185	11.5	11.6	/	/	/	/	1930	10.1	10.4	1914	10.0	10.3
Рудник 5	110	/	/	/	1827	9.6	9.1	1861	9.8	9.2	/	/	/	/	1639	8.6	8.2	1634	8.6	8.2
Рудник Ковин	110	502	2.6	1.8	505	2.7	1.8	517	2.7	1.9	0.1	448	2.3	1.7	449	2.4	1.7	460	2.4	1.7
Рума 1	110	857	4.5	4.0	860	4.5	4.1	854	4.5	4.1	0.0	745	3.9	3.6	750	3.9	3.6	744	3.9	3.6
Рума 2	110	1092	5.7	4.8	1111	5.8	4.9	1100	5.8	4.9	0.0	956	5.0	4.3	973	5.1	4.4	960	5.0	4.3
Свилајнац	110	/	/	/	2031	10.7	9.0	2042	10.7	9.0	/	/	/	/	1800	9.4	8.0	1795	9.4	8.0
Сврљиг	110	1313	6.9	5.8	1407	7.4	6.0	1375	7.2	5.9	0.3	1233	6.5	5.3	1160	6.1	5.1	1150	6.0	5.1
Севојно (I)	110	2141	11.2	10.8	2226	11.7	11.9	2374	12.5	12.5	1.2	1897	10.0	9.6	1898	10.0	10.3	2031	10.7	10.9
Севојно (II)	110	/	/	/	2226	11.7	11.9	2374	12.5	12.5	/	/	/	/	1898	10.0	10.3	2031	10.7	10.9
Сента 1	110	1081	5.7	4.9	1415	7.4	6.0	1421	7.5	6.1	1.8	937	4.9	4.3	1252	6.6	5.4	1242	6.5	5.4
Сента 2	110	886	4.6	4.0	1251	6.6	5.3	1257	6.6	5.4	1.9	768	4.0	3.5	1105	5.8	4.7	1098	5.8	4.7
Сип	110	438	2.3	2.3	452	2.4	2.4	455	2.4	2.4	0.1	369	1.9	2.0	391	2.1	2.1	394	2.1	2.1
Сирмијум Стил	110	1752	9.2	10.5	1756	9.2	9.6	1730	9.1	9.5	-0.1	1536	8.1	9.2	1529	8.0	8.4	1497	7.9	8.3
Сјеница	110	814	4.3	4.3	996	5.2	5.1	999	5.2	5.1	1.0	716	3.8	3.8	813	4.3	4.3	816	4.3	4.3
Смедерево 1 (I)	110	2281	12.0	12.3	2832	14.9	14.9	3013	15.8	15.6	3.8	2005	10.5	10.9	2642	13.9	13.7	2603	13.7	13.6

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Смедерево 1 (II)	110	2475	13.0	9.5	2793	14.7	13.8	2904	15.2	14.3	2.2	2097	11.0	8.3	2669	14.0	12.9	2523	13.2	12.6
Смедерево 2 (I)	110	2399	12.6	13.4	3071	16.1	16.6	3292	17.3	17.5	4.7	2108	11.1	11.8	2874	15.1	15.4	2825	14.8	15.3
Смедерево 2 (II)	110	2611	13.7	10.3	3089	16.2	15.6	3221	16.9	16.1	3.2	2191	11.5	8.9	2972	15.6	14.6	2780	14.6	14.1
Смедерево 3 (I)	110	2519	13.2	14.0	4296	22.6	26.4	4573	24.0	27.7	10.8	2210	11.6	12.3	4444	23.3	26.3	3819	20.0	23.4
Смедерево 3 (II)	110	3062	16.1	13.7	4297	22.6	25.2	4866	25.5	28.8	9.5	2475	13.0	11.5	4203	22.1	24.0	4047	21.2	24.3
Смедерево 4	110	2145	11.3	10.7	2471	13.0	12.4	2558	13.4	13.0	2.2	1891	9.9	9.5	2339	12.3	11.5	2238	11.7	11.4
Смедерево 5	110	/	/	/	2167	11.4	10.8	2234	11.7	11.4	/	/	/	/	2010	10.6	9.9	1969	10.3	10.1
Смедеревска Паланка 1	110	1827	9.6	9.5	1842	9.7	9.6	1811	9.5	9.8	-0.1	1570	8.2	8.2	1631	8.6	8.5	1575	8.3	8.6
Смедеревска Паланка 2	110	/	/	/	/	/	/	1807	9.5	9.3	/	/	/	/	/	/	/	1576	8.3	8.2
Собовица	110	/	/	/	/	/	/	1732	9.1	8.4	/	/	/	/	/	/	/	1526	8.0	7.5
Сокобања	110	/	/	/	671	3.5	3.6	620	3.3	3.5	/	/	/	/	588	3.1	3.2	545	2.9	3.1
Сомбор 1	110	2427	12.7	13.6	2573	13.5	14.3	2590	13.6	14.2	0.9	2090	11.0	11.9	2260	11.9	12.6	2266	11.9	12.5
Сомбор 2	110	1488	7.8	6.9	1531	8.0	7.2	1537	8.1	7.2	0.3	1291	6.8	6.1	1354	7.1	6.4	1356	7.1	6.4
Сомбор 3 (I)	110	2638	13.8	15.6	2815	14.8	16.4	2835	14.9	16.3	1.0	2267	11.9	13.5	2469	13.0	14.4	2476	13.0	14.3
Сомбор 3 (II)	110	2638	13.8	15.6	2815	14.8	16.4	2835	14.9	16.3	1.0	2267	11.9	13.5	2469	13.0	14.4	2476	13.0	14.3
Србобран 1	110	3786	19.9	20.8	4133	21.7	22.4	4177	21.9	22.7	2.1	3307	17.4	18.2	4089	21.5	21.4	3385	17.8	18.9
Србобран 2	110	/	/	/	3370	17.7	16.4	3401	17.8	16.5	/	/	/	/	3200	16.8	15.2	2801	14.7	14.1

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Сремска Митровица 1	110	2228	11.7	11.9	2338	12.3	12.6	2287	12.0	12.5	0.3	1925	10.1	10.4	2017	10.6	11.0	1955	10.3	10.8
Сремска Митровица 2 (I)	110	2482	13.0	14.5	2706	14.2	16.7	2642	13.9	16.4	0.8	2130	11.2	12.6	2326	12.2	14.4	2248	11.8	14.1
Сремска Митровица 2 (II)	110	2440	12.8	14.3	2538	13.3	15.4	2484	13.0	15.2	0.2	2109	11.1	12.4	2177	11.4	13.3	2112	11.1	13.0
Сремска Митровица 3	110	2311	12.1	12.6	2445	12.8	13.7	2394	12.6	13.5	0.4	1994	10.5	11.0	2106	11.1	11.9	2043	10.7	11.7
Стара Пазова	110	1826	9.6	8.4	1759	9.2	8.2	1743	9.1	8.2	-0.4	1556	8.2	7.3	1474	7.7	7.1	1458	7.7	7.1
Стара Планина	110	/	/	/	/	/	/	822	4.3	4.1	/	/	/	/	/	/	/	641	3.4	3.3
Стењевац	110	690	3.6	3.0	719	3.8	3.0	716	3.8	3.5	0.1	612	3.2	2.7	633	3.3	2.7	634	3.3	3.1
Страгари	110	919	4.8	4.3	923	4.8	5.0	876	4.6	4.8	-0.2	822	4.3	3.9	825	4.3	4.5	782	4.1	4.3
Суботица 1	110	3290	17.3	14.4	2827	14.8	10.7	2845	14.9	11.2	-2.3	2832	14.9	12.6	2474	13.0	9.5	2492	13.1	10.0
Суботица 2	110	2701	14.2	11.3	2943	15.4	11.5	2964	15.6	12.8	1.4	2340	12.3	10.0	2571	13.5	10.2	2593	13.6	11.4
Суботица 3 (I)	110	2887	15.2	12.5	3426	18.0	13.5	3456	18.1	18.5	3.0	2489	13.1	11.0	2971	15.6	11.9	3003	15.8	16.1
Суботица 3 (II)	110	4045	21.2	18.1	3576	18.8	13.9	3604	18.9	14.6	-2.3	3453	18.1	15.8	3099	16.3	12.3	3128	16.4	12.9
Суботица 4 (I)	110	2004	10.5	8.1	2126	11.2	8.2	2137	11.2	8.7	0.7	1744	9.2	7.1	1870	9.8	7.3	1882	9.9	7.8
Суботица 4 (II)	110	2004	10.5	8.1	2126	11.2	8.2	2137	11.2	8.7	0.7	1744	9.2	7.1	1870	9.8	7.3	1882	9.9	7.8
Тамнава - Вреоци	110	2975	15.6	14.3	2954	15.5	12.0	3104	16.3	7.8	0.7	2560	13.4	12.4	2484	13.0	10.4	2675	14.0	6.9

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
Тамнава - Западно поље	110	2017	10.6	8.9	1735	9.1	7.8	2331	12.2	10.1	1.6	1737	9.1	7.8	1494	7.8	6.9	2018	10.6	8.9
ТЕ Колубара А (I)	110	3327	17.5	17.2	/	/	/	/	/	/	/	2855	15.0	14.9	/	/	/	/	/	/
ТЕ Колубара А (II)	110	3327	17.5	17.2	/	/	/	/	/	/	/	2855	15.0	14.9	/	/	/	/	/	/
ТЕ Колубара А (III)	110	3397	17.8	18.2	/	/	/	/	/	/	/	2914	15.3	15.7	/	/	/	/	/	/
ТЕ Колубара А (IV)	110	3327	17.5	17.2	/	/	/	/	/	/	/	2855	15.0	14.9	/	/	/	/	/	/
ТЕ Колубара А (V)	110	3425	18.0	18.6	3222	16.9	15.0	/	/	/	/	2938	15.4	16.1	2717	14.3	13.0	/	/	/
ТЕ Костолац А	110	3704	19.4	16.3	3733	19.6	23.1	3913	20.5	24.0	1.1	3191	16.8	14.2	3452	18.1	21.9	3395	17.8	20.9
ТЕ Костолац Б - постројење за одсумпоравање	110	/	/	/	2230	11.7	11.9	2281	12.0	12.1	/	/	/	/	2014	10.6	10.7	1996	10.5	10.6
ТЕ Морава	110	2793	14.7	14.6	2386	12.5	10.7	2397	12.6	10.7	-2.1	2443	12.8	12.8	2105	11.0	9.5	2095	11.0	9.5
Темерин	110	1709	9.0	7.2	1845	9.7	7.5	2126	11.2	8.6	2.2	1484	7.8	6.3	1512	7.9	6.4	1748	9.2	7.3
ТЕНТ А (СП)	110	1553	8.2	6.8	2748	14.4	8.8	3269	17.2	9.3	9.0	1360	7.1	6.0	2331	12.2	7.7	2822	14.8	8.3
ТЕ-ТО Београд	110	4074	21.4	22.8	4320	22.7	26.6	4342	22.8	26.7	1.4	3330	17.5	19.1	3470	18.2	21.9	3461	18.2	21.8
ТЕ-ТО Винча	110	/	/	/	3165	16.6	13.3	3223	16.9	13.4	/	/	/	/	2762	14.5	11.8	2827	14.8	12.0
ТЕ-ТО Зрењанин	110	1603	8.4	8.5	1593	8.4	8.5	1659	8.7	8.3	0.3	1099	5.8	6.3	1366	7.2	7.4	1407	7.4	7.2

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ТЕ-ТО Нови Сад	110	2858	15.0	13.6	4119	21.6	24.7	4220	22.1	25.2	7.1	2443	12.8	11.9	2506	13.2	12.1	2571	13.5	12.4
Топола	110	1479	7.8	6.5	1404	7.4	6.3	1314	6.9	6.1	-0.9	1305	6.8	5.8	1238	6.5	5.6	1158	6.1	5.4
Топоница	110	/	/	/	/	/	/	1176	6.2	5.8	/	/	/	/	/	/	/	1033	5.4	5.2
Трстеник	110	1328	7.0	7.0	1602	8.4	7.8	1595	8.4	7.8	1.4	1082	5.7	5.9	1391	7.3	6.9	1394	7.3	6.9
Трстеник 2	110	/	/	/	/	/	/	1580	8.3	7.7	/	/	/	/	/	/	/	1381	7.2	6.8
Тутин	110	/	/	/	690	3.6	3.6	695	3.6	3.6	/	/	/	/	599	3.1	3.2	605	3.2	3.2
Ћићевац	110	881	4.6	4.0	893	4.7	4.7	877	4.6	4.7	0.0	775	4.1	3.5	783	4.1	4.2	764	4.0	4.1
Ђуприја	110	1442	7.6	7.7	1560	8.2	8.1	1560	8.2	8.3	0.6	1266	6.6	6.8	1364	7.2	7.2	1367	7.2	7.3
УБ 2	110	/	/	/	1495	7.8	6.7	1679	8.8	7.3	/	/	/	/	1309	6.9	6.0	1477	7.7	6.5
Ужице 1	110	1876	9.8	9.7	1934	10.1	10.5	2014	10.6	10.8	0.7	1664	8.7	8.6	1658	8.7	9.1	1733	9.1	9.4
Ужице 2	110	/	/	/	1970	10.3	10.7	2060	10.8	11.0	/	/	/	/	1688	8.9	9.3	1771	9.3	9.6
Ушће	110	/	/	/	975	5.1	5.0	976	5.1	5.0	/	/	/	/	851	4.5	4.4	854	4.5	4.4
ФАС	110	2314	12.1	10.8	2357	12.4	10.4	2353	12.4	10.4	0.2	2026	10.6	9.5	2056	10.8	9.2	2054	10.8	9.3
Футог	110	1721	9.0	7.4	1814	9.5	7.7	1835	9.6	7.7	0.6	1489	7.8	6.5	1507	7.9	6.6	1514	7.9	6.6
ХЕ Врла 1	110	1683	8.8	8.4	1514	7.9	8.6	1704	8.9	9.3	0.1	1450	7.6	7.3	1151	6.0	6.9	1179	6.2	6.9
ХЕ Врла 2	110	1694	8.9	8.3	1532	8.0	8.5	1727	9.1	9.2	0.2	1468	7.7	7.3	1175	6.2	6.9	1205	6.3	6.9
ХЕ Врла 3	110	2236	11.7	11.6	2043	10.7	11.8	2313	12.1	12.9	0.4	1935	10.2	10.2	1569	8.2	9.4	1621	8.5	9.6
ХЕ Ђердап 2	110	1685	8.8	7.6	2008	10.5	12.3	2073	10.9	12.6	2.0	1237	6.5	6.0	1535	8.1	9.7	1590	8.3	10.0

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
ХЕ Зворник	110	2304	12.1	10.7	2431	12.8	13.7	2579	13.5	14.3	1.4	1914	10.0	9.1	1856	9.7	10.9	1975	10.4	11.4
ХЕ Кокин Брод	110	1266	6.6	6.3	2318	12.2	9.3	2327	12.2	9.4	5.6	1119	5.9	5.6	1744	9.2	7.6	1754	9.2	7.6
ХЕ Пирот	110	749	3.9	5.0	990	5.2	6.5	937	4.9	6.4	1.0	869	4.6	5.5	628	3.3	4.3	580	3.0	4.1
ХЕ Потпећ	110	1168	6.1	6.8	1943	10.2	10.0	1949	10.2	10.0	4.1	1032	5.4	6.0	1458	7.7	8.0	1465	7.7	8.0
ХЕ Увац	110	984	5.2	4.3	1306	6.9	6.3	1308	6.9	6.3	1.7	869	4.6	3.8	991	5.2	5.1	995	5.2	5.1
Цементара Косјерић	110	1257	6.6	5.0	1297	6.8	6.0	1823	9.6	8.0	3.0	1122	5.9	4.5	1142	6.0	5.3	1599	8.4	7.1
Црвена Застава	110	2318	12.2	10.8	2360	12.4	10.5	2356	12.4	10.5	0.2	2029	10.6	9.6	2059	10.8	9.3	2057	10.8	9.3
Црвенка	110	1538	8.1	6.4	1578	8.3	6.5	1584	8.3	6.5	0.2	1359	7.1	5.7	1430	7.5	5.9	1396	7.3	5.8
Чајетина	110	1328	7.0	6.4	1428	7.5	7.0	1465	7.7	7.1	0.7	1177	6.2	5.7	1229	6.5	6.1	1264	6.6	6.2
Чачак 1	110	1831	9.6	10.3	2050	10.8	11.3	2026	10.6	11.2	1.0	1735	9.1	9.5	1758	9.2	9.8	1742	9.1	9.7
Чачак 2	110	1718	9.0	9.0	1916	10.1	9.9	1896	10.0	9.8	0.9	1605	8.4	8.3	1647	8.6	8.6	1634	8.6	8.5
Чачак 3	110	2067	10.8	12.2	2345	12.3	13.6	2312	12.1	13.4	1.3	2022	10.6	11.6	2004	10.5	11.8	1981	10.4	11.6
Чачак 4	110	/	/	/	1099	5.8	6.0	1095	5.7	6.0	/	/	/	/	965	5.1	5.3	962	5.1	5.3
чвор Атеница	110	1785	9.4	9.7	1955	10.3	10.2	1934	10.1	10.1	0.8	1682	8.8	9.0	1680	8.8	8.9	1665	8.7	8.8
чвор Белџина	110	1195	6.3	4.8	1241	6.5	5.7	1237	6.5	5.7	0.2	1090	5.7	4.4	1091	5.7	5.1	1088	5.7	5.1
чвор Београд (I)	110	4021	21.1	20.9	4233	22.2	22.6	4339	22.8	23.0	1.7	3396	17.8	18.1	4207	22.1	25.0	3725	19.6	20.1
чвор Београд (II)	110	4032	21.2	24.7	4237	22.2	22.9	4344	22.8	23.3	1.6	3402	17.9	21.1	4207	22.1	25.0	3726	19.6	20.3
чвор Лисина	110	853	4.5	3.8	806	4.2	3.8	858	4.5	3.9	0.0	754	4.0	3.4	663	3.5	3.6	672	3.5	3.2

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2019. година			2024. година			2029. година				2019. година			2024. година			2029. година		
		S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	ΔI'' _{3p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]	S'' _{k3p} [MVA]	I'' _{k3p} [kA]	I'' _{k1p} [kA]
чвор Мартинци	110	1670	8.8	8.0	1732	9.1	8.3	1705	9.0	8.3	0.2	1458	7.7	7.0	1518	8.0	7.4	1485	7.8	7.3
чвор Шупљак	110	1707	9.0	6.8	1887	9.9	6.8	1896	10.0	7.8	1.0	1503	7.9	6.1	1673	8.8	6.1	1683	8.8	7.0
Челарево	110	1223	6.4	5.3	1253	6.6	5.4	1261	6.6	5.3	0.2	1068	5.6	4.7	1078	5.7	4.7	1071	5.6	4.6
Шабац 1	110	2058	10.8	10.8	2032	10.7	12.2	2204	11.6	13.2	0.8	1836	9.6	9.6	1754	9.2	10.6	1882	9.9	11.4
Шабац 2	110	1750	9.2	8.8	1733	9.1	9.1	1856	9.7	9.6	0.6	1550	8.1	7.9	1501	7.9	8.0	1594	8.4	8.4
Шабац 3 (I)	110	2092	11.0	12.1	2066	10.8	12.5	2244	11.8	13.6	0.8	1901	10.0	10.9	1784	9.4	10.9	1915	10.1	11.7
Шабац 3 (II)	110	2238	11.7	12.5	2215	11.6	13.1	2423	12.7	14.2	1.0	1977	10.4	11.0	1906	10.0	11.3	2061	10.8	12.2
Шабац 4	110	2066	10.8	10.8	2040	10.7	12.1	2213	11.6	13.2	0.8	1840	9.7	9.6	1760	9.2	10.5	1889	9.9	11.3
Шабац 5	110	1579	8.3	7.9	1563	8.2	8.4	1662	8.7	8.8	0.4	1408	7.4	7.1	1359	7.1	7.4	1436	7.5	7.7
Шид	110	735	3.9	3.3	742	3.9	3.3	737	3.9	3.3	0.0	646	3.4	2.9	657	3.4	3.0	651	3.4	2.9

Таб.Д. 6.12: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије

Генератори - тачка прикључења	2019. година						2024. година						2029. година					
	Зимски максимум			Летњи минимум			Зимски максимум			Летњи минимум			Зимски максимум			Летњи минимум		
	I _{DC} [кА]	I _{k''} [кА]	%	I _{DC} [кА]	I _{k''} [кА]	%	I _{DC} [кА]	I _{k''} [кА]	%	I _{DC} [кА]	I _{k''} [кА]	%	I _{DC} [кА]	I _{k''} [кА]	%	I _{DC} [кА]	I _{k''} [кА]	%
ТЕНТ Б1	6.83	24.2	28	4.35	17.7	25	7.38	25.1	29	5.21	19.3	27	8.24	28.5	29	4.72	20.3	23
ТЕНТ Б2	6.83	24.2	28	4.87	18.8	26	7.39	25.2	29	4.63	18.1	26	8.25	28.6	29	5.34	21.7	25
Костолац Б1	3.07	13.7	22	2.17	10.6	20	3.65	14.9	24	2.43	11.2	22	3.31	15.6	21	2.01	11.7	17
Костолац Б2 и Б3	3.07	13.7	22	1.92	10.1	19	3.68	15.1	24	2.76	12	23	3.33	15.7	21	2.3	12.5	18
ТЕНТ А1	10.13	25.4	40	8.53	21	41	11.26	26.5	42	5.52	17.9	31	13.89	28.2	49	9.28	21.1	44
ТЕНТ А2	9.23	23.9	39	6.25	18.3	34	7.39	21.6	34	5.58	17.4	32	8.18	21.1	39	4.69	15.2	31
ТЕНТ А3	10.73	26.2	41	9.01	21.6	42	11.83	27.3	43	5.8	18.3	32	14.66	29.1	50	9.32	21.2	44
ТЕНТ А4	9.71	24.6	39	6.81	19.1	36	7.37	21.7	34	6.06	18.1	33	8.17	21.2	39	4.88	15.5	31
ТЕНТ А5	9.24	29.7	31	6.29	22.3	28	10.21	31.2	33	6.79	22.9	30	12.75	37.9	34	7.4	26.8	28
ТЕНТ А6	9.24	29.7	31	6.29	22.3	28	10.22	31.2	33	6.79	22.9	30	12.75	37.9	34	7.46	27	28
ХЕ Ђердап - сви генератори	7.42	23.5	32	6.06	19.4	31	8.79	26.8	33	5.16	18.6	28	8.19	28	29	3.59	18.5	19

Д.7 МЕТОДОЛОГИЈА ЗА ПРИОРИТИЗАЦИЈУ ИНВЕСТИЦИОНИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

У светлу новонасталих идеја везаних за потенцијална побољшања којима је било могуће надоградити претходно примењивану Методологију за приоритизацију, у току 2019. године је у ЕМС АД покренута израда нове верзије овог документа, при чему је резултат ове иницијативе усвојен на Одбору техничког савета ЕМС АД у августу 2019. године. Сходно генералној намени оваквог типа упутстава, као циљ Методологије за приоритизацију могло би се истаћи креирање процедуре према којој би се вршило рангирање пројеката тако да се, уз уважавање ограничења постављених расположивим инвестиционим буџетом, обезбеди сигуран и поуздан рад преносног система.

Према одредбама новокреиране Методологије за приоритизацију, рангирање пројеката присутних у Јединственој листи пројеката, формираној обједињавањем свих пројеката у инвестиционој фази и пројеката у развојној фази одабраних за прелазак у инвестициону фазу, врши се на основу три засебна фактора, од којих сваки одговара по једном од критеријума по којима се сам поступак приоритизације обавља:

- фактор стања објекта – F1
- фактор системске важности објекта – F2
- компанијски фактор – F3

Фактор стања објекта (F1) одређује се на један од два могућа начина, зависно од тога да ли објекат који је обухваћен разматраним пројектом спада у категорију високонапонских водова или високонапонских постројења. Уколико се овај објекат може сврстати у високонапонске водове, тада се његово стање методолошки квантификује на бази оцене хомогених деоница вода, то јест, деоница вода на којима су уграђена опрема и стубови у великој мери слични по конструктивним елементима и по условима којима су изложени у току рада. Након одређивања оцене стања сваке од хомогених деоница неког вода, анализом како стања њихових елемената, тако и проценом подграђености сваке од њих, оцена његовог стања се дефинише као оцена стања његове хомогене деонице која се налази у најлошијем стању. Са друге стране, стање високонапонских постројења се, према предложеној преоцедуре, квантификује на основу оцене стања његових поља, која, за једно поље, у себи обједињава оцену стања и оцену старости опреме инсталиране у њему. По израчунавању оцене стања свих поља у постројењу за које су, посматраним пројектом, предвиђене инвестиционе активности, оцена стања читавог постројења се, за потребе приоритизације пројеката, одређује као просечна оцена стања анализираних поља. На самом крају се, уз помоћ адекватне формуле, на бази оцене стања објекта прорачунава и фактор стања за предметни пројекат.

Фактор системске важности објекта (F2) дефинише се преко већег броја показатеља, где се, пре свега, уважава утицај на рад преносног система, а затим и усклађеност са тренутно актуелним Планом развоја преносног система и Планом развоја дистрибутивног система, као и са подацима прибављеним од стране произвођача електричне енергије и сагледаним пројекима прикључења нових објеката на преносни систем. Од примењених показатеља, неки се могу сврстати у опште, те се њихово

одређивање врши за све пројекте, независно од тога да ли су објекти који су сагледани овим пројектима високонапонски водови или високонапонска постројења. У овакве показатеље спадају:

- K1 – показатељ значаја пројекта за рад преносног система
- K2 – показатељ напонског нивоа пројекта
- K3 – показатељ повећања преносног капацитета реализацијом пројекта
- K4 – показатељ утицаја пројекта на интеграцију обновљивих извора енергије

Поред горенаведених генералних показатеља, за пројекте високонапонских водова се одређују и следећи карактеристични показатељи:

- K5 – показатељ утицаја пројекта на растеређење високо оптерећених праваца преноса у систему
- K6 – показатељ утицаја пројекта на повећање поузданости рада система
- K7 – показатељ значаја пројекта за поузданост рада произвођача и потрошача прикључених директно на преносни систем

Са друге стране, уколико објекат обухваћен посматраним пројектом припада високонапонским постројењима, тада поступак одређивања његовог фактора системске важности подразумева прецизирање вредности следећих специфичних показатеља:

- K8 – показатељ постојања извора електричне енергије прикљученог директно на постројење
- K9 – показатељ инсталисане снаге постројења
- K10 – показатељ броја водова који улазе у постројење
- K11 – показатељ постојања великог потрошача електричне енергије прикљученог директно на постројење

Сам фактор F2 се, након одређивања вредности одговарајућег скупа показатеља, израчунава на основу њиховог збира, уз обавезну нормализацију на предефинисани жељени опсег.

Коначно, уврштавањем компанијског фактора пројекта (F3) у приоритизацију, остављена је могућност уважавања постојања стратешких одлука за реализацију пројеката који су од изузетног значаја за преносни систем Републике Србије, као и истицања пројеката за које је закључено да имају повољан друштвено-економски утицај. Према новој Методологији за приоритизацију, пројекти се могу расподелити у четири категорије, наведене у наставку текста по опадајућој вредности компанијског фактора:

- пројекти који се финансирају из кредита или деонација, пројекти на које се односе препоруке и одлуке Одбора директора, Одбора техничког савета или Стручних панела ЕМС АД, као и пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС за које је потписан Уговор о повезивању;
- пројекти за које је потписан Уговор за извођење радова или пројекти за које је у току процес набавке за извођење радова, а не припадају првој категорији;
- пројекти чији је завршетак планиран у прве три планске године, а не спадају у прве две категорије;
- преостали пројекти у инвестиционој фази.

Када се за пројекат дефинишу одговарајуће вредности побројаних фактора (где се фактор F1 додељује само пројектима који подразумевају реконструкцију, адаптацију и доградњу постојећих постројења, док се фактори F2 и F3 одређују за све пројекте који су ушли у процес приоритизације), на основу њих се израчунава скор фактора, при чему се формула за његово прорачунавање мења у зависности од тога да ли разматрани пројекат обухвата радове на постојећем или на новом објекту, као и да ли је у питању пројекат повезивања објеката ОДС на ОПС или не. Потом се за овај пројекат прецизира и вредност коефицијента његове финансијске реализације, добијен помоћу процентуалне финансијске реализације пројекта у тренутку вршења приоритизације, уз уважавање пројекције могућности улагања средстава до краја године у којој се приоритизација обавља, при чему је формула за израчунавање овог коефицијента прилагођена тако да се блага предност даје пројектима чија је реализација ближе завршетку, али уз обраћање пажње на то да се тиме не доведе до дискриминације пројеката са нижим вредностима реализације или пројеката који тек прелазе из развојне у инвестициону фазу.

Када се, множењем скорa фактора пројекта његовим коефицијентом финансијске реализације, одреди финални скор сваког од пројеката присутних у Јединственој листи пројеката, последњи корак наведен у Методологији за приоритизацију пројеката предвиђа њихово рангирање по опадајућој вредности финалног скорa, чиме се формира Листа ранжираних пројеката, на којој ће прво место заузимати пројекат са највећом вредношћу финалног скорa, док ће пројекти са нижим вредностима финалног скорa бити лошије позиционирани. Затим се, на основу планиране динамике улагања за сваки појединачни пројекат, врши расподела финансијских средстава из буџета, и то тако што се средства додељују пројектима у складу са Листом ранжираних пројеката, где се полази од првог пројекта са ове листе, а завршава се код последњег пројекта за који у расположивом буџету постоји извесна количина средстава.