



**АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ**

**ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА
РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ**

за период 2018-2027

Децембар 2018. год

САДРЖАЈ

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА.....	6
СКРАЋЕНИЦЕ.....	14
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
2 ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ	27
3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА.....	31
3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ	31
3.2 КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ	32
3.3 ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА МРЕЖЕ	33
3.4 ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ	35
3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ	38
4 СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ И ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	39
4.1 ЕКСПЛОАТАЦИОНО СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ ОПРЕМЕ.....	39
4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (КРП ПАРАМЕТРИ) ЗА ДАЛЕКОВОДЕ У 2016. ГОДИНИ	40
4.3 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (КРП ПАРАМЕТРИ) ЗА ПОСТРОЈЕЊА У 2016. ГОДИНИ.....	41
4.4 РЕКОНСТРУКЦИЈА ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ	43
4.5 РАДИЈАЛНО НАПАЈАНЕ ТС 110/Х KV	45
4.6 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	47
4.7 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА.....	51
4.8 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА ОДС ЕПС	52
5 УСАГЛАШЕНО ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ, ПРОИЗВОДНОГ И ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА	57
5.1 УРЕЂИВАЊЕ ОДНОСА ИЗМЕЂУ ОПС И ОДС	57
5.2 ЛИСТА НОВИХ ОБЈЕКТА ДОСТАВЉЕНА ОД СТРАНЕ ОДС-А	58
5.3 ПРОИЗВОДНИ КАПАЦИТЕТИ	60
5.4 УСАГЛАШАВАЊЕ ПОТРЕБА ОПС И ОДС У ОКВИРУ ПРОЦЕСА ПОВЕЗИВАЊА	62
5.5 ПРЕГЛЕД ОБРАЂЕНИХ ЗАХТЕВА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	64

6	ПОСМАТРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА	66
6.1	ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ.....	66
6.2	СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА.....	66
6.3	АНАЛИЗИРАНИ РЕЖИМИ РАДА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА	67
6.4	СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА	67
7	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ	70
8	МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА	74
8.1	РАЧУНАРСКИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ	74
8.2	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ	75
8.3	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2022. ГОДИНУ	79
8.4	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2027. ГОДИНУ	84
9	ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ	89
9.1	АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ.....	89
9.2	ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	90
10	ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	91
10.1	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	92
10.1.1	Пројекти међународног карактера (интерконекије)	93
10.1.2	Пројекти интерне 400 kV мреже	93
10.1.3	Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже	93
10.2	РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ.....	94
10.3	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	95
10.3.1	ДП Ниш.....	95
10.3.2	ДП Краљево	96
10.3.3	ДП Крагујевац	96
10.3.4	ДП Београд	97
10.3.5	ДП Нови Сад	97
10.4	ЛИСТА ПРОЈЕКТА КОЈИ СУ ИЗ РАЗВОЈНЕ ПРЕШЛИ У ИНВЕСТИЦИОНУ ФАЗУ.....	97
10.5	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	98
10.5.1	Пројекти међународног карактера (интерконекије)	99
10.5.2	Пројекти интерне 400 kV мреже	99
10.5.3	Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже	100
10.5.4	Пројекти повезивања објекта ОПС на ОДС (пројекти ОПС)	101
10.5.5	Пројекти прикључења корисника преносног система	102
10.6	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	103
10.6.1	ДП Ниш.....	103
10.6.2	ДП Краљево	103
10.6.3	ДП Крагујевац	103
10.6.4	ДП Београд	103
10.6.5	ДП Нови Сад	104
10.7	ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	104
10.8	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ	105

10.8.1	Термоелектране (ТЕ).....	105
10.8.2	Хидроелектране (ХЕ).....	105
10.8.3	Ветроелектране (ВЕ).....	105
10.8.4	Објекти КПС.....	106
10.9	ПРОЈЕКТИ ОД НАЈВИШЕГ СТРАТЕШКОГ, НАЦИОНАЛНОГ И РЕГИОНАЛНОГ ИНТЕРЕСА.....	106
10.9.1	Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза.....	106
10.9.2	Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – друга фаза.....	107
10.10	РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/Х kV.....	110
10.11	ПРОЦЕНА ИЗВОДЉИВОСТИ ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	111
10.12	ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	113
10.13	РАНГ ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРЕМА ПРИОРИТЕТИМА.....	114
10.14	УСКЛАЂЕНОСТ ПЛАНА РАЗВОЈА И ПРОГРАМА ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ.....	114
10.15	ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА.....	117
10.15.1	Аутоматска Регулација Напона (АРН).....	118
10.15.2	Имплементација WAMS система.....	119
10.15.3	Даљински приступ уређајима РЗУ.....	119
10.15.4	Специјални проводници за ДВ.....	119
10.15.5	Хаваријски стубови.....	119
10.15.6	Рад у близини напона.....	120
10.15.7	Праћење температуре на ДВ.....	120
10.15.8	Имплементација програма SCALAR.....	120
10.15.9	Енергетски трансформатори – рад група за хлађење у систему (ONAN-ONAF-OFAP) ..	120
10.15.10	Мерни трансформатори велике снаге.....	121
10.15.11	Индекс здравља енергетских трансформатора.....	121
11	ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА.....	122
11.1	ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА.....	122
11.2	СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА.....	124
11.3	ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ ВЕЗЕ.....	125
11.4	КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ.....	125
11.5	УНАПРЕЂЕЊЕ И ОДРЖАВАЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА.....	126
12	ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ.....	131
12.1	РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ.....	131
12.1.1	Балансно тржиште.....	132
12.1.2	Организовано тржиште електричне енергије и оснивање SEEPEX.....	132
12.1.3	Будуће активности везане за развој тржишта.....	133
12.2	ТРЕЋИ ЕНЕРГЕТСКИ ПАКЕТ И УТИЦАЈ НА ЕМС АД.....	133
	ЛИТЕРАТУРА.....	136
	ДОДАЦИ.....	138
Д.1	РАЗВОЈНИ ПРОЈЕКТИ.....	138
Д.1.1	ПРОЈЕКТИ ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	138
Д.1.1.1	Развојни пројекти међународног карактера (400 kV и 110 kV интерконеције).....	138
Д.1.1.2	Развојни пројекти 400 kV мреже.....	141
Д.1.1.3	Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже.....	147

Д.1.2	ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ	157
Д.1.2.1	ДП Ниш.....	157
Д.1.2.2	ДП Краљево	159
Д.1.2.3	ДП Крагујевац	166
Д.1.2.4	ДП Београд	170
Д.1.2.5	ДП Нови Сад	172
Д.2	ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ	174
Д.2.1	ПРОЈЕКТИ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	174
Д.2.1.1	Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконекције)	174
Д.2.1.2	Инвестициони пројекти 400 kV мреже.....	176
Д.2.1.3	Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже.....	181
Д.2.1.4	Инвестициони пројекти повезивања објекта ОПС на ОДС (пројекти ОПС).....	189
Д.2.1.5	Инвестициони пројекти прикључења корисника преносног система.....	197
Д.2.2	ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	198
Д.2.2.1	ДП Ниш.....	198
Д.2.2.2	ДП Краљево	198
Д.2.2.3	ДП Крагујевац	200
Д.2.2.4	ДП Београд	201
Д.2.2.5	ДП Нови Сад	204
Д.2.3	ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ	205
Д.3	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА	206
Д.3.1	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА НОВИХ ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2027. ГОДИНЕ	206
Д.3.2	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА НОВИХ ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2027. ГОДИНЕ.....	206
Д.3.3	ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА НОВИХ ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2027. ГОДИНЕ.....	206
Д.4	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2017- 2031	208
Д.4.1	УВОД	208
Д.4.2	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ СА КОНЗУМНИМ ПОДРУЧЈЕМ АП КиМ.....	208
Д.4.3	ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ.....	216
Д.5	АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2017. – 2027. ГОДИНА 223	
Д.5.1	МЕТОДОЛОГИЈА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ.....	223
Д.5.2	АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ Р. СРБИЈЕ СА ПРОИЗВОДНИМ КАПАЦИТЕТИМА АП КиМ	226
Д.5.3	АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ Р. СРБИЈЕ БЕЗ ПРОИЗВОДНИХ КАПАЦИТЕТА АП КиМ	236
Д.6	РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА	245
Д.6.1	ПРОРАЧУНИ ТОКОВА СНАГА И НАПОНСКИХ ПРИЛИКА.....	245
Д.6.1.1	ПРОРАЧУНИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ.....	246
Д.6.1.2	ПРОРАЧУНИ ЗА 2022. ГОДИНУ	247
Д.6.1.3	ПРОРАЧУНИ ЗА 2027. ГОДИНУ	249
Д.6.2	АНАЛИЗЕ СИГУРНОСТИ	250
Д.6.2.1	АНАЛИЗЕ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ.....	250
Д.6.2.2	АНАЛИЗЕ ЗА 2022. ГОДИНУ	257
Д.6.2.3	АНАЛИЗЕ ЗА 2027. ГОДИНУ	273



Д.6.2.4	РЕШАВАЊЕ ПРОБЛЕМА СИГУРНОСТИ НАПАЈАЊА РЕГИОНА СЕЛА ЈАБУЧЈЕ	284
Д.6.3	ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	289
Д.7	УСАГЛАШЕНИ РАЗВОЈНИ И ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА	321
Д.8	ПРЕДЛОГ ПЛАНА АКТИВНОСТИ НА ОБЈЕКТИМА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА ДО 2027. ГОДИНЕ	332

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА

Индекс коришћених слика:

Сл. 2.1: EMC кроз свој План развоја обезбеђује да ће осим постојећих, и сви будући корисници система имати недискриминаторски, сигуран и поуздан приступ преносном систему	28
Сл. 3.1: Најважнији критеријуми за избор развојне опције	33
Сл. 3.2: EMC АД води рачуна о заштити животне средине од почетка планирања својих пројеката, током њихове изградње, и током експлоатације	36
Сл. 4.1: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад далековода по годинама	41
Сл. 4.2: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад постројења по годинама	42
Сл. 6.1: Оквир за формирање сценарија у TYNDP 2018. Удео обновљивих извора у потрошњи електричне енергије и гаса	68
Сл. 7.1: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима	70
Сл. 7.2: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2000. – 2016. године	71
Сл. 7.3: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	72
Сл. 8.1: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума за тренутно стање мреже	77
Сл. 8.2: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума за тренутно стање мреже	78
Сл. 8.3: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума за тренутно стање мреже	78
Сл. 8.4: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2022. године	82
Сл. 8.5: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2022. године	82
Сл. 8.6: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2022. године	82

Сл. 8.7: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2027. године	87
Сл. 8.8: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2027. године	87
Сл. 8.9: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2027. године.....	87
Сл. 10.1: Планирана изградња нових далековода у периоду до 2019. по годинама...	104
Сл. 10.2: Трансбалкански коридор – I фаза.....	107
Сл. 10.3: Преносни систем Р.Србије 2031. године.....	109
Сл. 11.1: Оптички ТК систем ЕМС АД.....	124
Индекс коришћених табела:	
Таб. 4.1: Далеководи у власништву ЕМС АД на дан 31.12. 2016.	39
Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2016.....	39
Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних дистрибутивних ТС 110/x са приоритетом сагледаним од стране ОДС	45
Таб. 4.4: Укупно трајање превисоких напона у 2016. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени	49
Таб. 4.5: Укупно трајање превисоких напона у 2016. години за мерна места 220 kV где су такви напони забележени	49
Таб. 4.6: Укупно трајање превисоких напона у 2016. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени	50
Таб. 4.7: Укупно трајање прениских напона у 2016. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени	51
Таб. 4.8: Укупно трајање прениских напона у 2016. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени	51
Таб. 4.9: Елементи у објектима ОДС ЕПС који ограничавају пропусну моћ преносног система.....	52
Таб. 4.10: Елементи који недостају у објектима ОДС ЕПС, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система	54
Таб. 5.1: Листа нових објеката Оператора Дистрибутивног Система	58
Таб. 5.2: Повлачење производних капацитета ЈП ЕПС до 2027. године	60
Таб. 5.3: Нови производни капацитети ЈП ЕПС до 2027. године.....	61
Таб. 5.4: Повећање снаге производних капацитета ЈП ЕПС до 2026. године	61



Таб. 5.5: Снаге производних капацитета осталих произвођача до 2027. године	62
Таб. 5.6: Преглед обрађених захтева за прикључење на преносни систем ЕМС АД, закључно до 31. августа 2017. године	64
Таб. 7.1: Прогноза снага по режимима за 2022. годину	72
Таб. 7.2: Прогноза снага по режимима за 2027. годину у режимима зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума	73
Таб. 8.1: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже	76
Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање	77
Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2022.г.	80
Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2022. годину	81
Таб. 8.5: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2027.г.	85
Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2027. годину	86
Таб. 10.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије	91
Таб. 10.2: Кореспонденција између пројеката у развојној и инвестиционој фази и постављених циљева развоја	92
Таб. 10.3: Листа пројеката ОПС у развојној фази (развој преносне мреже).....	93
Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази	95
Таб. 10.5: Листа пројеката који су из развојне прешли у инвестициону фазу	97
Таб. 10.6: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже).....	99
Таб. 10.7: Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази (пројекти ОДС).....	103
Таб. 10.8: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази	104
Таб. 10.9: Листа пројеката прикључења	105
Таб. 10.10: Секције Трансбалканског коридора – I фаза	106
Таб. 10.11: Секције Трансбалканског коридора – II фаза	108
Таб. 10.12: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја	110
Таб. 10.13: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја.....	115
Таб. 10.14: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/x kV ТС између ПОС и Плана развоја	116

Таб. 10.15: Разлике у решавању радијално напајаних трансформаторских станица између ПОС и Плана развоја 116

Таб. 11.1: Динамика планираних радова на комутационо-телефонском систему..... 125

Таб. 11.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања..... 129

Индекс коришћених слика у додацима:

Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2000. до 2016. године 209

Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима..... 210

Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима..... 211

Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима..... 211

Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године 212

Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2000. – 2016. године..... 213

Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2031. године ... 214

Сл.Д. 4.8: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења..... 214

Сл.Д. 4.9: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења..... 215

Сл.Д. 4.10: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења..... 215

Сл.Д. 4.11: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења..... 216

Сл.Д. 4.12: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2016. године 217

Сл.Д. 4.13: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2031. године по сценаријима..... 217

Сл.Д. 4.14: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2031. године по сценаријима 218

Сл.Д. 4.15: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2031. године по сценаријима..... 219



Сл.Д. 4.16: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2031. године по сценаријима	219
Сл.Д. 4.17: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2000. – 2016. године	219
Сл.Д. 4.18: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2031. године	220
Сл.Д. 4.19: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	221
Сл.Д. 4.20: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	221
Сл.Д. 4.21: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења	222
Сл.Д. 4.22: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења	222
Сл.Д. 5.1: Графички приказ методологије адекватности производње	224
Сл.Д. 5.2: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија са АП КиМ	233
Сл.Д. 5.3: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија са АП КиМ	233
Сл.Д. 5.4: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија са АП КиМ (реалистични сценарио)	234
Сл.Д. 5.5: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија са АП КиМ (реалистични сценарио)	234
Сл.Д. 5.6: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија са АП КиМ (конзервативни сценарио)	235
Сл.Д. 5.7: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија са АП КиМ (конзервативни сценарио)	235
Сл.Д. 5.8: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ	241
Сл.Д. 5.9: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ	241
Сл.Д. 5.10: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (реалистични сценарио)	242
Сл.Д. 5.11: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (реалистични сценарио)	242

Сл.Д. 5.12: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (конзервативни сценарио).....	243
Сл.Д. 5.13: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (конзервативни сценарио).....	243
Сл.Д. 6.1- Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво.....	290
Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво.....	291
Сл.Д. 6.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски ниво.....	291
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски ниво.....	292
Сл.Д. 6.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски ниво.....	293
Сл.Д. 6.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски ниво.....	293

Индекс коришћених табела у додацима:

Таб.Д. 5.1: Прилагођеност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за зимски врх за период 2017. – 2027.- реалистични сценарио	229
Таб.Д. 5.2: Прилагођеност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – реалистични сценарио	230
Таб.Д. 5.3: Прилагођеност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за зимски врх за период 2017. – 2027. - конзервативни сценарио	231
Таб.Д. 5.4: Прилагођеност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – конзервативни сценарио	232
Таб.Д. 5.5: Прилагођеност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за зимски врх за период 2017. – 2027. - реалистични сценарио.....	237
Таб.Д. 5.6: Прилагођеност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – реалистични сценарио.....	238
Таб.Д. 5.7: Прилагођеност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за зимски врх за период 2017. – 2027. – конзервативни сценарио.....	239

Таб.Д. 5.8: Прилагођеност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – конзервативни сценарио	240
Таб.Д. 6.1: Вредности напона у карактеристичним тачкама система	245
Таб.Д. 6.2: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже.....	247
Таб.Д. 6.3: Високо оптерећени далеководи у 2022. г.	248
Таб.Д. 6.4: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум 2022. г.....	249
Таб.Д. 6.5: Високо оптерећени далеководи у 2027. г.	249
Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже	252
Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже	254
Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2022. г.....	260
Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2022. г.	263
Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2022. г.....	267
Таб.Д. 6.11: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2027. г.....	275
Таб.Д. 6.12: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2027. г.	277
Таб.Д. 6.13: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2027. г.....	280
Таб.Д. 6.14: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје	284
Таб.Д. 6.15: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје	285
Таб.Д. 6.16: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје	286
Таб.Д. 6.17: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2027.г. за део мреже око ТС Јабучје	286
Таб.Д. 6.18: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2027.г. за део	287
Таб.Д. 6.19: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје	288
Таб.Д. 6.20: Струје кратких спојева у режиму зимског и летњег максимума	295
Таб.Д. 7.1: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Ниш	321

Таб.Д. 7.2: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Краљево	323
Таб.Д. 7.3: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Крагујевац.....	325
Таб.Д. 7.4: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Београд.....	327
Таб.Д. 7.5: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Нови Сад	329
Таб.Д. 8.1: Табела предлога активности на далеководима.....	332
Таб.Д. 8.2: Табела предлога активности на високонапонским постројењима	336

СКРАЋЕНИЦЕ

CBA	Cost Benefit Analysis
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
DWDM	Dense Wavelength Division Multiplexing
ELES	Словеначки оператор преносног система
EMS	Energy Management System
EnC	Energy Community (Енергетска заједница Југоисточне Европе)
ENTSO-E	Асоцијација европских оператора преносног система за електричну енергију
ENTSO-G	Асоцијација европских оператора преносног система за гас
ESO EAD	Бугарски оператор преносног система (некада НЕК-EAD)
FCA	Fiat Chrysler Automobiles
GHG	Greenhouse Gases
GTC	Grid Transfer Capability представља преносни капацитет мреже који показује могућност мреже да пренесе електричну енергију из једне или више области у другу област.
HIS	Историјска база података
ICCP	Inter-Control Center Communications Protocol
IEC	International Electrotechnical Commission
IFI	Међународна финансијска институција
IP	Internet Protocol
IPTO	Независни оператор преносног система Грчке
ISO	International Organization for Standardization
KOSTT	Оператор преносног система и тржишта на територији АП КиМ
KPI	Key performance indicator
LAN	Local Area Network
MAVIR	Мађарски оператор преносног система
MEPSO	Македонски оператор преносног система
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



PECI	Projects of Energy Community Interest
PMI	Projects for Mutual Interest
PMU	Phasor Measurement Unit
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
RegIP	Regional Investment Plan – регионални инвестициони план
RTU	Remote terminal unit
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SECI	Southeast European Cooperative Initiative
SEEPEX	South East European Power Exchange (Оператор тржишта електричне енергије)
SoS	Security of Supply – сигурност напајања
SRAAMD	System for the Remote Acquisition and Accounting of Metering Data
TEL	Румунски оператор преносног система (Transelectrica)
TERNA	Италијански оператор преносног система
TNA	Transmission System Analyzer
TSO	Transmission system operator
TYNDP	Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже (Ten-Year Network Development Plan)
WAMS	Wide Area Monitoring System
WBIF	Western Balkans Investment Framework
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	Електроувучна подстананица
ЕЕ	Електроенергетски
ЕЕС	Електроенергетски систем
ЕМС АД	Оператор преносног система Републике Србије

	(Акционарско друштво Електромержа Србије)
ЕУ	Европска Унија
ЕУЛЕКС	Мисија владавине права Европске уније на Косову и Метохији – European Union Lex
ЖС	Животна Средина
ЗЖС	Заштита животне средине
ЈИЕ	Југоисточна Европа
ЈП ЕПС	Јавно Предузеће Електропривреда Србије
КБ	Високонапонски кабловски вод
КПС	Корисник преносног система
МЕПСО	Македонски оператор преносног система
МРЕ	Министарство рударства и енергетике РС
НАПОИЕ	Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије
НДЦ	Национални диспечерски центар
НОС БиХ	Независни систем оператор у БиХ (ISO)
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
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
ХОПС	Хрватски оператор преносног система

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	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 2018-2027 године се ослања на претходни План Развоја, који је, у моменту док настаје овај текст, у поступку добијања сагласности од Агенције за Енергетику Републике Србије. Међутим, иако је као основа за израду послужио текст претходног Плана Развоја, сама структура новог Плана развоја је темељно измењена. Поједина поглавља су прекомпонована и потпуно или делимично пребачена у друга поглавља, а уведено је и неколико нових поглавља која осликавају трендове у савременим преносним системима.

У Поглављу 1 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. Развој преносне мреже 400 kV у региону западне и централне Србије и интерконекција према суседима је препознат 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 строжијих 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 има значајан утицај на преносне капацитете у регионалној преносној мрежи и олакшавања даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи. Дат је и кратак осврт на европски десетогодишњи план развоја TYNDP2018 и на PECI листу пројеката и 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 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 је ново поглавље и описује начин израде Плана Развоја. Полазећи од развојних циљева и стратегије развоја, објашњено је како се одређују развојне потребе и начин селекције 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 врх, летњи максимум и летњи минимум. Наглашено је да свака развојна опција, поред техно-

економских захтева, такође мора испуњавати услове одрживости и друштвене прихватљивости и да има минималан утицај на животну средину. 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 преузима 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-а и са користима које развој ЕМС-а 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 са 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 у 2016. години, као што су учестаност трајних и пролазних кварова и трајање искључења због испада. Описани су радови на реконструкцији постојеће преносне мреже. Дат је списак радијално напајаних ТС 110/x kV и наглашено да ће оне ТС које се тренутно налазе у развојној, односно прединвестиционој фази, бити током наредног периода предмет заједничких студија пројеката 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, чија се израда очекује током 2018. године.

Поглавље 5 се бави усаглашеним планирањем развоја преносног, производног и дистрибутивног система, односно уређивањем односа између ОПС и ОДС. Дат је преглед планираних објеката достављених од стране ОДС-а за период 2018-2027. године. Посебно потпоглавље се бави планом развоја производних капацитета, како ЈП ЕПС тако и осталих произвођача. Приказан је план уласка у погон нових производних капацитета, односно повлачења у резерву, односно из погона, постојећих производних капацитета. Поглавље завршава прегледом обрађених захтева за прикључење објеката на преносни систем ЕМС АД.

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 конзервативним. 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. У наставку Поглавља су описани и сценарији развоја европског електроенергетског система, оличеним кроз израду TYNDP 2018¹, у коме по први пут заједнички раде ENTSO-E и ENTSO-G на одређивању скупа сценарија који ће

¹ У моменту писања овог текста, TYNDP 2018 је још увек у фази израде

омогућити доношење одлука о европској енергетици, а што је у складу са европском политиком међусекторске сарадње.

Поглавље 7 говори о прогнози потрошње Р. Србије за период 2017 – 2031 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 планске године 2017, 2022 и 2027. За основу потрошње ЕЕС Србије по трансформаторским станицама коришћена је база података SRAAMD система ЕМС АД.

У Поглављу 9 су описане анализе сигурности које су вршене за потребе израде овог Плана Развоја, базиране на статичким прорачунима токова снага, односно провери “N-1” критеријума сигурности. Такође су описане и анализе прорачуна струја кратких спојева за уклопно стање постојећих и планираних објеката за тренутно стање, на крају разматраног петогодишњег периода (2022. година) и десетогодишњег периода (2027. година), у режимима зимског и летњег максимума.

Поглавље 10 описује планиране развојне и инвестиционе пројекте којима се унапређује преносни систем. Ово поглавље је срж Плана Развоја и у њему су, за сваки од идентификованих проблема сублимирана решења до којих се дошло на основу моделовања преносног 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 пет поткатегија: Пројекти међународног карактера (интерконеције), Пројекти 400 kV мреже, Пројекти 220 и 110 kV мреже, Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС, и Пројекти прикључења објеката на преносни систем. 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 кратак осврт на рангирање пројеката према приоритетима, а заинтересовани читалац се за комплетну текућу листу рангираних пројеката упућује на План инвестиција у преносни систем за период 2018-2020. У овом поглављу је уведено 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 ЕМС АД уводи нова сазнања и нове технологије на својим објектима.

У Поглављу 11 дат је пресек тренутног стања и плана развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) ЕМС 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.

Поглавље 12 је такође ново поглавље и 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 комплетан 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 строжији. 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 задовољавања енергетских потреба има значајну улогу у стратешком планирању енергетске будућности сваке земље. Већина држава Европске Уније је покренула програме истраживања, развоја, иновација и подстицајних тарифа у области обновљивих извора енергије како би смањила зависност од фосилних горива и увоза енергената, што је у крајњој линији резултовало израдом бројних законских и подзаконских аката. 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 [18], 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 системом² основано је Јавно Предузеће „Електромрежа 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

² Службени гласник РС бр. 12/2005

на основу Одлуке³ Савета Агенције за енергетику Републике Србије сертифициван као оператор преносног система електричне енергије. У процесу доношења Одлуке, Агенција је, у складу са Законом о енергетици, прибавила мишљење Секретаријата Енергетске заједнице⁴.

Својом средњорочној и дугорочној 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/kV, ЕМС на транспарентан и недискриминаторски 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 само у оном обиму и на оним местима где друго решење није техно-економски оправдано и могуће.

Кичма 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. У случају Трансбалканског коридора, интереси српског оператора преносног система коинцидирају са интересима националних оператора већине земаља у региону, као и са интересима учесника на тржишту електричне енергије.

1.2 ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ

Преносни систем у региону ЈИЕ је, у поређењу са осталим ENTSO-E регионима, слабије повезана мрежа са доминантним токовима снаге са истока на запад и севера на југ. При томе, производња из термоелектрана има највеће учешће (са значајним

³ Одлука се налази на web адреси: http://aers.rs/Files/Odluke/Sertifikati/2017-08-04_Odluka_AERS_SERT_EMS.pdf (задњи пут приступљено 27.10.2017.)

⁴ Одлука Агенције и мишљење Секретаријата енергетске заједнице објављени су у Сл. гласнику РС, број 76/17, од 9. августа 2017. године.

делом јединица на лигнит). 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. Планирани пројекти у преносној 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 система и повећање расположивих преносних капацитета.

Анализе спроведене у оквиру израде Десетогодишњег пан-европског плана развоја, односно Регионалних инвестиционих планова (тржишне и мрежне студије), као и најновијих тржишних студија израђених од стране ЕМС АД, доводе до следећих закључака:

- 1) У анализираним сценаријима за TYNDP 2018 може се закључити да ће оптерећење преносне мрежа региона ЈИЕ зависити од баланса Турске, као и од уласка у погон нових генераторских јединица. Анализе показују, да у неким критичним режимима, планирани преносни капацитети 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 поменутих анализама није узето у обзир потенцијално повезивање електроенергетских система Украјине и Молдавије на преносни систем континенталне Европе.
- 2) У свим анализираним сценаријима за 2025. годину, регион Југоисточне Европе је увозно зависан, са нивоом увоза у распону од 8 TWh у амбициозном, до 34 TWh у конзервативном сценарију [22].
- 3) Због високог удела производње електричне енергије из термоелектрана у укупној производњи, подручје је осетљиво на цене CO₂.
- 4) Доминантни правци протока енергије (исток→запад и север→југ), још увек постоје у 2022. као и у 2027. години, али у многоме зависе од посматраног сценарија развоја ЕЕС на тлу Европе као и развоја великих суседних система, пре свега Турске и Украјине.
- 5) Интеграција са тржиштем електричне енергије Западне Европе (пре свега Италијом), идентификована је као један од кључних покретача за развој преносног система у региону.
- 6) Што се тиче утицаја инвестиција у преносни систем на животну средину, он је прилично низак. Такође реализација пројеката се не суочава са израженијим супротстављањем јавности, али се на овом пољу очекује пораст отпора као и у свим осталим европским земљама.
- 7) 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 нашем преносном систему има значајан утицај на преносне капацитете 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, Регулатором 347/2013 Европске Комисије, дефинисана је РЕСИ листа пројеката. Ова листа садржи пројекте од интереса за Енергетску Заједницу и ажурира се на сваке две године.

Коначна листа пројеката коју је ЕМС АД, преко МРЕ, кандидовао за статус РЕСИ за 2018. годину⁵ је следећа:

1. ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3
2. ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV
3. ДВ 2x400 kV између Србије, Црне Горе и БиХ

Евалуација пројеката од стране ангажованих консултантских кућа се очекује у 2018. години.

1.3 ПАН-ЕВРОПСКИ ДЕСЕТОГОДИШЊИ ПЛАН РАЗВОЈА И РЕГИОНАЛНИ ИНВЕСТИЦИОНИ ПЛАН

Циљеви европског десетогодишњег плана развоја јесу обезбеђење транспарентности везано за развој преносних мрежа, 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 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.

TYNDP2018 је тренутно у фази израде, а до краја 2018. године предвиђено је његово јавно објављивање.

⁵ У тренутку израде овог документа започет је процес пријаве пројеката за РЕСИ листу за 2018. годину.

TYNDP2018 ће садржати пројекат Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије (прва и друга фаза), који ће проћи одговарајућу мрежну и тржишну евалуацију прорачуна бенефита сходно ENTSOE CBA методологији.

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.

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 системом

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)
- 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 и 145/2014)
- Правила о раду преносног система
- Стратегију развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године

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. Ови подзаконски акти су:

- Стратегија развоја енергетике Републике Србије
- Програм остваривања Стратегије
- Енергетски биланс Републике Србије

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

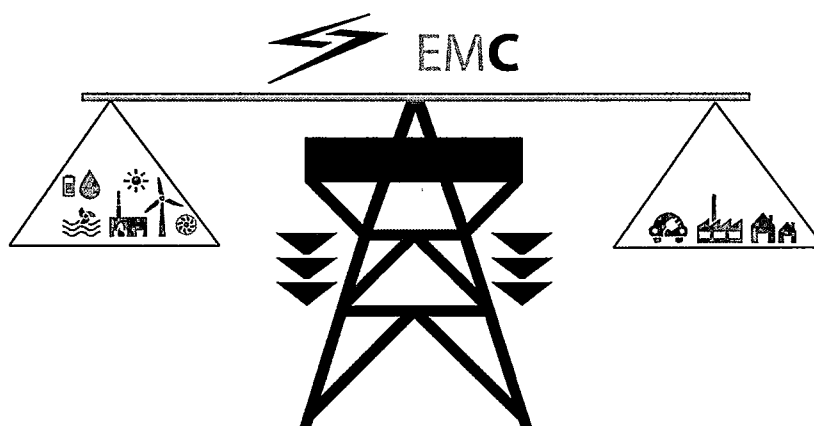
Законом о енергетици (члан 109) је уређено да Оператор преносног система електричне енергије сваке године донесе План развоја преносног система (у даљем тексту План развоја) за период од најмање десет година. План развоја садржи ефикасне мере ради обезбеђења стабилности рада система и сигурности снабдевања 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, а у складу са пословном стратегијом предузећа, 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: EMC кроз свој План развоја обезбеђује да ће осим постојећих, и сви будући корисници система имати недискриминаторски, сигуран и поуздан приступ преносном систему

Оператор преносног система дужан је да сваке године поднесе АЕРС на сагласност План развоја базиран на прогнозираној производњи и потрошњи електричне енергије

и резултатима саветовања са свим заинтересованим странама и усаглашен са планом развоја дистрибутивне мреже.

Неопходно је нагласити да постоји 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.

Треба напоменути да ни Законом о енергетици, као ни пратећим подзаконским актима, није прецизније уређен садржај Плана развоја, те је у Правилима о раду преносног система детаљно обрађена ова тематика. У складу са тим, 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.

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.

Стандардни технички критеријуми за планирање развоја преносног система су уређени Правилима о раду преносног система, али су у Плану развоја коришћени и додатни критеријуми за планирање изградње нових елемената преносне мреже (далеководи 400 kV, 220 kV и 110 kV, односно трансформаторске станице 400/110 kV, 400/220 kV и 220/110 kV), као и критеријуми који се користе приликом израде пан-европског десетогодишњег плана и Регионалног инвестиционог плана у оквиру ENTSO-E асоцијације.

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).

Поменута 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 на начин 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, а у свему према законској регулативи и интерним актима.

На тај начин, 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-а 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-а, него се остварују и највиши национални интереси Републике Србије.

3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА

3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ

Циљ ЕМС-а као оператора преносног система је да развије сигуран, поуздан, економичан и ефикасан преносни систем који ће задовољити захтеве за преносом електричне енергије у складу са законским обавезама. 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 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 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 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 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 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 (конкретно, за правац Обреновац – Бајина Башта, изградња 400 kV далековода је за 25% скупља од комплетне реконструкције постојећег далековода 220 kV [7]). Како је изградња комплетног пројекта Трансбалкански Коридор јако велика инвестиција и комплексан пројекат, 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)
- динамичку стабилност
- струје кратког споја.

Систем мора да ради унутар наведених критеријума када нема поремећаја, као и после испада било ког вода или генератора. Ово такође важи за време ремонта било ког вода, кабла, 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 инвестициони планови који ће испунити захтеве на ефикасан и економичан начин, уз уважавање техничких критеријума.

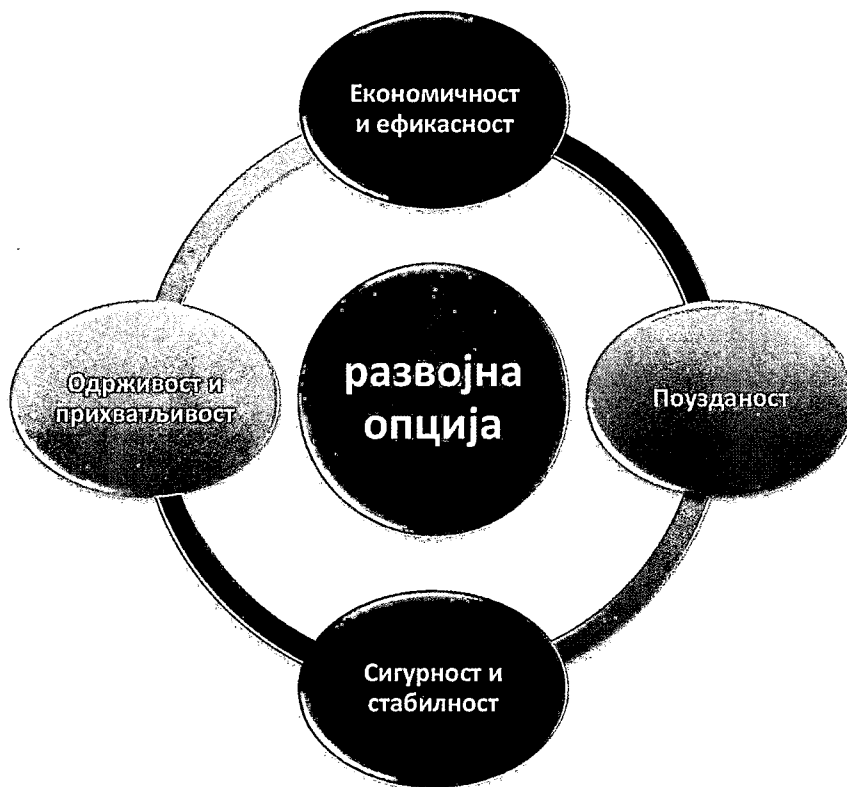
Услови рада система и поремећаји у мрежи се обично испитују за три карактеристична радна режима: зимски врх, летњи максимум и летњи минимум. Зимски врх представља прогнозирано максимално годишње оптерећење. Летњи врх, који се односи на просечни максимум потрошње радним данима од марта до септембра, нижи је од зимског врха 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. Режим овог минималног оптерећења је од посебног интереса када се анализира могућност повезивања нових производних јединица.

Поред техно-економских захтева које мора испунити, свака развојна опција такође мора испуњавати услове одрживости и прихватљивости. Изабрана развојна опција мора да има минималан утицај на животну средину. Ово 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, тако и за извођаче радова током изградње и одржавања, као и за ширу јавност. Људска безбедност је највећи приоритет ЕМС-а.

Развој преносне мреже, и могућности које она може пружати разним корисницима, остварују 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 динамички процес јер захтеви за услугама преносног система непрестано еволуирају. Развојни План је пресечно стање развојних потреба у неком тренутку током овог процеса. Овај процес 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. Модели тржишта се користе да би се симулирала будућа ангажовања производних капацитета и размене енергије. Анализа дугорочних потреба пружа корисне информације, омогућава избор оптималног решења и избегава субоптимални постепен развој.

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 проблематичне области које се могу јавити у будућности. У неким случајевима ове проблематичне области не изискују хитно решење. Због тога се врши детаљна анализа за сваки проблем и утврђује се да ли заиста постоји потреба за развојем у посматраној области у датом тренутку.
6. **Разматрање развојних опција:** Једном када се потреба утврди, развија се листа изводљивих развојних опција. За сваку развојну опцију врши се процена да ли одговара критеријумима наведеним у претходном поглављу.
7. **Избор оптималног развојног пројекта:** У случајевима када постоји више од једне изводљиве опције, неопходно је изнаћи оптимално решење. Ово обухвата разматрање више чинилаца:
 - усаглашеност са техничким планским критеријумима (стандарди, Правила о раду преносног система, итд.)
 - испуњење циљева Владе Републике Србије
 - утицај на животну средину и на друштво у целини
 - економичност алтернативних развојних опција
 - физичка изводљивост опције и време реализације пројекта
 - утицај ограничења у преносном систему на производне трошкове
 - 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
 - синергија са пројектима ремонта

Изазов за EMC је да пронађе робусна решења која ће пружати највећу дугорочну корист свим корисницима мреже, узимајући у обзир горе наведене 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. Неопходно је интерно прихватање ове опције на Стручном Панелу да би се прешло на следећу фазу.

8. **Јавне консултације:** Тражи се мишљење јавности о питањима која могу утицати на друштвену заједницу у вези предложеног развојног пројекта. Главни циљеви су побољшање ефикасности и транспарентности као и укључивање јавности у предложеном пројекту. Процес обично обухвата: *обавештавање* - предмет консултација се јавно објављује; *консултације* - двосмерни проток информација и размене мишљења; и *активно учествовање*.

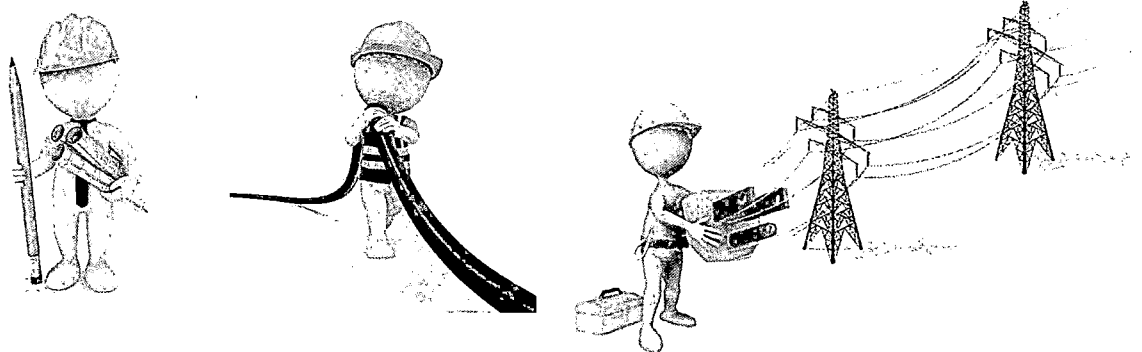
3.4 ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ

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 развоја компаније.

Систем за заштиту животне средине у ЕМС АД је адекватно постављен у односу на идентификоване аспекте, утицаје и ризике и препозант је кроз девет 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.

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



фаза планирања

фаза градње

фаза експлоатације

Сл. 3.2: ЕМС АД води рачуна о заштити животне средине од почетка планирања својих пројеката, током њихове изградње, и током експлоатације

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 ЖС.

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

Као друштвено одговорна компанија са високо развијеном еколошком свешћу својих запослених, ЕМС још током планирања пројеката захтева ангажовање искусних консултаната за екологију који са позиција заштите животне средине помажу развоју пројеката преносне мреже.

У фази планирања, стратешка процена утицаја на животну средину је систематски процес предвиђања и процене вероватних и значајних утицаја имплементације предложеног пројектног плана или програма на животну средину.

Сви развојни пројекти ЕМС-а, по Закону о процени утицаја на животну средину морају имати израђену Студију о процени утицаја на животну средину. У преносном систему ЕМС-а, 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 трафо-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, осим за прекидаче снаге са SF₆ гасом (SF₆ гас је један од шест гасова који изазивају ефекат стаклене баште). Код овог типа прекидача, који се практично и једини могу наћи на тржишту, може доћи до испуштања гаса у атмосферу. Због тога се ови ефекти морају на прави начин узети у обзир још у најранијој фази планирања развојних пројеката како би се минимизирале могуће негативне последице.

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.

Уколико се Студијом утврди да пројекат потенцијално може угрожавати животну средину, траже се алтернативна решења која би омогућила да се пројекат спроведе на начин којим би се избегао сваки нежељени утицај на животну средину.

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 ЗЖС 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 Законом о управљању отпадом одговоран за његово правилно разврставање, привремено складиштење, вођење прописане евиденције о отпаду, испитивање отпада у случајевима предвиђеним 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, каменог агрегата, контрола квалитета земљишта на трансформаторским станицама.

Пројекти унапређења и развоја заштите животне средине предвиђени су у областима:

- **Биодиверзитета** - очување заштићених врста птица постављањем гнезда на постојећим ДВ и спречавање колизије постављањем флуоресцентних ознака на новоизграђеним ДВ;
- **Управљања отпадом** – изградња савремених типских локација за привремено складиштење отпада;
- **Управљања опасним материјама** - изолационим уљима
 - Изградња савременог уљног газдинства у Србобрану и резервног уљног газдинства у Крушевцу;
 - Изградња нових „еколошких“ уљних јама или реконструкција постојећих;
- **Информационих технологија** - Коришћење географског информационог система у сврху праћења параметара животне средине;

- Едукације и регионалног повезивања.

3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ

ЕМС АД је у власништву Републике Србије и његово деловање је јавно и транспарентно. У интересу ЕМС-а је да се при планирању развоја преносне мреже укључи што је више могуће не само корисници преносног система, него и шира јавност, како би били упознати са потребама ЕМС-а и са користима које развој ЕМС-а доноси друштвеној заједници за узврат. Сваки пројекат везан за изградњу нових објеката преносног система подлеже јавном увиду, како је то дефинисано Законом и у актима ЕМС-а. 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 енергије, министарства телекомуникација, министарства за очување животне средине, дозволе за пролаз кроз посебне области као нпр. национални паркови, итд.
- да у обзир узима еколошке, археолошке, визуелне и друге битне елементе.

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 далеководи 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 31.12.2016. године, као и поређење са претходним годинама.

Таб. 4.1: Далеководи у власништву ЕМС АД на дан 31.12. 2016.

Далеководи ЕМС АД		31.12.2016.	Разлика 2016-2015	2015	2014	2013	2012
400 kV	Број далековода	34	0	34	33	32	32
	Дужина далековода (км)	1629,4	-0,64	1.630,04	1.613,72	1.613,72	1.613,72
220 kV	Број далековода	46	0	46	48	48	46
	Дужина далековода (км)	1844,59	-0,92	1.845,51	1.884,47	1.884,47	1.884,47
110 kV	Број далековода	359	6	353	341	332	330
	Дужина далековода (км)	5821,29	35,51	5.785,78	5.641,47	5.578,68	5.562,37
<110 kV	Број далековода	11	-1	12	12	15	15
	Дужина далековода (км)	220,62	-14,41	231,85	235,03	245,50	245,60
УКУПНО	Број далековода	450	0	445	434	427	423
	Дужина далековода (км)	9515,90	-0,64	9.493,18	9.374,69	9.322,37	9.306,16
УКУПНО СА КиМ*	Број далековода	499	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Дужина далековода (км)	10568,13					

Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2016.

Постројења ЕМС АД		31.12.2016.	Разлика 2016-2015	2015	2014	2013	2012
400/x kV/kV	Број постројења	18	1	18	17	16	16
	Број трансформатора	29	0	29	24	23	23
	Инсталисана снага (MVA)	9.450	0	9.450	7.850	7.550	7.550
220/x kV/kV	Број постројења	14	0	14	14	14	14
	Број трансформатора	30	0	30	31	31	31
	Инсталисана снага (MVA)	5.431,5	+100	5.331,5	5.481,5	5.431,5	5.431,5
110/x kV/kV	Број постројења	6	0	6	6	59	58
	Број трансформатора	14	0	14	13	120	120
	Инсталисана снага (MVA)	625	0	625	595	3.922	3.919
УКУПНО	Број постројења	38	0	38	37	36	89
	Број трансформатора	73	0	73	68	67	174
	Инсталисана снага (MVA)	15.506,5	+100	15.406,5	13.926,5	13.678	16.904
УКУПНО СА КиМ*	Број постројења	45	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Број трансформатора	85					
	Инсталисана снага (MVA)	17.089,5					

У складу са Законом о енергетици ЕМС АД је преузео у надлежност осам 110 kV кабловских водова од ЕПС Дистрибуције. Пошто ЕПС Дистрибуција добије употребне дозволе за каблове 110 kV бр. 1233/1 ТС Београд 5 – ТС Београд 41 и 110 kV бр. 1233/2 ТС Београд 41 – ТС Београд 40 извршиће се и примопредаја ових кабловских водова, чиме ће се завршити примопредаја 110 kV кабловских водова.

До промена капацитета далековода 110 kV у односу на 2015. годину дошло је због завршетка радова на расплету и увођењу далековода у ТС Ниш 2, ДВ 1245 ТС Ниш 2 – ТС Прокупље, 1246/1 ТС Ниш 2 – ТС Ниш 8 и 1246/2 ТС Ниш 1 – ТС Ниш 8, као и због радова на реконструкцији ДВ 115/2 ТС Чачак 3 – ТС Чачак 2. До минималног смањења капацитета далековода 220 kV и 400 kV, у односу на 2015. годину дошло након исправке података у ТИС бази, а по добијању техничке документације за ДВ 400 kV бр. 458 и 459 РП Ђердап 1 – ХЕ Ђердап 1.

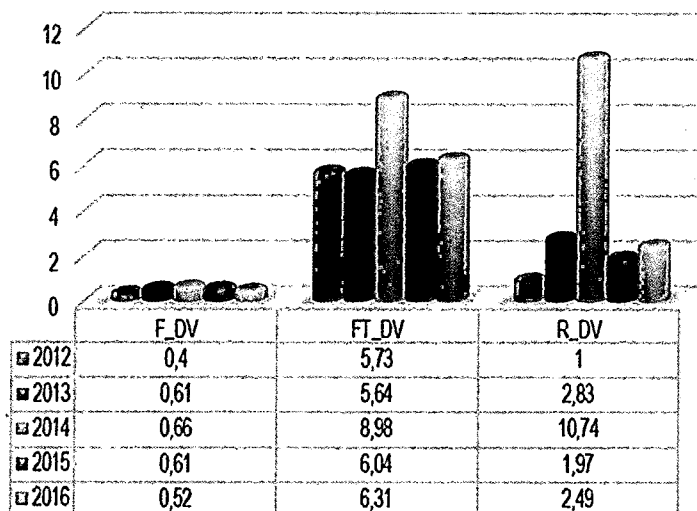
До повећања капацитета постројења ЕМС АД током 2016. године дошло је због замене једног енергетског трансформатора 220/110 kV снаге 150 MVA са новим 220/110 kV инсталисане снаге 250 MVA на ТС Смедерево 3.

4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ) ЗА ДАЛЕКОВОДЕ У 2016. ГОДИНИ

На далеководима 110, 220 и 400 kV су урађени скоро сви планирани ременти (99,95% од планираних). Поред планских рементата, урађени су и периодични прегледи са земље свих далековода. Треба нагласити да су 2016. године извршени сви планирани ременти и прегледи далековода осим ДВ 1140/2, проблематичног дела трасе уз копнену зону безбедности (минска поља) са КиМ због немогућности добијања сагласности за извођење радова.

У 2016. години је рементовано укупно 81,16% километара од укупне дужине далековода (без Погона Обилић), и то по напонским нивоима: на ДВ 110 kV 86,89%, на ДВ 220 kV 88,81 % и на ДВ 400 kV 53,89%, што је око 7725 km-систем. Разлике између претходних процената и овде наведених су из разлога што сви далеководи нису у плану за ремент.

На следећој слици је дат преглед расподеле KPI параметара који се односе на рад далековода, за период од 2012. до 2016. године.



Сл. 4.1: Преглед расподеле *KPI* параметара за рад далековода по годинама

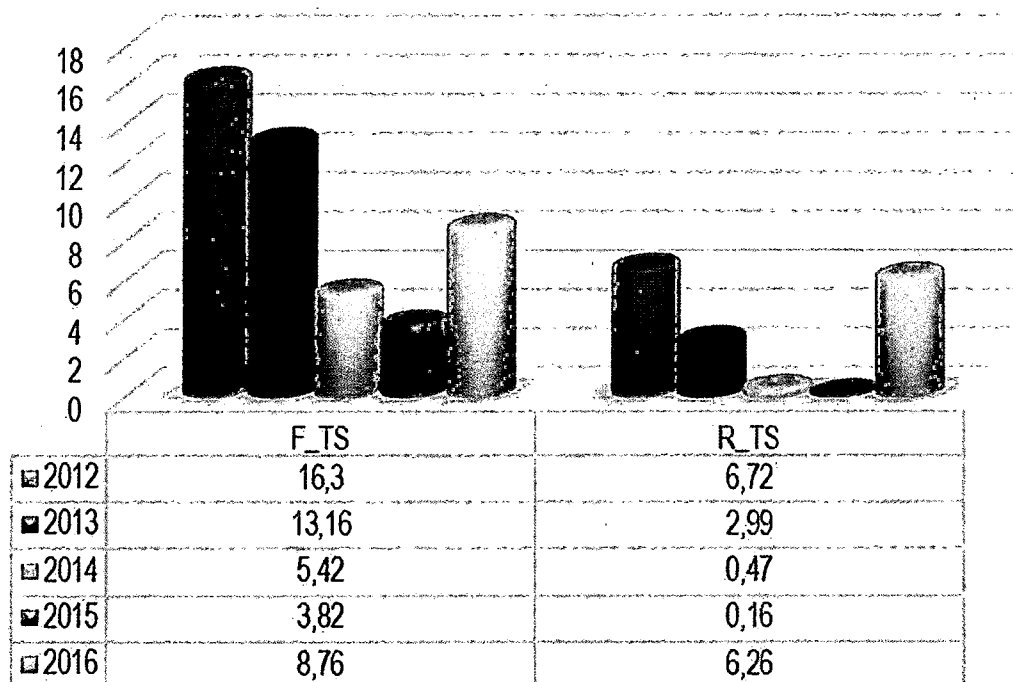
Напомена: F_DV -Учестаност трајних кварова далековода [1/100 km],
 FT_DV- Учестаност пролазних кварова далековода [1/100 km],
 R_DV- Трајање искључења далековода због испада [h/DV].

Учестаност трајних и пролазних кварова је на нивоу ранијих година, ако изузмемо 2014. годину која је имала екстреме као последицу временских непогода.

На Сл. 4.1 дати су прикази учестаности трајних и пролазних кварова далековода и тренда деловања успешних АПУ (аутоматско поновно укључење) заштитних уређаја у далеководним пољима по напонским нивоима у 2016. години.

4.3 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (*KPI* ПАРАМЕТРИ) ЗА ПОСТРОЈЕЊА У 2016. ГОДИНИ

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад постројења, за период од 2012. до 2016. године.



Сл. 4.2: Преглед расподеле *KPI* параметара за рад постројења по годинама
 Напомена: F_TS- Учестаност кварова поља постројења,
 R_TS- Трајање искључења поља постројења због кварова.

Приметан је тренд раста оба параметра. На повећање трајања искључења поља постројења највише су утицала замена трансформатора Т2 на ТС Смедерево 3 и трансформатора Т3 на ТС Београд 4 након хаварије.

Уградња нових трансформатора захтевала је додатне грађевинске радове. Мањи утицај на раст оба параметра имали су спорадични кварови на старој високонапонској опреми која је на истеку свог експлоатационог века.

Погонска спремност трансформаторских станица и разводних постројења ЕМС АД у току 2016. године је била потенцијално угрожена због две хаварије на енергетским трансформаторима. На ТС Београд 4 је отказао трансформатор Т3-110/35/10 kV, произвођача МИНЕЛ снаге 63 MVA уместо ког је уграђен трансформатор произвођача Kolektor Etra идентичне снаге. На ТС Смедерево 3 је отказао трансформатор Т3-220/110/10kV, произвођача TRO снаге 150 MVA и уместо њега је уграђен трансформатор произвођача *Siemens Končar* снаге 250 MVA. На трансформатору Т2 (ITAL TRAFO, из 1977. године) у ТС Обреновац извршена је санација цурења уља на проводном изолатору 400 kV у фази „8“. Сви остали мањи кварови су били без већих последица по опрему и стабилност преносног система.

Поред наведеног, на погонску спремност у протеклој години највише су утицали:

- Ломови потпорних и обртних изолатора на прекидачима и посебно на растављачима у постројењима 400 kV (пре свега се односи на ТС Суботица 3, ТС Београд 17, ТС Ниш 2, ТС Крагујевац 2). Ово већ дужи временски период

представља један од већих проблема у преносној мрежи. Предузете су активности стручних служби тј. набавка нових растављача, као прва мера, док коначно решење представља реконструкција наведених објеката у наредном периоду.

- Учестали кварови на прекидачима старијим од 40 година, производње Минел, типа ВПС 1231 због дотајалости механичких склопова и нерасположивости резервних делова за ту генерацију опреме.
- Старост опреме, посебно енергетских и мерних трансформатора. Ово за последицу има деградацију уљно-папирне изолације, а самим тим и низак ниво отпорности изолације намотаја трансформатора. То је такође могућ узрок и високог нивоа сачинилаца диелектричних губитака трансформатора, лоших физичко-хемијских карактеристика уља и повећаног нивоа концентрације гасова квара у уљу.

Извршена је планска замена високонапонске опреме у пољима ДВ 449Б у РП Младост и РП ТЕНТ Б, у пољу трансформатора сопствене потрошње и ДВ 1209 у РП Ђердап 2, ДВ 457 у РП Ђердап 1, ДВ 1100 у ТС Шабац 3.

Поред редовних активности на превентивном одржавању високонапонске опреме, у циљу повећања погонске спремности, извршена је превентивна замена прекидача 220 kV у спојном пољу у ТС Бајина Башта због великих падова напона на главним контактима прекидача у фазама „4“ и „8“. Демонтиран прекидач је транспортован у радионицу погона Крушевац где је у току детаљна дијагностика и отклањање квара. Такође је због квара у погонском механизму замењен прекидач 220 kV у пољу Т2 у ТС Смедерево 3.

У току 2016. године израђена је пројектна документација за адаптацију сопствене потрошње РП 110 kV Ђердап 2 и адаптацију сопствене потрошње РДЦ-а Нови Сад. Извршена је и набавка нове опреме за ове адаптације.

4.4 РЕКОНСТРУКЦИЈА ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ

Листа потребних реконструкција далековода и високонапонским постројења, формирана у процесу прикупљања подлога и података, дата је у додатку Д.8 . Ове реконструкције се изводе из различитих разлога, као нпр. због старости далековода, повећања преносних капацитета, повећања безбедности и поузданости, као и усклађивања са другим наменама и објектима у простору. Пројекти реконструкција далековода који се налазе у инвестиционој фази детаљно су наведени у додатку Д.2.1.3 за интерне пројекте оператора преносног система, односно додатку Д.2.1.4 за пројекте ОПС који се односе на повезивање објеката ОПС на објекте ОДС.

У току су реконструкције ТС 220/110/35 kV Србобран, ТС 220/110/35 kV Крушевац 1, ТС 220/110/35 kV Београд 5, ТС 400/220 kV Обреновац, ТС 220/110/35 kV Бајина Башта и ТС 220/110/35 kV Смедерево 3. Извршена је планска замена трансформатора Т1 на ТС Краљево 3 и Т2 на ТС Београд 4. Пројекти реконструкција високонапонских постројења који се налазе у инвестиционој фази детаљно су наведени у додатку Д.2.1.2.

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 систему 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 уставновљено да је потребно извршити замену 82 уређаја и то махом у 110 kV далеководним пољима у то у објектима у којима није предвиђена тотална реконструкција у Плану Развоја.

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.

У следећим објектима уочена је потреба за радовима 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 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 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

4.5 РАДИЈАЛНО НАПАЈАНЕ ТС 110/X KV

Сва решења везана за радијално напајане ТС 110/x kV која се тренутно налазе у развојној, односно прединвестиционој фази, биће током наредног периода предмет заједничких системских, односно студија изводљивости пројеката повезивања између преносног и дистрибутивног система Републике Србије.

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.

Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних дистрибутивних ТС 110/x са приоритетом сагледаним од стране ОДС

Назив ТС	P_{\max} (MW)
ДП Ниш	
Бело Поље	8,79
Босилеград	2,78
Власотинце	21,05
Димитровград	6,79
Јабланица	26,74
Ниш 10	45,11
Ниш 5	15,29
Прешево	21,12
Бољевац (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
Сокобања (после подизања на 110 kV напонски ниво)	

Назив ТС	P_{max} (MW)
Мосна	2,77
Трговиште (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
Вучје (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
ДП Краљево	
Јагодина 3	13,35
Правац ТС Љубовија – ТС Крупањ	32,47
Правац ТС Ивањица – ТС Ариље	38,85
Правац ТС Пријепоље – ЕВП Бродарево	20,29
Правац ТС Владимирци - ТС Коцељева (после подизања на 110 kV напонски ниво)	(28)
Правац ТС Ћуприја – ТС Стењевац	52,47
Копаоник (после подизања на 110 kV напонски ниво)	(16)
Љиг	15
Поповац	3,36
Тутин (после подизања на 110 kV напонски ниво)	(14,25)
Правац ТС Брус – ТС Брзеће (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
ДП Крагујевац	
Крагујевац 20 (Кнић)	12,34
Крагујевац 3	41,3
ДП Нови Сад	
Бела Црква	12,24
Нови Сад 7	50,53
Правац ТС Ковин – ТС Рудник Ковин	30,52
Правац ТС Рудник 3 – ТС В. Градиште	18,04
Правац ТС Сента 2 - ТС Ада	39,88
Правац ТС Темерин – ТС Жабаљ	38,41

Напомена: Вредности у заградама се односе на прогнозирана вршна оптерећења ТС после њиховог подизања на 110 kV напонски ниво.

4.6 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. Интерконективни 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 руковоци 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 2018. и 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 надређеним прописима. 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 DАCF ($D-1$) 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 далековода 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 предупредивања деловања дефинисаних заштитних уређаја, чиме се обезбеђује останак 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 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 2016. години за најкритичније 400 kV, 220 kV и 110 kV електроенергетске објекте, респективно.

Таб. 4.4: Укупно трајање превисоких напона у 2016. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2016. години са напонима изнад 420 kV
ТС Врање 4	2245.76
ТС Лесковац 2	2042.64
ТС С. Митровица 2	434.12
ТС Ниш 2	431.73
РП Младост	188.87
ТС Крагујевац 2	78.37
ТС Нови Сад 3	42.00
ТС Обреновац	39.18
ТС Јагодина 4	38.34
ТС Бор 2	37.51
ТС Београд 8	4.52
ТС Београд 20	2.00

Таб. 4.5: Укупно трајање превисоких напона у 2016. години за мерна места 220 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2016. години са напонима изнад 242 kV
ТС Пожега	39.83
ТС С. Митровица 2	38.79
ТС Нови Сад 3	30.49
ТС Србобран	26.17
РП Б. Башта	13.17

ТС Чачак 3	1.66
ТС Београд 8	0.50
ТС Београд 5	0.17

Таб. 4.6: Укупно трајање превисоких напона у 2016. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2016. години са напонима изнад 121kV
ТС Ћићевац	64.02
ТС Лесковац 1	33.50
ТС Сип	31.00
ТС Парафин 1	19.65
РП Ђердап 2	17.64
ТС Јагодина 1	12.83
ТС Краљево 3	8.70
ТС Димитровград	7.68
ТС Ниш 5	6.50
ТС Чачак 1	5.80
ТС Врање 4	4.20
ТС Ниш 2	2.67
ТС Пожега	1.83
ТС Петровац	1.01
ТС Београд 5	0.84
ТС С. Митровица 2	0.50
РП Београд 32	0.34
ТЕТО Нови Сад	0.29
ТС Ниш 3	0.17

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 базе су десетоминутне тренутне вредности. Такође, може се видети да су најкритичније трансформаторске станице по питању превисоких напона у 2016. 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.

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 нема већих проблема са превисоким напонима на 220 kV и 110 kV напонском нивоу.

У 2016. години, у ЕЕС Републике Србије нису забележени недозвољено ниски напони на напонском нивоу 220 kV, док је на напонским нивоима 400 kV и 110 kV било одступања напона испод дозвољене вредности, о чему сведоче наредне табеле у којима су дати најкритичнији објекти (Таб. 4.7 и Таб. 4.8).

Таб. 4.7: Укупно трајање прениских напона у 2016. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2016. години са напонима испод 380 kV
ТС Панчево 2	1.01
РП Дрмно	1.01

Таб. 4.8: Укупно трајање прениских напона у 2016. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2016. години са напонима испод 99 kV
ТС Прокупље	261.51
ТС Краљево 1	72.46
ТС Н. Пазар 1	46.63
ТС Трстеник	17.00
ТС Куршумлија	3.85

Из табела Таб. 4.7 и Таб. 4.8 може се видети да је најлошије стање по питању ниских напона у 2016. години било у ТС Прокупље. Међутим, како је овај објекат током 2016. године био у процесу реконструкције, због чега су у њему била на снази различита уклопна стања, није неопходно примењивати икакве развојне мере за решавање проблема недозвољено ниских напона, које нису потребне ни на другим објектима из ове листе, услед кратког трајања ниских вредности напона.

4.7 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 давање капацитета за регулацију напона. Наведени уговор обухвата све генераторске јединице.

Због даљег развоја високонапонске преносне мреже, природе токова реактивних снага и чињенице да подаци о измереним вредностима напона у преносном систему ЕМС



АД указују на то да се проблеми везани за појаву превисоких напона превасходно јављају у чворовима у близини граница са преносним системима суседних оператора, јасно је да је неопходно да се решења оваквих проблема траже у координацији са тим операторима (пре свега се мисли на НОС БиХ, ХОПС и МЕРСО), а кроз интензивну сарадњу у процесу планирања развоја у домену регулације напона и покретање израде заједничких студија. Потреба за улагањима већег броја оператора у израду оваквих студија, међутим, подразумева и одаљавање временског хоризонта на коме се решавање предметних проблема може сагледати.

Конкретни предлози мера за решавање проблема недозвољено високих напона у појединим тачкама преносног система Р. Србије се могу очекивати након завршетка регионалне студије регулације напона, чији се почетак израде очекује крајем 2018. године, док би се финална верзија студије могла очекивати у току 2019. године. Ова студија ће, поред мера које треба применити ради отклањања наведених проблема, дефинисати и одговарајуће рокове у којима се може очекивати имплементација тих мера, при чему ће проблематика превисоких напона бити сагледана уважавајући изградњу и пуштање у погон нових далековода у систему, те ће предложена решења за спречавање даљег погоршања напонских прилика бити базирана на ажурираном стању мреже. Треба нагласити да ЕМС АД, пре примене мера дефинисаних овом студијом, подручја у којима долази до превисоких вредности напона може штитити искључиво коришћењем тренутно расположивих средстава (секундарном регулацијом напона на генераторским сабирницама, подешавањем отцепа на мрежним трансформаторима, укључивањем тренутно неактивних трансформатора у празан ход, искључивањем интерних и/или интерконективних далековода).

4.8 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА ОДС ЕПС

Правила о раду преносног система – Поглавље 3.2. Технички услови за сигуран и поуздан рад преносног система (тачке 3.2.2.3., 3.2.6.1.) и Поглавље 3.3. План развоја преносног система (тачке 3.3.1.7, 3.3.1.9, 3.3.2.2.7, 3.3.2.7.2.) дефинишу одређене активности како би се отклонила „уска грла“ у преносном односно дистрибутивном систему која утичу на рад преносног система, а све у циљу повећања сигурности испоруке електричне енергије потрошачима.

У Таб. 4.9 су наведени елементи који се налазе у објектима ОДС ЕПС а који ограничавају преносни капацитет преносног система. Уз сваки елемент је дат кратак опис проблема који изазива и тренутни статус.

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

Р. бр.	Елементи ОДС ЕПС који ограничавају пропусну моћ преносног система
1	Постојећи струјни мерни трансформатор (СМТ) у подужном СП 110 kV у ТС

Р. бр.	Елементи ОДС ЕПС који ограничавају пропусну моћ преносног система
	<p>110/35 kV Чачак 1 је 300/1 A/A, а потребно је 600/1 A/A</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 kV у ТС Чачак 1 (на другом крају ДВ 115/2 у ТС Чачку 3 је преносни однос СМТ 600/1 A/A), што у зимском периоду свакодневно показују извештаји анализе сигурности.</p> <p><u>Статус:</u> Очекује се замена до краја 2017. г.</p>
2	<p>Постојећи струјни мерни трансформатори (СМТ) у ДВП-има 110 kV број 116/1 и број 116/2 у ТС 110/35 kV Косјерић су 300/1 A/A, а потребно је 600/1 A/A</p> <p><u>Образложење:</u> Када Лимске ХЕ прикључене на 110 kV мрежу нису у погону или им је производња минимална, а искључена је једна од две паралелне 110 kV везе између ТС Пожега и ТС Севојно (један од ДВ-а 115/5, 196 и 1208) долази до преоптерећења ДВ 116/1 и ДВ 116/2 у режимима максималног конзума због неодговарајућег преносног односа СМТ-а у ТС Косјерић (јер су на другом крају поменутих ДВ-а тј. у ТС Ваљево 1 и ТС Севојно преносни односи СМТ-а 600/1 A/A).</p> <p><u>Статус:</u> Није обухваћено инвестиционим планом за 2017. г.</p>
3	<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> <p><u>Статус:</u> Није обухваћено инвестиционим планом за 2017. г.</p>
4	<p>У ТС 110/35 kV Смедерево 2 у ДВП 101А/1 и 101Б/3 уграђени су струјни мерни трансформатори (СМТ) 2 x 200 = 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> <p><u>Статус:</u> Предвиђено је планом инвестиција у 2017. г. Очекује се реализација у 2018. г.</p>

Р. бр.	Елементи ОДС ЕПС који ограничавају пропусну моћ преносног система
5	<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> <p><u>Статус:</u> У плану је комплетна реконструкција ТС Петровац. Пуштање у рад 2018.г.</p>

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

Таб. 4.10: Елементи који недостају у објектима ОДС ЕПС, 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> <p><u>Статус:</u> Пошто се указала потреба за реконструкцијом, обавезно у пројекат уврстити реконструкцију заштите од преоптерећења.</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> <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</p>



Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
1	<p><u>Статус:</u> Реализација до краја 2018.</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> <p><u>Статус:</u> У плану инвестиција. Планирана реконструкција 2019.</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> <p><u>Статус:</u> Ушло у трогодишњи план пословања/развоја ОДС 2017-2019.</p>
5	<p>У ТС 110/35 Крушевац 4 нема дистантне заштите у ДВП 1158А и 1158Б.</p> <p><u>Образложење:</u> Један ТР у ТС Крушевац 4 се напаја по једном далеководу а други по другом из правца ТС Крушевца 1 уз искључен растављач у подужном СП 110 kV да би се избегао неселективан испад оба далековода. Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Крушевца 4.</p> <p><u>Статус:</u> У склопу реконструкције ТС Крушевац 1 ЕМС АД је планирао и набавио подужну диференцијалну заштиту за ова два ДВ, коју ће уступити ОДС за уградњу у ТС Крушевац 4.</p>
6	<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> <p><u>Статус:</u> Реконструкцију ставити у план инвестиција ОДС.</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
7	<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> <p><u>Статус:</u> Пошто је важна туристичка дестинација, уградњу прекидача треба ставити у план инвестиција ОДС.</p>
8	<p>ТС Лесковац 6 нема прекидаче у ДВП 1174А и 1174Б.</p> <p><u>Образложење:</u> ТС Лесковац 6 се напаја само по једном далеководу, други је у празном ходу до ТС Лесковац 6 јер би квар на једном од далековода неселективно искључио оба далековода. Неповољна околност је и то што промена напајања ТС Лесковац 6 са једног на други далековод захтева безнапонско стање у ТС Лесковац 6 због манипулација са растављачима у ДВП 110kV у ТС Лесковац 6.</p> <p><u>Статус:</u> Уградњу прекидача треба ставити у план инвестиција ОДС.</p>
9	<p>Активирање локатора квара у свим објектима ОДС</p> <p><u>Образложење:</u> Како ОДС на подручју РДЦ Нови Сад интензивно ради на реконструкцијама 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> <p><u>Статус:</u> Потребно их је поставити где год за то постоји могућност. Активирани су на самим објектима, само треба омогућити даљинско читавање уређаја путем SCADA система.</p>

5 УСАГЛАШЕНО ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ, ПРОИЗВОДНОГ И ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА

5.1 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 Оператора преносног и Оператора дистрибутивног система, 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. 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, 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 повезивања представља избор оптималног техничког решења и проналажење алтернативних решења за идентификоване проблеме у мрежи, посебно приликом избора локације нових ТС 110/x kV/kV (израда заједничких билатералних Студија оптималног повезивања са анализама исплативости на нивоу економије друштва "*CBA for economy and society*"). 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. Другим речима, избор оптималног решења (градња 110 kV или ниженапонске мреже) се мора посматрати са националног становишта тј. са позиција интереса Републике Србије.

Крајем 2015. године формирана је Стална комисија за пројекте повезивања која се бави пословима повезивања између два Оператора система и која треба да координира израду поменутих билатералних студија повезивања које ће трећа лица израђивати. Током 2016. године, Комисија је усвојила Методологију за израду студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система, на коју су претходно дали сагласност Стручни панел ЕМС АД и Технички савет ЈП ЕПС. У децембру 2016. године закључен је Протокол о сарадњи ЈП ЕПС – ОДС ЕПС Дистрибуција – ЕМС АД, којим је основана Иницијатива за развој преносног и дистрибутивног система, чија је Компонента: Радна група на пољу хармонизованог развоја преносног и дистрибутивног система извршила инкорпорирање горе поменуте Сталне комисије за пројекте повезивања. У марту 2017. године одржана је прва редовна седница Радне групе, на којој је потписана горе поменута Компонента Иницијативе за развој преносног и дистрибутивног система, којом су дефинисани циљеви и задаци Радне групе, као и њених радних тела, стручних тимова, који су заправо преузели надлежности бивше

Сталне комисије за пројекте повезивања, и одређено је да ће новоформирана радна тела у свом раду користити одредбе и препоруке горе поменуте Методологије за израду студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система.

5.2 ЛИСТА НОВИХ ОБЈЕКТА ДОСТАВЉЕНА ОД СТРАНЕ ОДС-А

У Таб. 5.1 дат је списак планираних објеката достављених од стране ОДС-а за период 2018-2027. године. Детаљан опис планираних објеката дат је у додацима Д.1.2 и Д.2.2.

Таб. 5.1: Листа нових објеката Оператора Дистрибутивног Система

Назив ТС	Година уласка у погон
ДП Ниш	
ТС Ниш 15 (Дољевац)	крај 2017
ТС Сокобања	2018
ТС Ниш 6 (Ратко Павловић)	2020
ТС Бела Паланка	2022
ТС Бољевац	после 2022
ТС Лесковац 5	после 2022
ТС Стара Планина (Јабучко равниште)	после 2022
ТС Ниш 7	после 2022
ТС Ниш 9	после 2022
ДП Краљево	
ТС Краљево 6 (Рибница)	ТС: 2017 ДВ: 2018
ТС Крушевац 3	ТС: 2017 КБ: почетак 2019
ТС Аранђеловац 2	2019
ТС Копаоник	2018
ТС Прибој	2019
ТС Уб	ТС: 2019



Назив ТС	Година уласка у погон
	ДВ: 2020
ТС Тутин	2020
ТС Лозница 2	2019
ТС Горњи Милановац 2	2022
ТС Свилајнац	2021
ТС Ужице 2	2019
ТС Коцелјева	2020
ТС Деспотовац	после 2022
ТС Нови Пазар 3 (Шутеновац)	2022
ТС Ушће	после 2022
ТС Мионица	после 2022
ТС Варварин	после 2022
ТС Брус	после 2022
ТС Чачак 4	после 2022
ТС Параћин 4 (Змич)	после 2022
ТС Трстеник 2	после 2022
ДП Крагујевац	
ТС Крагујевац 22 (Центар)	2021
ТС Смедерево 5	после 2022
ТС Собовица	после 2022
ТС Пожаревац 2	2021
ТС Крагујевац 21 (Нова Застава)	после 2022
ТС Смедеревска Паланка 2	после 2022
ТС Крагујевац 23 (Козујево)	после 2022
ТС Крагујевац 24 (Сајмиште)	после 2022
ДП Београд	

Назив ТС	Година уласка у погон
ТС Београд 23 (Аутокоманда)	ТС: 2018 КБ: 2019
ТС Београд 45 (Савски амфитеатар)	ТС: 2018 КБ: 2019
ТС Београд 42 (Гроцка)	2019
ТС Београд 44 (Сурчин)	2021
ТС Београд 43 (Железник)	после 2022
ТС Београд 46 (Збег)	2021
ТС Београд 47 (Београд на води)	2022
ТС Београд 48 (Подстаница)	2022
ДП Нови Сад	
ТС Србобран 2	2021
ТС Крњешевци	2018
ТС Перлез	2021
ТС Пландиште (Велика Греда)	2023
ТС Нови Сад 8	2023
ТС Панчево 5	2027
ТС Беочин	2019

5.3 ПРОИЗВОДНИ КАПАЦИТЕТИ

Приликом израде Плана развоја уважен је, између осталог, план развоја производних капацитета ЈП ЕПС према званично достављеним подацима.

У Таб. 5.2 дат је приказ повлачења производних објеката ЈП ЕПС у резерву, односно из погона.

Таб. 5.2: Повлачење производних капацитета ЈП ЕПС до 2027. године

Производни објекат	Планирана година повлачења	Инсталисана снага (MW)	Статус
--------------------	----------------------------	------------------------	--------

ТЕ-ТО Нови Сад	2019	255 (1x135, 1x120)	Пренос локалној самоуправи
ТЕ Колубара А (А3)	након 2020 ⁶ .	65	излазак из погона
ТЕ Колубара А (А5)	након 2020 ⁵ .	110	излазак из погона
ТЕ Морава	након 2020 ⁵ .	120	излазак из погона

У моделима ЕЕС за 2022. и 2027. годину, који су израђени у ЕМС АД, укључени су следећи производни капацитети, чији улазак у погон планира ЈП ЕПС, а који су приказани у Таб. 5.3 и Таб. 5.4:

Таб. 5.3: Нови производни капацитети ЈП ЕПС до 2027. године

Пројекат	Планирана реализација пројекта	Инсталисана снага (MW)
Ветроелектрана Костолац	2020.	66
ХЕ Потпећ	2020.	13
ТЕ Костолац Б3	2020.	350

Таб. 5.4: Повећање снаге производних капацитета ЈП ЕПС до 2026. године

Назив	Повећање Снаге [MW]	Оријентациона година
ХЕ Ђердап 1		
Агрегат 1	29	крај 2017. године
Агрегат 2	29	крај 2018. године
Агрегат 3	29	крај 2019. године
ХЕ Зворник		
Агрегат 2	7.4	крај 2017.
Агрегат 3	7.4	крај 2018.
Агрегат 4	7.4	крај 2019.
ТЕНТ А		
ТЕНТ А4	24	2018. године

⁶ излазак из погона након 2020. године, а најкасније крај 2023.године

Што се тиче производних капацитета осталих произвођача, а у питању су углавном ветроелектране, овогодишњим Планом развоја сагледани су следећи производни капацитети:

Таб. 5.5: Снаге производних капацитета осталих произвођача до 2027. године

Пројекат	Планирана реализација пројекта	Инсталисана снага (MW)
ТЕТО Панчево	2019.*	160
ТЕ Ковин	2023.**	700
ВЕ Пландиште 1	2018.*	102
ВЕ Чибук 1	2018.*	158.46
ВЕ Алибунар	2018.*	42
ВЕ Никине Воде	2018.*	45
ВЕ Бела Анта	2019.*	118.8
ВЕ Алибунар 1	2021.*	99
ВЕ Алибунар 2	2021.*	75
ВЕ Ковачица	2018.*	104.5
ВЕ Кошава	2018./2019.*	(69) 117
ВЕ Кривача	2019.*	103.32

* **Напомена** – Назначене године су инвеститори пријавили у процесу прикључења.

** **Напомена** – Назначена година пријављена је од стране „Енергетски комплекс“ д.о.о Београд

У Републици Србији ће у 2027. години, у односу на тренутно стање, доћи до повећања инсталисаног капацитета прикљученог на преносни систем у износу од:

- 1300 MW по реалистичном сценарију развоја производње
- 1056 MW по конзервативном сценарију развоја производње

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

5.4 УСАГЛАШАВАЊЕ ПОТРЕБА ОПС И ОДС У ОКВИРУ ПРОЦЕСА ПОВЕЗИВАЊА

У оквиру припреме десетогодишњег Плана развоја преносног система Републике Србије за период од 2018. до 2027. године, ОДС и ОПС су усагласили године уласка у

погон дистрибутивних ТС и повезних водова којима се оне повезују на преносни систем. Резултат усаглашавања је приказан у додатку Д.7, у облику табела развојних и инвестиционих пројеката повезивања у којима су сумиране потребе ОДС и ОПС које се тичу повезивања са преносним, односно дистрибутивним системом. Потребе ОПС, које обухватају опремање ДВ поља у ТС у власништву ОДС и повезивање сопствених потрошњи са дистрибутивним системом, морају бити сагледане одговарајућим планским документима ОДС.

У ТС/РП у власништву ЕМС АД, постројења СН се могу разврстати у три групе према природи везе са дистрибутивним системом или производњом:

1. постројења СН која служе искључиво за напајање сопствене потрошње ТС X/110 kV – 22 објекта (11 се напаја из дистрибутивне мреже, 2 искључиво са терцијера трансформатора, а 9 има могућност напајања и са терцијера и из дистрибуције)
2. постројења СН са значајним бројем извода за напајање дистрибутивних потрошача – 5 објеката
3. постројења сопствене потрошње која се напајају директно из електрана – 5 објеката

Такође, посебно је значајно питање издвајања развода напајања стамбених и пословних објеката из постројења за напајање сопствене потрошње електроенергетских објеката.

Из горенаведених разлога, неопходна је сарадња ЕМС АД са ОДС како би се подстакло улагање у СН мрежу (10 kV и 20 kV). С тим у вези, у оквиру израде билатералних студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система, треба урадити анализу и предложити приоритетна места у дистрибутивној мрежи СН на којима треба повећати сигурност напајања сопствене потрошње ТС/РП у власништву ЕМС АД.

Као једна од области са значајним бројем пријављених пројеката повезивања издвојило се подручје града Крагујевца са чак пет нових трансформаторских станица предвиђених за улазак у погон у наредном десетогодишњем периоду (ТС Крагујевац 21 – Нова Застава, ТС Крагујевац 22 – Центар, ТС Крагујевац 23 – Козујево, ТС Крагујевац 24 – Сајмиште и ТС Собовица). Године уласка у погон и начини повезивања ових трансформаторских станица дати у оквиру овог Плана се могу сматрати индикативним, док ће прецизније дефинисање и детаљно сагледавање година уласка у погон и начина њиховог повезивања на преносни систем бити тема Студије оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система за подручје града Крагујевца. Треба напоменути да израда Студије оптималног повезивања представља законску обавезу према члану 125 Закона о енергетици. Осим повезивања наведених трансформаторских станица, овом студијом ће бити обухваћена и анализа потребног обима и приоритета реконструкције далековода 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1.

5.5 ПРЕГЛЕД ОБРАЂЕНИХ ЗАХТЕВА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ РЕПУБЛИКЕ 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 објекта на преносни систем Републике Србије, пристиглих у периоду од 1. септембра 2016. године до 31. августа 2017. године, дат је у Таб. 5.6.

Таб. 5.6: Преглед обрађених захтева за прикључење на преносни систем ЕМС АД, закључно до 31. августа 2017. године

Редни број	Електроенергетски објекат	Разлог подношења захтева	Датум издавања документа
1.	ВЕ Алибунар	Уговор о праћењу градње прикључка	13.12/14.12.2016.
2.	ВЕ Алибунар 1	Одобрење за прикључење	29.5.2017.
3.	ВЕ Алибунар 1	Технички услови	9.2.2017.
4.	ВЕ Алибунар 1 и ВЕ Алибунар 2	Уговор о праћењу градње прикључка	10.8.2017.
5.	ВЕ Алибунар 2	Одобрење за прикључење	29.5.2017.
6.	ВЕ Алибунар 2	Технички услови	9.2.2017.
7.	ВЕ Бела Анта	Мишљење оператора преносног система	3.11.2016.
8.	ВЕ Ковачица	Уговор о праћењу градње прикључка	1.2.2017.
9.	ВЕ Костолац	Уговор о изради студије прикључења	22.5./5.7.2017.
10.	ВЕ Кошава	Одобрење за прикључење	5.5.2017.
11.	ВЕ Кошава	Технички услови	27.12.2016.
12.	ВЕ Кошава	Уговор о праћењу градње прикључка	10.8.2017.
13.	ВЕ Никине воде	Технички услови	1.6.2017.
14.	ВЕ Пландиште 1	Уговор о изради студије прикључења	13.3.2017.
15.	ВЕ Чибук 1	Технички услови	21.12.2016.
16.	ВЕ Чибук 1	Уговор о праћењу градње прикључка	1.2.2017.

Редни број	Електроенергетски објекат	Разлог подношења захтева	Датум издавања документа
17.	ТЕ Костолац Б – постројење за одсумпоравање	Одобрење за прикључење	9.12.2016.
18.	ТЕ Костолац Б3	Мишљење оператора преносног система.	17.10.2016.
19.	ТЕ Костолац Б3	Технички услови за прикључак на 110 kV	15.12.2016.
20.	ТЕ Костолац Б3	Технички услови за прикључак на 400 kV	15.12.2016.
21.	ТЕНТ А4	Уговор о изради студије прикључења	18.4./12.5.2017.
22.	ТЕНТ Б2	Одобрење за прикључење	7.11.2016.
23.	ТЕНТ Б2	Уговор о изради студије прикључења	31.10.2016.
24.	ТС Рудник 4	Уговор о изради студије прикључења	6.4./24.5.2017.
25.	ТС Рудник 5	Уговор о изради студије прикључења	6.4.2017.
26.	ХЕ Зворник	Одобрење за прикључење	15.11.2016.
27.	ХЕ Зворник	Уговор о изради студије прикључења	27.10./2.11.2016.

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 оквири 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 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, таксе 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

За анализу адекватности производње коришћена су два сценарија:

- Реалистични

- Конзервативни

Више о овим сценаријима је дато у додацима Д.4 и Д.5. Све мрежне анализе које су обављене за потребе Плана развоја, вршене су за реалистични сценарио развоја ЕЕС, као и за сценарио средњег раста 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

6.4 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА

У току је израда новог европског десетогодишњег плана развоја преносне мреже (Ten Year Network Development Plan 2018 - TYNDP 2018) за коју је задужено удружење европских оператора за електричну енергију (ENTSO-E). По први пут су ENTSO-E и удружење европских оператора за гас (ENTSO-G) удружили напоре како би сачинили скуп сценарија који ће омогућити доношење одлука о европској енергетици на основу усаглашених анализа ова два сектора [20].

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 међу-секторске технологије

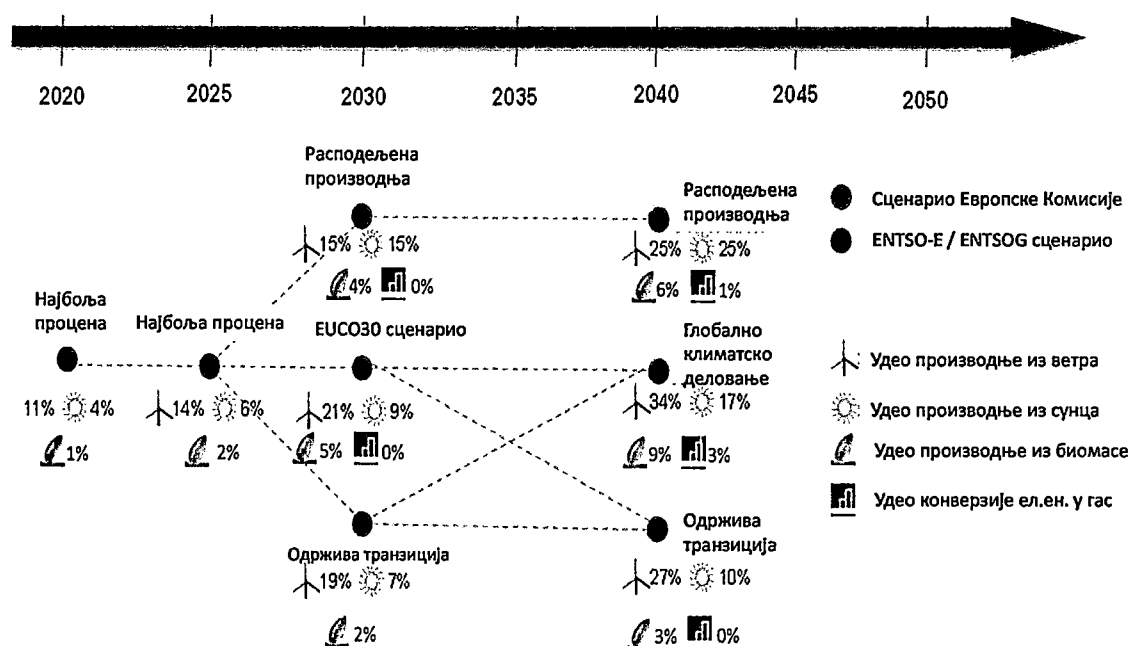
Ово је важна промена у односу на претходне десетогодишње планове развоја, с обзиром да и на сектор гаса и на сектор електричне енергије утиче иста транзиција ка декарбонизацији, а и чињеница да развој у једном сектору може утицати на други.

Приликом израде европског десетогодишњег плана развоја TYNDP 2018 анализирани су следећи сценарији за године 2030 и 2040:

- Одржива транзиција
- Расподељена производња
- Глобално климатско деловање
- Спољни сценарио

Прва три сценарија разматрају могуће начине развоја европских гасних и електроенергетских система од 2020. до 2040. године, у којима се детаљно описује потрошња и производња електричне енергије, заједно са потражњом и снабдевањем гаса, узимајући у обзир циљеве ЕУ и цене енергената. Овим заједнички израђеним сценаријима ENTSO-E и ENTSO-G је додат и спољни сценарио заснован на улазима које је Европска комисија развила за 2030. годину, назван сценарио EUCO30. Сценарији представљају садашњу процену главних будућих праваца развоја енергетског система у Европи.

TYNDP 2018 сценарији укључују најбољи процењени сценарио за краткорочне и средњорочне периоде (2020.г. и 2025.г.), али зато садрже по три плана за дугорочни период (2030.г и 2040.г), како би се узело у обзир повећање неизвесности са протоком времена. До 2030. године ови сценарији се не разликују, како би испунили циљеве декарбонизације које је поставила ЕУ. Развоји система по сценаријима од 2020. до 2040. године су приказани на Сл. 6.1.



Сл. 6.1: Оквир за формирање сценарија у TYNDP 2018. Удео обновљивих извора у потрошњи електричне енергије и гаса⁷

Сценарији „Најбоља процена“ за 2020 и 2025.г. су формиран са тачке гледишта ОПС-а, одражавају све националне и европске регулативе, и нису у супротности са другим сценаријима.

За године 2030 и 2040 планом TYNDP 2018 предвиђени су следећи сценарији:

- **Одржива транзиција** разматра брзо и економски одрживо смањење CO₂ заменом угља и лигнита гасом у електроенергетском сектору. Гас такође замењује коришћење одређене количине угља у тешком друмском саобраћају и

⁷ слика преузета из TYNDP 2018 – Scenario Report

у бродовима. Електрификација топлотног и транспортног сектора се развија споријим темпом него у другим сценаријима. У овом сценарију, постизање циља ЕУ (смањење од 80-95% CO₂ у 2050) захтева брз развој током 2040-тих година.

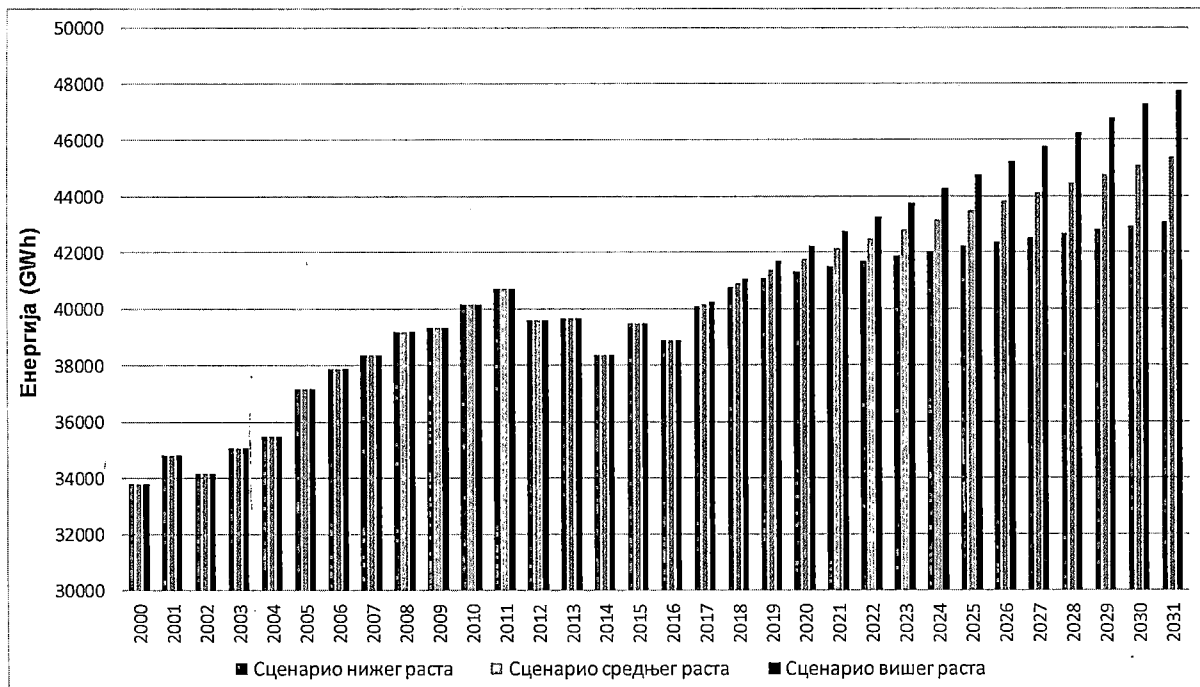
- **Расподељена производња** поставља „протрошаче“⁸ у центар. Овај сценарио представља више децентрализован развој са фокусом на технологије крајњих корисника. „Паметна технологија“ и уређаји са две врсте горива, као што су хибридне топлотне пумпе, омогућавају потрошачима да бирају енергенте у зависности од тржишних услова. Електрична возила ће, на пример, имати највећи потенцијал ако су соларне ћелије и батерије инсталиране код крајњих корисника. Овакав сценарио развоја доводи до високо расположивог нивоа управљања потрошњом.
- **Глобално климатско деловање** представља глобални напор за остваривање декарбонизације у што краћем периоду. Нагласак је на масовном коришћењу обновљивих извора, па чак и на нуклеарном сектору. 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 сценаријом се, у највећој мери, предвиђа употреба обновљивих гасова (нпр. етанола, метанола и водоника).
- **EUCO30 (спољни сценарио):** EUCO30 је био основни сценарио енергетске политике у 2016.г, који је користила Европска комисија. Овај сценарио је сачињен коришћењем модела PRIMES и референтног сценарија ЕУ 2016. г. као полазне тачке. Сценарио моделује постизање климатских и енергетских циљева 2030. године, како је договорено од стране Европског савета 2014. године, али укључујући и циљ енергетске ефикасности од 30%.

⁸ 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.

7 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Дугорочна прогноза потрошње се заснива на економетријском моделу, који као основне улазе користи историјске вредности потрошње и бруто домаћег производа. Потрошња електричне енергије Републике Србије је од 2011 године у паду, због разних фактора, од којих су најважнији благе зиме и негативан природни прираштај.

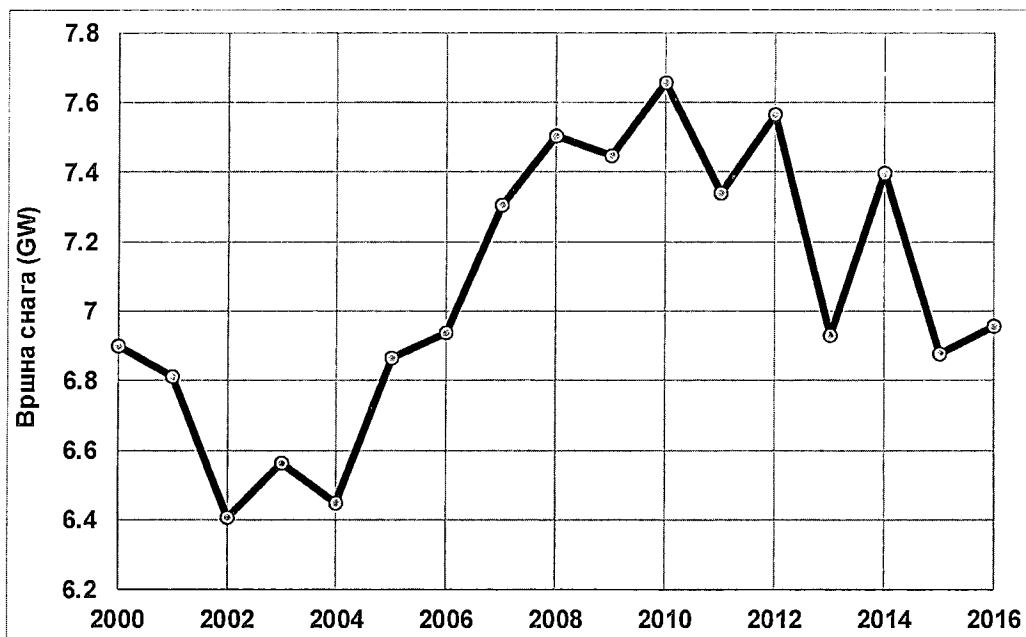
Приликом израде прогнозе дугорочне потрошње посматрана су три сценарија привредног раста: сценарио нижег, средњег и вишег раста. На Сл. 7.1 је приказан резултат прогнозе потрошње по сценаријима. Посматрајући сценарио средњег раста БДП, просечна годишња стопа пораста потрошње електричне енергије у периоду 2017-2031. године је око 1 %. Прогнозирана потрошња у 2027. години варира од 42,5 TWh за сценарио нижег раста до 45,8 TWh за сценарио вишег раста, и има тренд раста.



Сл. 7.1: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима

Са слике Сл. 7.1 се види да је у периоду 2011-2016 дошло до изразитог пада потрошње електричне енергије Р. Србије. Овај пад је био изазван светском економском кризом, док се у наредном периоду предвиђа пораст потрошње услед повећања индустријске активности у земљи.

На Сл. 7.2 приказане су историјске вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2000 – 2016. године. Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге од 7656 MW достигнута 2010. године.



Сл. 7.2: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2000. – 2016. године

Прогноза вршне снаге је извршена помоћу фактора оптерећења. Вредност фактора оптерећења зависи од степена индустријске развијености једне земље [23]. 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. 7.3 су приказани резултати прогнозе вршне снаге за сценарио средњег раста узимајући у обзир наведене методе одређивања фактора оптерећења. У зависности од методе која је примењена, прогнозирана вредност вршне снаге за 2027. годину се креће у распону од 7,63 GW до 7,93 GW. Резултати прогнозе показују тренд благог пораста вршне снаге у периоду 2017-2031. 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. 7.3: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења

На основу прогнозе потрошње електричне енергије као и историјских сатних вредности потрошње, извршена је прогноза сатних вредности за период 2017-2031. Вредности снага потрошње за карактеристичне режиме у годинама 2022 и 2027 су приказане у Таб. 7.1 и Таб. 7.2.

Таб. 7.1: Прогноза снага по режимима за 2022. годину

Прогноза за 2022. годину				
Режим (снага)	Сценарио	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
		(GW)		
Вршна снага (прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)		7.487	7.565	7.764
Вршна снага (прогнозирана скалирањем упросечене године)		7.093	7.226	7.356
Зимски максимум (трећа среда јануара - 19h)		6.732	6.858	6.981
Летњи максимум (трећа среда јула - 11h)		4.455	4.538	4.620
Летњи минимум (трећа среда јула - 4h)		2.801	2.854	2.905
Летњи максимум (максимум у летњим месецима)		5.229	5.326	5.422
Апсолутни годишњи минимум		2.662	2.712	2.761

Таб. 7.2: Прогноза снага по режимима за 2027. годину у режимима зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума

Прогноза за 2027. годину				
Режим (снага)	Сценарио	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
		(GW)		
Вршна снага (прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)		7.560	7.734	8.137
Вршна снага (прогнозирана скалирањем упросечене године)		7.232	7.507	7.784
Зимски максимум (трећа среда јануара - 19h)		6.863	7.125	7.387
Летњи максимум (трећа среда јула - 11h)		4.542	4.715	4.889
Летњи минимум (трећа среда јула - 4h)		2.856	2.965	3.074
Летњи максимум (максимум у летњим месецима)		5.331	5.534	5.738
Апсолутни годишњи минимум		2.714	2.817	2.921

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. 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, 2022. и 2027. 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

У наставку су детаљно описани наведени симулациони модели, израђени на основу прикупљених подлога и података. Треба напоменути да је за основу 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. За потребе израде Плана усвојена је типична вредност увоза за подручје Косова и Метохије.

8.2 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија USTE модела за 2017. годину, која је ажурирана и прилагођена потребама израде Плана развоја. Регионални модел укључује електроенергетске системе следећих земаља:

- Аустрије
- Албаније
- Босне и Херцеговине
- Бугарске
- Грчке
- Хрватске
- Македоније
- Мађарске
- Румуније
- Србије
- Словачке
- Словеније
- Украјине (Бурштинског острва)
- 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 7337 MW,
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 4991 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2452 MW.

Симулациони модели коришћени приликом ових анализа формиран су спајањем ажурираног модела преносног система Србије и прикупљених USTE модела који обухватају производне капацитете и топологију мреже суседних држава. Модели преносног система Србије представљају верни приказ реалног стања система (SnapShot) 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 излазни резултат.

С обзиром на то да су модели преносног система Србије формиран тако да осликавају 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

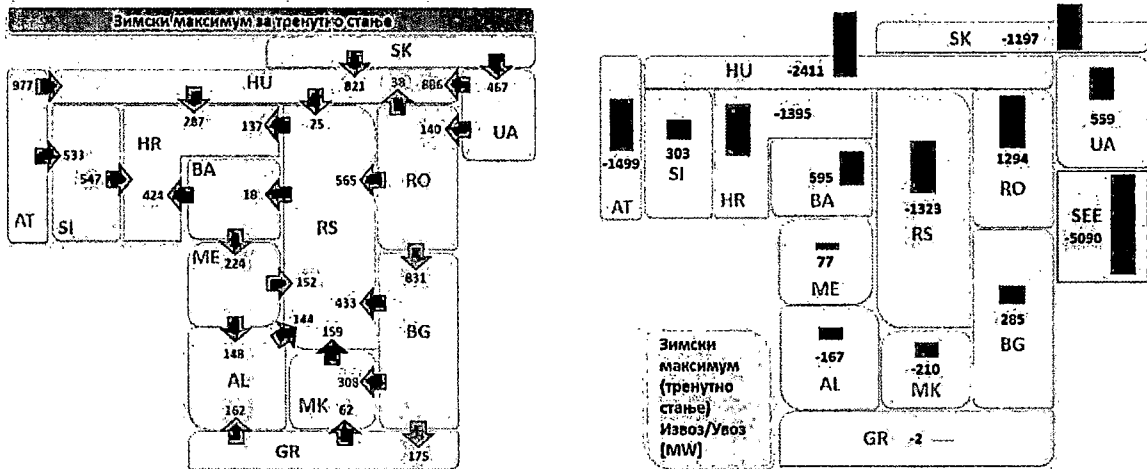
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ТЕ Костолац Б	624	632	316
ХЕ Ђердап 1	276	567	182
ТЕНТ Б	1106	1000	980
ТЕНТ А	1492	720	920
ХЕ Ђердап 2	109	140	170
ХЕ Бајина Башта	305	255	25
ТЕ Костолац А	235	280	90
РХЕ Бајина Башта – генератори	568	300	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ТЕ Колубара	169	109	0
ТЕ Морава	95	80	95
ХЕ Бистрица	100	100	0
ХЕ Зворник	73	50	10

Прорачуни токова снага и напонских прилика извршени су у софтверу Power Factory за режиме летњег максимума и летњег минимума, односно TNA за режим зимског максимума.

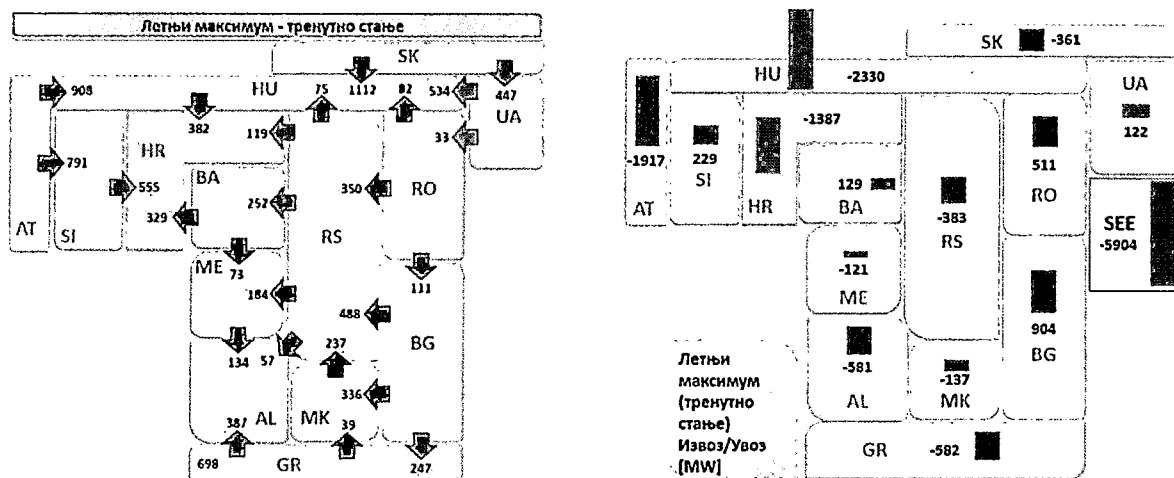
У Таб. 8.2 су дати тотали, односно разлике између снага производње и потрошње електричне енергије свих земаља чији су системи укључени у модел, док су на Сл. 8.1, Сл. 8.2 и Сл. 8.3 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама, као и тотали моделованих земаља за све анализиране режиме.

Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање

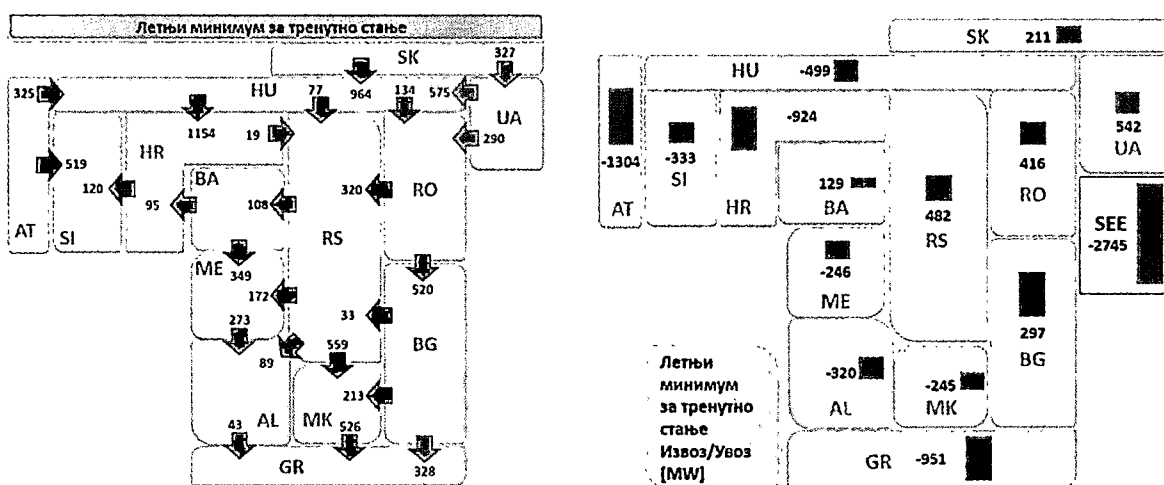
Тотали моделованих земаља за тренутно стање			
Моделована држава	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-167	-581	-320
Аустрија	-1499	-1917	-1304
Босна и Херцеговина	595	129	129
Бугарска	285	904	297
Грчка	-2	-582	-951
Хрватска	-1395	-1387	-924
Мађарска	-2411	-2330	-499
Црна Гора	77	-121	-246
Македонија	-210	-137	-245
Румунија	1294	511	416
Србија	-1323	-383	482
Словенија	303	229	-333
Словачка	-1197	-361	211
Украјина (Бурштинско острво)	559	122	542
Извоз региона	-5090	-5904	-2745



Сл. 8.1: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума за тренутно стање мреже



Сл. 8.2: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума за тренутно стање мреже



Сл. 8.3: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума за тренутно стање мреже

Као што се према приложеним резултатима може видети, за све разматране режиме важи закључак да се електрична енергија кроз регион креће од источног према западном делу, при чему се као значајни извозници издвајају, пре свих, Румунија (у режиму зимског максимума) и Бугарска (у режиму летњег максимума). Насупрот њима, државе увозници електричне енергије су Грчка, Хрватска и Мађарска, без обзира на конкретни режим рада који се анализира.

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 летњег минимума, док се у друга два режима јавља потреба за увозом електричне енергије из суседних електроенергетских система.

У сва три анализирана режима, регион се понаша као увозник електричне енергије, при чему је снага којом се увоз обавља највећа у режиму летњег максимума. Треба напоменути да тотали неких држава не одговарају суми прекограничних размена, приказаних на Сл. 8.1, Сл. 8.2 и Сл. 8.3, што се може објаснити чињеницом да ове државе имају интерконективне везе са Турском и Италијом, чији преносни системи нису приказани у моделима тренутног стања.

8.3 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2022. 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
- Италије (део преносне мреже)
- Македоније
- Мађарске
- Румуније
- Србије
- Словачке
- Словеније
- Турске (део преносне мреже)
- 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 7565 MW,
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5326 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2712 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2022. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и топологију мреже у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за 2022. годину.

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

У режиму зимског максимума је уважена максимална хидрологија са пуним ангажовањем производних капацитета. Иако се овакви режими ретко јављају, они су узети у обзир јер се на овај начин симулира максимално оптерећење преносне мреже. У режиму летњег максимума, производни капацитети су ангажовани смањеном снагом,

уз уважавање хидрологије, при чему се добијају критични режими са аспекта напонско-реактивних прилика. У режиму летњег минимума, производни капацитети су такође ангажовани са мањом снагом, а ангажоване су и обе пумпе у РХЕ Бајина Башта. У овом режиму је претпостављен и извоз Р. Србије, што се може видети у Таб. 8.4. У сва три режима су ветроелектране ангажоване са максималном инсталисаном снагом. Иако се режими са максималним ангажовањем ветроелетрана ретко јављају, они су узети у обзир јер се на овај начин је симулира максимално оптерећење преносне мреже.

У Таб. 8.3 је дат приказ ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираниог режима 2022. 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 2022.г.

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук	158.5	158.5	158.5
ВЕ Пландиште	102	102	102
ВЕ Алибунар	42	42	42
ВЕ Кошава	69	69	69
ВЕ Ковачица	104.5	104.5	104.5
ВЕ Алибунар 1	99	99	99
ВЕ Алибунар 2	75	75	75
ВЕ Костолац	66	66	66
ВЕ Бела Анта	120.75	120.8	120.8
ВЕ Никине Воде	45	45	45
ВЕ Кривача	102.3	102.3	102.3
ТЕ Костолац Б	873	843	668
ХЕ Ђердап 1	599	602	135
ТЕНТ Б	1176	546	508
ТЕНТ А	1417	775	719
ХЕ Ђердап 2	170	170	102
ХЕ Бајина Башта	320	280	25
ТЕ Костолац А	244	171	141
РХЕ Бајина Башта – генератори	200	200	0
РХЕ Бајина Башта –	0	0	-560

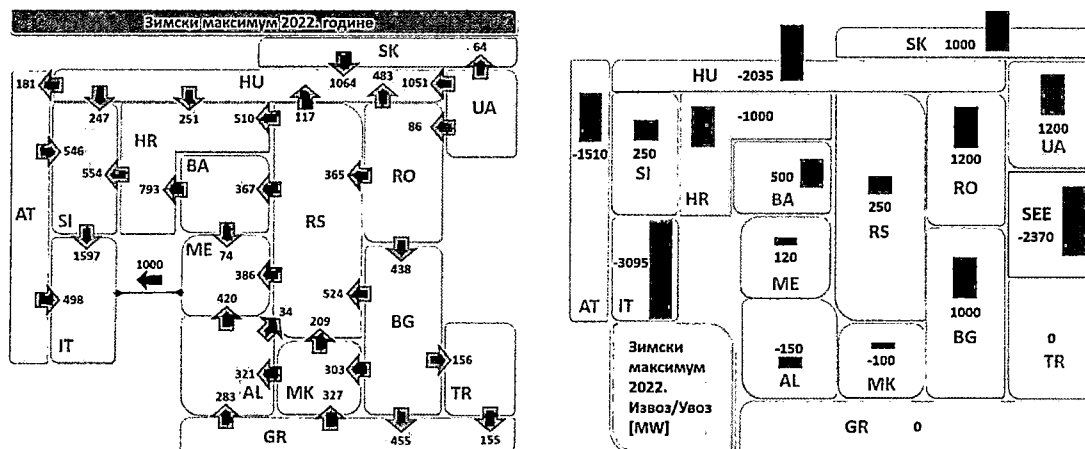
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
пумпе			
ТЕ Колубара	100	100	55
ТЕ Морава	100	80	50
ХЕ Бистрица	90	45	0
ТЕ-ТО Панчево	154	154	148

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*).

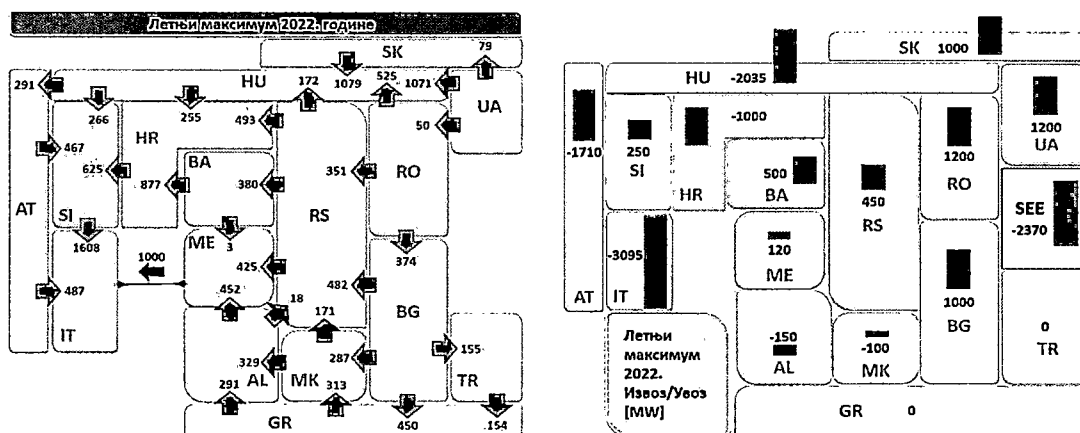
У Таб. 8.4 су дати тотали свих земаља чији су системи обухваћени овим моделима, док су на Сл. 8.4, Сл. 8.5 и Сл. 8.6 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама, као и тотали моделованих земаља за све анализиране режиме.

Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2022. годину

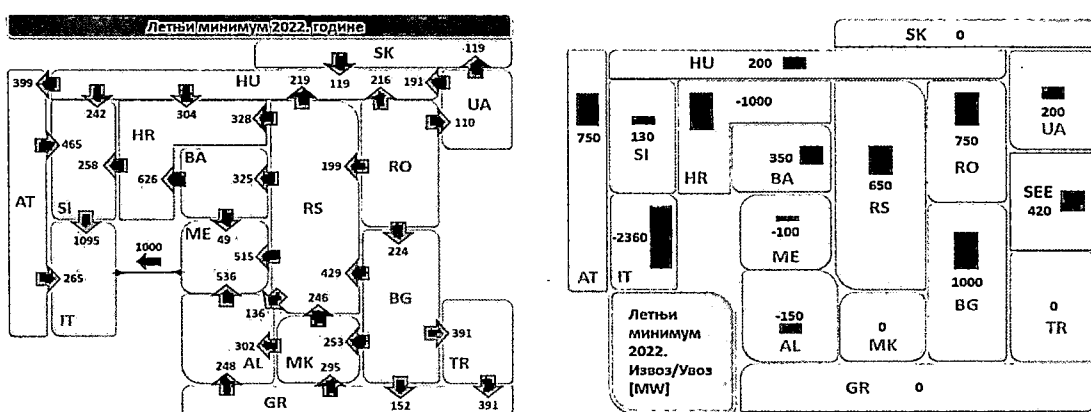
Тотали моделованих земаља за 2022. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-150	-150	-150
Аустрија	-1510	-1710	750
Босна и Херцеговина	500	500	350
Бугарска	1000	1000	1000
Грчка	0	0	0
Италија	-3095	-3095	-2360
Мађарска	-2035	-2035	200
Македонија	-100	-100	0
Румунија	1200	1200	750
Словачка	1000	1000	0
Словенија	250	250	130
Србија	250	450	650
Турска	0	0	0
Украјина (Бурштинско острво)	1200	1200	200
Хрватска	-1000	-1000	-1000
Црна Гора	120	120	-100
Извоз региона	-2370	-2370	420



Сл. 8.4: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2022. године



Сл. 8.5: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2022. године



Сл. 8.6: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2022. године

Разматрањем добијених резултата, долази се до закључка да је, независно од посматраног режима, у 2022. години ток електричне енергије кроз регион у смеру од истока према западу. Сходно овоме, као најзначајнији извозници енергије издвајају се

Румунија и Бугарска, док се као убедљиво највећи увозник истиче Италија. Неке од држава припадају једној или другој групи, зависно од режима, при чему се као типичан представник оваквих земаља може узети Мађарска, која се понаша као велики увозник у режимима зимског и летњег максимума, док у режиму летњег минимума извози електричну енергију у околне државе.

У електроенергетском систему Србије се у сва три посматрана режима може приметити да је прогнозирана потрошња задовољена расположивим производним капацитетима, те се не јавља потреба за увозом, већ се преостала електрична енергија извози ка западном делу региона.

Коначно, сам регион се понаша као извозник или увозник, зависно од посматраног режима. Конкретно, при зимском и летњем максимуму, регион увози електричну енергију, а доминантно услед велике неравнотеже између производње и потрошње у ЕЕС-у Италије и Мађарске, док у режиму летњег минимума регион располаже вишком енергије, те се преко граница обавља извоз електричне енергије у суседне регионе.

8.4 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2027. 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
- Италије (део преносне мреже)
- Хрватске
- Македоније
- Мађарске
- Румуније
- Србије
- Словачке
- Словеније
- Турске (део преносне мреже)
- 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 7734 MW,
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5534 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2817 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2027. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и транзите електричне енергије у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за планску 2027. 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 излазни резултат.

У режиму зимског максимума је уважена максимална хидрологија са пуним ангажовањем производних капацитета. Иако се овакви режими ретко јављају, они су узети у обзир јер се на овај начин симулира максимално оптерећење преносне мреже. У режиму летњег максимума, производни капацитети су ангажовани смањеном снагом, уз уважавање хидрологије, при чему се добијају критични режими са аспекта напонско-реактивних прилика. У режиму летњег минимума, производни капацитети су такође ангажовани са мањом снагом, а ангажоване су и обе пумпе у РХЕ Бајина Башта. У овом режиму је претпостављен и извоз P. Србије, што се може видети у Таб. 8.6. У сва три режима су ветроелектране ангажоване са максималном инсталисаном снагом. Иако се режими са максималним ангажовањем ветроелектрана ретко јављају, они су узети у обзир јер се на овај начин симулира максимално оптерећење преносне мреже.

Аналогно опису модела коришћених за анализе за 2022. годину, у Таб. 8.5 су приказана ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираних режима 2027. године. Такође, 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 2027.г.

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук	158.5	158.5	158.5
ВЕ Пландиште	102	102	102
ВЕ Алибунар	42	42	42
ВЕ Кошава	69	69	69
ВЕ Ковачица	104.5	104.5	104.5
ВЕ Алибунар 1	99	99	99
ВЕ Алибунар 2	75	75	75
ВЕ Костолац	66	66	66
ВЕ Бела Анта	120.75	120.75	120.75
ВЕ Никине Воде	45	45	45
ВЕ Кривача	102.3	102.3	102.3
ТЕ Костолац Б	843	583	443
ХЕ Ђердап 1	647	624	109
ТЕНТ Б	1176	588	508
ТЕНТ А	1437	1028	828
ХЕ Ђердап 2	170	170	102
ХЕ Бајина Башта	320	280	25
ТЕ Костолац А	244	261	201
РХЕ Бајина Башта – генератори	200	250	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ХЕ Бистрица	90	90	0
ТЕ-ТО Панчево	154	156	157

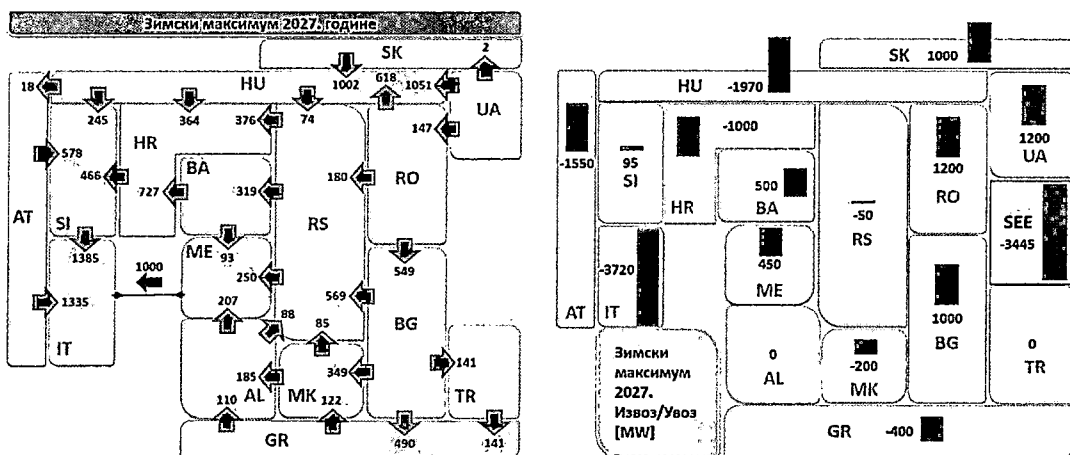
Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом, са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. При овим прорачунима се као почетне вредности напона чворова користе номиналне

вредности напона у тим чворовима, док се за почетне вредности фазних углова свих напона узима вредност нула (тзв. *flat start*).

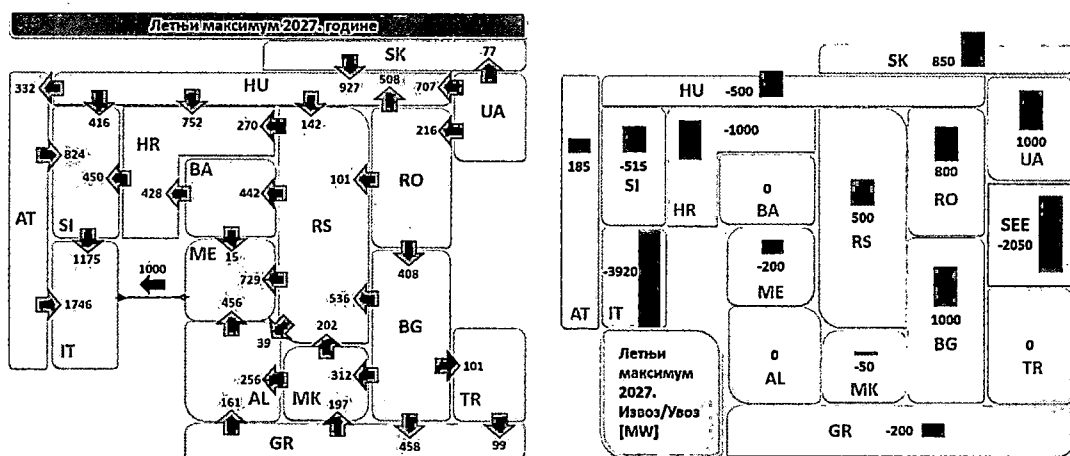
У Таб. 8.6 су дати тотали свих земаља чији су системи укључени у модел, док су на Сл. 8.7, Сл. 8.8 и Сл. 8.9 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама и тотали моделованих земаља.

Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2027. годину

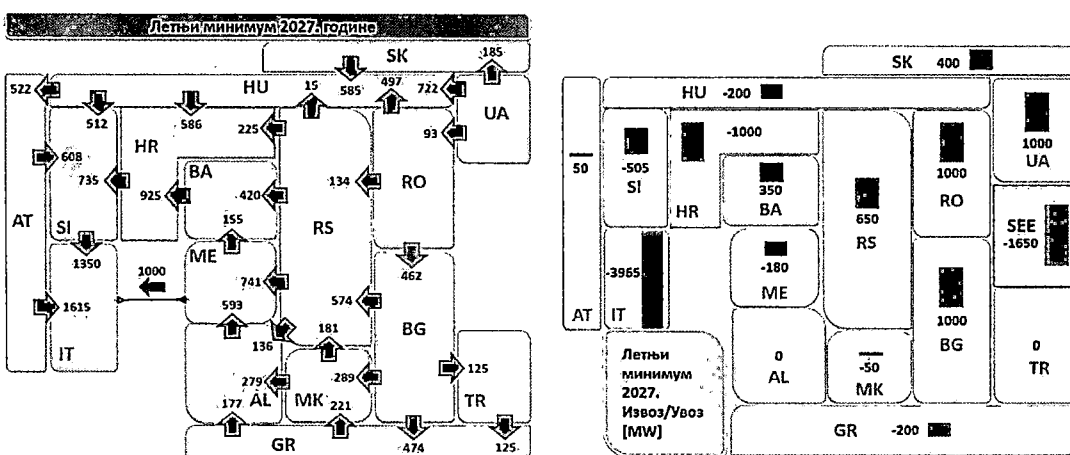
Тотали моделованих земаља за 2027. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	0	0	0
Аустрија	-1550	185	50
Босна и Херцеговина	500	0	350
Бугарска	1000	1000	1000
Хрватска	-1000	-1000	-1000
Грчка	-400	-200	-200
Мађарска	-1970	-500	-200
Италија	-3720	-3920	-3965
Македонија	-200	-50	-50
Црна Гора	450	-200	-180
Румунија	1200	800	1000
Србија	-50	500	650
Словачка	1000	850	400
Словенија	95	-515	-505
Турска	0	0	0
Украјина (Бурштинско острво)	1200	1000	1000
Извоз региона	-3445	-2050	-1650



Сл. 8.7: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2027. године



Сл. 8.8: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2027. године



Сл. 8.9: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2027. године

Аналогно закључцима изведеним за 2022. годину, и у 2027. години ток електричне енергије је од источних према западним деловима региона, те се као најзначајније



државе које извозе енергију истичу Румунија и Бугарска, док се највише енергије увози у електроенергетски систем Италије. Поређењем анализа спроведених за моделе који репрезентују регион у различитим режимима 2022. године и оних за 2027. годину, примећује се да се увоз Италије повећава кроз године, док тотали осталих моделованих земаља остају у сличним оквирима у којима су се и налазили. Регион се, за 2027. годину, у сва три режима понаша униформно, као увозник електричне енергије.

Што се тиче електроенергетског система Србије, анализе показују да је у режимима летњег максимума и минимума, потрошња на адекватан начин снабдевена уз помоћ производних капацитета у погону, док се једино у режиму зимског максимума јавља потреба за увозом.

9 ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ

9.1 АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ

Провера задовољења 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, 2022. и 2027. 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.

Резултати анализа сигурности за сва три режима у 2017. години, показују да се проблеми у 110 kV преносној мрежи јављају на подручју Града Београда, Града Чачка, јужног Баната и Рашкој области.

Резултати анализа сигурности за сва три режима у 2022. години, показују да се проблеми могу очекивати у преносној мрежи 110 kV у Колубарском региону, као и на потезу између ТС Панчево 2 и ТС Панчево 1. Наиме, у складу са преговорима о примени европских директива за велика ложишта, у ТЕ Колубара је током 2017. године планирано повлачење из погона генератора А1 и А2, док се повлачење А3 планира у 2020. години. Као последица овог повлачења и чињенице да је у 2022. години у погону само Г5 у ТЕ Колубара, конзум овог региона се напаја углавном из трансформације 220/110 kV Београд 3, и то преко 110 kV правца од ТС Београд 3 до ТС Београд 2 и од ТС Београд 3 до ТЕ Колубара, преко ЕВП Ресник. Додатни проблем представља најављено повећање снаге ТС 110/35 kV Тамнава западно поље (Јабучје) за додатних 70 MW до 2022. године. Детаљна анализа приказана је у додатку Д.6.2.4.

Преоптерећења преносне мреже 110 kV у региону Панчева настаће као последица планираног уласка у погон великог броја ветроелектрана у области Јужног Баната.

Резултати анализа сигурности за сва три режима у 2027. години такође показују да се највећи проблем јавља у преносној мрежи 110 kV у Колубарском региону, али сада у делу преносне мреже између ТЕ Колубара и ТС 220/110 kV Ваљево 3.

Резултати спроведених анализа сигурности „N-1”, као и осталих преоптерећења, налазе 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 2018 – 2027. годину, прорачуни струја кратких спојева су рађени за уклопно стање постојећих и планираних објеката за тренутно стање, на крају разматраног петогодишњег периода (2022. година) и десетогодишњег периода (2027. година), у режимима зимског и летњег максимума, уз следеће претпоставке:

- прорачун струја кратког споја је рађен према IEC 60909 са напонским фактором 1.1
- укључени су сви интерконективни далеководи
- све сабирнице у постројењима су учворене, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице
- сабирнице различитих постројења $X/110$ kV нису спојене преко кабловске мреже

Прорачуни струја кратких спојева су урађени 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 значајна повећања вредности ових струја предвиђају у ТС Панчево 2 и РП Дрмно услед прикључења великих генераторских јединица у том делу мреже.

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

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
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.

Пројекат се дефинише као развојни, односно 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. 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 пет поткатегија.

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 (интерконекције)	✓	✓		✓
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				✓

10.1 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.3 су излистани пројекти ОПС у развојној фази, разврстани у неколико категорија пројеката:

- Развој преносне мреже (интерконекција) - Пројекти међународног карактера (интерконекције),
- Развој преносне мреже (интерна мрежа) - Пројекти интерне 400 kV мреже и Пројекти 220 и 110 kV мреже).

Таб. 10.3: Листа пројеката ОПС у развојној фази (развој преносне мреже)

Листа пројеката ОПС у развојној фази						
Покретачи развојне опције	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				
10.1.1 Пројекти међународног карактера (интерконеције)						
1	ДВ 400 kV између Србије и Хрватске	после 2027	✓	✓		
2	ДВ 400 kV између Србије и Бугарске	после 2027	✓	✓		
3	ДВ 400 kV између Србије и Румуније	после 2027	✓	✓		
4	ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе	после 2027			✓	✓
10.1.2 Пројекти интерне 400 kV мреже						
1	Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво	после 2027	✓	✓		
2	ТС 400/110 kV Вршац 4	после 2027		✓		
3	Пројекат ВеоGrid 2030	после 2027		✓	✓	✓
4	ТС 400/110 kV северно од Ниша	после 2027			✓	
5	Реконструкција ТС Сремска Митровица 2	после 2027	✓		✓	
6	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега - Вардиште	после 2027	✓	✓	✓	
7	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 - ТС Ниш 2	после 2027			✓	✓
8	ТС 400/110 kV Колубара	после 2027		✓	✓	✓
9	Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво	после 2027			✓	✓
10	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац	после 2027		✓	✓	✓
11	Реконструкција РП 400 kV Дрмно – II фаза	после 2027	✓		✓	✓
10.1.3 Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже						
1	ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2	после 2027			✓	✓
2	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	после 2027			✓	✓
3	Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Парафин 1	после 2027			✓	
4	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Ваљево 3	после 2027			✓	✓
5	ДВ 110 kV ТС Деспотовац – ТС Јагодина 4	после 2027				✓
6	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	после 2022			✓	✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази									
Покретачи развојне опције	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							
7	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2	после 2022				✓	✓		
8	ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница	после 2022					✓	✓	
9	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник	после 2022					✓		
10	Замена кабла 110 kV ТС Београд 6 – ТЕТО Београд	2022	✓			✓			
11	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево	после 2022					✓	✓	
12	Решавање радијалног напајања ТС Жабаљ и ТС Темерин	после 2022					✓	✓	
13	Преусмеравање ДВ 110 kV Нови Сад 3 – Нови Сад 1 у ТС Футог	после 2022				✓			
14	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20	после 2022					✓	✓	
15	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2	2022				✓	✓		
16	Увођење ДВ 110 kV ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Јабучје	после 2022					✓	✓	✓
17	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2	2021				✓	✓		✓
18	ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС Уб	после 2022					✓	✓	
19	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1	после 2022 (друга фаза)	✓				✓		

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

10.2 РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ

Током 2017. године постојале су активности на изради Студије за нови 400 kV ДВ Краљево – Бајина Башта, и за чију реализацију је ЕМС АД добио грант од стране WBIF. Завршетак израде Студије се очекује у последњем кварталу 2017. године. Реализација овог пројекта биће сагледана Методологијом о приоритизацији, при чему се њен почетак очекује након периода обухваћеног овим Планом развоја.

Студија се састоји од следећих делова:

- Студије претходне изводљивости
- Студије изводљивости
- Идејни пројекат са Студијом оправданости

- Студија утицаја на животну средину.

У наредном периоду, планирана је израда Студије дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године, пошто је претходна Студија овог типа рађена 2007. године.

Као што је поменуто у поглављу 4.6, у току 2018. године планира се израда регионалне Студије регулације напона. Ова Студија ће се финансирати од стране WBIF, са циљем лоцирања оптималних тачака уграђивања и оптималних снага уређаја за регулацију напона у регионалној преносној мрежи.

Такође, за 2018. годину планиране су израде билатералних Студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система.

10.3 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 значајније инфраструктурне активности од стране ЕМС АД.

Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази

Листа пројеката повезивања у развојној фази						
Покретачи развојне опције	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					
10.3.1 ДП Ниш						
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка	2022				✓
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	после 2022				✓
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара Планина	после 2022				✓
4	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац	после 2022				✓
5	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7	после 2022				✓
6	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9	после 2022				✓



Листа пројеката повезивања у развојној фази							
Покретачи развојне опције	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					
10.3.2 ДП Краљево							
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Тутин	2020				✓	✓
2	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Прибој	2019	✓			✓	✓
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Деспотовац	после 2022				✓	✓
4	Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац	2021	✓			✓	✓
5	Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева	2020				✓	✓
6	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3	2022				✓	✓
7	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2	2022				✓	✓
8	Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин	после 2022				✓	✓
9	Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2	после 2022				✓	✓
10	Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус	после 2022				✓	✓
11	Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4	после 2022					✓
12	Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4	после 2022					✓
13	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица	после 2022					
14	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	после 2022		✓			
10.3.3 ДП Крагујевац							
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	после 2022				✓	✓
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22	2021	✓				
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23	после 2022					✓
4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24	после 2022					
5	Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица	после 2022					✓
6	Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	после 2022					✓
7	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21	после 2022					✓

Листа пројеката повезивања у развојној фази									
Покретачи развојне опције	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									
10.3.4 ДП Београд									
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 43	после 2022	✓					✓	✓
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46	2021							✓
3	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47	2022						✓	
4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48	2022						✓	
10.3.5 ДП Нови Сад									
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Планиште	2023							
2	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8	2023							
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5	2027							
4	Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин	2019							

10.4 ЛИСТА ПРОЈЕКТА КОЈИ СУ ИЗ РАЗВОЈНЕ ПРЕШЛИ 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 који су у овом Плану развоја дефинисани као пројекти у инвестиционој фази, док су у претходним Плановима развоја сагледавани као пројекти у развојној фази, дата је у Таб. 10.5:

Таб. 10.5: Листа пројеката који су из развојне прешли у инвестициону фазу

Назив пројекта	Планирани улазак у погон
----------------	--------------------------

	Назив пројекта	Планирани улазак у погон
1	Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3	2022
2	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3	2021
3	Адаптација ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац	2021
4	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3	2023
5	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб	2020
6	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2	2019
7	Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2	2021
8	Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез	2021
9	Реконструкција РП 110 kV Дрмно	2019
10	Даљинско управљање на свим ТС и РП у власништву ЕМС АД	2022

Постојећи инвестициони пројекат „Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Ратко Павловић)“ је допуњен новом инвестицијом која подразумева опремање два поља 110 kV у ТС Ниш 2 на основу предлога за План инвестиција у преносни систем бр. 3-2017, на основу чега је донета Одлука о реализацији о допуни постојећег пројекта.

10.5 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Крајем 2017. године је завршено извођење радова на реконструкцији 110 kV далековода број 115/2 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3, број 115/3 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 2 и број 106АБ/1 ТС Ваљево 1 – ТС Ваљево 2 (деонице А и Е). Такође, завршена је прва фаза реконструкције и санације 110 kV далековода број 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1. Друга фаза је одложена и сагледана као нови развојни пројекат.

У Таб. 10.6 су наведени пројекти развоја преносне мреже који су у инвестиционој фази (пројекти међународног карактера (интерконекције), пројекти интерне 400 kV мреже, пројекти интерне 220 и 110 kV мреже).

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

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инфраструктурним пројектом	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
		Планирани улазак у погон				
10.5.1 Пројекти међународног карактера (интерконеције)						
1	ДВ 2×400 kV између Србије и Румуније	2018 ⁹	✓	✓		
2	ДВ 2×400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе	2024	✓	✓		
3	ДВ 110 kV између Србије и БиХ	2020		✓	✓	✓
10.5.2 Пројекти интерне 400 kV мреже						
1	Реконструкција ТС Смедерево 3	2020	✓	✓	✓	
2	Реконструкција ТС Србобран	2020	✓	✓	✓	
3	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3	2020	✓			
4	ДВ 2×400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта	2024*	✓			
5	Замена ВН опреме у ТС 400/220/110 kV Ниш 2	2018	✓		✓	
6	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост	после 2022	✓		✓	
7	Реконструкција ТС 400/220 kV Бор 2	после 2022	✓		✓	
8	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1	2021	✓		✓	
9	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац	2019	✓		✓	

⁹ Година уласка у погон зависи од завршетка радова на румунској страни



Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инфраструктурним пројектом	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	Реконструкција ТС 400/220/110 кV Панчево 2	2022	✓		✓	
11	Реконструкција ТС Крагујевац 2	2020 – I фаза после 2022 – II фаза	✓	✓	✓	
10.5.3 Пројекти интерне 220 и 110 кV мреже						
1	Увођење ДВ 110 кV ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5	2019		✓	✓	✓
2	Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 кV ТС Ваљево 3 - ХЕ Зворник	2020	✓	✓		✓
3	Реконструкција ТС 220/110/35 кV Крушевац 1	2020	✓	✓	✓	
4	ДВ 110 кV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2	2022		✓	✓	
5	ТС 220/110 кV Бистрица	2020			✓	✓
6	Реконструкција ДВ 110 кV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А	2020	✓			✓
7	Реконструкција ДВ 110 кV ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица	2022	✓	✓		✓
8	Реконструкција ДВ 110 кV ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2	2020	✓	✓		✓
9	Увођење ДВ 110 кV ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3	2022			✓	✓
10	Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски	2019				✓
11	Реконструкција ДВ 110 кV ТС Београд 2 – ТС Београд 22	2019 (прва фаза)	✓			✓
12	РП 220 кV ТЕТО Панчево	2024 ¹⁰		✓	✓	✓
13	Реконструкција ТС 220/35 кV Бајина Башта	2018	✓		✓	
14	Реконструкција ТС 220/110 кV Београд 3	2018	✓		✓	
15	Реконструкција ТС 220/110/35 кV Београд 5	2019	✓		✓	
16	Замена енергетских трансформатора у ТС Београд 4	2018	✓			
17	Реконструкција ДВ 110 кV бр. 151/2 и 151/3	2021		✓	✓	✓

¹⁰ Овај пројекат ће бити реализован кроз две етапе.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инфраструктурним пројектом	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				
18	Адаптација ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац	2022	✓			✓
19	Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2	2018	✓			✓
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	2019			✓	✓
4	Реконструкција ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица	2023	✓	✓		✓
5	Реконструкција ДВ 110 kV ТС-Ниш 2 – ТС Лесковац 4	2022	✓			✓
6	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1	2022	✓	✓		✓
7	Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2	2018	✓	✓		✓
8	Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13	2019		✓	✓	✓
9	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7	2020			✓	✓
10	ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште	2019			✓	✓
11	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2	2020			✓	✓
12	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Србобран - ТС Бечеј	2020	✓	✓		✓
13	ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча	2020			✓	✓
14	ДВ 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1	2022				✓
15	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно - ТС Косјерић	2021	✓	✓		✓



Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази							
Разлози за инфраструк-турним пројектом	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						
16	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	2022	✓	✓			✓
17	Реконструкција ДВ 110 kV ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3	2023	✓	✓			✓
18	Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	2020				✓	✓
10.5.5 Пројекти прикључења корисника преносног система							
1	Реконструкција РП 110 kV Дрмно ¹¹	2019					✓

¹¹ 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

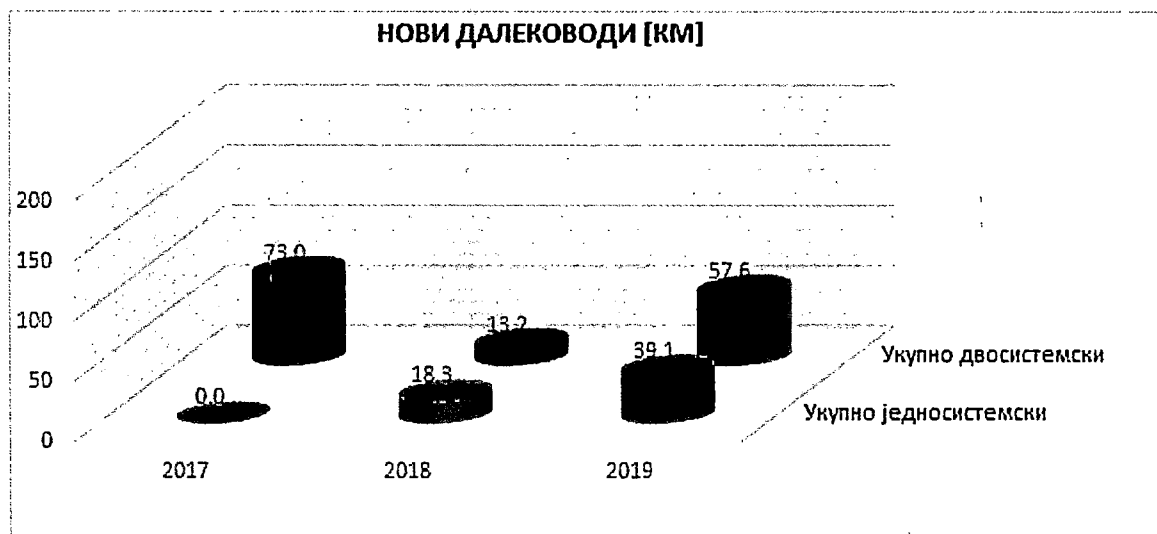
За пројекат повезивања нове ТС Копаоник (видети Поглавље 5.2), ЕМС АД нема инвестиционих активности, јер се наведена трансформаторска станица напаја преко далековода номиналног напона 110 kV који је у раду на напонском нивоу 35 kV, док су за пројекат повезивања ТС Ужице 2 предвиђене инвестиционе активности незнатне и сведе се на инвестиционо одржавање.

Таб. 10.7: Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази (пројекти ОДС)

Разлози за пројектом повезивања		Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази									
		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача									
		Планирани улазак у погон									
10.6.1	ДП Ниш										
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6	2021									✓
10.6.2	ДП Краљево										
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3	2019									✓
2	Повезни вод за ТС 110/10 kV Краљево 6	2018									✓
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	2019									✓
4	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV УБ	2020									✓
5	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2	2019									✓
10.6.3	ДП Крагујевац										
1	Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2	2021									✓
10.6.4	ДП Београд										
1	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23	2019									✓
2	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42	2019									✓
3	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44	2021									✓
4	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45	2019									✓

Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача				
Разлози за пројектом повезивања	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
		Планирани улазак у погон				
10.6.5 ДП Нови Сад						
1	Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци	2018				✓
2	Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез	2021				✓
3	Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	2021				✓

На следећој слици приказан је број километара нових далековада који би требало да уђу у погон на основу Плана инвестиција у преносни систем за период 2017-2019. [17].



Сл. 10.1: Планирана изградња нових далековада у периоду до 2019. по годинама

10.7 ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

У Таб. 10.8 дата је листа осталих пројеката који подразумевају телекомуникациону и другу инфраструктуру неопходну за функционисање преносног система.

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

Назив пројекта	Планирани улазак у погон
1 <u>Даљинско управљање на свим ТС и РП у власништву ЕМС АД</u>	2022

10.8 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

До краја 2017. године очекује се да ће, од пројекта прикључења, на преносни систем бити прикључена ревитализована друга генераторска јединица у ХЕ Зворник.

Остали пројекти прикључења су излистани у Таб. 10.9, а детаљно су обрађени у Додатку Д.3.

Таб. 10.9: Листа пројекта прикључења

Назив објекта	Инсталисана Снага [MW]	Планирани улазак у погон
10.8.1 Термоелектране (ТЕ)		
1 <u>ТЕ Ковин</u>	700	2023 ¹²
2 <u>ТЕ Костолац Б3</u>	350	2020 ¹³
3 <u>ТЕТО Панчево</u>	160	2019 ¹³
4 <u>ТЕНТ А4</u>	335,5 ¹⁴	2018
10.8.2 Хидроелектране (ХЕ)		
1 <u>ХЕ Потпећ - четврти агрегат</u>	13	2020 ¹⁵
10.8.3 Ветроелектране (ВЕ)		
1 <u>ВЕ Пландиште 1</u>	102	2018 ¹³
2 <u>ВЕ Чибук 1</u>	158,46	2018 ¹³
3 <u>ВЕ Алибунар</u>	42	2018 ¹³
4 <u>ВЕ Никине Воде</u>	45	2019 ¹³
5 <u>ВЕ Костолац</u>	66	2020 ¹⁵

¹² Назначена година пријављена је од стране „Енергетски комплекс“ д.о.о Београд.

¹³ Назначене године су инвеститори пријавили у процесу прикључења.

¹⁴ Инсталисана снага после реконструкције блока

¹⁵ Година добијена од стране ЈП ЕПС у процесу прикључења података.

6	<u>ВЕ Кошава</u>	(69)117	2018/2019 ¹³
7	<u>ВЕ Алибунар 1</u>	99	2021 ¹³
8	<u>ВЕ Алибунар 2</u>	75	2021 ¹³
9	<u>ВЕ Ковачица</u>	104,5	2018 ¹³
10	<u>ВЕ Бела Анта</u>	118,8	2019 ¹³
11	<u>ВЕ Кривача</u>	103,32	2019 ¹³
10.8.4 Објекти КПС			
1	ТС Рудник 4	2x16 MVA	2019
2	ТС Рудник 5	2x16 MVA	2019

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 дозвољава транснационални пренос електричне енергије на велика растојања уз минималне губитке, спајајући тржишта источне и западне Европе, гарантујући сигурно и стабилно снабдевање домаћих потрошача довољним количинама квалитетне електричне енергије.

Пројекат трансбалкански коридор подељен је на две фазе. У прву фазу спадају секције које су ушле у инвестициони план. У другу фазу спадају секције које се налазе у развојној фази, односно у студијској фази, и за које још увек није донета одлука о уласку у инвестициони план. Очекивано време реализације секција друге фазе излази ван временског хоризонта обухваћеног овим Планом развоја.

10.9.1 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза

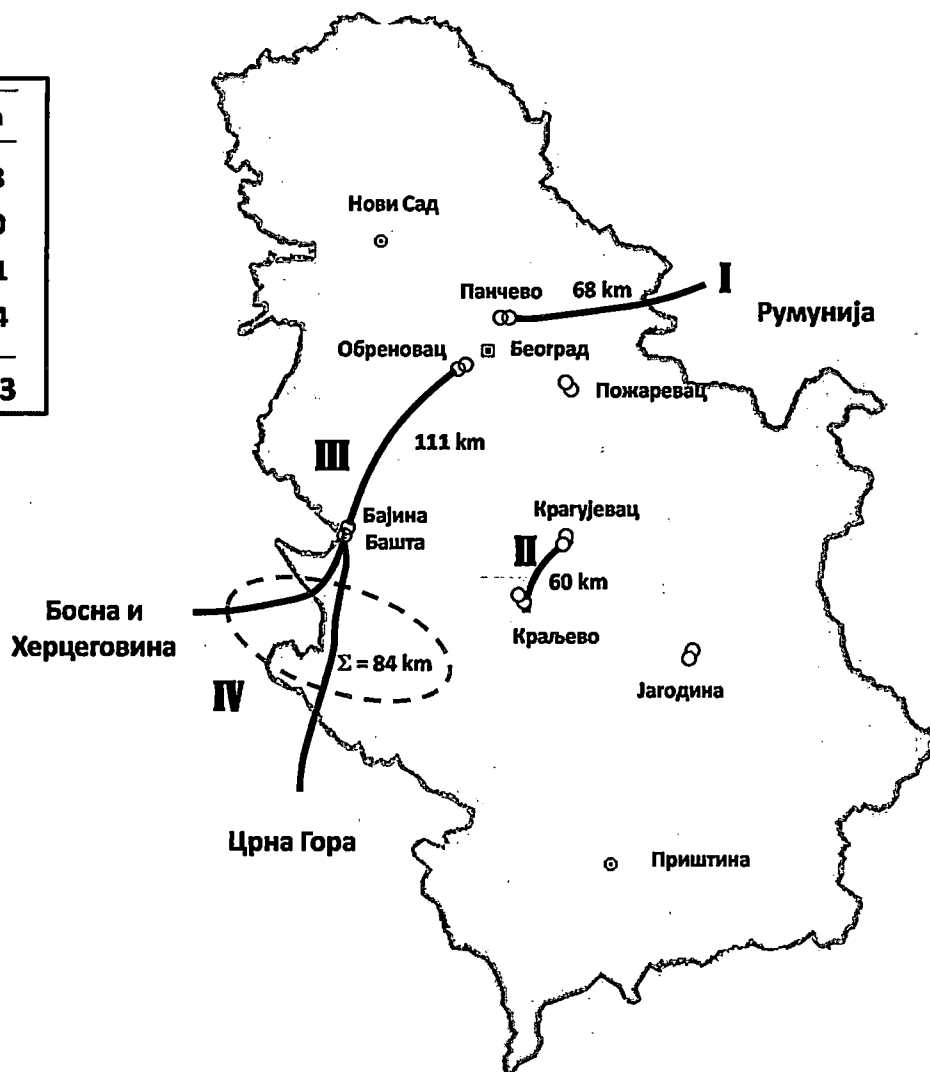
Пројекат трансбалкански коридор – прва фаза обухвата следеће инфраструктурне објекте за пренос електричне енергије у инвестиционој фази:

Таб. 10.10: Секције Трансбалканског коридора – I фаза

ПРОЈЕКАТ ТРАНСБАЛКАНСКИ КОРИДОР – I ФАЗА	
Секција 1	<u>ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније</u>

Секција 2	<u>ДВ 400 kV TC Крагујевац 2 – TC Краљево 3</u>
Секција 3	<u>ДВ 2x400 kV TC Обреновац – TC Бајина Башта</u>
Секција 4	<u>ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе</u>

ТБК – I фаза	km
Секција I	68
Секција II	60
Секција III	111
Секција IV	84
Укупно	323



Сл. 10.2: Трансбалкански коридор – I фаза

10.9.2 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – друга фаза

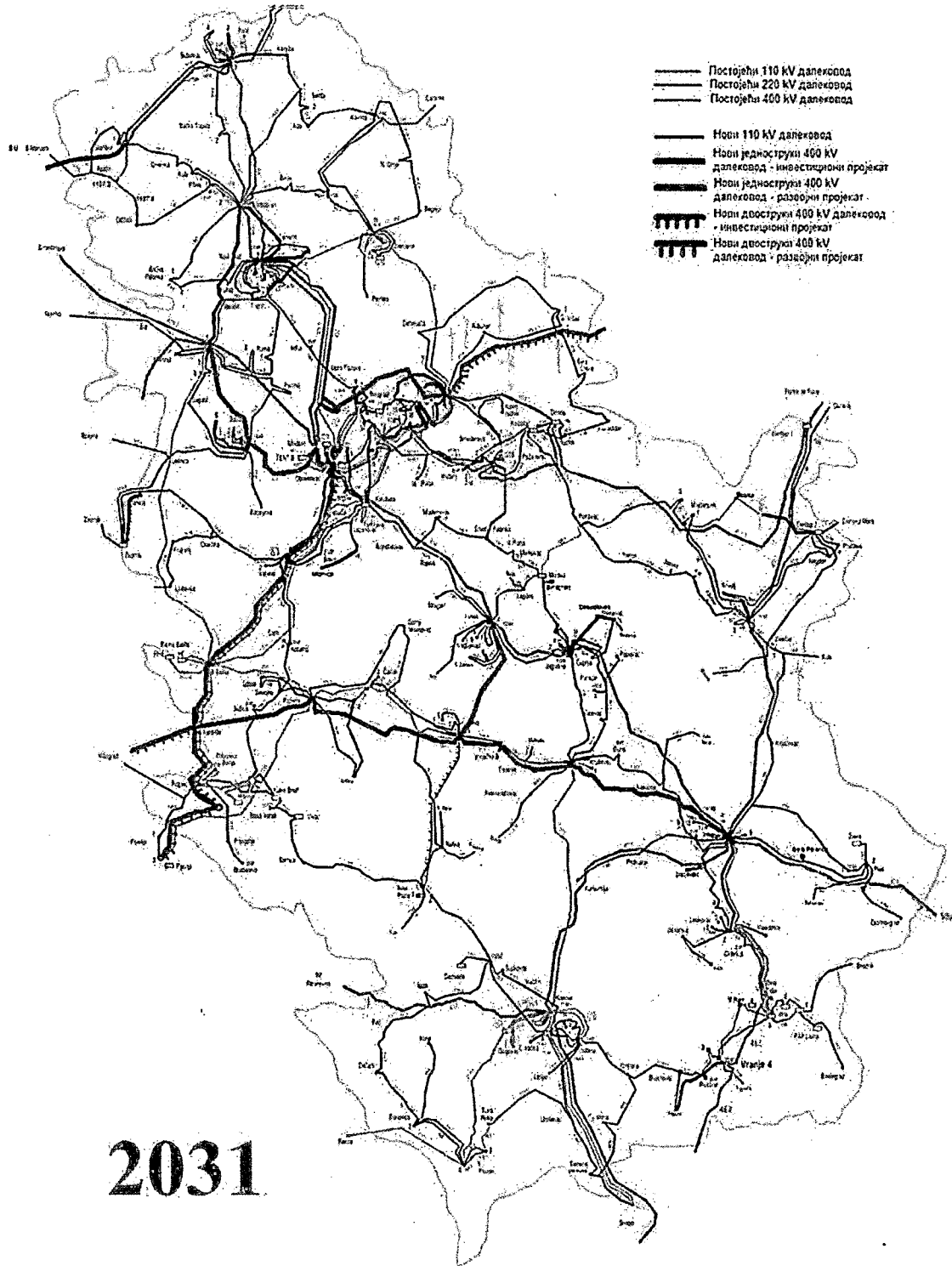
Инфраструктурни објекти за пренос електричне енергије у развојној фази, односно, секције Пројекта трансбалкански коридор – друга фаза су:

Таб. 10.11: Секције Трансбалканског коридора – II фаза

ПРОЈЕКАТ ТРАНСБАЛКАНСКИ КОРИДОР – II ФАЗА	
Секција 1	<u>Пројекат BeoGrid 2030 (ТС 400/110 kV Београд Запад са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима и ДВ 400 kV ТС Београд Запад – ВЕ Чибук)</u>
Секција 2	<u>ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште</u>
Секција 3	<u>ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2</u>
Секција 4	<u>ДВ 400 kV између Србије и Бугарске</u>
Секција 5	<u>ДВ 400 kV између Србије и Хрватске</u>
Секција 6	<u>ДВ 400 kV између Србије и Румуније</u>
Секција 7	<u>ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац</u>

Треба напоменути да редослед секција друге фазе у Таб. 10.11 не подразумева да ће саме секције хронолошки бити реализоване тим редом.

На Сл. 10.3 приказан је планирани систем ЕМС за 2031. годину.



Сл. 10.3: Преносни систем Р.Србије 2031. године

10.10 РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/X KV

У складу са пословном политиком ЕМС АД и циљевима кратко наведеним на почетку овог поглавља, планирана улагања у инфраструктуру су првенствено усмерена на повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача.

Решавање проблема радијално напајаних трансформаторских станица врши се помоћу техноекономске оптимизације кроз билатералне Студије оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система.

Критеријуми примењени при избору радијално напајаних трансформаторских станица чије је решавање предвиђено овим Планом развоја обухватају вршно оптерећење предметне ТС, могућност њеног резервног напајања из дистрибутивне мреже, техноекономску анализу и приоритете исказане од стране ОДС.

Овим Планом развоја предвиђено је решавање радијалног напајања трансформаторских станица у Таб. 10.12:

Таб. 10.12: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја

Назив ТС	Пројекат	Година
Развојни пројекти		
Јабланица Вучје	<u>ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац</u> 2	после 2027
Ковин	<u>ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4</u>	после 2027
Љиг	<u>ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Ваљево 3</u>	после 2027
Мосна	<u>ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</u>	2022
Деспотовац Ђуприја Стењевац	<u>ДВ 110 kV од ТС Деспотовац до ТС Јагодина 4</u>	после 2027
Пријеполје	<u>ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница</u>	после 2022
Прешево	<u>ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево</u>	после 2022
Копаноник	<u>Решавање радијалног напајања ТС Копаноник</u>	после 2022
Темерин Жабаљ Перлез	<u>Решавање радијалног напајања ТС Жабаљ и ТС Темерин</u>	после 2022

Назив ТС	Пројекат	Година
Крагујевац 20 (Кнић)	<u>ДВ 110 kV ТС Крагујевац 20 – ТС Крагујевац 3</u>	после 2022
Крагујевац 3		
Коцељева Владимирци	<u>ДВ ТС Коцељева – ТС УБ</u>	после 2022
Инвестициони пројекти		
Ниш 5	<u>Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</u>	2018
Ниш 10	<u>Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13</u>	2019
Нови Сад 7	<u>Кабл 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7</u>	2019
Бела Црква		
Велико Градиште	<u>ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште</u>	2019
Рудник 3		
Ада		
Сента 2	<u>ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2</u>	2020
Ивањица	<u>ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча</u>	2020

10.11 ПРОЦЕНА ИЗВОДЉИВОСТИ ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

Када се приликом анализа које се врше током израде Плана Развоја јави потреба за новим објектом преносног система, спроводе се одговарајуће варијантне анализе могућих начина уклапања тог објекта у преносну мрежу. Од свих варијантних решења бирају се она која испуњавају услове дефинисане у Правилима о раду преносног система. Другим речима, врши се евалуација предности различитих решења и избор оних решења која обезбеђују највећу сигурност у снабдевању и техничку способност система, али се истовремено води рачуна и општој друштвеној користи и утицају на животну средину. За одабрана варијантна решења ради се процена просторне и временске изводљивости која утврђује да ли се дати пројекат може физички реализовати, а такође се врши и иницијална процена инвестиционих трошкова. Процена просторно-временске изводљивости особито укључује следеће аспекте:

- основна техничка ограничења и економске параметре за потребе планирања развоја преносне мреже
- локације постојећих ТС у преносној и дистрибутивној мрежи на датом подручју

- трасе постојећих водова у преносној мрежи на датом подручју
- техничке карактеристике постојећих ТС
- план развоја преносне (и дистрибутивне) мреже на датом подручју односно планиране инвестиције које могу бити од утицаја на решавање идентификованих потреба и предлагање алтернативних решења
- временски тренутак (година) када је потребна реализација пројекта
- време потребно за реализацију предложене развојне опције које треба да је у складу са захтеваном годином пуштања у погон
- могућности за реконфигурацију, проширење капацитета, подизање напонског нивоа у постојећим објектима преносне мреже
- могућност примене нових технологија односно техничких решења које могу да утичу на избор решења
- инвестициону вредност реализације предложеног варијантног решења
- просторно планска ограничења и претходне услове и сагласности добијене од стране локалне самоуправе и надлежних институција, информација о локацији, итд.

Из претходне листе се види да се приликом процене изводљивости пројекта у развојној фази узимају у обзир могуће локације ТС односно оквирне трасе далековода, при чему су критеријуми односно ограничења која се узимају у обзир приликом процене изводљивости пројекта у развојној фази следећи:

- насељеност – визуелни утицај на друштво, могућност противљења јавности
- утицај на животно окружење
- ограничене могућности градње у подручјима заштићеним међународним, националним и законима локалне самоуправе – зоне у којима је забрањена односно ограничена изградња, ограничења у изградњи на основу података завода за заштиту споменика, завода за заштиту природе, завода за заштиту културе
- закони локалне самоуправе, планска документација, ограничења проистекла из информације о локацији

Процена изводљивости током 2017. године сагледана је у студијским анализама за више пројекта ОПС, од којих се као најважнији могу издвојити:

- ДВ 400 kV између ТС Бајина Башта и ТС Краљево 3, која је тренутно у изради. У претходној години је разматрана изводљивост шест варијантних решења дефинисаних Програмским задатком. Тренутно се израђује Студија изводљивости са идејним пројектом за одабрану варијанту која предвиђа увођење ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Вишеград у будуће РП 400 kV

Пожега по траси ДВ 220 kV бр. 214/3 и изградњу ДВ 400 kV РП Пожега – ТС Краљево 3 по траси ДВ 220 kV бр. 214/2.

- Услед повлачења из погона агрегата у ТЕ Колубара, 2017. године су извршене анализе варијантних решења од којих је одабрано увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3. Одабрано решење је сагледано са системског аспекта, просторне и временске изводљивости, као и инвестиционих улагања. Резултати су показали да је ово решење изводљиво уз измене на траси ДВ 220 kV бр. 204 и 213/2 на деоница увођења у ТС Београд 3.

10.12 ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

За изводљива 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 пројеката који се користе за међусобно поређење (рангирање) пројеката према сваком показатељу појединачно. Као резултат техно-економске процене добија се оптимални (најбоље рангирани) 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 пројеката:

1. Утицај на животну 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 пројеката:

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

У општем случају неки пројекти ће бити боље оцењени (рангирани) у погледу свих показатеља док ће друга решења имати позитиван допринос само код неколицине показатеља.

Током 2017. године урађена је техно-економска процена пројекта увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3.

10.13 РАНГ ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРЕМА ПРИОРИТЕТИМА

Током израде овог Плана развоја, а у склопу припреме Плана инвестиција у преносни систем, извршено је рангирање инфраструктурних пројеката у инвестиционој фази (на основу методологије за приоритизацију пројеката) заједно са пројектима који конкуришу за прелазак у инвестициону фазу. Резултати рангирања пројеката сагледани су у Плану инвестиција у преносни систем 2018 - 2020.

10.14 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 пројеката. 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. 10.13 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. Колоне у којима се могу видети предметне разлике назначене су подебљаним словима.

Таб. 10.13: 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	2019
ВЕ Никине Воде	нова електрана	/	45	/	2018
ВЕ Бела Анта	нова електрана	/	118,8	/	2019
ВЕ Алибунар 1	нова електрана	/	99	/	2021
ВЕ Алибунар 2	нова електрана	/	75	/	2021
ТЕ-ТО Панчево	нова електрана	140	160	2019	2019
ХЕ Потпећ Г1	повећање снаге агрегата	19	/	2021	/
ХЕ Потпећ Г2	повећање снаге агрегата	19	/	2022	/
ХЕ Потпећ Г3	повећање снаге агрегата	19	/	2023	/
ТЕ „Никола Тесла“ А4	повећање снаге агрегата	335,3	332,7	2018	2018

Поред производних капацитета, до потенцијалних неусаглашености може доћи и за случај повезивања нових 110/x kV трансформаторских станица на преносни систем. У Таб. 10.14 приложене су уочене разлике овог типа:

Таб. 10.14: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/х kV ТС између ПОС и Плана развоја

Трансформаторска станица	Година уласка у погон – ПОС	Година уласка у погон – План развоја
ТС Београд 43	пре 2023	после 2022
ТС Деспотовац	пре 2023	после 2022
ТС Ушће	пре 2023	после 2022
ТС Крагујевац 21	пре 2023	после 2022
ТС Смедерево 5	пре 2023	после 2022
ТС Смедеревска Паланка 2	пре 2023	после 2022
ТС Ниш 15 (Дољевац)	/	крај 2017
ТС Крушевац 3	/	ТС: 2017 КБ: почетак 2019.
ТС Београд 45	/	ТС: 2018 КБ: 2019
ТС Београд 46	/	2021
ТС Београд 47	/	2022
ТС Београд 48	/	2022

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. 10.15, којима се решава радијално напајање трансформаторских станица које нису сагледане у ПОС.

Таб. 10.15: Разлике у решавању радијално напајаних трансформаторских станица између ПОС и Плана развоја

Назив ТС	Пројекат	Година
Мосна	<u>ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</u>	2022
Ниш 5	<u>Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</u>	2018
Ниш 10.	<u>Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13</u>	2019

10.15 ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА

Унапређење и обезбеђење квалитета елемената преносне мреже кроз примену нових технологија, спроводи се 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 унапређење и обезбеђивање квалитета елемената преносне мреже врши се:

- **Утврђивањем потреба и могућности за измену постојећих и примену нових техничких решења.** Актуелно стање квалитета елемената преносне мреже се анализира на основу докумената техничке регулативе, сагласно Правилнику о техничкој регулативи или из Извештаја проистеклих из апликација „Технички информациони систем“ (ТИС) и „Основна техничка документација“ (ОТД), које садрже све информације из процеса експлоатације и одржавања елемената преносне мреже, информације о управљању преносним и електроенергетским системом, погонским догађајима и друге релевантне информације и налоге непосредних руководиоца.
- **Формирањем предлога за унапређење квалитета елемената преносне мреже** на начин да се исти планира на основу спроведених анализа свих релевантних чиниоца 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.
- **Технички савет и стручна тела ЕМС АД** разматрају, дају сагласност и налог за примену коначних предлога за унапређење квалитета елемената преносне мреже, Извештаја о праћењу и валидацији унапређења квалитета елемената преносне мреже и Извештаја о реализацији пројекта за имплементацију унапређења квалитета елемената преносне мреже.
- **Стручне службе ЕМС АД** прате њихову експлоатацију и одржавање и подносе одговарајуће извештаје након набавке и уградње нових елемената у преносну мрежу, а који су део нових технолошких решења, чија се рекапитулација између осталог уноси у Годишњи технички извештај.
- **Валидација** унапређења квалитета елемената преносне мреже спроводи се кроз следеће поступке:
 - потврђивање квалитета (валидација) елемената преносне мреже
 - преиспитивање поступака за коришћење и одржавање елемената преносне мреже
 - анализа рада и оцена квалитета елемената преносне мреже

Анализу рада и оцену квалитета новоуграђених елемената преносне мреже врше руководиоци надлежних сектора и своја запажања и сугестије дају кроз Годишњи технички извештај или кроз рад других тела.

Руководиоци надлежних сектора преиспитују концепте и на основу њихових резултата доносе:

- предлоге за промену концепта,
- налог за израду, измену или допуну техничке регулативе и
- друге предлоге за побољшање квалитета елемената

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

10.15.1 Аутоматска Регулација Напона (АРН)

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

1. Реализује даљинско управљање регулационом преклопком (OLTC-On Load Tapе Changer) на ТР у ТС Лесковац 2 и ТС Врање 4,
2. Анализира могућност реализације на осталим објектима ЕМС,
3. По потреби прилагоди регулативе ЕМС 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. Број одрада регулационе преклопке је у просеку 2-3 по дану. Референтна вредност напона је подешена на 118 kV. Увођењем аутоматске регулације напона побољшан је квалитет нивоа напона у 110 kV мрежи. Такође је значајно смањен број одрада регулационих преклопки дистрибутивних трансформатора.
- Након анализе осталих објеката ЕМС установљено је да 12 енергетских трансформатора имају све услове за пуштање у погон аутоматске регулације напона. Такође утврђено је да 14 трансформатора има могућност аутоматске регулације напона, али потребно је набавити АРН уређаје.
- 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 EMS SCADA система у НДЦ-у. Прорачунате референтне вредности напона би се даље путем посебних апликација и комуникационих канала прослеђивале до конфигурабилног уређаја АРН у конкретној трафостаници. 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.

10.15.2 Имплементација WAMS система

Систем WAMS (Wide Area Monitoring System) пружа могућност надлежним службама за оперативно управљање у реалном времену а ЕЕС система, може да сигнализира и врши предвиђање релативно опасних режима рада, као и могућност анализа значајних поремећаја у раду ЕЕС.

Завршена је Фаза 1 (5 локација имплементације WAMS система), а у току је Фаза 2 (имплементација нових 6 PMU- Phasor Measurement Unit).

Даљи развој WAMS система би обухватао проширење на преостале неопсервабилне делове мреже, као и евентуална проширења концентратора и софтвера.

10.15.3 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 преосталих реконструисаних објеката, уз даљи развој софтверске платформе у складу са специфичним захтевима (аутоматско прикупљање одређених података, архивирање фајлова на локалном серверу, приступ серверу из пословне мреже..).

10.15.4 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, подграђеност¹⁶ далеководна, немогућност постављања нових стубова итд.). У нашој мрежи специјални проводници су примењени на ДВ 110kV бр. 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 32 (прелаз реке Саве), ДВ 220kV бр. 253/1 ТС Београд 8 – ТС ХИП 2 и ДВ 400kV бр. 451/2 ТС Београд 20 – ТС Панчево 2 (прелаз реке Дунав). У скорије време планирана је примена специјалног проводника за повезивање неких вектроелектрана на преносни систем на потезу ТС Панчево 2 – ТС Алибунар – ТС Вршац, као и при изградњи новог ДВ 110kV за повезивање ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште (прелаз реке Дунава).

10.15.5 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

¹⁶ 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.

постојећих далековада, када се примењују као помоћни стубови у циљу непрекидности напајања трафостаница.

10.15.6 Рад у близини напона

У току је реализација Уговора са Институтом Никола Тесла на изради Студије о утицају електромагнетне индукције на пасивани систем, док је други систем рада под напонем на двосистемским далеководима. Резултати мерења на карактеристичним стубовима и анализа на математичком моделу треба да дају коначан закључак о могућностима рада у близини напона и потребним мерама које треба применити приликом извођења радова у близини напона на двосистемским водовима.

10.15.7 Праћење температуре на ДВ

Овакав систем надзора далековада омогућава низ погодности. Обезбеђује доношење одлука операторима система заснованих на мерењу температуре проводника далековада у реалном времену чиме се остваруј погодности као:

- Ослобађање загушења далековада
- Повећање поузданости мреже
- Повећање преносног капацитета током непредвиђених ситуација

Тренутно су ови уређаји у нашој мрежи као пилот пројекат инсталирани на следећим далеководима:

- 220kV ДВ број 227/2 од ТС Ваљево 3 - ТС Обреновац - (инсталиран у јуну 2016.)
- 110kV ДВ број 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 - (инсталиран у марту 2014.)
- 400kV ДВ број 402 ТС Бор 2 – РП Ђердап 1 - (инсталиран у марту 2014.)

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

10.15.8 Имплементација програма SCALAR

Овај систем омогућава праћење атмосферских пражњења у близини далековада у реалном времену и корелацију ових догађаја са испадима далековада (тј. подацима из наше SCADA-е), 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 надлазећим атмосферским пражњењима, тако што шаље аутоматску поруку руководиоцима радова на далеководима за прекид, тј. наставак радова након престанка опасности.

10.15.9 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 хладних група на енергетским трансформаторима (ове губитке купујемо на тржишту), у неколико последњих година, набављамо трансформаторе 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 снази од 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 и током њихове експлоатације очекујемо смањење губитака односно енергије за хлађење.

Добра пракса оваквог начина рада хладних група ће се наставити и кроз набавку новог енергетског трансформатора 110/6 kV, 31,5 MVA, чија се испорука очекује до краја године, а намењен је за уградњу на ТС ТЕНТ А СП. Такође су промењени и усклађени принципи пројектовања, тако да се хладне групе не укључују при укључењу трансформатора у рад, већ њихово укључење зависи од температуре трансформатора.

10.15.10 Мерни трансформатори велике снаге

Уградњом специјалне врсте напонских трансформатора великих снага биће решен проблем непоузданог напајања сопствене потрошње објеката EMC-а.

За пилот пројекат је изабран ТС Београд 3 за који је набавка у току.

Кроз праћење и анализу рада након уградње донеће се одлука о даљој примени и на другим објектима који имају проблематично и непоуздано напајање сопствене потрошње, а допринеће и бржој релаизацији принципа укидања напајања сопствене потрошње са терцијера енергетских трансформатора.

10.15.11 Индекс здравља енергетских трансформатора

Увођењем Интерног стандарда „Квантитативна оцена стања енергетских трансформатора преносне мреже преко индекса здравља“ у техничку регулативу EMC-а добиће се поузданије и тачније праћење стварног стања енергетских трансформатора у преносној мрежи EMC-а чиме ће се дефинисати приоритети при њиховој замени.

Саставни део стандарда је и софтверска апликација помоћу које ће се у будућности уносити резултати електричних и хемијских испитивања и тиме ажурирати индекси здравља за све енергетске трансформаторе у EMC-у.

По сличном моделу је могуће радити на систему оцене стања ЕЕ објеката (осталих елемената постројења ВН, СН, релејне заштите, сопствене потрошње итд.) као и ВН водова.

11 ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА

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

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.

На Сл. 11.1 приказан је оптички телекомуникациони систем ЕМС АД, односно далеководи на којима је уграђен OPGW. Приближно 3900 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 сопствене ТК инфраструктуре, при чему се наставак оваквог тренда предвиђа и у наредном периоду. Очекује се да се у предстојећем петогодишњем интервалу настави са постављањем OPGW, тако да укупно буде опремљено око 5000 km далековода. Уградњу OPGW мора пратити и постављање терминалних уређаја, у складу са потребама ЕМС АД. То се првенствено односи на уређаје намењене дистантној и диференцијалној заштити далековода.

Узевши у обзир предате 110 kV трафо-станице и нову концепцију ТСУ, не очекује се значајно ширење SDH преносне мреже, већ, у складу са престанком животног века постојеће опреме, њено постепено обнављање и унапређење. 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, није предвиђена замена SDH технологије у наредном петогодишњем периоду. 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. У плану је интеграција ТК саобраћаја у мери која одговара електропривредним потребама. С обзиром на брз технолошки развој информационих технологија, предвиђање се не може вршити на дугом временском хоризонту. Такође, није могуће сагледати ни начин технолошке реализације. Начин рационалног коришћења ТК и интеграције саобраћаја, према потребама, планиран је кроз DWDM технологију.

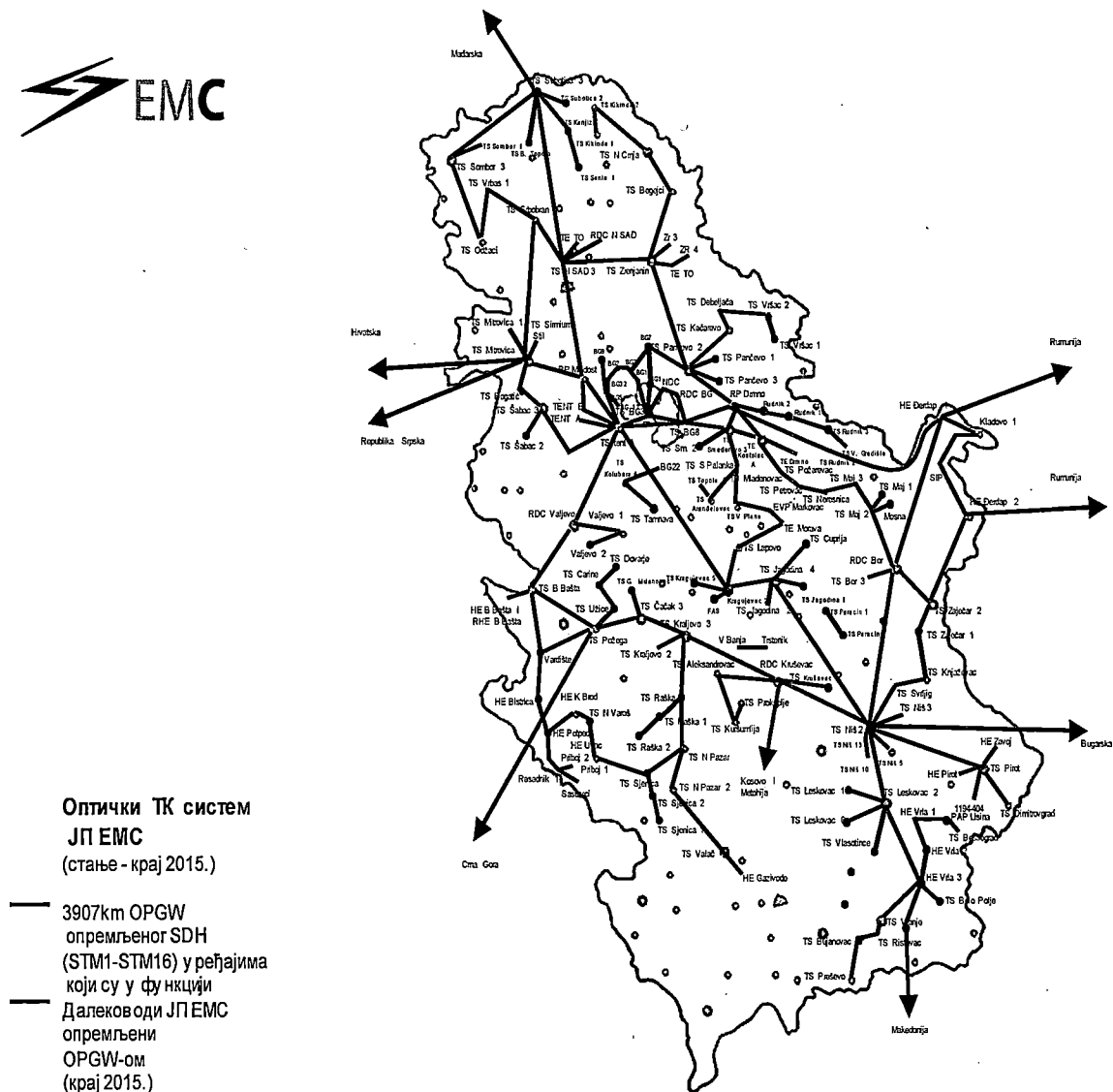
Планирано је да се оптичким путевима преносе и сигнали дистантне и, у већој мери, диференцијалне заштите, због чега би уређаји за пренос сигнала заштите, у складу са потребама, били инсталирани на свим правцима где постоји OPGW.

Телекомуникациони систем EMC је повезан са свим ТК системима ОПС у суседству и извршено је повезивање диспечерских центара путем „Electronic highway”. У плану је развој нове мреже (ATOM) за пренос података који нису у реалном времену. Тренутно је у раду „језгро” мреже у прелазном режиму.

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

Највећу ставку у плану развоја ТК и ТСУ представљаће набавка и уградња OPGW и приводних оптичких каблова, као и њихове пратеће телекомуникационе опреме.

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 EMC АД, у овом Плану Развоја није могуће приказати тачну динамику и прецизне будуће правце развоја оптичког преносног система.



Сл. 11.1: Оптички ТК систем EMC АД

11.2 СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА

Усмерене радио везе (URPV) 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.

URPV се планирају у електропривреди, првенствено за потребе приступних мрежа. Њихов укупни број и капацитети биће диктирани начином коришћења слободних капацитета оптичких влакана за који се очекује да буде уређен од стране Републике Србије. Уколико се користе само за потребе електроенергетског сектора, због заштите података, URPV ће се користити само у приступу и у случајевима када оптички пренос није могућ или је његова примена изразито нерационална.

У наредном периоду ће бити одлучено да ли ће се даље развијати и одржавати мрежа за мобилне радио уређаје. Тренутно постоји једанаест 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 наредних пет година 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 на локацијама Кнеза Милоша, Војводе Степе и Ровињска. У 2017. ће бити реализована окосница за пренос телефонског саобраћаја. Динамика планираних радова приказана је у Таб. 11.1.

Таб. 11.1: Динамика планираних радова на комутационо-телефонском систему

Година	Планирани радови
2018.	<ul style="list-style-type: none"> • Наставак реконструкције комутационог система ЕМС АД • Праћење изградње далековода уградњом OPGW • Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК • Наставак формирања АТОМ мреже европских ОПС • Развој интегралног информационог система у ЕМС АД • Прикључивање нових објеката у власништву ЕМС АД и других ималаца • Пребацивање ТК сервиса са ВФ веза на SDH систем • Замена старих ТК уређаја

Година	Планирани радови
2019.	<ul style="list-style-type: none"> • Наставак реконструкције комутационог система EMC АД • Реконструкција ТК напајања (48 V DC) • Интеграција саобраћаја кроз DWDM систем • Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW • Учесће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК • Развој интегралног информационог система у EMC АД • Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца • Замена старих ТК уређаја
2020-2022.	<ul style="list-style-type: none"> • Праћење изградње далековода уградњом OPGW • Учесће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК • Развој интегралног информационог система у EMC АД • Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца
2023.	<ul style="list-style-type: none"> • Реконструкција ТК система
2023-2027.	<ul style="list-style-type: none"> • Усклађивање ТК система са развојем технологија, будућим захтевима меродавних европских и светских тела и потребама EMC

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: ICS). Дефинисани

подскупови података релевантни за рад НДЦ се из РДЦ прослеђују у НДЦ, где се користе за надзор електроенергетског система, енергетске анализе и прорачуне.

Највећи подухват и инвестицију представља установљивање Резервног националног диспечерског центра (РНДЦ), што је захтев ENTSO-E и представља *de facto* стандард за све операторе 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 оквире. Тренутно се размењују подаци са операторима система 15 европских земаља, а екстерна зона опсервабилности се непрестано проширује. Стога се планира реализација још једног ICCP Gateway чвора за размену података са центрима управљања, како би се интерни саобраћај, који је увођењем дистрибутивних објеката ОДС такође значајно увећан, одвојио од екстерног саобраћаја. На овај начин би се у великој мери растеретио постојећи чвор и обезбедило ефикасније и квалитетније одржавање.

У НДЦ у паралели раде два међусобно повезана и интегрисана управљачка SCADA/EMS система, чиме се обезбеђује редунданса. Њихово осавремењивање је у току како би се обезбедила сигурност рада и висока поузданост, које су кључне за системе који морају бити непрекидно у функцији. Видео зид је реконструисан.

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.

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).

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

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 развој апликација за подршку диспечерском управљању НДЦ и улози EMC АД као координатора СММ блока. За развој нових и унапређивање постојећих апликација користе се web технологије (Java, JavaScript, php). Поред Oracle базе података користи се и MySQL база података. Развој и имплементација апликација и 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, што би требало да укључи све организационе делове предузећа. 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*).

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.

У оквиру EAS (ENTSO-E Awareness System) пројекта, у НДЦ је имплементиран паневропски подсистем за обавештавање и узбуњивање, који омогућава комуникацију са централним редундантним системима за визуелизацију у Немачкој (Amprion) и Француској (RTE), посредством Electronic Highway инфраструктуре. Подсистем омогућава презентацију података и информација важних за сигурност рада паневропског система. EMC АД се међу првим европским ОПС повезао и на платформу за размену планских података OPDE (Operation Planning Data Environment),

чиме је потпуно оспособљен да одговори свим захтевима ENTSO-E у области информационих технологија.

У НДЦ се уводе апликације које омогућавају нове функционалности, са циљем унапређења функције управљања: локализација атмосферских пражњења, пројекат праћења температуре проводника далековода, даљинско командовање, итд..

На пољу ТСУ 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 ТСУ у ЕМС АД. Динамика планираних радова на ТСУ приказана је у Таб. 11.2.

Таб. 11.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања

Година	Планирани радови
2018.	<ul style="list-style-type: none"> • Модернизација водећег SCADA/EMS система у НДЦ • ТСУ у Резервном националном диспечерском центру • Даљи развој техничког информационог система у ЕМС АД • Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ и све РДЦ • Праћење и имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност ICS система • Реконструкција једног РДЦ и увођење енергетских апликација • Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама • Пројекат динамичког прорачуна оптерећења далековода • Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ • Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ
2019.	<ul style="list-style-type: none"> • Пуштање у рад модернизованог водећег SCADA/EMS система у НДЦ • 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



Година	Планирани радови
	<ul style="list-style-type: none">• Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ.
2020.	<ul style="list-style-type: none">• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима ENTSO-E
2021-....	<ul style="list-style-type: none">• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела

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
- оператор тржишта

Кључне активности у процесу успостављања и развоја тржишта електричне енергије у Србији, урађене од доношења Закона о енергетици 2004. године, су следеће:

- успостављање регулаторне агенције и увођење лиценци за обављање електроенергетских делатности
- раздвајање тарифе за приступ преносном и дистрибутивном систему
- израда регионалних модела и успостављање прорачуна преносних капацитета
- успостављање система за администрацију билатералног тржишта електричне енергије и отварање тржишта са аспекта снабдевања крајњих купаца
- успостављање механизма за компензацију транзита електричне енергије
- раздвајање цена системских (помоћних) услуга од цена електричне енергије
- успостављање балансног тржишта електричне енергије
- увођење концепта балансне одговорности и обрачуна одступања баланских група
- успостављање организованог тржишта електричне енергије (оснивање SEEPEx)
- објављивање кључних тржишних података
- увођење подстицаја за обновљиве изворе
- успостављање регистра за издавање и администрацију гаранција порекла

ЕМС АД као оператор преносног система, имао је кључну улогу у организовању и развоју 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.

12.1.1 Балансно тржиште

На балансном тржишту оператор преносног система има кључну улогу у либерализацији тржишта системских (помоћних) услуга чија је цена регулисана и диверсификацији провајдера помоћних услуга (на унутрашњем тржишту или на регионалном, односно европском тржишту). Други паравац 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 ел.ен у национално законодавство.

12.1.2 Организовано тржиште електричне енергије и оснивање SEEPEX

Правац развоја организованог тржишта су даљи развој продуката на дан унапред тржишту, увођења унутардневног организованог тржишта, увођења финансијских продуката на тржишту електричне енергије 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 тржишта.

У том смислу ЕМС а.д, 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, која је формирана на бази партнерства са EPEX SPOT. Одлучено је да ће на почетку рада SEEPEX управљати организованим тржиштем са стандардизованим производима на дан-унапред тржишту. Берза¹⁷ је почела са радом у фебруару 2016. године, и током године регистровано је 13 учесника, док је активно трговало њих 11.

Потпуна имплементација прописа везаних за израду европских заједничких мрежних модела и њихово коришћење у прорачуну прекограничних преносних капацитета за све временске хоризонте спада у активности које ће заједнички спроводити оператор преносног система и регионални центар за координацију сигурности.

¹⁷ Активности SEEPEX -а се могу пратити на web страници <http://seepex-spot.rs/sr/>

12.1.3 Будуће активности везане за развој тржишта

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:

- успостављање система гаранција порекла и прорачуна резидуалног микса у Србији, као и 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 (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
- (коначни нацрт) Уредбе Комисије (ЕУ) о успостављању смерница за балансирање електричне енергије (усвајање се очекује током 2017. године)
- 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 транспонувања 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 произведене електричне енергије 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) једна о кључних активности оператора преносног система представљаће даља диверсификација портфолија за набавку електричне енергије у циљу оптимизације набавке електричне енергије за покривање губитака електричне енергије 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 Електромержа Србије, Београд, 2014.
- [2] Процедура за Планирање развоја преносног система, EMC АД, 2016.
- [3] Ten Year Network Development Plan 2016(TYNDP 2016), ENTSO-E 2016
- [4] Regional Investment Plan, ENTSO-E, CSE RG, 2015.
- [5] Студија перспективног развоја преносне мреже Србије до 2020. (2025.) године, ЕИ Никола Тесла, Београд, јануар 2007.
- [6] Претходна студија изводљивости "Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade", WYG 2010.
- [7] Студија изводљивости "Western Serbia – 400 kV Transmission System Upgrade", WYG 2011.
- [8] System study "New interconnection line among Serbia and Montenegro", ЕКЦ, EMC АД, TERNA, 2011.
- [9] Operational Handbook – Policy 3: Operational Security, ENTSO-E,
- [10] Multilateral 2030 exploration phase, PRELIMINARY NETWORK STUDIES, ENTSO-E – SDC - CSE RG - Network Studies Sub-Group 2013.
- [11] Студија „Израда и верификација рачунарског динамичког симулационог модела електроенергетског система Републике Србије са окружењем“, 2008.
- [12] Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force, јун 2003.
- [13] P. Kundur, „Power system stability and control“, McGraw-Hill, 1994.
- [14] Dynamic Studies - Plan for action and Recommendations for TYNDP 2016, ENTSO-E CT AhT Dynamic Planning Criteria
- [15] План развоја преносног система за период до 2025. године, EMC АД, октобар 2015.
- [16] PSS/E Program Operation Manual (POM)
- [17] План инвестиција у преносни систем за период 2017.-2019.
- [18] Закон о енергетици - Службени гласник Републике Србије бр. 145/2014
- [19] „Концепција развоја тржишта електричне енергије у Србији и улога оператора преносног система у њеном остваривању“, В. Јанковић, М. Јанковић, CIGRE Србија 2017. године
- [20] TYNDP 2018 - Scenario Report: Main Report (Draft Edition), ENTSO-E, September 2017.
- [21] Системска студија развоја преносне мреже на ширем подручју Града Београда, сагледано за период до 2030. године – прва фаза, ЈП EMC, октобар 2014
- [22] Студија "Моделовање и анализа тржишта електричне енергије за потребе планирања развоја ЕЕС", ЕКЦ, Београд, 2015. година

- [23] Load demand forecast – methodology and application to EMS system, CESI, фебруар 2010
- [24] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, Службени гласник Републике Србије бр. 101/2015
- [25] 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

ЕМС АД Београд
СКУПШТИНА

датум:

27.12.2018.

број: 000-00-PCW-16/2018-004



Председник Скупштине ЕМС АД Београд

Мр Милун Трибунац, 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	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Хрватске (ТС Сомбор 3 – ТС Ернестиново)
Инсталисана снага / дужина	Нема прецизних података
Начин уклапања у мрежу	Повезивање постојећих ТС
Образложење	Саставни део пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије. Овај далековод има за циљ да обезбеди сигурност напајања ТС Сомбор 400/110 kV са једне стране и да преносном систему Србије обезбеди још једну интерконективну везу између Хрватске и Србије. Пројекат је идентификован на ENTSO-E регионалној групи за развој као регионална потреба у оквиру процеса Common planning study у оквиру израде RegIP2015.
Планирани улазак у погон	после 2027

ДВ 400 kV између Србије и Бугарске

Подаци о објекту

Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Бугарске (ТС Ниш 2 – ТС Софија Запад)
Инсталисана снага / дужина	Око 90 km (до границе са Бугарском)
Начин уклапања у мрежу	У догледном периоду израдиће се студија претходне изводљивости која ће дефинисати начин уклапања.
Образложење	Пројекат је идентификован на ENTSO-E регионалној групи за развој као регионална потреба у оквиру процеса Common planning study у оквиру израде RegIP2015.
Планирани улазак у погон	после 2027

ДВ 400 kV између Србије и Румуније

Подаци о објекту

Пројекат	Дуплирање постојеће 400 kV интерконекције између Србије и Румуније (РП Ђердап 1 – ТС Портиле де Фиер)
Инсталисана снага / дужина	Око 2 km (до границе са Румунијом)
Начин уклапања у мрежу	Повезивање постојећих ТС
Образложење	Пројекат је идентификован на ENTSO-E регионалној групи за развој као регионална потреба у оквиру процеса Common planning study у оквиру израде RegIP2015.
Планирани улазак у погон	после 2027

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	Повезивање ТС 110/20 kV Тутин и ТС Рожаје
Образложење	Овим далеководом се решава радијално напајање ТС 110/20 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 2027

Д.1.1.2 Развојни пројекти 400 kV мреже

Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво	
Подаци о објекту	
Пројекат	Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво
Инсталисана снага / дужина	2x300 MVA
Начин уклапања у мрежу	Улаз-излаз на ДВ 400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта
Образложење	Подизање ТС Ваљево 3 на 400 kV напонски ниво. Предуслов за овај пројекат представља изградња двоструког 400 kV далековода између ТС Обреновац и ТС Бајина Башта.
Планирани улазак у погон	После 2027

ТС 400/110 kV Вршац 4	
Подаци о објекту	
Пројекат	ТС 400/110 kV Вршац 4 са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	1x300 MVA
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нова трансформаторска станица буде изграђена у непосредној близини трасе 400 kV далековода ТС Панчево 2 – ТС Решица. Оба система ДВ 400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица би се увеле у ТС Вршац 4.
Образложење	Ова трансформаторска станица, уколико се за њом укаже потреба, омогућиће сигуран пласман енергије из ветропаркова, чија је изградња прелиминарно планирана на подручју јужног Баната.
Планирани улазак у погон	После 2027

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 – ВЕ Чибук
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. Детаљи су дати у [21]
Образложење	Ова ТС би се налазила у близини Добановаца с обзиром да је то локација идеална 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 узмемо у обзир да кроз подручје Срема пролази коридор 10 (ауто-пут и железница), две пловне реке (Дунав и Сава), близина града Београда и аеродром „Никола Тесла“, можемо у будућности очекивати значајан пораст потрошње изазван привредним субјектима у овом региону. Такође, ова трафостаница 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 2027.

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	Нема прецизних података
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа и студија.
Образложење	Ново 400 kV напонско чвориште на подручју Ниша а, самим тим, и нови 110 kV расплет на овом потезу (ова трансформаторска станица је виђена генералним урбанистичким планом града Ниша). У постојећој ТС 400/220/110 kV Ниш 2 није могуће проширење.
Планирани улазак у погон	После 2027

Реконструкција ТС Сремска Митровица 2

Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Сремска Митровица 2 у ТС 400/110 kV
Инсталисана снага / дужина	
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа и студија које треба да дефинишу статус постојећег ДВ 220 kV бр. 209/1.
Образложење	(укидање 220 kV напонског нивоа и комплетан прелазак на 400 kV). Напуштање 220 kV напонског нивоа у ТС Сремска Митровица 2 је повезано са перспективом далековода ДВ 220 kV бр. 209/1 Бајина Башта - ТС Сремска Митровица 2, који једним делом своје трасе прелази преко територије Босне и Херцеговине. Перспективу овог далековода неопходно је сагледати посебном студијом или елаборатом.
Планирани улазак у погон	После 2027

ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште
Инсталисана снага / дужина	51 km двосистемског вода и 67 km двосистемског вода, на коме ће се опремити један систем
Начин уклапања у мрежу	ДВ 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Вишеград би се увео у будуће РП 400 kV Пожега по траси ДВ 220 kV бр. 214/3 и ДВ 400 kV РП Пожега – Краљево 3 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.
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 и прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов постепен 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 2027

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

Пројекат	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Ниш 2 са увођењем у ТС Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	Нема прецизних података
Начин уклапања у мрежу	Предмет даљих анализа и студија.
Образложење	Далеководи 220 kV између Бајине Баште и Ниша већим делом су на крају животног века. У даљој перспективи предвиђено је постепено укидање 220 kV напонског нивоа и прелазак на 400 kV. Појачање потеза источно од Бајине Баште и његов постепени 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 2027

ТС 400/110 kV Колубара
Подаци о објекту

Пројекат	400/110 kV Колубара са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
Инсталисана снага / дужина	2×300 MVA
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно улаз-излаз на ДВ 400 kV ТС Обреновац – ТС Крагујевац 2
Образложење	Потреба за овом ТС настаје као последица изласка из погона ТС Колубара. Проблеми са преоптерећењем далековода на потезу ТС Београд 3 – ТС Београд 2, после изласка из погона ТЕ Колубара, у одређеним критичним режимима рада ЕЕС, привремено се решавају увођењем ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3. Међутим, трајно решење овог проблема, могуће је тек након изградње предметне ТС.
Планирани улазак у погон	После 2027

Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво
Подаци о објекту

Пројекат	Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво
Инсталисана снага / дужина	2x300 MVA
Начин уклапања у мрежу	<p>Разматрају се две варијанте. Једна од њих подразумева повезивање по принципу улаз-излаз ТС Шабац 3 на ДВ 400 kV бр. 409/2 РП Младост – ТС Сремска Митровица 2. Друга опција је изградња новог ДВ 2x400 kV РП Младост – ТЕНТ Б, а затим једноструког ДВ 400 kV према ТС Шабац 3, по траси ДВ 220 kV бр. 295, и надаље према ТС Сремска Митровица 2. Обе варијанте подразумевају гашење 220 kV напонског нивоа у ТС Шабац 3.</p> <p>Тренутно је вероватнија прва опција, с обзиром на то да ЈП ЕПС у овом тренутку нема у плановима изградњу трећег блока у ТЕНТ Б, као и да је на нивоу ENTSO-E TYNDP усклађена потреба за изградњом <u>ДВ 400 kV између Србије и Хрватске</u>.</p>
Образложење	Узевши у обзир тенденције ЕМС АД ка постепеном укидању 220 kV напонског нивоа, као и да је ТС 220/110 kV Шабац 3 радијално повезана са 220 kV мрежом, постоји техничко оправдање да се изврши подизање напонског нивоа у овој ТС на 400 kV.
Планирани улазак у погон	После 2027

ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац
Инсталисана снага / дужина	Нема прецизних информација
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ТС Јагодина 4 са новим РП Пожаревац
Образложење	Овај пројекат је условљен изградњом будуће РХЕ Ђердап 3. У тренутним плановима ЈП ЕПС нема ове РХЕ.
Планирани улазак у погон	После 2027

Реконструкција РП 400 kV Дрмно – II фаза

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 400 kV Дрмно – II фаза
Инсталисана снага / дужина	Нема прецизних информација
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција због старости



Образложење	Реконструкција због старости са уградњом диференцијалне заштите. Прва фаза је завршена 2017. године и обухватала је замену високонапонске опреме.
Планирани улазак у погон	После 2027

Д.1.1.3 Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже

ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2
Инсталисана снага / дужина	Нема прецизних информација
Начин уклапања у мрежу	После подизања ТС 35/x kV Вучје на 110 kV напонски ниво, далеководом 110 kV повезаће се ТС Вучје и ТС Лесковац 2.
Образложење	Повезивањем ове две трансформаторске станице са ТС Лесковац 2 обезбедиће се сигурност напајања за ТС Јабланица и ТС Вучје.
Планирани улазак у погон	после 2027

ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4
Инсталисана снага / дужина	Око 15 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање постојећих ТС на 110 kV напонском нивоу
Образложење	Повезивањем ове две трансформаторске станице обезбедиће се сигурност напајања ТС Ковин.
Планирани улазак у погон	после 2027

Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 1	
Подаци о објекту	
Пројекат	Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 1
Инсталисана снага / дужина	Око 15 km двосистемског вода
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да се далековод бр. 108 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 повеже на сабирнице ТС Параћин 1 као и да се водови ДВ 110 kV ТС Параћин 1 – ТС Параћин 3 и ДВ 110 kV ТС Параћин 1 – ТС Јагодина 4 изведу из ТС Параћин 1 и формирају један ДВ 110 kV ТС Параћин 3 – ТС Јагодина 4.
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.
Планирани улазак у погон	после 2027

ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Ваљево 3	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ТС Ваљево 3 са ТС Љиг, 110 kV далеководом
Образложење	Повезивањем ове две трансформаторске станице решава се проблем радијалног напајања ТС Љиг. Овај пројекат би омогућио повезивање будуће ТС Мионица на ДВ.
Планирани улазак у погон	после 2027

ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4
Инсталисана снага / дужина	Око 25 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање будуће ТС Деспотовац са ТС Јагодина 4, на 110 kV напонском нивоу.
Образложење	Овим пројектом се решава радијално напајање будуће ТС Деспотовац, ТС Стењевац и ТС Ћуприја.
Планирани улазак у погон	после 2027

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1 у двосистемски
Инсталисана снага / дужина	4,3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција једносистемског 110 kV далековода у двосистемски.
Образложење	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Неопходно у склопу реализације друге фазе повезивања ТС Крагујевац 21. Планира се реконструкција далековода у двосистемски за пресек минимум 240/40 mm ² .
Планирани улазак у погон	после 2022

Реконструкција ДВ 110 kV Београд 5 – ТС Београд 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
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 места будуће круте везе на ДВ 104/2 до ТС Београд 2)
Образложење	Далековод је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двоструки 490/65 mm ² (4,7 km). Деоница у дужини од око 2 km биће реконструисана у двосистемски у склопу пројекта повезивања нове ТС Београд 44 (Сурчин). Реконструкција је неопходна за сигурно снабдевање електричном енергијом ТС Београд 2, ТС Београд 32, ТС Београд 38 и ТС Београд 44. Планира се реконструкција далековода у двосистемски за пресек минимум 490/65 mm ² и расплет круте везе на ДВ бр. 104/2.
Планирани улазак у погон	После 2022.

ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница
Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Пријеполје – ТС Сјеница
Инсталисана снага / дужина	Око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ТС Пријеполје и ТС Сјенице на 110 kV напонском нивоу
Образложење	Овим далеководом се решава радијално напајање ТС Пријеполје.
Планирани улазак у погон	после 2022

Решавање радијалног напајања ТС Копаоник
Подаци о објекту

Пројекат	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник
Инсталисана снага / дужина	10 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	На овом двосистемском далеководу, један систем би се пустио под напон 35 kV за напајање ТС Рудница, а други би се пустио за рад под напоном 110 kV и спојила би се са ДВ 110 kV ТС Рашка – ТС Рудница (предмет даљег разматрања).
Образложење	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник.
Планирани улазак у погон	после 2022

Замена КБ 110 kV ТС Београд 6 – ТЕТО Београд
Подаци о објекту

Пројекат	Замена КБ 110 kV бр. 172 ТС Београд 6 – ТЕТО Београд
Инсталисана снага / дужина	5.8 km
Начин уклапања у мрежу	/
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	2022

ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево
Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево
Инсталисана снага / дужина	32 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице ТС Врање 4 и ТС Прешево.
Образложење	Овим далеководом решава се радијално напајање ТС Прешево која нема други алтернативни правац за напајање из дистрибутивне мреже.
Планирани улазак у погон	после 2022

Решавање радијалног напајања ТС Жабаљ, ТС Темерин и ТС Перлез
Подаци о објекту

Пројекат	Далековод 110 kV ТС Жабаљ – ТС Перлез
Инсталисана снага / дужина	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, а на коме су били присутни представници ЕПС Дистрибуције, одабрано је решење које би подразумевало изградњу далековода 110 kV између постојеће ТС 110/20 kV Жабаљ и будуће ТС 110/20 kV Перлез.
Образложење	Овим пројектом ће бити обезбеђено двострано напајање за постојеће ТС 110/20 kV Темерин и Жабаљ, 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 која би укључивала изградњу далековода 110 kV између ТС Жабаљ и ТС Перлез би допринела истовременом решавању радијалног напајања свих проблематичних ТС 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 2022



Преусмеравање ДВ 110 kV Нови Сад 3 – Нови Сад 1 у ТС Футог	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1 у ТС Футог
Инсталисана снага / дужина	око 4 km
Начин уклапања у мрежу	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила начин уклапања у 110 kV мрежу.
Образложење	Због проблема са 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, овај вод пролази кроз приградска места Адице и Ветерник и на томе делу не задовољава техничке прописе (проблем подграђености). Након уградње кабла 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7 могуће је ДВ 110 kV бр.127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1 извести из ТС Нови Сад 1, а да је при томе у критичним режимима задовољен критеријум сигурности N-1 са обе стране Дунава у новосадском региону.
Планирани улазак у погон	после 2022

**ДВ 110 kV TC Крагујевац 3 – TC Крагујевац 20***Подаци о објекту*

Пројекат	ДВ 110 kV TC Крагујевац 3 (Словачко Гробље) – TC Крагујевац 20 (Кнић)
Инсталисана снага / дужина	Око 16 km
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
Образложење	Решавање радијалног напајања TC Крагујевац 3 и TC Крагујевац 20.
Планирани улазак у погон	после 2022.

Повећање инсталисане снаге у TC 220/110 kV Зрењанин 2*Подаци о објекту*

Пројекат	Повећање инсталисане снаге у TC 220/110 kV Зрењанин 2
Инсталисана снага / дужина	250 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	2022

Увођење ДВ 110 kV TC Лазаревац – ЕВП Словац у TC Јабучје*Подаци о објекту*

Пројекат	Увођење далековода 110 kV бр. 120/2 TC Лазаревац – ЕВП Словац у TC Јабучје
Инсталисана снага / дужина	Око 1 km
Начин уклапања у мрежу	Улаз-излаз на постојећи далековод.
Образложење	Због сигурности напајања и планираног пораста потрошње узрокованог

	отварањем нових копова у региону села Јабучје. За реализацију овог пројекта потребна је реконструкција 110 kV постројења у ТС Јабучје, доградњом још једног ДВ поља.
Планирани улазак у погон	после 2022

Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац
Инсталисана снага / дужина	33 km
Начин уклапања у мрежу	
Образложење	После уласка у погон нових производних капацитета, у одређеним летњим режимима рада ЕЕС се може очекивати преоптерећење ДВ 213/2, услед 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 mm ² , проводницима пресека 490 mm ² или специјалним проводницима који су еквивалент проводника 490 mm ² .
Планирани улазак у погон	2021

**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.
Образложење	Решавање радијалног напајања ТС Владимирци и будуће ТС Коцељева.
Планирани улазак у погон	после 2022

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1*Подаци о објекту*

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 150 ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1
Инсталисана снага / дужина	Реконструкција ДВ у дужини од приближно 7,9 km (од стуба 168 до ТС Мајданпек 1).
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција далековода у наведеном делу и превезивање са далеководом 110 kV бр. 177.
Образложење	Прва фаза реконструкције овог далековода је окончана у току 2017. године. Реконструкција се врши јер је постојећи ДВ стар, а битан за напајање Мајданпека. Вод ради под тешким климатским условима.
Планирани улазак у погон	после 2022 (друга фаза)

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	2x20 MVA
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV број 154/3 ТС.Ниш 2 – ТС Пирот 2 чија траса пролази поред Беле Паланке, по принципу улаз-излаз (2x1,2 km)
Образложење	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. 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	2022.

Повезни вод за ТС 110/x Лесковац 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Лесковац 5
Инсталисана снага / дужина	нема података
Начин уклапања у мрежу	нема података
Образложење	нема података
Планирани улазак у погон	после 2022.

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	Нема података
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано на далековод 110 kV ТС Сврљиг – ТС Пирот 1 по принципу улаз-излаз.
Образложење	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
Планирани улазак у погон	после 2022.

Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац
Инсталисана снага / дужина	31,5 MVA
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV ТС Зајечар 2 – ТС Бољевац који тренутно ради под напоном 35 kV (број 1212)
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Бољевац напаја конзумно подручје Бољевца.
Планирани улазак у погон	после 2022.

Повезни вод за ТС ТС 110/x kV Ниш 7	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7
Инсталисана снага / дужина	Нема података
Начин уклапања у мрежу	Нема података
Образложење	Нема података
Планирани улазак у погон	после 2022.

Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9

Инсталисана снага / дужина	Нема података
Начин уклапања у мрежу	Нема података
Образложење	Нема података
Планирани улазак у погон	после 2022

Д.1.2.2 ДП Краљево

Повезни вод за ТС 110/20 kV Тутин	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Тутин
Инсталисана снага / дужина	2x20 MVA
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано на постојећи ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин, који сада ради под напонем 35 kV.
Образложење	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 постојећи ДВ 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин.
Планирани улазак у погон	2020

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Прибој	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Прибој
Инсталисана снага / дужина	2x31,5 MVA
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено на 110 kV далековод који тренутно ради под напонем 35 kV.
Образложење	110 kV далековод који тренутно ради под напонем 35 kV. Студија „Модернизација и могућности повећања снаге и производње ХЕ Потпећ“, која је усвојена на Стручном савету ЈП ЕПС, условљава ДП Краљево да напусти постројења 35 kV напонског нивоа у ХЕ Потпећ. Реализација је условљена изградњом нове трансформаторске станице ТС 110/35/10 kV



Планирани улазак у погон	Прибој. Такође, проблем је и евакуација електричне енергије из МХЕ. 2019
--------------------------	---

Повезни вод за ТС 110/10 kV Деспотовац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Деспотовац
Инсталисана снага / дужина	ТС: 31,5 MVA ДВ: око 5 km
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/x kV Деспотовац напаја конзумно подручје Деспотовца. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 31,5 MVA.
Планирани улазак у погон	после 2022.

Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x20 MVA ДВ: око 2x1,7 km
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 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4, по принципу улаз-излаз.

Образложење	Изградњом ове трансформаторске станице треба да се подигне ниво сигурности напајања подручја Свилајнца и да се искористе предности већ изграђене мреже 20 kV која сада ради под напоном 10 kV. Према студији развоја дистрибутивне мреже на подручју Свилајнца, изградња ове ТС је оправдана према техничким и економским критеријумима, као и према критеријуму сигурности.
Планирани улазак у погон	2021.

Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева
Инсталисана снага / дужина	2x20 MVA
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	2020.

Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3
Инсталисана снага / дужина	2x20 MVA
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарни предлог који ће бити детаљно анализиран: Нова ТС 110 kV би се повезала на већ постојећи далековод 110 kV ТС Нови Пазар 1 – ТС Тутин који пролази у непосредној близини ове ТС.
Образложење	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
Планирани улазак	2022.



у погон

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	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x5 km
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 ТС Чачак 3 – ТС Горњи Милановац, улаз – излаз у дужини око 1 km.
Образложење	Планирано је да ТС 110/x kV Г. Милановац 2 напаја конзумно подручје Горњег Милановца. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 2x31.5 MVA и растеретила би постојећу ТС Г. Милановац.
Планирани улазак у погон	2022

Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин*Подаци о објекту*

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x1 km
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 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1, по принципу „улаз-излаз“ у дужини око 2x1 km.
Образложење	Планирано је да ТС 110/10 kV Варварин напаја конзумно подручје Варварина. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 2x31,5 MVA, док би повезивање било на постојећи ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1.

Планирани улазак у погон	после 2022.
---------------------------------	-------------

Повезни вод за ТС 110/x kV Трстеник 2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Трстеник 2
Инсталисана снага / дужина	2x31,5 MVA
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	Планирано је да ТС 110/x kV Трстеник 2 напаја конзумно подручје Трстеника. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 31,5 MVA, док би повезивање било радијално на постојећу ТС Трстеник.
Планирани улазак у погон	после 2022.

Повезни вод за ТС 110/x kV Брус	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Брус
Инсталисана снага / дужина	31,5 MVA
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 је планирано радијално на ТС Александровац (постојећи далековод који тренутно ради под 35 kV).
Образложење	Планирано је да ТС 110/x kV Брус напаја конзумно подручје Бруса. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 31,5 MVA док би повезивање било радијално на постојећу ТС Александровац.
Планирани улазак у погон	после 2022

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	2x20 MVA
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 ТС Јагодина 4 – Параћин 1
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Параћин 4 напаја конзумно подручје индустријске зоне.
Планирани улазак у погон	после 2022

Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4
Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4
Инсталисана снага / дужина	2x31,5 MVA
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
Образложење	Изградња ове ТС планирана је услед изградње индустријске зоне на локацији Прељина у оквиру пројекта Коридора 11.
Планирани улазак у погон	после 2022

Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица
Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица
Инсталисана	

снага / дужина	
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
Образложење	
Планирани улазак у погон	после 2022

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће
Инсталисана снага / дужина	1 x 31,5 MVA
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 по принципу улаз-излаз на један систем новог ДВ 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1.
Образложење	Улазак великог броја малих ХЕ на Ибру у наредном периоду, при чему би ова ТС омогућила пласирање произведене ел. енергије у 110 kV мрежу.
Планирани улазак у погон	после 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	1x31,5 MVA
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 ТС Смедерево 3 – ТС Смедеревска Паланка. Удаљеност локације на којој се планира изградња ТС од трасе постојећег далековода је око 2 km.
Образложење	Трансформаторска станица 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 Планае.
Планирани улазак у погон	после 2022.

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	2x31,5 MVA
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативан начин повезивања ове трансформаторске станице је кабловским водом радијално на ТС Крагујевац 5.
Образложење	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	2021

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	1x31,5 MVA
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. Иницијално се сагледава као улаз-излаз на будући ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Кнић.
Образложење	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	после 2022

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	1x31,5 MVA
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.
Образложење	нема података
Планирани улазак у погон	после 2022

Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица
Инсталисана снага / дужина	1x20 MVA

снага / дужина	
Начин уклапања у мрежу	<p>Планирано је да се локација и начин уклапања дефинишу у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.</p> <p>Прелиминарно улаз-излаз на ДВ 110 kV 1181 ТС Крагујевац 2 – ТС Страгари.</p> <p>У првој фази би се напајање вршило преко ТС 35/10 kV, која би се касније подигла на 110 kV напонски ниво.</p>
Образложење	Предвиђено је да ова ТС напаја нову индустријску зону Собовица.
Планирани улазак у погон	после 2022

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	2x31,5 MVA
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ће бити на ДВ 110 kV Смедерево 4 – ТЕ Костолац А.
Образложење	Предвиђено је да ова трансформаторска станица напаја дистрибутивне купце у индустријској зони Смедерева. Планирано је да инсталисана снага буде 63 MVA.
Планирани улазак у погон	после 2022

Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)
Инсталисана снага / дужина	2x63 MVA
Начин уклапања у мрежу	ТС Крагујевац 21 (Нова Застава) би се иницијално повезала кроз две фазе. У првој фази повезала би се на постојећи далековод 110 kV који

мрежу	пролази у близини локације саме ТС. У другој фази би се ТС Крагујевац 21 извела из петље са ТС ФАС на начин да се постојећи водови на деоници од ТС Крагујевац 8 до ТС Крагујевац 21 дуплирају и да се по један систем уведе у ТС Крагујевац 21 (Нова Застава). На овај начин формирала би се петља ТС Крагујевац 2 - ТС Крагујевац 1 - ТС Крагујевац 8 - ТС Крагујевац 21 - ТС Крагујевац 2. Реализација друге фазе подразумева да се постојећи далековод ТС Крагујевац 2 - ТС Крагујевац 1 (стар ДВ пресека 150 mm ²) реконструише у двоструки далековод за пресек минимум 240 mm ² , при чему би се у почетку опремио само један систем. У наредном периоду радиће се студија оптималног повезивања која треба да потврди наведено решење.
Образложење	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. FCA Србија је изнео захтев ДП Крагујевац о обезбеђивању 20 MW резервног напајања из ТС Застава, као и напајање 24 кооперанта FCA Србија.
Планирани улазак у погон	после 2022

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	2x20MVA
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 је предвиђено по принципу улаз-излаз на далековод 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 35.
Образложење	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 с једне стране и због растеређивања трафостаница 110/X kV преко којих се то подручје сада напаја (пре свега ТС Београд 35).
Планирани улазак у погон	после 2022

Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46

Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46 (Збег)
Инсталисана снага / дужина	2x31,5 MVA
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 било на ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Београд 7 по принципу улаз-излаз.
Образложење	Изградња нове ТС 110/10 kV Београд 46 (Збег), инсталисане снаге 2x31,5 MVA, лоциране уз планирану саобраћајницу, поред Зрењанинског пута, изнад Борче, а између постојећих водова 35 kV "Београд 7 - Фриком" и "Београд 7 - ПКБ, вод 2" омогућиће сигурно напајање тзв. банатског дела конзума.
Планирани улазак у погон	2021

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	2x40 MVA
Начин уклапања у мрежу	ТС Београд 47 (Београд на води) биће повезана типом улаз-излаз на кабл 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 6.
Образложење	Неопходно за напајање пројекта „Београд на води“
Планирани улазак у погон	2022.

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	2x40 MVA
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 повезати на преносни систем преко два кабловска вода са ТС Београд 1, дужине 2x4 km
Образложење	Нова ТС 110/10 kV би у потпуности преузела оптерећење постојеће ТС 35/10 kV Подстаница, које се последњих година кретало до 33 MVA, као и планираних потрошача у близини.
Планирани улазак у погон	2022



Д.1.2.5 ДП Нови Сад

Повезни вод за ТС 110/20 kV ТС Пландиште*Подаци о објекту*

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV ТС Пландиште (Велика Греда)
Инсталисана снага / дужина	1x31,5 MVA
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.
Образложење	није дефинисано
Планирани улазак у погон	2023

Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8*Подаци о објекту*

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8
Инсталисана снага / дужина	1x31,5 MVA
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 сагледава типом улаз-излаз на један од водова ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5
Образложење	није дефинисано
Планирани улазак у погон	2023

Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5

<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5
Инсталисана снага / дужина	1x31,5 MVA
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.
Образложење	није дефинисано
Планирани улазак у погон	2027

Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин
Инсталисана снага / дужина	1x31,5 MVA
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.
Образложење	није дефинисано
Планирани улазак у погон	2019

Д.2 ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ

Д.2.1 ПРОЈЕКТИ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Д.2.1.1 Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконекције)

ДВ 2×400 kV између Србије и Румуније	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Интерконективни ДВ 2×400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица
Инсталисана снага / дужина	68,33 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице: ТС Панчево 2 и ТС Решица, у Србији и Румунији, респективно. Дужина далековода на територији Р.Србије је 68,33 km. Такође, предвиђено је опремање два 400 kV поља и реконструкција трећег поља у ТС Панчево 2 због измештање ДВ бр. 453 испред ТС Панчево 2 (прва фаза реконструкције ТС Панчево 2)
Образложење	Овај интерконективни далековод би имао више намена. Једна би била да обезбеди транзите електричне енергије преко преносне мреже Србије у смеру исток/североисток – запад/југозапад. Његовом изградњом се обезбеђује сигуран рад преносне мреже при поменутиим транзитима електричне енергије за случај испада ДВ 400 kV ХЕ Ђердап 1 – РП Дрмно.
Планирани улазак у погон	ДВ: 2018. (комплетни радови крајем 2017. године) ТС: 2018

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
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 представља природан завршетак прве фазе пројекта Трансбалкански коридор путем нових интерконекција 400 kV са Црном Гором и Босном и Херцеговином
Планирани улазак у погон	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, НОС БиХ и Електропренос Бањалука, којим се дефинишу сврха пројекта, његов циљ, начин реализације и обавезе потписаних страна.
Планирани улазак у погон	2020

Д.2.1.2 Инвестициони пројекти 400 kV мреже

Реконструкција ТС Смедерево 3	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110 kV са прикључним водом
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x300 MVA у првој етапи, у другој етапи 2x300 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, дужине око 2x5,7 km по принципу улаз-излаз (два једносистемска вода).
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	ТС: комплетни радови I етапе биће завршени 2019. ДВ: 2020

Реконструкција ТС Србобран	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV и расплет далековода
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x300 MVA ДВ: 6,8 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, дужине око 6,8 km по принципу улаз-излаз (двосистемски вод).
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 предвиђено је укидање 220 kV постројења, ову трансформаторску станицу потребно је трансформисати у ТС 400/110 kV са трансформатором снаге 300 MVA и прикључити је на вод 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3. Постојећи 220 kV далеководи ка Новом Саду 3 и Сремској Митровици 2 прелазе да раде под напоном 110 kV и опремају се поља 110 kV у овим трансформаторским станицама. Уласком 400 kV

	напона у ТС Србобран стичу се услови за гашење 220 kV напона у ТС Нови Сад 3.
Планирани улазак у погон	ТС: 2020 ДВ: 2020

ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3

Подаци о објекту

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: 60 km ТС: 1x400 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. 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 60 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, чији је улазак у погон планиран за 2020. годину, повећава се ефикасност и побољшава сигурност рада преносне мреже 220 kV на правцу Бајина Башта – Ниш. 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 неопходни 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	2020

ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта

Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV
Инсталисана снага / дужина	ДВ: 111 km ТС: 2x400 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



Образложење	ниво. У ТС Обреновцу је предвиђено опремање два 400 kV поља. Овај пројекат је Секција 3 Трансбалканског коридора и као такав представља објекат од највишег националног и регионалног интереса.
Планирани улазак у погон	2024

Замена ВН опреме у ТС 400/220/110 kV Ниш 2*Подаци о објекту*

Пројекат	Замена ВН опреме у ТС 400/220/110 kV-Ниш 2
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Замена ВН опреме се врши због застарелости.
Планирани улазак у погон	2018

Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост*Подаци о објекту*

Пројекат	Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост
Инсталисана снага / дужина	Не мења се инсталисана снага.
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Замена ВН опреме се врши због застарелости.
Планирани улазак у погон	после 2022

Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2
Инсталисана снага / дужина	
Начин уклапања у мрежу	
Образложење	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 kV и 110 kV.
Планирани улазак у погон	после 2022

Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1

Подаци о објекту

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	2021

**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	2019.

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 8 поља 400 kV постројења (I фаза:3 поља се опремају у склопу пројекта <u>ДВ 2×400 kV између Србије и Румуније</u>), у сва 3 поља 220 kV постројења, као и у 7 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	2022.

Реконструкција ТС Крагујевац 2*Подаци о објекту*

Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2
Инсталисана снага / дужина	
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојеће ТС
Образложење	Прва фаза предвиђа опремање 400 kV поља за ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 2. Друга фаза предвиђа комплетну реконструкцију ТС

	400/110 kV Крагујевац 2 услед старости самог постројења и постојеће опреме у њему.
Планирани улазак у погон	2020 – I фаза После 2022 (2023) – II фаза

Д.2.1.3 Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже

Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 104/10 ТС Београд 5 – чвор Београд 9 у ТС Београд 5
Инсталисана снага / дужина	0,41 km (ранијих година је опремљен други систем на ДВ у дужини од око 7,2 km)
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 развезивањем 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	2019

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	
Образложење	Измешта се ДВ 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 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 због проширења инсустријске зоне.
Планирани улазак у погон	2020

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

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	(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.
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 ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2*Подаци о објекту*

Пројекат	ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2
Инсталисана снага / дужина	Око 38 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови 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	
<i>Подаци о објекту</i>	
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 по 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, 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	2020

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 101АБ ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А
Инсталисана снага / дужина	64 km
Начин уклапања у мрежу	
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода.
Планирани улазак у погон	2020

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица	
<i>Подаци о објекту</i>	
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.
Планирани улазак у погон	2022

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	Изградња двосистемског далековода по траси једносистемског на деоници од ТС Бор 2 до стуба бр. 54.
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 дуплог 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 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

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски
Инсталисана снага / дужина	1,3 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	2019

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 – санација стубних места
Инсталисана снага / дужина	Око 2 km
Начин уклапања у мрежу	
Образложење	Санација на 7 стубних места кроз две фазе. Прва фаза – санација стуба број 134 (санација би се извела уградњом једног или више стубова са шиповима). Друга фаза – реконструкција деонице далековода од стуба 129 до 135 (замена стубова, проводника, ЗУ, изолације, спојне и овесне опреме и уземљивача).
Завршетак радова	2019 (прва фаза)

РП 220 kV ТЕТО Панчево



Подаци о објекту	
Пројекат	РП 220 kV ТЕТО Панчево
Инсталисана снага / дужина	око 5 km 220 kV водова 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 финасира од стране клијента у процесу прикључења. Друга фаза подразумева опремање преостала четири поља у РП ТЕТО Панчево и решавање расплета 220 kV далековода 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 далековода. Гледано из правца ТС Панчево 2, постојаће ДВ 220 kV Панчево 2 – РП ТЕТО, ДВ 220 kV РП ТЕТО – ТС Београд 8 и по два 220 kV вода од РП ТЕТО Панчево до ТС ХИП и ТС НИС.
Планирани улазак у погон	прва фаза: 2020 друга фаза: 2024

Реконструкција ТС 220/35 kV Бајина Башта

Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 220/35 kV Бајина Башта
Инсталисана снага / дужина	
Начин уклапања у мрежу	
Образложење	Реконструкција се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 220 kV и 35 kV
Завршетак радова	2018

Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3
Инсталисана снага / дужина	
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	2018

Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5
Инсталисана снага / дужина	
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.
Планирани улазак у погон	2019

**Замена енергетских трансформатора у ТС Београд 4***Подаци о објекту*

Пројекат	Замена енергетских трансформатора у ТС Београд 4
Инсталисана снага / дужина	63 MVA
Начин уклапања у мрежу	
Образложење	Трансформатор 110/35 kV T4 од 63 MVA се уграђује уместо старог који се мења због старости и лоших резултата испитивања.
Планирани улазак у погон	2018

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: око 27 km ДВ 151/3: око 15 km
Начин уклапања у мрежу	Овом реконструкцијом се добија нова веза између ТС Панчево 2 и будуће ВЕ Кошава. Реконструкција ДВ 151/2 у двосистемски и повећањем пресека на 240 mm ² од ТС Панчево 2 до стуба број 99. Друга веза је од ВЕ Алибунар према ТС Алибунар и даље према ВЕ Кошава (реконструкција ДВ 151/3 у двосистемски на 240 mm ² од ТС Алибунар до стуба број 154.) Опремање другог система далековода од стуба бр. 33 до стуба бр. 154 зависи од будуће ВЕ Бела Анта
Образложење	Неопходан услов за реализацију прикључења ветроелектрана у јужном Банату. Пројекат у значајној мери одлаже потребу за ТС 400/110 kV Вршац 4.
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	адаптација у дужини од 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 128/2). На тренутно постављеним проводницима постоји већи број оштећења и наставака.
Планирани улазак у погон	2022

Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2
Инсталисана снага / дужина	172 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација постојећих далековода.
Образложење	Адаптација са заменом проводника, изолације и овесне опреме појединих деоница далековода 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 двосистемских водова).
Планирани улазак у погон	2018

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 (Савски Амфитеатар)
Инсталисана снага / дужина	4,6 km
Начин уклапања у мрежу	Планира се да овај кабл повеже будућу ТС Београд 45 (Савски



мрежу	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*Подаци о објекту*

Пројекат	Замена КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6
Инсталисана снага / дужина	око 4,4 km
Начин уклапања у мрежу	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 вода
Начин уклапања у мрежу	Изградњом овог далековода ТС Ниш 5 ће се на ДВ 1206+154/3 прикључити по принципу улаз – излаз.
Образложење	Планирано је да се на овај начин обезбеди двоструко напајање за ТС Ниш 5.
Планирани улазак у погон	2019

Реконструкција ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица*Подаци о објекту*

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица
Инсталисана снага / дужина	34,3 km

Начин уклапања у мрежу	Реконструкција по постојећој траси
Образложење	Овај далековод се реконструише због старости.
Планирани улазак у погон	2023

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4

Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV 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.
Планирани улазак у погон	2022

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 двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	око 14,5 km
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. Тиме би се добио правац ТС Ниш 2 – ТС Алексинац.
Образложење	Реконструкција далековода због старости и повећања сигурности напајања ТС Алексинац.
Планирани улазак у погон	2022

Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2



Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2 по траси 147/1 и 148/1
Инсталисана снага / дужина	2,4 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција два једносистемска далековода у један двосистемски.
Образложење	Оба далековода пролазе кроз урбану средину. Овом реконструкцијом се обезбеђује оптимална траса једног двосистемског далековода и повећање његовог преносног капацитета.
Планирани улазак у погон	2018

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	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 двоструко напајање за ТС Ниш 10.
Планирани улазак у погон	2019

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	За двострано повезивање ТС 110/35/20 kV Нови Сад 7 ће се користити веза кабловским водом дужине око 3,9 km између ТС Нови Сад 5 и ТС 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 34,1 km, је двострука. Њиме се обезбеђује двострано напајање ТС 110/35 kV Велико Градиште, која се сада напаја једнострано, 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	2019

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
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод дужине око 29,56 km повеже две трансформаторске станице ТС Ада и ТС Кикинда 2. Измештање дела 110 kV ДВ бр.1103/2 ТС Ада - ТС Сента 2 због новог далековода (демонтажа два постојећа и уградња три нова стуба, око 0,43).
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 нарушење 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	2020

Реконструкција ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Бечej



Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр.142/1 ТС Србобран – ТС Бечеј у двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	24,7 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	Значајан из системског угла за сигурност напајања средњегбанатског региона
Планирани улазак у погон	2020

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, био би обезбеђен сигуран рад преносне мреже за случај испада ДВ 110 kV ТС Пожега – ТС Ариље.
Планирани улазак у погон	2020

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	64 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови двоструки далековод повеже трансформаторске станице ТС Краљево 3 са једне стране и ТС Нови Пазар 1 са друге стране. 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	2021

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	2022

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	23,2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција се врши по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и



Планирани улазак у погон.	повећање попречног пресека проводника. 2023
---------------------------	--

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

Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3
Инсталисана снага / дужина	1,6 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђа се увођење далековода ДВ 110 kV бр. 105/2 ТЕ Морава – ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3 по принципу „улаз - излаз“.
Образложење	Увођењем овог далековода би био обезбеђен сигуран рад ТС Јагодина 3, која се тренутно напаја радијалним далеководом из ТС Јагодине 4.
Планирани улазак у погон	2020

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	/
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	2019

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	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Ратко Павловић)
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA МВ: 2x7,2 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено двоструким мешовитим водом (комбинованим, надземно-подземним) на 110 kV сабирнице ТС Ниш 2. У оквиру овог пројекта, предвиђено је и опремање два поља 110 kV у ТС Ниш 2.
Образложење	Од стране ДП-Ниш добијен је захтев за мишљење оператора преносног система за нову ТС 110/10 kV Ниш 6 на подручју града Ниша.
Планирани улазак у погон	2021.

Д.2.2.2 ДП Краљево

Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA КБ: 5,8 km
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана на ТС Крушевац 1 кабловским водом дужине око 5,8 km.
Образложење	Постојећи трансформатор 35/x kV је у режимима зимског максимума оптерећен до 100%. Изградња ове трансформаторске станице и увођење 110 kV напонског нивоа у ТС Крушевац 3 ће омогућити реализацију нових енергетских захтева на подручју Крушевца и смањити губитке електричне енергије. Предвиђено је да нови кабловски вод дужине око 5,8 km повеже

	две трансформаторске станице: постојећу ТС Крушевац 1 и нову ТС Крушевац 3.
Планирани улазак у погон	ТС: 2017 КБ: почетак 2019

Повезни вод за ТС 110/10 kV Краљево 6

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Краљево 6 (Рибница)
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: 2x3,5 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је повезивање на далековод 110 kV ТС Краљево 2 – ТС Краљево 1 по принципу улаз–излаз (двосистемски далековод).
Образложење	Прикључењем ове трансформаторске станице, инсталисане снаге 2x31,5 MVA, створиће се услови за смањење оптерећења трансформаторских станица Краљево 1 и Краљево 2.
Планирани улазак у погон	ТС: 2017 ДВ: 2018

Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2

Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x2,6 km
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	Изградња ТС 110/X kV Аранђеловац 2 планирана је за период до 2016. године. Основни разлози за њену изградњу 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	2019

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV У6

Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: 2x7,5 km
Начин уклапања у мрежу	Ова ТС ће бити повезана 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 растерећиће се постојећа трансформаторска станица Тамнава Западно Поље (Јабучје).
Планирани улазак у погон	ТС: 2019 ДВ: 2020

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	2x31,5 MVA ДВ: око 2x200 m
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено тако што би се један од два нова далековода ДВ 110 kV ХЕ Зворник – ТС Лозница увео по принципу улаз-излаз у ТС Лозница 2.
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	2019

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	2x31,5 MVA дужина 6,5 km
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



Планирани улазак у погон	2019
--------------------------	------

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	2x31,5 MVA ДВ око 9,5 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 двоструки 490/65 mm ² (4,7 km) док ће деоница у дужини од око 2 km биће реконструисана у двосистемски у склопу пројекта повезивања нове ТС Београд 44 (Сурчин). 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 mm ²), која би се наставила према ТС Београд 44. Затим би се од ТС Београд 44 опремила и друга тројка и круто повезала на ДВ бр. 104/2. На овај начин би ТС Београд 44 добила двострано напајање.
Образложење	Локација ове трансформаторске станице је у зони истоименог приградског насеља. Напајаће јужни део сремског подручја Београда, односно насеља Сурчин, Добановце, Јаково, Бечмен, Петровчић, Болјевце 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	2021

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	ТС: 2x40 MVA 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	ТС: 2018
у погон	КБ: 2019



Д.2.2.5

ДП Нови Сад

Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x31,5 MVA ДВ: 8,7 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем би било на ДВ 110 kV ТС Београд 5 (сматра се да је опремљена друга тројка) – ТС Стара Пазова по принципу улаз–излаз (дужина око 8,7 km двосистемског далековода).
Образложење	Ова трансформаторска станица је виђена Идејним планом Електровојводине за напајање будућих потрошача у новоформираној индустријској зони, која као таква мора бити снабдевена квалитетном енергетском инфраструктуром.
Планирани улазак у погон	2018

Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез
Инсталисана снага / дужина	ТС: 1x20 MVA 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	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС а која ће обухватати и трансформаторске станице ТС Жабалж и ТС Темерин собзиром да се оне радијално напајају из ТС Нови Сад 3. 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	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	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: дужина око 1,5 km
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 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, док би се 110/20 kV трансформација у ТС Србобран угасила.
Планирани улазак у погон	2021.

Д.2.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Даљинско управљање на свим ТС и РП у власништву ЕМС АД	
<i>Подаци о објекту</i>	
Пројекат	Даљинско управљање на свим ТС и РП у власништву ЕМС АД
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Модернизација приступа командама расклопне опреме, тј. опремање система даљинског управљања за омогућавање управљања постројењима без посаде из диспечерских центара (РДЦ) са SCADA система са термовизијском контролом извршења команде и рада расклопне опреме на свим ВВП.
Планирани улазак у погон	2022

Д.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА

Д.3.1 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА НОВИХ ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2027. ГОДИНЕ

ТЕ Ковин (700 MW), 2023. године – Начин прикључења ТЕ Ковин на преносни систем Републике Србије биће дефинисан након израде Студије прикључења, у складу са Законом о енергетици Републике Србије.

ТЕ Костолац Б3 (350 MW), 2021. 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 (160 MW), 2018. године - ТЕТО Панчево се прикључује изградњом РП, по принципу улаз-излаз на ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС НИС – ТС ХИП.

ТЕНТ А4 (335,5 MW), 2018. године – Ревитализацијом овог блока очекује се повећање номиналне снаге од 24 MW. Планирана је и замена блок трансформатора.

Д.3.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА НОВИХ ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2027. ГОДИНЕ

ХЕ Потпећ (13 MW), 2020. године – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је уградња четвртог агрегата, снаге 13 MW.

Д.3.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА НОВИХ ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2027. ГОДИНЕ

ВЕ Пландиште 1 (102 MW), 2018. године – Начин прикључења ВЕ Пландиште предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV (1001) ТС Вршац 2 – ТС Дебељача.

ВЕ Чибук 1 (158,5 MW), 2018. године – Планирано је да се ВЕ Чибук прикључи на ДВ 400 kV (453) ТС Панчево 2 – РП Дрмно, по принципу улаз-излаз.

ВЕ Мали Алибунар (42 MW), 2018. године – ВЕ Алибунар се на преносну мрежу прикључује на ДВ 110 kV (151/2) ТС Алибунар – ТС Панчево 2, по принципу улаз-излаз, у близини ТС Алибунар.

ВЕ Никине Воде (45 MW), 2019. године – Предвиђено је да се ВЕ Никине Воде прикључи радијално на ТС Мосна, 110 kV далеководом дужине око 14 km.

ВЕ Костолац (60 MW), 2020. године – Начин прикључења ВЕ Костолац предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV (1128/1) ТЕ Костолац А – ТС Рудник 1.

ВЕ Кошава (117 MW), 2018/2019. године – ВЕ Кошава се на преносну мрежу прикључује на постојећи ДВ 110 kV (151/3) ТС Алибунар – ТС Вршац 1 на начин да би се прикључни далеководи изградиле по две независне трасе. По једној траси ДВ би се изградио за двоструки са опремањем једне тројке, а по другој траси изградио би се једноструки.

ВЕ Алибунар 1 (99 MW), ВЕ Алибунар 2 (75 MW), 2021. године – Прикључење ових ветроелектрана планирано је преко нове ТС 220/35 kV Владимировац која би се по принципу улаз-излаз прикључила на ДВ 220 kV (254) ТС Панчево 2 – ТС Зрењанин 2.

ВЕ Ковачица (104,5 MW), 2018. године – Планирано је да се ВЕ Ковачица на преносну мрежу прикључи на 220 kV (254) ДВ ТС Панчево 2 (ТС Владимировац) – ТС Зрењанин 2, по принципу улаз-излаз.

ВЕ Бела Анта (118,8 MW), 2019. године - Предвиђено је да се ВЕ Бела Анта прикључи на ТС Панчево 2, 2x110 kV далеководом дужине око 7,5 km са опремањем једне тројке.

ВЕ Кривача (103,32 MW), 2019. године – Предвиђено је да се ВЕ Кривача прикључи на мрежу на нови ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – Нересница, по принципу улаз-излаз.

Д.4 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2017- 2031

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 [23]. 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:

$$\ln(W_n) = \alpha + \beta_1 \ln(W_{n-1}) + \beta_2 n(GDP)_n \quad (1)$$

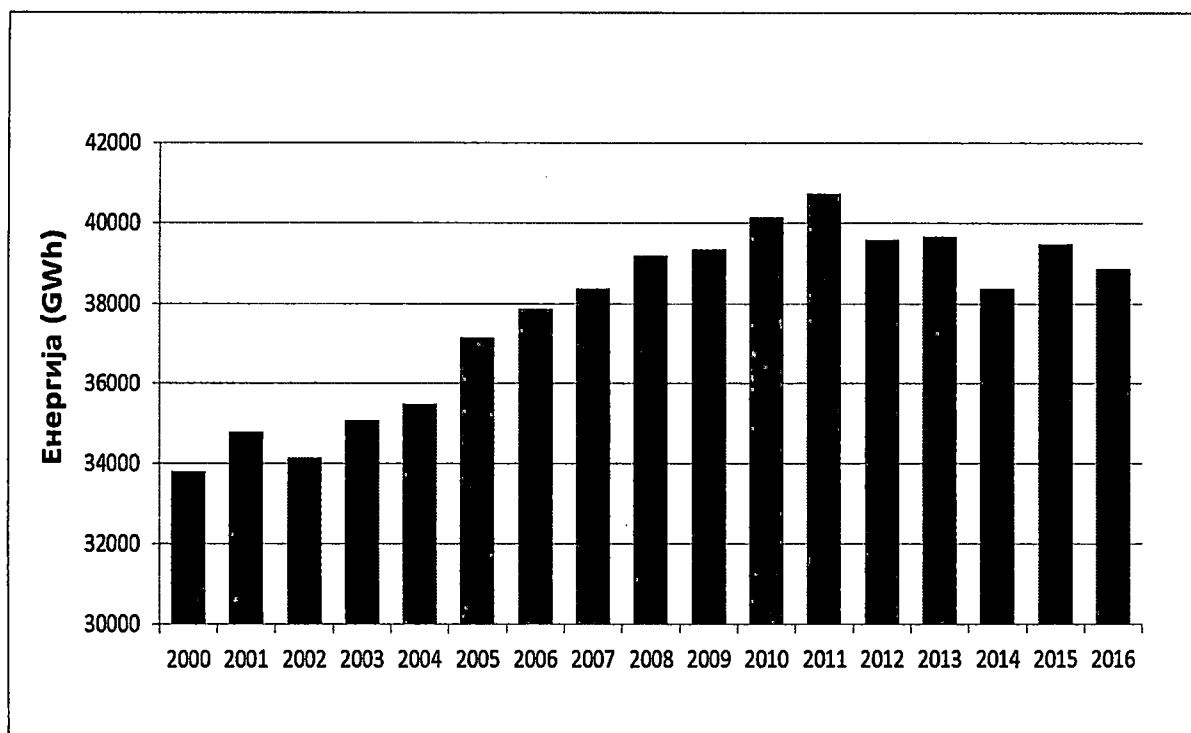
где су:

- 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 – Коэффициенти

Економетријски модел који је примењен узима у обзир економски развој земље, кроз бруто домаћи производ (БДП), као и историјске вредности остварене потрошње.

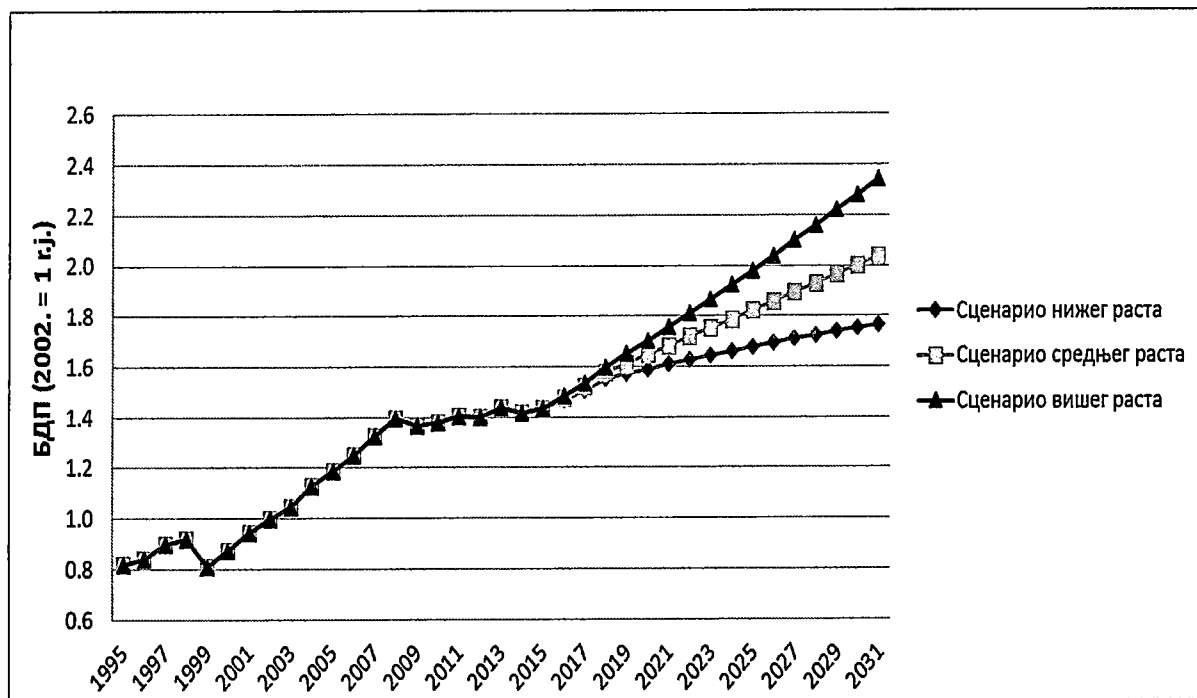
На Сл.Д. 4.1 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије са конзумним подручјем АП Косова и Метохије, у периоду од 2000. до 2016. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да је након тога пала до нивоа који је имала 2014. Потрошња је у 2016. години имала вредност од 38,9 TWh и била је мања за 1,5 % од потрошње у

2015 (39,5 TWh). Разлоге за пад вредности потрошње након 2011. године није лако пронаћи. Са слике се може видети да је у периоду од 2011. до 2016. 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 2016. године био мањи за око 180000 у односу на 2011. 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 2000. до 2016. године

На слици Сл.Д. 4.2 су приказане историјске вредности БДП-а Републике Србије, као и прогноза до 2031. 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 2017. и 2018. годину је узета са сајта ММФ-а (посебно за ужу Србију и посебно за Косово и Метохију), док су вредности БДП-а од 2019. до 2031. добијене линеарном регресијом вредности од 1995. до 2018. Резултати показују да је, у односу на базну 2002, прогнозирани пораст БДП-а до 2031. износи око 104 %. 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 2031. године износи 77 %, док је према сценарију вишег раста овај пораст 135 %.

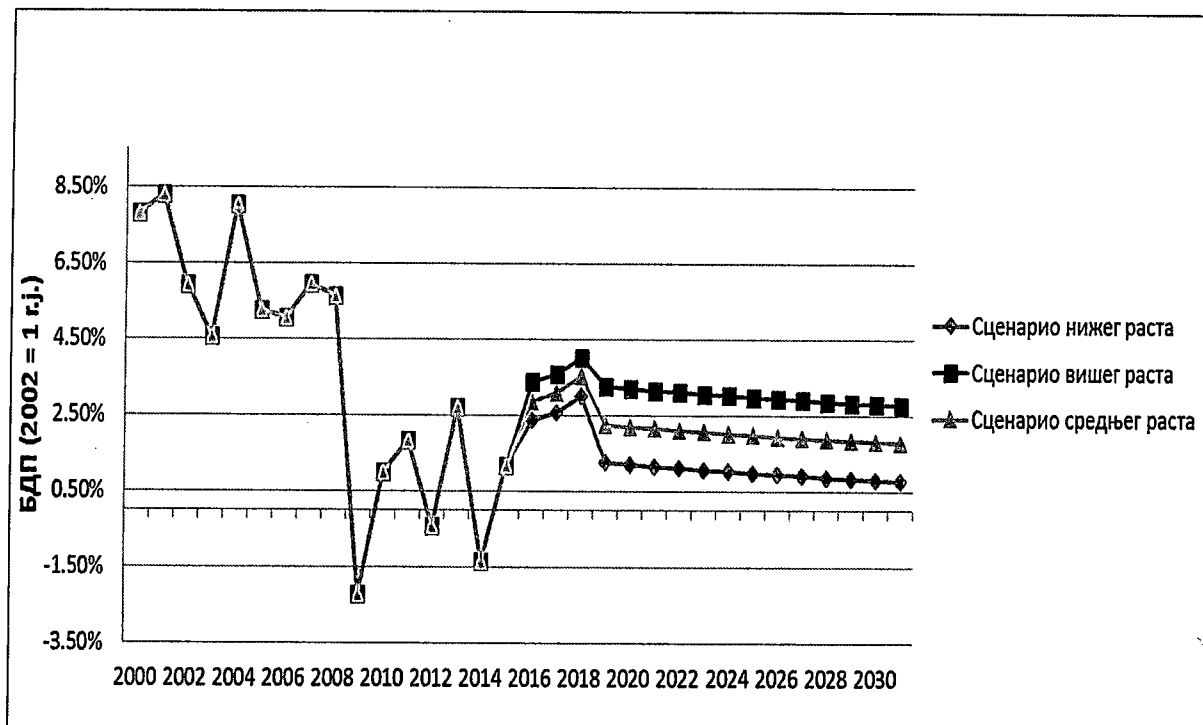


Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима

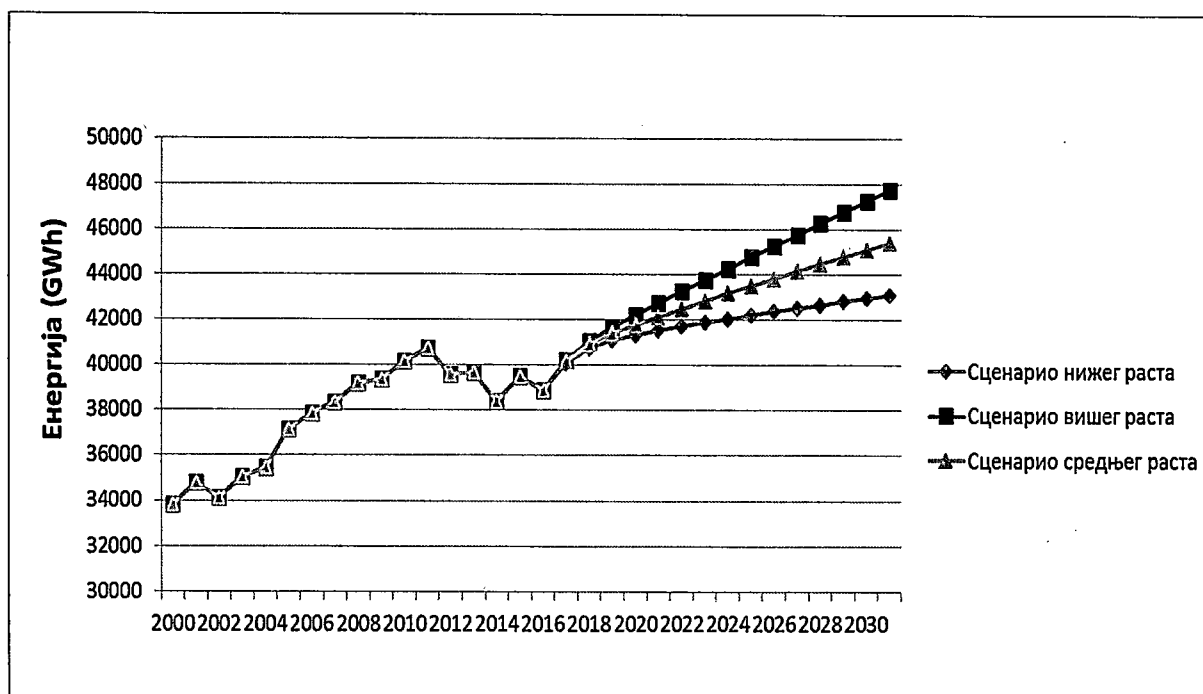
Прогноза годишњег прирастаја БДП-а Републике Србије до 2031. године је приказана на слици Сл.Д. 4.3.

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 2001. до 2016. године. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три раније поменута сценарија.

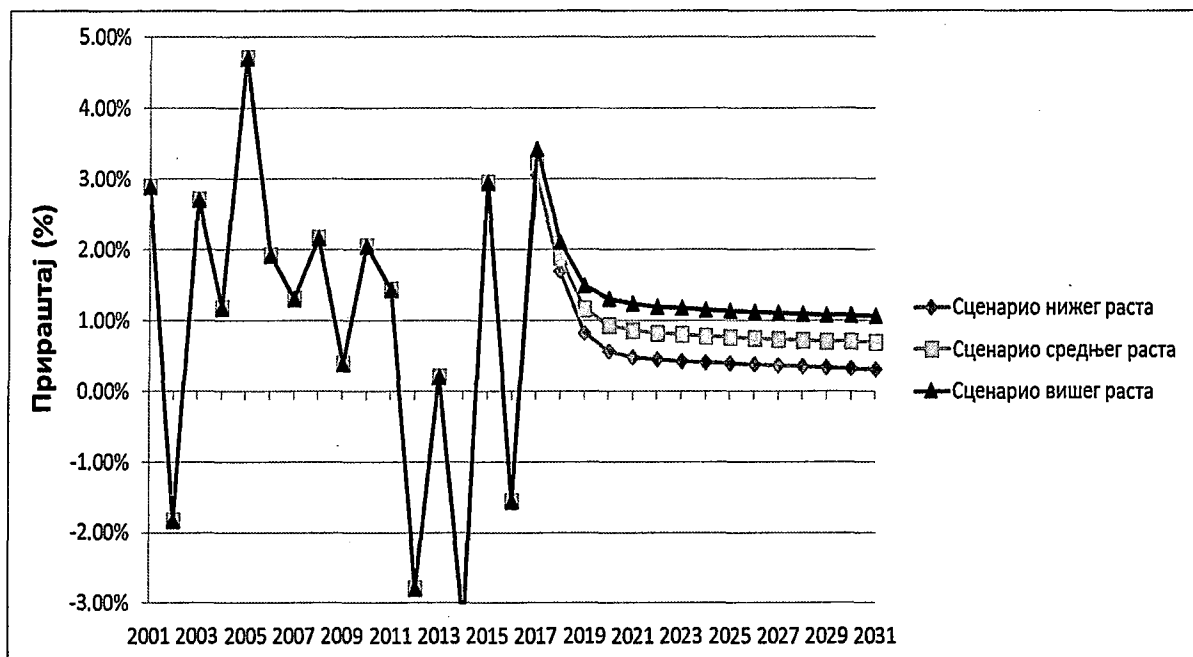
Са слике Сл.Д. 4.4 се могу приметити варијације потрошње у различитим сценаријима. Потрошња расте у сва три сценарија различитом стопом раста (слика Сл.Д. 4.5). Просечни пораст потрошње у периоду 2017. – 2031. година за сценарио средњег раста је око 1 % годишње. За сценарио нижег раста просечни пораст је 0,7 %, док је за сценарио вишег раста пораст 1,4 %. Прогнозирана потрошња енергије за Србију са КиМ у 2031. години се креће од 43 TWh до 47,8 TWh у зависности од сценарија.



Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираста бруто домаћег производа Републике Србије до 2031. године по сценаријима



Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. године по сценаријима



Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2031. 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;

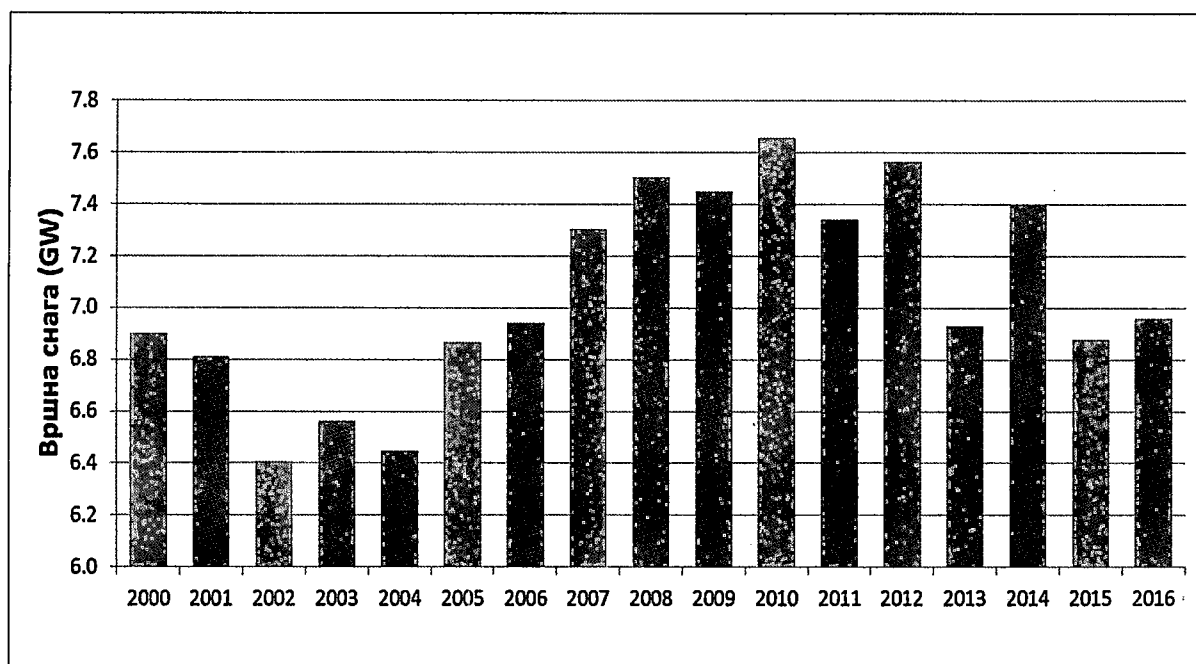
p_n – фактор оптерећења у n -тој години

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 2016. године;
- в) **Комбинована линеарна регресија** примењена на историјске вредности просечног фактора оптерећења од 2002. до 2016. 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 2000. до 2016. 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 6900 до 7500 MW. Вршна снага у 2016. години је била 6958 MW и остварена је 31.12.2016. у 18. сату. Средња дневна температура тога дана износила -2°C . Комбинација ниских температура и специфичног дана у години доводи 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°C у већем делу Србије).



Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2000. – 2016. 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 [23], па је сходно томе, у емпиријској методи прогнозе, претпостављено да ће до 2031. године овај фактор износити 64 %. У зависности од методе која је примењена, вредности фактора оптерећења у 2031. години се крећу између 64 % и 67 %. Вредност фактора оптерећења Републике Србије за 2016. годину је, на основу доступних података, износила 63,8 %.



Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2031. године

На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2031. 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 2031. година, вршна снага се креће у опсегу од 7,4 GW до 8,5 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2018 – 2027 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,6 % до 1,2 % (слика Сл.Д. 4.1).

Д.4.3 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ

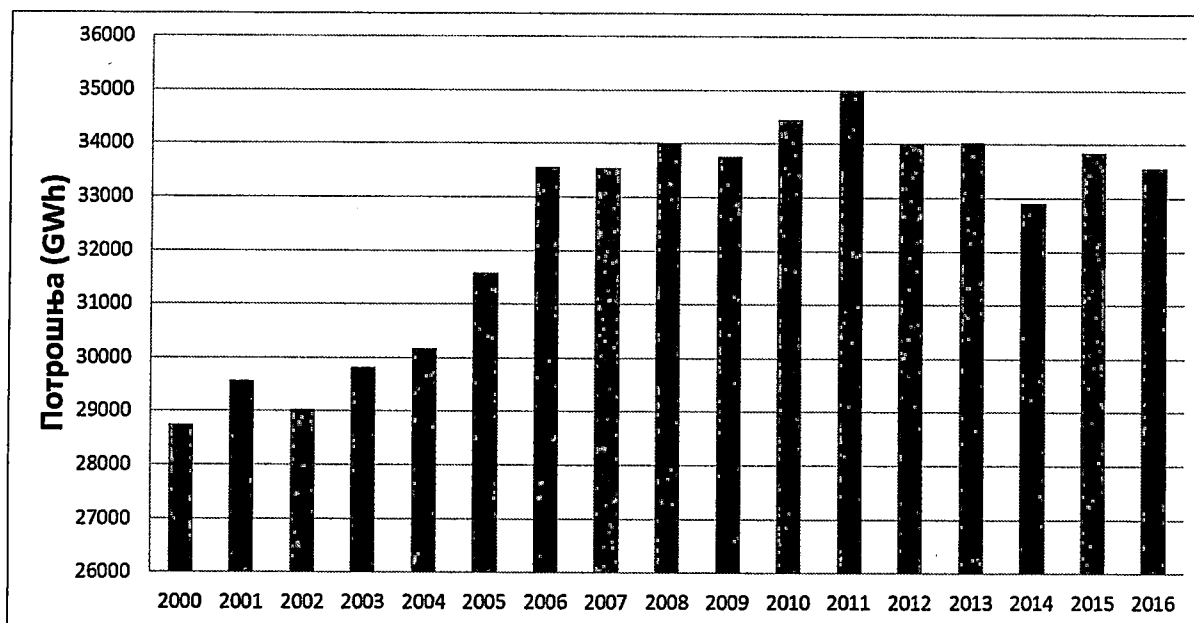
Прогноза потрошње и вршне снаге до 2031. године је урађена и за подручје Србије без конзумног подручја АП Косова и Метохије (у наставку АП КиМ).

На слици Сл.Д. 4.12 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ у периоду од 2000. до 2016. године. Са слике се може видети да је потрошња имала тенденцију раста до 2011. године, а да након тога њена вредност варира али је у опадању. 2016. године је забележен благи пад потрошње у односу на 2015 (0,8 %). Посматрајући цео период за који су доступни подаци (2000. – 2015. година), потрошња електричне енергије је просечно расла стопом од 1 % годишње.

Прогноза БДП-а за 2017. и 2018. годину за Републику Србију без АП КиМ је преузета са сајта међународног монетарног фонда¹⁸. Прогноза БДП-а до 2031. године је

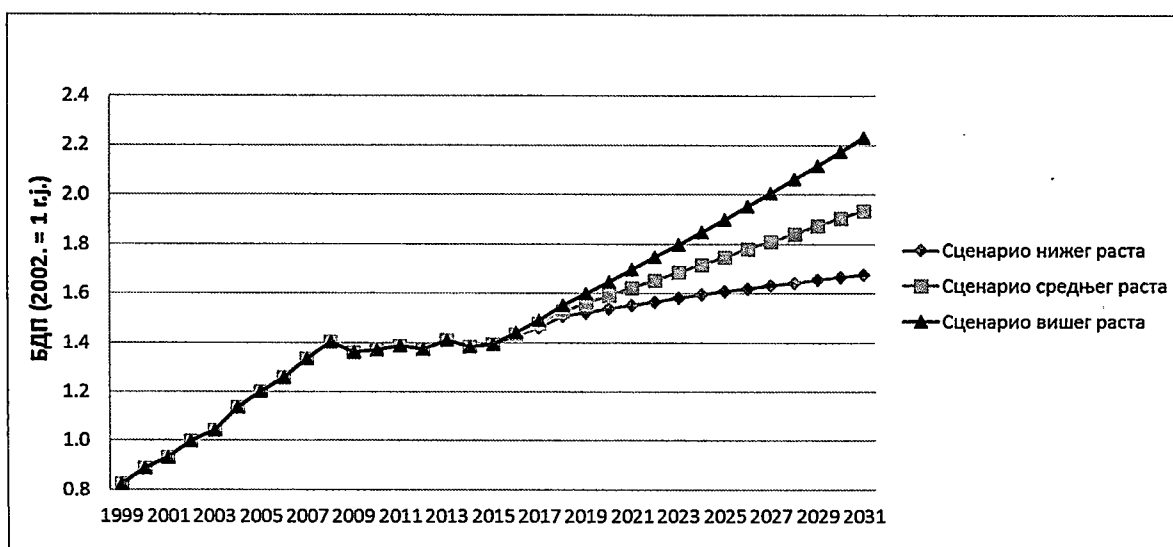
¹⁸ <http://www.imf.org/en/Countries/SRB#countrydata> (последњи пут приступљено 31.10.2017.)

добијена помоћу линеарне регресије, а коришћене су вредности од 1999. до 2018. 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).

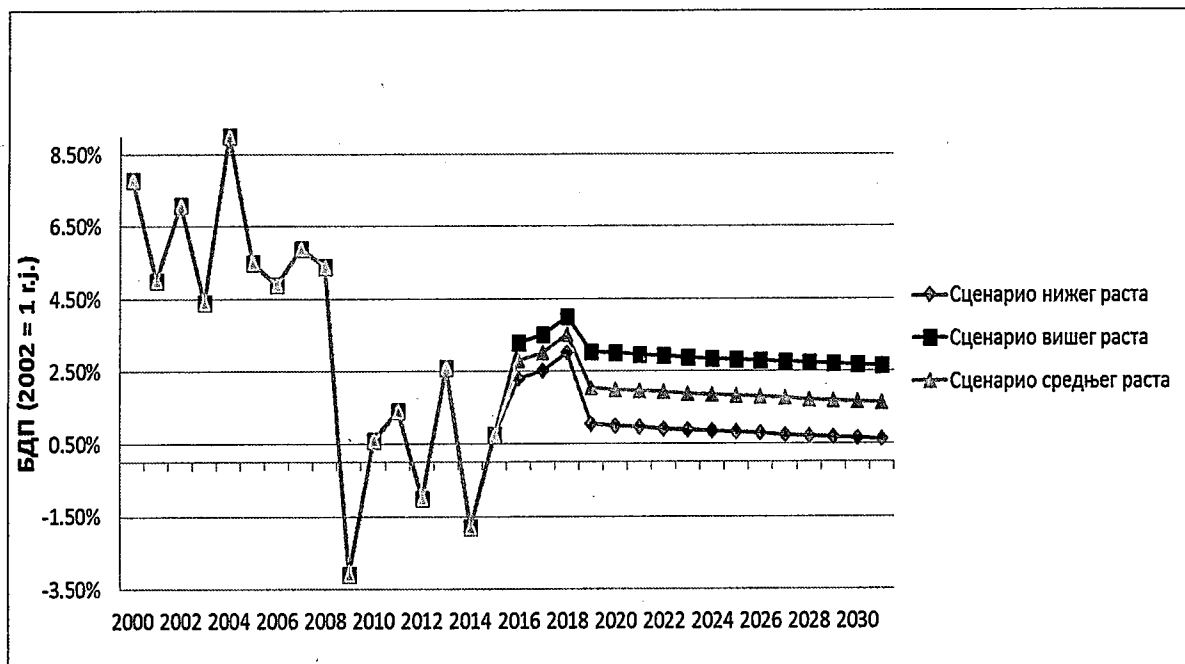


Сл.Д. 4.12: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2016. године

Према сценарију нижег раста, раст БДП-а до 2031. године је 68 %, док је према сценарију вишег раста овај пораст 123 % (у односу на базну 2002. годину). Резлтати прогноза пораста БДП-а су приказани на сликама Сл.Д. 4.13 и Сл.Д. 4.14.

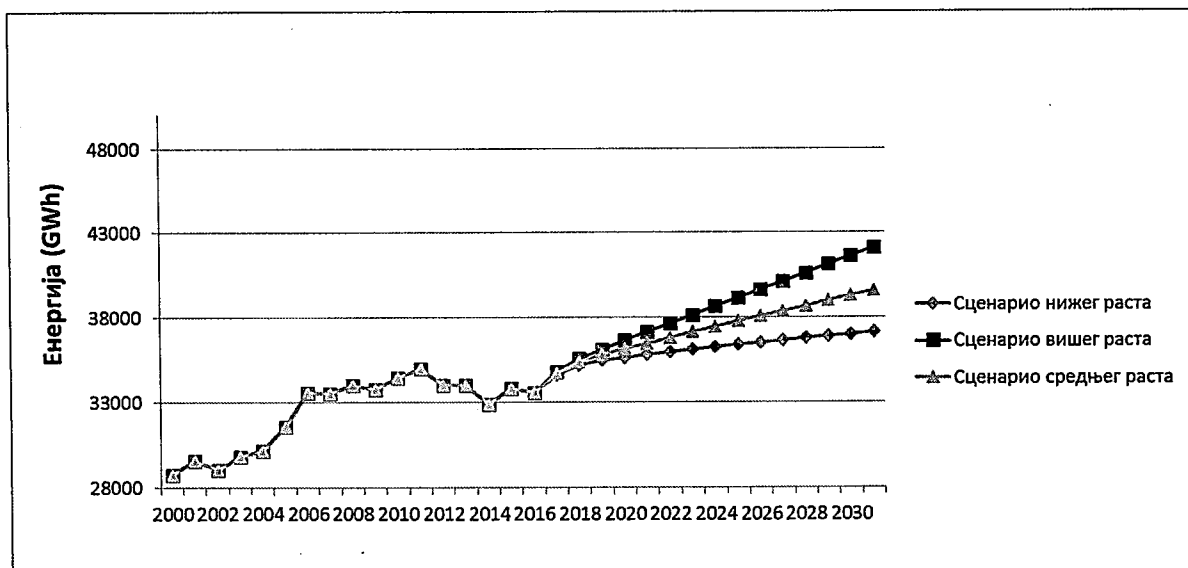


Сл.Д. 4.13: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2031. године по сценаријима

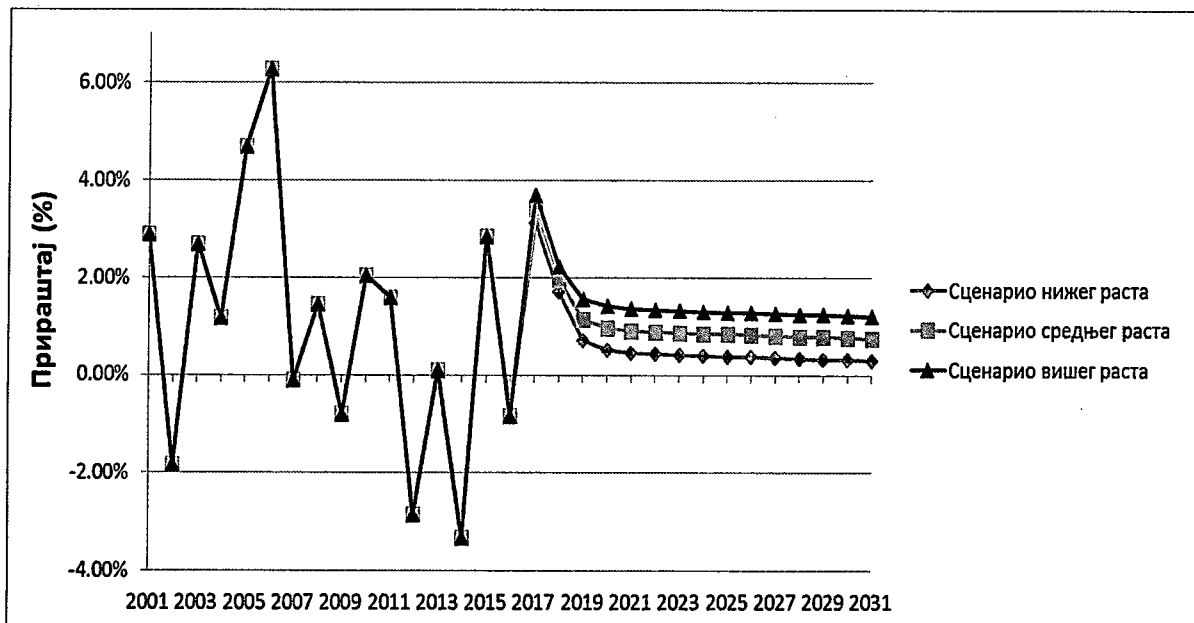


Сл.Д. 4.14: Прогноза годишњег прираста бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2031. године по сценаријима

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 2001. до 2016. 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.

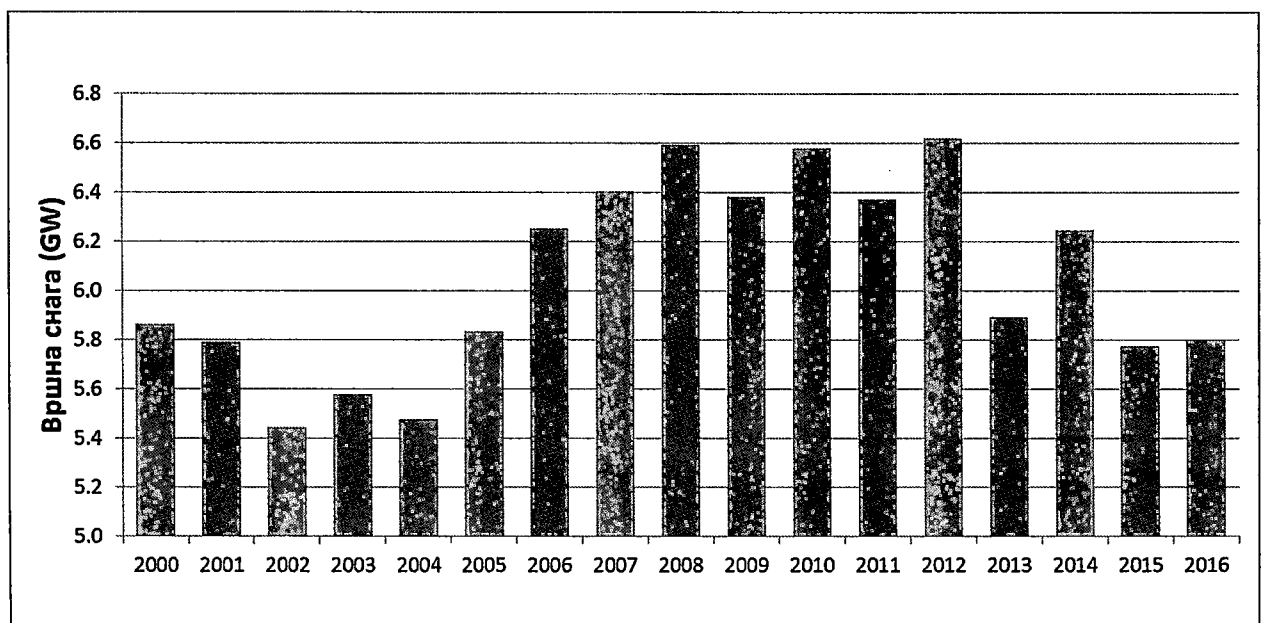


Сл.Д. 4.15: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2031. године по сценаријима



Сл.Д. 4.16: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2031. године по сценаријима

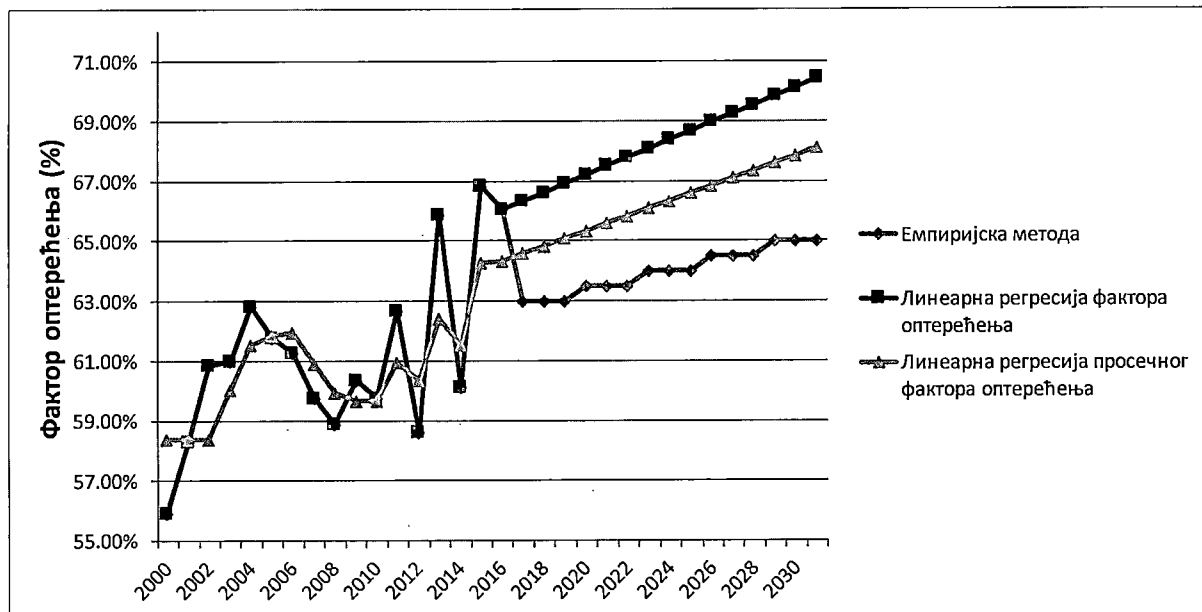
Прогноза годишње вршне снаге за Републику Србију без конзумног подручја АП КиМ је извршена на исти начин као и раније, користећи фактор оптерећења. На слици Сл.Д. 4.17 су приказане историјске вредности вршне снаге за период од 2000. до 2016. године.



Сл.Д. 4.17: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2000. – 2016. 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 6245 MW. Вршна снага у 2016. години износила је 5800 MW и остварена је 31.12.2016. у 18 сату. Закључци, везани за температурну зависност потрошње су исти као и у делу који обрађује прогнозу вршне снаге за Србију без конзумног подручја АП КиМ.

Резултати прогнозе фактора оптерећења приказани су на слици Сл.Д. 4.18.



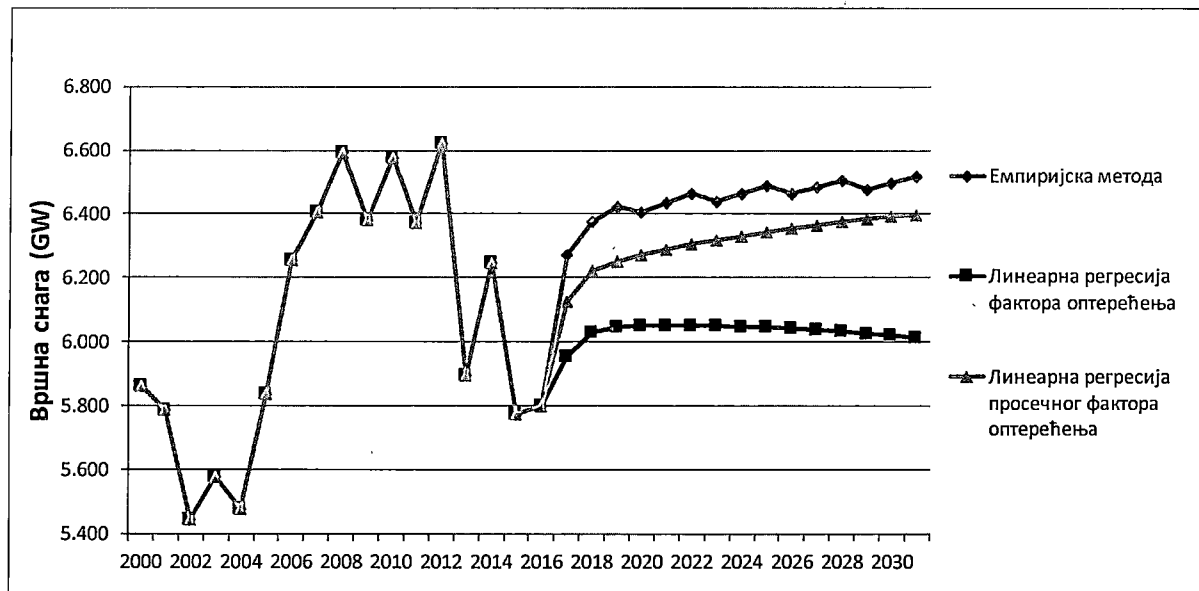
Сл.Д. 4.18: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2031. године

Прогнозе фактора оптерећења показују да постоји тренд раста, у зависности од методе која је коришћена. До 2031. године вредности ће бити у опсегу од 65 % до 70 %. Вредност фактора оптерећења Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за 2016. годину је, на основу доступних података, била 66,06 %.

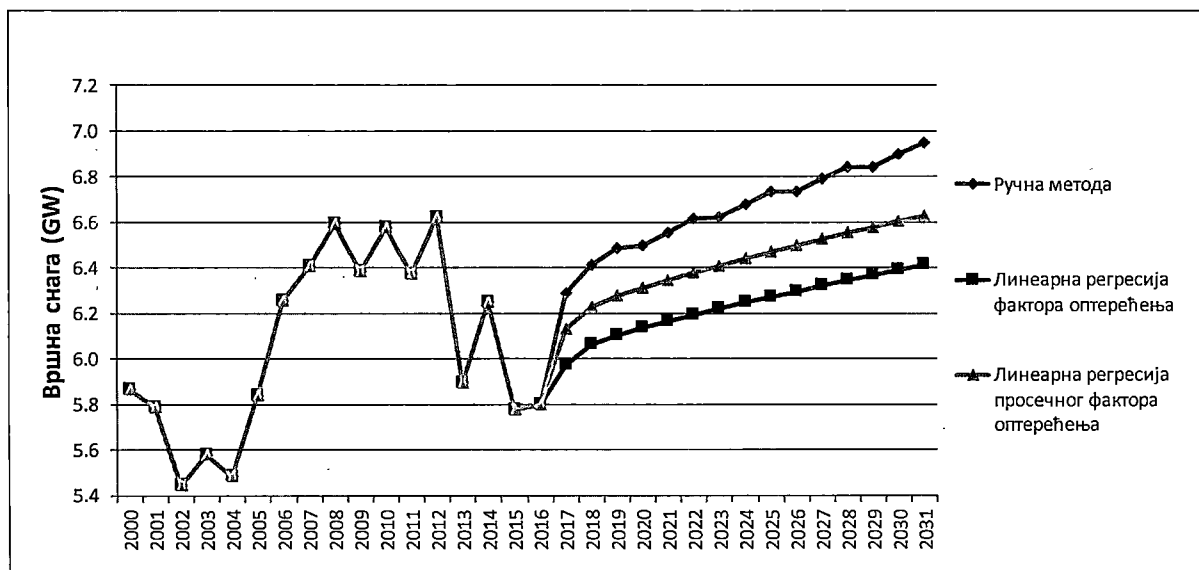
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2031. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.19, Сл.Д. 4.20 и Сл.Д. 4.21.

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 и регресије фактора оптерећења, где се примећује благо опадање вредности вршне снаге. Ако се посматра 2031. година, вршна снага се креће у опсегу од 6 GW до 7,4 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2018 – 2027 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. Ако се вршна снага прогнозира помоћу оваквог фактора оптерећења, прогнозиране вредности у 2031. години се крећу између 6,4 GW до 7,2 GW.

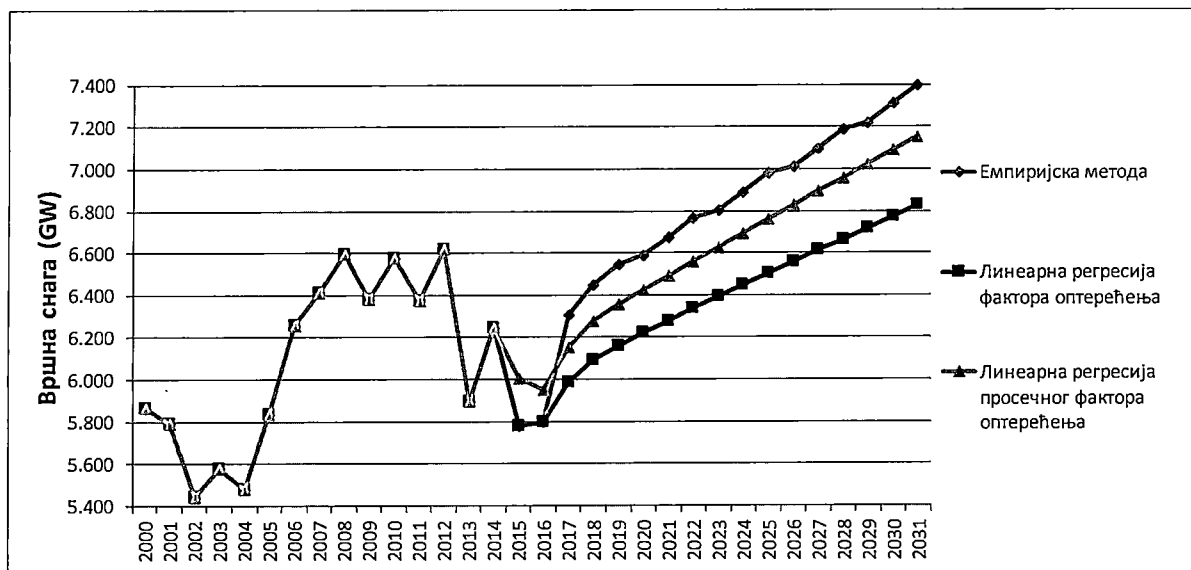
У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,67 % до 1,34 % (слика Сл.Д. 4.22).



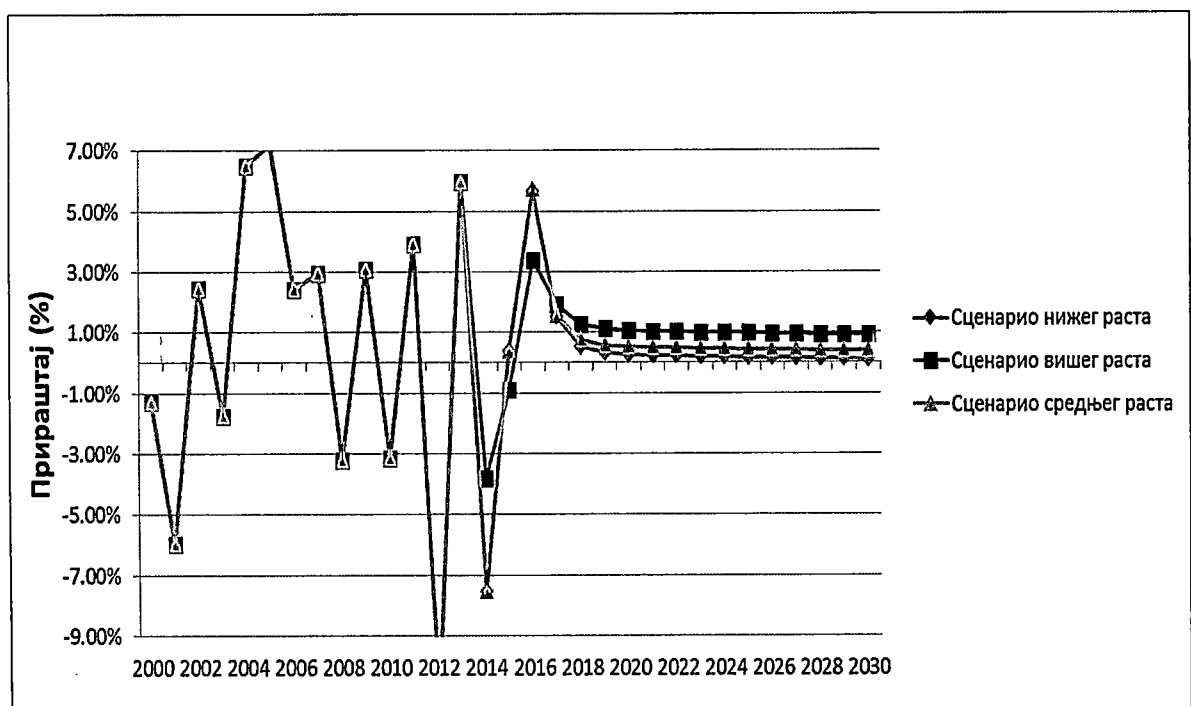
Сл.Д. 4.19: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



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 ПЕРИОД 2017. – 2027. ГОДИНА

Д.5.1 МЕТОДОЛОГИЈА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ

За процену адекватности производње користи се модификована методологија асоцијације ENTSO-E, за израду дугорочних извештаја адекватности. Пре него што буде објашњена, потребно је дати пар напомена и ограничења методологије. На првом месту, планирана динамика уласка у погон нових производних као и повлачење старих капацитета у власништву ЈП ЕПС је условљена бројним факторима као што су: примена европских директива, стратешка партнерства, финансирање, економска оправданост и др. Поред тога ова процена адекватности је детерминистичког карактера и бави се снагама у одређеним временским тренуцима у току једне године. Према томе, оваквом анализом могуће је сагледати баланс између производње и потрошње у смислу активних снага у одређеним, критичним режимима у току године али не и енергије у неком временском интервалу (нпр. годишњем). Имајући то у виду потребно је са опрезом приступити резултатима овог сагледавања и њиховој интерпретацији.

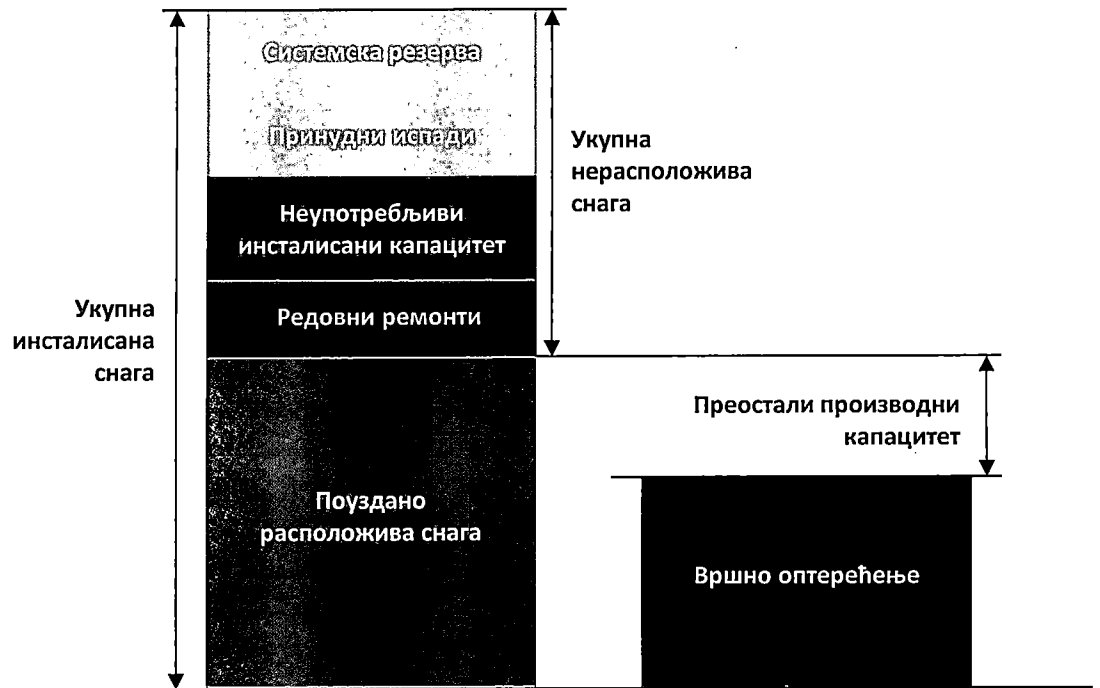
Сигурност снабдевања проверава се за два режима:

- Режим зимског максимума
- Режим летњег максимума

Баланс активне снаге, који је у основи ове методологије, као резултат даје следеће параметре, помоћу којих се процењује адекватност производње:

- 1) Поуздано расположива снага
- 2) Преостали производни капацитет

Веза између ових величина и осталих које улазе у ову анализу је приказана на слици Сл.Д. 5.1.



Сл.Д. 5.1: Графички приказ методологије адекватности производње

Укупна инсталисана снага је дата на прагу преносног система и заснива се на подацима који су међусобно усаглашени између ЕМС АД и ЈП ЕПС, а који се користе за израду Плана развоја ЕЕС. Поред ових података, укупна инсталисана снага садржи и производне капацитете који неће бити у власништву ЈП ЕПС, а који су сагледани у десетогодишњем Плану развоја преносног система.

Резерва за системске услуге је снага која треба да омогући одржавање сигурности напајања на одређеном нивоу. Ова снага је одређена као збир резерве за секундарну и терцијарну регулацију које су дефинисане у Правилима о раду преносног система [1]. Минимални опсег секундарне регулације је 160 MW, док је минимални износ терцијарне регулације 300 MW (за позитивну резерву тј. повећање производње), коју треба да обезбеде производне јединице у регулационој области ЕМС-а.

Принудни испади представљају нерасположиву снагу која је последица непланираних испада производних капацитета. Вредности ове снаге су добијене коришћењем просечне стопе принудних испада за поједине производне технологије (ТЕ на лигнит, ТЕ-ТО, хидро јединице итд.).

Неупотребљиви инсталисани капацитет представља производни капацитет који не може да буде у погону из различитих разлога: капитални ремонти блокова, ограничења у преносној мрежи, ограничена расположивост примарног горива итд. Највећи део овог капацитета, потиче од неискористиве снаге ветроелектрана и последица је стохастичке природе производње електричне енергије из ових извора.

Редовни ремонти представљају неупотребљиви капацитет услед редовних годишњих одржавања производних блокова. Производни капацитети који ће бити у ремонту у периоду који је предмет ове анализе, су добијени од стране ЈП ЕПС.

Поуздано расположива снага представља разлику између укупне инсталисане и нерасположиве снаге. То је део инсталисане снаге у електроенергетском систему који је у сваком тренутку расположив за напајање потрошње.

Вршно оптерећење представља максималну снагу оптерећења за одређену сезону у току године (у овој анализи посматрају се зимски и летњи период). Вршна снага за зимски период по годинама, која се користи у овој анализи, добијена је на начин који је објашњен у додатку који описује прогнозу потрошње и вршне снаге. Вршна снага за летњи период, добијена је на основу прогнозираних сатних оптерећења за посматрани временски период.

Преостали (производни) капацитет представља део инсталисаног капацитета који се може користити за покривање неочекиваних варијација потрошње у референтном временском тренутку. Израчунава се као разлика **поуздано расположиве снаге** и **вршног оптерећења** за посматрани део године. Ова величина је мера адекватности производње и у сваком тренутку би требало да буде позитивна.

Прекогранични преносни капацитет представља укупни преносни капацитет (увозни или извозни) на свим интерконекцијама једног система.

Приликом процене адекватности производње, анализирају се два сценарија развоја производње у Републици Србији:

- Сценарио реалистичног развоја производње
- Сценарио конзервативног развоја производње

У сценарију реалистичног развоја производње, за године уласка у погон нових производних капацитета су узете оне добијене од стране ЈП ЕПС. Прве ветроелектране које би требало да почну са производњом у 2018.г. су ВЕ Чибук, ВЕ Пландиште, ВЕ Алибунар, ВЕ Кошава и ВЕ Ковачица. Остале ВЕ улазе у погон након те године. Ове године представљају званичан податак од инвеститора. Планирани производни капацитети на територији покрајине Косова и Метохије добијени су разменом преко SECI иницијативе.

Године уласка у погон нових капацитета за реалистични сценарио су следеће:

- ТЕ-ТО Панчево – 2019
- ХЕ Потпећ Г4 – 2020
- ТЕ Костолац Б блок бр. 3 2021
- ТЕ Косово Ц блок бр. 1 (КиМ) - 2023
- ТЕ Косово Ц блок бр. 2 (КиМ) - 2023

У наредном периоду требало да изађу из погона следећи производни капацитети:

- ТЕ-ТО Зрењанин – 2017
- ТЕ-ТО Нови Сад – 2019
- ТЕ Косово А - 2023
- На основу преговора о примени европских директива за велика ложишта требало би да из погона изађу:
 - ТЕ Колубара А1 и А2 – 2017. године
 - ТЕ Колубара А3 и А5 – 2024. године
 - ТЕ Морава – 2024. године

Због неизвесности приликом изградње нових производних капацитета анализиран је и конзервативни сценарио. Издавање дозвола и ограничена финансијска средства могу да буду разлози одлагања пуштања у погон нових производних капацитета. Улазак у погох већине ветроелетрана померен је за 2019. и 2020. годину.

Године уласка у погон нових капацитета за конзервативни сценарио су следеће:

- ТЕ-ТО Панчево – 2020
- ХЕ Потпећ Г4 – 2021
- ТЕ Костолац Б блок бр. 3 - 2022
- ТЕ Косово Ц блок бр. 1 (КиМ) - 2027
- ТЕ Косово Ц блок бр. 2 (КиМ) - 2027

У конзервативном сценарију је претпостављено да ће ТЕ Косово А изаћи из погона 2018. године сходно информацијама из плана развоја преносног система KOSST 2017 – 2026¹⁹. Поред тога, претпостављено је да ће ТЕ Костолац А изаћи из погона 2024. године.

Вршно зимско оптерећење је исто у оба посматрана сценарија, док се летње оптерећење разликује. У реалистичном сценарију претпостављен је средњи раст БДП-а и на основу њега је планирано вршно летње оптерећење. У конзервативном сценарију је, због остајања на страну сигурности, узето вршно летње оптерећење добијено уз претпоставку вишег раста БДП-а.

Д.5.2 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ Р. СРБИЈЕ СА ПРОИЗВОДНИМ КАПАЦИТЕТИМА АП КиМ

Резултати анализе адекватности са производним капацитетима АП КиМ су приказани у табелама Таб.Д. 5.1 – Таб.Д. 5.4, као и на сликама Сл.Д. 5.2 – Сл.Д. 5.7.

Неупотребљиви инсталирани капацитет је један део капацитета ветроелектрана, као и део капацитета генератора који су у процесу ревитализације. Део капацитета ветроелектрана који је неупотребљив у посматраним критичним режимима, добијен је

¹⁹

http://www.kostt.com/website/images/stories/dokumente/tjera/Transmission_Development_Plan_2017-2026.pdf (последњи пут приступљено 31.10.2017.)

помоћу фактора оптерећења. Овај фактор је дефинисан као однос произведене енергије једне електране у одређеном периоду и укупне енергије коју би она произвела ако би константно била у погону са максималном снагом. Множењем средњих вредности ових фактора и инсталисаног капацитета ветроелектрана, може се добити снага која се поуздано може искористити за покривање вршних оптерећења.

Приликом процене будућих прекограничних капацитета, водило се рачуна да ће двоструки интерконективни далековод 400 kV Панчево – Решица (Румунија) ући у погон 2018. године. Нове интерконекције са Босном и Херцеговином (400 kV далековод Б. Башта – Вишеград) и са Црном Гором (400 kV далековод ХЕ Бајина Башта – Пљевља) су предвиђене 2023. (једна „тројка“ далековода). Претпостављено је да улазак ових преносних капацитета подиже расположиви преносни капацитет од 600 MW зими и 500 MW лети за дупли 400 kV далековод и 400 MW и 300 MW за једноструки 400 kV далековод, за зиму и лето респективно. За постојећи расположиви прекогранични капацитет узете су средње зимске или летње месечне вредности NTC-а из годишњег техничког извештаја ЕМС-а за 2016. годину, у зависности од тога да ли је рађена анализа за режим зимског или летњег вршног оптерећења.

Минимална вредност преносног капацитета (тзв. „Барселона критеријум“) је 10 % од инсталисаног производног капацитета у посматраној години. Из табела Таб.Д. 5.1 – Таб.Д. 5.4 се може видети да је вредност расположивог увозног и извозног капацитета много већа од минималне вредности преносног капацитета.

Што се тиче зимског вршног режима, на графику на слици Сл.Д. 5.4 се може видети да је вредност преосталог производног капацитета негативна до 2019. године, а да је након тога позитивна до краја посматраног периода. Најнижа вредност је процењена за 2018. годину (-241 MW). Након 2019. године, вредности преосталог производног капацитета су позитивне и крећу се у опсегу од 120 MW до 470 MW. Из овога се може закључити да ће за зимске вршне режиме до 2019. године бити потребан увоз електричне енергије.

За зимски вршни режим у конзервативном сценарију, ситуација је лошија што се тиче преосталог производног капацитета. Наиме, за цео период посматрања, преостали производни капацитет је негативан и креће се у опсегу од -230 MW до -980 MW. Разлог су одлагања у уласку у погон ТЕ Косово Ц и ТЕ Костолац БЗ, као и ранији претпостављени излазак из погона ТЕ Косово А. Према томе у конзервативном сценарију, за цео период се може очекивати потреба за увозом електричне енергије у зимском периоду.

Режим летњег максимума карактеришу редовни ремонти производних блокова, али и ниже вредности конзума у односу на зимске услове, па је стога и ситуација у вези адекватности производње релаксирана. Вредности преосталог производног капацитета за реалистични сценарио, ни у једној години за разматрани период нису испод 1300 MW, што се може видети на слици Сл.Д. 5.5.

Слична је ситуација и за режим летњег максимума, с тим што су вредности преосталог производног капацитета нешто ниже, због претпостављеног одлагања уласка у погон неких производних јединица. Са слике Сл.Д. 5.7 се може видети да ове вредности нису испод 700 MW у посматраном периоду.

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Термоелектране	ТЕНТ А	1527.2	1527.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	632	632	940	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
	Колубара	157.5	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0
	Косово А	537	537	537	537	537	537	0	0	0	0	0
	Косово Б	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5
	Косово Ц	0	0	0	0	0	0	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5
	Лингит (MW)	5046.2	5046.2	5070.2	5070.2	5320.2	5320.2	5406.7	5202.2	5202.2	5202.2	5202.2
	ТЕ-ТО Нови Сад	190	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Пагчево	0	0	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Гас (MW)	190	100	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Укупно ТЕ (MW)	5236.2	5146.2	5224.2	5224.2	5474.2	5474.2	5560.7	5356.2	5356.2	5356.2	5356.2
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1098	1127	1156	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
	ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
	ХЕ Ђердап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	103.4	110.8	118.2	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6
	ХЕ Потпећ	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	Прочине ХЕ (MW)	1947.8	1984.2	2020.6	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
	ХЕ Кокич Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Бистрица	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власина	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	ХЕ Пирот	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	ХЕ Газиноде	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	ХЕ Јумбарди (КиМ)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Акумулационе ХЕ (MW)	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1
РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	
Ревезибилне ХЕ (MW)	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	
Укупно ХЕ (MW)	3003.9	3040.3	3076.7	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Планиште	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Кошава	0	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
	ВЕ Костолац	0	0	0	66	66	66	66	66	66	66	66
	ВЕ Бела Анга	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Нисине Воде	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Кигка (КиМ)	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
	ВЕ Затрпци (КиМ)	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	Укупно ВЕ (MW)	0	476	743.1	884.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1
Укупна инсталисана снага (MW) (А)		8240	8663	9044	9234	9658	9658	9745	9540	9540	9540	9540
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (Б)		200	549	745	648	776	776	776	776	776	776	776
Резерва за системске услуге (MW) (С)		460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (Д)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Принудни испади (MW) (Е)		520	513	515	515	433	433	440	424	424	424	424
Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)		1180	1522	1719	1623	1669	1669	1676	1659	1659	1659	1659
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)		7060	7141	7325	7612	7989	7989	8069	7881	7881	7881	7881
Вршно оптерећење (MW) (H)		7268	7382	7443	7488	7528	7565	7601	7635	7669	7702	7734
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)		-208	-241	-118	124	461	424	468	246	212	179	147
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3832	4432	4432	4432	4432	4432	4832	4832	4832	4832	4832
	Расположиви извозни капацитет	4237	4837	4837	4837	4837	4837	5237	5237	5237	5237	5237
Минимална вредност преносног капацитета ("Барселона" критеријум) (MW)		824	866	904	923	966	966	974	954	954	954	954

**Таб.Д. 5.2: Прилагођеност производње Републике Србије са производним
капацитетима АГ КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – реалистични сценарио**

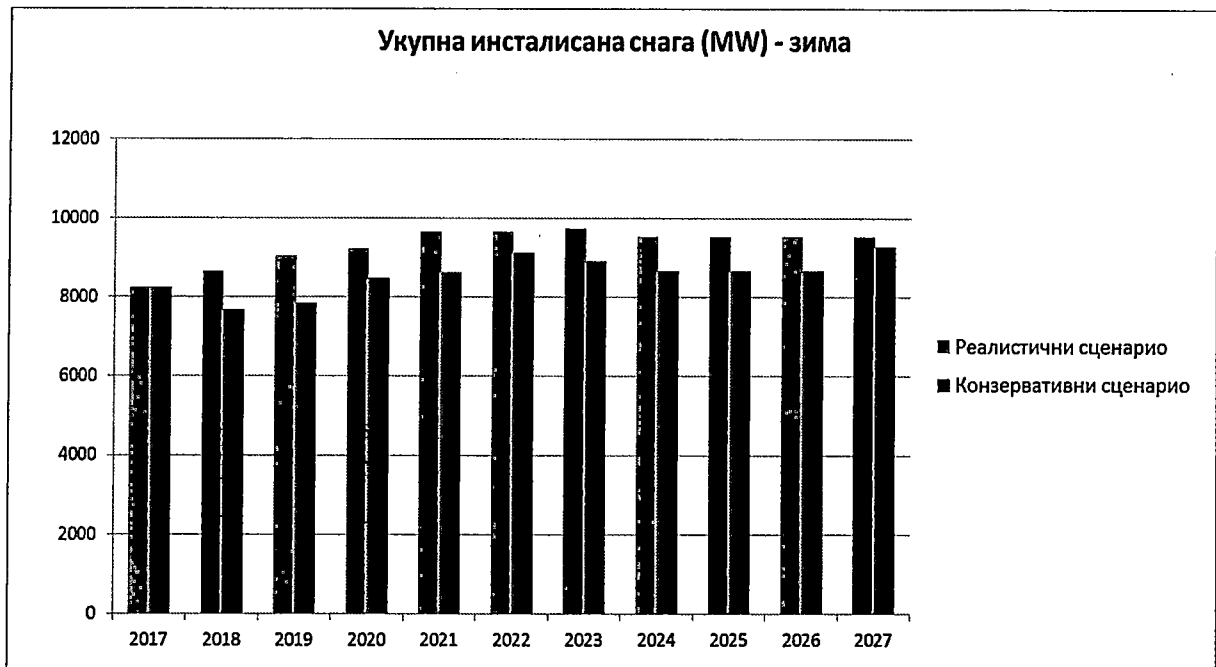
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Термоелектране	ТЕНТ А	1565.2	1565.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	632	632	940	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
	Колубара	157.5	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0
	Косово А	537	537	537	537	537	537	0	0	0	0	0
	Косово Б	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5
	Косово Ц	0	0	0	0	0	0	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5
	Линит (MW)	5121.2	5121.2	5145.2	5145.2	5395.2	5395.2	5481.7	5277.2	5277.2	5277.2	5277.2
	ТЕ-ТО Нови Сад	218	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Гас (MW)	218	110	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Укупно ТЕ (MW)	5339.2	5231.2	5299.2	5299.2	5549.2	5549.2	5635.7	5431.2	5431.2	5431.2	5431.2
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1098	1127	1156	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
	ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
	ХЕ Ђердап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	103.4	110.8	118.2	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6
	ХЕ Потпеш	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	Проточне ХЕ (MW)	1947.8	1984.2	2020.6	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
	ХЕ Кокин Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Вистрица	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власина	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	ХЕ Цирол	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	ХЕ Газилоц	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	ХЕ Лумбарди (КиМ)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Акумулационе ХЕ (MW)	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	Реверзибилне ХЕ (MW)	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	Укупно ХЕ (MW)	3003.9	3040.3	3076.7	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1
	Ветроелектране	ВЕ Чибук	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
ВЕ Планиште		0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
ВЕ Алибунар		0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
ВЕ Кошала		0	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
ВЕ Алибунар 1		0	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99
ВЕ Алибунар 2		0	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75
ВЕ Ковачица		0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
ВЕ Костолац		0	0	0	66	66	66	66	66	66	66	66
ВЕ Бела Лапа		0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
ВЕ Кривача		0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
ВЕ Нисне Воде		0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
ВЕ Китка (КиМ)		0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
ВЕ Затриви (КиМ)		0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
Укупно ВЕ (MW)		0	476	743.1	884.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1
Укупна инсталлисана снага (MW) (А)		8343	8748	9119	9309	9733	9733	9820	9615	9615	9615	9615
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (В)		200	598	822	740	886	886	886	886	886	886	886
Резерва за системске услуге (MW) (С)	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	
Ремонти (MW) (Д)	801	785	795	795	832	832	845	815	815	815	815	
Принудни испади (MW) (Е)	453	446	451	451	425	378	384	370	370	370	370	
Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)	1914	2289	2528	2446	2603	2556	2575	2530	2530	2530	2530	
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)	6430	6459	6591	6864	7130	7178	7245	7086	7086	7086	7086	
Вршно летње оптерећење (MW) (H)	5034	5130	5189	5238	5283	5326	5369	5411	5452	5493	5534	
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)	1396	1329	1402	1626	1847	1852	1876	1675	1634	1593	1552	
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3675	4175	4175	4175	4175	4475	4475	4475	4475	4475	
	Расположиви извозни капацитет	3447	3947	3947	3947	3947	4247	4247	4247	4247	4247	
Минимална вредност преносног капацитета ("Барселона" критеријум) (MW)	834	875	912	931	973	973	982	962	962	962	962	

Таб.Д. 5.3: Прилагођеност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за зимски врх за период 2017. – 2027. - конзервативни сценарио

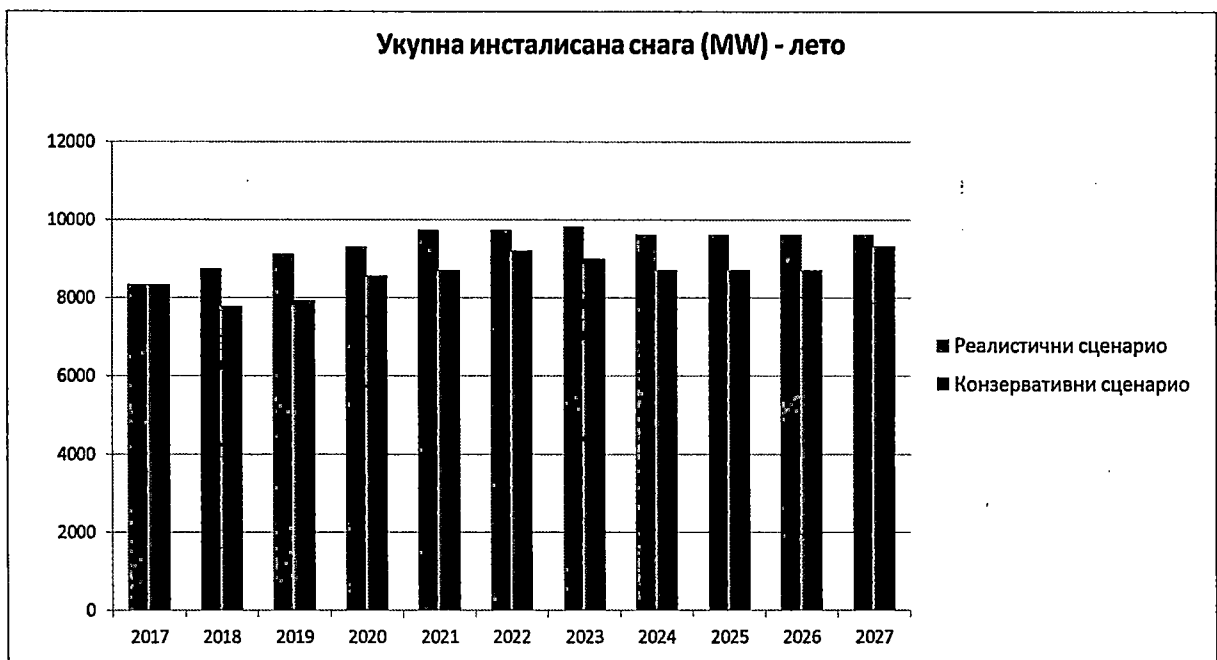
Термоелектране	ТЕ
	ТЕ
	Кс
	Кс
	Кс
	М
	Кс
	Кс
	Кс
	Кс
Ј	
Хидроелектране	ТЕ
	ТЕ
	Га
	У
	ХЕ
	ХЕ
	ХЕ
	ХЕ
	ХЕ
	Ц
	ХЕ
	ХЕ
	ХЕ
	ХЕ
ХЕ	
А	
Р	
Р	
У	
Ветроелектране	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	ВЕ
	У
Укупна инсталисан	
Неупотребљиви инсталисан	
Резерва за системске	
Ремонти (М)	
Принудни изг.	
Укупна нерасположива с	
Поуздано расположиви	
Вршно оптереће	
Преостали производни	
прекогранични	
преносни капацитет	
Минимална вредност преносног капац	

Таб.Д. 5.4: Прилагођеност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – конзервативни сценарио

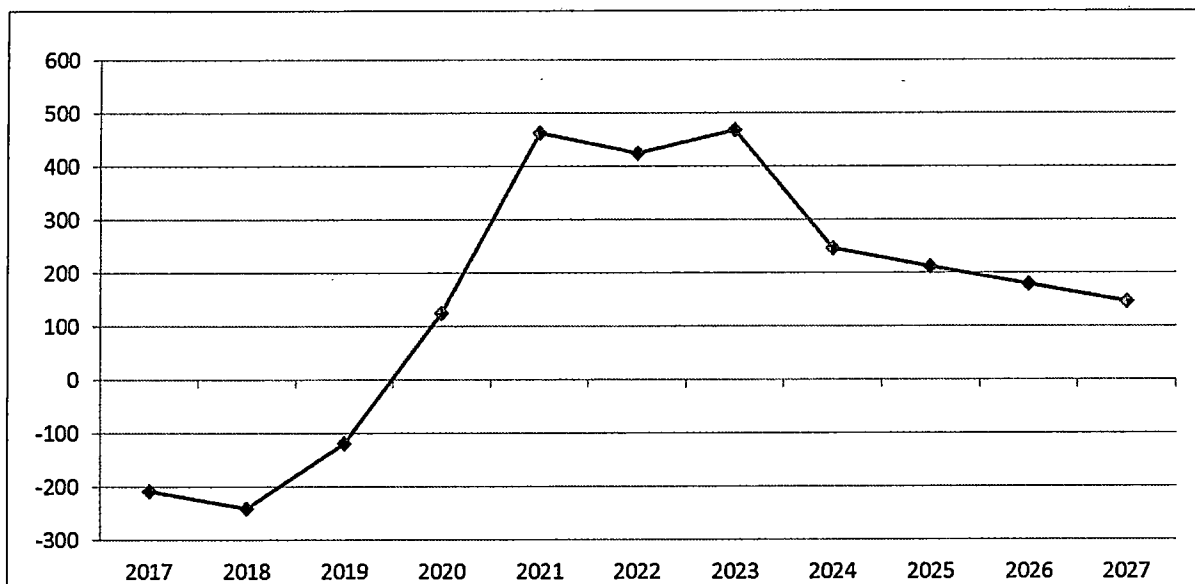
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Термоелектране	ТЕНТ А	1565.2	1565.2	1565.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	632	632	632	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	281	281	281	281	281	281	281	0	0	0	0
	Колубара	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0	0
	Морана	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0	0
	Косово А	537	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Косово Б	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5	623.5
	Косово Ц	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Лигнит (MW)	5121.2	4584.2	4584.2	4550.2	4550.2	4858.2	4653.7	4372.7	4372.7	4372.7	4996.2
	ТЕ-ТО Нови Сад	218	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	0	154	154	154	154	154	154	154	154
	Гас (MW)	218	110	0	154	154	154	154	154	154	154	154
Укупно ТЕ (MW)	5339.2	4694.2	4584.2	4704.2	4704.2	5012.2	4807.7	4526.7	4526.7	4526.7	5150.2	
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1098	1127	1156	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
	ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
	ХЕ Ђердап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	103.4	110.8	118.2	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6
	ХЕ Погреб	54	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67
	Проточне ХЕ (MW)	1947.8	1984.2	2020.6	2057	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
	ХЕ Кокин Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Бистрица	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власина	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	ХЕ Пирог	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	ХЕ Газиводе	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	ХЕ Лумбарди (КиМ)	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Акумулационе ХЕ (MW)	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1	442.1
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	Рсве разбилне ХЕ (MW)	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	Укупно ХЕ (MW)	3003.9	3040.3	3076.7	3113.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1	3126.1
Ветроелектране	ВЕ Чибук	0	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Пландиште	0	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Кошава	0	0	69	69	69	69	69	69	69	69	69
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	0	0	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	0	0	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
	ВЕ Костолац	0	0	0	0	66	66	66	66	66	66	66
	ВЕ Бела Анга	0	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Никшић Воде	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Китка (КиМ)	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30
	ВЕ Затрфи (КиМ)	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45
	Укупно ВЕ (MW)	0	42	269.5	743.1	884.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1	1058.1
	Укупна инсталисана снага (MW) (А)		8343	7777	7930	8560	8714	9196	8992	8711	8711	8711
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (В)		200	235	426	622	740	886	886	886	886	886	886
Резерва за системске услуге (MW) (С)		460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (Д)		801	704	688	706	706	752	721	679	679	773	773
Принудни испади (MW) (Е)		453	400	397	359	319	341	327	307	307	307	350
Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)		1914	1799	1970	2147	2225	2438	2393	2332	2332	2332	2468
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)		6430	5978	5961	6413	6489	6758	6598	6379	6379	6379	6866
Вршно отгорењење (MW) (H)		5043	5148	5226	5293	5358	5422	5486	5549	5612	5675	5738
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)		1387	830	735	1120	1131	1336	1112	830	767	704	1128
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3675	4175	4175	4175	4175	4175	4475	4475	4475	4475	4475
	Расположиви извозни капацитет	3447	3947	3947	3947	3947	3947	4247	4247	4247	4247	4247
Минимална вредност преносног капацитета ("Барселона" критеријум) (MW)		834	778	793	856	871	920	899	871	871	871	933



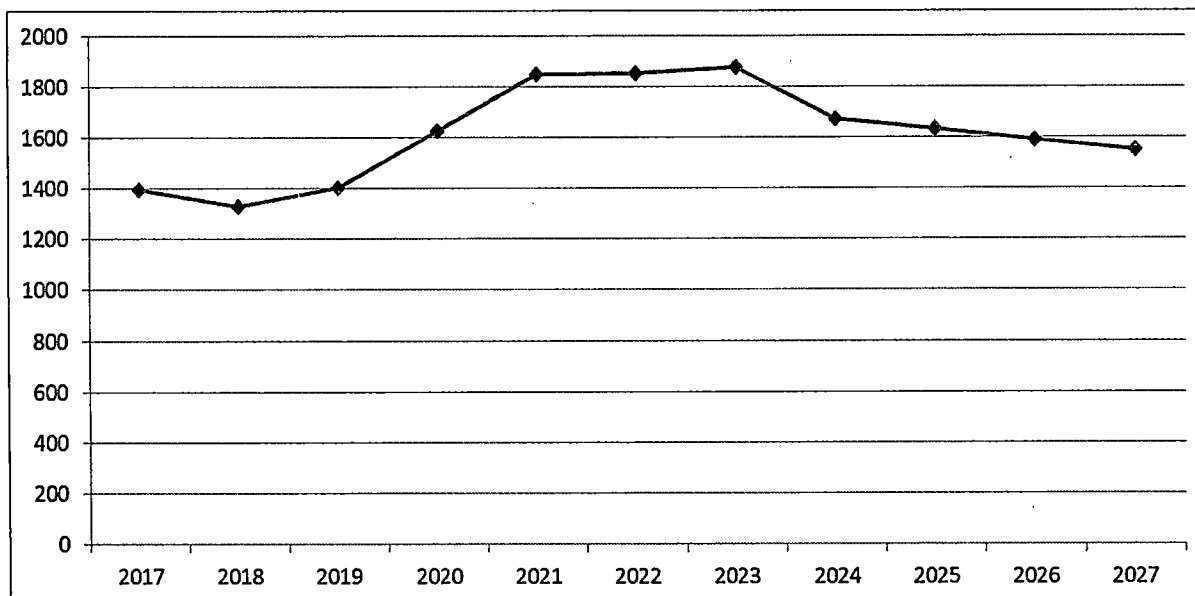
Сл.Д. 5.2: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија са АП КиМ



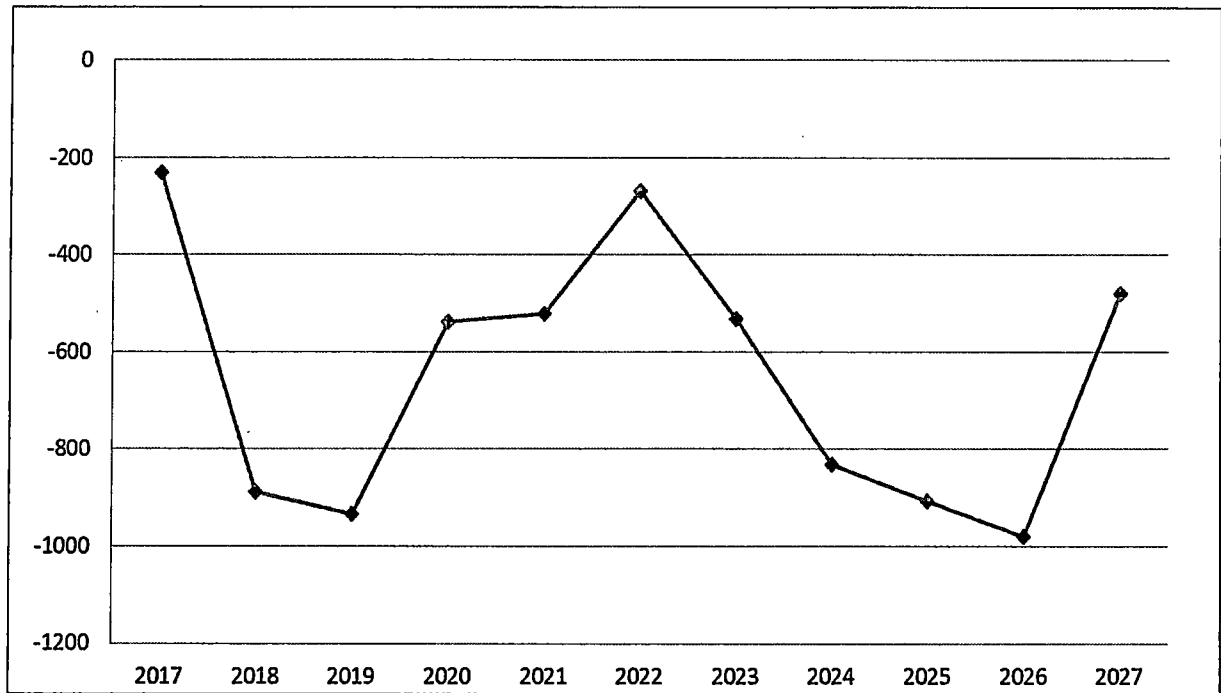
Сл.Д. 5.3: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија са АП КиМ



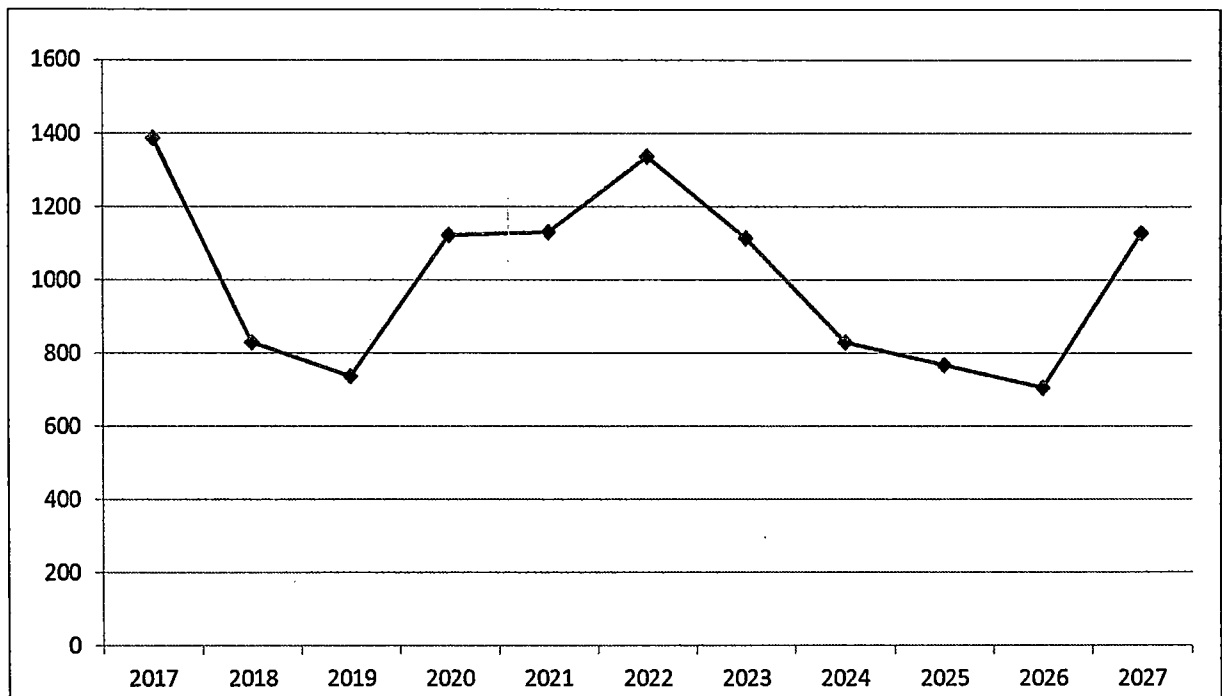
Сл.Д. 5.4: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија са АП КиМ (реалистични сценарио)



Сл.Д. 5.5: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија са АП КиМ (реалистични сценарио)



Сл.Д. 5.6: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија са АП КиМ (конзервативни сценарио)



Сл.Д. 5.7: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија са АП КиМ (конзервативни сценарио)

Д.5.3 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ Р. СРБИЈЕ БЕЗ ПРОИЗВОДНИХ КАПАЦИТЕТА АП КиМ

За ову анализу, коришћене су исте претпоставке везане за сценарије производње као и у претходном поглављу, са разликом да се посматрају генераторске јединице у Србији без области АП КиМ. Резултати анализе адекватности без производних капацитета АП КиМ су приказани у табелама Таб.Д. 5.5 – Таб.Д. 5.8, као и на сликама Сл.Д. 5.8 – Сл.Д. 5.13.

За зимски вршни режим у реалистичном сценарију, преостали производни капацитет је негативан до 2019. године, а након тога је позитиван до краја посматраног периода (табела Таб.Д. 5.5 и слика Сл.Д. 5.10). Најнижа вредност је прогнозирана за 2018. годину (-168 MW), док се вредности након 2019. године крећу у опсегу од 150 MW до 520 MW.

Конзервативни сценарио за зимски вршни режим је критичнији, па је преостали производни капацитет негативан до 2019, као и од 2024. до 2027. године (табела Таб.Д. 5.7 и слика Сл.Д. 5.12). То је последица претпостављених излазака из погона ТЕ Колубара, ТЕ Морава и ТЕ Костолац А, као и раста вршног оптерећења.

Према томе, у периодима када је преостали производни капацитет негативан, биће потребан увоз електричне енергије. Вредност расположивог увозног капацитета је довољна да омогући несметан увоз електричне енергије.

Што се тиче летњег вршног режима, он није критичан ни у једном сценарију (табеле Таб.Д. 5.6 и Таб.Д. 5.8, слике Сл.Д. 5.11 и Сл.Д. 5.13). Вредности преосталог производног капацитета се крећу у опсегу од 770 MW до 1580 MW.

У зависности од ситуације на регионалном тржишту електричне енергије, могућ је и извоз пошто је расположива довољна количина преносног капацитета (велике вредности расположивог извозног капацитета).

Таб.Д. 5.5: Прилагођеност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за зимски врх за период 2017. – 2027. - реалистични сценарио

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Термоелектране	ТЕНТ А	1527.2	1527.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2	1551.2
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	632	632	940	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
	Колубара	157.5	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0
	Лингит (MW)	3885.7	3885.7	3909.7	3909.7	4159.7	4159.7	4159.7	3955.2	3955.2	3955.2	3955.2
	ТЕ-ТО Нови Сад	190	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Гас (MW)	190	100	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Укупно ТЕ (MW)	4075.7	3985.7	4063.7	4063.7	4313.7	4313.7	4313.7	4109.2	4109.2	4109.2	4109.2
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1098	1127	1156	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
	ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
	ХЕ Ђердап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	103.4	110.8	118.2	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6
	ХЕ Потпећ	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	Проточне ХЕ (MW)	1947.8	1984.2	2020.6	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
	ХЕ Кокин Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Бистрица	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власина	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	ХЕ Пирот	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	ХЕ Газиводе	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Акумулационе ХЕ (MW)	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	Реверзибилне ХЕ (MW)	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
Укупно ХЕ (MW)	2968.9	3005.3	3041.7	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Пландиште	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Кошава	0	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
	ВЕ Костолац	0	0	0	66	66	66	66	66	66	66	66
	ВЕ Бела Анга	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Никине Воде	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Укупно ВЕ (MW)	0	476	743.1	809.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1
	Укупна инсталисана снага (MW) (A)		7045	7467	7849	7964	8388	8388	8388	8183	8183	8183
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)		200	549	745	593	721	721	721	721	721	721	721
Резерва за системске услуге (MW) (C)		460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (D)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Принудни испади (MW) (E)		404	397	399	399	340	340	340	324	324	324	324
Укупна не расположива снага (MW) (F=B+C+D+E)		1064	1405	1603	1452	1521	1521	1521	1505	1505	1505	1505
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)		5981	6062	6245	6512	6867	6867	6867	6679	6679	6679	6679
Вршно оптерећење (MW) (H)		6133	6230	6276	6312	6346	6377	6408	6439	6468	6497	6525
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)		-152	-168	-31	200	521	490	459	240	211	182	154
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3832	4432	4432	4432	4432	4432	4832	4832	4832	4832	4832
	Расположиви извозни капацитет	4237	4837	4837	4837	4837	4837	5237	5237	5237	5237	5237
Минимална вредност преносног капацитета ("Барселона" критеријум) (MW)		704	747	785	796	839	839	839	818	818	818	818

**Таб.Д. 5.6: Прилагођеност производње Републике Србије без производних
капацитета АП КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – реалистични сценарио**

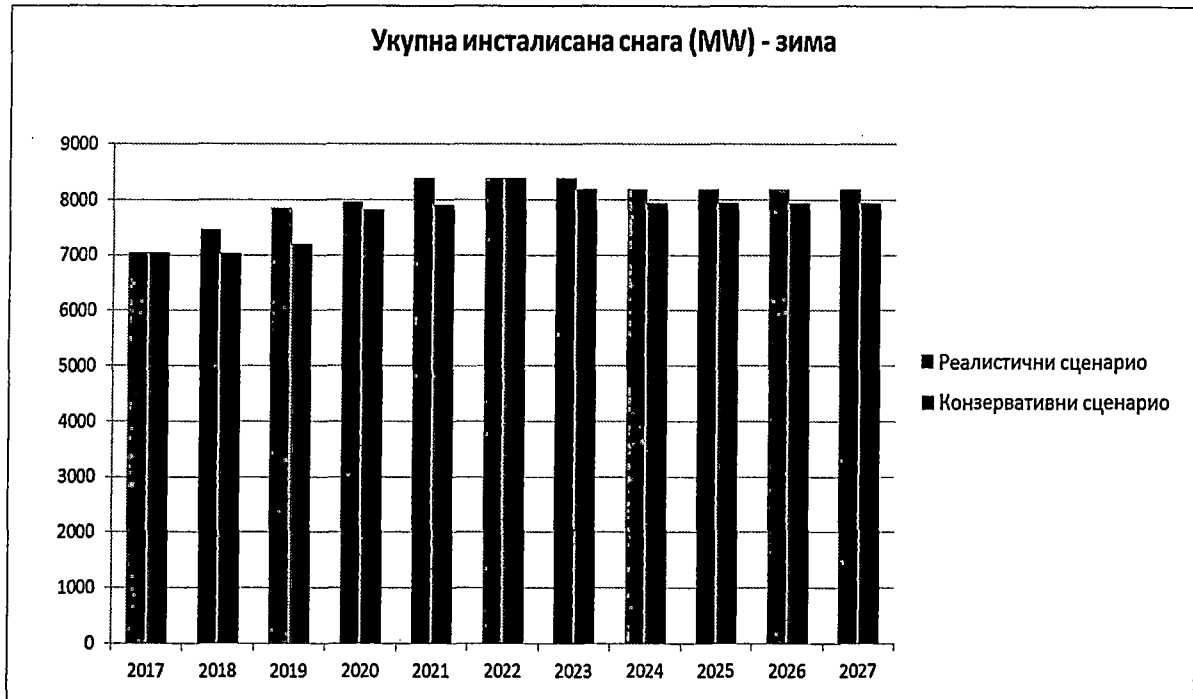
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Термоселектране	ТЕНТ А	1565.2	1565.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	632	632	940	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
	Колубара	157.5	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0
	Лингит (MW)	3960.7	3960.7	3984.7	3984.7	4234.7	4234.7	4234.7	4030.2	4030.2	4030.2	4030.2
	ТЕ-ТО Нови Сад	218	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	154	154	154	154	154	154	154	154	154
	Гас (MW)	218	110	154	154	154	154	154	154	154	154	154
Укупно ТЕ (MW)	4178.7	4070.7	4138.7	4138.7	4388.7	4388.7	4388.7	4184.2	4184.2	4184.2	4184.2	
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1098	1127	1156	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
	ХЕ Бајина Башта	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
	ХЕ Ђердап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	103.4	110.8	118.2	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6
	ХЕ Потпећ	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	Проточне ХЕ (MW)	1947.8	1984.2	2020.6	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
	ХЕ Кокин Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Бистрица	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власина	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	ХЕ Пирог	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	ХЕ Газиводе	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Акумулационе ХЕ (MW)	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	Реверзибилне ХЕ (MW)	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
Укупно ХЕ (MW)	2968.9	3005.3	3041.7	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Планиште	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Кошава	0	69	69	69	69	69	69	69	69	69	69
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
	ВЕ Костолац	0	0	0	66	66	66	66	66	66	66	66
	ВЕ Бела Анга	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Нискине Воде	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	Укупно ВЕ (MW)	0	476	743.1	809.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1
Укупна инсталлисана снага (MW) (A)		7148	7552	7924	8039	8463	8463	8463	8258	8258	8258	8258
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)		200	598	822	677	823	823	823	823	823	823	823
Резерва за системске услуге (MW) (C)		460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (D)		627	611	621	621	658	658	658	628	628	628	628
Природни испади (MW) (E)		353	346	350	350	335	298	298	284	284	284	284
Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)		1640	2015	2253	2108	2276	2239	2239	2194	2194	2194	2194
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)		5507	5537	5670	5931	6187	6224	6224	6064	6064	6064	6064
Вршно летње оптерећење (MW) (H)		4389	4475	4526	4570	4612	4653	4693	4733	4773	4812	4851
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)		1118	1062	1144	1361	1575	1571	1531	1331	1291	1252	1213
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3675	4175	4175	4175	4175	4175	4475	4475	4475	4475	4475
	Расположиви извозни капацитет	3447	3947	3947	3947	3947	3947	4247	4247	4247	4247	4247
Минимална вредност преносног капацитета ("Барселона" критеријум) (MW)		715	755	792	804	846	846	846	826	826	826	826

План развоја преносног капацитета Таб.Д. 5.7: Прилагођеност производње Републике Србије без производних капацитета
 АП КиМ за зимски врх за период 2017. – 2027. – конзервативни сценарио

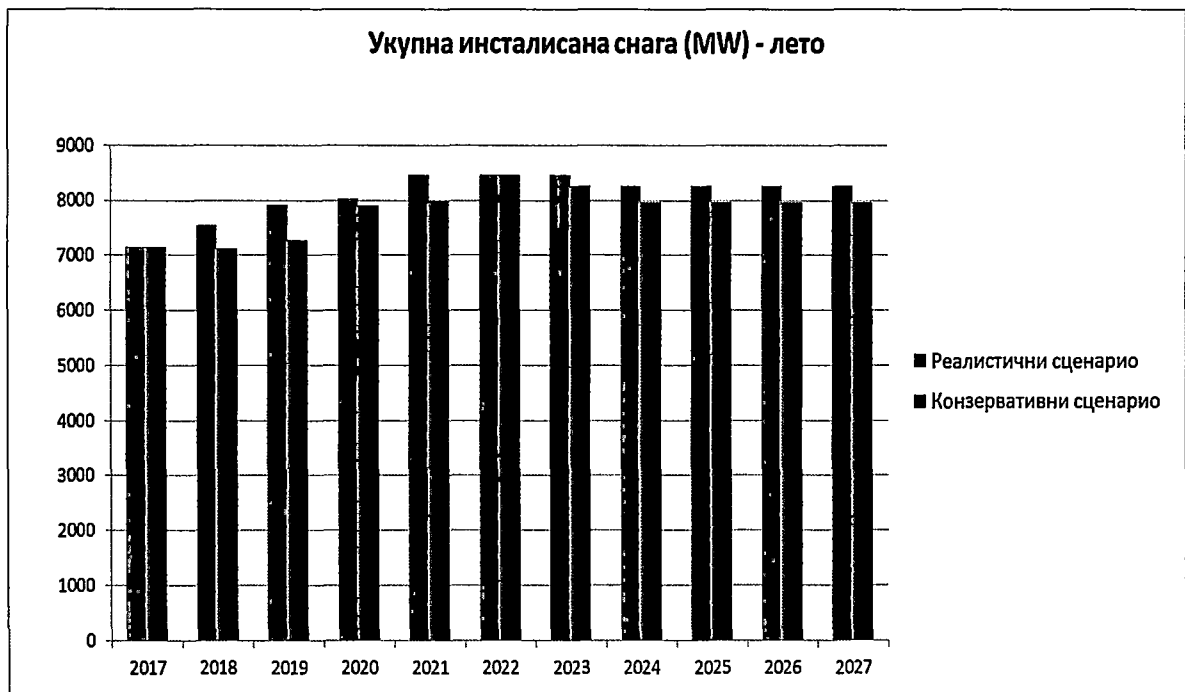
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Термоелектране	ТЕНТ А	1527,2	1527,2	1527,2	1551,2	1551,2	1551,2	1551,2	1551,2	1551,2	1551,2	1551,2
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	632	632	632	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	244	244	244	244	244	244	244	0	0	0	0
	Колубара	157,5	157,5	157,5	99,5	99,5	99,5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0	0
	Лигнит (MW)	3885,7	3885,7	3885,7	3851,7	3851,7	4159,7	3955,2	3711,2	3711,2	3711,2	3711,2
	ТЕ-ТО Нови Сад	190	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	0	154	154	154	154	154	154	154	154
	Гас (MW)	190	100	0	154	154	154	154	154	154	154	154
Укупно ТЕ (MW)	4075,7	3985,7	3885,7	4005,7	4005,7	4313,7	4109,2	3865,2	3865,2	3865,2	3865,2	
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1098	1127	1156	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
	ХЕ Бајина Башга	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4
	ХЕ Ђердап 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	103,4	110,8	118,2	125,6	125,6	125,6	125,6	125,6	125,6	125,6	125,6
	ХЕ Потпећ	54	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67
	Проточне ХЕ (MW)	1947,8	1984,2	2020,6	2057	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
	ХЕ Кокин Брод	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
	ХЕ Бистрица	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власина	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6	129,6
	ХЕ Увац	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
	ХЕ Пирот	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	ХЕ Газтоле	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
	Акмулационе ХЕ (MW)	407,1	407,1	407,1	407,1	407,1	407,1	407,1	407,1	407,1	407,1	407,1
	РХЕ Б. Башга	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	Реверзибилне ХЕ (MW)	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
Укупно ХЕ (MW)	2968,9	3005,3	3041,7	3078,1	3091,1	3091,1	3091,1	3091,1	3091,1	3091,1	3091,1	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	0	0	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5	158,5
	ВЕ Пландиште	0	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Копава	0	0	69	69	69	69	69	69	69	69	69
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	0	0	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	0	0	0	104,5	104,5	104,5	104,5	104,5	104,5	104,5	104,5
	ВЕ Костолац	0	0	0	0	66	66	66	66	66	66	66
	ВЕ Бела Анга	0	0	0	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8	118,8
	ВЕ Кривача	0	0	0	103,3	103,3	103,3	103,3	103,3	103,3	103,3	103,3
	ВЕ Нисне Воде	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	Укупно ВЕ (MW)	0	42	269,5	743,1	809,1	983,1	983,1	983,1	983,1	983,1	983,1
	Укупна инсталисана снага (MW) (A)		7045	7033	7197	7827	7906	8388	8183	7939	7939	7939
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)		200	231	398	545	593	721	721	721	721	721	721
Резерва за системске услуге (MW) (C)		460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (D)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Принудни испади (MW) (E)		404	397	350	354	316	340	324	305	305	305	305
Укупна не расположива снага (MW) (F=B+C+D+E)		1064	1087	1207	1359	1369	1521	1505	1485	1485	1485	1485
Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)		5981	5946	5990	6468	6537	6867	6679	6454	6454	6454	6454
Вршно оптерећење (MW) (H)		6156	6274	6353	6424	6492	6560	6627	6694	6760	6827	6893
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)		-175	-328	-363	44	45	307	52	-240	-306	-373	-439
прекогранични преносни капацитет	Расположиви увозни капацитет	3832	4432	4432	4432	4432	4432	4832	4832	4832	4832	4832
	Расположиви извозни капацитет	4237	4837	4837	4837	4837	4837	5237	5237	5237	5237	5237
Минимална вредност преносног капацитета ("Барселона" критеријум) (MW)		704	703	720	783	791	839	818	794	794	794	794

Таб.Д. 5.8: Прилагођеност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за летњи врх за период 2017. – 2027. – конзервативни сценарио

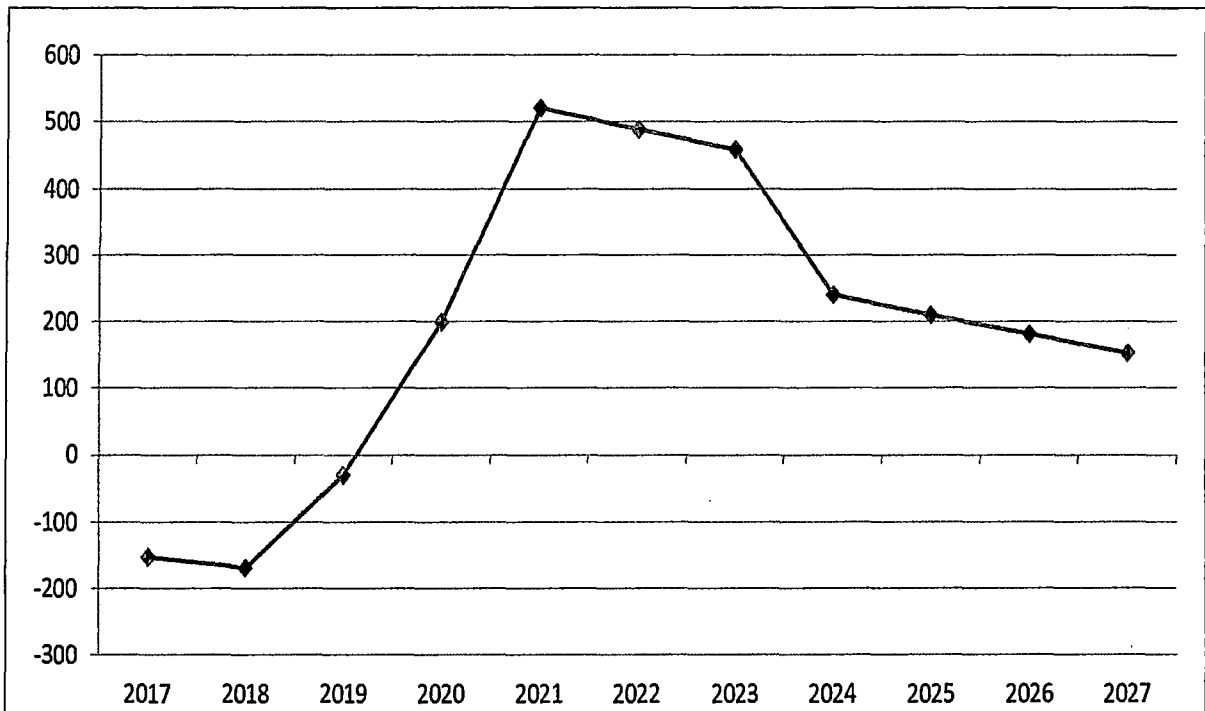
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Термоелектране	ТЕНТ А	1565.2	1565.2	1565.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2	1589.2
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Кбстолац Б - Дрмљо	632	632	632	632	632	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	281	281	281	281	281	281	281	0	0	0	0
	Колубара	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0	0
	Лигнит (MW)	3960.7	3960.7	3960.7	3926.7	3926.7	4234.7	4030.2	3749.2	3749.2	3749.2	3749.2
	ТЕ-ТО Нови Сад	218	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	0	154	154	154	154	154	154	154	154
	Гас (MW)	218	110	0	154	154	154	154	154	154	154	154
	Укупно ТЕ (MW)	4178.7	4070.7	3960.7	4080.7	4080.7	4388.7	4184.2	3903.2	3903.2	3903.2	3903.2
	Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1098	1127	1156	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
ХЕ Бајина Башта		422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4	422.4
ХЕ Ђердап 2		270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
ХЕ Зворник		103.4	110.8	118.2	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6	125.6
ХЕ Потпећ		54	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67
Проточне ХЕ (MW)		1947.8	1984.2	2020.6	2057	2070	2070	2070	2070	2070	2070	2070
ХЕ Кокин Брод		22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
ХЕ Вистрица		104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
ХЕ Власина		129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
ХЕ Увац		36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
ХЕ Пирот		80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
ХЕ Газиводе		35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Акумулационе ХЕ (MW)		407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1	407.1
РХЕ Б. Башта		614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
Реверзибилне ХЕ (MW)		614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
Укупно ХЕ (MW)		2968.9	3005.3	3041.7	3078.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1	3091.1
Ветроелектране	ВЕ Чибук	0	0	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Пландиште	0	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Кошава	0	0	69	69	69	69	69	69	69	69	69
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	0	0	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	0	0	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	0	0	0	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5	104.5
	ВЕ Костолац	0	0	0	0	66	66	66	66	66	66	66
	ВЕ Бела Анта	0	0	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	0	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Никине Воде	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	Укупно ВЕ (MW)	0	42	269.5	743.1	809.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1	983.1
	Укупна инсталисана снага (MW) (A)		7148	7118	7272	7902	7981	8463	8258	7977	7977	7977
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)		200	235	426	622	677	823	823	823	823	823	823
Резерва за системске услуге (MW) (C)		460	460	460	460	460	460	460	460	460	460	460
Ремонти (MW) (D)		627	611	594	612	612	658	628	585	585	585	585
Принудни испади (MW) (E)		353	346	343	311	277	298	284	264	264	264	264
Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)		1640	1652	1822	2005	2026	2239	2194	2133	2133	2133	2133
Поузвано расположива снага (MW) (G=A-F)		5507	5466	5450	5897	5955	6224	6064	5845	5845	5845	5845
Вршно оптерећење (MW) (H)		4401	4498	4569	4633	4696	4759	4821	4884	4947	5010	5073
Преостали производни капацитет (MW) (G-H)		1106	968	881	1264	1259	1465	1243	961	898	835	772
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3675	4175	4175	4175	4175	4175	4475	4475	4475	4475	4475
	Расположиви извозни капацитет	3447	3947	3947	3947	3947	3947	4247	4247	4247	4247	4247
Минимална вредност преносног капацитета ("Барселона" критеријум) (MW)		715	712	727	790	798	846	826	798	798	798	798



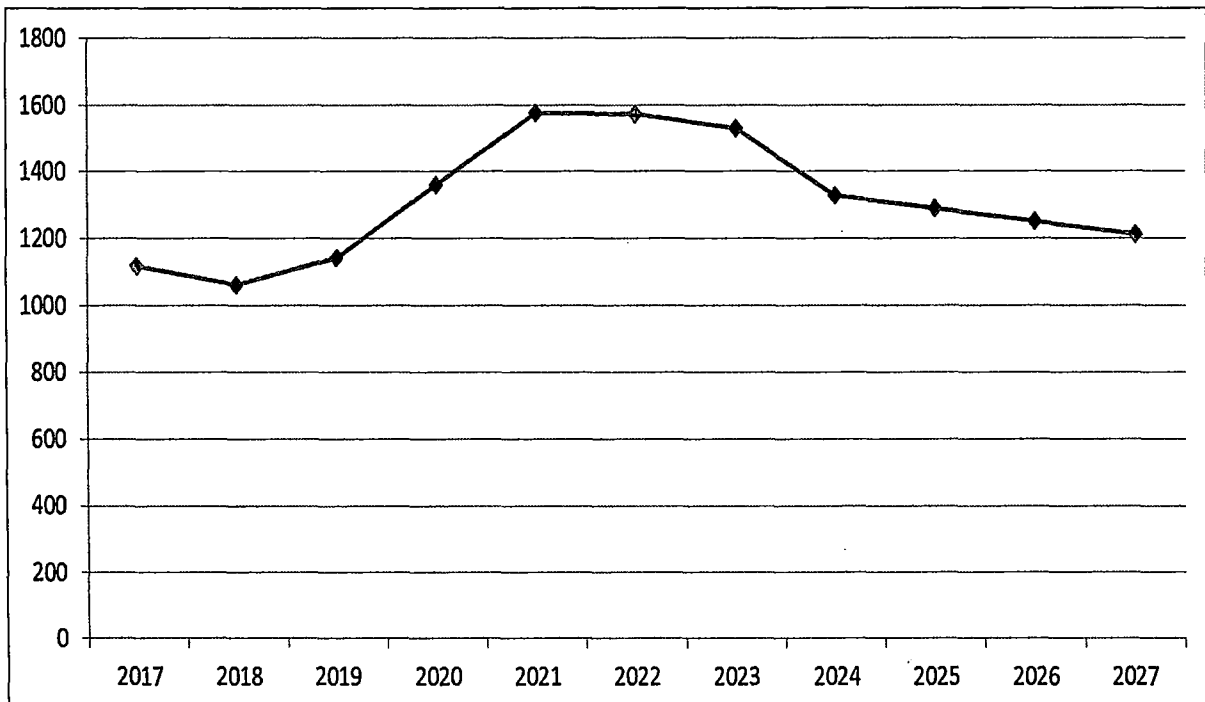
Сл.Д. 5.8: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ



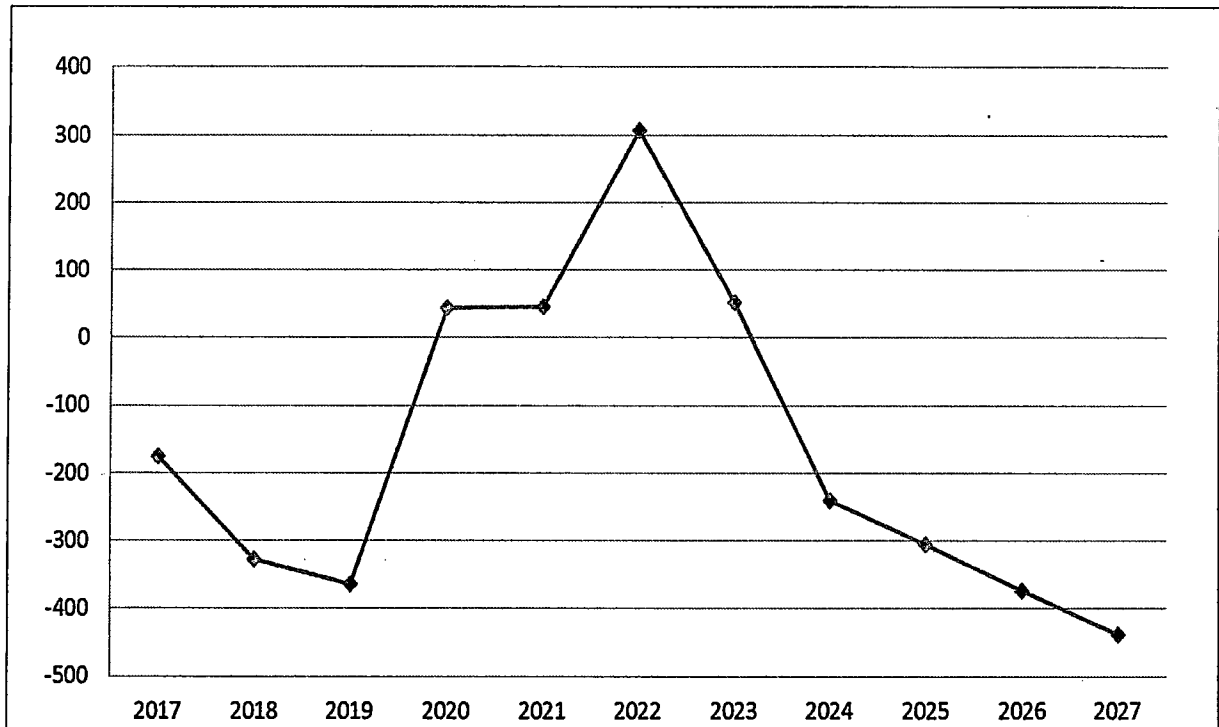
Сл.Д. 5.9: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ



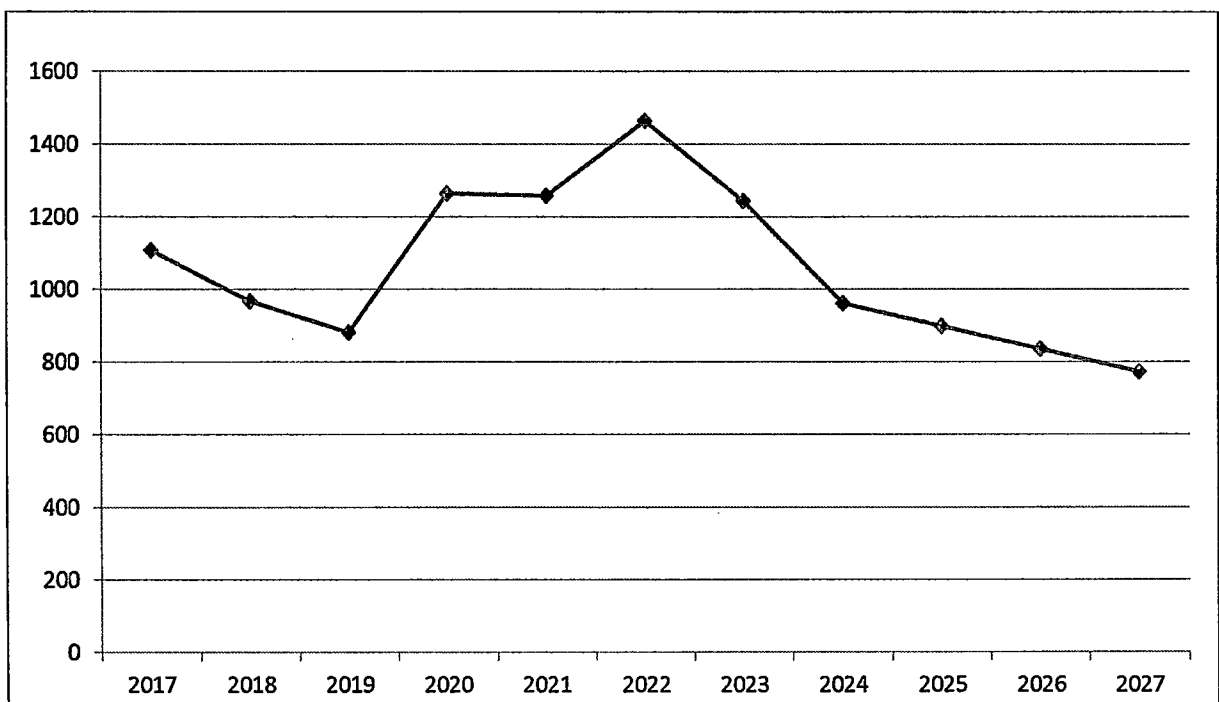
Сл.Д. 5.10: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (реалистични сценарио)



Сл.Д. 5.11: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (реалистични сценарио)



Сл.Д. 5.12: Преостали производни капацитет за зимски врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (конзервативни сценарио)



Сл.Д. 5.13: Преостали производни капацитет за летњи врх (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (конзервативни сценарио)

Оваквим типом анализа се посматрају само посебни (критични) временски тренуци током године и не може се прогнозирати недостатак енергије у одређеном временском



интервалу. Поред овога, потребно је имати у виду и непознанице са којима је суочена свака дугорочна прогноза. Неке од тих непознаница су: неизвештан улазак у погон нових производних капацитета, резерве угља у коповима и утицај временских непогода на њих (као што је то био случај након поплава у мају 2014. године), ограничена количина других енергената који могу да утичу на повећану потрошњу електричне енергије (проблеми са увозом гаса), повећан удео обновљивих извора производње и проблеми повезани са њиховим стохастичким понашањем итд.

Неке од ових неизвесности се могу ублажити коришћењем више сценарија и изградњом електроенергетског система који је робустан и отпоран на велике промене и поремећаје. Коначно, применом пробабилистичког приступа проблему адекватности производње, могуће је дефинисати низ параметара који дају нешто прецизнију слику баланса између производње и потрошње. Циљ будућих докумената ове врсте је да се таква, пробабилистичка анализа адекватности, примени на наш систем, у складу са тенденцијама које постоје у асоцијацији ENTSO-E и европским операторима преносног система. Модел који би се користио за пробабилистичке анализе био би регионални, тј. не би се састојао само од нашег већ и од система наших суседа.

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 (2022. година), односно десет година (2027. 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)

На моделу који се односи на тренутно стање, при прорачуну токова снага, напонске прилике су веродостојни приказ напонских прилика добијених мерењем за одговарајуће режиме 2016. године, применом SCADA система у карактеристичним тачкама мреже. Вредности ових напона, заједно са прогнозираним вредностима напона у посматраним тачкама за године 2022. и 2027, дате су у Таб.Д. 6.1.

Таб.Д. 6.1: Вредности напона у карактеристичним тачкама система

Трансформаторска станица	V _{ном} [kV]	Зимски максимум			Летњи максимум			Летњи минимум		
		2016.	2022.	2027.	2016.	2022.	2027.	2016.	2022.	2027.
Ниш 2	400	406	407	409	406	406	408	424	425	425
Лесковац 2	400	407	408	410	407	406	408	424	425	426
Брање 4	400	411	412	413	409	408	410	427	428	428
Нови Сад 3	400	402	402	406	404	402	407	418	419	422
Суботица 3	400	407	404	410	404	404	406	419	419	421
РП Младост	400	405	407	410	404	404	408	416	417	420
Обреновац	400	405	406	409	404	403	408	416	417	420
	220	*	228	230	227	227	228	235	239	235
Сремска Митровица 2	400	409	410	412	408	407	411	419	420	422
	220	230	227	229	*	222	231	240	242	240
РП Ђердап 1	400	408	408	410	405	405	405	418	418	420



Трансформаторска станица	V _{ном} [kV]	Зимски максимум			Летњи максимум			Летњи минимум		
		2016.	2022.	2027.	2016.	2022.	2027.	2016.	2022.	2027.
РП Дрмно	400	399	404	404	397	403	405	417	419	419
Панчево 2	400	392	400	400	395	399	401	412	416	416
	220	*	226	222	225	227	227	*	237	235
Крагујевац 2	400	398	398	398	401	400	402	419	419	420
Бајина Башта	400	/	/	418	/	/	414	/	/	425
	220	230	232	231	230	233	233	234	234	235

Напомена: Символ * у Таб.Д. 6.1 означава мерна места са којих измерени подаци за 2016. годину нису на располагању.

На основу Таб.Д. 6.1 може се закључити да ће проблем превисоких напона у појединим тачкама система постојати и у посматраним годинама, са тенденцијом погоршања. Посебно су критичне ТС Врање 4, ТС Лесковац 2, ТС Ниш 2 и ТС Сремска Митровица 2. Као нове потенцијално угрожене тачке препознате су ТС Нови Сад 3, ТС Суботица 3 и ТС Бајина Башта. До високих вредности напона у ТС Бајина Башта долази после уласка у погон ДВ 400 kV ТС Б.Башта – ТС Пожега и ТС Б. Башта – ТС Пљевља. Проблематика превисоких напона ће се обрадити 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 одабирана су зависно од тога да ли је анализиран зимски или један од два летња режима, а конкретне вредности ограничења су преузете из техничких услова о далеководима ТУ.ДВ.04.

Д.6.1.1 ПРОРАЧУНИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ

При тренутном стању преносног система, примећено је постојање превисоких напона у 110 kV 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. 6.2 је дат приказ свих трансформаторских станица у којима је, за режим летњег минимума при тренутном стању система, примећена појава превисоких напона.

Таб.Д. 6.2: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже

Летњи минимум за тренутно стање		
Трансформаторска станица 110/х кV	Вредност напона [р.ј.]	Вредност напона [кV]
ТС Краљево 3	1.1184	123
ЕВП Краљево	1.1170	122.9
ТС Краљево 5	1.1160	122.8
ТС Краљево 2	1.1155	122.7
ТС Врњачка Бања	1.1126	122.4
ТС Краљево 1	1.1122	122.3
ТС Трстеник	1.1103	122.1
ТС Сомбор 3	1.1084	121.9
ТС Крушевац 1	1.1083	121.9
ТС Крушевац 4	1.1081	121.9
ТС Сомбор 1	1.1079	121.9
ТС Крушевац 2	1.1064	121.7
ТС Александровац	1.1063	121.7
ТС Сомбор 2	1.1058	121.6
ТС Апатин	1.1054	121.6
ТС Ђердап 2	1.1037	121.4
ТС Прахово	1.1029	121.3
ТС Црвенка	1.1028	121.3
ТС Неготин	1.1020	121.2
ТС Кула	1.1013	121.1
ТС Србобран	1.1012	121.1
ТС Оџаци	1.1010	121.1
ТС Врбас 1	1.1006	121.1
ТС Врбас 2	1.1006	121.1
ТС Сип	1.1005	121.1

Д.6.1.2

ПРОРАЧУНИ ЗА 2022. ГОДИНУ

У Таб.Д. 6.3 приказана су процентуална оптерећења далековада која се могу сматрати високим, односно, која превазилазе граничну вредност од 90% у нормалном погону за све анализирани режиме за 2022. годину.

Таб.Д. 6.3: Високо оптерећени далеководи у 2022. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [%]
Зимски максимум 2022.	
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	114,5
Летњи максимум 2022.	
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	127,5
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	105,3
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље	104,6
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	102,9
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	98,4
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	96,3
ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – ТС Београд 2	94,4
Летњи минимум 2022.	
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље	114,6
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	104,4
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	96,9
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	93,2
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – ТС Београд 21	92,2
ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – ТС Београд 2	90,4

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, приликом анализа режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница. У режиму летњег минимума, због ниских вредности конзума и слабе оптерећености далековада, долази до појаве високих напона у 110 kV мрежи у околини града Лесковца. Конкретно, трансформаторске станице на чијим је сабирницама примећен напон изнад горње дозвољене границе у овом режиму за 2022. годину, заједно са вредностима тих напона, наведене су у Таб.Д. 6.4.

Таб.Д. 6.4: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум 2022. г.

Летњи минимум 2022. године		
Трансформаторска станица 110/x kV	Вредност напона [p.j.]	Вредност напона [kV]
Лесковац 2	1,1019	121,2
Лесковац 6	1,1017	121,2
Лесковац 1	1,1014	121,2
Власотинце	1,1005	121,1

Треба напоменути да се сви проблеми везани за напоне у наведеном режиму могу отклонити променом преносног односа трансформатора 400/110/10 kV у ТС Лесковац 2.

Д.6.1.3 ПРОРАЧУНИ ЗА 2027. ГОДИНУ

У Таб.Д. 6.5 дата су процентуална оптерећења далековода која у нормалном погону превазилазе граничну вредност од 90 %, при свим анализираним режимима за 2027. годину.

Таб.Д. 6.5: Високо оптерећени далеководи у 2027. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [%]
Зимски максимум 2027.	
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	92,2
Летњи максимум 2027.	
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	119,6
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	107,3
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље	91,6
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	89,6
Летњи минимум 2027.	
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље	110,8
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	104,3
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	93,8

Као што се поређењем одговарајућих резултата може приметити, у 2027. години се високе вредности оптерећења јављају на мањем броју далековода у нормалном погону у односу на идентичне режиме 2022. године. Ово се може објаснити великим бројем нових пројеката предвиђених за реализацију у периоду између ове две планске године. Оптерећење ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље

(Јабучје) је високо због најављеног повећања конзума ТС 110/35 kV Јабучје услед отварања нових копова. У летњим режимима 2027. године оптерећење овог далековода је ниже у односу на одговарајуће режиме 2022. године због изласка из погона Г5 у ТЕ Колубара.

Што се тиче напонских прилика у мрежи 110 kV, ни у једном од датих режима за 2027. годину нису примећена одступања напона ван опсега дозвољених вредности, одређеног Правилима о раду преносног система.

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 (2022. година), односно десет година (2027. 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 табелама у Д.6.1.

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. Као угрожени регион се, при садашњем стању система, може издвојити 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. Приликом прорачуна у режиму зимског максимума, у случају испада ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Панчево 2 – ТС Качарево, модел не конвергира, односно, долази до напонског слома, те се овај испад може сматрати 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, предлаже 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 долази 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 далековада, при чему би дошло до повећања њиховог попречног пресека, а тиме и преносног капацитета.

Поред далековада у области Јужног Баната, за већи број различитих испада у систему, долази до преоптерећења далековада 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 далековада 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. 6.6 и Таб.Д. 6.7 дати су резултати анализе сигурности $N-1$ за режиме зимског максимума и летњег максимума за тренутно стање система.

Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже

Зимски максимум за тренутно стање				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Панчево 2 - ТС Качарево	Напонски слом (модел не конвергира)	/	Напонска редукција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште
ДВ 110 kV бр. 1137 ТС Пожега - ТС Гуча	ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 1 - ТС Чачак 3	148	Растерећење ТС Чачак 1 са дистрибутивних праваца	Замена струјних трансформатора у ТС Чачак 1
ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 - ТС Рашка	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	143		Двоструки ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 2 и расплет 110 kV око ТС Бистрица
ДВ 220 kV бр. 276А ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136Б/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 13	137	Укључење СП 110 kV у ТС Београд 17	
ДВ 110 kV бр. 1138 ТС Чачак 2 - ТС Гуча	ДВ 110 kV 115/2 ТС Чачак 1 - ТС Чачак 3	132	Растерећење ТС Чачак 1 са дистрибутивних праваца	Замена струјних трансформатора у ТС Чачак 1
ДВ 110 kV бр. 1152 ХЕ Увац - ТС Сјеница	ДВ 110 kV 155/2 ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	131		Двоструки ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1 и расплет 110 kV око ТС Бистрица
ДВ 220 kV бр. 276А ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136А/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 11	131	Укључење СП 110 kV у ТС Београд 17	
ТР2 400/110 kV ТС	ТР4 400/110 kV ТС Ниш	124	Формирање уклопног	

Зимски максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Ниш 2	2		стања по Упутству за погон ТС Ниш 2	
ДВ 110 kV бр. 189 ТС Нови Пазар 1 - ТС Сјеница	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	116		Двоструки ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 2 и расплет 110 kV око ТС Бистрица
ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 - ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 - ТС Београд 9	113	Укључење СП 110 kV у ТС Београд 9	
ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	112	Искључење СП 110 kV у ТС Ваљево 1	
ДВ 110 kV бр. 154/4 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 8	ДВ 110 kV бр. 113/1 ТС Ниш 1 - ТС Ниш 2	112		Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Ниш 1 у двосистемски
ДВ 110 kV бр. 1110/1 ХЕ Кокин Брод - ТС Нова Варош	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	109		Двоструки ДВ 110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 2 и расплет 110 kV око ТС Бистрица
ТР1 400/110/10 kV у ТС Панчево 2	ТР2 400/110/10 kV у ТС Панчево 2	109	Формирање уклопног стања по Упутству за погон ТС Панчево 2	
ТР1 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3	ТР2 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3	107	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и искључење СП 110 kV у ТС Ваљево 1	
ДВ 110 kV бр. 1145/1 ТС Дебељача - ТС Качарево	ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Алибунар - ТС Панчево 2	105	Напонска редукција у региону Јужног Баната	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2

Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже

Летњи максимум за тренутно стање				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Качарево - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 - ТС Алибунар	190	Напонска редукција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште и реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2
ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Качарево - ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 151/3 ТС Алибунар - ТС Вршац 1	165	Напонска редукција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште и реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/3
ДВ 110 kV бр. 1145/1 ТС Дебељача - ТС Качарево	ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 - ТС Алибунар	145	Напонска редукција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште и реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2
ДВ 110 kV бр. 1144Б ТЕ Костолац А - ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101Б/3 ТС Смедерево 2 - ТС Смедерево 1	135	Укључење СП 110kV у ТС Смедерево 3	
ДВ 110 kV бр. 1144Б ТЕ Костолац А - ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1 - ТЕ Костолац А	132	Укључење СП 110kV у ТС Смедерево 3	
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	128	Укључење СП 110kV у ТС Ваљево 3	
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	128	Укључење СП 110kV у ТС Ваљево 3	

Летњи максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 - ТС Алибунар	ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Качарево - ТС Панчево 2	123	Напонска редуција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште
ДВ 110 kV бр. 1145/1 ТС Дебељача - ТС Качарево	ДВ 110 kV бр. 151/3 ТС Алибунар - ТС Вршац 1	122	Напонска редуција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште и реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/3
ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 - ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 - ТС Београд 9	121	Укључење прекидача између чвора Београд 9 и ТС Београд 9	Увођење ДВ 110 kV бр. 104/10 у ТС Београд 5
ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 - ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 - ТС Београд 9	121	Укључење прекидача између чвора Београд 9 и ТС Београд 9	Увођење ДВ 110 kV бр. 104/10 у ТС Београд 5
ДВ 110 kV бр. 1108 ТС Нови Сад 3 - ТС Футог	ДВ 110 kV бр. 159/1 ТС Србобран - ТС Бачка Паланка 1	119	Дистрибутивно растерећење ТС Бачка Паланка 1, ТС Бачка Паланка 2, ТС Футог и ТС Челарево	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1 у ТС Футог
ДВ 110 kV бр. 276А ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136Б/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 13	113	Укључење СП 110kV у ТС Београд 17	
ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 - ТС Алибунар	ДВ 110 kV бр. 1145/1 ТС Дебељача - ТС Качарево	111	Напонска редуција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	110	Промена преносног односа трансформатора у ТС Ваљево 3 и ТС	



Летњи максимум за тренутно стање				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
			Пожега	
ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	110	Промена преносног односа трансформатора у ТС Ваљево 3 и ТС Пожега	
ДВ 110 kV бр. 1001 ТС Дебељача - ТС Вршац 2	ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 - ТС Алибунар	108	Напонска редуција у региону Јужног Баната	Изградња ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште и реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2

Д.6.2.2 АНАЛИЗЕ ЗА 2022. ГОДИНУ

У оквиру анализа спроведених за 2022. годину, уочено је неколико критичних подручја у преносном систему ЕМС АД. Пре свега, могу се издвојити региони Панчева и Лапова, затим копови у близини села Јабучје, као и део система у околини ТС Београд 3. Преоптерећења до којих у региону Панчева долази су највећим делом узрокована прикључењем великог броја ветроелектрана у овој области, али и малим попречним пресецима, односно ниским вредностима преносних капацитета одговарајућих далековода, при чему се, пре свих, мисли на далековод 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1, попречног пресека 150/25 mm². Као мера за растерећење далековода у разматраном региону, предлаже се промена уклопног стања у РП Панчево 1 приликом критичних испада у систему, односно уградња одговарајуће релејне заштите у ТС Панчево 2 или РП Панчево 1.

Још једно преоптерећење које се у овом региону јавља јесте преоптерећење далековода 220 kV ТЕТО Панчево – ТС ХИП. До њега долази услед великог пласмана енергије како из ветроелектрана прикључених на потезу од Панчева до Зрењанина, тако и из саме ТЕТО Панчево. У 2022. години, ТЕТО Панчево је прикључена на мрежу по принципу „улаз-излаз” на далековод 220 kV бр. 253/2 ТС ХИП – ТС Рафинерија НИС. Док се као оперативна мера растерећења разматраног далековода предлаже смањење производње из поменутих електрана у критичним режимима, као трајно решење се сагледава даљи развој мреже 220 kV у околини ТЕТО Панчево, при чему ће ТЕТО бити повезана преко два далековода 220 kV са ТС ХИП и два далековода 220 kV са ТС Рафинерија НИС, уз по један далековод 220 kV према ТС Панчево 2 и ТС Београд 8.

Преоптерећења у региону Лапова, у близини Крагујевца, јављају се искључиво у режиму летњег максимума 2022. године, и то на далеководима уз помоћ којих се врши снабдевање фабрике Кронспан електричном енергијом. Узрокована су евакуацијом произведене енергије из термоелектране Морава, која се, према плановима, 2022. године и даље налази у погону. Као оперативна мера за решавање ових проблема предложено је искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац, док се развојна мера не предлаже услед чињенице да се предметна преоптерећења неће јављати након изласка ТЕ Морава са мреже, а почевши од 2024. године.

Што се тиче преоптерећења елемената у околини ТС Београд 3, њиховим основним узроком се може сматрати потреба снабдевања региона у близини ТЕ Колубара, након изласка из погона генератора Г3, при чему се читава производња у овој термоелектрани своди на генератор Г5. Ово доводи до потребе за транспортом електричне енергије из правца ТС Београд 3 ка овом делу система, при чему се могу јавити бројна преоптерећења далековода 110 kV који повезују ТС Београд 3, ЕВП Ресник, затим ТС Београд 2, ТС Београд 16, као и ТС Београд 21 са критичним регионом Колубаре. До ових преоптерећења долази како услед повећаних токова снага преко ових водова, тако и услед мале вредности њиховог попречног пресека. Као мера за решавање ових проблема наведено је планирано увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3.

Конечно, као критична област у систему издваја се и регион између ТЕ Колубара и ТС Ваљево 3, пре свега услед проблема везаних за напајање трансформаторске станице Тамнава Западно поље (Јабучје), преко које се обавља снабдевање рударских копова у околини села Јабучје, као и дела дистрибутивног конзума. Анализом потенцијалних решења, као најбољи начин за отклањање ових преоптерећења издвојено је увођење далековода 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Јабучје, по принципу „улаз-излаз”. Узроци настанка ових преоптерећења, заједно са детаљним резултатима анализа и појединачним предложеним мерама за растерећење далековода у сваком од разматраних режима, дати су у додатку Д.6.2.4.

Још један проблем који завређује детаљнију анализу јесте забележено преоптерећење далековода 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20 у износу од 114%, а у случају испада далековода 400 kV који повезује РП Дрмно и ТС Смедерево 3 у режиму летњег максимума. Основним узроком овог преоптерећења може се сматрати потреба за евакуацијом електричне енергије произведене у ТЕ Костолац Б и ХЕ Ђердап 1, као и чињеница да је преносни капацитет далековода бр. 451/2 нижи у поређењу са другим далеководима 400 kV напонског нивоа у овом региону, услед потребе за коришћењем специјалних проводника на делу трасе који се протеже преко реке Дунав. Као оперативна мера за растерећење овог далековода предлаже се координација са ЈП ЕПС у вези адекватног планирања ремонта генератора ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б, као и оптимално ангажовање генераторских јединица у ТЕНТ А, ТЕ Костолац Б и ХЕ Ђердап 1. Дугорочно решење овог проблема је пројекат BeoGrid 2030. За овај пројекат ће бити израђена Студија изводљивости, те ће, између осталог, детаљније бити разматран и његов утицај на смањење оптерећења далековода 400 kV у овом региону.

Приликом анализа N-1, може се уочити још један проблем који је последица уласка у погон нових производних капацитета, пре свега ТЕ Костолац Б3, ТЕТО Панчево, као и ветроелектрана између Панчева и Зрењанина. Наиме, за испад ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац, долази до преоптерећења ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац. Ово преоптерећење се јавља у летњим режимима. И у овом случају је потребна координација са ЈП ЕПС у вези планирања ремонта великих термоелектрана. Овај проблем је изражен у ситуацијама када су у истовременом ремонту једна јединица у ТЕНТ Б и бар две јединице у ТЕНТ А, а у погону сва три блока у ТЕ Костолац Б3. Развојна мера која се предлаже је реконструкција ДВ 213/2 са садашњег пресека од 360 mm² на еквивалент 490 mm². Поред овога, решењу проблема ће додатно допринети реализација пројекта двоструког 400 kV далековода Обреновац – Бајина Башта. Делови напуштених далековода бр. 213/1 (ТС Обреновац – ТС Бајина Башта) и 204 (ТС Београд 3 – ТС Бајина Башта) ће се повезати и на тај начин формирати нови 220 kV ДВ ТС Београд 3 – ТС Обреновац. Ово је разлог што приликом анализа за 2027. годину не долази до преоптерећења на потезу између ТС Београд 3 и ТС Обреновац за испад ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац.

Забележено је и преоптерећење ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран које се јавља у режиму летњег максимума, приликом испада ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран. Разлог је велики прогнозирани увоз Мађарске у моделу од око 2000 MW, па приликом испада ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран, ток енергије мења смер кроз трансформатор 400/110 kV у ТС Србобран, тј. од 110 ка 400 kV страни. То

даље значи, да ће се при оваквој топологији конзум ТС 400/100 kV Србобран углавном напајати преко ТС 400/110 kV Нови Сад 3, тј. преко два ДВ 110 kV која повезују Нови Сад и Србобран на 110 kV напонском нивоу (ДВ 127/2 и ДВ 217/2 који ће 2022. године радити по 110 kV напону).

Поменуто преоптерећење је могуће отклонити променом уклопног стања у ТС Нови Сад 3, при чему је спојно поље 110 kV искључено, а на другом систему 110 kV сабирница се налазе оба далековода ка ТС Футог, као и оба далековода ка ТС Нови Сад 5. У моделу летњег максимума за 2027. годину, прогноза увоза Мађарске је значајно мања (500 MW), па нема поменутог преоптерећења.

У табелама Таб.Д. 6.8, Таб.Д. 6.9 и Таб.Д. 6.10 дати су резултати анализе сигурности N-1 за режиме зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума за 2022. годину.

Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2022. г.

Зимски максимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	115		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	140		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава З.П.	129		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	124		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Шабац 3	ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Шабац 3	119	Промена преносног односа трансформатора Т1 220/110 kV у ТС Шабац 3	
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Шабац 3	ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Шабац 3	115	Промена преносног односа трансформатора Т2 220/110 kV у ТС Шабац 3	
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	115	Искључење СП 110 kV у ТС Ваљево 1 и промена преносног односа трансформатора Т2 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3	Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)

Зимски максимум 2022. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	114	Искључење СП 110 kV у ТС Ваљево 1 и промена преносног односа трансформатора Т1 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3	Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	114	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	113		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	112		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	112		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	111	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	110		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 21	ДВ 110 kV бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1	110		Реконструкција ДВ бр. 123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1

Зимски максимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	110		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	109		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	108		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
Генератор Г5 у ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	107		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
Генератор Г5 у ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	106		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2022. г.

Летњи максимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	128		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	105	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	105		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	103	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	184		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	ДВ 110 kV ТС У6 - ТС Тамнава 3.П.	175		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	154	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	142	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац	133		Реконструкција ДВ 213/2 са садашњег пресека од 360 mm ² на еквивалент 490 mm ²
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	132		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Летњи максимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	131		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	130		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – ТС Београд 2	129		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	128		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	127	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	126		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	121	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	119		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	119	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	117		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Летњи максимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ВЕ Кривача – ТС Велико Градиште	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТС Петровац – ТС Нересница	115	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 – ТС Београд 3	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	115	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 144/2 ТЕ Морава – ТС Кроноспан	114	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	114	Оптимално ангажовање генератора ТЕНТ А, ТЕНТ Б, ТЕ Костолац Б и ХЕ Ђердап 1	Пројекат BeoGrid 2030
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 - ЕВП Ресник	112		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 - ЕВП Ресник	111		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	111	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	111		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 220 kV ТЕТО Панчево – ТС ХИП	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – ТС Београд 2	ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	110		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV ТЕ Морава – ТС Свилајнац	ДВ 110 kV бр. 144/2 ТЕ Морава – ТС Кроноспан	110	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 20 – ТС Београд 8	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 144/1 ТС Кроноспан – ТС Лапово	109	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8– ТС ХИП	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 – ТС Београд 3	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 – ТС Београд 3	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТЕ Морава – ТС Свилајнац	ДВ 110 kV бр. 144/1 ТС Кроноспан – ТС Лапово	105	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 220 kV ТЕТО Панчево – ТС ХИП	105	Смањење производње ТЕТО Панчево или ВЕ на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Зрењанин 2	Развој 220 kV мреже у околини ТЕТО Панчево
ДВ 220 kV ВЕ Ковачица – ТС Зрењанин 2	ДВ 220 kV ТЕТО Панчево – ТС ХИП	104	Смањење производње ТЕТО Панчево или ВЕ на потезу од ТС Панчево 2 до ТС Зрењанин 2	Развој 220 kV мреже у околини ТЕТО Панчево
ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	ДВ 110 kV бр. 127/2 ТС Нови Сад 3 – ТС Србобран	102	Промена уклопног стања у ТС Нови Сад 3	

Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2022. г.

Летњи минимум 2022. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	115		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	104		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Уб	164		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС Уб – ТС Тамнава З.П.	161		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	135	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	133	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	129		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	128		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	127		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	126		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Летњи минимум 2022. 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	125	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	125	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	119		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	118	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	118		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	117	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	115	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	115	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	113		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Летњи минимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник	112		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	112	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	112		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	111		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	110		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 220 kV ТС ХИП – ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110/10 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Обреновац – ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 130/2 ТС Београд 16 – Београд 21	109		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3

Летњи минимум 2022. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС ХИП – ТС Београд 8	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	108		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3	107		Реконструкција ДВ 213/2 са садашњег пресека од 360 mm ² на еквивалент 490 mm ²
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Обреновац – ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 130/1 ТС Београд 21 – Београд 2	107		Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2022. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС ХИП – ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	106	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Д.6.2.3 АНАЛИЗЕ ЗА 2027. ГОДИНУ

Аналогно анализама спроведеним за 2022. годину, и при прорачунима сигурности за одговарајуће режиме 2027. године се може издвојити неколико подручја која се сматрају критичним. Међутим, у ова подручја више не спада регион на потезу између ТС Београд 3 и ТЕ Колубара, а услед завршетка реализације пројекта увођења ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3, као ни регион око Лапова (проблем далековода за напајање фабрике Кроноспан), због изласка из погона термоелектране Морава крајем 2023. године, чиме се отклања потреба за пласманом произведене енергије из ње. Сходно овоме, као области које треба посебно размотрити у 2027. години се истичу регион Панчева, затим област око села Јабучје (рударски копови), као и подручје града Смедерева. Последњи наведени проблем је једини новонастали у систему у односу на стање 2022. године, те ће његовом решавању бити посвећена посебна пажња.

Одсуство преотерећења у областима око ТС Београд 3 и у близини Лапова потврђује успешност мера за њихово отклањање, наведених у додатку Д.6.2.2. У складу са тиме, мере које се предлажу за решавање преоптерећења у региону Панчева и села Јабучје, као ни узроци њиховог настанка, неће још једанпут бити детаљно разматране, већ се адекватним решењима могу сматрати она која су наведена у поглављу који се бави анализама сигурности 2022. године. Резултати анализе критичних преоптерећења за 2027. годину, везаних за напајање рударских копова у близини Јабучја, дати су, као и у случају 2022. године, у додатку Д.6.2.4.

Једина област у којој при овим анализама долази до бројних преоптерећења, а која није већ поменута у претходном поглављу, јесте област града Смедерева. Основним узроком преоптерећења се у овом региону може сматрати потреба за пласманом произведене енергије из ТЕ Костолац А. Као оптимално решење овог проблема предложена је промена уклопног стања у ТС Смедерево 2 и ТС Смедерево 3, и то на начин детаљније описан у наставку.

У режиму летњег максимума, растерећење далековода се постиже при уклопном стању у коме се на првом систему сабирница 110 kV у ТС Смедерево 2 налазе далеководи ка ТС Београд 18 и један далековод ка ТС Смедерево 3, док се на другом систему сабирница, поред другог далековода ка ТС Смедерево 3, налазе и два далековода ка ТС Смедерево 1, затим далековод ка ТС Београд 42, као и далековод ка ЕВП Водањ. Спојно поље у ТС Смедерево 2 је искључено. На првом систему 110 kV сабирница у ТС Смедерево 3 су повезани далеководи ка ТЕ Костолац А и ка ТС Пожаревац 2, као и оба далековода према ТС Смедерево 2, док је на другом систему сабирница повезан далековод ка ТС Смедеревска Паланка 2, али и сви далеководи који повезују ТС Смедерево 3 и ГТС, при чему је спојно поље у ТС Смедерево 3 искључено. Преносни односи трансформатора 220/110/10 kV у ТС Смедерево 3 су промењени у односу на иницијално постављене вредности. Овом конфигурацијом се постиже решавање свих преотерећења, осим оног забележеног на ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТЕ Костолац А при испаду ДВ 110 kV ТС Смедерево 5 – ТЕ Костолац А, чије отклањање, поред наведених мера, захтева и отварање спојног поља у ТС Петровац.



Уколико се посматра режим летњег минимума, преоптерећења се у потпуности отклањају далеко једноставније, те се задовољавајуће уклопно стање постиже отварањем спојног поља 110 kV у ТС Смедерево 2, при чему се на другом систему сабирница налазе оба далековода која повезују ТС Смедерево 2 и ТС Смедерево 1. Такође, промењене су вредности преносних односа трансформатора у ТС Смедерево 3. Оваквим уклопним стањем се елиминишу сва преоптерећења у овом региону забележена приликом анализа сигурности за 2027. годину.

У табелама Таб.Д. 6.11, Таб.Д. 6.12 и Таб.Д. 6.13 дати су резултати прорачуна сигурности $N-1$ за режиме зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума за 2027. годину, респективно.

Таб.Д. 6.11: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2027. г.

Зимски максимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	155		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС У6 - ТС Тамнава З.П.	145		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	142		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV ТС У6 - ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	130		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Ваљево 3	125		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Ваљево 3	124		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	122	Промена преносног односа трансформатора Т2 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	
ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	121	Промена преносног односа трансформатора Т1 220/110/10 kV у ТС	

Зимски максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
			Сремска Митровица 2	
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	117	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110/10 kV бр.1 ТС Нови Сад 3	ТР 400/110/10 kV бр.2 ТС Нови Сад 3	114	Промена преносног односа трансформатора 400/110/10 kV у ТС Нови Сад 3 и ТС Србобран	
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 295 ТС Обреновац – ТС Шабац 3	ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	106	Промена преносног односа трансформатора 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	
ТР 400/110/10 kV бр.2 ТС Нови Сад 3	ТР 400/110/10 kV бр.1 ТС Нови Сад 3	106	Промена преносног односа трансформатора 400/110/10 kV у ТС Нови Сад 3 и ТС Србобран	
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/2 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	105	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Таб.Д. 6.12: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2027. г.

Летњи максимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	120	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Уб	201		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	ДВ 110 kV ТС Уб - ТС Тамнава 3.П.	191		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Уб	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	184		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV ТС Уб - ТС Тамнава 3.П.	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	173		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	121	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ВЕ Кривача – ТС Велико Градиште	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТС Петровац – ТС Нересница	117	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	116	Промена уклопног стања у РП 110 kV у ТЕ Колубара	

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Ресник				
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	116	Промена уклопног стања у РП 110 kV у ТЕ Колубара	
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	113	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2, ТС Смедерево 3 и ТС Петровац	
ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – Београд 22	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	112	Промена уклопног стања у РП 110 kV у ТЕ Колубара	
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. 101А/2 ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2	112	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2 и ТС Смедерево 3	
ДВ 110 kV бр. 1112 ТЕ Колубара – ТС Вреоци	ДВ 110 kV бр. 1111 ТЕ Колубара – ТС Вреоци	111	Привремено смањење потрошње ТС Вреоци	
ДВ 110 kV бр. 1111 ТЕ Колубара – ТС Вреоци	ДВ 110 kV бр. 1112 ТЕ Колубара – ТС Вреоци	111	Привремено смањење потрошње ТС Вреоци	
ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 43	ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16	108	Промена уклопног стања у ТС Београд 3	
ДВ 110 kV бр. 1144А ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	107	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2 и ТС Смедерево 3	

Летњи максимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 129А/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20	107	Промена уклопног стања у ТС Београд 3	
ДВ 110 kV ТС Смедерево 4 – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	106	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2 и ТС Смедерево 3	
ДВ 110 kV бр. 1144А ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2	106	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2 и ТС Смедерево 3	

Таб.Д. 6.13: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2027. г.

Летњи минимум 2027. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	111		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС УБ	179		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС УБ - ТС Тамнава З.П.	175		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	128	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	123	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	115	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110/10 kV бр.1 ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	114	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 1144А ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. Смедерево 1 – ТС Смедерево 2	113	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2	
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ТС	ДВ 110 kV бр. Смедерево 1 – ТС	113	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2	

Летњи минимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Смедерево 5	Смедерево 2			
ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	112	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	112	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV ТС Смедерево 3 – РП Дрмно	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	111	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТС Београд 8 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	111	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Смедерево 4 – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. Смедерево 1 – ТС Смедерево 2	111	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2	
ТР 400/110/10 kV бр.2 ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2 (1)	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2 (2)	109	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2	

Летњи минимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 4	ДВ 110 kV ТС Смедерево 1 – ТС Смедерево 2	109	Промена уклопног стања у ТС Смедерево 2	
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 151/1 Панчево 2 – РП Панчево 1	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110/10 kV бр.1 ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 151/1 Панчево 2 – РП Панчево 1	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 129А/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/1 Панчево 2 – РП Панчево 1	109	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV ТС Београд 8 – ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Београд 33 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 151/1 Панчево 2 – РП Панчево 1	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	108	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 449А РП Младост – ТЕНТ Б2	ДВ 110 kV бр. 151/1 Панчево 2 – РП Панчево 1	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV ТС Смедерево 3 – РП Дрмно	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2027. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 263Б ТС Обреновац – ТЕНТ А4	ДВ 110 kV бр. 151/1 Панчево 2 – РП Панчево 1	106	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 – РП Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	106	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 263А ТС Обреновац – ТЕНТ А3	ДВ 110 kV бр. 151/1 Панчево 2 – РП Панчево 1	106	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Д.6.2.4 РЕШАВАЊЕ ПРОБЛЕМА СИГУРНОСТИ НАПАЈАЊА РЕГИОНА СЕЛА ЈАБУЧЈЕ

Анализама сигурности спроведеним за стања електроенергетског система у наведеним режимима утврђено је да један од најкритичнијих региона представља област између Ваљева и термоелектране Колубара, пре свега услед најављеног значајног пораста потрошње на овом потезу, конкретно, у оквиру копова лоцираних наомак села Јабучје, као и услед старости далековода у овом подручју, то јест, ниских вредности њихових преносних капацитета, с обзиром на попречни пресек од 150/25 mm². У тренутној конфигурацији мреже, ТС Јабучје се напаја далеководом 110 kV бр. 107/1 са ТЕ Колубара и далеководом 110 kV бр. 107/2 са ТС Ваљево 3. У наредном периоду, очекује се да се на далековод бр. 107/2 повеже нова трансформаторска станица 110/35/10 kV У6, по принципу „улаз-излаз”.

Ради решавања овог проблема, обављено је разматрање већег броја потенцијалних решења, од чега се енергетски као најбоље издвојило увођење далековода 110 kV бр. 120/2 ЕВП Словац – ТС Лазаревац у ТС Јабучје по принципу „улаз-излаз”, чиме би се за ову трансформаторску станицу обезбедио алтернативни правац напајања из региона ТЕ Колубара у случају испада далековода бр. 107/1, спречивши преоптерећења далековода који до ТС Јабучје долазе из правца Ваљева. Треба напоменути да је ово решење погодно и са аспекта улагања, узевши у обзир да траса далековода бр. 120/2 пролази у непосредној близини ТС Јабучје.

Резултати спроведених прорачуна, заједно са конкретним мерама којима је постигнуто задовољење критеријума сигурности у сваком од разматраних режима, дати су у наставку.

Анализе за 2022. годину

Режим зимског максимума

Резултати анализе сигурности за овај режим, са издвојеним преоптерећењима у области од интереса, као и испадима услед којих до ових преоптерећења долази, дати су у Таб.Д. 6.14.

Таб.Д. 6.14: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје

Зимски максимум 2022.		
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	140
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	129
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	124

Зимски максимум 2022.		
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]
ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	112
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	115
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	114

Задовољење критеријума сигурности у овом случају, поред већ наведеног увођења далековода бр. 120/2 у ТС Јабучје, захтева и промену преносног односа трансформатора 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3, након чега се оптерећење свих посматраних елемената спушта испод дозвољених граничних вредности за случај једноструких испада у систему (*N-1* критеријум).

Режим летњег максимума

Резултати анализе сигурности за овај режим, са издвојеним преоптерећењима у области од интереса, као и испадима услед којих до ових преоптерећења долази, дати су у Таб.Д. 6.15.

Таб.Д. 6.15: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје

Летњи максимум 2022.		
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	105
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	184
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	175

Поред увођења далековода бр. 120/2 у ТС Јабучје, постизање услова сигурности рада у овом режиму захтева и искључење спојног поља 110 kV у постројењу ТЕ Колубара, као и промену преносног односа трансформатора 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3, при чему оптерећење свих посматраних елемената припада дозвољеном опсегу за случај једноструких испада у систему (*N-1* критеријум).

Режим летњег минимума



Резултати анализе сигурности за овај режим, са издвојеним преоптерећењима у области од интереса, као и испадима услед којих до ових преоптерећења долази, дати су у Таб.Д. 6.16.

Таб.Д. 6.16: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје

Летњи минимум 2022.		
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	115
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	164
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	161

Уз увођење далековода бр. 120/2 у ТС Јабучје, у овом режиму је, ради задовољења критеријума сигурности, потребно променити уклопно стање у 110 kV постројењу ТЕ Колубара (отварање спојног поља, при чему се далековод ка ТС Аранђеловац налази на првом систему сабирница). После ових поступака, оптерећења свих посматраних елемената су у дозвољеним границама за случај једноструких испада у систему (N-1 критеријум).

Анализе за 2027. годину

У поређењу са анализираним режимима за 2022. годину, најзначајнија промена која се примећује у 2027. години у разматраном региону јесте излазак из погона генератора Г5 у термоелектрани Колубара.

Режим зимског максимума

Резултати анализе сигурности за овај режим, са издвојеним преоптерећењима у области од интереса, као и испадима услед којих до ових преоптерећења долази, дати су у Таб.Д. 6.17.

Таб.Д. 6.17: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2027.г. за део мреже око ТС Јабучје

Зимски максимум 2027.		
-----------------------	--	--

Зимски максимум 2027.		
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	155
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	145
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	142
ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	130
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	125
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	124

За овај режим, осим увођења далековода бр. 120/2 у ТС Јабучје, ради задовољења критеријума сигурности рада, неопходна је и промена преносног односа трансформатора 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3, где се оптерећење свих посматраних елемената спушта испод лимита за случај било ког једноструког испада у систему (N-1 критеријум).

Режим летњег максимума

Резултати анализе сигурности за овај режим, са издвојеним преоптерећењима у области од интереса, као и испадима услед којих до ових преоптерећења долази, дати су у Таб.Д. 6.18.

Таб.Д. 6.18: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2027.г. за део мреже око ТС Јабучје

Летњи максимум 2027.		
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	201
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	191
ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	184
ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П. (Јабучје)	173

Оптерећење свих елемената у региону од интереса се, за овакав режим, спушта испод највиших дозвољених вредности за случај једноструких испада у систему (N-1



критеријум) уколико се, поред већ наведеног увођења далековода бр. 120/2 у ТС Јабучје, изврши и промена преносног односа трансформатора 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3.

Режим летњег минимума

Резултати анализе сигурности за овај режим, са издвојеним преоптерећењима у области од интереса, као и испадима услед којих до ових преоптерећења долази, дати су у Таб.Д. 6.19.

Таб.Д. 6.19: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2022.г. за део мреже око ТС Јабучје

Летњи минимум 2027.		
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	111
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6	179
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	ДВ 110 kV ТС У6 – ТС Тамнава 3.П. (Јабучје)	175

Најзад, преносна мрежа у овој области испуњава услове критеријума сигурности у овом случају ако би се обавило увођење далековода бр. 120/2 у ТС Јабучје, али уз искључење спојног поља 110 kV у постројењу ТЕ Колубара и промену преносног односа трансформатора 220/110/10 kV у ТС Ваљево 3. Тада вредност оптерећења елемената у анализираном региону припада одговарајућим границама за случај сваког једноструког испада у систему (N-1 критеријум).

Такође, треба напоменути да се наведена преоптерећења могу регулисати и помоћу реконструкције далековода у овом региону, при чему би се попречни пресек далековода повећао са 150/25 mm² на 240/40 mm², када би се, последично, повећала и вредност њиховог преносног капацитета.

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 (2022. година) и десетогодишњег периода (2027. година), у режимима зимског и летњег максимума, уз следеће претпоставке:

- прорачун струја кратког споја је рађен према IEC 60909 са напонским фактором 1.1,
- укључени су сви интерконективни далеководи,
- све сабирнице у постројењима су учворене, осим уколико другачије није дефинисано Упутством за погон трансформаторске станице,
- 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 и добити све потребне компоненте струја кvara.

За проверу опреме у електранама је неопходно добити вредност ударне струје кратког споја, која у себи садржи и једносмерну компоненту струје кvara, тако да се не може користити само податак о ефективној вредности наизменичне компоненте струје који је дат у табели.

Прорачуни струја кратких спојева су урађени на основу стандарда IEC 60 909 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.

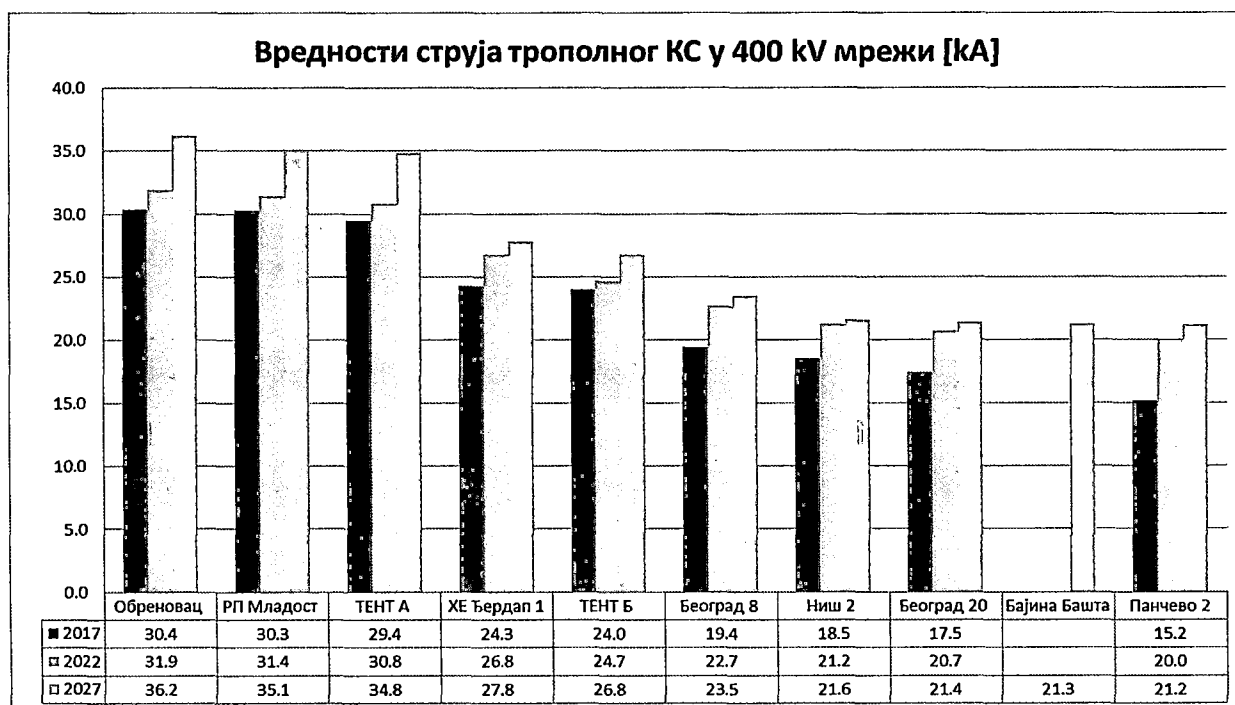
Елементи ЕЕС-а Републике Србије релевантни за прорачун кратких спојева који су моделовани у коришћеном софтверу су следећи:

- 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.

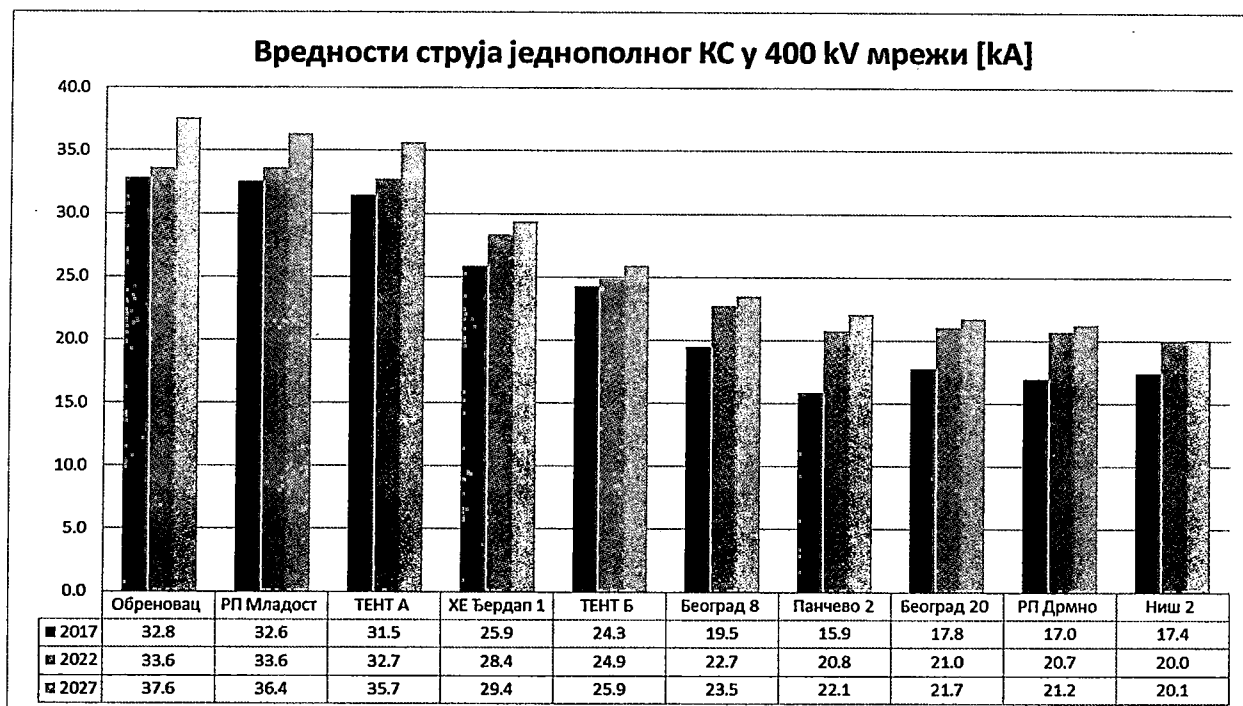
Приликом прорачуна струја кратког споја, узети су у обзир нови производни капацитети који су планирани за улазак у погон, планирано повећање инсталисаних снага постојећих капацитета и евентуални излазак из погона неких електрана. Преглед ових промена, по годинама, је дат у поглављу Плана развоја преносног 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, значајна 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, прикључења ВЕ Чибук и повећања инсталисане снаге ХЕ Ђердап 1. Вредности струја кратког споја осталих трансформаторских станица 400 kV преносне мреже дате су у табели Таб.Д. 6.20.



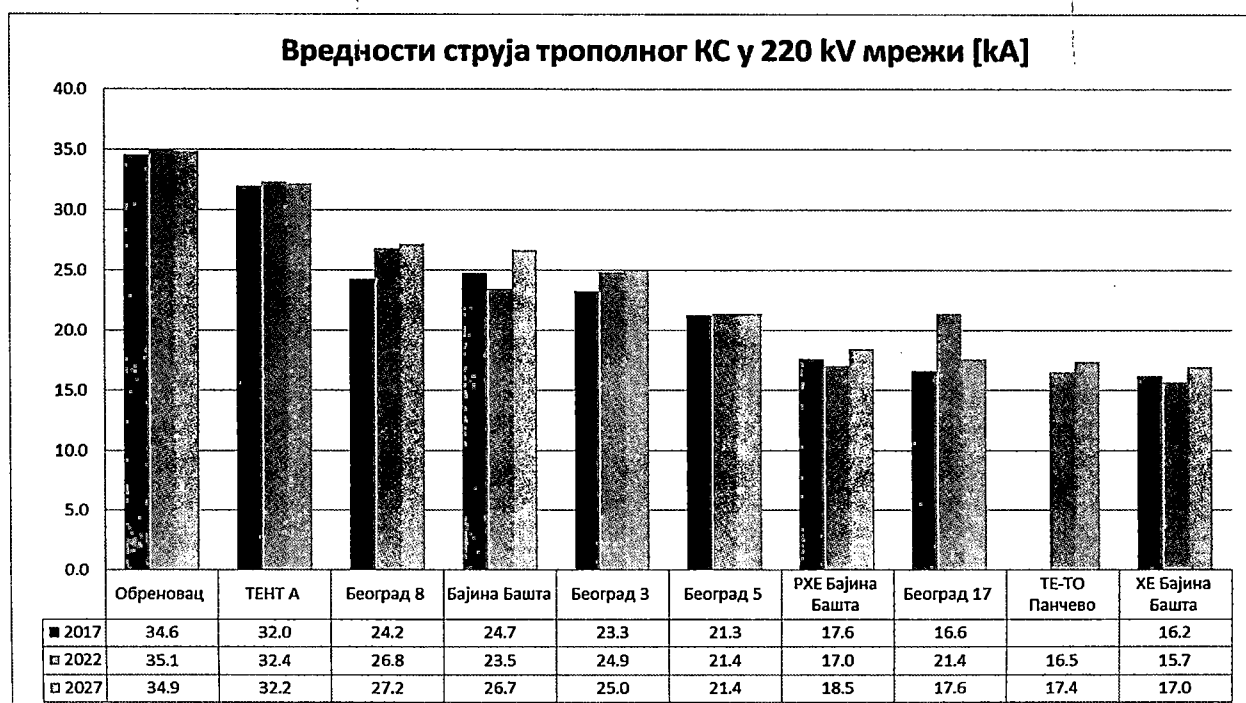
Сл.Д. 6.1- Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво

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. 6.20.



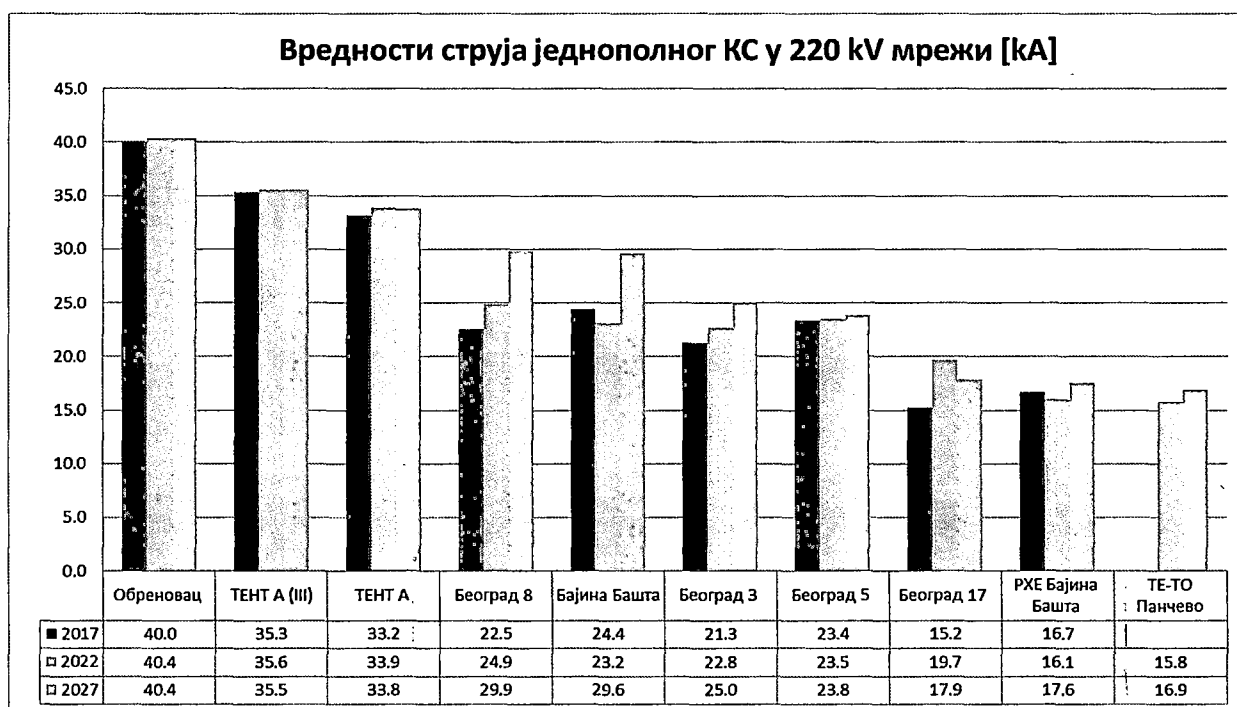
Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски НИВО

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. Може се приметити да у анализираном периоду не долази до већег раста вредности струја квара, осим у ТС Краљево 3, ТС Бајина Башта и ХЕ Бистрица, услед планираног развоја 400 kV преносне мреже.



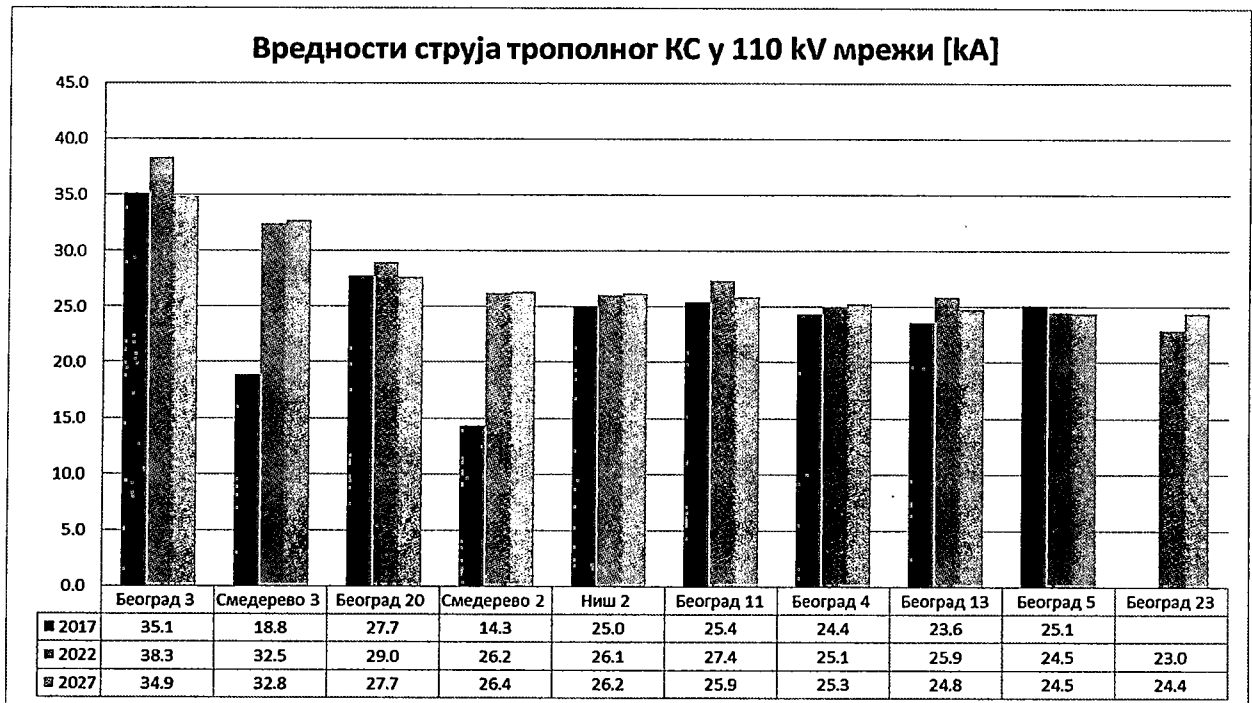
Сл.Д. 6.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски НИВО

Разматрањем једнополних кратких спојева на овом напонском нивоу, добијени су одговарајући резултати, дати у Таб.Д. 6.20, 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 и ТЕНТ А, при чему се као трећа значајна ситуација издваја случај једнополног кратког споја у ТС Бајина Башта. Аналогно, не долази ни до великих повећања вредности струја квара на временском хоризонту од интереса, сем у ТС Бајина Башта, ТС Краљево 3 и на сабирницама ХЕ Бистрица, из идентичних разлога као и при анализи трополних кварова у мрежи.



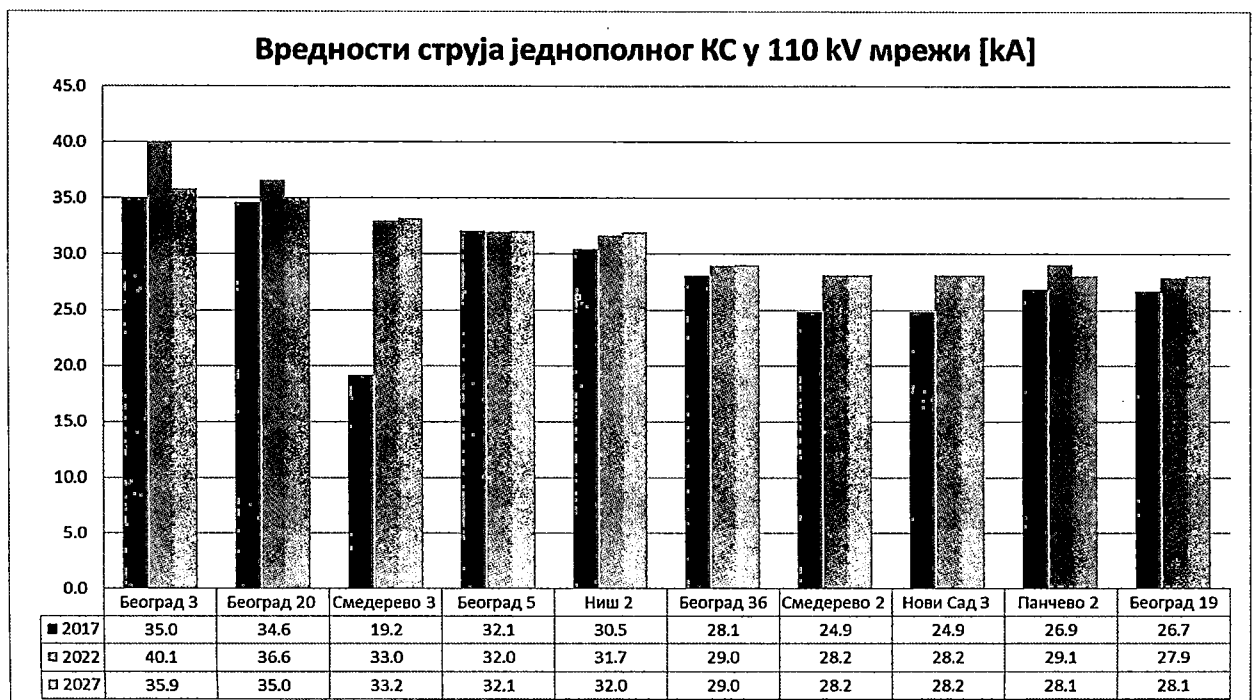
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски ниво

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 Смедерево 3 и ТС Београд 4. 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. 6.20 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 5. 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. 6.20 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 при изради студија прикључења објеката на преносни систем за анализу квалитета електричне енергије. 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 2027. године и 2017. године, у режиму зимског максимума.

Таб.Д. 6.20: Струје кратких спојева у режиму зимског и летњег максимума

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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	/	/	/	/	/	/	14744	21.3	18.5	/	/	/	/	/	/	/	14036	20.3	17.6
Београд 20 (I)	400	12125	17.5	17.8	14356	20.7	21.0	14827	21.4	21.7	3.9	11844	17.1	17.4	13577	19.6	19.9	13833	20.0	20.3
Београд 20 (II)	400	12125	17.5	17.8	14356	20.7	21.0	14827	21.4	21.7	3.9	11844	17.1	17.4	13577	19.6	19.9	13833	20.0	20.3
Београд 8 (I)	400	13512	19.5	19.5	15740	22.7	22.7	16287	23.5	23.5	4.0	13199	19.1	19.1	14762	21.3	21.3	15111	21.8	21.8
Београд 8 (II)	400	13512	19.5	19.5	15740	22.7	22.7	16287	23.5	23.5	4.0	13199	19.1	19.1	14762	21.3	21.3	15111	21.8	21.8
Бор 2	400	8492	12.3	10.2	8857	12.8	10.6	8981	13.0	11.8	0.7	8014	11.6	9.6	8749	12.6	10.5	8851	12.8	11.6
ВЕ Чибук	400	/	/	/	11908	17.2	17.1	12335	17.8	16.5	/	/	/	/	11556	16.7	16.6	11427	16.5	15.3
Врање 4	400	7154	10.3	9.1	7142	10.3	9.1	7563	10.9	9.8	0.6	6802	9.8	8.6	7177	10.4	9.1	7460	10.8	9.7
Јагодина 4 (I)	400	7424	10.7	11.2	8603	12.4	13.0	8546	12.3	12.9	1.6	6908	10.0	10.4	8370	12.1	12.6	8278	11.9	12.5
Јагодина 4 (II)	400	7424	10.7	11.2	8603	12.4	13.0	8546	12.3	12.9	1.6	6908	10.0	10.4	8370	12.1	12.6	8278	11.9	12.5
Крагујевац 2	400	7771	11.2	11.4	9468	13.7	13.9	9413	13.6	13.8	2.4	7394	10.7	10.8	9115	13.2	13.4	9037	13.0	13.3
Краљево 3	400	/	/	/	5987	8.6	7.6	5926	8.6	7.5	/	/	/	/	5857	8.5	7.4	5778	8.3	7.4
Лесковац 2 (I)	400	8787	12.7	12.6	9230	13.3	12.8	9457	13.6	13.2	1.0	7587	11.0	10.9	9194	13.3	12.8	9285	13.4	12.9
Лесковац 2 (II)	400	/	/	/	9230	13.3	12.8	9457	13.6	13.2	/	/	/	/	9194	13.3	12.8	9285	13.4	12.9
Ниш 2 (I)	400	12792	18.5	17.4	14719	21.2	20.0	14957	21.6	20.1	3.1	9554	13.8	13.0	14471	20.9	19.7	14446	20.9	19.4
Ниш 2 (II)	400	12792	18.5	17.4	14719	21.2	20.0	14957	21.6	20.1	3.1	9554	13.8	13.0	14471	20.9	19.7	14446	20.9	19.4
Нови Сад 3 (I)	400	11297	16.3	14.2	10299	14.9	14.1	10651	15.4	14.3	-0.9	11078	16.0	13.9	9671	14.0	13.2	10014	14.5	13.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 Сад 3 (II)	400	11297	16.3	14.2	10299	14.9	14.1	10651	15.4	14.3	-0.9	11078	16.0	13.9	9671	14.0	13.2	10014	14.5	13.5
Обреновац (I)	400	21166	30.6	32.8	22089	31.9	33.6	25107	36.2	37.6	5.7	20676	29.8	32.1	18396	26.6	28.0	21028	30.4	31.5
Обреновац (II)	400	21166	30.6	32.8	22089	31.9	33.6	25107	36.2	37.6	5.7	20676	29.8	32.1	18396	26.6	28.0	21028	30.4	31.5
Панчево 2	400	10557	15.2	15.9	13823	20.0	20.8	14679	21.2	22.1	5.9	10331	14.9	15.5	13249	19.1	19.9	13714	19.8	20.6
РП Дрмно (I)	400	11134	16.1	17.0	13576	19.6	20.7	13925	20.1	21.2	4.0	10982	15.9	16.7	13202	19.1	20.1	12387	17.9	18.9
РП Дрмно (II)	400	11134	16.1	17.0	13576	19.6	20.7	13925	20.1	21.2	4.0	10982	15.9	16.7	13202	19.1	20.1	12387	17.9	18.9
РП Младост (I)	400	21075	30.4	32.6	21768	31.4	33.6	24339	35.1	36.4	4.7	20611	29.7	31.8	18125	26.2	28.0	20359	29.4	30.4
РП Младост (II)	400	21075	30.4	32.6	21768	31.4	33.6	24339	35.1	36.4	4.7	20611	29.7	31.8	18125	26.2	28.0	20359	29.4	30.4
Смедерево 3	400	/	/	/	11397	16.4	17.5	11577	16.7	17.6	/	/	/	/	10947	15.8	16.8	10897	15.7	16.6
Сомбор 3	400	5055	7.3	5.7	4859	7.0	6.2	4958	7.2	5.9	0	4997	7.2	5.6	4852	7.0	6.2	4896	7.1	5.8
Србобран 1	400	/	/	/	8459	12.2	12.4	8585	12.4	12.1	/	/	/	/	8161	11.8	11.9	8359	12.1	11.8
Сремска Митровица 2	400	13426	19.4	13.0	12879	18.6	14.8	13176	19.0	14.1	0	13322	19.2	12.9	12353	17.8	14.2	12560	18.1	13.5
Суботица 3	400	9006	13.0	8.7	8618	12.4	11.2	8836	12.8	9.6	0	8881	12.8	8.6	8470	12.2	11.0	8677	12.5	9.4
ТЕ Костолац Б (I)	400	9430	13.6	13.9	11017	15.9	16.2	11232	16.2	16.5	2.6	9327	13.5	13.7	10783	15.6	15.9	10261	14.8	15.1
ТЕ Костолац Б (II)	400	9430	13.6	13.9	11603	16.7	17.1	11827	17.1	17.4	3.5	9327	13.5	13.7	11358	16.4	16.7	10262	14.8	15.1
ТЕНТ А (I)	400	20507	29.6	31.5	21343	30.8	32.7	24134	34.8	35.7	5.2	20048	28.9	30.8	17888	25.8	27.4	20275	29.3	30.0
ТЕНТ А (II)	400	20508	29.6	31.5	21344	30.8	32.7	24136	34.8	35.7	5.2	20049	28.9	30.8	17817	25.7	27.3	20356	29.4	30.1
ТЕНТ Б (I)	400	16688	24.1	24.3	17107	24.7	24.9	18547	26.8	25.9	2.7	16413	23.7	23.9	14907	21.5	21.7	15352	22.2	21.4

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
ТЕНТ Б (II)	400	16688	24.1	24.3	17015	24.6	24.7	18449	26.6	25.7	2.5	16413	23.7	23.9	14051	20.3	20.4	16194	23.4	22.6
ХЕ Ђердап 1	400	16933	24.4	25.9	18585	26.8	28.4	19266	27.8	29.4	3.4	16772	24.2	25.6	17977	25.9	27.5	18841	27.2	28.8
Бајина Башта	220	9423	24.7	24.4	8948	23.5	23.2	10168	26.7	29.6	2.0	9333	24.5	24.2	8761	23.0	22.7	9769	25.6	28.4
Београд 17 (I)	220	6321	16.6	15.2	8155	21.4	19.7	6720	17.6	17.9	1.0	6195	16.3	14.9	7776	20.4	18.7	6407	16.8	17.1
Београд 17 (II)	220	6321	16.6	15.2	8155	21.4	19.7	6720	17.6	17.9	1.0	6195	16.3	14.9	7776	20.4	18.7	6407	16.8	17.1
Београд 17 (III)	220	5491	14.4	13.2	8155	21.4	19.7	6440	16.9	16.6	2.5	5403	14.2	13.0	7776	20.4	18.7	6157	16.2	15.9
Београд 3 (I)	220	8867	23.3	21.3	9473	24.9	22.8	9508	25.0	25.0	1.7	8675	22.8	20.8	8985	23.6	21.6	8918	23.4	23.5
Београд 3 (II)	220	8867	23.3	21.3	9473	24.9	22.8	9508	25.0	25.0	1.7	8675	22.8	20.8	8985	23.6	21.6	8918	23.4	23.5
Београд 5 (I)	220	8114	21.3	23.4	8167	21.4	23.5	8147	21.4	23.8	0	7904	20.7	22.8	7487	19.6	21.6	7515	19.7	22.0
Београд 5 (II)	220	8114	21.3	23.4	8167	21.4	23.5	8147	21.4	23.8	0	7904	20.7	22.8	7487	19.6	21.6	7515	19.7	22.0
Београд 8 (I)	220	9235	24.2	22.5	10222	26.8	24.9	10350	27.2	29.9	2.9	9016	23.7	22.0	9654	25.3	23.5	9650	25.3	27.8
Београд 8 (II)	220	9223	24.2	22.5	10238	26.9	25.0	10362	27.2	29.9	3.0	9005	23.6	22.0	9670	25.4	23.6	9662	25.4	27.9
Бистрица	220	/	/	/	5299	13.9	11.7	5337	14.0	11.8	/	/	/	/	5083	13.3	11.3	5210	13.7	11.5
Ваљево 3	220	4715	12.4	10.6	4684	12.3	10.5	4763	12.5	10.7	0	4674	12.3	10.5	4575	12.0	10.3	4640	12.2	10.4
ВЕ Алибунар 1 и 2	220	/	/	/	2953	7.8	7.1	2980	7.8	7.1	/	/	/	/	2908	7.6	7.0	2926	7.7	7.0
ВЕ Ковачица	220	/	/	/	2710	7.1	6.6	2725	7.2	6.6	/	/	/	/	2667	7.0	6.5	2677	7.0	6.5
Зрењанин 2	220	3207	8.4	7.5	2780	7.3	6.4	2784	7.3	6.4	-1.1	3146	8.3	7.3	2705	7.1	6.3	2709	7.1	6.3
Краљево 3	220	3052	8.0	8.5	5576	14.6	15.3	5399	14.2	14.9	6.2	2953	7.8	8.2	5454	14.3	15.0	5251	13.8	14.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Крушевац 1	220	2524	6.6	6.5	4556	12.0	10.2	4499	11.8	9.9	5.2	2418	6.3	6.2	4486	11.8	10.0	4401	11.5	9.7
Ниш 2	220	3513	9.2	10.1	3769	9.9	10.6	3758	9.9	10.6	0.6	3264	8.6	9.4	3745	9.8	10.6	3727	9.8	10.5
Обреновац (II)	220	13173	34.6	40.0	13356	35.1	40.4	13288	34.9	40.4	0.3	12871	33.8	39.1	11772	30.9	35.6	11823	31.0	35.9
Обреновац (III)	220	13173	34.6	40.0	13356	35.1	40.4	13288	34.9	40.4	0.3	12871	33.8	39.1	11772	30.9	35.6	11823	31.0	35.9
Панчево 2	220	5073	13.3	13.5	5293	13.9	14.2	5461	14.3	14.6	1.0	5007	13.1	13.3	5173	13.6	13.9	5288	13.9	14.2
Пожега	220	4552	11.9	11.3	6165	16.2	14.6	5520	14.5	13.3	2.5	4447	11.7	11.1	6017	15.8	14.2	5371	14.1	12.9
Рафинерија НИС (I)	220	5524	14.5	12.9	5924	15.5	14.5	6379	16.7	16.0	2.2	5446	14.3	12.7	5764	15.1	14.1	6142	16.1	15.4
Рафинерија НИС (II)	220	/	/	/	5924	15.5	14.5	6379	16.7	16.0	/	/	/	/	5764	15.1	14.1	6142	16.1	15.4
РХЕ Бајина Башта (I)	220	6715	17.6	16.7	6493	17.0	16.1	7040	18.5	17.6	0.9	6675	17.5	16.6	6404	16.8	15.8	6867	18.0	17.1
РХЕ Бајина Башта (II)	220	6715	17.6	16.7	5899	15.5	15.1	6407	16.8	16.5	-0.8	6675	17.5	16.6	5817	15.3	14.9	6246	16.4	16.1
Смедерево 3	220	3709	9.7	8.5	4176	11.0	10.6	4199	11.0	10.7	1.3	3668	9.6	8.4	4073	10.7	10.4	4092	10.7	10.4
Сремска Митровица 2	220	5080	13.3	13.1	4076	10.7	11.3	4177	11.0	11.5	-2.4	5028	13.2	13.0	4148	10.9	11.5	4090	10.7	11.3
ТЕНТ А (I)	220	11710	30.7	33.2	11891	31.2	33.9	11839	31.1	33.8	0.3	11475	30.1	32.5	10641	27.9	30.3	10497	27.5	30.0
ТЕНТ А (II)	220	11710	30.7	33.2	11891	31.2	33.9	11838	31.1	33.8	0.3	11475	30.1	32.5	10641	27.9	30.3	10681	28.0	30.5
ТЕНТ А (III)	220	12177	32.0	35.3	12333	32.4	35.6	12276	32.2	35.5	0.3	11923	31.3	34.6	10826	28.4	31.2	11033	29.0	31.9
ТЕНТ А (IV)	220	12169	31.9	35.3	12329	32.4	35.5	12272	32.2	35.5	0.3	11915	31.3	34.6	10985	28.8	31.7	11029	28.9	31.9
ТЕНТ А (ОБТ)	220	12124	31.8	34.6	12279	32.2	34.9	12222	32.1	34.8	0.3	11869	31.1	33.8	10928	28.7	31.0	10972	28.8	31.3

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
ТЕНТ Б (ОБТ)	220	5452	14.3	11.2	5483	14.4	11.3	5471	14.4	11.3	0.1	5399	14.2	11.1	5196	13.6	10.7	5206	13.7	10.7
ТЕ-ТО Панчево	220	/	/	/	6298	16.5	15.8	6633	17.4	16.9	/	/	/	/	6114	16.0	15.4	6377	16.7	16.3
ХЕ Бајина Башта (I)	220	6168	16.2	14.1	5986	15.7	14.7	6467	17.0	16.1	0.8	6133	16.1	14.0	5908	15.5	14.5	6316	16.6	15.8
ХЕ Бајина Башта (II)	220	6082	16.0	15.7	5941	15.6	14.6	6414	16.8	16.0	0.9	6048	15.9	15.6	5864	15.4	14.4	6265	16.4	15.6
ХЕ Бистрица	220	2426	6.4	5.6	4126	10.8	9.3	4148	10.9	9.3	4.5	2420	6.4	5.6	3922	10.3	8.8	4074	10.7	9.1
ХИП	220	5729	15.0	13.3	6427	16.9	16.3	6383	16.8	16.1	1.7	5646	14.8	13.1	6234	16.4	15.8	6145	16.1	15.5
Чачак 3	220	3010	7.9	7.5	4056	10.6	9.4	3875	10.2	9.1	2.3	2937	7.7	7.3	3983	10.5	9.2	3792	10.0	8.9
Шабац 3	220	3116	8.2	7.5	3057	8.0	7.6	3069	8.1	7.6	-0.1	3083	8.1	7.4	2961	7.8	7.3	2983	7.8	7.4
Ада	110	609	3.2	1.9	1099	5.8	4.7	1115	5.9	4.7	2.7	599	3.1	1.9	1080	5.7	4.6	1092	5.7	4.6
Александровац	110	742	3.9	3.9	1184	6.2	5.9	1180	6.2	5.9	2.3	724	3.8	3.8	1169	6.1	5.9	1165	6.1	5.8
Алексинач	110	577	3.0	3.3	1040	5.5	5.8	1039	5.5	5.8	2.4	558	2.9	3.2	1024	5.4	5.7	1024	5.4	5.7
Алибунар	110	920	4.8	3.3	1309	6.9	6.6	1311	6.9	6.6	2.1	901	4.7	3.2	1293	6.8	6.5	1296	6.8	6.5
Апатин	110	1184	6.2	4.6	1222	6.4	5.6	773	4.1	3.9	-2.2	1169	6.1	4.6	1144	6.0	5.2	754	4.0	3.8
Аранђеловац 1	110	1731	9.1	8.7	1747	9.2	9.4	1718	9.0	9.2	-0.1	1703	8.9	8.6	1720	9.0	9.2	1689	8.9	9.1
Аранђеловац 2	110	/	/	/	1644	8.6	8.8	1619	8.5	8.8	/	/	/	/	1619	8.5	8.7	1594	8.4	8.6
Ариље	110	1369	7.2	5.9	1639	8.6	7.5	1608	8.4	7.4	1.3	1348	7.1	5.8	1616	8.5	7.4	1584	8.3	7.3
Бајмок	110	1506	7.9	5.4	1539	8.1	6.0	1531	8.0	6.1	0.1	1493	7.8	5.3	1482	7.8	5.8	1494	7.8	5.9
Бачка Паланка 1	110	1115	5.9	3.9	1213	6.4	5.3	1214	6.4	5.3	0.5	1099	5.8	3.8	1184	6.2	5.2	1190	6.2	5.2

Трансформаторска станција	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Бачка Паланка 2	110	1123	5.9	3.9	1232	6.5	5.4	1232	6.5	5.5	0.6	1106	5.8	3.8	1201	6.3	5.3	1208	6.3	5.3
Бачка Топола 1	110	1403	7.4	4.9	1429	7.5	5.9	1407	7.4	5.9	0.0	1388	7.3	4.8	1399	7.3	5.8	1373	7.2	5.8
Бачка Топола 2	110	1369	7.2	4.8	1403	7.4	6.0	1366	7.2	5.9	0.0	1354	7.1	4.7	1372	7.2	5.9	1334	7.0	5.8
Бегејци	110	966	5.1	3.7	1078	5.7	4.5	1079	5.7	4.5	0.6	949	5.0	3.6	1057	5.5	4.4	1059	5.6	4.4
Бела Паланка	110	/	/	/	/	/	/	1031	5.4	5.1	/	/	/	/	/	/	/	1024	5.4	5.1
Бела Црква	110	423	2.2	1.4	1013	5.3	4.2	1013	5.3	4.2	3.1	413	2.2	1.3	997	5.2	4.1	1002	5.3	4.2
Бело Поље	110	1734	9.1	8.0	1790	9.4	9.0	1785	9.4	9.0	0.3	1699	8.9	7.8	1755	9.2	8.9	1761	9.2	8.9
Београд 1	110	4468	23.5	28.6	4626	24.3	27.4	4455	23.4	26.6	-0.1	4370	22.9	28.0	4489	23.6	26.6	4313	22.6	25.7
Београд 10	110	1818	9.5	9.6	1769	9.3	9.1	1784	9.4	9.1	-0.2	1790	9.4	9.4	1741	9.1	8.9	1751	9.2	9.0
Београд 11	110	4844	25.4	21.6	5222	27.4	26.6	4931	25.9	25.3	0.5	4733	24.8	21.1	5043	26.5	25.7	4740	24.9	24.3
Београд 12	110	3651	19.2	19.6	4077	21.4	24.4	4072	21.4	24.4	2.2	3557	18.7	19.1	3844	20.2	23.0	3856	20.2	23.1
Београд 13	110	4494	23.6	20.3	4936	25.9	22.2	4729	24.8	21.5	1.2	4393	23.1	19.9	4770	25.0	21.5	4549	23.9	20.7
Београд 14	110	3172	16.6	16.6	3232	17.0	17.4	3148	16.5	17.0	-0.1	3120	16.4	16.4	3163	16.6	17.0	3075	16.1	16.6
Београд 15	110	1625	8.5	7.8	3878	20.4	16.1	3801	20.0	15.9	11.4	1606	8.4	7.7	3768	19.8	15.6	3678	19.3	15.4
Београд 16	110	4042	21.2	16.4	4178	21.9	19.1	3999	21.0	18.7	-0.2	3963	20.8	16.0	4064	21.3	18.6	3872	20.3	18.1
Београд 18	110	1428	7.5	4.8	1525	8.0	5.1	1513	7.9	5.0	0.4	1416	7.4	4.7	1502	7.9	5.0	1492	7.8	5.0
Београд 19	110	4671	24.5	26.9	4843	25.4	29.1	4657	24.4	28.1	-0.1	4568	24.0	26.3	4696	24.6	28.2	4504	23.6	27.2
Београд 2 (I)	110	1882	9.9	10.1	2243	11.8	13.2	2360	12.4	13.9	2.5	1844	9.7	9.9	2158	11.3	12.7	2277	12.0	13.4

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 2 (II)	110	3095	16.2	12.0	3123	16.4	12.9	3451	18.1	14.6	1.9	3047	16.0	11.8	3058	16.0	12.6	3356	17.6	14.2
Београд 20 (I)	110	5284	27.7	34.6	5519	29.0	36.6	5278	27.7	35.0	0.0	5157	27.1	33.8	5331	28.0	35.4	5086	26.7	33.7
Београд 20 (II)	110	5284	27.7	34.6	5519	29.0	36.6	5278	27.7	35.0	0.0	5157	27.1	33.8	5331	28.0	35.4	5086	26.7	33.7
Београд 21	110	3615	19.0	14.3	3704	19.4	16.3	3680	19.3	16.6	0.3	3554	18.7	14.0	3614	19.0	15.9	3573	18.8	16.1
Београд 22 (I)	110	2025	10.6	10.4	1978	10.4	10.0	2003	10.5	10.1	-0.1	1997	10.5	10.3	1945	10.2	9.8	1964	10.3	9.9
Београд 22 (II)	110	2025	10.6	10.4	1978	10.4	10.0	2003	10.5	10.1	-0.1	1997	10.5	10.3	1945	10.2	9.8	1964	10.3	9.9
Београд 23	110	/	/	/	4373	23.0	26.0	4658	24.4	27.3	/	/	/	/	4231	22.2	25.2	4473	23.5	26.2
Београд 27	110	4091	21.5	23.2	4188	22.0	25.7	4183	22.0	25.8	0.5	3977	20.9	22.5	3942	20.7	24.2	3955	20.8	24.4
Београд 28	110	3481	18.3	18.8	3574	18.8	19.4	3471	18.2	19.0	-0.1	3421	18.0	18.4	3488	18.3	19.0	3382	17.8	18.5
Београд 3 (I)	110	6678	35.1	35.0	7303	38.3	40.1	6655	34.9	35.9	-0.2	6500	34.1	34.0	6979	36.6	38.3	6330	33.2	34.1
Београд 3 (II)	110	6678	35.1	35.0	7303	38.3	40.1	6655	34.9	35.9	-0.2	6500	34.1	34.0	6979	36.6	38.3	6330	33.2	34.1
Београд 32	110	2173	11.4	11.8	2438	12.8	13.7	2607	13.7	14.8	2.3	2129	11.2	11.6	2342	12.3	13.2	2511	13.2	14.3
Београд 33	110	2891	15.2	12.6	3019	15.8	12.8	2722	14.3	8.2	-0.9	2855	15.0	12.4	2978	15.6	12.7	2670	14.0	8.0
Београд 35	110	2091	11.0	7.5	2061	10.8	7.6	2760	14.5	8.6	3.5	2065	10.8	7.4	2029	10.7	7.5	2698	14.2	8.5
Београд 36	110	1632	8.6	9.5	1734	9.1	10.0	1753	9.2	10.1	0.6	1613	8.5	9.4	1632	8.6	9.5	1632	8.6	9.5
Београд 38	110	1806	9.5	9.4	2136	11.2	12.3	2241	11.8	12.8	2.3	1771	9.3	9.2	2058	10.8	11.8	2166	11.4	12.4
Београд 4 (I)	110	1733	9.1	10.8	1867	9.8	12.1	1732	9.9	12.4	0.8	1712	9.0	10.7	1734	9.1	10.8	1754	9.2	11.0
Београд 4 (II)	110	4643	24.4	24.9	4782	25.1	26.3	4820	25.3	27.1	0.9	4535	23.8	24.3	4649	24.4	24.9	4725	24.8	25.9

Трансформаторска станица	U _n [кV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 40	110	3471	18.2	14.7	4034	21.2	26.0	4031	21.2	26.2	2.9	3381	17.7	14.3	3806	20.0	24.6	3819	20.0	24.8
Београд 41	110	4198	22.0	26.7	4222	22.2	27.9	4218	22.1	28.1	0.1	4080	21.4	26.0	3973	20.9	26.3	3987	20.9	26.5
Београд 42	110	/	/	/	3256	17.1	14.6	3258	17.1	14.6	/	/	/	/	3156	16.6	14.1	3190	16.7	14.3
Београд 43	110	/	/	/	/	/	/	3473	18.2	13.8	/	/	/	/	/	/	/	3377	17.7	13.4
Београд 44	110	/	/	/	2069	10.9	10.6	2087	11.0	10.6	/	/	/	/	1999	10.5	10.2	2022	10.6	10.3
Београд 45	110	/	/	/	3813	20.0	22.2	4028	21.1	23.1	/	/	/	/	3704	19.4	21.5	3888	20.4	22.3
Београд 46	110	/	/	/	1244	6.5	6.8	1254	6.6	6.9	/	/	/	/	1229	6.4	6.7	1236	6.5	6.8
Београд 47	110	/	/	/	/	/	/	3488	18.3	21.7	/	/	/	/	/	/	/	3323	17.4	20.7
Београд 48	110	/	/	/	4182	21.9	24.4	4041	21.2	23.7	/	/	/	/	4069	21.4	23.7	3924	20.6	23.0
Београд 5 (I)	110	4786	25.1	32.1	4653	24.4	32.0	4647	24.4	32.1	-0.7	4633	24.3	31.0	4354	22.9	29.9	4369	22.9	30.2
Београд 5 (II)	110	4786	25.1	32.1	4667	24.5	32.0	4661	24.5	32.2	-0.7	4633	24.3	31.0	4366	22.9	30.0	4382	23.0	30.3
Београд 6 (I)	110	3161	16.6	13.7	3276	17.2	19.8	3076	16.1	18.7	-0.4	3086	16.2	13.4	3123	16.4	18.9	2947	15.5	17.9
Београд 6 (II)	110	3753	19.7	16.7	3835	20.1	22.1	3716	19.5	21.6	-0.2	3687	19.4	16.3	3740	19.6	21.6	3617	19.0	21.0
Београд 7 (I)	110	1652	8.7	9.5	1360	7.1	8.4	1372	7.2	8.5	-1.5	1619	8.5	9.3	1337	7.0	8.3	1346	7.1	8.3
Београд 7 (II)	110	/	/	/	1341	7.0	8.3	1353	7.1	8.4	/	/	/	/	1319	6.9	8.2	1328	7.0	8.3
Београд 9	110	3503	18.4	19.6	3460	18.2	19.7	3454	18.1	20.3	-0.3	3407	17.9	19.0	3285	17.2	18.7	3294	17.3	19.4
Беочин	110	/	/	/	/	/	/	1383	7.3	6.1	/	/	/	/	/	/	/	1364	7.2	6.1
Бечеј	110	1365	7.2	5.0	2046	10.7	7.7	2054	10.8	9.1	3.6	1344	7.1	4.9	1986	10.4	7.5	1996	10.5	8.8

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Бистрица	110	/	/	/	2503	13.1	10.2	2504	13.1	10.2	/	/	/	/	2466	12.9	10.1	2470	13.0	10.1
Богатић	110	1293	6.8	6.0	1332	7.0	6.8	1327	7.0	6.7	0.2	1279	6.7	6.0	1302	6.8	6.6	1307	6.9	6.6
Бољевац	110	/	/	/	/	/	/	570	3.0	3.6	/	/	/	/	/	/	/	568	3.0	3.6
Бор 1 (I)	110	2291	12.2	11.9	3238	17.0	19.1	3582	18.8	21.9	6.6	2273	11.9	11.7	3206	16.8	18.9	3549	18.6	21.7
Бор 1 (II)	110	2294	12.2	12.0	3238	17.0	19.1	3582	18.8	21.9	6.6	2277	12.0	11.8	3206	16.8	18.9	3549	18.6	21.7
Бор 2 (I)	110	2012	10.6	11.7	3583	18.8	22.1	4027	21.1	26.8	10.5	1994	10.5	11.5	3545	18.6	21.9	3988	20.9	26.5
Бор 2 (II)	110	2678	14.2	14.9	3583	18.8	22.1	4027	21.1	26.8	6.9	2656	13.9	14.6	3545	18.6	21.9	3988	20.9	26.5
Бор 3	110	1850	9.8	10.0	3094	16.2	18.2	3421	18.0	20.6	8.2	1835	9.6	9.9	3066	16.1	18.0	3393	17.8	20.5
Босилеград	110	630	3.3	3.1	636	3.3	3.0	636	3.3	3.0	0.0	628	3.3	3.0	632	3.3	3.0	633	3.3	3.0
Бујановац	110	920	4.9	4.5	935	4.9	5.1	1129	5.9	5.8	1.1	906	4.8	4.4	909	4.8	4.9	1107	5.8	5.7
БФЦ Беочин	110	1127	5.9	4.3	1191	6.2	6.5	1176	6.2	6.4	0.3	1115	5.9	4.2	1160	6.1	6.3	1157	6.1	6.3
Ваљево 1 (I)	110	2985	15.7	16.7	2839	14.9	16.0	2856	15.0	16.0	-0.7	2950	15.5	16.5	2787	14.6	15.7	2798	14.7	15.7
Ваљево 1 (II)	110	2985	15.7	16.7	2839	14.9	16.0	2856	15.0	16.0	-0.7	2950	15.5	16.5	2787	14.6	15.7	2798	14.7	15.7
Ваљево 2	110	2239	11.8	11.8	2171	11.4	11.4	2181	11.4	11.4	-0.3	2217	11.6	11.7	2138	11.2	11.2	2144	11.3	11.2
Ваљево 3 (I)	110	2978	15.6	16.3	3098	16.3	17.9	3120	16.4	18.0	0.7	2948	15.5	16.1	3039	16.0	17.6	3053	16.0	17.7
Ваљево 3 (II)	110	2908	15.3	15.8	3098	16.3	17.9	3120	16.4	18.0	1.1	2877	15.1	15.7	3039	16.0	17.6	3053	16.0	17.7
ВЕ Алибунар	110	/	/	/	1357	7.1	6.9	1360	7.1	6.9	/	/	/	/	1341	7.0	6.8	1345	7.1	6.8
ВЕ Бела Анта 1 (I)	110	/	/	/	3386	17.8	16.1	3432	18.0	16.7	/	/	/	/	3321	17.4	15.8	3355	17.6	16.3

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 Бела Анта 1 (II)	110	/	/	/	3386	17.8	16.1	3432	18.0	16.7	/	/	/	/	3321	17.4	15.8	3355	17.6	16.3
ВЕ Костолац	110	/	/	/	2784	14.6	15.5	2785	14.6	15.5	/	/	/	/	2610	13.7	14.5	2752	14.4	15.3
ВЕ Кошава (I)	110	/	/	/	1378	7.2	6.9	1382	7.3	7.0	/	/	/	/	1360	7.1	6.8	1365	7.2	6.9
ВЕ Кошава (II)	110	/	/	/	1378	7.2	6.9	1382	7.3	7.0	/	/	/	/	1360	7.1	6.8	1365	7.2	6.9
ВЕ Кривача	110	/	/	/	1307	6.9	6.4	1309	6.9	6.4	/	/	/	/	1287	6.8	6.3	1300	6.8	6.4
ВЕ Никине Воде	110	/	/	/	1183	6.2	5.8	1214	6.4	5.9	/	/	/	/	1178	6.2	5.8	1210	6.4	5.9
ВЕ Пландиште	110	/	/	/	886	4.7	4.7	889	4.7	5.0	/	/	/	/	876	4.6	4.7	878	4.6	4.9
Велика Плана	110	1679	8.8	8.9	1747	9.2	9.0	1666	8.7	8.6	-0.1	1652	8.7	8.7	1721	9.0	8.9	1642	8.6	8.5
Велики Кривељ	110	1837	9.6	9.6	2041	10.7	10.5	2165	11.4	11.1	1.7	1813	9.5	9.5	2029	10.6	10.5	2154	11.3	11.0
Велико Градиште	110	715	3.8	3.4	1561	8.2	7.1	1562	8.2	7.1	4.4	709	3.7	3.4	1523	8.0	6.9	1546	8.1	7.0
Владимирци	110	1166	6.1	5.7	1210	6.4	6.4	1219	6.4	6.4	0.3	1153	6.0	5.6	1185	6.2	6.2	1198	6.3	6.3
Владичин Хан	110	1638	8.6	7.7	1684	8.8	7.9	1678	8.8	7.9	0.2	1607	8.4	7.5	1647	8.6	7.7	1653	8.7	7.8
Власотинце	110	1767	9.3	6.9	1798	9.4	7.6	1795	9.4	7.6	0.1	1704	8.9	6.6	1763	9.3	7.5	1767	9.3	7.5
Врање 1 (I)	110	1835	9.6	10.1	1863	9.8	10.3	1853	9.7	10.3	0.1	1790	9.4	9.8	1800	9.4	9.9	1810	9.5	10.0
Врање 1 (II)	110	1835	9.6	10.1	1863	9.8	10.3	1853	9.7	10.3	0.1	1790	9.4	9.8	1800	9.4	9.9	1810	9.5	10.0
Врање 2	110	1900	10.0	10.2	1934	10.1	10.5	1921	10.1	10.4	0.1	1856	9.7	9.9	1859	9.8	10.1	1872	9.8	10.2
Врање 4 (I)	110	2482	13.0	16.2	2538	13.3	16.7	2517	13.2	16.6	0.2	2410	12.6	15.8	2413	12.7	15.9	2435	12.8	16.1
Врање 4 (II)	110	2482	13.0	16.2	2538	13.3	16.7	2517	13.2	16.6	0.2	2410	12.6	15.8	2413	12.7	15.9	2435	12.8	16.1

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Врбас 1	110	2352	12.3	9.5	2612	13.7	12.1	2608	13.7	12.1	1.3	2311	12.1	9.3	2492	13.1	11.5	2514	13.2	11.7
Врбас 2	110	2128	11.2	8.4	2361	12.4	10.4	2365	12.4	10.4	1.2	2096	11.0	8.3	2270	11.9	10.0	2287	12.0	10.0
Врњачка Бања	110	1320	6.9	6.4	1723	9.0	7.8	1716	9.0	7.8	2.1	1284	6.7	6.2	1700	8.9	7.7	1689	8.9	7.7
Вршац 1	110	701	3.7	2.4	1177	6.2	5.7	1177	6.2	5.8	2.5	681	3.6	2.3	1156	6.1	5.6	1159	6.1	5.7
Вршац 2	110	696	3.7	2.3	1184	6.2	5.8	1185	6.2	5.9	2.6	676	3.5	2.3	1163	6.1	5.7	1166	6.1	5.8
Горњи Милановац 1	110	1068	5.6	5.9	1108	5.8	6.2	1100	5.8	6.2	0.2	1049	5.5	5.8	1094	5.7	6.1	1085	5.7	6.1
Горњи Милановац 2	110	/	/	/	1021	5.4	5.4	1013	5.3	5.3	/	/	/	/	1010	5.3	5.3	1001	5.3	5.3
ГТС 1 (I)	110	/	/	/	5571	29.2	35.3	4629	24.3	29.4	/	/	/	/	5320	27.9	33.7	4493	23.6	28.5
ГТС 1 (II)	110	/	/	/	5571	29.2	35.3	4645	24.4	29.5	/	/	/	/	5320	27.9	33.7	4509	23.7	28.6
ГТС 2 (I)	110	/	/	/	5454	28.6	33.9	4228	22.2	26.3	/	/	/	/	5213	27.4	32.4	4115	21.6	25.6
ГТС 2 (II)	110	/	/	/	5454	28.6	33.9	4228	22.2	26.3	/	/	/	/	5213	27.4	32.4	4115	21.6	25.6
ГТС 3 (I)	110	/	/	/	5283	27.7	32.0	4239	22.2	25.7	/	/	/	/	5056	26.5	30.6	4125	21.6	25.0
ГТС 3 (II)	110	/	/	/	5283	27.7	32.0	4281	22.5	25.9	/	/	/	/	5056	26.5	30.6	4165	21.9	25.2
ГТС 5	110	/	/	/	5140	27.0	30.6	3899	20.5	23.2	/	/	/	/	4926	25.9	29.3	3803	20.0	22.6
ГТС МТ	110	/	/	/	5140	27.0	30.6	3899	20.5	23.2	/	/	/	/	4926	25.9	29.3	3803	20.0	22.6
Гуча	110	1548	8.1	6.8	1854	9.7	8.9	1822	9.6	8.8	1.4	1519	8.0	6.6	1821	9.6	8.7	1787	9.4	8.6
Дебелџача	110	998	5.2	3.5	1115	5.9	5.0	1119	5.9	5.1	0.6	980	5.1	3.4	1099	5.8	4.9	1103	5.8	5.0
Деспотовац	110	/	/	/	676	3.5	3.3	673	3.5	3.3	/	/	/	/	668	3.5	3.2	666	3.5	3.2

Трансформаторска станција	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Димитровград	110	593	3.1	3.1	441	2.3	2.5	565	3.0	3.0	-0.1	580	3.0	3.1	374	2.0	2.1	560	2.9	3.0
ЕВП Бргуле	110	1801	9.5	7.6	1729	9.1	6.9	1692	8.9	6.7	-0.6	1786	9.4	7.5	1710	9.0	6.8	1668	8.8	6.6
ЕВП Бродарево	110	472	2.5	1.8	564	3.0	2.3	564	3.0	2.3	0.5	469	2.5	1.8	561	2.9	2.2	561	2.9	2.2
ЕВП Водањ	110	/	/	/	1483	7.8	5.9	1485	7.8	0.0	/	/	/	/	1462	7.7	5.8	1472	7.7	0.0
ЕВП Грделица	110	1897	10.0	7.7	2037	10.7	8.1	2033	10.7	8.1	0.7	1838	9.6	7.4	1999	10.5	8.0	2004	10.5	8.0
ЕВП Ђунис	110	1251	6.6	4.4	1133	5.9	5.8	1131	5.9	5.8	-0.6	1207	6.3	4.2	1124	5.9	5.7	1121	5.9	5.7
ЕВП Земун	110	/	/	/	3054	16.0	15.0	3051	16.0	15.1	/	/	/	/	2927	15.4	14.4	2933	15.4	14.5
ЕВП Јагодина	110	/	/	/	3343	17.5	17.8	3300	17.3	0.0	/	/	/	/	3292	17.3	17.5	3243	17.0	0.0
ЕВП Краљево	110	1349	7.1	7.2	1955	10.3	10.4	1947	10.2	10.4	3.1	1316	6.9	7.0	1924	10.1	10.3	1912	10.0	10.2
ЕВП Марковац	110	2008	10.5	9.1	2112	11.1	9.4	1921	10.1	8.2	-0.5	1981	10.4	9.0	2086	10.9	9.3	1897	10.0	8.1
ЕВП Мартинци	110	1581	8.3	7.2	1757	9.2	8.4	1719	9.0	8.3	0.7	1564	8.2	7.1	1697	8.9	8.1	1691	8.9	8.1
ЕВП Прибојска Бања	110	/	/	/	1730	9.1	8.6	1732	9.1	8.6	/	/	/	/	1713	9.0	8.5	1714	9.0	8.5
ЕВП Ресник	110	4714	24.7	20.3	4967	26.1	21.4	4625	24.3	20.2	-0.5	4623	24.3	19.9	4818	25.3	20.8	4467	23.4	19.5
ЕВП Ристовац	110	1242	6.5	6.6	1258	6.6	6.9	1359	7.1	7.2	0.6	1216	6.4	6.4	1219	6.4	6.6	1331	7.0	7.1
ЕВП Словац	110	1650	8.7	6.5	1686	8.8	6.7	1676	8.8	6.7	0.1	1639	8.6	6.4	1667	8.7	6.6	1655	8.7	6.6
ЕВП Сушица	110	/	/	/	1394	7.3	6.8	1384	7.3	6.8	/	/	/	/	1375	7.2	6.7	1365	7.2	6.7
Жабалъ	110	1048	5.5	3.6	1067	5.6	4.2	1066	5.6	4.2	0.1	1036	5.4	3.6	1042	5.5	4.1	1049	5.5	4.2
Зајечар 1	110	976	5.1	5.8	1493	7.8	8.0	1555	8.2	8.4	3.0	955	5.0	5.6	1479	7.8	7.9	1543	8.1	8.3

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Зајечар 2 (I)	110	1155	6.1	6.6	1921	10.1	10.1	2027	10.6	11.0	4.6	1131	5.9	6.5	1902	10.0	10.0	2010	10.5	10.9
Зајечар 2 (II)	110	1150	6.1	6.6	1921	10.1	10.1	2027	10.6	11.0	4.6	1131	5.9	6.5	1902	10.0	10.0	2010	10.5	10.9
Замрштен	110	1166	6.1	5.8	1370	7.2	5.8	1373	7.2	5.8	1.1	1158	6.1	5.8	1363	7.2	5.8	1361	7.1	5.8
Златибор 2	110	1137	6.0	6.2	1283	6.7	6.7	1276	6.7	6.7	0.7	1124	5.9	6.1	1266	6.6	6.6	1260	6.6	6.6
Зрењанин 1	110	1571	8.2	8.0	1781	9.3	8.8	1783	9.4	8.8	1.1	1538	8.1	7.8	1733	9.1	8.5	1736	9.1	8.6
Зрењанин 2 (I)	110	1873	9.8	8.3	2056	10.8	10.6	2058	10.8	10.6	1.0	1833	9.6	8.1	1994	10.5	10.2	1998	10.5	10.3
Зрењанин 2 (II)	110	1777	9.3	9.8	2056	10.8	10.6	2058	10.8	11.3	1.5	1737	9.1	9.5	1994	10.5	10.2	1998	10.5	11.0
Зрењанин 3	110	1697	8.9	8.0	1748	9.2	8.4	1749	9.2	8.4	0.3	1661	8.7	7.8	1701	8.9	8.2	1704	8.9	8.2
Зрењанин 4	110	1478	7.8	6.5	1515	8.0	7.6	1516	8.0	7.7	0.2	1449	7.6	6.3	1478	7.8	7.5	1480	7.8	7.5
Ивањица	110	687	3.6	2.5	1243	6.5	5.3	1227	6.4	5.2	2.8	679	3.6	2.5	1227	6.4	5.2	1210	6.4	5.1
Инђија 1	110	1109	5.8	4.4	1128	5.9	5.1	1123	5.9	5.1	0.1	1090	5.7	4.3	1098	5.8	4.9	1098	5.8	5.0
Инђија 2	110	1225	6.4	5.2	1239	6.5	5.3	1235	6.5	5.3	0.0	1204	6.3	5.1	1207	6.3	5.2	1207	6.3	5.2
Јагодина 1	110	2416	12.9	15.7	4172	21.9	27.3	4106	21.6	26.9	8.7	2387	12.5	15.3	4086	21.4	26.7	4014	21.1	26.3
Јагодина 2	110	1897	10.1	9.6	2903	15.2	13.6	2870	15.1	13.5	5.0	1880	9.9	9.4	2860	15.0	13.4	2822	14.8	13.3
Јагодина 3	110	1632	8.7	10.5	3340	17.5	17.4	3277	17.2	20.8	8.5	1620	8.5	10.3	3286	17.2	17.1	3218	16.9	20.4
Јагодина 4 (I)	110	2447	13.0	16.1	4266	22.4	28.6	4197	22.0	27.2	9.0	2419	12.7	15.7	4176	21.9	28.0	4100	21.5	26.6
Јагодина 4 (II)	110	2250	12.0	14.8	4266	22.4	28.6	4197	22.0	27.2	10.0	2226	11.7	14.4	4176	21.9	28.0	4100	21.5	26.6
Кањижа	110	1209	6.3	4.0	1482	7.8	6.2	1498	7.9	6.3	1.5	1189	6.2	3.9	1450	7.6	6.0	1459	7.7	6.1

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Качарево	110	1501	7.9	5.7	1645	8.6	7.0	1654	8.7	7.1	0.8	1476	7.7	5.6	1621	8.5	6.9	1628	8.5	7.0
Кикинда 1	110	893	4.7	3.2	1177	6.2	5.5	1182	6.2	5.5	1.5	874	4.6	3.1	1150	6.0	5.3	1155	6.1	5.4
Кикинда 2 (I)	110	955	5.0	3.4	1338	7.0	6.5	1345	7.1	6.5	2.0	933	4.9	3.3	1305	6.8	6.3	1311	6.9	6.3
Кикинда 2 (II)	110	955	5.0	3.4	1338	7.0	6.5	1345	7.1	6.5	2.0	933	4.9	3.3	1305	6.8	6.3	1311	6.9	6.3
Књажевац	110	400	2.1	2.5	456	2.4	2.8	462	2.4	2.8	0.3	391	2.1	2.5	452	2.4	2.7	458	2.4	2.8
Ковин	110	976	5.1	3.4	1010	5.3	4.3	1014	5.3	4.3	0.2	965	5.1	3.4	999	5.2	4.2	1002	5.3	4.2
Колубара (I)	110	3693	19.4	20.8	3368	17.7	15.4	3149	16.5	17.8	-2.9	3641	19.1	20.6	3302	17.3	15.1	3073	16.1	17.3
Колубара (II)	110	3693	19.4	20.8	3368	17.7	15.4	3149	16.5	17.8	-2.9	3641	19.1	20.6	3302	17.3	15.1	3073	16.1	17.3
Кобаоник	110	/	/	/	788	4.1	5.1	786	4.1	4.7	/	/	/	/	777	4.1	5.0	774	4.1	4.6
Косјерић	110	1397	7.3	5.3	1417	7.4	6.7	1413	7.4	6.7	0.1	1384	7.3	5.3	1403	7.4	6.6	1397	7.3	6.6
Коцељева	110	/	/	/	733	3.8	3.8	736	3.9	3.8	/	/	/	/	724	3.8	3.8	728	3.8	3.8
Крагујевац 1	110	2634	13.8	14.5	3019	15.8	15.8	3454	18.1	20.2	4.3	2575	13.5	14.2	2961	15.5	15.5	3378	17.7	19.7
Крагујевац 2 (I)	110	3384	17.8	21.4	4224	22.2	27.1	4138	21.7	27.2	4.0	3297	17.3	20.9	4120	21.6	26.5	4033	21.2	26.5
Крагујевац 2 (II)	110	3010	15.8	17.4	4224	22.2	27.1	4138	21.7	27.2	5.9	2932	15.4	16.9	4120	21.6	26.5	4033	21.2	26.5
Крагујевац 20	110	878	4.6	3.2	929	4.9	3.7	1614	8.5	6.8	3.9	870	4.6	3.2	923	4.8	3.6	1595	8.4	6.8
Крагујевац 21	110	/	/	/	2189	11.5	12.1	2227	11.7	12.4	/	/	/	/	2157	11.3	12.0	2193	11.5	12.2
Крагујевац 22	110	/	/	/	3172	16.7	4.9	3123	16.4	15.6	/	/	/	/	3111	16.3	4.8	3060	16.1	15.3
Крагујевац 23	110	/	/	/	/	/	/	1880	9.9	8.8	/	/	/	/	/	/	/	1854	9.7	8.7

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 24	110	/	/	/	/	/	/	3168	16.6	16.0	/	/	/	/	/	/	/	3106	16.3	15.6
Крагујевац 3	110	1582	8.3	6.3	2085	10.9	8.3	2244	11.8	10.3	3.5	1556	8.2	6.2	2054	10.8	8.2	2207	11.6	10.1
Крагујевац 5	110	2314	12.1	11.0	3490	18.3	5.0	3430	18.0	17.0	5.9	2266	11.9	10.7	3416	17.9	4.9	3356	17.6	16.6
Крагујевац 8	110	2347	12.3	11.1	2274	11.9	11.4	2379	12.5	12.2	0.2	2298	12.1	10.9	2239	11.8	11.3	2341	12.3	12.0
Краљево 1	110	1697	8.9	9.4	2142	11.2	11.0	2144	11.3	11.9	2.3	1650	8.7	9.2	2107	11.1	10.8	2102	11.0	11.7
Краљево 2	110	1639	8.6	9.4	2236	11.7	11.7	2227	11.7	12.7	3.1	1594	8.4	9.1	2195	11.5	11.5	2181	11.4	12.5
Краљево 3	110	2034	10.7	13.2	2943	15.4	18.4	2925	15.4	19.0	4.7	1968	10.3	12.8	2881	15.1	18.0	2852	15.0	18.5
Краљево 5	110	1081	5.7	5.9	1841	9.7	9.5	1835	9.6	9.9	4.0	1058	5.6	5.7	1812	9.5	9.3	1802	9.5	9.8
Краљево 6	110	/	/	/	1891	9.9	9.5	1888	9.9	9.5	/	/	/	/	1861	9.8	9.4	1854	9.7	9.3
Крњешевци	110	/	/	/	1643	8.6	7.2	1640	8.6	7.2	/	/	/	/	1595	8.4	7.0	1597	8.4	7.0
Кроноспан	110	2086	10.9	9.3	2219	11.6	10.3	2056	10.8	9.4	-0.2	2054	10.8	9.2	2190	11.5	10.2	2028	10.6	9.3
Крупањ	110	630	3.3	3.0	653	3.4	3.7	654	3.4	3.7	0.1	624	3.3	2.9	646	3.4	3.6	647	3.4	3.6
Крушевац 1 (I)	110	1639	8.6	8.8	1677	8.8	9.0	1696	8.9	9.0	0.3	1571	8.2	8.4	3244	8.3	8.5	3203	8.4	8.5
Крушевац 1 (II)	110	856	4.5	3.2	895	4.7	3.6	915	4.8	3.6	0.3	845	4.4	3.2	857	4.5	3.3	857	4.5	3.3
Крушевац 2	110	1237	6.5	5.6	2499	13.1	11.4	2482	13.0	11.3	6.5	1194	6.3	5.4	2460	12.9	11.2	2437	12.8	11.1
Крушевац 3	110	/	/	/	2777	14.6	14.4	2755	14.5	14.3	/	/	/	/	2732	14.3	14.1	2703	14.2	14.0
Крушевац 4 (I)	110	1528	8.0	7.8	2873	15.1	13.8	2851	15.0	13.8	6.9	1467	7.7	7.5	2825	14.8	13.6	2795	14.7	13.5
Крушевац 4 (II)	110	/	/	/	2873	15.1	13.8	2851	15.0	13.8	/	/	/	/	2825	14.8	13.6	2795	14.7	13.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Кула	110	2075	10.9	8.2	2258	11.9	9.9	2250	11.8	9.9	0.9	2044	10.7	8.0	2163	11.4	9.5	2181	11.4	9.6
Куршумлија	110	642	3.4	3.4	807	4.2	4.7	806	4.2	4.7	0.9	626	3.3	3.3	796	4.2	4.6	795	4.2	4.6
Лазаревац	110	1725	9.1	7.7	1742	9.1	8.0	1703	8.9	7.9	-0.1	1707	9.0	7.6	1712	9.0	7.9	1671	8.8	7.7
Лапово	110	2077	10.9	9.2	2210	11.6	10.2	2053	10.8	9.4	-0.1	2045	10.7	9.0	2181	11.4	10.1	2025	10.6	9.3
Лебане	110	1139	6.0	6.1	1153	6.1	6.0	1151	6.0	6.1	0.1	1109	5.8	5.9	1134	6.0	5.9	1136	6.0	6.0
Лесковац 1	110	2844	14.9	14.9	2568	13.5	12.5	2561	13.4	13.4	-1.5	2691	14.1	14.1	2503	13.1	12.2	2511	13.2	13.2
Лесковац 2 (I)	110	4166	21.9	28.1	4326	22.7	29.0	4309	22.6	29.0	0.8	3851	20.2	26.0	4148	21.8	27.8	4171	21.9	28.1
Лесковац 2 (II)	110	4166	21.9	28.1	4326	22.7	29.0	4309	22.6	29.0	0.8	3851	20.2	26.0	4148	21.8	27.8	4171	21.9	28.1
Лесковац 4	110	2101	11.0	9.9	2156	11.3	10.2	2153	11.3	10.1	0.3	2009	10.5	9.5	2112	11.1	9.9	2118	11.1	10.0
Лесковац 6	110	2889	15.2	15.2	3520	18.5	19.8	3508	18.4	19.7	3.2	2732	14.3	14.4	3401	17.8	19.1	3416	17.9	19.2
Лешница	110	1624	8.5	6.0	1063	5.6	4.4	1198	6.3	5.3	-2.2	1616	8.5	5.9	1050	5.5	4.4	1184	6.2	5.3
Лозница 1	110	1093	5.7	5.9	1117	5.9	6.0	1108	5.8	5.9	0.1	1080	5.7	5.8	1107	5.8	5.9	1096	5.8	5.9
Лозница 2	110	/	/	/	1092	5.7	5.0	1458	7.7	6.8	/	/	/	/	1086	5.7	5.0	1443	7.6	6.7
Љиг	110	830	4.4	4.7	934	4.9	4.7	923	4.8	5.3	0.5	822	4.3	4.7	922	4.8	4.6	910	4.8	5.2
Љубовија	110	443	2.3	2.3	471	2.5	2.7	471	2.5	2.7	0.2	439	2.3	2.3	466	2.4	2.7	467	2.4	2.7
Мајданпек 1	110	1242	6.5	7.4	1554	8.2	8.7	1595	8.4	9.5	1.9	1230	6.5	7.4	1545	8.1	8.7	1588	8.3	9.5
Мајданпек 2 (I)	110	1299	6.8	7.9	1691	8.9	9.7	1737	9.1	9.9	2.3	1286	6.7	7.8	1679	8.8	9.6	1729	9.1	9.8
Мајданпек 2 (II)	110	1299	6.8	7.9	1691	8.9	9.7	1737	9.1	9.9	2.3	1286	6.7	7.8	1679	8.8	9.6	1729	9.1	9.8

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Мајданпек 3	110	1198	6.3	6.8	1528	8.0	8.2	1558	8.2	8.3	1.9	1187	6.2	6.8	1517	8.0	8.1	1550	8.1	8.2
Мачванска Митровица	110	1637	8.6	8.1	1793	9.4	8.9	1763	9.3	8.8	0.7	1619	8.5	8.0	1735	9.1	8.7	1734	9.1	8.7
Младеновац	110	1371	7.2	7.4	1391	7.3	7.4	1371	7.2	7.3	0.0	1346	7.1	7.2	1369	7.2	7.2	1349	7.1	7.2
Мосна	110	643	3.4	3.2	1144	6.0	5.6	1168	6.1	5.6	2.8	639	3.4	3.2	1138	6.0	5.5	1164	6.1	5.6
Неготин	110	1390	7.3	7.0	1611	8.5	9.2	1709	9.0	9.6	1.7	1372	7.2	6.9	1601	8.4	9.1	1700	8.9	9.6
Нересница	110	1130	5.9	4.7	1649	8.7	7.2	1653	8.7	7.2	2.7	1120	5.9	4.7	1624	8.5	7.1	1641	8.6	7.2
Ниш 1 (I)	110	2639	13.9	13.6	1914	10.0	10.3	2485	13.0	12.2	-0.8	2459	12.9	12.7	1885	9.9	10.1	2454	12.9	12.1
Ниш 1 (II)	110	2639	13.9	13.6	1886	9.9	10.2	2479	13.0	12.2	-0.8	2459	12.9	12.7	1858	9.7	10.0	2448	12.9	12.1
Ниш 10	110	1820	9.6	8.6	2691	14.1	11.4	2700	14.2	11.4	4.6	1727	9.1	8.1	2643	13.9	11.2	2666	14.0	11.2
Ниш 13 (I)	110	2514	13.2	11.9	2982	15.7	15.4	2994	15.7	15.5	2.5	2356	12.4	11.2	2923	15.3	15.1	2952	15.5	15.3
Ниш 13 (II)	110	2545	13.4	13.1	2982	15.7	15.4	2994	15.7	15.5	2.4	2375	12.5	12.3	2923	15.3	15.1	2952	15.5	15.3
Ниш 15	110	/	/	/	1636	8.6	8.1	1636	8.6	8.1	/	/	/	/	1615	8.5	8.0	1620	8.5	8.0
Ниш 2 (I)	110	4758	25.0	30.5	4972	26.1	31.7	5000	26.2	32.0	1.3	4227	22.2	27.1	4828	25.3	30.8	4900	25.7	31.3
Ниш 2 (II)	110	4758	25.0	30.5	4926	25.9	31.5	4967	26.1	31.8	1.1	4227	22.2	27.1	4782	25.1	30.5	4868	25.6	31.2
Ниш 3 (I)	110	920	4.8	4.9	972	5.1	5.0	1029	5.4	5.5	0.6	887	4.7	4.7	934	4.9	5.0	972	5.1	5.3
Ниш 3 (II)	110	2488	13.1	12.3	3301	17.3	17.9	3315	17.4	17.9	4.3	2322	12.2	11.5	3233	17.0	17.5	3268	17.2	17.7
Ниш 5	110	2388	12.5	11.3	3873	20.3	20.7	3947	20.7	21.3	8.2	2245	11.8	10.6	3785	19.9	20.2	3885	20.4	21.0
Ниш 6	110	/	/	/	3227	16.9	18.5	3256	17.1	18.6	/	/	/	/	3165	16.6	18.1	3213	16.9	18.4

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 8	110	3190	16.7	16.8	1116	5.9	6.9	2524	13.2	12.3	-3.5	2937	15.4	15.4	1106	5.8	6.8	2494	13.1	12.2
Нова Варош	110	1065	5.6	4.7	1549	8.1	6.5	1549	8.1	6.5	2.5	1054	5.5	4.7	1535	8.1	6.5	1535	8.1	6.5
Нова Пазова	110	1766	9.3	6.7	1794	9.4	8.2	1791	9.4	8.2	0.1	1732	9.1	6.6	1738	9.1	7.9	1740	9.1	7.9
Нова Црња	110	822	4.3	3.0	946	5.0	3.9	948	5.0	3.9	0.7	808	4.2	2.9	929	4.9	3.8	931	4.9	3.8
Нови Бечеј	110	1322	6.9	4.9	1686	8.8	6.9	1691	8.9	7.2	1.9	1298	6.8	4.8	1645	8.6	6.7	1651	8.7	7.0
Нови Пазар 1	110	1050	5.5	6.4	1691	8.9	10.0	1717	9.0	10.0	3.5	1019	5.3	6.2	1654	8.7	9.8	1670	8.8	9.7
Нови Пазар 2	110	1033	5.4	6.1	1548	8.1	8.4	1583	8.3	8.2	2.9	1006	5.3	5.9	1519	8.0	8.2	1542	8.1	8.0
Нови Пазар 3	110	/	/	/	1311	6.9	7.2	1326	7.0	7.2	/	/	/	/	1286	6.8	7.1	1296	6.8	7.1
Нови Поповац	110	907	4.8	5.5	1149	6.0	6.5	1148	6.0	6.5	1.3	891	4.7	5.4	1138	6.0	6.5	1137	6.0	6.5
Нови Сад 1 (I)	110	1037	5.4	3.8	1796	9.4	8.4	1794	9.4	8.5	4.0	1020	5.4	3.7	1735	9.1	8.1	1752	9.2	8.3
Нови Сад 1 (II)	110	1132	5.9	4.2	1189	6.2	6.1	1173	6.2	6.0	0.2	1116	5.9	4.2	1154	6.1	5.9	1150	6.0	5.9
Нови Сад 2 (I)	110	2343	12.3	10.0	2443	12.8	11.1	2442	12.8	11.1	0.5	2309	12.1	9.9	2344	12.3	10.6	2377	12.5	10.8
Нови Сад 2 (II)	110	2343	12.3	10.0	2443	12.8	11.1	2442	12.8	11.1	0.5	2309	12.1	9.9	2344	12.3	10.6	2377	12.5	10.8
Нови Сад 3 (I)	110	4124	21.6	24.9	4450	23.4	28.2	4449	23.4	28.2	1.7	4029	21.1	24.3	4135	21.7	26.2	4241	22.3	26.9
Нови Сад 3 (II)	110	4124	21.6	24.9	4450	23.4	28.2	4449	23.4	28.2	1.7	4029	21.1	24.3	4135	21.7	26.2	4241	22.3	26.9
Нови Сад 4 (I)	110	2575	13.5	11.3	2688	14.1	13.2	2687	14.1	13.2	0.6	2530	13.3	11.1	2565	13.5	12.6	2605	13.7	12.8
Нови Сад 4 (II)	110	/	/	/	2688	14.1	13.2	2687	14.1	13.2	/	/	/	/	2565	13.5	12.6	2605	13.7	12.8
Нови Сад 5 (I)	110	2180	11.4	9.0	2294	12.0	10.9	2290	12.0	11.1	0.6	2147	11.3	8.9	2194	11.5	10.4	2221	11.7	10.7

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 Сад 5 (II)	110	2180	11.4	9.0	2294	12.0	10.9	2290	12.0	11.1	0.6	2147	11.3	8.9	2194	11.5	10.4	2221	11.7	10.7
Нови Сад 6	110	1057	5.5	3.9	1098	5.8	5.3	1087	5.7	5.3	0.2	1041	5.5	3.9	1067	5.6	5.2	1065	5.6	5.2
Нови Сад 7	110	955	5.0	3.5	2116	11.1	10.2	2112	11.1	10.3	6.1	940	4.9	3.5	2029	10.6	9.7	2053	10.8	10.0
Нови Сад 8	110	/	/	/	/	/	/	2593	13.6	12.5	/	/	/	/	/	/	/	2514	13.2	12.2
Нови Сад 9	110	2657	13.9	11.9	2774	14.6	13.2	2773	14.6	13.2	0.6	2613	13.7	11.7	2646	13.9	12.6	2688	14.1	12.8
Осечина	110	1057	5.5	5.0	1121	5.9	5.3	1123	5.9	5.3	0.3	1049	5.5	4.9	1109	5.8	5.2	1110	5.8	5.2
Оџаци	110	1201	6.3	4.4	1246	6.5	5.3	1229	6.5	5.3	0.1	1185	6.2	4.3	1196	6.3	5.1	1203	6.3	5.2
Палић	110	1348	7.1	4.6	1568	8.2	6.1	1589	8.3	6.5	1.3	1337	7.0	4.5	1536	8.1	6.0	1545	8.1	6.3
Панчево 1 (I)	110	2824	14.8	12.7	3053	16.0	13.2	3068	16.1	11.9	1.3	2781	14.6	12.5	3018	15.8	13.0	3010	15.8	11.6
Панчево 1 (II)	110	2725	14.3	12.0	2989	15.7	13.1	3054	16.0	12.7	1.7	2689	14.1	11.8	2923	15.3	12.8	2993	15.7	12.5
Панчево 2 (I)	110	3877	20.3	24.1	4476	23.5	27.7	4573	24.0	28.1	3.7	3789	19.9	23.6	4359	22.9	27.0	4436	23.3	27.2
Панчево 2 (II)	110	3837	20.1	22.5	4469	23.5	26.3	4538	23.8	26.7	3.7	3752	19.7	22.0	4361	22.9	25.7	4401	23.1	25.9
Панчево 3	110	2800	14.7	12.9	3063	16.1	14.3	3102	16.3	14.4	1.6	2750	14.4	12.7	3006	15.8	14.0	3034	15.9	14.1
Панчево 4 (I)	110	3500	18.4	18.5	3924	20.6	20.6	3986	20.9	21.0	2.6	3427	18.0	18.1	3835	20.1	20.2	3880	20.4	20.4
Панчево 4 (II)	110	3500	18.4	18.5	3924	20.6	20.6	3986	20.9	21.0	2.6	3427	18.0	18.1	3835	20.1	20.2	3880	20.4	20.4
Панчево 5	110	/	/	/	/	/	/	4108	21.6	22.2	/	/	/	/	/	/	/	3995	21.0	21.6
ПАП Лисина	110	828	4.3	3.8	834	4.4	3.8	833	4.4	3.8	0.0	821	4.3	3.8	828	4.3	3.8	829	4.3	3.8
Параћин 1 (I)	110	1163	6.1	7.2	1590	8.3	9.1	1585	8.3	9.1	2.2	1137	6.0	7.0	1569	8.2	9.0	1562	8.2	9.0

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Параћин 1 (II)	110	1163	6.1	7.2	1590	8.3	9.1	1585	8.3	9.1	2.2	1137	6.0	7.0	1569	8.2	9.0	1562	8.2	9.0
Параћин 3	110	1112	5.8	6.6	1524	8.0	8.5	1519	8.0	8.5	2.1	1088	5.7	6.5	1505	7.9	8.4	1498	7.9	8.4
Перлез	110	/	/	/	898	4.7	4.2	899	4.7	4.2	/	/	/	/	886	4.6	4.1	887	4.7	4.1
Петровац (I)	110	2107	11.1	10.0	2344	12.3	10.7	2305	12.1	10.5	1.0	2080	10.9	9.8	2286	12.0	10.4	2279	12.0	10.4
Петровац (II)	110	2107	11.1	10.0	2344	12.3	10.7	2305	12.1	10.5	1.0	2080	10.9	9.8	2286	12.0	10.4	2279	12.0	10.4
Пећинци	110	1176	6.2	4.5	1201	6.3	4.9	1196	6.3	4.9	0.1	1164	6.1	4.4	1177	6.2	4.8	1181	6.2	4.9
Пирот 1	110	936	4.9	5.6	651	3.4	4.2	847	4.4	5.2	-0.5	904	4.7	5.4	535	2.8	3.4	838	4.4	5.1
Пирот 2	110	984	5.2	6.2	625	3.3	4.3	911	4.8	6.0	-0.4	951	5.0	6.0	500	2.6	3.4	901	4.7	5.9
Пландиште	110	/	/	/	/	/	/	883	4.6	4.7	/	/	/	/	/	/	/	872	4.6	4.6
Пожаревац 1 (I)	110	1904	10.0	9.3	2945	15.5	14.7	2934	15.4	14.6	5.4	1881	9.9	9.2	2765	14.5	13.8	2897	15.2	14.4
Пожаревац 1 (II)	110	1873	9.8	7.2	2945	15.5	14.7	2934	15.4	14.6	5.6	1860	9.8	7.2	2765	14.5	13.8	2897	15.2	14.4
Пожаревац 2	110	/	/	/	2223	11.7	10.5	2226	11.7	10.5	/	/	/	/	2146	11.3	10.1	2196	11.5	10.3
Пожега	110	2541	13.3	15.5	2868	15.1	17.4	2774	14.6	16.9	1.2	2481	13.0	15.1	2808	14.7	17.0	2711	14.2	16.5
Прахово	110	1377	7.2	6.2	1606	8.4	8.8	1687	8.9	9.1	1.6	1361	7.1	6.2	1596	8.4	8.7	1679	8.8	9.1
Прешево	110	560	2.9	2.9	562	3.0	3.3	1026	5.4	5.4	2.4	549	2.9	2.8	550	2.9	3.2	1008	5.3	5.3
Прибој	110	/	/	/	1408	7.4	6.8	1409	7.4	6.8	/	/	/	/	1396	7.3	6.8	1397	7.3	6.8
Пријеполје	110	671	3.5	2.7	844	4.4	3.9	844	4.4	3.9	0.9	665	3.5	2.7	836	4.4	3.9	836	4.4	3.9
Прокупље	110	2015	10.6	10.5	986	5.2	5.5	984	5.2	5.5	-5.4	1905	10.0	9.9	971	5.1	5.4	971	5.1	5.4

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Рашка	110	886	4.6	4.4	1067	5.6	6.5	1073	5.6	6.3	1.0	863	4.5	4.3	1050	5.5	6.4	1053	5.5	6.2
Римски Шанчеви	110	2390	12.5	10.3	2496	13.1	11.3	2494	13.1	11.3	0.5	2356	12.4	10.2	2392	12.6	10.9	2426	12.7	11.0
РП Дрмно (I)	110	1668	8.8	6.0	2462	12.9	12.9	2463	12.9	12.9	4.2	1657	8.7	6.0	2327	12.2	12.2	2437	12.8	12.7
РП Дрмно (II)	110	/	/	/	2462	12.9	12.9	2463	12.9	12.9	/	/	/	/	2327	12.2	12.2	2437	12.8	12.7
Рудник 1	110	1469	7.7	7.3	2514	13.2	13.4	2517	13.2	13.4	5.5	1457	7.6	7.2	2381	12.5	12.6	2489	13.1	13.2
Рудник 2	110	1131	5.9	5.3	2379	12.5	12.1	2380	12.5	12.1	6.6	1124	5.9	5.3	2255	11.8	11.4	2355	12.4	11.9
Рудник 3	110	1271	6.7	6.0	2168	11.4	11.0	2171	11.4	11.0	4.7	1261	6.6	6.0	2074	10.9	10.5	2150	11.3	10.9
Рудник 4	110	/	/	/	2298	12.1	12.0	2300	12.1	12.0	/	/	/	/	2180	11.4	11.4	2278	12.0	11.9
Рудник 5	110	/	/	/	1908	10.0	9.4	1912	10.0	9.4	/	/	/	/	1835	9.6	9.0	1896	10.0	9.3
Рудник Ковин	110	497	2.6	1.7	506	2.7	1.8	507	2.7	1.8	0.1	494	2.6	1.7	503	2.6	1.8	504	2.6	1.8
Рума 1	110	841	4.4	3.0	866	4.5	4.1	858	4.5	4.1	0.1	829	4.4	3.0	845	4.4	4.0	843	4.4	4.0
Рума 2	110	1064	5.6	4.0	1103	5.8	4.9	1090	5.7	4.8	0.1	1051	5.5	4.0	1075	5.6	4.7	1073	5.6	4.8
Свилајнац	110	/	/	/	2301	12.1	10.6	2079	10.9	9.1	/	/	/	/	2273	11.9	10.4	2053	10.8	9.0
Сврљиг	110	1384	7.3	6.0	1346	7.1	5.8	1359	7.1	5.9	-0.1	1335	7.0	5.8	1273	6.7	5.5	1351	7.1	5.9
Севојно (I)	110	1995	10.5	10.2	2126	11.2	11.6	2092	11.0	11.4	0.5	1958	10.3	10.0	2088	11.0	11.3	2053	10.8	11.2
Севојно (II)	110	/	/	/	2126	11.2	11.6	2092	11.0	11.4	/	/	/	/	2088	11.0	11.3	2053	10.8	11.2
Сента 1	110	1067	5.6	3.5	1431	7.5	6.1	1446	7.6	6.2	2.0	1048	5.5	3.5	1400	7.3	6.0	1411	7.4	6.0
Сента 2	110	876	4.6	2.8	1263	6.6	5.4	1277	6.7	5.4	2.1	861	4.5	2.8	1238	6.5	5.3	1249	6.6	5.3

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Сип	110	427	2.2	1.5	444	2.3	2.3	450	2.4	2.3	0.1	422	2.2	1.5	441	2.3	2.3	447	2.3	2.3
Сирмијум Стил	110	1666	8.7	9.6	1867	9.8	10.1	1825	9.6	9.9	0.8	1648	8.7	9.5	1801	9.5	9.8	1795	9.4	9.8
Сјеница	110	798	4.2	4.3	970	5.1	5.0	971	5.1	5.0	0.9	788	4.1	4.2	962	5.0	4.9	962	5.1	4.9
Смедерево 1 (I)	110	2573	13.5	13.6	4172	21.9	21.3	4187	22.0	21.4	8.5	2541	13.3	13.5	3983	20.9	20.4	4078	21.4	20.8
Смедерево 1 (II)	110	2527	13.3	10.4	4096	21.5	20.8	4110	21.6	20.8	8.3	2498	13.1	10.3	3918	20.6	19.9	4006	21.0	20.3
Смедерево 2 (I)	110	2800	14.7	15.3	4998	26.2	28.2	5021	26.4	28.3	11.7	2764	14.5	15.1	4749	24.9	26.8	4863	25.5	27.4
Смедерево 2 (II)	110	2720	14.3	11.5	4998	26.2	28.2	5021	26.4	28.3	12.1	2684	14.1	11.4	4749	24.9	26.8	4863	25.5	27.4
Смедерево 3 (I)	110	3590	18.8	19.2	6156	32.3	33.0	6213	32.6	33.2	13.8	3536	18.6	18.9	5849	30.7	31.9	5970	31.3	31.9
Смедерево 3 (II)	110	3590	18.8	19.2	6185	32.5	33.0	6245	32.8	33.4	13.9	3536	18.6	18.9	5876	30.8	31.9	6000	31.5	32.1
Смедерево 4	110	2320	12.2	11.4	3272	17.2	16.3	3280	17.2	16.3	5.0	2294	12.0	11.3	3146	16.5	15.6	3214	16.9	16.0
Смедерево 5	110	/	/	/	2436	12.8	12.5	2437	12.8	12.5	/	/	/	/	2330	12.2	11.9	2404	12.6	12.3
Смедеревска Паланка 1	110	1854	9.7	9.8	1955	10.3	10.4	1907	10.0	10.2	0.3	1821	9.6	9.6	1922	10.1	10.2	1876	9.8	10.0
Смедеревска Паланка 2	110	/	/	/	1939	10.2	9.8	1903	10.0	9.6	/	/	/	/	1907	10.0	9.6	1874	9.8	9.5
Собовица	110	/	/	/	680	3.6	3.7	680	3.6	3.7	/	/	/	/	672	3.5	3.6	672	3.5	3.6
Сокобања	110	2300	12.1	12.1	2346	12.3	12.8	2172	11.4	11.5	-0.7	2263	11.9	11.9	2084	10.9	11.4	2104	11.0	11.2
Сомбор 1	110	1439	7.6	5.9	1476	7.7	6.9	575	3.0	2.9	-4.5	1418	7.4	5.8	1363	7.2	6.4	561	2.9	2.8
Сомбор 2	110	2488	13.1	13.7	2732	14.3	16.3	2522	13.2	14.7	0.2	2448	12.8	13.5	2385	12.5	14.3	2432	12.8	14.1
Сомбор 3 (I)	110	2488	13.1	13.7	2732	14.3	16.3	2522	13.2	14.7	0.2	2448	12.8	13.5	2385	12.5	14.3	2432	12.8	14.1

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Сомбор 3 (II)	110	3574	18.8	18.5	4450	23.4	29.8	4493	23.6	30.1	4.8	3504	18.4	18.2	4179	21.9	28.0	4232	22.2	28.4
Србобран 1	110	/	/	/	2244	11.8	10.0	2254	11.8	10.2	/	/	/	/	2173	11.4	9.7	2186	11.5	9.9
Србобран 2	110	2102	11.0	10.4	2270	11.9	12.1	2213	11.6	11.9	0.6	2070	10.9	10.3	2173	11.4	11.6	2166	11.4	11.7
Сремска Митровица 1	110	2573	13.5	13.6	4172	21.9	21.3	4187	22.0	21.4	8.5	2541	13.3	13.5	3983	20.9	20.4	4078	21.4	20.8
Сремска Митровица 2 (I)	110	2315	12.1	13.1	2770	14.5	17.3	2677	14.1	16.8	1.9	2280	12.0	12.9	2625	13.8	16.4	2613	13.7	16.4
Сремска Митровица 2 (II)	110	2275	11.9	12.8	2757	14.5	17.2	2665	14.0	16.7	2.0	2243	11.8	12.6	2613	13.7	16.3	2601	13.7	16.3
Сремска Митровица 3	110	2166	11.4	11.3	2368	12.4	13.0	2300	12.1	12.7	0.7	2134	11.2	11.2	2260	11.9	12.4	2251	11.8	12.4
Стара Пазова	110	1776	9.3	6.7	1781	9.3	8.2	1777	9.3	8.2	0.0	1740	9.1	6.6	1723	9.0	8.0	1724	9.1	8.0
Стара Планина	110	/	/	/	/	/	/	810	4.2	4.0	/	/	/	/	/	/	/	805	4.2	4.0
Стењевац	110	679	3.6	2.7	772	4.1	3.7	769	4.0	3.7	0.5	670	3.5	2.7	763	4.0	3.7	760	4.0	3.7
Страгари	110	907	4.8	4.4	956	5.0	4.4	952	5.0	4.4	0.2	899	4.7	4.3	950	5.0	4.4	945	5.0	4.4
Суботица 1	110	3109	16.3	11.1	2988	15.7	12.6	3067	16.1	14.5	-0.2	3064	16.1	11.0	2876	15.1	12.1	2910	15.3	13.8
Суботица 2	110	2578	13.5	9.0	2753	14.5	11.3	2820	14.8	12.8	1.3	2544	13.4	8.8	2657	13.9	10.9	2686	14.1	12.2
Суботица 3 (I)	110	2750	14.4	9.7	3837	20.1	17.0	3969	20.8	21.2	6.4	2709	14.2	9.5	3657	19.2	16.2	3711	19.5	19.9
Суботица 3 (II)	110	3770	19.8	14.0	3837	20.1	17.0	3969	20.8	21.2	1.0	3712	19.5	13.8	3657	19.2	16.2	3711	19.5	19.9
Суботица 4 (I)	110	1936	10.2	6.5	2035	10.7	8.1	2071	10.9	8.7	0.7	1911	10.0	6.4	1977	10.4	7.8	1993	10.5	8.4
Суботица 4 (II)	110	1936	10.2	6.5	2035	10.7	8.1	2071	10.9	8.7	0.7	1911	10.0	6.4	1977	10.4	7.8	1993	10.5	8.4

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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 - Вреоци	110	2945	15.5	14.2	2793	14.7	11.6	2647	13.9	10.7	-1.6	2912	15.3	14.1	2747	14.4	11.4	2593	13.6	10.5
Тамнава - Западно поље	110	2005	10.5	7.5	1737	9.1	7.9	1708	9.0	8.1	-1.6	1993	10.5	7.5	1721	9.0	7.8	1688	8.9	8.0
ТЕ Костолац А	110	3351	17.6	15.4	4347	22.8	26.4	4347	22.8	26.4	5.2	3309	17.4	15.2	3911	20.5	23.7	4268	22.4	25.9
ТЕ Костолац Б - постројење за одсумпоравање	110	/	/	/	2407	12.6	12.5	2408	12.6	12.5	/	/	/	/	2278	12.0	11.8	2383	12.5	12.4
ТЕ Морава	110	2671	14.0	13.8	2875	15.1	14.8	2454	12.9	10.9	-1.1	2628	13.8	13.6	2830	14.9	14.6	2417	12.7	10.7
Темерин	110	1661	8.7	6.3	1713	9.0	7.2	1712	9.0	7.2	0.3	1638	8.6	6.2	1657	8.7	6.9	1674	8.8	7.0
ТЕНТ А (СП)	110	1547	8.1	6.9	1507	7.9	6.6	1508	7.9	6.6	-0.2	1529	8.0	6.8	1488	7.8	6.5	1486	7.8	6.5
ТЕ-ТО Београд	110	3786	19.9	21.0	4015	21.1	25.4	4017	21.1	25.7	1.2	3675	19.3	20.4	3787	19.9	23.9	3803	20.0	24.3
ТЕ-ТО Зрењанин	110	1479	7.8	6.5	1515	8.0	7.7	1516	8.0	7.7	0.2	1450	7.6	6.3	1478	7.8	7.5	1480	7.8	7.5
ТЕ-ТО Нови Сад	110	2725	14.3	12.3	2842	14.9	13.6	2841	14.9	13.7	0.6	2680	14.1	12.1	2707	14.2	13.0	2752	14.4	13.2
Топола	110	1467	7.7	6.0	1514	7.9	7.1	1497	7.9	7.0	0.2	1448	7.6	5.9	1495	7.8	7.0	1478	7.8	6.9
Трстеник	110	1233	6.5	6.6	1648	8.6	8.1	1640	8.6	8.0	2.1	1198	6.3	6.5	1626	8.5	8.0	1616	8.5	7.9
Тутин	110	/	/	/	690	3.6	3.6	694	3.6	3.6	/	/	/	/	681	3.6	3.6	684	3.6	3.6
Ђићевац	110	868	4.6	3.6	1426	7.5	6.9	1421	7.5	6.9	2.9	853	4.5	3.6	1410	7.4	6.9	1403	7.4	6.8
Ђуприја	110	1393	7.3	7.5	1827	9.6	9.3	1812	9.5	9.2	2.2	1366	7.2	7.3	1797	9.4	9.1	1783	9.4	9.1
УБ	110	/	/	/	1487	7.8	6.9	1475	7.7	6.9	/	/	/	/	1474	7.7	6.8	1459	7.7	6.8
Ужице 1	110	1754	9.2	9.3	1859	9.8	10.2	1830	9.6	10.1	0.4	1721	9.0	9.1	1827	9.6	10.0	1797	9.4	9.9

Трансформаторска станица	U _n [KV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Ужице 2	110	/	/	/	1893	9.9	10.4	1863	9.8	10.3	/	/	/	/	1860	9.8	10.2	1830	9.6	10.1
Ушће	110	/	/	/	1159	6.1	5.6	1163	6.1	5.6	/	/	/	/	1143	6.0	5.5	1145	6.0	5.5
ФАС	110	2232	11.7	9.7	2334	12.2	10.3	2307	12.1	10.3	0.4	2191	11.5	9.5	2301	12.1	10.2	2274	11.9	10.2
Футог	110	1678	8.8	6.2	2326	12.2	10.6	2326	12.2	10.6	3.4	1651	8.7	6.1	2231	11.7	10.1	2259	11.9	10.3
ХЕ Врла 1	110	1601	8.4	8.0	1627	8.5	8.8	1623	8.5	8.7	0.1	1574	8.3	7.8	1601	8.4	8.6	1605	8.4	8.6
ХЕ Врла 2	110	1614	8.5	7.9	1650	8.7	8.7	1646	8.6	8.7	0.2	1586	8.3	7.8	1623	8.5	8.6	1627	8.5	8.6
ХЕ Врла 3	110	2123	11.1	11.1	2206	11.6	12.2	2199	11.5	12.2	0.4	2071	10.9	10.8	2154	11.3	12.0	2162	11.3	12.0
ХЕ Ђердап 2	110	1527	8.0	6.9	1821	9.6	11.1	1917	10.1	11.5	2.0	1507	7.9	6.8	1808	9.5	11.0	1906	10.0	11.5
ХЕ Зворник	110	2272	11.9	10.8	2344	12.3	12.9	2254	11.8	12.4	-0.1	2259	11.9	10.8	2326	12.2	12.8	2223	11.7	12.2
ХЕ Кокин Брод	110	1231	6.5	5.9	2111	11.1	8.6	2112	11.1	8.6	4.6	1219	6.4	5.9	2085	10.9	8.5	2088	11.0	8.5
ХЕ Пирот	110	969	5.1	6.1	622	3.3	4.2	900	4.7	5.8	-0.4	938	4.9	5.9	496	2.6	3.4	890	4.7	5.8
ХЕ Потпећ	110	1169	6.1	6.0	1817	9.5	9.3	1819	9.5	9.3	3.4	1160	6.1	5.9	1798	9.4	9.2	1798	9.4	9.2
ХЕ Увац	110	948	5.0	4.1	1238	6.5	5.9	1238	6.5	5.9	1.5	939	4.9	4.1	1228	6.4	5.8	1229	6.4	5.8
Цементара Косјерић	110	1228	6.4	4.6	1244	6.5	5.8	1240	6.5	5.8	0.1	1218	6.4	4.5	1233	6.5	5.8	1229	6.4	5.8
Црвена Застава	110	2236	11.7	9.7	2335	12.3	10.4	2309	12.1	10.4	0.4	2195	11.5	9.5	2302	12.1	10.2	2275	11.9	10.2
Црвенка	110	1503	7.9	5.7	1574	8.3	6.6	1554	8.2	6.5	0.3	1486	7.8	5.6	1509	7.9	6.3	1520	8.0	6.4
Чајетина	110	1287	6.8	6.0	1394	7.3	6.8	1384	7.3	6.8	0.5	1271	6.7	6.0	1375	7.2	6.7	1365	7.2	6.7
Чачак 1	110	1664	8.7	9.4	1948	10.2	10.8	1931	10.1	10.7	1.4	1622	8.5	9.1	1906	10.0	10.6	1888	9.9	10.5

Трансформаторска станица	U _n [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег максимума								
		2017. година			2022. година			2027. година				2017. година			2022. година			2027. 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]
Чачак 2	110	1572	8.3	7.9	1842	9.7	9.6	1823	9.6	9.5	1.3	1535	8.1	7.8	1803	9.5	9.4	1783	9.4	9.3
Чачак 3	110	1847	9.7	11.0	2189	11.5	12.6	2174	11.4	12.6	1.7	1800	9.4	10.7	2146	11.3	12.4	2127	11.2	12.3
чвор Атеница	110	1626	8.5	8.8	1873	9.8	9.9	1855	9.7	9.8	1.2	1586	8.3	8.5	1833	9.6	9.7	1814	9.5	9.6
чвор Белџина	110	1124	5.9	4.7	1191	6.3	4.9	1177	6.2	4.9	0.3	1109	5.8	4.6	1179	6.2	4.8	1164	6.1	4.8
чвор Београд (I)	110	3847	20.2	20.2	3965	20.8	21.5	3839	20.2	21.0	0.0	3775	19.8	19.8	3864	20.3	21.0	3733	19.6	20.4
чвор Београд (II)	110	3858	20.2	23.6	3970	20.8	21.7	3844	20.2	21.2	-0.1	3784	19.9	23.2	3867	20.3	21.2	3737	19.6	20.6
чвор Лисина	110	832	4.4	3.8	838	4.4	3.8	837	4.4	3.8	0.0	824	4.3	3.8	831	4.4	3.8	832	4.4	3.8
чвор Мартинци	110	1592	8.4	7.3	1758	9.2	8.5	1720	9.0	8.4	0.7	1574	8.3	7.2	1697	8.9	8.2	1692	8.9	8.2
чвор Шупљак	110	1658	8.7	5.7	2004	10.5	7.9	2039	10.7	8.6	2.0	1642	8.6	5.6	1953	10.3	7.7	1968	10.3	8.3
Челарево	110	1204	6.3	4.2	1380	7.2	5.9	1381	7.2	5.9	0.9	1187	6.2	4.1	1344	7.1	5.7	1353	7.1	5.8
Шабац 1	110	2003	10.5	10.6	1904	10.0	11.5	1928	10.1	11.8	-0.4	1975	10.4	10.4	1851	9.7	11.2	1883	9.9	11.6
Шабац 2	110	1711	9.0	8.2	1648	8.7	8.9	1666	8.7	9.0	-0.2	1687	8.9	8.1	1605	8.4	8.7	1629	8.5	8.8
Шабац 3 (I)	110	2030	10.7	11.7	2170	11.4	13.8	2201	11.6	14.1	0.9	2001	10.5	11.5	2103	11.0	13.4	2144	11.3	13.7
Шабац 3 (II)	110	2173	11.4	11.9	2170	11.4	13.8	2201	11.6	14.1	0.1	2142	11.2	11.7	2103	11.0	13.4	2144	11.3	13.7
Шабац 4	110	2011	10.6	10.6	1904	10.0	11.5	1927	10.1	11.7	-0.4	1984	10.4	10.5	1851	9.7	11.2	1882	9.9	11.5
Шабац 5	110	1547	8.1	7.7	1485	7.8	8.1	1499	7.9	8.2	-0.3	1527	8.0	7.6	1450	7.6	7.9	1469	7.7	8.0
Шид	110	719	3.8	2.7	750	3.9	3.3	743	3.9	3.3	0.1	712	3.7	2.6	735	3.9	3.3	734	3.9	3.3

Таб.Д. 7.3: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Крагујевац

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат предмету у предлогу Плана инвестиције 2017	Коментари	Година пуштања у посау у плану 2018-2027 (процент усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак (ЕМК/ЕПС)	Реализација инвестиционе гране												
	Назив пројекта	Објекат	Обим инвестиције							Пројектни задатак (ЕМК/ЕПС)	Избор локације/траје	Урбанизам	Јавни интерес	Локациони услови	Студија осподомости са квалитетним проф.	ЕНЕРГЕТСКА ДОЗВОЛА	Процена утицаја на животну средину	Пројекат за грађевинску дозволу	Грађевинска дозвола	Набавна опрема и расходи	Прилози почетна грађевина	Грађевина објекта
1	ДВ 110 kV TC Крагујевац 20 - TC Крагујевац 3	TC 110/35/10kV - Крагујевац 20 (Нови)	нова 110kV линија	не		мај 2012																
		ДВ 110 kV TC Крагујевац 20 (Нови) - TC Крагујевац 3 (Спољанско грађење)	нова 110 kV ДВ	не	Слика Пројекат решава ваздушну повезивање TC Крагујевац 3 и TC Крагујевац 20.	мај 2012	ДА	35 km														
Нове TC ОДС																						
2	TC 110/35/20kV Крагујевац 21	TC 110/35/20kV - Крагујевац 21 (Нова Застава)	нова TC	не	Локација постоји. Није решени имовинско-правни односи.	мај 2013		2x3 MVA		ДА	нема											
		ДВ 110 kV TC Крагујевац 21 (Петровац) - TC Крагујевац 21 (Матино Брдо) [185]	улаз-излаз на постојећу ДВ	не	Слика Није у плану инвестиција.	мај 2013	НЕ	2x4 km	нема													
3	TC 110/10 kV Смедерев 5	TC 110/10 kV - Смедерев 5	нова TC	не	Није решени имовинско-правни односи.	мај 2012		2x31,5		ДА	нема											
		ДВ 110 kV - TC Костопац А - Смедерев 5 [154A/C]	улаз-излаз на постојећу ДВ	не	Слика	мај 2012		2x2 km	У плану израда ПЗ 2015	Уговорено												
4	TC 110/10 kV Крагујевац 22	TC 110/10 kV - Крагујевац 22 (Центар)	нова TC	да	Постоји Генерални пројекат. Постоји локација у планским документима. У току је решавање имовинско-правних односа. Смањена се пројектно финансијски приоритета.	2011		2x31,5		ДА	нема											
		Нова 110 kV - TC Крагујевац 22 (Државна пошта) - TC Крагујевац 22 (Центар)	нова 110 kV кабл	не	Слика Није у плану инвестиција. Постава напомена да се ОДС не слаже са постојећим пројекатом, већ захтева да се пројекат може поставити. ЕМС 2014 година (објектима реконструкцију ДВ 110/35 TC Крагујевац 21 - TC Крагујевац 21) неће извршити формално решавати техничко-проектне задатке.	2011	ДА	2 km	нема													
5	TC 110/35 kV Пожаревац 2	TC 110/35 kV - Пожаревац 2	нова TC	да	Добијено мишљење ЕМС о условима прикључења. Достављен предлог ПЗ ЕМС, у на даљина сагласности. У току је изградња локационе распева. Напомена решена. Потписан уговор за израду ПД-а и техничке документације.	2009/2011		2x31,5	ДА	нема				Урађено								
		ДВ 110 kV - Смедерев 3 - TC Костопац А [154AA/B]	улаз-излаз на постојећу ДВ	не	Планира се средства у ПИ су још мала.	2011	НЕ	2x5,8 km	У плану израда ПЗ 2015	Уговорено	Уговорено	Уговорено										
6	TC 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	TC 110/35 kV - Смедеревска Паланка 2	нова TC	да	Постоји пунолетно мишљење које се усаглашава са планским документима.	мај 2012		31,5 MVA	ДА	нема												
		ДВ 110 kV - Смедерев 3 - Смедеревска Паланка [123A]	улаз-излаз на постојећу ДВ	не	Слика	мај 2012	ДА	2x2 km	нема													
7	TC 110/10 kV Крагујевац 23	TC 110/10 kV - Крагујевац 23 (Козуљево)	нова TC	да	Постоји локација у планским документима. Није решена локација, на постојећу локацију.	мај 2012		31,5 MVA	ДА	нема												
		ДВ 110 kV TC Крагујевац 20 (Нови) - Крагујевац 3 (Спољанско грађење)	улаз-излаз на будућу ДВ	не	Слика	мај 2012	ДА	нема														
8	TC 110/10 kV Собоњци	TC 110/10 kV - Собоњци	нова TC	да	Још увек није издато одобрење за локацију, већ подложено земљиште. У првој фази ће се градити TC 33/10 kV, која би касније требало да буде пребачена на 110 kV нивоу.	мај 2012			ДА	нема												
		ДВ 110 kV - TC Крагујевац 2 (Петровац) - TC Стараца	улаз-излаз на постојећу ДВ	не	Слика	мај 2012	ДА	31,5 MVA	нема													
9	TC 110/10 kV Крагујевац 24	TC 110/10 kV - Крагујевац 24 (Собоњци)	нова TC	да	Постоји локација у планским документима. Није решена локација.	мај 2012		31,5 MVA	ДА	нема												
		ДВ 110 kV - Крагујевац 2 (Петровац) - Крагујевац 24 (Собоњци)	нова 110 kV ДВ	не	Слика	мај 2012	ДА	нема														
10	Реконструкција TC 110/10 kV Крагујевац 18	TC 110/10 kV Крагујевац 18 (Липово)	Планира се замена постојећег постројења 110, 35 и 10 kV нивоа, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/35/10 kV 3x31,5 MVA.	да	Материјал на 1 фази за опремање поља за пуштање II трансформатора.	2018																
11	Реконструкција TC 110/10 kV Крагујевац 5	TC 110/10 kV Крагујевац 5 (Државна пошта)	Планира се замена постојећег постројења 110 kV, свучидара и терцијера 10 kV нивоа, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/10/10 kV 3x31,5 MVA.	да	У Плану Инвестиције ОДС-а за 2018. годину.	2018																
12	Реконструкција TC 110/10 kV Стараца	TC 110/10 kV Стараца	Планира се замена постојећег постројења 110 kV, свучидара 35 kV нивоа, уградња терцијера 10 kV, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/35/10 kV 3x31,5 MVA.	да		2017																
13	Реконструкција TC 110/10 kV Крагујевац 6	TC 110/10 kV Крагујевац 6 (Матино Брдо)	Планира се замена постојећег постројења 110 kV, свучидара и терцијера 10 kV нивоа, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/10/10 kV 3x31,5 MVA.	да		2011																

Р.бр.	Пројекат Повећања		Датум је објект примљен у градњу (План инвестиција 2017)	Коментари	Година пуштања у погон у плану 2018- 2027 (пројекат успешавање)	Потреба за Системским деловим Студије	Технички подаци	Пројектни задатак (ДМС/ДПС)	Реализација инвестиционе припреме							Реализација инвестиционе градње				
	Назив пројекта	Објект							Обим инвестиције	Избор локације/у траса	Урбанизам	Јавни интерес	Локациони услови	Студија одрживости са надјезном прој.	ЕНЕРГЕТС КА ДОБРОЛА	Процена утицаја на животну средину	Пројекат за градњевинску дозволу	Грађевинска дозвола	Набавка опреме и радова	Пријава почетка градње
14	Ремонтација ТС 110kV KV Крагујевац 20	ТС 110kV KV Крагујевац 20 (Ковч)	Полизира се замена постојећег постојећег 110kV, секторског и терцијара 10kV новим, као и уградња нове релејне заштите и управљача. Планира се уградња новог трансформатора 110/10/10 kV са 31,5 MVA.		2024				Постојећи објект											
15	Ремонтација ТС 110kV KV Пожаревац 1	ТС 110kV KV Пожаревац 1	Постројење 110 kV на отвореном са два главна главна сабирница, са 3 дистрибутивна поља, 2 трансформаторска поља и 1 спојним пољем. Постројење 35 kV у новој згради са једним системом главних сабирница, са 14 изводних ћелија, 2 трансформатора ћелија, 1 спојном ћелијом, 2 мерне ћелије и 1 ћелија која је под конструкцијом. Постројење 10 kV у новој згради са једним системом главних сабирница, 32 изводних ћелија, 2 трансформаторске ћелије, 2 ћелије за нулне трансформаторе, 2 мерне ћелије, 1 спојном ћелијом, 2 ћелија која је под конструкцијом. Постројење 35 kV и постројење 10 kV се уграђују у нову командно-погонску зграду. У постројењу ће се налазити замрежени трансформатори 110/16,75/10,5 kV, номинална снага 31,5 MVA.	Завршена је изградња пројекатне документације.	2020			2017	Постојећи објект			Утопу је потписивање уговора								
16	Ремонтација ТС 110kV KV Петровац	ТС 110kV KV Петровац	Ремонтација комплетног грађевинског и електро дела постројења 110 kV (без замене поља 110 kV постројења), замена постојећег енергетског трансформатора са два нова 110/36,75/10,5 kV, снага 31,5 MVA, зграда постројења 35 kV у новој згради.	Завршена је изградња опреме - кредит Светске банке.	2018			2017	Постојећи објект				Кредит Светске банке							
17	Ремонтација ТС 110kV KV Велико Градиште	ТС 110kV KV Велико Градиште	ремонтација комплетне ТС		2020/2021				Постојећи објект											
18	Ремонтација ТС 110kV KV Велико Градиште - опремање 110 kV поља	ТС 110kV KV Велико Градиште	опремање два 110 kV ДВ поља (правац Бела Црква и правац ВЕ Кривача)	Завршено и дато решење ДВ поља 110 kV. Утопу је израда ИДП-а пројекта ДВ поља 110 kV. ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште је пројекат објекта пројекта, даље нове ће бити стичени за пуштање у погон у првој кварталу 2019. године. Стога се уводи обавеза нове дигиталне о подизвој развоја на капиталном шезу.	2019 (за ВЕ Кривача) ; 2019 (за ТС Бела Црква)				Постојећи објект			Утопу је израда ИДП-а								
19	Ремонтација ТС 110kV KV Нерезица	ТС 110kV KV Нерезица	опремање ДВ поља (правац ВЕ Кривача)	Завршено и дато решење. Утопу је израда ИДП-а пројекта.	2018				Постојећи објект			Утопу је израда ИДП-а								
20	Ремонтација ТС 110kV KV Смедерско 1	ТС 110kV KV Смедерско 1 (Буневе воде)	Ремонтација ТС - ремонтација постојеће раскључне опреме и замена постојећег трансформатора.		2024				Постојећи објект											
21	Ремонтација ТС 110kV KV Смедерско 4	ТС 110kV KV Смедерско 4	ремонтација ТС		2022				Постојећи објект											
Уградња ЕТ																				
22	Ремонтација ТС 110kV KV Смедерско 2	Уградња тројанг трансформатора 110kV KV у ТС Смедерско 2 (Смедерско)	Трансформаторско поље 110 kV и трансформатор 110/30 kV се уграђују у изградња поља у постројењу 110 kV постојеће ТС 110/35 kV Смедерско 2, а постојеће ТС се прилагођава парцила на којој ће бити изграђено ИД 10 kV са прилагођеним растезачем, чије се решење вишеградњиним ројем са напонским прикључама, снага у ТС Смедерско 2 се повећава са 43 на 94,5 MVA.	Овај пројекат се више не води као нова ТС Смедерско 2, пошто је цела ТС Смедерско 2 сада у надлежности ОДС.	2021	НС	31,5		Да											

Р.бр.	Пројекат Повећања		Да ли је објекат предмет предлогу Плана инвестиција 2017	Коментари	Година пуштања у погон у плану 2018-2027 (процес успостављања)	Потреба за системним и деловним студијама	Технички подаци	Пројектни задатак (ЕМС/ЕНС)	Реализација инвестиционе припреме										Реализација инвестиционе градње							
	Назив пројекта	Објект							Обим Инвестиције	Пројектни задатак (ЕМС/ЕНС)	Избор локације/трајекте	Урбанизам	Јавни интерес	Локациони услови	Ступишће опасности са издржаним	ЕНС/ЕНП или ДОЗВОЛ	Процена утицаја на животну средину	Пројекат у складу са грађевинским закоником	Грађевинско дозвола	Набавка опреме и радних	Приjava почетка градње	Грађевински објект	Интерни технички пробаи	Пуштање у пробаи	УПОТРЕБА ДОЗВОЛ	Укључивање објекта
Нове ТС ОДС																										
8	ТС 110/20 kV Србобран 2	нова ТС улаз-излаз на постојећу ДВ	Да	Предвиђена заједничка изградња ПДР за ДВ 110 kV и ТС	2021	НЕ	1x31,5 2x3 km	28.02.2014 VI / 25.06.2015	Да	Не	Не	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
9	ТС 110/20 kV Крњешевци	нова ТС улаз-излаз на постојећу ДВ	Да	Узлож је изградња објекта. Поднет захтев за ГД.	2018 2018	НЕ	2x31,5 2*9,7 km	28.02.2014 VI / 14.4.2009	Да	Да	Не треба	Да	Да	Не	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да	Да
10	ТС 110/20 kV Перлез	нова ТС ново 110kV поле ДВ 110 kV - Перлез - Зрењанин 2	Да	Пројекат неопходан за решавање напајања региона Титела и Перлеза, који је изолован са стране преносне мреже.	2021	ДА	1x20	28.02.2014	Да	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
		ДВ 110 kV - Перлез - Зрењанин 2	не	Потреба је изградња системског дела Студије повећања. Потребно је отворити позицију за пројекат у Плану инвестиција.	2021		20 km	нема																		
11	ТС 110/20 kV Панчево 5	нова ТС улаз-излаз на постојећу ДВ	Да		2027 2027	ДА	2x31,5	нема	Да	Не	Не	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
12	ТС 110/20 kV Пандиште	нова ТС улаз-излаз на постојећу ДВ	Да		2023 након 2022	ДА	2x31,5	нема	Да	Не	Не	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
13	ТС 110/20 kV Нови Сад 8	нова ТС улаз-излаз на постојећу ДВ	Да		2023 након 2022	ДА	2x31,5	нема	Да	Не	Не	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
14	ТС 110/20 kV Беоини	нова ТС улаз-излаз на постојећу ДВ	Да	Динамика изградње је неизвесна због улагања трећег лица.	2022 2022	ДА	2x31,5	нема	Да	Не	Не	Не	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
15	Реконструкција ТС 110 kV Инђија 1	реконструкција ТС	Да	Динамика адаптације ТС због ЕВП је неизвесна због улагања трећег лица. До сада извршена замена примарне и ЗВ опреме у ТС.	2018			нема																		
16	Реконструкција ТС 110 kV Зрењанин 1	реконструкција ТС	Да		2020			ДА	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
17	Реконструкција ТС 110 kV Кикинда 1	реконструкција ТС	Да		2020			ДА	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
18	Реконструкција ТС 110 kV Рума 2	реконструкција ТС	Да		2023			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
19	Реконструкција ТС 110 kV Сента 1	реконструкција ТС	Да	До сада замењен прекидач и заштита у РП 110 kV.	2026			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
20	Реконструкција ТС 110 kV Дебелџа	реконструкција ТС	Да		2019		1x31,5 MVA	2017	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
21	Реконструкција ТС 110 kV Нови Сад 4	реконструкција ТС	Да	Додат је се још 31,5 MVA инсталационе снаге на садашњих 2x63 MVA.	2022			ДА	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
22	Реконструкција ТС 110 kV Бегеђице	реконструкција ТС	Да		2020			ДА	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
23	Реконструкција ТС 110 kV Нови Сад 2	реконструкција ТС	Да	До сада реконструисано постројење 110 kV.	2022			НЕ	Не треба	Не	Не	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
24	Реконструкција ТС 110 kV Бачка Паланка 1	реконструкција ТС	Да		2024			НЕ	Не треба	Не треба	Не	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
25	Реконструкција ТС 110 kV Бачка Топола 1	реконструкција ТС	Да		2024			НЕ	Не треба	Не треба	Не	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
26	Реконструкција ТС 110 kV Бајмок	реконструкција ТС	Да		2025			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
27	Реконструкција ТС 110 kV Нови Сад 5	реконструкција ТС	Да	Уградња 3. ЕТ	2021			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
28	Реконструкција ТС 110 kV Суботица 4	реконструкција ТС	Да	Уградња 3. ЕТ	2023			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
29	Реконструкција ТС 110 kV Зрењанин 4	реконструкција ТС	Да	Уградња 3. ЕТ	2022			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
30	Реконструкција ТС 110 kV Темешин	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2024			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
31	Реконструкција ТС 110 kV Набављ	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2023			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
32	Реконструкција ТС 110 kV Врбас 2	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2023			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
33	Реконструкција ТС 110 kV Вршац 1	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2026			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
34	Реконструкција ТС 110 kV Бела Црква	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2024			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
35	Реконструкција ТС 110 kV Суботица 1	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2024			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
36	Реконструкција ТС 110 kV Палић	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2025			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не
37	Реконструкција ТС 110 kV Кикинда 1	реконструкција ТС	Да	Уградња 2. ЕТ	2025			НЕ	Не треба	Не треба	Не треба	Не	Не треба	Не	Не треба	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не	Не

Легенда:	
	Објекат ПД
	Објекат ЕМС
	Објекат КПС
	Неусаглашене године



Д.8 ПРЕДЛОГ ПЛАНА АКТИВНОСТИ НА ОБЈЕКТИМА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА ДО 2027. ГОДИНЕ

Таб.Д. 8.1: Табела предлога активности на далеководима

Објекат	Опис	Коеф. Стања
ДВ101АБ Београд 3 - ТЕ Костолац А	Реконструкција и адаптација (65 km)	93
ДВ106АБ Ваљево 3 – Зворник	Реконструкција и адаптација деоница далековода, уз уградњу OPGW	90
ДВ113/2 Ниш 2 – Лесковац 4	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима уз уградњу OPGW	88
ДВ127/1 Нови Сад 1 – Нови Сад 3	Увођење у ТС Футог и напуштање трасе кроз насеље Адице.	85
ДВ115/2 Чачак 1 – Чачак 3	Реконструкција (стари бетонски стубови)	84
ДВ115/6 Чачак 1 – чвор Атеница	Реконструкција (стари бетонски стубови)	84
ДВ117/1 Београд 2 - Београд 35	Реконструкција од Белих Вода до Сремчице	84
ДВ121/1+1180Б Београд 2 – Београд 22	Реконструкција од Белих Вода до Сремчице	83
ДВ121/1+1180Б Београд 2 – Београд 22	Реконструкција стубова на клизишту у селу Барич. Од стуба 128 до 136	83
ДВ115/5 Пожега – Севојно	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима уз уградњу OPGW	83
ДВ115/1 Краљево 1 – Чачак 3	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима, уважавајући и непрописну градњу	83
ДВ128/3 Мајданпек 3 – Нересница	Адаптација (замена проводника, изолације, овесне опреме, нови стуб бр.159-раздвајање од 128/2)	82
ДВ116/1 Севојно - Косјерић	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима, предвидети и замену ЗУ са OPGW	81
ДВ105/2 Јагодина 4 – ТЕ Морава	Реконструкција ДВ-а уз уградњу OPGW	81

Објекат	Опис	Коеф. Стања
ДВ142/1 Србобран - Бечеј	Реконструкција	80
ДВ115/4 чв. Бељина – Пожега	Реконструкција	79
ДВ114/3 Алексинац – Ниш 1	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима	79
ДВ113/5 ХЕ Врла 3 – ЕВП Грделица	Адаптација (реконструкција-ревитализација) уз уградњу OPGW	79
ДВ131/2 Београд 33 - Панчево 1	Реконструкција због непрописне градње испод ДВ, уградња OPGW	79
ДВ131/1 Београд 3 –Београд 33	Реконструкција због непрописне градње испод ДВ, уградња OPGW	77
ДВ116/2 Косјерић – Ваљево 1	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима, предвидети и замену ЗУ са OPGW	77
ДВ 113/3 Лесковац 2 – Лесковац 4	Реконструкција ДВ 113/3 је везана за реконструкцију ДВ 113/2 и расплет ДВ 110 kV код ТС Лесковац 1 и ТС Лесковац 4, уградња OPGW	76
ДВ141 Београд 3 – Панчево 1	Реконструкција због непрописне градње испод ДВ у насељу Раковица Село	75
ДВ113/4 Лесковац 2 – ЕВП Грделица	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима, уградња OPGW	75
ДВ113/1 Ниш 1 – Ниш 2	Реконструкција једног дела трасе у двоструки ДВ, при чему би се изградио двоструки ДВ и превезао испред ТС Ниш 1 и повезао са ТС Алексинац, уз уградњу OPGW	75
ДВ119/3 Лешница – Шабац 3	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима, уз уградњу OPGW	75
ДВ107 ТЕ Колубара – Ваљево 1	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима, уз уградњу OPGW	74
ДВ147/2 Бор 2 – Неготин	Реконструкција уз уградњу OPGW	73
ДВ108 Јагодина 1 – Крушевац 1	Реконструкција са заменом бетонских стубова	72
ДВ 213/2 Београд 3 - Обреновац	Реконструкција	72



Објекат	Опис	Коеф. Стања
ДВ 203/2 ТС Б.Башта – чв. Вардиште-ХЕ Бистрица	Реконструкција, уз уградњу OPGW	71
ДВ129А/2Б/2 Београд 20 – Београд 3	Реконструкција због непрописне градње испод ДВ	68
ДВ119/2 Зворник - Лешница	Реконструкција са заменом бетонских стубова и адаптацијом деоница са челично-решеткастим стубовима, предвидети и OPGW	66
ДВ145 Кикинда 1- Жомбоља	Реконструкција	63
ДВ150 Бор 1 – Мајданпек 1	II етапа и III етапа	60
ДВ148/1 Бор 1 – Бор 2	Нови дупли ДВ Бор 1 – Бор 2, по траси постојећег уз уградњу OPGW	59
ДВ147/1 Бор 1 – Бор 2	Нови дупли ДВ Бор 1 – Бор 2, по траси постојећег, предвидети и OPGW	59
ДВ148/2 Бор 2 – Зајечар 2	Реконструкција (нови ДВ од стуба 54 до ТС Бор 2 – I фаза), предвидети и OPGW	57
ДВ143 Кикинда 1- Зрењанин 2	Реконструкција деонице са порталним стубовима	56
ДВ124/1 Нови Сад 1 – Рума 1	Реконструкција	55
ДВ124/2 Рума 1 – Рума 2	Реконструкција	55
ДВ124/4 С, Митровица 1 – Пећинци	Реконструкција	55
ДВ124/5 Пећинци - Шабац 3	Реконструкција	55
ДВ133/2 Б. Топола 2 – Б. Топола 1	Реконструкција, уградња OPGW	54
ДВ132/1 Сомбор 3 - Црвенка	Реконструкција	54
ДВ132/2 Црвенка - Кула	Реконструкција	54
ДВ132/3 Кула - Србобран	Реконструкција	54
ДВ135/1 Суботица 1 – Суботица 3	Реконструкција	53
ДВ135/2 Суботица 3 – чвор Шупљак	Реконструкција	53
ДВ124/3 Рума 2 – С. Митровица 1	Реконструкција	53
ДВ142/2 Бечеј –Нови Бечеј	Реконструкција	52
ДВ151/2 Панчево 2 - Алибунар	Реконструкција ДВ	52

Објекат	Опис	Коеф. Стања
ДВ127/2 Нови Сад 3 – Србобран	Реконструкција	50
ДВ142/3 Нови Бечеј – Зрењанин 2	Реконструкција	48
ДВ142/4 Зрењанин 2 - Зрењанин 1	Реконструкција	48
ДВ104Б Београд 9 – Стара Пазова	Опремање другог система ДВ до ТС Београд 9 и увођење у ТС Београд 5, уградња OPGW	46
ДВ132/4 Сомбор 1 – Сомбор 3	Реконструкција	45
ДВ1186 Ђердап 2 – Сип	Реконструкција (нови ДВ од стуба 74 до ТС Сип) уз уградњу OPGW	
ДВ189 Н. Пазар1- ТС Сјеница	Реконструкција ДВ-а	
ДВ213 Бајина Башта – Обреновац	Реконструкција у склопу преласка мреже 220 kV на 400 kV, уз уградњу OPGW	
ДВ204 Бајина Башта – Београд 3	Реконструкција у склопу преласка мреже 220 kV на 400 kV, уз уградњу OPGW	

Таб.Д. 8.2: Табела предлога активности на високонапонским постројењима

Објекат	Опис	Приоритет
ТС 220/110 kV Београд 3	Реконструкција постројења 220 и 110 kV. Наставак започете реконструкције.	0
ТС 220/110 kV Београд 3	Изградња новог 10 kV вода за напајање сопствене потрошње	0
ТС 220/110 kV Београд 3	Раздвајање обрачунског мерења за сопствену потрошњу ТС од потрошње станова, магацина и пословне зграде	0
ТС 220/110/35 kV Београд 5	Реконструкција постројења 220 и 110 kV. Наставак започете реконструкције.	0
ТС 220/110/35 kV Београд 5	Адаптација постројења 35kV	1
ТС 220/110/35 kV Београд 5	Премештање 110 kV кабла за ТС Београд 41 из поља бр.11 у поље бр.24 .	
ТС 220/110/35 kV Београд 5	Раздвајање обрачунског мерења за сопствену потрошњу ТС од потрошње станова и пословне зграде	
ТС 400/220/110 kV Панчево 2	Опремање 2 ДВ поља 400 kV за увођење новог ДВ 2x400 kV Панчево 2 – Решица	1
ТС 400/220/110 kV Панчево 2	Опремање 2 ДВ поља 110 kV за увођење ДВ за ВЕ Бела Анта	2
ТС 400/220/110 kV Панчево 2	Комплетна реконструкција постројења 400, 220 и делимично постројења 110 kV	3
ТС 400/220/110 kV Панчево 2	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	1
ТС 220/110 kV Смедерево 3	Изградња постројења 400 kV, реконструкција постројења 110 kV и уградња ТР 400/110 kV снаге 300 MVA. Наставак започете реконструкције ТС	1
ТС 400/220 kV Обреновац	Реконструкција релејних кућица у РП 220 kV, прилагођење система заштите и управљања и сопствене потрошње. Наставак започетих радова	
ТС 400/220 kV Обреновац	Адаптација постројења 400 kV уз опремање два ДВ поља за 2 x 400 kV ТС Бајина Башта – ТС Обреновац	3
РП 400kV Младост	Реконструкција комплетног постројења	1
РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б	Замена прекидача и мерних трансформатора 400 и 220 kV у свим	1

Објекат	Опис	Приоритет
	пољима осим у 449Б.	
РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б	Изградња релејних кућица са измештањем заштите, и аутоматике из електране ТЕНТ Б у ове кућице, као и изградња система сопствене потрошње и раздвајање потенцијала електране и РП ако комплетна реконструкција није извесна.	2
РП 400kV Дрмно	Комплетна реконструкција постојећег постројења (ВН опрема, система релејне заштите и SCADA система, сопствена потрошња, командна зграда, приступни пут и др.) и опремање новог поља за ГЗ у ТЕ Костолац Б.	2
РП 400kV Дрмно	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	2
РП 110kV Дрмно	Реконструкција и доградња. Послови у току	1
ТС 110/6 kV ТЕНТ А СП	Замена трансформатора 110/6 прекидача 110 kV у трансформаторском пољу	1
ТС 110/6 kV ТЕНТ А СП	Комплетна реконструкција постројења. Изградња постројења 6kV. Изградња сопствене потрошње и раздвајање потенцијала између електране и ТС.	3
ТС 220/110 kV Београд 17	Опремање поља 110 kV за увођење кабла од ТС Београд 23 (Аутокоманда)	3
ТС 220/110 kV Београд 17	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	
ТС 220/110 kV Београд 17 и ТС 110/35 kV Београд 4	Реконструкција постројења 220, 110 и 35 kV	2
ТС 110/35 kV Београд 4	Замена трансформатора Т4	2
ТС 400/110 kV Бор 2	Комплетна реконструкција постројења 400 и 110 kV	1
ТС 400/110 kV Бор 2	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	0
РП 400 kV Ђердап 1	Комплетна реконструкција постројења 400 kV	2
РП 110 kV Ђердап 2	Реконструкција сопствене потрошње РП	0

Објекат	Опис	Приоритет
РП 110 kV Ђердап 2	Комплетна реконструкција РП и опремање ДВ поља 110 kV за нови ДВ Ђердап 2 - Мосна	1
РП 110 kV Ђердап 2	Адаптација обрачунског мерења	1
РП 110 kV Ђердап 2	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	
ТС 220/35 kV Бајина Башта	Реконструкција постројења 35 kV и уградња још једног кућног трансформатора	3
ТС 220/35 kV Бајина Башта	Раздвајање обрачунског мерења за трансформаторску станицу и за станбену јединицу	2
ТС 220/35 kV Бајина Башта	Изградња РП 400 kV	3
ТС 220/110/10kV Ваљево 3	Замена трансформатора 220/110 Т2, реконструкција постројења 110 kV постројења и комплетна реконструкција система релејне заштите и SCADA система у постројењима 220 и 110 kV	3
ТС 220/110/10kV Ваљево 3	Изградња новог постројења 400 kV	3
ТС 220/110/10kV Ваљево 3	Реконструкција постројења 220 kV	3
ТС 220/110/10kV Ваљево 3	Опремање 1 ДВ поља за прикључење нове ТС Мионица	2
ТС 220/110/10kV Ваљево 3	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	1
ТС 220/110 kV Пожега	Реконструкција постројења 35 kV	0
ТС 220/110 kV Пожега	Реконструкција система релејне заштите и локалног управљања у постројењима 220, 110 и 35 kV	1
ТС 220/110 kV Пожега	Замена трансформатора 110/35 kV Т2, уз повећање снаге са 20 MVA на 31,5 MVA	3
ТС 220/110 kV Пожега	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	2
ТС 220/110/10kV Шабац 3	Комплетна реконструкција трафостанице уз замену трансформатора 220/110 Т2	3
ТС 220/110 kV Шабац 3	Реконструкција система заштите SCADA система у постројењима 110 и 220 kV, ако	2

Објекат	Опис	Приоритет
	комплетна реконструкција није извесна	
ТС 220/110 kV Шабац 3	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	0
ТС 220/110kV Чачак 3	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	2
ТС 400/110 kV Крагујевац 2	Опремање ДВ поља 400 kV за нов ДВ ка Краљеву 3.	1
ТС 400/110 kV Крагујевац 2	Реконструкција трафостанице	0
ТС 400/110 kV Крагујевац 2	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја)	1
ТС 220/110 kV Краљево 3	Доградња 400kV постројења и уградња трансформатора 400 MVA	
ТС 220/110 kV Краљево 3	Остварење двостраног напајања сопствене потрошње након укидања напајања са терцијера трансформатора	2
ТС 220/110 kV Краљево 3	Опремање ДВ поља 400 kV за нов ДВ ка Бајиној Башти (Пожеги)	1
ТС 220/110 kV Краљево 3	Опремање два поља 110 kV за нови ДВ Краљево 3 – Нови Пазар 1 и реконструкција 4 ДВ поља	1
ТС 220/110 kV Крушевац 1	Наставак реконструкције постројења 220, 110 и 35kV, замена два ТР 220/110kV, повећање снаге на 2 x 250 MVA+2x 31, 5 MVA и опремање 2 поља за ТС Крушевац 3	1
ТС 400/220/110 kV Ниш 2	Опремање 2 ДВ поља 110 kV за увођење нове ТС Ниш 6 (Р. Павловић) + поља Е16 и Е19	
ТС 220/110 kV Србобран	Изградња постројења 400 kV уместо 220 kV, реконструкција постројења 110 kV и уградња ТР 400/110 kV снаге 300 MVA	2
ТС 400/(220)/110 kV Нови Сад 3	Опремање 1 ДВ поља 110 kV за увођење вода ка ТС Жабалъ	1
ТС 400/(220)/110 kV Нови Сад 3	Опремање поља 110 kV бр18 за стављање ДВ 217/2 под напон 110 kV	1
ТС 400/220/110 kV С. Митровица 2	Опремање поља 110 kV бр13 за стављање ДВ 209/2 под напон 110 kV	1



Објекат	Опис	Приоритет
ТС 400/220/110 kV С. Митровица 2	Адаптација сопствене потрошње на нивоу развода и подразвода	
ТС 400/220/110 kV С. Митровица 2	Раздвајање обрачунског мерења сопствене потрошње у ТС од мерења за пословне и стамбене објекте	2
ТС 400/220/110 kV С. Митровица 2	Реконструкција система заштите и управљања у постројењима 220 и 110 kV, као и реконструкција старог дела постројења 110 kV (поља Е1, Е2, Е3, Е4, Е5,Е6, Е7, Е11 и Е12	1
ТС 400/220/110 kV С. Митровица 2	Изградња новог СН вода	2
ТС 400/110 kV Суботица 3	Реконструкција сопствене потрошње на нивоу развода и подразвода	1
ТС 400/110 kV Суботица 3	Уградња диференцијалне заштите сабирница и потребне припадајуће опреме на оба напонска нивоа.	2
ТС 400/110 kV Суботица 3	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја + уградња локалног SCADA сервера)	2
ТС 220/110 kV Зрењанин 2	Комплетна реконструкција трафостанице	1
ТС 220/110 kV Зрењанин 2	Реконструкција сопствене потрошње на нивоу развода и подразвода уколико реконструкција комплетне трафостанице није извесна.	
ТС 220/110 kV Зрењанин 2	Раздвајање обрачунског мерења сопствене потрошње у ТС од мерења за пословне и стамбене објекте	3
ТС 220/110 kV Зрењанин 2	Опремање 1 ДВ поља 110 kV за увођење ТС Перлез	2
ТС 220/110 kV Зрењанин 2	Замена комплетног хардвера у орману даљинског управљања (уградња Atlas MAX RTL уређаја + уградња локалног SCADA сервера)	
ТС110/35 kV Валач	Реконструкција постројења 110 и 35 kV	0