



АКЦИОНАРСКО ДРУШТВО  
ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ

# ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ за период 2019-2028

Акционарско друштво „Електромержа Србије”, Београд  
Оператор преносног система Републике Србије  
Кнеза Милоша 11

Београд, Септембар 2019. године



# САДРЖАЈ

ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА.....	6
СКРАЋЕНИЦЕ.....	14
КОДОВИ ДРЖАВА.....	18
РЕЗИМЕ .....	19
<b>1 НАЦИОНАЛНИ, РЕГИОНАЛНИ И ЕВРОПСКИ АСПЕКТ ПЛАНА РАЗВОЈА.....</b>	<b>23</b>
1.1 НАЦИОНАЛНИ АСПЕКТ.....	23
1.2 ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ.....	24
1.3 ПАН-ЕВРОПСКИ ДЕСЕТОГОДИШЊИ ПЛАН РАЗВОЈА И РЕГИОНАЛНИ ИНВЕСТИЦИОНИ ПЛАН	26
1.4 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ У ОКВИРУ ENTSO-Е ИЗВЕШТАЈА МАФ 2018.....	27
1.5 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА.....	30
<b>2 ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ .....</b>	<b>33</b>
<b>3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА .....</b>	<b>37</b>
3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ.....	37
3.2 КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ.....	38
3.3 ПРОЦЕС ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА МРЕЖЕ.....	39
3.4 ЗАШТИТА ЖИВОТНЕ СРЕДИНЕ .....	41
3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ.....	44
<b>4 СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ МРЕЖЕ И ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....</b>	<b>45</b>
4.1 ЕКСПЛОАТАЦИОНО СТАЊЕ ПОСТОЈЕЋЕ ОПРЕМЕ .....	45
4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ) .....	46
4.2.1 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ) ЗА ДАЛЕКОВОДЕ У 2017. ГОДИНИ .	47
4.2.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ) ЗА ПОСТРОЈЕЊА У 2017. ГОДИНИ..	50
4.3 ИНВЕСТИЦИОНИ РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ.....	51
4.4 ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА .....	54
4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА.....	56
4.6 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА .....	61
4.7 УТВРЂИВАЊЕ НЕУСАГЛАШЕНОСТИ НА УГРАЂЕНОЈ ОПРЕМИ У ОБЈЕКТИМА ЕМС АД , КПС И УТИЦАЈ НА ОСТАЛЕ СИСТЕМЕ.....	62
4.8 ИДЕНТИФИКОВАНИ ПРОБЛЕМИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ КАО ПОСЛЕДИЦА НЕОДГОВАРАЈУЋИХ ЕЛЕМЕНАТА У ОБЈЕКТИМА КПС .....	63
<b>5 УСАГЛАШЕНО ПЛАНИРАЊЕ РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ, ПРОИЗВОДНОГ И ДИСТРИБУТИВНОГ СИСТЕМА .....</b>	<b>68</b>
5.1 УРЕЂИВАЊЕ ОДНОСА ИЗМЕЂУ ОПС И ОДС .....	68
5.2 ЛИСТА НОВИХ ОБЈЕКТА ДОСТАВЉЕНА ОД СТРАНЕ ОДС-А .....	69
5.3 УСАГЛАШАВАЊЕ ПОТРЕБА ОПС И ОДС У ОКВИРУ ПРОЦЕСА ПОВЕЗИВАЊА .....	72

5.4	ПРОИЗВОДНИ КАПАЦИТЕТИ .....	73
5.5	ПРЕГЛЕД ОБРАЂЕНИХ ЗАХТЕВА ЗА ПРИКЉУЧЕЊЕ ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ.....	75
<b>6</b>	<b>ПОСМАТРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА .....</b>	<b>81</b>
6.1	ПОТРЕБА ЗА СЦЕНАРИЈИМА РАЗВОЈА ЕЕС У ПРОЦЕСУ ПЛАНИРАЊА РАЗВОЈА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ .....	81
6.2	СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА.....	81
6.3	АНАЛИЗИРАНИ РЕЖИМИ РАДА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА .....	82
<b>7</b>	<b>ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ .....</b>	<b>83</b>
<b>8</b>	<b>МОДЕЛОВАЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ И ОКРУЖЕЊА.....</b>	<b>86</b>
8.1	РАЧУНАРСКИ МОДЕЛИ РЕГИОНА ЈУГОИСТОЧНЕ ЕВРОПЕ .....	86
8.2	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ .....	87
8.3	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2023. ГОДИНУ .....	91
8.4	СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ПЛАНСКУ 2028. ГОДИНУ .....	96
<b>9</b>	<b>ПРОРАЧУНИ И АНАЛИЗЕ.....</b>	<b>101</b>
9.1	АНАЛИЗА СИГУРНОСТИ .....	101
9.2	ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	101
9.3	АНАЛИЗА СТАБИЛНОСТИ .....	102
<b>10</b>	<b>ПРОЈЕКТИ У РАЗВОЈНОЈ И ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....</b>	<b>107</b>
10.1	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	108
10.1.1	Пројекти међународног карактера (интерконеције) .....	109
10.1.2	Пројекти интерне 400 kV мреже .....	109
10.1.3	Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже.....	109
10.2	РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ.....	112
10.3	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	112
10.3.1	ДП Ниш.....	112
10.3.2	ДП Краљево.....	113
10.3.3	ДП Крагујевац.....	113
10.3.4	ДП Београд.....	114
10.3.5	ДП Нови Сад.....	114
10.4	ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	114
10.5	ЛИСТА ПРОЈЕКТА КОЈИ СУ ИЗ РАЗВОЈНЕ ПРЕШЛИ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	115
10.6	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	115
10.6.1	Пројекти међународног карактера (интерконеције) .....	116
10.6.2	Пројекти интерне 400 kV мреже .....	116
10.6.3	Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже.....	116
10.6.4	Пројекти повезивања објекта ОПС на ОДС (пројекти ОПС) .....	117
10.6.5	Пројекти прикључења корисника преносног система .....	118
10.7	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	119
10.7.1	ДП Ниш.....	119
10.7.2	ДП Краљево.....	119
10.7.3	ДП Крагујевац.....	119



10.7.4	ДП Београд.....	119
10.7.5	ДП Нови Сад.....	119
10.8	ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	121
10.9	ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ .....	121
10.9.1	Термоелектране (ТЕ).....	122
10.9.2	Хидроелектране (ХЕ).....	122
10.9.3	Ветроелектране (ВЕ).....	122
10.9.4	Објекти КПС.....	122
10.10	ПРОЈЕКТИ ОД НАЈВИШЕГ СТРАТЕШКОГ, НАЦИОНАЛНОГ И РЕГИОНАЛНОГ ИНТЕРЕСА .....	123
10.10.1	Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза .....	123
10.10.2	Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – друга фаза .....	125
10.11	РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/Х kV.....	126
10.12	ПРОЦЕНА ИЗВОДЉИВОСТИ ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	128
10.13	ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	129
10.14	РАНГ ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРЕМА ПРИОРИТЕТИМА .....	130
10.15	УСКЛАЂЕНОСТ ПЛАНА РАЗВОЈА И ПРОГРАМА ОСТВАРИВАЊА СТРАТЕГИЈЕ .....	131
10.16	ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА .....	134
10.16.1	Аутоматска Регулација Напона .....	135
10.16.2	Имплементација WAMS система .....	135
10.16.3	Даљински приступ уређајима РЗУ .....	136
10.16.4	Специјални проводници за ДВ .....	136
10.16.5	Хаваријски стубови .....	136
10.16.6	Рад у близини напона .....	136
10.16.7	Праћење температуре на ДВ .....	137
10.16.8	Имплементација програма за праћење атмосферских прањења .....	137
10.16.9	Енергетски трансформатори – рад група за хлађење у систему (ONAN-ONAF-OFAF) ..	137
10.16.10	Мерни трансформатори велике снаге.....	138
10.16.11	Индекс здравља енергетских трансформатора.....	138
<b>11</b>	<b>ТЕХНИЧКИ СИСТЕМ УПРАВЉАЊА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈА .....</b>	<b>139</b>
11.1	ОПТИЧКИ СИСТЕМ ПРЕНОСА .....	139
11.2	СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА.....	142
11.3	ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ ВЕЗЕ.....	142
11.4	КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ .....	142
11.5	УНАПРЕЂЕЊЕ И ОДРЖАВАЊЕ ТЕХНИЧКОГ СИСТЕМА УПРАВЉАЊА .....	144
<b>12</b>	<b>ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ .....</b>	<b>149</b>
12.1	РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ .....	149
12.1.1	Билатерално тржиште.....	150
12.1.2	Балансно тржиште .....	150
12.1.3	Организовано тржиште електричне енергије и SEEPEX .....	150
12.1.4	Будуће активности везане за развој тржишта по основу обавеза дефинисаних у Закону о енергетици .....	151
12.2	ТРЕЋИ ЕНЕРГЕТСКИ ПАКЕТ И УТИЦАЈ НА ЕМС АД .....	152
	<b>ЛИТЕРАТУРА .....</b>	<b>155</b>

<b>ДОДАЦИ .....</b>	<b>157</b>
<b>Д.1 РАЗВОЈНИ ПРОЈЕКТИ .....</b>	<b>157</b>
Д.1.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	157
Д.1.1.1 Развојни пројекти међународног карактера (400 kV и 110 kV интерконеције).....	157
Д.1.1.2 Развојни пројекти 400 kV мреже.....	159
Д.1.1.3 Развојни пројекти 220 kV и 110 kV мреже .....	164
Д.1.2 ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ .....	184
Д.1.2.1 ДП Ниш.....	184
Д.1.2.2 ДП Краљево.....	187
Д.1.2.3 ДП Крагујевац.....	193
Д.1.2.4 ДП Београд.....	196
Д.1.2.5 ДП Нови Сад.....	198
Д.1.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ.....	200
<b>Д.2 ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ.....</b>	<b>201</b>
Д.2.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ .....	201
Д.2.1.1 Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконеције) .....	201
Д.2.1.2 Инвестициони пројекти 400 kV мреже .....	202
Д.2.1.3 Инвестициони пројекти 220 и 110 kV мреже.....	206
Д.2.1.4 Инвестициони пројекти повезивања објекта ОПС на ОДС (пројекти ОПС) .....	215
Д.2.1.5 Инвестициони пројекти прикључења корисника преносног система .....	222
Д.2.2 ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	223
Д.2.2.1 ДП Ниш.....	223
Д.2.2.2 ДП Краљево.....	223
Д.2.2.3 ДП Крагујевац.....	226
Д.2.2.4 ДП Београд.....	226
Д.2.2.5 ДП Нови Сад.....	229
Д.2.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ.....	230
<b>Д.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ АГРЕГАТА.....</b>	<b>231</b>
Д.3.1 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2028. ГОДИНЕ.....	231
Д.3.2 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2028. ГОДИНЕ.....	231
Д.3.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2028. ГОДИНЕ.....	232
Д.3.4 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА КПС ДО 2028. ГОДИНЕ .....	233
<b>Д.4 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2018- 2032 .....</b>	<b>234</b>
Д.4.1 УВОД .....	234
Д.4.2 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ СА КОНЗУМНИМ ПОДРУЧЈЕМ АП КиМ.....	234
Д.4.3 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ БЕЗ КОНЗУМНОГ ПОДРУЧЈА АП КиМ.....	242
<b>Д.5 АДЕКВАТНОСТ ПРОИЗВОДЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2018. – 2028. ГОДИНА</b>	<b>249</b>
Д.5.1 МЕТОДОЛОГИЈА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ .....	249
Д.5.2 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ Р. СРБИЈЕ СА ПРОИЗВОДНИМ КАПАЦИТЕТИМА АП КиМ .....	252
Д.5.3 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ Р. СРБИЈЕ БЕЗ ПРОИЗВОДНИХ КАПАЦИТЕТА АП КиМ .....	262

<b>Д.6 РЕЗУЛТАТИ АНАЛИЗА .....</b>	<b>271</b>
Д.6.1 ПРОРАЧУНИ ТОКОВА СНАГА И НАПОНСКИХ ПРИЛИКА .....	271
Д.6.1.1 ПРОРАЧУНИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ.....	272
Д.6.1.2 ПРОРАЧУНИ ЗА 2023. ГОДИНУ .....	274
Д.6.1.3 ПРОРАЧУНИ ЗА 2028. ГОДИНУ .....	275
Д.6.2 АНАЛИЗЕ СИГУРНОСТИ .....	276
Д.6.2.1 АНАЛИЗЕ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ .....	276
Д.6.2.2 АНАЛИЗЕ ЗА 2023. ГОДИНУ .....	283
Д.6.2.3 АНАЛИЗЕ ЗА 2028. ГОДИНУ .....	306
Д.6.3 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА.....	335
Д.6.4 АНАЛИЗА СТАБИЛНОСТИ .....	370
<b>Д.7 УСАГЛАШЕНИ РАЗВОЈНИ И ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА .....</b>	<b>378</b>
<b>Д.8 ПРЕДЛОГ ПЛАНА АКТИВНОСТИ НА ОБЈЕКТИМА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА ДО 2028.</b>	
<b>ГОДИНЕ .....</b>	<b>403</b>

# ИНДЕКС КОРИШЋЕНИХ СЛИКА И ТАБЕЛА, ЛИСТА ПРИЛОГА ПО ПОГЛАВЉИМА

## Индекс коришћених слика:

Сл. 1.1: Земље моделоване у оквиру израде МАФ 2018.....	28
Сл. 1.2: Вредности предвиђене неиспоручене енергије за Србију у базном сценарију за 2020. и 2025. годину .....	29
Сл. 1.3: Вредности очекиваног времена губитка напајања за Србију у базном сценарију за 2020. и 2025. годину .....	29
Сл. 1.4: Вредности предвиђене неиспоручене енергије за Србију у сценарију са смањеном емисијом CO <sub>2</sub> за 2025. годину .....	29
Сл. 1.5: Вредности очекиваног времена губитка напајања за Србију у сценарију са смањеном емисијом CO <sub>2</sub> за 2025. годину .....	29
Сл. 1.6: Оквир за формирање сценарија за нови ТУNDP 2020. ....	30
Сл. 1.7: Расподела енергије кроз сценарије за нови ТУNDP 2020. ....	32
Сл. 2.1: ЕМС АД кроз свој План развоја обезбеђује да ће осим постојећих, и сви будући корисници система имати недискриминаторски, сигуран и поуздан приступ преносном .....	34
Сл. 3.1: Најважнији критеријуми за избор развојне опције .....	39
Сл. 3.2: ЕМС АД води рачуна о заштити животне средине од почетка планирања својих пројеката, током њихове изградње, и током експлоатације .....	41
Сл. 3.3: Промена броја еколошких уљних јама и укупног броја уљних јама у преносном систему ЕМС АД.....	44
Сл. 4.1: <i>KPI</i> параметри за ДВ и ТС у периоду од 2010. до 2017. године са прогнозом за 2018. годину.....	47
Сл. 4.2: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад далековода по годинама .....	48
Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km] .....	49
Сл. 4.4: Преглед учестаности трајних кварова далековода [1/100 km] .....	49
Сл. 4.5: Преглед расподеле <i>KPI</i> параметара за рад постројења по годинама.....	50
Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2018. до 2032. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2000. до 2017. године .....	83
Сл. 7.2: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2018. до 2032. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2000. до 2017. године.....	84

Сл. 8.1: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума за тренутно стање мреже.....	89
Сл. 8.2: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума за тренутно стање мреже .....	90
Сл. 8.3: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума за тренутно стање мреже.....	90
Сл. 8.4: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2023. године.....	94
Сл. 8.5: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2023. године .....	94
Сл. 8.6: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2023. године .....	94
Сл. 8.7: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2028. године.....	99
Сл. 8.8: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2028. године .....	99
Сл. 8.9: Тотали моделованих земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2028. године .....	99
Сл. 9.1: Ангажовање генераторских јединица у систему без поремећаја за режим зимског максимума 2028. године.....	103
Сл. 9.2: Одзив генераторских јединица – напон на генераторским сабирницама у систему без поремећаја за режим зимског максимума 2028. године.....	103
Сл. 9.3: Захтев из Правила о раду – минимално дозвољено време трајања квара при различитим вредностима пропада напона за синхроне производне јединице.....	104
Сл. 9.4: Захтев из Правила о раду – минимално дозвољено време трајања квара при различитим вредностима пропада напона за енергетске паркове.....	105
Сл. 10.1: Планирани нови високонапонски водови у периоду до 2021. по годинама..	120
Сл. 10.2: Планиране реконструкције далековода у периоду до 2021. по годинама ....	121
Сл. 10.3: Трансбалкански коридор – I фаза.....	124
Сл. 10.4: Трансбалкански коридор – II фаза.....	126
Сл. 11.1: Оптички ТК систем ЕМС АД .....	141

## Индекс коришћених табела:

Таб. 4.1: Високонапонски водови у власништву ЕМС АД на дан 31.12. 2017.....	45
Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2017.....	45
Таб. 4.3: Преглед радијално напајаних дистрибутивних ТС 110/x kV .....	54
Таб. 4.4: Укупно трајање превисоких напона у 2017. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени.....	58
Таб. 4.5: Укупно трајање превисоких напона у 2017. години за мерна места 220 kV где су такви напони забележени.....	58
Таб. 4.6: Укупно трајање превисоких напона у 2017. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени.....	59
Таб. 4.7: Укупно трајање прениских напона у 2017. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени.....	60
Таб. 4.8: Укупно трајање прениских напона у 2017. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени.....	60
Таб. 4.9: Елементи у објектима ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система .....	63
Таб. 4.10: Елементи који недостају у објектима ОДС, а који директно утичу на поузданост рада преносног и дистрибутивног система .....	64
Таб. 5.1: Листа нових објеката Оператора Дистрибутивног Система .....	69
Таб. 5.2: Повлачење производних капацитета ЈП ЕПС до 2028. године .....	73
Таб. 5.3: Нови производни капацитети ЈП ЕПС до 2028. године .....	73
Таб. 5.4: Повећање снаге производних капацитета ЈП ЕПС до 2028. године .....	73
Таб. 5.5: Снаге производних капацитета осталих произвођача до 2028. године .....	74
Таб. 5.6: Преглед обрађених захтева за прикључење на преносни систем ЕМС АД....	75
Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2023. годину .....	85
Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2028. годину .....	85
Таб. 8.1: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за тренутно стање мреже.....	88
Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање .....	89
Таб. 8.3: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2023.г. ....	92
Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2023. годину.....	93
Таб. 8.5: Ангажовање већих генераторских јединица по електранама за 2028.г. ....	97

Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2028. годину.....	98
Таб. 10.1: Циљеви улагања у инфраструктуру за пренос електричне енергије .....	107
Таб. 10.2: Кореспонденција између пројеката у развојној и инвестиционој фази и постављених циљева развоја .....	108
Таб. 10.3: Листа пројеката ОПС у развојној фази (развој преносне мреже).....	109
Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази .....	112
Таб. 10.5: Листа осталих пројеката у преносном систему у развојној фази .....	114
Таб. 10.6: Листа пројеката који су из развојне прешли у инвестициону фазу.....	115
Таб. 10.7: Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази (развој преносне мреже).....	116
Таб. 10.8: Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази (пројекти ОДС).....	119
Таб. 10.9: Листа осталих пројеката у преносном систему у инвестиционој фази.....	121
Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења .....	122
Таб. 10.11: Секције Трансбалканског коридора – I фаза .....	123
Таб. 10.12: Секције Трансбалканског коридора – II фаза .....	125
Таб. 10.13: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја .....	127
Таб. 10.14: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја .....	132
Таб. 10.15: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/x kV ТС између ПОС и Плана развоја .....	133
Таб. 10.16: Разлике у решавању радијално напајаних трансформаторских станица између ПОС и Плана развоја .....	133
Таб. 11.1: Динамика планираних радова на комутационо-телефонском систему.....	143
Таб. 11.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања.....	147

#### **Индекс коришћених слика у додацима:**

Сл.Д. 3.1: Индикативни начин прикључења нових ВЕ на преносни систем.....	233
Сл.Д. 4.1: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије од 2000. до 2017. године .....	236
Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2032. године по сценаријима.....	236

Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2032. године по сценаријима .....	237
Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2032. године по сценаријима.....	237
Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2032. године .....	238
Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2000. – 2017. године.....	239
Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2032. године....	240
Сл.Д. 4.8: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	240
Сл.Д. 4.9: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	241
Сл.Д. 4.10: Прогноза вршне снаге Републике Србије за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	241
Сл.Д. 4.11: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења .....	242
Сл.Д. 4.12: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2017. године .....	243
Сл.Д. 4.13: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2032. године по сценаријима.....	243
Сл.Д. 4.14: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2032. године по сценаријима .....	244
Сл.Д. 4.15: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2032. године по сценаријима .....	244
Сл.Д. 4.16: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2032. године по сценаријима.....	245
Сл.Д. 4.17: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2000. – 2017. године .....	245
Сл.Д. 4.18: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2032. године .....	246
Сл.Д. 4.19: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења.....	247
Сл.Д. 4.20: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	247



Сл.Д. 4.21: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења .....	248
Сл.Д. 4.22: Годишњи прираштај вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ по сценаријима за линеарну регресију просечног фактора оптерећења .....	248
Сл.Д. 5.1: Графички приказ методологије адекватности производње .....	250
Сл.Д. 5.2: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија са АП КиМ.....	259
Сл.Д. 5.3: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија са АП КиМ.....	259
Сл.Д. 5.4: Преостали производни капацитет за зимски максимум (MW) – Србија са АП КиМ (реалистични сценарио).....	260
Сл.Д. 5.5: Преостали производни капацитет за летњи максимум (MW) – Србија са АП КиМ (реалистични сценарио).....	260
Сл.Д. 5.6: Преостали производни капацитет за зимски максимум (MW) – Србија са АП КиМ (конзервативни сценарио) .....	261
Сл.Д. 5.7: Преостали производни капацитет за летњи максимум (MW) – Србија са АП КиМ (конзервативни сценарио) .....	261
Сл.Д. 5.8: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ .....	267
Сл.Д. 5.9: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ .....	267
Сл.Д. 5.10: Преостали производни капацитет за зимски максимум (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (реалистични сценарио) .....	268
Сл.Д. 5.11: Преостали производни капацитет за летњи максимум (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (реалистични сценарио) .....	268
Сл.Д. 5.12: Преостали производни капацитет за зимски максимум (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (конзервативни сценарио) .....	269
Сл.Д. 5.13: Преостали производни капацитет за летњи максимум (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (конзервативни сценарио) .....	269
Сл.Д. 6.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски ниво.....	336
Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво.....	337
Сл.Д. 6.3: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 220 kV напонски ниво.....	338

Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски ниво.....	339
Сл.Д. 6.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски ниво.....	340
Сл.Д. 6.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски ниво.....	341
Сл.Д. 6.7: Поређење карактеристика ТЕНТ Б1 и ТЕНТ Б2 са захтевима Правила о раду преносног система за синхроне генераторе .....	375
Сл.Д. 6.8: Поређење карактеристика ТЕ Костолац Б3 са захтевима Правила о раду преносног система за синхроне генераторе .....	376
Сл.Д. 6.9: Поређење карактеристика ТЕНТ А4 са захтевима Правила о раду преносног система за синхроне генераторе.....	377

#### **Индекс коришћених табела у додацима:**

Таб.Д. 5.1: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028. - реалистични сценарио .....	255
Таб.Д. 5.2: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – реалистични сценарио .....	256
Таб.Д. 5.3: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028. - конзервативни сценарио .....	257
Таб.Д. 5.4: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – конзервативни сценарио .....	258
Таб.Д. 5.5: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028. - реалистични сценарио .....	263
Таб.Д. 5.6: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – реалистични сценарио .....	264
Таб.Д. 5.7: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028. – конзервативни сценарио .....	265
Таб.Д. 5.8: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – конзервативни сценарио .....	266
Таб.Д. 6.1: Вредности напона у карактеристичним тачкама система.....	271
Таб.Д. 6.2: Напони ван дозвољених опсега за летњи минимум за тренутно стање мреже.....	273
Таб.Д. 6.3: Високо оптерећени далеководи у 2023. г. ....	274
Таб.Д. 6.4: Високо оптерећени далеководи у 2028. г. ....	275

Таб.Д. 6.5: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже.....	278
Таб.Д. 6.6: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума за тренутно стање мреже.....	281
Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2023. г.....	285
Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2023. г.....	287
Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2023. г.....	298
Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2028. г.....	307
Таб.Д. 6.11: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2028. г.....	308
Таб.Д. 6.12: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2028. г.....	322
Таб.Д. 6.13: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума .....	342
Таб.Д. 6.14: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије .....	369
Таб.Д. 6.15: Преглед критичних времена искључења квара по објектима.....	370
Таб.Д. 7.1: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Ниш .....	378
Таб.Д. 7.2: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Краљево .....	382
Таб.Д. 7.3: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Крагујевац.....	389
Таб.Д. 7.4: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Београд.....	392
Таб.Д. 7.5: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Нови Сад.....	396
Таб.Д. 8.1: Табела предлога активности на далеководима .....	403
Таб.Д. 8.2: Табела предлога активности на високонапонским постројењима .....	406

## СКРАЋЕНИЦЕ

<b>CBA</b>	Cost Benefit Analysis (анализа користи и трошкова)
<b>CGES</b>	Црногорски оператор преносног система
<b>CSE - RG</b>	Continental South East Regional Group (Регионална група за развој преносне мреже под покровитељством ENTSO-E)
<b>DACF</b>	Day Ahead Congestion Forecast (прогноза загушења за дан унапред)
<b>DWDM</b>	Dense Wavelength Division Multiplexing (мултиплексирање сигнала на блиским таласним дужинама)
<b>EENS</b>	Expected Energy Not Served (предвиђена неиспоручена енергија)
<b>ELES</b>	Словеначки оператор преносног система
<b>EMS</b>	Energy Management System (скуп софтверских алата за оптимално управљање преносним системом)
<b>EnC</b>	Energy Community (Енергетска заједница Југоисточне Европе)
<b>ENTSO-E</b>	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Асоцијација европских оператора преносног система за електричну енергију)
<b>ENTSO-G</b>	European Network of Transmission System Operators for Gas (Асоцијација европских оператора преносног система за гас)
<b>ESO EAD</b>	Бугарски оператор преносног система (некада NEK-EAD)
<b>FCA</b>	Fiat Chrysler Automobiles (назив компаније)
<b>GHG</b>	Greenhouse Gases (гасови изазивачи ефекта стаклене баште)
<b>GTC</b>	Grid Transfer Capability (преносни капацитет мреже који показује могућност мреже да пренесе електричну енергију из једне или више области у другу област)
<b>HIS</b>	Историјска база података
<b>HOPS</b>	Хрватски оператор преносног система
<b>ICCP</b>	Inter-Control Center Communications Protocol (протокол за размену информација између ентитета у систему)
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission (Међународна комисија за електротехнику)
<b>IFI</b>	International Financial Institution (Међународна финансијска институција)
<b>IP</b>	Интернет протокол
<b>IPTO</b>	Независни оператор преносног система Грчке
<b>ISO</b>	International Organization for Standardization (Међународна организација за стандардизацију)
<b>KOSTT</b>	Оператор преносног система и тржишта на територији АП КиМ
<b>KPI</b>	Key Performance Indicator (кључни параметар рада система)

<b>LAN</b>	Local Area Network (локална рачунарска мрежа)
<b>LOLE</b>	Loss of Load Expectation (очекивано време губитка напајања)
<b>MAF</b>	Mid-Term Adequacy Forecast (Извештај о средњерочној прогнози адекватности)
<b>MAVIR</b>	Мађарски оператор преносног система
<b>MEPSO</b>	Македонски оператор преносног система
<b>NOS BiH</b>	Независни систем оператор у БиХ (ISO)
<b>NTC</b>	Net Transfer Capacity (нето преносни капацитет)
<b>ODAF</b>	Oil Directed, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
<b>OFAF</b>	Oil Forced, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
<b>ONAF</b>	Oil Natural, Air Forced (начин хлађења трансформатора)
<b>ONAN</b>	Oil Natural, Air Natural (начин хлађења трансформатора)
<b>OPGW</b>	Optical Power Ground Wire (технологија уградње оптичких влакана у заштитну ужад далековода)
<b>PECI</b>	Projects of Energy Community Interest (листа пројеката од интереса за Енергетску заједницу Југоисточне Европе)
<b>PMI</b>	Projects for Mutual Interest (листа пројеката од интереса и за државе које су чланице Европске уније, и за државе које не припадају Европској унији)
<b>PMU</b>	Phasor Measurement Unit (синхрофазор)
<b>PSS®E</b>	Power System Simulator for Engineering (назив софтверског алата)
<b>RgIP</b>	Regional Investment Plan (Регионални инвестициони план)
<b>RTL</b>	Нова генерација RTU уређаја
<b>RTU</b>	Remote Terminal Unit (уређај за прикупљање података са мерних места и прослеђивање командних сигнала управљивој опреми)
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition (систем за мерење, праћење и контролу стања у преносном систему)
<b>SECI</b>	Southeast European Cooperative Initiative (Иницијатива за сарадњу оператора преносних система у Југоисточној Европи)
<b>SEEPEX</b>	South East European Power Exchange (Оператор тржишта електричне енергије)
<b>SoS</b>	Security of Supply (сигурност напајања)
<b>SMM</b>	Serbia, Montenegro and (North) Macedonia – блок који обухвата операторе преносних система Србије, Црне Горе и Северне Македоније
<b>SRAAMD</b>	System for the Remote Acquisition and Accounting of Metering Data (систем за даљинско прикупљање и складиштење мерених података)
<b>TEL</b>	Румунски оператор преносног система
<b>TERNA</b>	Италијански оператор преносног система
<b>TNA</b>	Transmission System Analyzer (назив софтверског алата)

<b>TSO</b>	Transmission system operator (оператор преносног система)
<b>TYNDP</b>	Ten-Year Network Development Plan (Пан-европски десетогодишњи план развоја преносне мреже)
<b>UCTE</b>	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (Унија за координисани пренос електричне енергије)
<b>WAMS</b>	Wide Area Monitoring System (систем за праћење фазора у преносном систему)
<b>WBIF</b>	Western Balkans Investment Framework (Инвестициони оквир за Западни Балкан)
<b>АЕРС</b>	Агенција за енергетику РС
<b>АП КиМ</b>	Аутономна покрајина Косово и Метохија
<b>АПУ</b>	Аутоматско поновно укључење
<b>АРН</b>	Аутоматска регулација напона
<b>БДП</b>	Бруто домаћи производ
<b>БЗР</b>	Безбедност и заштита на раду
<b>ВЕ</b>	Ветроелектрана
<b>ВН</b>	високи напон, високонапонски
<b>ВФ</b>	Високофреквентне
<b>ДВ</b>	Високонапонски надземни далековод
<b>ДВП</b>	Далеководно поље
<b>ДДЦ</b>	Дистрибутивни диспечерски центар
<b>ДП</b>	Дистрибутивно подручје
<b>ДС</b>	Дистрибутивни систем
<b>ЕВП</b>	Електровучна подстананица
<b>ЕЕ</b>	Електроенергетски
<b>ЕЕС</b>	Електроенергетски систем
<b>ЕМС АД</b>	Оператор преносног система Републике Србије (Акционарско друштво Електромрежа Србије)
<b>ЕУ</b>	Европска Унија
<b>ЕУЛЕКС</b>	Мисија владавине права Европске уније на Косову и Метохији – European Union Lex
<b>ЖС</b>	Животна Средина
<b>ЗЖС</b>	Заштита животне средине
<b>ЈИЕ</b>	Југоисточна Европа
<b>ЈП ЕПС</b>	Јавно Предузеће Електропривреда Србије
<b>КБ</b>	Високонапонски кабловски вод
<b>КПС</b>	Корисник преносног система
<b>МРЕ</b>	Министарство рударства и енергетике РС

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

## КОДОВИ ДРЖАВА

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



## РЕЗИМЕ

План развоја преносног система Републике Србије за период од 2019. до 2028. године се ослања на претходни План развоја, дефинисан за период од 2018. до 2027. године, који је, у моменту док настаје овај текст, у поступку добијања сагласности од Агенције за Енергетику Републике Србије.

Што се тиче структуре самог Плана развоја, 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 строжих законских и еколошких услова који се морају уважити приликом планирања развоја мреже. У регионалним оквирима, указано је да реализација планираних пројеката у преносном систему ЕМС АД има значајан утицај на преносне капацитете у регионалној преносној мрежи и олакшавања даље интеграције тржишта електричне енергије у Европи. Дат је и кратак осврт на европски десетогодишњи план развоја TYNDP2018 и на PЕCІ листу пројеката за 2018. годину, као и на позицију ЕМС АД у овим стратешким европским и регионалним документима, као и на анализу адекватности производње урађену у склопу израде Извештаја о средњерочној прогнози адекватности.

Поглавље 2 разрађује законске и подзаконске акте којима се дефинише израда десетогодишњег Плана развоја ЕМС АД, као и начин и периодика његове израде. Окосница овог поглавља је Закон о енергетици, односно они његови чланови који се односе на План развоја преносне мреже. Указано је да при изради Плана развоја, Закон о енергетици посебан нагласак ставља на подршку остваривања низа дугорочних циљева од којих је најважнији поуздано, сигурно и квалитетно снабдевање електричном енергијом, што се поклапа и са мисијом ЕМС АД. Напоменуто је да ни Закон о енергетици, као ни пратећа подзаконска акта не уређују прецизно садржај Плана развоја, већ се садржај утврђује у Правилима о раду преносног система. У наставку је објашњено да се остали детаљи, који нису директно наведени у Правилима о раду преносног система, налазе у интерном документу ЕМС АД, „Процедура планирања развоја преносног система“. Она уређује поступке, надлежности и одговорности организационих делова ЕМС АД на пословима планирања развоја преносног система Републике Србије.

Поглавље 3 описује начин израде Плана развоја. Полазећи од развојних циљева и стратегије развоја, објашњено је како се одређују развојне потребе и начин 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 максимум, 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 предузима током фазе планирања, фазе изградње и фазе експлоатације инфраструктурних објеката. Објашњено је и да током свих ових фаза, ЕМС АД строго води рачуна да укључи не само заинтересоване стране него и ширу јавност како би што више људи било упознато са потребама ЕМС АД и са користима које развој ЕМС АД доноси друштвеној заједници. Због тога сваки пројекат везан за изградњу нових објеката преносног система подлеже јавном увиду.

У Поглављу 4 описано је стање постојеће преносне мреже и идентификовани су проблеми у преносном систему Републике Србије. Поглавље почиње са прегледом преносног капацитета у власништву ЕМС АД, односно далековада и трансформаторских станица напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У наставку су дати кључни параметри система за далеководе и постројења у 2017. 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 радијално напајане ТС чије се решавање тренутно налази у развојној 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 2019. године.

Поглавље 5 се бави усаглашеним планирањем развоја преносног, производног и дистрибутивног система. Дат је преглед планираних објеката достављених од стране ОДС-а за период 2019-2028. 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 или из погона постојећих производних капацитета. Поглавље се 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.

Поглавље 7 говори о прогнози потрошње Р. Србије за период 2018 – 2032 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 2018, 2023. и 2028. За основу потрошње ЕЕС Србије по трансформаторским станицама коришћена је база података SRAAMD система EMC АД.

У Поглављу 9 су описане анализе сигурности које су вршене за потребе израде овог Плана развоја, базиране на статичким прорачунима токова снага, односно провери “N-1” критеријума сигурности. Такође су описани и прорачуни струја кратких спојева за уклопно стање постојећих и планираних објеката за тренутно стање, на крају разматраног петогодишњег периода (2023. година) и десетогодишњег периода (2028. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума. Последње потпоглавље садржи и резултате анализе транзијентне стабилности, чија је израда обавезна најмање једном у пет година, у складу са важећим Правилима о раду преносног система.

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 осам поткатегија: Пројекти међународног карактера (интерконеције), Пројекти 400 kV мреже, Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже, Пројекти повезивања објеката ОПС на ОДС, Пројекти прикључења корисника преносног система (при чему су претходне три категорије обједињене уколико се пројекти налазе у развојној фази), Пројекти повезивања објеката ОДС на ОПС, Пројекти прикључења објеката на преносни систем и Остали пројекти у преносном систему. Посебно су обрађени пројекти од највишег стратешког националног и регионалног значаја, као и пројекти којим се решавају проблеми радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица. Дат је и кратак осврт на рангирање пројеката према приоритетима. У овом поглављу је уведено потпоглавље које се бави разјашњавањем узрока настанка евентуалних неусаглашености између Плана развоја преносног система и Програма остваривања стратегије развоја енергетике Р. Србије, као и потпоглавље у коме су приказане нове технологије чија ће примена унапредити и обезбедити квалитетан рад елемената преносне мреже или ће довести до ефикаснијег коришћења преносног система, а описан је и начин на који EMC АД уводи нова сазнања и нове технологије на својим објектима.

У Поглављу 11 дат је пресек тренутног стања и планираног развоја система телекомуникација (ТК) и техничког система управљања (ТСУ) EMC АД, чија ће употреба омогућити унапређење управљања преносним системом и нове тржишне активности. Детаљно је описан оптички систем преноса података преко оптичке заштитне ужади (OPGW), систем усмерених радио-веза који служе као резерва за оптички пренос података, док се систем ВФ веза, као скуп и нерентабилан, даље неће развијати. Даље је описан план реконструкције комутационо-телефонског система и потпуни прелазак на

IP технологију. Посебно потпоглавље описује унапређење и одржавање техничког система управљања.

Поглавље 12 рефлектује промене које су се у последњих неколико година одиграле у Републици Србији у области оснивања и развоја тржишта електричне енергије. Тржиште електричне енергије на свим нивоима (националном, регионалном, и на европском), утиче на развој преносне мреже и на начин рада оператора преносног система. То се огледа кроз низ процеса, од раздвајања тарифе за приступ преносном и дистрибутивном систему, преко прорачуна преносних капацитета за транзите енергије до увођење концепта балансне одговорности и обрачуна одступања баланских 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 строжи. Другим делом, ови проблеми су додатно наглашени увођењем процеса либерализације тржишта електричне енергије. Наиме, постојеће преносне мреже су планиране и изграђене у ери вертикално интегрисаних електропривредних предузећа. Новонастали услови либерализованог тржишта електричне енергије, праћени већим износима транзита снага, доводе савремене ЕЕС пред нова искушења.

У оквирима глобалне економије и у складу са доминантним трендом брзих промена економских околности, способност самосталног 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 [23], чиме се област енергетике у домаћем законодавству хармонизовала са одредбама Трећег енергетског законодавног пакета Европске уније. Тиме је настављен процес увођења конкуренције у електроенергетски сектор у Републици Србији, како би се повећала ефикасност сектора кроз дејство тржишних механизма у производњи и снабдевању електричном енергијом, задржавајући при томе економску регулацију делатности преноса и дистрибуције електричне енергије као природних монопола.

Одлуком Владе Републике Србије о оснивању Јавног предузећа за пренос електричне енергије и управљање преносним системом<sup>1</sup> основано је Јавно Предузеће „Електромержа Србије“ Београд ради обављања делатности преноса електричне енергије, управљања преносним системом и организације тржишта електричне енергије. У новембру 2016. ЕМС је променио правну форму, од када послује као акционарско друштво (под новим именом ЕМС АД). Реч је о затвореном акционарском друштву које је 100 одсто у државном власништву, без могућности куповине акција од стране других правних лица или појединаца. Почетком августа 2017. године ЕМС АД је

---

<sup>1</sup> Службени гласник РС бр. 12/2005

на основу Одлуке<sup>2</sup> 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 заједнице<sup>3</sup>.

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

На 110 kV напонском нивоу, осим пројеката интерне 110 kV мреже и решавања радијално напајаних дистрибутивних трансформаторских станица 110/X kV, ЕМС АД на транспарентан и 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.

## **1.2 ЕВРОПСКИ И РЕГИОНАЛНИ АСПЕКТ**

Преносни системи држава у региону ЈИЕ су, у поређењу са осталим ENTSO-E регионима, међусобно слабије повезани, при чему се као доминантни смерови преноса енергије кроз регион могу издвојити токови од истока ка западу и од севера према југу. При томе, производња из термоелектрана (са значајним делом јединица на лигнит) има највеће учешће у укупном генерисању енергије у систему Србије. Такође постоји и значајан хидро капацитет док обновљиви извори бележе спорију интеграцију у односу

---

<sup>2</sup> Одлука се налази на интернет адреси: [http://aers.rs/Files/Odluke/Sertifikati/2017-08-04\\_Odluka\\_AERS\\_SERT\\_EMS.pdf](http://aers.rs/Files/Odluke/Sertifikati/2017-08-04_Odluka_AERS_SERT_EMS.pdf) (задњи пут приступљено 6.11.2018.)

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

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 преносних система и повећање расположивих преносних капацитета.

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

- 1) У анализираним сценаријима за TYNDP 2018 може се закључити да ће оптерећење преносне мреже региона ЈИЕ, између осталог, зависити од баланса Турске, то јест, од количине електричне енергије која би се, у одговарајућим сатима, увозила у регион ЈИЕ из преносног система Турске или из њега извозила у преносни систем Турске. Анализе показују, да у неким критичним режимима, преносни капацитети у региону чији се улазак у погон, према TYNDP 2018, очекује до 2030. године неће бити довољни да омогуће сигуран и поуздан пренос електричне енергије од истока ка западу региона. Резултати тржишних и мрежних анализа су показали потребу за **новим интерконективним капацитетима на нашим границама**. Важно је напоменути да у поменутих анализама није узето у обзир потенцијално повезивање електроенергетских система Украјине и Молдавије на преносни систем континенталне Европе.
- 2) Због високог удела производње електричне енергије из термоелектрана у укупној производњи, подручје је осетљиво на цене CO<sub>2</sub>.
- 3) Доминантни правци протока енергије (од истока ка западу и од севера према југу), још увек постоје у 2023. као и у 2028. години, али умногоме зависе од посматраног сценарија развоја ЕЕС на тлу Европе као и развоја великих суседних система, пре свега Турске и Украјине.
- 4) Интеграција са тржиштем електричне енергије Западне Европе (пре свега Италијом) је идентификована као један од кључних покретача за развој преносног система у региону.
- 5) Због структуре мреже и јаке повезаности енергетских токова, блиска и ефикасна координација између оператора преносних система је потребна не само у планирању, већ и изградњи како би се постигло благовремено пуштање у погон потребних елемената система.

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

Међутим, реализација планираних пројеката не остварује се предвиђеном динамиком, због недостатка финансијских средстава. Како би се земљама чланицама Енергетске Заједнице олакшао приступ европским фондовима и идентификовали значајни пројекти, Регулативом 347/2013 Европске Комисије, дефинисана је PEСI листа пројеката. Ова листа садржи пројекте од интереса за Енергетску Заједницу и ажурира се на сваке две године.

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

### 1.3 ПАН-ЕВРОПСКИ ДЕСЕТОГОДИШЊИ ПЛАН РАЗВОЈА И РЕГИОНАЛНИ ИНВЕСТИЦИОНИ ПЛАН

Циљеве 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 (RgIP) и статистички извештаји везани за остварене и прогнозиране адекватности производних и преносних капацитета, заједно чине скуп докумената који прате остваривање циљева ЕУ кроз испуњавање захтева дефинисаних одговарајућим члановима Регулативе 714/2009.

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

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

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

Пројекат *Central Balkan Corridor* се састоји од следећих потпројеката:

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

Коначно у оквиру TYNDP 2018 се налази и пројекат новог интерконективног далековода између [Србије и Хрватске \(ТС Сомбор 3 – ТС Ернестиново\)](#), који ће бити детаљније анализиран у наредном европском плану развоја (TYNDP2020).



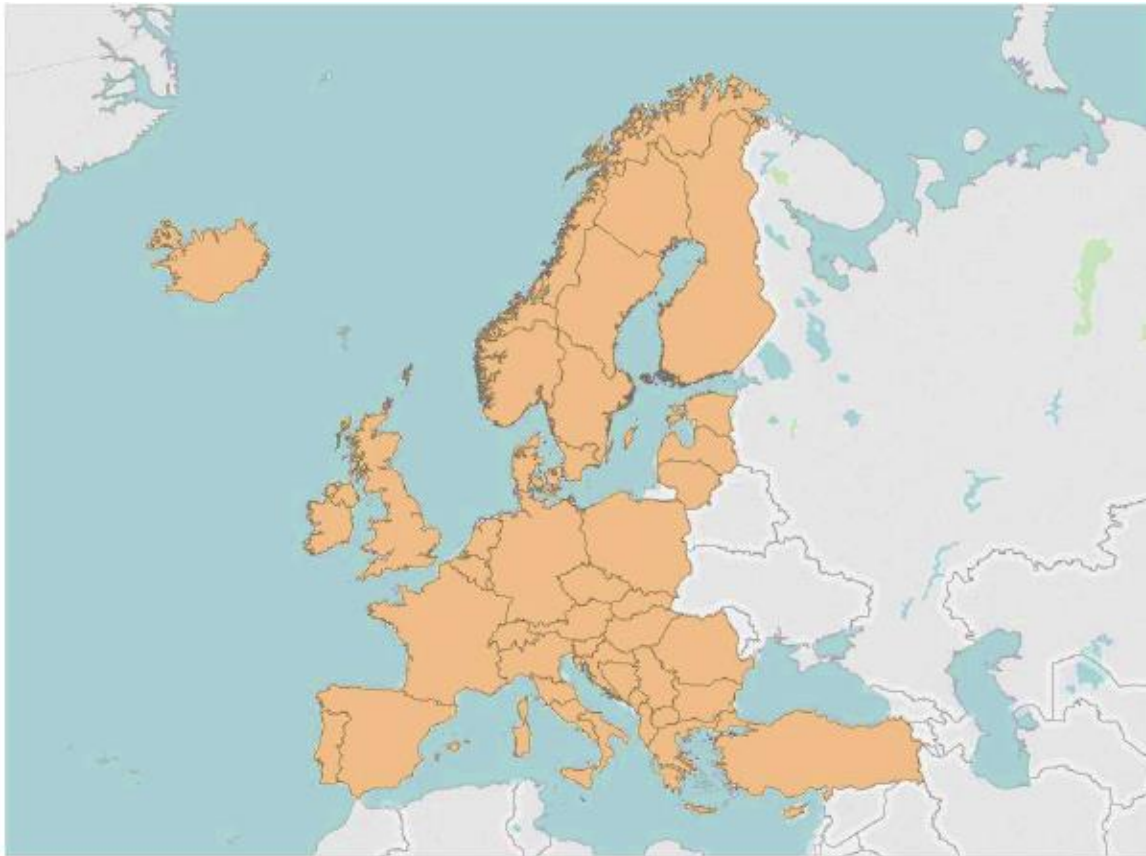
Регионални инвестициони план се бави проблемима и потребама преносне мреже на регионалном нивоу. Заснива се на резултатима европске студије тржишта и регионалним мрежним студијама. У њему је представљена тренутна ситуација у региону, а такође и будући изазови који се појављују у региону, узимајући у обзир различите потенцијалне сценарије развоја (дефинисане у Поглављу 1.5).

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

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

#### **1.4 АНАЛИЗА АДЕКВАТНОСТИ ПРОИЗВОДЊЕ У ОКВИРУ ENTSO-E ИЗВЕШТАЈА MAF 2018**

Извештај о средњерочној прогнози адекватности (MAF), који се израђује од стране ENTSO-E сваке године, испитује адекватност производње електричне енергије на пан-европском нивоу за наступајући десетогодишњи период и има за циљ да пружи заинтересованим странама подршку и неопходне информације при доношењу одређених одлука. Извештај је заснован на најсавременијој технологији пробабилистичких алата за тржишно моделовање. Прорачуни за извештај MAF 2018 су рађени у пет различитих алата за тржишно моделовање (Antares, Bid3, Grare, Plexos и Powrsym). Пан-европски тржишни модели, креирани у сваком засебном алату, покривају потпуно исту групу земаља (дату на Сл. 1.1), као и потпуно исте временске хоризонте (2020. и 2025. година).



Сл. 1.1: Земље моделоване у оквиру израде MAF 2018

Методологија за израду MAF [6] се заснива на поређењу нивоа производње и потрошње у пан-европском електроенергетском систему коришћењем симулација тржишних операција на сатном нивоу током целе године. При симулацијама се узимају у обзир главне стохастичке појаве у систему које могу да утичу на сигурност напајања:

- спољашња температура (која утиче на варијације потрошње у земљама чија је потрошња у великој мери осетљива на промене температуре)
- производња енергије из ветроелектрана и соларних електрана
- непланирани испади генераторских јединица у термоелектранама или HVDC интерконекција
- планови ремонта термоелектрана
- проширена база података производње из хидроелектрана („сува“, „нормална“ и „влажна“ година у смислу падавина)

Примењени алати за тржишно моделовање извршавају велики број Monte Carlo симулација, насталих комбиновањем набројаних стохастичких процеса.

Ограничења у капацитету интерконективних веза између земаља су моделована на бази NTC, у циљу ограничења комерцијалних размена. У свом основном значењу, адекватност система се односи на постојање довољних ресурса којима би се

задовољиле како потребе потрошње, тако и оперативни захтеvi система. Резултати симулација су приказани преко следећих параметара:

- Предвиђена неиспоручена енергија (EENS) [MWh/god или GWh/god] представља просечnu вредност неиспоручене електричне енергије због лимита производних и увозних капацитета, на годишњем нивоу.
- Очекивано време губитка напајања (LOLE) [h/godišnje] представља просечан број сати годишње у којима доступна производња и увоз не могу да покрију конзум области или региона.

На Сл. 1.2, Сл. 1.3, Сл. 1.4 и Сл. 1.5 су представљени резултати симулација за Србију [6] у базном сценарију и у сценарију са смањеном емисијом CO<sub>2</sub>.

Zone Code	EENS - Base case scenario 2020				EENS - Base case scenario 2025			
	EENS [GWh]	EENS / Annual Demand [%]	P50 [GWh]	P95 [GWh]	EENS [GWh]	EENS / Annual Demand [%]	P50 [GWh]	P95 [GWh]
RS	0.0	0.000%	0.0	0.0	0.0	0.000%	0.0	0.0

Сл. 1.2: Вредности предвиђене неиспоручене енергије за Србију у базном сценарију за 2020. и 2025. годину

Zone Code	LOLE - Base case scenario 2020			LOLE - Base case scenario 2025		
	LOLE [h/year]	P50 [h/year]	P95 [h/year]	LOLE [h/year]	P50 [h/year]	P95 [h/year]
RS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Сл. 1.3: Вредности очекиваног времена губитка напајања за Србију у базном сценарију за 2020. и 2025. годину

Zone Code	EENS - Low-carbon Sensitivity 2025			
	EENS [GWh]	EENS / Annual Demand [%]	P50 [GWh]	P95 [GWh]
RS	0.1	0.000%	0.0	0.5

Сл. 1.4: Вредности предвиђене неиспоручене енергије за Србију у сценарију са смањеном емисијом CO<sub>2</sub> за 2025. годину

Zone Code	LOLE - Low-carbon Sensitivity 2025		
	LOLE [h/year]	P50 [h/year]	P95 [h/year]
RS	0.18	0.00	1.26

Сл. 1.5: Вредности очекиваног времена губитка напајања за Србију у сценарију са смањеном емисијом CO<sub>2</sub> за 2025. годину

Као што се може видети на приложеним сликама, у базном случају не постоји неиспоручена енергија (EENS=0). Што се тиче сценарија са мањом емисијом CO<sub>2</sub>, приметно је да се појављује одређена количина неиспоручене енергије, али је она занемарљиво мала у поређењу са вредношћу укупне годишње потрошње енергије у систему ЕМС АД (око 0,3%).

## 1.5 СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА ЕВРОПСКОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА

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

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

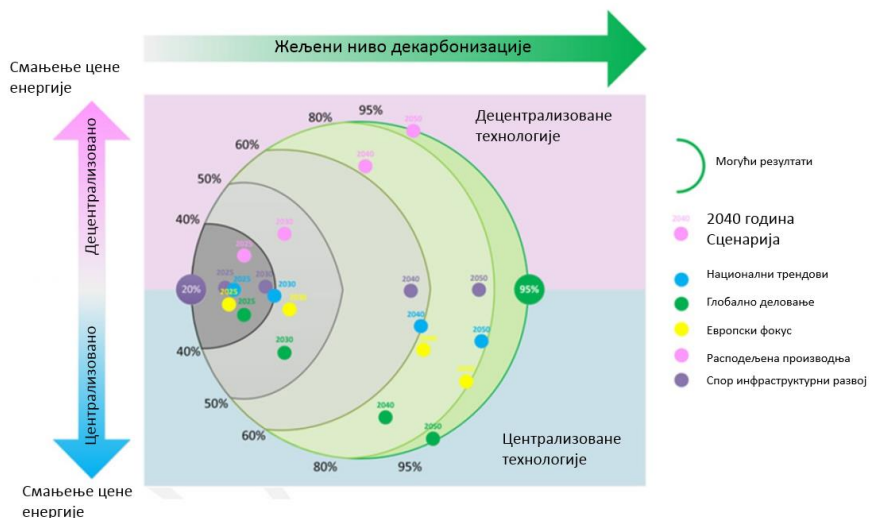
- развију заједничке сценарије уместо да усвајају резултате из одвојено направљених визија без заједничких планова или улаза
- више консултују заинтересоване стране из ширег поља енергетике при развоју сценарија
- укључе међусекторске технологије

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

Приликом израде европског десетогодишњег плана развоја, у разматрање су узети следећи сценарији (Scenario Building 2020) за године 2030 и 2040:

- Национални трендови
- Глобално деловање
- Европски фокус
- Расподељена производња
- Спор инфраструктурни развој

Развоји система по наведеним сценаријима од 2020. до 2050. године су приказани на Сл. 1.6:



Сл. 1.6: Оквир за формирање сценарија за нови TYNDP 2020.

За године 2030 и 2040, планом TYNDP 2020 сагледава се следећих пет сценарија:

- **Национални трендови** (*Bottom-up*) треба да одражава минимум циљева постављених у оквиру националног Плана развоја, а у складу са *Clean Energy Package*. Сценарио „Национални трендови“ се заснива на стабилном развоју, насупрот убрзаном развоју и то у многим областима.
- **Глобално деловање** представља глобални напор за остваривање декарбонизације у што краћем периоду. Нагласак је на масовном коришћењу обновљивих извора. Грејање стамбених и комерцијалних четврти постаје све више електрификовано, што води сталном паду потражње за гасом. Декарбонизација транспорта се постиже путем увођења већег броја електричних возила и возила на гас. Мере енергетске ефикасности утичу на све секторе. Овим сценариом се, у највећој мери, предвиђа употреба обновљивих гасова (нпр. етанола, метанола и водоника).
- **Европски фокус** је основни сценарио енергетске политике који је установила Европска комисија. Овај сценарио је сачињен коришћењем модела PRIMES и референтног сценарија ЕУ 2016. године 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%.
- **Расподељена производња** поставља „протрошаче“<sup>4</sup> у центар. Овај сценарио представља децентрализован развој са фокусом на технологије крајњих корисника. „Паметна технологија“ и уређаји са две врсте горива, као што су хибридне топлотне пумпе, омогућавају потрошачима да бирају енергенте у зависности од тржишних услова. Електрична возила ће, на пример, имати највећи потенцијал ако су соларне ћелије и батерије инсталиране код крајњих корисника. Овакав сценарио развоја обухвата имплементацију високог процента потрошње расположиве за управљање.
- **Спор инфраструктурни развој** представља вероватну будућност, али би се, са гледишта европског плана развоја, могао сагледати СВА проценама које показују утицај на друштво спорог инфраструктурног развоја и са њим повезаних трошкова.

Основне карактеристике наведених сценарија могу се видети у табели приказаној у оквиру Сл. 1.7, у којој одговарајући симболи имају следеће значење:

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

---

<sup>4</sup> 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.

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

Сл. 1.7: Расподела енергије кроз сценарије за нови TYNDP 2020.

Треба напоменути да се приликом израде TYNDP 2020 неће детаљно анализирати свих пет претходно дефинисаних сценарија могућег развоја европског преносног система, већ ће од њих пет бити одабрано три за које ће бити спроведени комплетни прорачуни. Обављање ове селекције, које се очекује у току првог квартала 2019. године, биће предмет рада стручног тима формираног од стране надлежних европских институција.

## 2 ПЛАН РАЗВОЈА У ПРАВНО-РЕГУЛАТОРНОМ ОКВИРУ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

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

- Закон о енергетици („Службени гласник РС“ бр. 145/2014 и бр. 95/2018)
- Закон о планирању и изградњи Републике Србије („Службени гласник РС“ бр. 72/2009, 81/2009 - испр., 64/2010 – одлука УС, 24/2011, 121/2012, 42/2013 - одлука УС, 50/2013 - одлука УС, 98/2013 - одлука УС, 132/2014 и 145/2014)
- Правила о раду преносног система („Службени гласник РС“ бр. 114/2017)
- Стратегију развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године („Службени гласник РС“ бр. 101/2015)
- Национални акциони план за коришћење обновљивих извора енергије (НАПОИЕ), 2013. година.

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

- Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године (надаље: Стратегија развоја енергетике)
- Програм остваривања Стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године, за период од 2017. до 2023. године (надаље: Програм остваривања Стратегије)
- Енергетски биланс Републике Србије

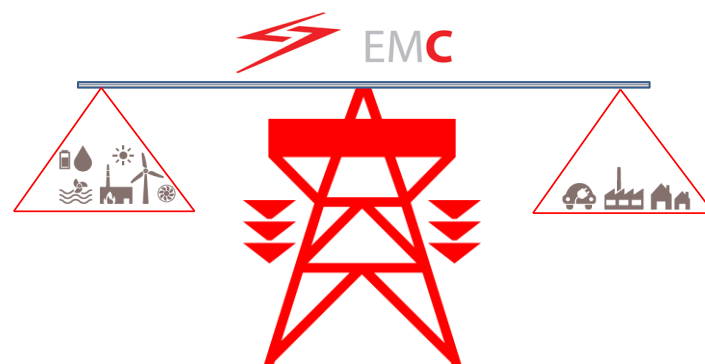
У складу са Стратегијом развоја енергетике и Програмом остваривања Стратегије, Влада доноси и националне акционе планове којима се ближе утврђују развојни циљеви и мере за њихово остваривање.

Законом о енергетици (члан 109) је уређено да Оператор преносног система електричне енергије сваке године донесе План развоја преносног система за период од најмање десет година. План развоја садржи ефикасне мере ради обезбеђења стабилности рада система и сигурности снабдевања и треба да:

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

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

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



Сл. 2.1: EMC АД 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 је у обавези 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 планираним развојем дистрибутивне мреже.

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

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

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

Планирањем развоја сагледава се неопходан развој преносног система и одређени услови у којима ће се одвијати рад система у наступајућем периоду, како би се обезбедили сви предуслови за поуздан, сигуран и стабилан рад целокупног електроенергетског система. Развој преносног система мора бити благовремен и усклађен са развојем производних и дистрибутивних система, те потребама купаца чији су објекти директно прикључени на преносни систем.

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

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

Процедура уређује поступке, надлежности и одговорности организационих делова ЕМС АД на пословима планирања развоја преносног система Републике Србије, односно израде, доношења и објављивања Плана развоја 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 АД помоћу кога се на промишљени начин врши приоритизација улагања у инфраструктуру за пренос енергије, чиме се обезбеђује сигуран и поуздан пренос електричне енергије до свих корисника преносног система и равномеран развој свих делова мреже. Тиме се не испуњава само мисија ЕМС АД, него се остварују и највиши национални интереси Републике Србије.

## 3 МЕТОДОЛОГИЈА ИЗРАДЕ ПЛАНА РАЗВОЈА

### 3.1 РАЗВОЈНИ ЦИЉЕВИ И СТРАТЕГИЈЕ

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

При развоју преносне мреже, ЕМС АД сагледава дугорочне развојне потребе и економичност различитих развојних опција. На тај начин, развојне потребе се одређују дугорочном проценом:

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

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

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

При разматрању алтернативних решења, ЕМС АД анализира ефективност сваке опције за испуњење дугорочних развојних потреба. Тако у неким случајевима може бити исплативије изабрати пројекат са већим почетним инвестиционим улагањима, али који ће на дужем периоду имати боље перформансе и који ће за дуже време одложити потребу за будућим развојем. У случајевима када је неопходна реализација скупог развојног решења на дужем временском периоду, ЕМС АД дели пројекат у више фаза. Типичан пример је изградња Трансбалканског Коридора, који је потекао од почетне идеје да се мрежа 220 kV у западној и централној Србији мора комплетно обновити, али се убрзо схватило да се са нешто више додатног улагања може изградити мрежа 400 kV која ће решити проблеме развоја централне и Западне Србије у наредних 50-ак година. Како је реализација пројекта Трансбалканског Коридора велика и комплексна инвестиција, његова изградња је предвиђена у фазама.

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

## 3.2 КРИТЕРИЈУМИ ЗА ПЛАНИРАЊЕ ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

У нормалном раду система, радни режими морају испуњавати услове дефинисане у Правилима о раду преносног система. Потреба за развојем неког дела мреже се јавља када сагледавање будућих услова у мрежи (нпр. у наредних 10 година) укаже на то да може доћи до нарушавања појединих критеријума дефинисаних у Правилима о раду. Ови технички критеријуми обухватају:

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

Систем мора да ради унутар наведених критеријума када нема поремећаја, као и после испада било ког вода 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 планови развоја и инвестициони планови који ће испунити захтеве на ефикасан и економичан начин, уз уважавање техничких критеријума.

Услови рада система и поремећаји у мрежи се обично испитују за три карактеристична радна режима: зимски максимум, летњи максимум и летњи минимум. Зимски максимум представља прогнозирано максимално годишње оптерећење. Летњи максимум, који се односи на просечни максимум потрошње радним данима од марта до септембра, нижи је од зимског максимума за око 33%. Он је такође од интереса, јер иако је укупно оптерећење мреже ниже лети него зими, то не мора бити случај за токове снага по свим водовима. Осим тога лети је, због виших температура, максимално дозвољено оптерећење водова мање него зими. Коначно, искључења због ремонта, која се обично обављају у периоду од марта до октобра, могу такође смањити пропусну моћ мреже. Летњи минимум представља режим апсолутног годишњег минимума, који се обично јавља у мају или јуну и он типично износи 30 до 40% од годишњег вршног оптерећења. Анализа летњег минимума обухвата режиме са ниским оптерећењем и одговарајућом ниском производњом. 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 бити одржива и прихваћена од стране шире јавности. 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.

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. План развоја сагледава развојне потребе у одређеном 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. Симулациони модели тржишта електричне енергије, израђени у софтверским алатима, користе се за предвиђање будућих ангажовања производних капацитета и размене енергије.

4. **Обрада захтева за прикључење/повезивање на систем:** Обрађује се сваки захтев за прикључење производње или потрошње на преносни систем или повезивање дела дистрибутивне мреже на систем и анализира се стање мреже и потреба за њеним евентуалним појачањем.
5. **Утврђивање потребе за развојем:** Претходне фазе идентификују потенцијалне проблеме који се у будућности могу јавити у појединим деловима мреже. У неким случајевима ови проблеми не изискују хитно решење. Због тога се врши детаљна анализа за сваки проблем и утврђује се да ли заиста постоји потреба за развојем у посматраном делу преносне мреже у датом тренутку.
6. **Разматрање развојних опција:** Једном када се потреба утврди, развија се листа изводљивих развојних опција. За сваку развојну опцију врши се процена да ли задовољава критеријуме наведене у претходном поглављу.
7. **Избор оптималног развојног пројекта:** У случајевима када постоји више од једне изводљиве опције, неопходно је изабрати оптимално решење. Ово обухвата разматрање више чинилаца:
  - усаглашеност са техничким планским критеријумима (стандарди, Правила о раду преносног система, итд.)
  - испуњење циљева дефинисаних Стратегијом развоја енергетике и Програмом остваривања Стратегије
  - утицај на животну средину и на друштво у целини
  - економичност алтернативних развојних опција
  - потребно време за реализацију пројекта
  - утицај загушења у преносном систему на могућност пласмана енергије из производних капацитета
  - робусност која ће уважити алтернативне будуће потребе
  - утицај на управљање, заштиту и одржавање преносне мреже
  - координација са захтевима ОДС
  - утицај алтернативних развојних планова на дистрибутивне трошкове

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

### 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) SF<sub>6</sub>, CO<sub>2</sub>
- Г9 - енергетска ефикасност.

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



*ф а з а п л а н и р а њ а*

*ф а з а г р а д њ е*

*ф а з а е к с п л о а т а ц и ј е*

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.

Сви развојни пројекти ЕМС АД, по Закону о процени утицаја на животну средину морају имати израђену Студију о процени утицаја на животну средину. У преносном систему ЕМС АД, утицај на животну средину може потицати од далеководна и трансформаторских станица (укључујући овде и разводна постројења). Што се тиче далеководна, 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. Ово не важи за прекидаче снаге са SF<sub>6</sub> гасом (SF<sub>6</sub> гас је један од шест гасова који изазивају ефекат стаклене баште), који се практично и једини могу наћи на тржишту, а код којих 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 о процени утицаја на животну средину 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.

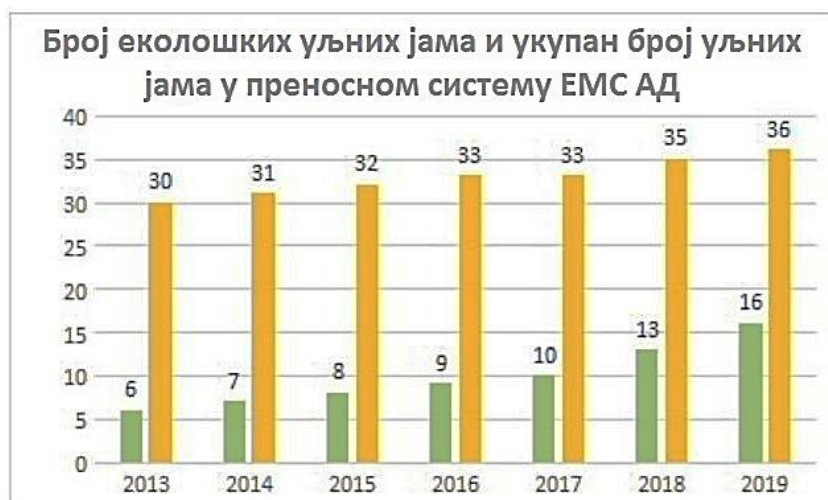
У фази експлоатације ЕЕ објеката врше се редовне интерне и екстерне контроле и мерења значајних индикатора животне средине: мерење нејонизујућег зрачења, мерење буке, мерење нивоа загађености садржаја уљних јама и каменог агрегата, као и контрола квалитета земљишта на трансформаторским станицама.

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
- **Информационих технологија** – коришћење географског информационог система у сврху праћења параметара животне средине
- **Едукације и регионалног повезивања**
- **Управљања опасним материјама (изолационим уљима)** – изградња нових „еколошких“ уљних јама или реконструкција постојећих.

Изградња нових уљних јама и реконструкција постојећих предвиђена је пројектом делегације Европске уније „Управљање минералним уљима (за одржавање високонапонских енергетских трансформатора) у преносној мрежи“. Овај пројекат обухвата анализу стања постојећих јама, израду техничких решења за уљне јаме са отпадним минералним уљем и анализу постојећих главних пројеката уљних јама за спречавање цурења отпадног минералног уља у трансформаторским станицама.

Како контрола изливања уља из високонапонске опреме у трансформаторским станицама представља значајну активност за поуздан и еколошки одржив рад преносног система, ЕМС АД је, поред континуалног одржавања, редовних провера, испитивања и активности на чишћењу и деконтаминацији, предвидео и реконструкцију свих постојећих уљних јама у еколошке уљне јаме са системом сепарације, при чему се очекује да се реализација овог пројекта заврши до 2025. године. Стога је од 2005. до 2012. године већ изграђено 6 еколошких јама, док се, до краја 2019. године, очекује да овај број буде повећан на укупно 16. Потом ће, у периоду од 2019. до 2025. године, адаптације и реконструкције бити убрзане тако да се пројекат одвија без кашњења, у складу са предвиђеним роковима. Графички приказ промене броја еколошких уљних јама и укупног броја уљних јама у преносном систему ЕМС АД у периоду од 2013. до 2019. године могу се видети на слици испод, означене зеленом и жутом бојом, респективно.



Сл. 3.3: Промена броја еколошких уљних јама и укупног броја уљних јама у преносном систему ЕМС АД

Ново конструкционо решење уљних јама, које је већ успешно примењено на 13 јама у систему ЕМС АД, подразумева изградњу трокоморних уљних јама које преко својих зидова обављају сепарацију садржаја течности, приликом чега се, као производ сепарације, добијају уље и чиста вода. У складу са законским регулативама из области заштите животне средине, прањење тако насталог вишка воде обавља се аутоматски, уз помоћ одговарајућих пумпи. Овакав тип уљних јама омогућава једноставније функционисање и контролу стања, као и економичније одржавање, а посебно смањење трошкова се, уколико би се овакве јаме упоредиле са једнокоморним и двокоморним, може приметити у области деконтаминације садржаја јаме. Поред тога, у великој мери је редуован ризик од загађења околне животне средине, као и олакшавање санације последица непредвиђених или хаваријских ситуација, чиме је испуњен основни мотив покретања овог пројекта и начињен значајан помак у праћењу европских тенденција ка еколошки свесном и одрживом развоју електроенергетике у наредном периоду.

### 3.5 УКЉУЧИВАЊЕ ЈАВНОСТИ

ЕМС АД је у власништву Републике Србије и његово деловање је јавно и транспарентно. У интересу ЕМС АД 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 АД и са користима које развој ЕМС АД доноси друштвеној заједници заузврат. Сваки пројекат везан за изградњу нових објеката преносног система подлеже јавном увиду, како је то дефинисано одговарајућим законским прописима и актима ЕМС АД. Да би пројекат дошао на јавни увид, он мора испунити следеће захтеве:

- да је израђен у складу са републичким развојним плановима и регионалним смерницама развоја
- да има сагласност од локалних власти, министарства 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 високонапонски водови (далеководи и каблови) и трансформаторске станице напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У следећим табелама дати су прегледи капацитета далековода и капацитета постројења ЕМС АД на дан 31.12.2017. године, као и поређење са претходним годинама.

Таб. 4.1: Високонапонски водови у власништву ЕМС АД на дан 31.12. 2017.

Далеководи ЕМС АД		31.12.2017.	Разлика 2017-2016	2016	2015	2014	2013
400 kV	Број далековода	36	2	34	33	32	32
	Дужина далековода (km)	1766,06	136,66	1629,4	1.613,72	1.613,72	1.613,72
220 kV	Број далековода	46	0	46	48	48	46
	Дужина далековода (km)	1844,59	0	1844,59	1.884,47	1.884,47	1.884,47
110 kV	Број далековода	358	-1	359	341	332	330
	Дужина далековода (km)	5805,23	-16,06	5821,29	5.641,47	5.578,68	5.562,37
110 kV	Број каблова	9	9	0	0	0	0
	Дужина каблова (km)	36,58	36,58	0	0	0	0
<110 kV	Број далековода	10	-1	11	12	15	15
	Дужина далековода (km)	220,63	0	220,62	235,03	245,50	245,60
УКУПНО	Број високонапонских водова	459	9	450	434	427	423
	Дужина високонапонских водова (km)	9675,87	159,97	9515,90	9.374,69	9.322,37	9.306,16
УКУПНО СА КиМ*	Број високонапонских водова	509	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Дужина високонапонских водова (km)	10728,09					

Таб. 4.2: Капацитети постројења по Погонима ЕМС АД на дан 31.12.2017.

Постројења ЕМС АД		31.12.2017.	Разлика 2017-2016	2016	2015	2014	2013
400/x kV	Број постројења	18	0	18	18	17	16
	Број трансформатора	29	0	29	29	24	23
	Инсталисана снага (MVA)	9.450	0	9.450	9.450	7.850	7.550
220/x kV	Број постројења	14	0	14	14	14	14
	Број трансформатора	30	0	30	30	31	31
	Инсталисана снага (MVA)	5.631,5	+200	5.431,5	5.331,5	5.481,5	5.431,5
110/x kV	Број постројења	6	0	6	6	6	59
	Број трансформатора	14	0	14	14	13	120
	Инсталисана снага (MVA)	625	0	625	625	595	3.922
УКУПНО	Број постројења	38	0	38	38	37	36
	Број трансформатора	73	0	73	73	68	67
	Инсталисана снага (MVA)	15.706,5	+200	15.506,5	15.406,5	13.926,5	13.678
УКУПНО СА КиМ*	Број постројења	45	КиМ* према тренутно расположивим подацима				
	Број трансформатора	85					
	Инсталисана снага (MVA)	17.189,5					

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 промене укупне дужине далековода у власништву ЕМС АД је у највећој мери дошло због изградње двоструког ДВ 400 kV 463АБ, ТС Панчево 2 – граница Румуније/ТС Решица.

Приликом миграције података у нову техничку базу IPS уочени су одређени недостаци који су фигурисали у претходној техничкој бази који су отклоњени.

До повећања капацитета постројења ЕМС АД током 2017. године дошло је због замене два енергетска трансформатора 220/110 kV снаге 150 MVA са новим 220/110 kV трансформаторима инсталисане снаге 250 MVA на ТС Крушевац 1.

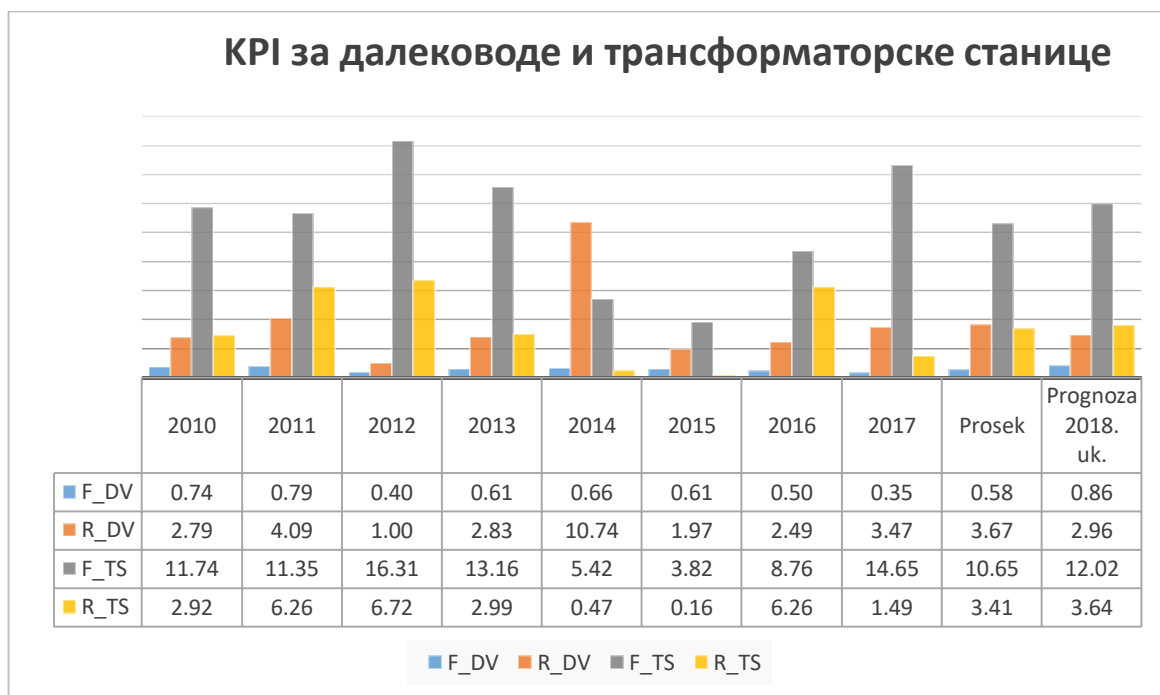
## 4.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (КРІ ПАРАМЕТРИ)

У оквиру преносне делатности, за утврђени SMART<sup>5</sup> циљ одржавања елемената преносне мреже, у интерној перспективи као индикатори процеса су препознати број трајних кварова на далеководима и у постројењима и њихово трајање. Показатељи се прате на сваком напонском нивоу и збирно. Извор информација су подаци о погонским догађајима. Периодичност прогнозирања је на годишњем нивоу. Циљне вредности, сваког параметра за наредни период се статистички прогнозирају као медијана остварених вредности параметара, добијених праћењем догађаја на елементима преносног система у периоду од 2010. до 2017. године, као што је графички приказано на Сл. 4.1, на којој се, поред мерених вредности за дефинисани период могу видети и вредности које се за одабране параметре прогнозирају за 2018. годину. Такође, месечно се прати остварење циљне вредности сваког параметра и прецизирају узроци битнијих одступања.

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

---

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



Сл. 4.1: KPI параметри за ДВ и ТС у периоду од 2010. до 2017. године са прогнозом за 2018. годину

Напомена: F\_DV -Учестаност трајних кварова далековода [1/100 km],  
 R\_DV- Трајање искључења далековода због испада [ч/ДВ].  
 F\_TS- Учестаност кварова поља постројења (кварова/100 поља),  
 R\_TS- Трајање искључења поља постројења због кварова (ч/пољу).

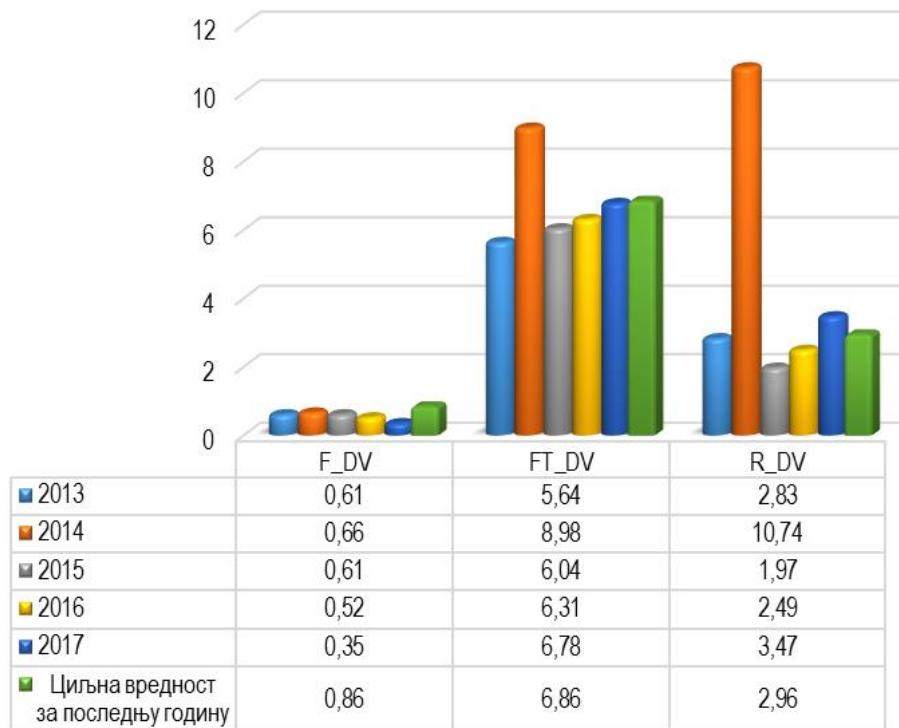
#### 4.2.1 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ) ЗА ДАЛЕКОВОДЕ У 2017. ГОДИНИ

На далеководима 110, 220 и 400 kV су урађени скоро сви планирани ремонти (99,85% од планираних). Поред планских ремонта, урађени су и периодични прегледи са земље свих далековода. Треба нагласити да су 2017. године извршени сви планирани ремонти и прегледи далековода осим ДВ 1140/2 (ТС Беривојци– ТС Бујановац), због дела трасе уз копнену зону безбедности (минска поља) са КиМ и немогућности добијања сагласности за извођење радова, као и ДВ 1193 (ТС Пирот 2 – ХЕ Пирот) и ДВ 263АБ (ТС Обреновац – ТЕНТ А), због недобијања енергетске сагласности.

Поред планираних ремонта, далеководне екипе су обавиле и низ ванредних радова (санација затега, исправљање деформисаних штапова, замене и санације проводника, заштитне ужади, изолаторских ланаца) било у склопу ремонта, или посебног искључења.

У 2017. години је ремонтовано укупно 82,23% од укупне дужине свих далековода (без погона Обилић), и то по напонским нивоима: на ДВ 110 kV 84,59%, на ДВ 220 kV 96,85% и на ДВ 400 kV 59,19%, што је у збиру око 7887 km.

На следећој слици је дат преглед расподеле *KPI* параметара који се односе на рад далековода, за период од 2013. до 2017. године.

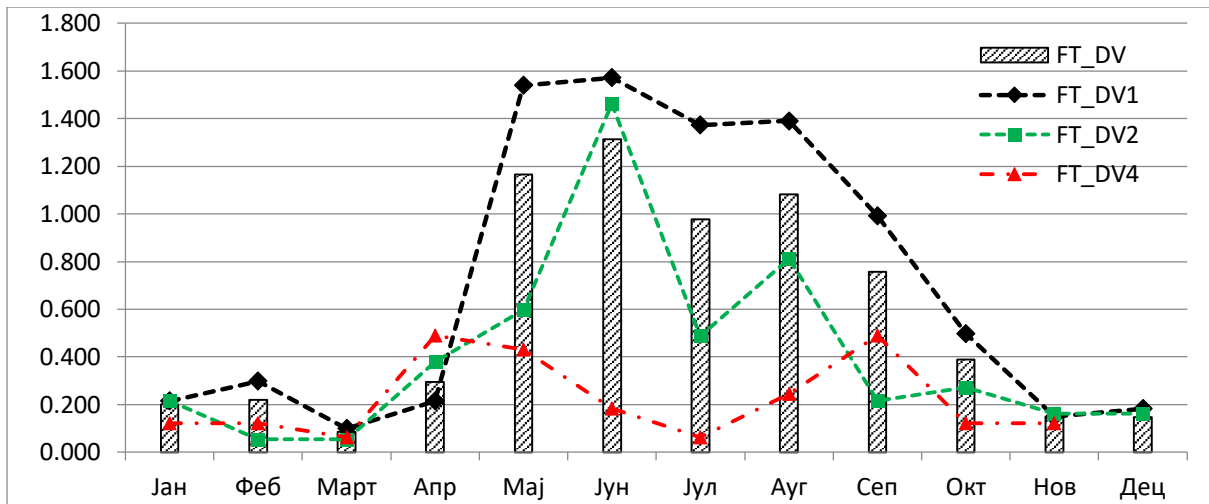


Сл. 4.2: Преглед расподеле *KPI* параметара за рад далековода по годинама

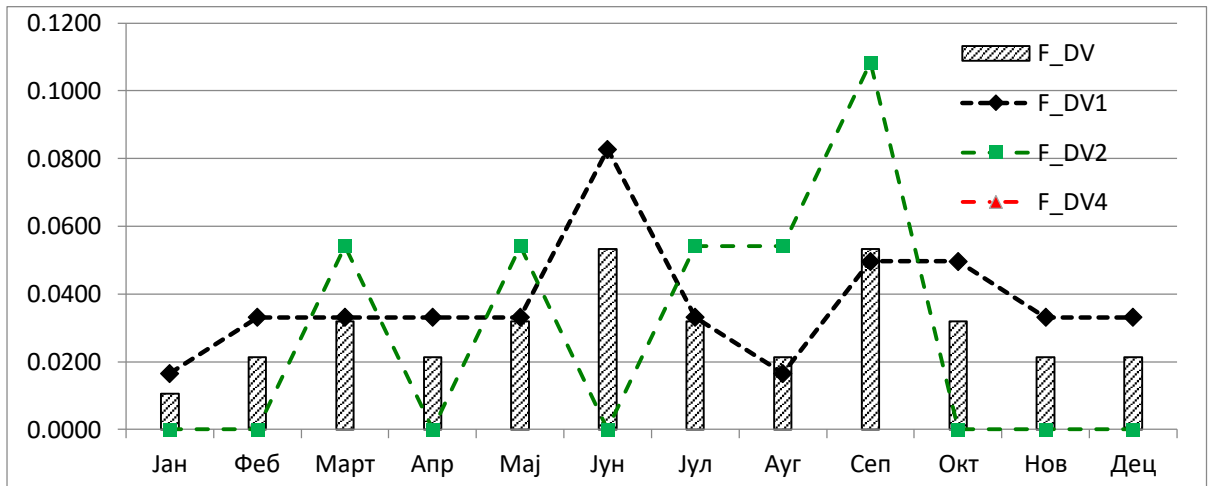
Напомена: F\_DV -Учестаност трајних кварова далековода [1/100 km],  
 FT\_DV- Учестаност пролазних кварова далековода [1/100 km],  
 R\_DV- Трајање искључења далековода због испада [h/DV].

Са аспекта рада преносног система пожељно је да вредности *KPI* параметара буду што ниже. Са приказаног дијаграма се може уочити да је учестаност трајних и пролазних кварова у 2017. години била на нивоу ранијих година, ако се изузме 2014. година, која је имала екстреме као последицу временских непогода.

На Сл. 4.3 и Сл. 4.4 дати су прикази учестаности пролазних, односно трајних кварова далековода по напонским нивоима у 2017. години.



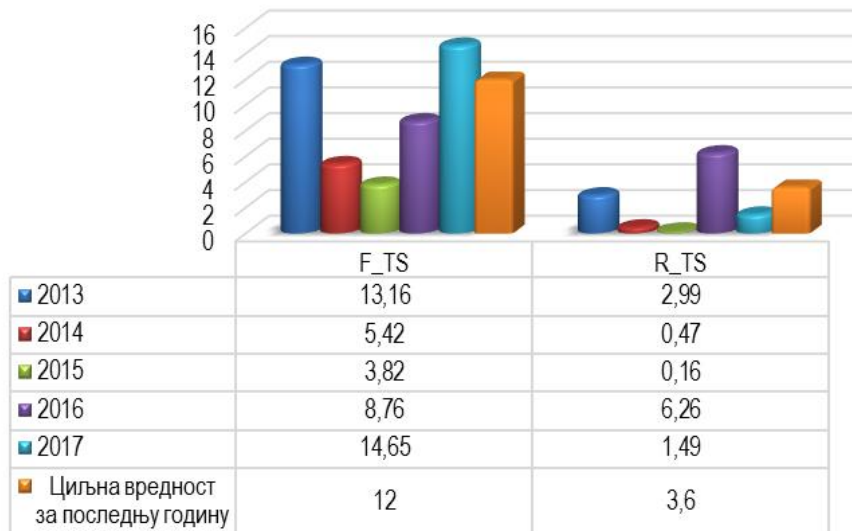
Сл. 4.3: Преглед учестаности пролазних кварова далековода [1/100 km]



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

#### 4.2.2 КЉУЧНИ ПАРАМЕТРИ СИСТЕМА (KPI ПАРАМЕТРИ) ЗА ПОСТРОЈЕЊА У 2017. ГОДИНИ

На следећој слици је дат преглед расподеле KPI параметара који се односе на рад постројења, за период од 2013. до 2017. године.



Сл. 4.5: Преглед расподеле KPI параметара за рад постројења по годинама  
 Напомена: F\_TS- Учестаност кварова поља постројења (кварова/100 поља),  
 R\_TS- Трајање искључења поља постројења због кварова (ч/пољу)..

Иако је са аспекта рада преносног система пожељно да вредности KPI параметара буду што ниже, у 2017. години је приметно повећање параметра Учестаност кварова поља постројења. На то су највише утицали кварови високонапонске опреме која је у експлоатацији преко 40 година, а нарочито откази мерних трансформатора 400 kV и 220 kV и растављача 400 kV на ТС Ниш 2. Такође, на прорачун KPI параметра Трајање искључења поља постројења због кварова највећи удео је имало отклањање квара на регулатору напона трансформатора Т1, преносног односа 220/110 kV и снаге 150 MVA, на ТС Смедерево 3. Радило се о отказу регулатора напона који је поправљен уз истакање угља из трансформатора.

Поред наведеног, на KPI параметре 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.
- Учестали кварови на прекидачима старијим од 40 година, производње Минел, типа "VPS-1231", због дотрајалости механичких склопова и нерасположивости резервних делова за ту генерацију опреме.

У сврху управљања ризиком од отказа ове опреме, предузете су активности стручних служби и то: набавка нових растављача као прва мера, док се коначно решење очекује реконструкцијом наведених објеката у наредном периоду.



### 4.3 ИНВЕСТИЦИОНИ РАДОВИ НА ПОСТОЈЕЋОЈ МРЕЖИ

Листа потребних реконструкција високонапонских водова и високонапонских 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 водова, 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.

Током 2018. године је урађено увођење ДВ 110 kV бр.1127 у ТС Краљево 6 (Рибница) и завршене су активности на увођењу ДВ 110 kV бр.104Б у ТС Крњешевци.

Урађена су увођења ДВ 400 kV бр. 453 у ПРП Чибук, ДВ 220 kV бр. 254 у ПРП Ковачица и ДВ 110 kV бр. 151/2 у ПРП Алибунар, а у току су активности на увођењу ДВ 110 kV бр.151/3 у ПРП Кошава.

У току су реконструкције ДВ 110 kV број 101 АБ, 106 АБ и адаптације ДВ 133/2 и 133/3 због старости далековода.

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

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

- ДВ 1159 РП Дрмно - ТЕ Костолац А и ДВ 1160 РП Дрмно - ТС Рудник 2- реконструкција ДВ-а због укрштања са планираном индустријском железничком пругом на основу уговора са ПД ТЕ Костолац;
- ДВ 142/4 ТС Зрењанин 2 – ТС Зрењанин 1, ДВ 183 ТС Зрењанин 1 – ТС Зрењанин 2, ДВ 254 ТС Зрењанин 2 – ТС Панчево 2 - усклађивање далековода на укрштању са новопроектваном трасом обилазног пута око Зрењанина на основу уговора са Јавним предузећем Дирекција за изградњу и уређење града Зрењанина;
- ДВ 119/2 ХЕ Зворник - ТС Лешница - реконструкција далековода ради усклађивања односа далековода са са објектом Фабрике минералне воде и безалкохолних пића Витинка А.Д. Козлук на основу уговора са Витинка а.д. Козлук;
- ДВ 102Б/1 ТЕ Костолац А – ТС Пожаревац - усклађивање ДВ-а због укрштања са новопроектваном инфраструктуром пристаништа у Костолцу са пловним каналом на основу уговора са ЈП ЕПС;
- ДВ 101А/1 ТС Београд 3 - ТС Смедерево 2, 101Б/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 18, ДВ 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник, ДВ 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3, ДВ 252 ТС Београд 3 – ТС Београд 8 - реконструкција далековода код Ресника на укрштању са обилазницом око Београда;

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

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

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

Када су у питању каблови који су у власништву ЕМС АД, просечна старост каблова са папирном изолацијом износи 37.8 година, док просечна старост каблова 110 kV са изолацијом од чврстих диелектрика износи 24 године. Како је просечан експлоатациони век каблова 40 година, јасно је да се јавља потреба за реконструкцијом-заменом кабловских водова са папирном изолацијом, новим кабловима са изолацијом од умреженог полиетилена. Кабловски водови 110 kV број 171 и 172 су премашили експлоатациони век тако да је потребно планирати њихову замену у што краћем року.

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 и Т2 (снаге 250 MVA, преносног односа 220/110 kV) на ТС Крушевац 1 и Т3 (снаге 63 MVA, преносног односа 110/35 kV) 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 установљено да је потребно извршити замену 82 уређаја и то махом у 110 kV далеководним пољима у објектима чија тотална реконструкција није предвиђена.

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

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

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

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

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

У следећим објектима 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 kV и 110 kV и усклађивање са постројењем 400 kV
- ТС 400/220/110 kV Краљево 3 – реконструкција система релејне заштите и SCADA система
- ТС 400/110 kV Бор 2 – реконструкција система заштите и управљања у постројењима 400 kV и 110 kV
- РП 400 kV Ђердап 1 – реконструкција система заштите и управљања у постројењу 400 kV
- РП 400 kV Младост – реконструкција система заштите и управљања у постројењу 400 kV

#### 4.4 ЛИСТА РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА

Сва решења везана за радијално напајане ТС 110/x kV која се тренутно налазе у развојној, односно прединвестиционој фази, биће током наредног периода предмет заједничких системских студија и студија изводљивости пројеката повезивања између преносног и дистрибутивног система Републике Србије. Пројекти сагледани овим Планом развоја, којима се решавају проблеми радијално напајаних ТС 110/X kV, обрађени су у поглављу 10.11.

На радијално напајане трансформаторске станице не може се применити критеријум сигурности гледајући само преносни систем, али је то могуће ако се заједно анализирају преносни и дистрибутивни систем, у ком случају је неопходна максимална координација енергетских субјеката за пренос и дистрибуцију електричне енергије. Са друге стране, Правила о раду преносног система предвиђају анализу квалитета испоруке електричне енергије, односно, ако се за поједине објекте превазиђу дозвољена времена прекида испоруке електричне енергије, потребно је испитати узроке и одлучити да ли је неопходно применити развојне мере. На основу досадашњих података, показује се да нема критичних објеката по овом критеријуму.

У Таб. 4.3 су наведени објекти који се радијално напајају из преносне мреже ЕМС АД, при чему је са  $P_{\max}$  означена забележена активна снага потрошње у режиму зимског максимума 2017. године за трансформаторске станице које су у том тренутку биле напајане са напонског нивоа 110 kV. Што се тиче трансформаторских станица које се напајају са нижег напонског нивоа, а чије је подизање на 110 kV предвиђено у наредном периоду, не постоје прецизни подаци о снази потрошње у овом режиму. У циљу сагледавања целокупне проблематике радијално напајаних трансформаторских станица и ове трансформаторске станице су, без снага потрошње, укључене у листу дату у Таб. 4.3.

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

Назив ТС	$P_{\max}$ (MW)
<b>ДП Ниш</b>	
Бело Поље	9,27
Босилеград	2,05
Власотинце	19,8
Димитровград	5,95
Јабланица	31,7
Ниш 10	42,33
Ниш 5	16,08
Прешево	20,56
Бољевац (после подизања на 110 kV напонски ниво)	

Назив ТС	$P_{\max}$ (MW)
Сокобања (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
Мосна	2,51
Трговиште (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
Правац ТС Јабланица – ТС Вучје (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
<b>ДП Краљево</b>	
Јагодина 3	12,45
Правац ТС Љубовија – ТС Крупањ	15,75
Правац ТС Ивањица – ТС Ариље	32,71
Правац ТС Пријеполје – ЕВП Бродарево	20,76
Правац ТС Владимирци - ТС Коцељева (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
Правац ТС Ћуприја – ТС Стењевац	40,2
Копаоник <sup>6</sup>	
Љиг	9,41
Поповац	0,97
Тутин (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
Правац ТС Брус – ТС Брзеће (после подизања на 110 kV напонски ниво)	
<b>ДП Крагујевац</b>	
Крагујевац 20 (Кнић)	8,41
Крагујевац 3	39,28
<b>ДП Нови Сад</b>	
Бела Црква	11,61
Нови Сад 7	32,21
Правац ТС Ковин – ТС Рудник Ковин	29,94
Правац ТС Рудник 3 – ТС В. Градиште	18,59
Правац ТС Сента 2 - ТС Ада	35,09
Правац ТС Темерин – ТС Жабалъ	38,13

<sup>6</sup> Подизање ТС Копаоник на 110 kV напонски ниво извршено је у току припреме ове верзије Плана развоја

## 4.5 НАПОНСКА ПРОБЛЕМАТИКА У ТРЕНУТНОЈ КОНФИГУРАЦИЈИ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

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

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

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

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

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

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

Важно је напоменути да редовне анализе токова снага и напонских прилика на DАCF 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 далековаода 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 редуцијама, 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 остатак генератора на мрежи. Надзор генераторских јединица је олакшан уколико су уграђени групни регулатори, јер се са њих диспечерима достављају и подаци о актуелној, минималној и максималној производњи / апсорпцији реактивне снаге, као и расположивој резерви реактивне снаге у оба смера у контексту тренутне вредности напона генератора и стања машине, од чега ефективно зависи радна тачка генератора.

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

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

регулационог капацитета на генераторима. Напони су у дозвољеним границама, али се крећу ка доњој граници.

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

У наставку су дате табеле Таб. 4.4, Таб. 4.5 и Таб. 4.6 са укупним трајањем недозвољено високих напона у 2016. години за најкритичније 400 kV, 220 kV и 110 kV електроенергетске објекте, респективно.

Таб. 4.4: Укупно трајање превисоких напона у 2017. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2017. години са напонима изнад 420 kV
ТС Лесковац 2	3019.33
ТС Врање 4	2085.87
ТС Ниш 2	699.65
ТС С. Митровица 2	374.2
ТС Бор 2	68.84
РП Младост	66.04
ТС Јагодина 4	42.5
ТС Крагујевац 2	34.35
ТС Нови Сад 3	15.67
ТС Ђердап 1	8.13
ТС Обреновац	6.33
ТС Дрмно	6.16
ТС Суботица 3	3.68

Таб. 4.5: Укупно трајање превисоких напона у 2017. години за мерна места 220 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2017. години са напонима изнад 242 kV
ТС Пожега	166.00
ТС Србобран	59.67
ТС С. Митровица 2	41.83
РП Б. Башта	31.98
ТС Нови Сад 3	24.49
ТС Чачак 3	14.83
ТС Зрењанин 2	6.82
ТС Крушевац 1	5.56
ТС Краљево 3	3.85



Објекат	Укупно сати у 2017. години са напонима изнад 242 kV
ТС Београд 3	0.33
ТС НИС	0.17

Таб. 4.6: Укупно трајање превисоких напона у 2017. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2017. години са напонима изнад 121kV
ТС Лесковац 1	191.85
ТС Јагодина 1	139.20
ТС Ћићевац	64.02
ТС Сип	40.32
ТС Чачак 1	32.76
ТС С. Митровица 2	17.80
РП Ђердап 2	15.45
ТС Крушевац 1	9.91
ТС Петровац	9.74
ТС Јагодина 4	8.73
ТС Ваљево 3	8.40
ТЕТО Нови Сад	7.22
ТС Пожега	6.72
ТС Г. Милановац	6.55
ТС Ниш 2	4.03
ТС Београд 5	3.19
ТС Београд 2	3.19
ТС Крагујевац 2	3.02
ТС Краљево 3	2.02
ТС Шабац	1.17
ТС Нови Сад 3	0.67
ТС Панчево 1	0.67
ТС Београд 11	0.50
ТС Београд 9	0.33
ТС Неготин	0.33
ТС Ниш 8	0.33

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 НИС базе су десетоминутне тренутне вредности. Такође, може се видети да су најкритичније трансформаторске станице по питању превисоких напона у 2017. 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 су проблеми са превисоким напонима на 220 kV и 110 kV напонском нивоу знатно мање изражени.

У 2017. 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 незнатних 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 2017. години за мерна места 400 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2017. години са напонима испод 380 kV
ТС Крагујевац 2	0.5

Таб. 4.8: Укупно трајање прениских напона у 2017. години за мерна места 110 kV где су такви напони забележени

Објекат	Укупно сати у 2017. години са напонима испод 99 kV
ТС Параћин	27.2
ТС Н. Пазар 1	4.2

## 4.6 ОБЕЗБЕЂИВАЊЕ ПОМОЋНИХ УСЛУГА ЗА РЕГУЛАЦИЈУ НАПОНА

У складу са Законом о енергетици (Члан 94), оператор преносног система закључује уговор о пружању помоћних услуга са произвођачима, при чему је једна од помоћних услуга и давање капацитета за регулацију напона. Наведени уговор обухвата све генераторске јединице. За сада ЕМС АД за обезбеђивање помоћне услуге регулације напона плаћа ЈП ЕПС паушалан износ.

За очекивати је да ће процес обезбеђивања помоћне услуге регулације напона у наредних неколико година претрпети значајне измене. Електране ЈП ЕПС су током протеклих година знатно сузиле опсег у коме дозвољавају регулацију реактивне снаге, са образложењем да штите генераторе. Са друге стране, напонске прилике у преносној мрежи су све лошије. Како су генератори једини извор реактивне снаге који је могуће контролисати у овом тренутку у преносном систему Србије и како ће у дугом низу година пред нама регулација напона и даље почивати пре свега на генераторима, ЕМС АД што пре треба да у сарадњи са ЈП ЕПС и АЕРС унапреди механизам обезбеђивања ове помоћне услуге, тако да произвођачи електричне енергије буду мотивисани да учествују у регулацији напона, те да ЕМС АД буде омогућено коришћење свих расположивих ресурса за регулацију реактивне снаге.

Са друге стране, очекивано прикључење већег броја ветроелектрана на преносну мрежу (само током 2018 године око 350 MW) ЕМС АД доноси нове могућности за регулацију напона. Стога се мора пронаћи адекватна методологија за плаћање помоћне услуге регулације напона која ће омогућити да више производних компанија у исто време пружа услугу регулације напона, а да свакој од њих буде праведно плаћено за извршену услугу.

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 NOS BiH, HOPS и MEPSO), 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, чија је израда отпочета 06.11.2018. године, када је одржан и иницијални састанак на ову тему, док би се финална верзија студије могла очекивати у новембру 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 далековада).

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

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

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

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

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

У интерној техничкој регулативи утврђене су **мере** које се предузимају **у случају да рачунске струје земљоспоја прекорачују одговарајуће назначене вредности**, чији је утицај на:

- избор прекидача,
- динамичко напрезање апарата,
- термичко напрезање апарата,
- напон корака и додира у постројењу,
- напон корака и додира код стуба далековада,
- проверу термичког напрезања уземљења,
- проверу ефикасности уземљења мреже,
- избор и подешавање параметара заштите и
- уплив на телекомуникационе водове.
- проверу термичког напрезања плаштова каблова и заштитног ужета (OPGW)

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

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

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

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

- Београд 3: тренутна вредност (кА) 36.8, планска вредност (кА) 41.3
- Београд 4: тренутна вредност (кА) 31.2, планска вредност (кА) 35.9
- Обреновац: тренутна вредност (кА) 40.0, планска вредност (кА) 41.3
- Београд 20: тренутна вредност (кА) 34.6, планска вредност (кА) 38.4

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

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

У Таб. 4.9 су наведени елементи у објектима ОДС који ограничавају преносни капацитет преносног система. Уз сваки елемент је дат кратак опис проблема који он узрокује.

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

Р. бр.	Елементи ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система
1	<p><b>Постојећи струјни мерни трансформатор (СМТ) у подужном СП 110 кV у ТС 110/35 кV Чачак 1 је 300/1 А/А, а потребно је 600/1 А/А</b></p> <p><u>Образложење:</u> У случају искључења/трајног испада ДВ 1137 ТС Пожега - ТС Гуча, па чак и ДВ 1138 ТС Гуча - ТС Чачак 2, долази до преоптерећења на ДВ 115/2 ТС Чачак 1 - ТС Чачак 3 због неодговарајућег преносног односа СМТ у подужном СП 110 кV у ТС Чачак 1 (на другом крају ДВ 115/2 у ТС Чачку 3 је преносни однос СМТ 600/1 А/А), што у зимском периоду свакодневно показују извештаји анализе сигурности.</p>
2	<p><b>Постојећи струјни мерни трансформатори (СМТ) у ДВП-има 110 кV број 116/1 и број 116/2 у ТС 110/35 кV Косјерић су 300/1 А/А, а потребно је 600/1 А/А</b></p> <p><u>Образложење:</u> Када Лимске ХЕ прикључене на 110 кV мрежу нису у погону или им је производња минимална, а искључена је једна од две паралелне 110 кV 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</p>

Р. бр.	Елементи ОДС који ограничавају пропусну моћ преносног система
	поменутих ДВ-а тј. у ТС Ваљево 1 и ТС Севојно преносни односи СМТ-а 600/1 А/А).
3	<p><b>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.</b></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>
4	<p><b>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</b></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>
5	<p><b>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</b></p> <p><u>Образложење:</u> Ово није за сада лимитирајући фактор дозвољеног оптерећења ДВ-а, али будући да је у току реконструкција ових ДВ-а, веома брзо ће постати ограничавајући елемент за преносни капацитет преносног система у овом региону.</p>

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

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

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
1	<p><b>Уградња заштите од преоптерећења на ДВ 110 kV бр.193/1 ТС Књажевац - ТС Сврљиг у ТС Сврљиг</b></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</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
	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.
2	<p><b>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.</b></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 1.</p>
3	<p><b>У ТС 110/35 kV Крагујевац 5 нема дистантне заштите у ДВП 1125А и 1125Б.</b></p> <p><u>Образложење:</u> ТС Крагујевац 5 се напаја само по једном далеководу из ТС Крагујевац 2, а други је у празном ходу из правца ТС Крагујевац 2 до ТС Крагујевац 5 јер би квар на једном од далековода неселективно искључио оба далековода у ТС Крагујевац 2. Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Крагујевац 5.</p>
4	<p><b>У ТС 110/35 kV Ниш 13 нема дистантне заштите у ДВП 1187А и 1187Б.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Два ТР 110/35 у ТС Ниш 13 се напајају са једним далеководом а друга два са другим далеководом, из правца ТС Ниш 2, уз искључен растављач у подужном СП 110 kV јер би квар на једном далеководу искључио оба далековода у ТС Ниш 2 и сами тим оставио конзум ТС Ниш 13 и ТС Ниш 10 у мраку. Манипулације са овим растављачем захтевају прекид напајања дела конзума ТС Ниш 13 (опционо дела конзума ТС Ниш 13 и цео ТС Ниш 10). Овакво уклопно стање значајно смањује сигурност потрошача ТС Ниш 13 и ТС Ниш 10.</p>
5	<p><b>У ТС 110/35 Крушевац 4 нема дистантне заштите у ДВП 1158А и 1158Б.</b></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>
6	<p><b>У ТС 110/35 kV Ниш 3 нема прекидача у ДВП 187 и 188.</b></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</p>

Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
	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.
7	<p><b>ТС Врњачка Бања нема прекидаче у ДВП 109/2 и 109/3.</b></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>
8	<p><b>ТС Лесковац 6 нема прекидаче у ДВП 1174А и 1174Б.</b></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 беснапонско стање у ТС Лесковац 6 због манипулација са растављачима у ДВП 110kV у ТС Лесковац 6.</p>
9	<p><b>ТС Смедерево 1 комплетирање ДВП 101А/2, ДВП 101А/3, ДВП 101Б/3 и ДВП 101Б/4.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена ДВП би се значајно повећала сигурност напајања потрошача ТС Смедерево 1 и знатно би олакшали манипулације укључења/искључења далековода ДВ бр. 101А/2, бр.101А/3,бр. 101Б/3 и бр.101Б/4</p>
10	<p><b>ТС Београд 6 нема прекидаче у КБП 171 и КБП 172</b></p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена КБП би се значајно повећала сигурност напајања потрошача ТС Београд 6 и знатно би олакшали манипулације искључења/укључења КБ 171 и КБ 172.</p>
11	<p><b>ТС Пожаревац – комплетирање ДВП 102А/1, ДВП 102А/2, ДВП 102Б/1 и ДВП 102Б/2.</b></p> <p><u>Образложење:</u> Уградњом прекидача у наведена ДВП би се значајно повећала сигурност напајања потрошача ТС Пожаревац без обзира на расположивост горепомнутих далековода ДВ бр. 102А/1, бр.102А/2,бр. 102Б/1 и бр.102Б/2</p>
12	<p><b>Активирање локатора квара у свим објектима ОДС</b></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,</p>



Р. бр.	Елементи чије недостајање у објектима дистрибутивног система директно утиче на поузданост рада преносног и дистрибутивног система
	приликом реконструкције ТС уграђени али једноставно нису били активирани). Ово је потребно применити на свим објектима ОДС где постоје локатори квара.
13	<p><b>Сигнални каблови на кабловима 110 kV на подручју Београда</b></p> <p><u>Образложење:</u> У складу са Законом о енергетици у марту 2017 ЕМС АД је предузео надлежност на кабловима 110 kV, док су телекомуникациони и сигнални каблови који служе за заштиту 110 kV каблова (дојаву пада притиска уља, реаговање релејне заштите, пренос података и слично) остали у власништву ОДС ЕПС Дистрибуције.</p>

## **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 ОПС и ОДС, у случајевима повезивања новог објекта или у случају измена у самом објекту, које не одговарају раније датим техничким условима, а све у складу са Правилима о раду преносног система и Правилима о раду дистрибутивног система. Како је наведеним уговором предвиђена израда Студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система, у оквирној динамици везаној за реализацију пројеката повезивања неопходно је предвидети одговарајуће време потребно за израду поменутих Студија, без којих није могуће, према Закону о енергетици, извршити сама повезивања. Такође истим Уговором предвиђен је и случај испитивања постројења трансформаторске станице или разводног постројења и проверу усаглашености са Правилима о раду дистрибутивног система и Правилима о раду преносног система.

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

Током 2016. године, усвојена је Методологија за израду студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система, на коју су претходно сагласност дала надлежна стручна тела ЕМС АД и 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. У оквиру ове Иницијативе, формирана је Радна група за хармонизовани развој преносног и дистрибутивног система, са сврхом координисања израде студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система. У марту 2017. године одржана је прва редовна седница Радне групе, на којој су дефинисани њени циљеви и задаци, као и задужења њених радних тела (стручних тимова), за које је прописано да ће у свом раду користити одредбе и препоруке Методологије за израду студија оптималног повезивања преносног и дистрибутивног система.

## 5.2 ЛИСТА НОВИХ ОБЈЕКАТА ДОСТАВЉЕНА ОД СТРАНЕ ОДС-А

У Таб. 5.1 дат је списак планираних објеката достављених од стране ОДС-а за период 2019-2028. 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
<b>ДП Ниш</b>	
<a href="#">ТС Сокобања</a>	2019 (ДВ: постојећи)
<a href="#">ТС Ниш 6 (Ратко Павловић)</a>	2022 (ТС: 2021)
<a href="#">ТС Бела Паланка</a>	после 2023
<a href="#">ТС Бољевац</a>	после 2023
<a href="#">ТС Лесковац 5</a>	после 2023
<a href="#">ТС Стара планина (Јабучко равниште)</a>	после 2023
<a href="#">ТС Ниш 7</a>	после 2023
<a href="#">ТС Ниш 9</a>	после 2023
<a href="#">ТС Топоница</a>	после 2023
<b>ДП Краљево</b>	
<a href="#">ТС Крушевац 3</a>	2019 (ТС: завршена)
<a href="#">ТС Аранђеловац 2</a>	2020
<a href="#">ТС Прибој</a>	2021 (ТС: 2020)
<a href="#">ТС Уб</a>	2021 (ТС: 2019)
<a href="#">ТС Тутин</a>	2020
<a href="#">ТС Лозница 2</a>	2020 (ТС: 2019)
<a href="#">ТС Горњи Милановац 2</a>	2022

Назив ТС	Година уласка у погон
<a href="#">ТС Свилајнац</a>	после 2023 (ТС: 2021)
<a href="#">ТС Ужице 2</a>	2019 (ДВ: завршен)
<a href="#">ТС Коцељева</a>	2020
<a href="#">ТС Деспотовац</a>	после 2023
<a href="#">ТС Нови Пазар 3 (Шутеновац)</a>	после 2023
<a href="#">ТС Ушће</a>	после 2023
<a href="#">ТС Мионица</a>	2025
<a href="#">ТС Варварин</a>	после 2023
<a href="#">ТС Брус</a>	2026
<a href="#">ТС Чачак 4</a>	после 2023
<a href="#">ТС Параћин 4 (Змич)</a>	после 2023
<a href="#">ТС Трстеник 2</a>	после 2024
<b>ДП Крагујевац</b>	
<a href="#">ТС Крагујевац 22 (Центар)</a>	2023 (ТС: 2022)
<a href="#">ТС Смедерево 5</a>	после 2023
<a href="#">ТС Собовица</a>	после 2023
<a href="#">ТС Пожаревац 2</a>	2022 (ТС: 2021)
<a href="#">ТС Крагујевац 21 (Нова Застава)</a>	после 2023 (ТС: 2023)
<a href="#">ТС Смедеревска Паланка 2</a>	после 2023 (ТС: 2023)
<a href="#">ТС Крагујевац 23 (Козујево)</a>	после 2023
<a href="#">ТС Крагујевац 24 (Сајмиште)</a>	после 2023
<b>ДП Београд</b>	

Назив ТС	Година уласка у погон
<a href="#">ТС Београд 23 (Аутокоманда)</a>	2019
<a href="#">ТС Београд 45 (Савски амфитеатар)</a>	2019
<a href="#">ТС Београд 42 (Гроцка)</a>	2021
<a href="#">ТС Београд 44 (Сурчин)</a>	2021
<a href="#">ТС Београд 43 (Железник)</a>	после 2023
<a href="#">ТС Београд 46 (Збег)</a>	2022
<a href="#">ТС Београд 47 (Београд на води)</a>	после 2023
<a href="#">ТС Београд 48 (Подстаница)</a>	2023
<b>ДП Нови Сад</b>	
<a href="#">ТС Србобран 2</a>	2022 (ТС: 2021)
<a href="#">ТС Перлез</a>	2022 (ТС: 2021)
<a href="#">ТС Пландиште (Велика Греда)</a>	2023
<a href="#">ТС Нови Сад 8</a>	2024
<a href="#">ТС Панчево 5</a>	2027
<a href="#">ТС Беочин</a>	2022

### 5.3 УСАГЛАШАВАЊЕ ПОТРЕБА ОПС И ОДС У ОКВИРУ ПРОЦЕСА ПОВЕЗИВАЊА

У оквиру припреме десетогодишњег Плана развоја преносног система Републике Србије за период од 2019. до 2028. 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. Потребне 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, потребно је 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 развоја 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](#).

## 5.4 ПРОИЗВОДНИ КАПАЦИТЕТИ

Приликом израде Плана развоја уважен је, између осталог, план развоја производних капацитета ЈП ЕПС према званично достављеним подацима. У дат је приказ повлачења производних објеката ЈП ЕПС у резерву, односно из погона.

Таб. 5.2: Повлачење производних капацитета ЈП ЕПС до 2028. године

Производни објекат	Планирана година повлачења	Инсталисана снага [MW]	Статус
ТЕ-ТО Нови Сад	2019	250 (1x130, 1x120)	пренос локалној самоуправи
ТЕ Колубара А (А3)	након 2020 <sup>7</sup> .	65	излазак из погона
ТЕ Колубара А (А5)	након 2020 <sup>5</sup> .	110	излазак из погона
ТЕ Морава	након 2020 <sup>5</sup> .	120	излазак из погона

У моделима ЕЕС за 2023. и 2028. годину, који су израђени у ЕМС АД, укључени су следећи производни капацитети, чији улазак у погон планира ЈП ЕПС, а који су приказани у следећим табелама:

Таб. 5.3: Нови производни капацитети ЈП ЕПС до 2028. године

Пројекат	Планирана реализација пројекта	Инсталисана снага [MW]
<a href="#">ВЕ Костолац</a>	2021.	75
<a href="#">ХЕ Потпећ - четврти агрегат</a>	2021.	13
<a href="#">ТЕ Костолац Б3</a>	2020.	350

Таб. 5.4: Повећање снаге производних капацитета ЈП ЕПС до 2028. године

Назив	Повећање Снаге [MW]	Оријентациона година
<b>ХЕ Ђердап 1</b>		
<a href="#">Агрегат 2 (ревитализација)</a>	29	крај 2019.
<a href="#">Агрегат 3 (ревитализација)</a>	29	јануар 2021.
<b>ХЕ Зворник</b>		
<a href="#">Агрегат 3 (ревитализација)</a>	7.4	крај 2018.
<a href="#">Агрегат 4 (ревитализација)</a>	7.4	крај 2019.

<sup>7</sup> излазак из погона након 2020. године, а најкасније крајем 2023.године

Назив	Повећање Снаге [MW]	Оријентациона година
<b>ТЕНТ А</b>		
<a href="#">Агрегат 4 (ревитализација)</a>	24	2018.

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 2028. године

Пројекат	Планирана реализација пројекта	Инсталисана снага [MW]
<a href="#">ТЕТО Панчево</a>	2020.*	192
<a href="#">ТЕ Ковин</a>	2023.**	700
<a href="#">ТЕТО Винча</a>	2020.*	30.24
<a href="#">ВЕ Пландиште 1</a>	2019.*	102
<a href="#">ВЕ Чибук 1</a>	2018.*	158.46
<a href="#">ВЕ Алибунар</a>	2018.*	42
<a href="#">ВЕ Никине Воде</a>	2020.*	45
<a href="#">ВЕ Бела Анта</a>	2019.*	118.8
<a href="#">ВЕ Алибунар 1</a>	2021.*	99
<a href="#">ВЕ Алибунар 2</a>	2021.*	75
<a href="#">ВЕ Ковачица</a>	2018.*	104.5
<a href="#">ВЕ Кошава</a>	2018./2019.*	(69) 117
<a href="#">ВЕ Кривача</a>	2019.*	103.32
<a href="#">ВЕ Башаид</a>	2020.*	85
<a href="#">ВЕ Елисио Али 2</a>	2021.*	50
<a href="#">ВЕ Банат</a>	2024.*	50

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

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



До краја 2018. године планира се повећање инсталисане снаге електрана на преносном систему у износу од око 356 MW.

У Републици Србији ће до 2028. године, у односу на стање које се планира на почетку 2019. године, доћи до додатног повећања инсталисаног капацитета на преносни систем у износу од око 1109 MW.

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

## 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 дат је у Таб. 5.6, у којој су, по сваком појединачном објекту, наведена документа издата за њега, заједно са датумом издавања сваког од ових докумената.

Таб. 5.6: Преглед обрађених захтева за прикључење на преносни систем ЕМС АД

Редни број	Електроенергетски објекат	Издати документ	Датум издавања документа
1.	<a href="#">ВЕ Чибук 1</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Чибук 1 на преносни систем	12.01.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Чибук 1	31.03.2015
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Чибук 1	01.02.2017
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	14.06.2016.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	14.06.2018.

Редни број	Електроенергетски објекат	Издати документ	Датум издавања документа
		Решење (одобрење за привремено прикључење), I струјни круг	04.09.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), II струјни круг	16.10.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), III и IV струјни круг	24.10.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење), V, VI, VII и VIII струјни круг	07.11.2018.
		Протокол о испитивању усаглашености рада ВЕ Чибук 1 са Правилима о раду преносног система	16.10.2017.
2.	<a href="#">ВЕ Алибунар</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Алибунар на преносни систем	28.05.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Алибунар	09.06.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Алибунар	13.12.2016.
		Делимично решење о одобрењу за прикључење	14.07.2016.
		Решење за продужење рока важења Делимичног решења (одобрења за прикључење)	09.07.2018.
		Решење (одобрење за привремено прикључење) комплекса ветроелектране Алибунар	22.11.2018.
		Протокол за тестирање усаглашености рада ВЕ Алибунар са Правилима о раду преносног система	19.11.2018.
3.	<a href="#">ВЕ Ковачица</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Ковачица на преносни систем	30.03.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану	21.07.2015.

Редни број	Електроенергетски објекат	Издати документ	Датум издавања документа
		Ковачица	
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Ковачица	01.02.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	19.04.2016.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	15.06.2018.
4.	<a href="#">ВЕ Кошава</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Кошава на преносни систем	29.07.2016.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Кошава	31.12.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Кошава	11.08.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	05.05.2017.
5.	<a href="#">ВЕ Кривача</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Кривача на преносни систем	17.12.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Кривача	14.12.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Кривача	22.03.2018.
6.	<a href="#">ВЕ Алибунар 1</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Алибунар 1 на преносни систем	27.10.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Алибунар 1	06.05.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Алибунар 1	10.08.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	29.05.2017.

Редни број	Електроенергетски објекат	Издати документ	Датум издавања документа
7.	<a href="#">ВЕ Алибунар 2</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Алибунар 2 на преносни систем	27.10.2015.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Алибунар 2	06.05.2015.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за ветроелектрану Алибунар 2	10.08.2017.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	29.05.2017.
8.	<a href="#">ВЕ Никине Воде</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Никине Воде на преносни систем	11.09.2017.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Никине Воде	17.04.2014.
9.	<a href="#">ВЕ Пландиште 1</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Пландиште 1 на преносни систем	13.03.2017.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Пландиште 1	07.07.2015.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	13.05.2016.
10.	<a href="#">ВЕ Бела Анта</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Бела Анта на преносни систем	23.08.2016.
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Бела Анта	28.05.2015.
		Делимично решење (одобрење за прикључење)	31.07.2018.
11.	<a href="#">ВЕ Костолац</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране	05.07.2017.

Редни број	Електроенергетски објекат	Издати документ	Датум издавања документа
		Костолац на преносни систем	
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за ветроелектрану Костолац	13.09.2018.
12.	<a href="#">ВЕ Башаид</a>	Уговор о изради Студије прикључења ветроелектране Башаид на преносни систем	19.06.2018.
13.	<a href="#">ТС Јадар</a>	Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице Јадар на преносни систем	29.05.2018.
		Уговор о изради Студије прикључења термоелектране Костолац Б3 на преносни систем	26.04.2016.
14.	<a href="#">ТЕ Костолац Б3</a>	Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за термоелектрану Костолац Б3	17.10.2017.
		Уговор о праћењу градње Прикључка за термоелектрану Костолац Б3	19.11.2018.
15.	<a href="#">ТЕТО Панчево</a>	Уговор о изради Студије прикључења термоелектранетоплане Панчево на преносни систем	31.03.2016.
16.	<a href="#">ТЕТО Винча</a>	Уговор о изради Студије прикључења термоелектранетоплане Винча на преносни систем	27.04.2018.
		Уговор о изради Студије прикључења хидроелектране Зворник на преносни систем	28.10.2016.
17.	<a href="#">ХЕ Зворник А3 и А4 (ревитализација)</a>	Делимично решење (одобрење за прикључење)	15.11.2016.
		Уговор о изради Студије прикључења термоелектране Никола Тесла А4 на преносни систем	18.04.2017.
18.	<a href="#">ТЕНТ А4 (ревитализација)</a>	Делимично решење (одобрење за прикључење)	25.07.2018.
19.	<a href="#">ТС Рудник 4</a>	Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице	06.04.2017.

Редни број	Електроенергетски објекат	Издати документ	Датум издавања документа
		Рудник 4 на преносни систем	
		Уговор о изради планске и техничке документације и прибављању потребних дозвола за изградњу Прикључка за трансформаторску станицу Рудник 4	13.03.2018.
20.	<a href="#">ТС Бор 4 (Чукару Пеки)</a>	Уговор о изради Студије прикључења трансформаторске станице Бор 4 на преносни систем	08.02.2018.

## 6 ПОСМАТРАНИ СЦЕНАРИЈИ РАЗВОЈА И РЕЖИМИ РАДА

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

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

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

Формулисани сценарији треба да буду конзистентни, свеобухватни и доследни описи реалистичне будућности (понекад можда дати и у више временских пресека), утврђени на замишљеној интеракцији кључних економских параметара (укључујући економски раст, цене горива, таксе CO<sub>2</sub> 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

Више о овим сценаријима је дато у додатку Д.4.

Према члану 112 Закона о енергетици, оператор преносног система је, у склопу израде Плана развоја преносног система, дужан да анализира адекватност производње и преносног система за очекивани развој потрошње и размене електричне енергије са другим операторима преносних система. За анализу адекватности производње,

спроведену у току израде овог Плана развоја и детаљно изложеноу у додатку Д.5, коришћена су два могућа сценарија:

- Реалистични
- Конзервативни

Више о овим сценаријима је дато у додатку Д.5, који се бави детаљном анализом адекватности производње Републике Србије. По резултатима приложеним у овом додатку, може се закључити да ће преостали производни капацитет Републике Србије (са подручјем АП КиМ), као основни показатељ адекватности производног система, у реалистичном сценарију развоја производног система бити:

- Позитиван за период након 2019. године, за режим зимског максимума
- Позитиван за читав наредни период, за режим летњег максимума

Уколико би се разматрао конзервативни сценарио развоја производног система, тада би вредности преосталих производних капацитета Републике Србије (са подручјем АП КиМ) биле:

- Позитивне у периоду од 2021. до 2026. године, у режиму зимског максимума
- Позитивне за читав наредни период, за режим летњег максимума

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

### **6.3 АНАЛИЗИРАНИ РЕЖИМИ РАДА НАЦИОНАЛНОГ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКОГ СИСТЕМА**

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

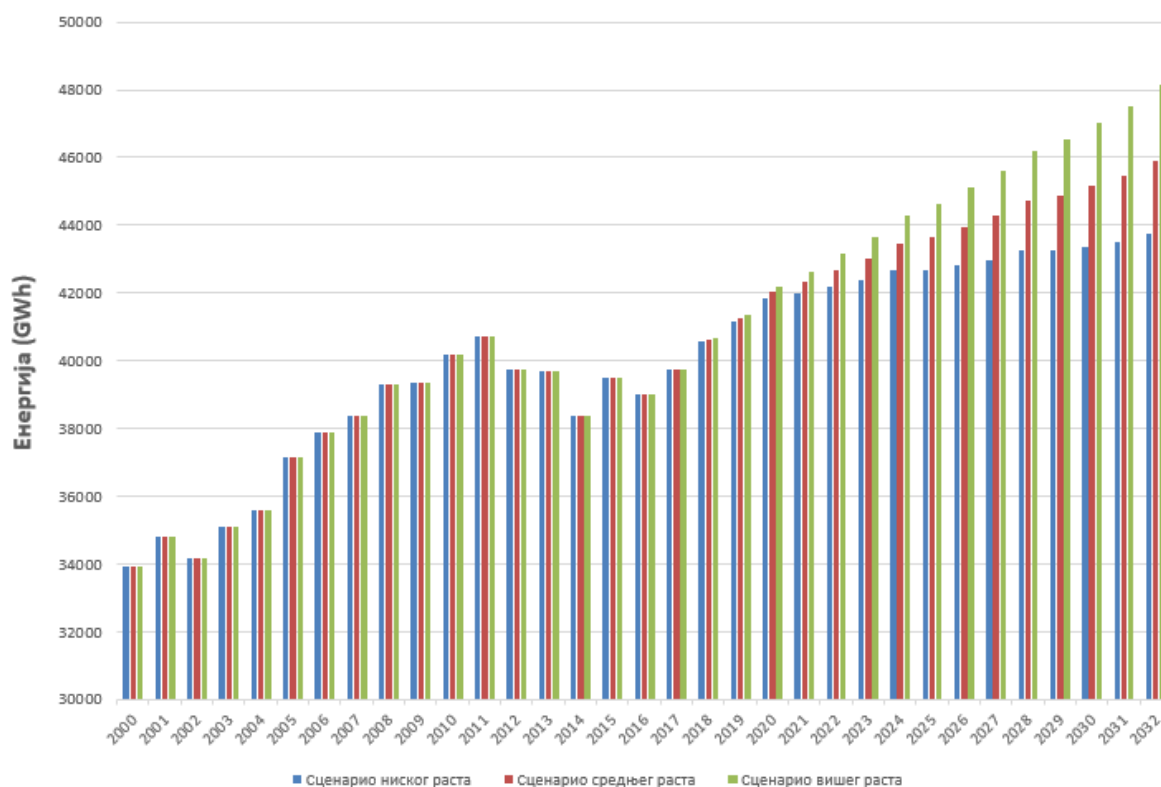
- Зимски максимум
- Летњи максимум
- Летњи минимум
- Апсолутни минимум (провера напонских прилика)



## 7 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ

Дугорочна прогноза потрошње (брutto потрошња са уважавањем губитака електричне енергије у преносном систему) се заснива на економетријском моделу, који као основне улазе користи историјске вредности потрошње и бруто домаћег производа. Потрошња електричне енергије Републике Србије 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 за период од 2018. до 2032. године, заједно са оствареним вредностима потрошње електричне енергије од 2000. до 2017. године. Остварене вредности потрошње су задржане на Сл. 7.1 како би се пружио увид у податке на основу којих је извршена прогноза потрошње. Посматрајући сценарио средњег раста БДП, просечна годишња стопа пораста потрошње електричне енергије у периоду 2018-2032. године је око 1 %. Прогнозирана потрошња у 2028. години варира од 43,2 TWh за сценарио нижег раста до 46,2 TWh за сценарио вишег раста, и има тренд раста.

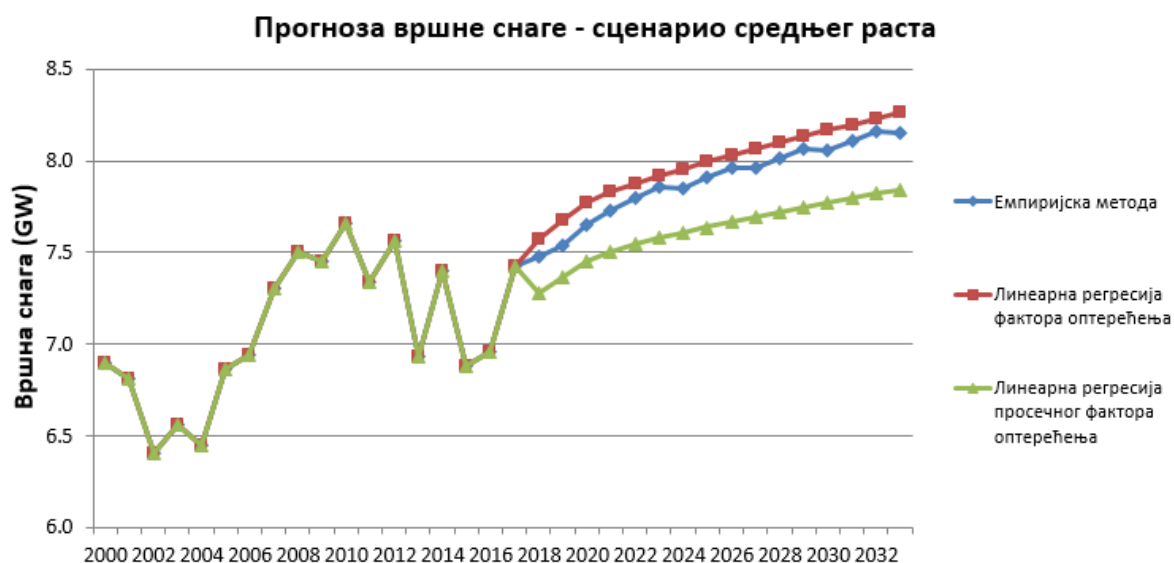


Сл. 7.1: Прогноза потрошње ел. ен. Р. Србије од 2018. до 2032. године и остварене вредности потрошње ел. ен. Р. Србије од 2000. до 2017. године

Са 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.

Прогноза вршне снаге је извршена помоћу фактора оптерећења. Вредност фактора оптерећења зависи од степена индустријске развијености једне земље [28]. Што је земља развијенија, вредност овог фактора је већа. Постоји неколико начина процене будућих вредности фактора оптерећења: линеарна регресија историјских вредности, линеарна регресија просечних вредности и метода која се ослања на искуствену процену фактора оптерећења (емпиријска метода).

На Сл. 7.2 су приказани резултати прогнозе вршне снаге потрошње Р. Србије за сценарио средњег раста БДП за период од 2018. до 2032. године, као и историјске вредности вршне снаге потрошње Р. Србије за период од 2000. до 2017. године. У зависности од примењене методе одређивања фактора оптерећења, прогнозирана вредност вршне снаге за 2028. годину се креће у распону од 7,72 GW до 8 GW. Резултати прогнозе показују тренд благог пораста вршне снаге потрошње у периоду од 2018. до 2032. године. Као најприкладнија метода за одређивање фактора оптерећења у случају преносног система ЕМС АД, показала се она која у обзир узима линеарну регресију просечног фактора оптерећења.



Сл. 7.2: Прогноза вршне снаге потрошње Р. Србије од 2018. до 2032. године и остварене вредности вршне снаге потрошње Р. Србије од 2000. до 2017. године

На основу прогнозе потрошње електричне енергије као и историјских сатних вредности потрошње, извршена је прогноза сатних вредности за период 2018-2032. Вредности снага потрошње за карактеристичне режиме у годинама 2023 и 2028 су приказане у Таб. 7.1 и Таб. 7.2.

Таб. 7.1: Прогноза снага потрошње по режимима за 2023. годину

Прогноза за 2023. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (годишња вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7.516	7.578	7.709
Летњи максимум (вршна снага у летњим месецима)	5.299	5.377	5.457
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2.706	2.747	2.787

Таб. 7.2: Прогноза снага потрошње по режимима за 2028. годину

Прогноза за 2028. годину			
Режим	Снага потрошње (GW)		
	Сценарио раста БДП		
	Нижи раст	Средњи раст	Виши раст
Зимски максимум (годишња вршна снага прогнозирана помоћу просечног фактора оптерећења)	7.558	7.721	8.016
Летњи максимум (вршна снага у летњим месецима)	5.390	5.573	5.760
Летњи минимум (годишња минимална снага)	2.753	2.846	2.942

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

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

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

У наставку су детаљно описани наведени симулациони модели, израђени на основу прикупљених подлога и података. Треба напоменути да је за 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 из осталих преносних система. За потребе израде Плана развоја усвојена је типична вредност увоза електричне енергије за подручје Косова и Метохије, добијена на основу искустава из претходног периода.

## 8.2 СИМУЛАЦИОНИ МОДЕЛИ ЗА ТРЕНУТНО СТАЊЕ МРЕЖЕ

Као полазна основа за модел Југоисточне Европе коришћена је верзија USTE модела за 2018. 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 5020 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2430 MW.

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

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

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

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

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

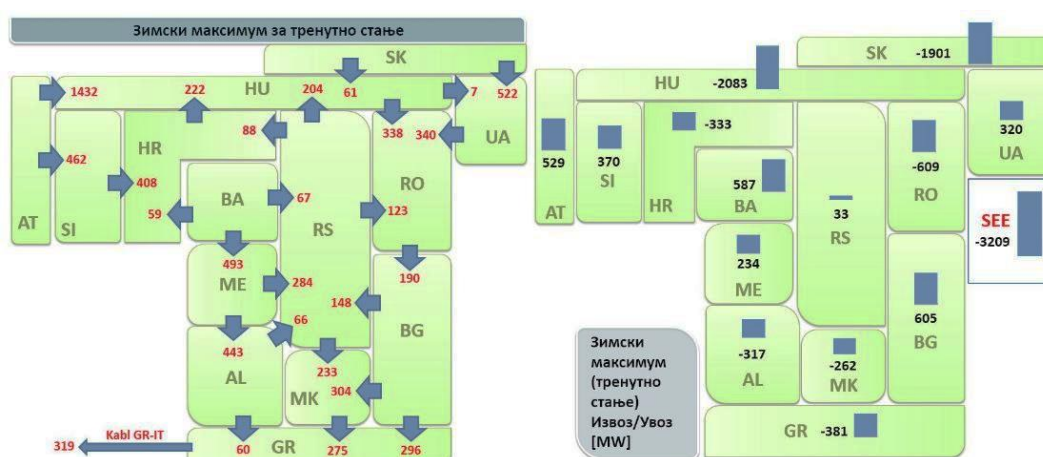
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ТЕ Костолац Б	640	607	610
ХЕ Ђердап 1	935	726	445
ТЕНТ Б	1200	731	460
ТЕНТ А	1555	835	660
ХЕ Ђердап 2	270	151	220
ХЕ Бајина Башта	420	320	85
ТЕ Костолац А	260	271	190
РХЕ Бајина Башта – генератори	600	293	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ТЕ Колубара	216	108	29
ТЕ Морава	100	80	0
ХЕ Бистрица	100	91	0
ХЕ Зворник	78	48	81

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

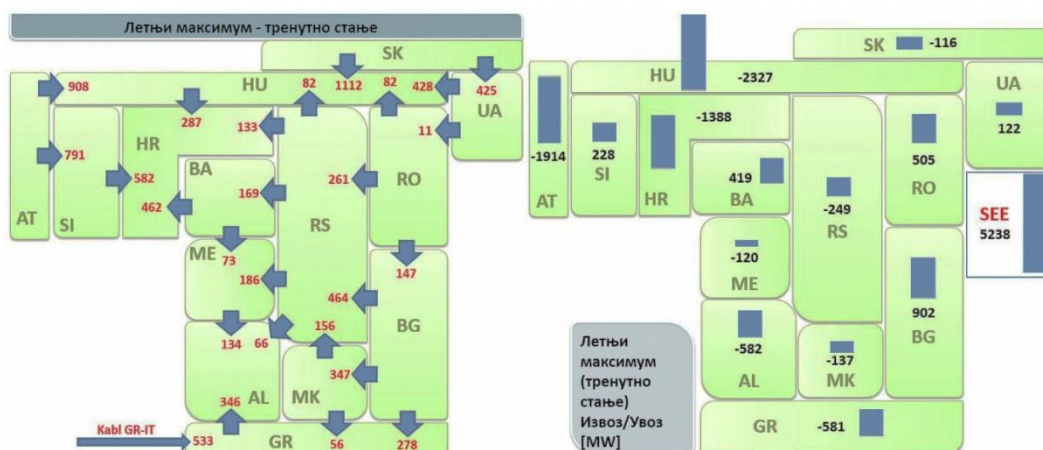
У Таб. 8.2 су дати тотали, односно разлике између снага производње и потрошње електричне енергије свих земаља чији су системи укључени у модел, док су на Сл. 8.1, Сл. 8.2 и Сл. 8.3 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама, као и тотали моделованих земаља за све анализиране режиме.

Таб. 8.2: Тотали моделованих земаља за тренутно стање

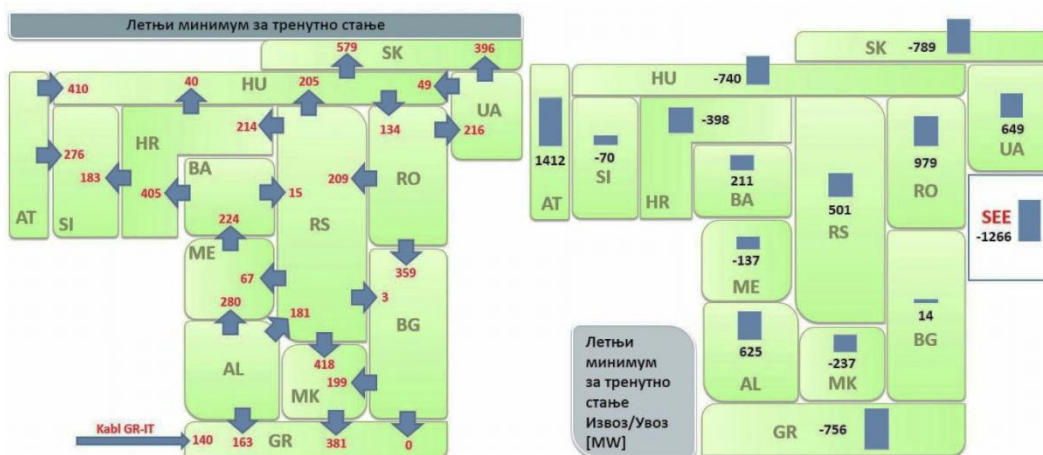
Тотали моделованих земаља за тренутно стање			
Моделована држава	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-317	-582	625
Аустрија	529	-1914	1412
Босна и Херцеговина	587	419	211
Бугарска	605	902	14
Грчка	-381	-581	-756
Хрватска	-333	-1388	-398
Мађарска	-2083	-2327	-740
Црна Гора	234	-120	-137
Македонија	-262	-137	-237
Румунија	-609	505	979
Србија	33	-249	501
Словенија	370	228	-70
Словачка	-1901	-116	-789
Украјина (Бурштинско острво)	320	122	649
<b>Извоз региона</b>	<b>-3209</b>	<b>5238</b>	<b>-1266</b>



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 свим режимима осим зимског максимума) и Бугарска (у свим режимима осим летњег минимума). 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, при чему постоји и вишак енергије који се може извозити у околне системе. У режиму зимског максимума, равнотежа између снаге производње и снаге потрошње Републике Србије је готово постигнута, док се режиму летњег максимума јавља потреба за увозом електричне енергије из суседних електроенергетских система.



У режимима зимског максимума и летњег минимума, регион се понаша као увозник електричне енергије, док се у режиму летњег максимума енергија извози из региона. 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 2023. 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 7578 MW,
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5377 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2747 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2023. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и топологију мреже у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за 2023. 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 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 анализираних режима 2023. 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 2023.г.

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук 1	158.5	158.5	158.5
ВЕ Пландиште 1	102	102	102
ВЕ Алибунар	42	42	42
ВЕ Кошава	117	117	117
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
ВЕ Елисио Али 2	50	50	50
ВЕ Башаид	85	85	85
ТЕ Костолац Б	813	693	668
ХЕ Ђердап 1	614	500	85
ТЕНТ Б	1096	548	508
ТЕНТ А	1364	816	598
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

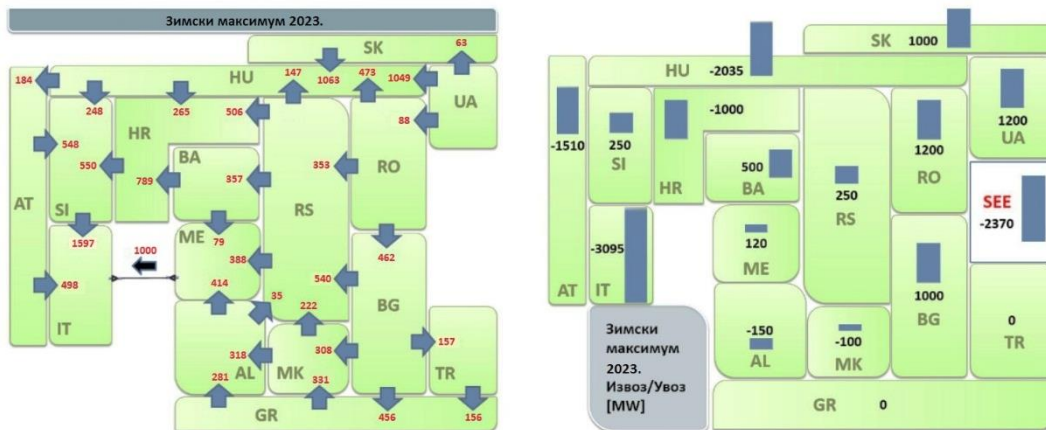
Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ТЕ Колубара	100	100	55
ТЕ Морава	100	80	50
ХЕ Бистрица	90	45	0
ТЕ-ТО Панчево	182.8	182.8	182.8
ТЕ-ТО Винча	30.24	30.24	30.24

Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом, са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. При овим прорачунима се као почетне вредности напона чворова користе номиналне вредности напона у тим чворовима, док се за почетне вредности фазних углова свих напона узима вредност нула (тзв. *flat start*).

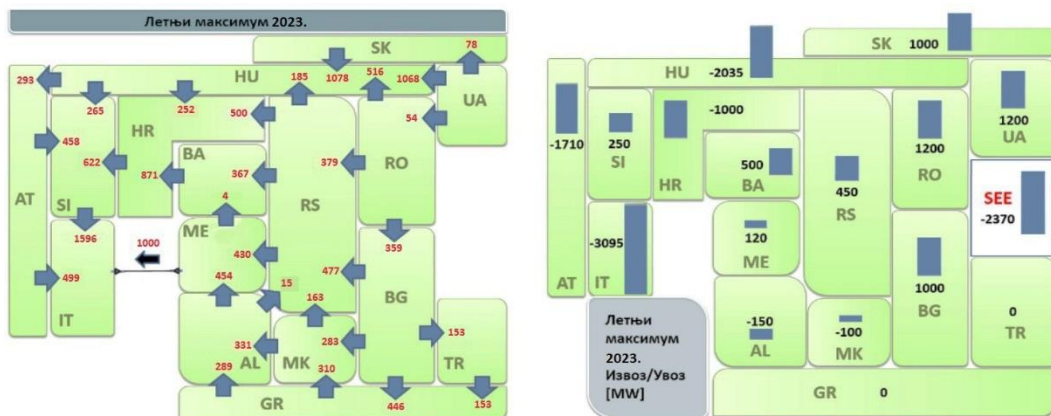
У Таб. 8.4 су дати тотали свих земаља чији су системи обухваћени овим моделима, док су на Сл. 8.4, Сл. 8.5 и Сл. 8.6 приказане прорачунате вредности токова активних снага по границама, као и тотали моделованих земаља за све анализиране режиме.

Таб. 8.4: Тотали моделованих земаља за 2023. годину

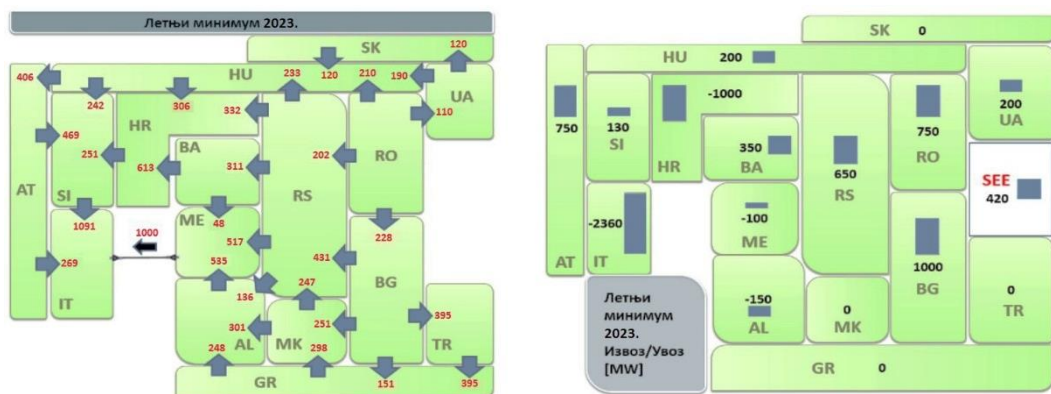
Тотали моделованих земаља за 2023. годину			
Моделована држава:	Зимски максимум (MW)	Летњи максимум (MW)	Летњи минимум (MW)
Албанија	-150	-150	-150
Аустрија	-1510	-1710	750
Босна и Херцеговина	500	500	350
Бугарска	1000	1000	1000
Грчка	0	0	0
Италија	-3095	-3095	-2360
Мађарска	-2035	-2035	200
Македонија	-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: Тоти моделиваних земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2023. године



Сл. 8.5: Тоти моделиваних земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2023. године



Сл. 8.6: Тоти моделиваних земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2023. године

Разматрањем добијених резултата, долази се до закључка да је, независно од посматраног режима, у 2023. 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 2028. 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 (Бурштинско острво)
- 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 7721 MW,
- Режим летњег максимума са конзумом ЕЕС Србије од 5573 MW и
- Режим летњег минимума са конзумом ЕЕС Србије од 2846 MW.

Спајањем ажурираног модела преносног система Србије за 2028. годину и достављеног SECI модела, који укључује планиране производне капацитете и транзите електричне енергије у региону Југоисточне Европе, формиран су симулациони модели за планску 2028. 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 Р. 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 2023. годину, у Таб. 8.5 су приказана ангажовања већих генераторских јединица по електранама, зависно од анализираног

режима 2028. 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 2028.г.

Назив електране	Ангажовање у режиму зимског максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег максимума (MW)	Ангажовање у режиму летњег минимума (MW)
ВЕ Чибук 1	158.5	158.5	158.5
ВЕ Пландиште 1	102	102	102
ВЕ Алибунар	42	42	42
ВЕ Кошава	117	117	117
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
ВЕ Елисио Али 2	50	50	50
ВЕ Башаид	85	85	85
ВЕ Банат	50	50	50
ТЕ Костолац Б	783	543	443
ХЕ Ђердап 1	658	667	90
ТЕНТ Б	1036	508	508
ТЕНТ А	1444	834	677
ХЕ Ђердап 2	170	170	102
ХЕ Бајина Башта	320	280	25
ТЕ Костолац А	244	261	141
РХЕ Бајина Башта – генератори	200	250	0
РХЕ Бајина Башта – пумпе	0	0	-560
ХЕ Бистрица	90	90	0
ТЕ-ТО Панчево	182.8	182.8	182.8
ТЕ-ТО Винча	30.24	30.24	30.24

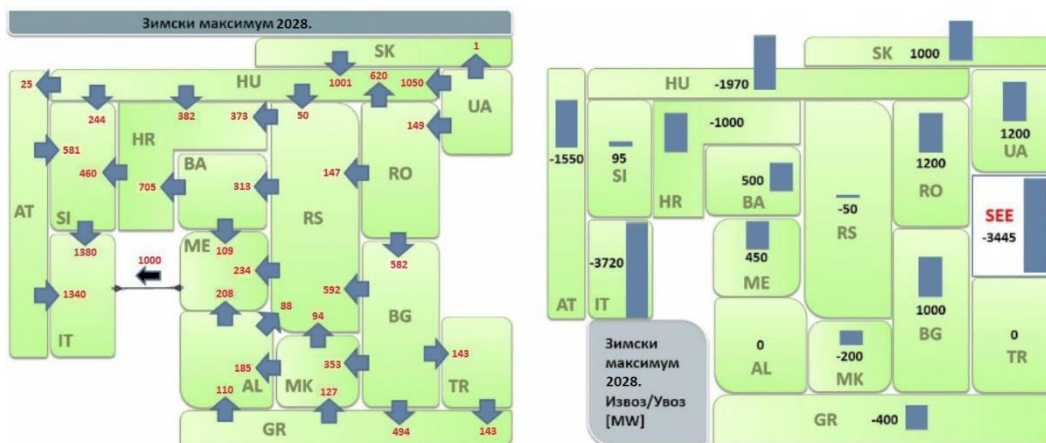
Прорачун токова снага и напонских прилика је извршен пуном *Newton-Raphson*-овом методом, са уважавањем ограничења за реактивну снагу генераторских јединица. При овим прорачунима се као почетне вредности напона чворова користе номиналне вредности напона у тим чворовима, док се за почетне вредности фазних углова свих напона узима вредност нула (тзв. *flat start*).

У Таб. 8.6 су дати тотали свих земаља чији су системи укључени у модел, 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.

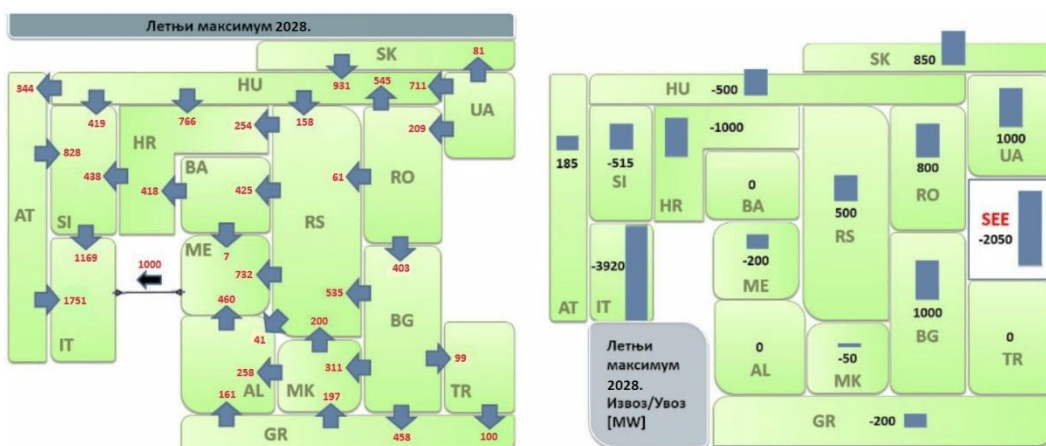
Таб. 8.6: Тотали моделованих земаља за 2028. годину

Тотали моделованих земаља за 2028. 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	-220
Румунија	1200	800	1000
Србија	-50	500	690
Словачка	1000	850	400
Словенија	95	-515	-505
Турска	0	0	0
Украјина (Бурштинско острво)	1200	1000	1000
<b>Извоз региона</b>	<b>-3445</b>	<b>-2050</b>	<b>-1650</b>

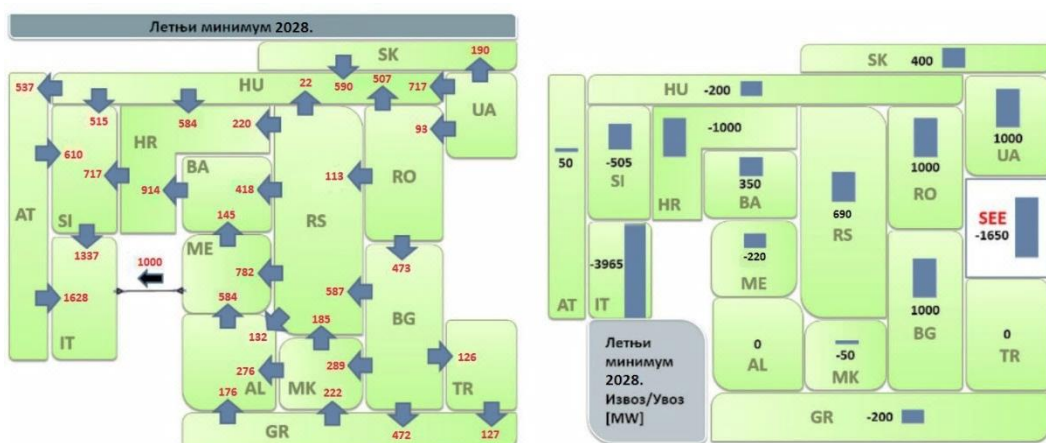




Сл. 8.7: Тоти моделиваних земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим зимског максимума 2028. године



Сл. 8.8: Тоти моделиваних земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег максимума 2028. године



Сл. 8.9: Тоти моделиваних земаља у региону и прорачунати токови активних снага (MW) по границама за режим летњег минимума 2028. године

Аналогно закључцима изведеним за 2023. годину, и у 2028. 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 2023. године и оних за 2028. 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 2028. 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, 2023. и 2028. годину. Анализе су рађене за три карактеристична (критична) радна режима ЕЕС Републике Србије:

- Режим зимског вршног оптерећења (зимски максимум),
- Режим летњег вршног оптерећења (летњи максимум) и
- Режим летњег минималног оптерећења (летњи минимум)

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

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

Резултати анализа сигурности за сва три режима у 2023. 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 Београд 3. Проблем у Колубарском региону представља најављено повећање снаге ТС 110/35 kV Тамнава западно поље (Јабучје) на 80 MW до 2023. године.

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 2028. години такође показују да се највећи проблем јавља у преносној мрежи 110 kV на потезу ТС Панчево 2 – ТС Београд 3, док проблеми постоје и на потезу ТС Београд 2 – ТЕ Колубара.

Детаљни приказ резултата спроведених анализа сигурности „N-1“ за напонске нивое 400 kV, 220 kV и 110 kV налази се у додацима Д.6.2.1, Д.6.2.2 и Д.6.2.3.

### 9.2 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије за период од 2019. до 2028. године, прорачуни струја кратких спојева су рађени за тренутно стање система, као и за предвиђена стања на крају разматраног петогодишњег периода (2023. година) и десетогодишњег периода (2028. година), у режимима зимског максимума и летњег минимума, уз следеће претпоставке:

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

Прорачуни струја кратких спојева су урађени користећи програмски алат PSS®E, верзија 33, при чему су симулирани једнополни и трополни кратки спојеви на сабирницама постројења. У циљу што прецизнијег прорачуна, модели ЕЕС суседних земаља су преузети из SECI модела 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.

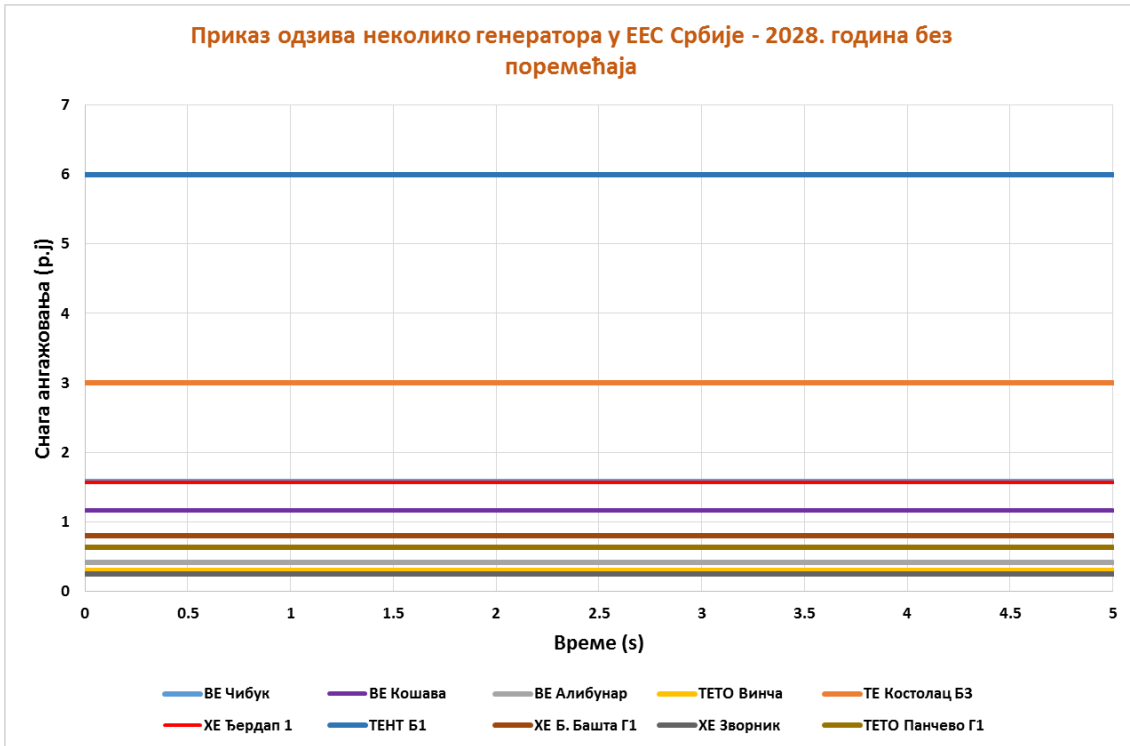
Детаљни резултати поменутих прорачуна дати су у додатку Д.6.3.

### **9.3 АНАЛИЗА СТАБИЛНОСТИ**

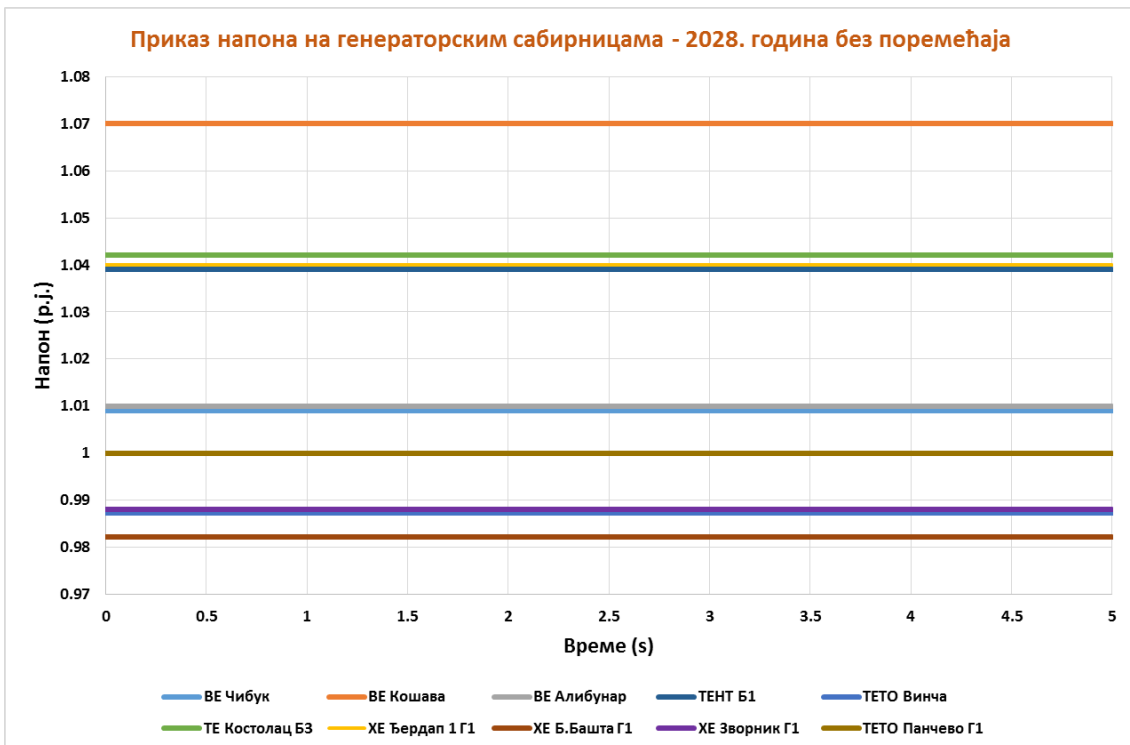
У оквиру испитивања стабилности за потребе израде Плана развоја преносног система Републике Србије, извршена је анализа стабилности угла ротора на велике поремећаје (транзијентна стабилност).

Транзијентна стабилност је испитана одређивањем критичног времена искључења квара и поређењем са минималним критичним временом дефинисаним Правилима о раду преносног система.

Анализа стабилности је рађена на моделу за тренутно стање, као и на перспективним моделима за 2023. и 2028. годину, за режиме зимског максимума и летњег минимума. Пре спровођења симулација, неопходно је било потврдити „раван“ одзив посматраних производних јединица (за сва анализирана стања и режиме рада) за случај без поремећаја у систему. На Сл. 9.1 и Сл. 9.2 је приказано ангажовање генераторских јединица и њихов одзив за режим зимског максимума 2028. године.



Сл. 9.1: Ангажовање генераторских јединица у систему без поремећаја за режим зимског максимума 2028. године



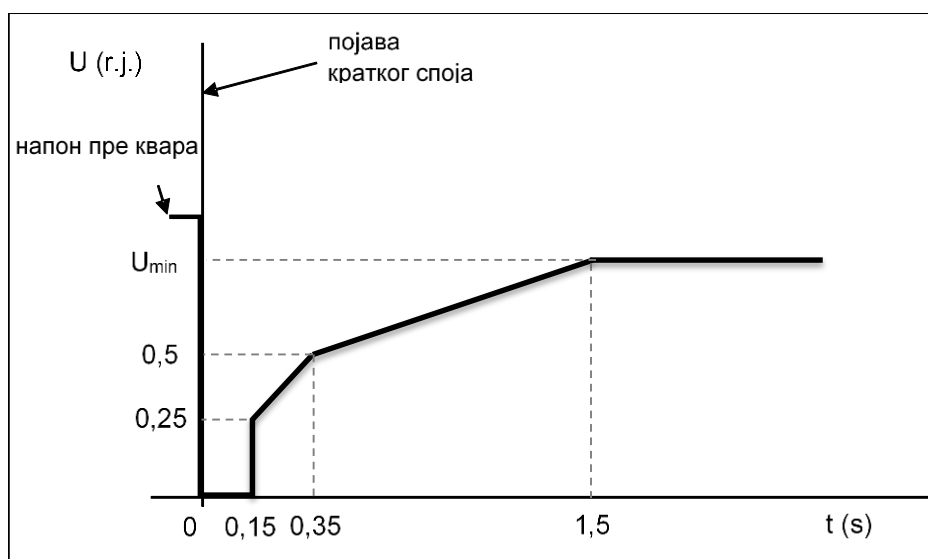
Сл. 9.2: Одзив генераторских јединица – напон на генераторским сабирницама у систему без поремећаја за режим зимског максимума 2028. године

Транзијентна стабилност се дефинише као способност електроенергетског система (ЕЕС) да одржи стабилност након појаве великих поремећаја, под којима се најчешће

подразумева кратак спој на далеководу, испад генераторске јединице или испад велике потрошње. Један од начина анализе стабилности ЕЕС након дејства поремећаја је одређивање критичног времена искључења квара. Овај параметар представља максимално време трајања квара након чијег отклањања ЕЕС остаје у стабилном радном режиму.

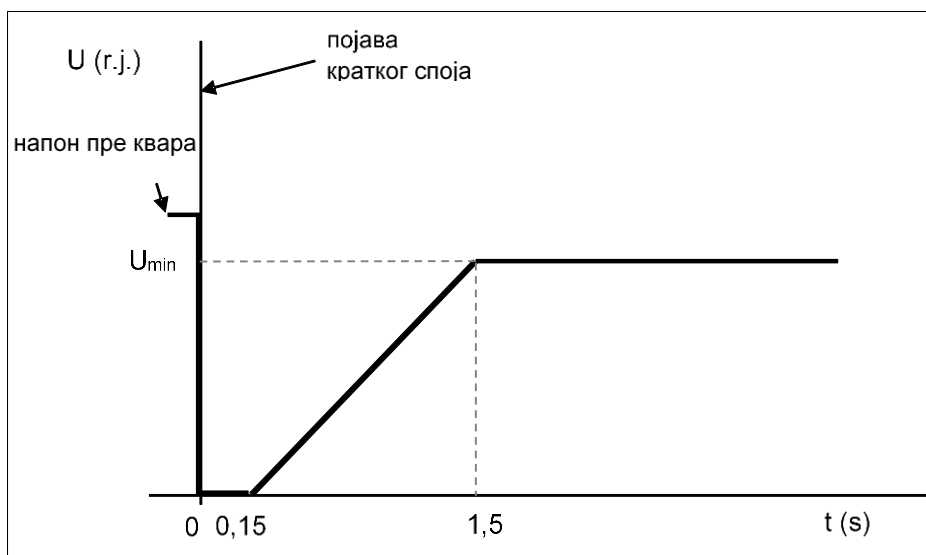
У Правилима о раду преносног система, раздвојени су захтеви за синхроне генераторе и енергетске паркове. Заједничко за оба захтева је минимално дозвољено време трајање квара, при пропаду напона на 0 V и оно износи 150 ms.

Треба напоменути да је у току израда нове верзије Правила о раду преносног система, при чему се једна од модификација које ће у ову верзију, у поређењу са прошлом, бити имплементирани односи управо на критеријум минималног дозвољеног времена трајања квара за синхроне производне јединице. Према измењеном захтеву, који је у складу са одговарајућим условима прописаним од стране ENTSO-E, у случају пропада напона у преносној мрежи услед појаве кратког споја, синхрона јединица мора остати у погону без испада са преносне мреже за област изнад линије на Сл. 9.3.  $U_{min}$  је минимални радни напон за који ова генераторска јединица остаје у погону трајно, без испада са преносне мреже, у складу са тачком 4.3.8.2.1. нове верзије Правила о раду преносног система.



Сл. 9.3: Захтев из Правила о раду – минимално дозвољено време трајања квара при различитим вредностима пропада напона за синхроне производне јединице

У случају пропада напона у преносној мрежи услед појаве кратког споја, енергетски парк остаје у погону без испада са преносне мреже за област изнад линије на Сл. 9.4.  $U_{min}$  је минимални радни напон за који ова генераторска јединица остаје у погону трајно, без испада са преносне мреже, у складу са тачком 4.3.8.2.1. Правила о раду преносног система.



Сл. 9.4: Захтев из Правила о раду – минимално дозвољено време трајања квара при различитим вредностима пропада напона за енергетске паркове

На основу претходног наведеног може се закључити да ЕЕС мора остати стабилан након појаве металног кратког споја (какав је симулиран у овој анализи) у трајању од максимално 150 ms и ова вредност се усваја као референтна у поступку одређивања критичног времена искључења квара. Поређењем прорачунатог критичног времена искључења квара са референтним временом стиче се слика о резерви стабилности коју ЕЕС поседује за анализирано стање (ангажовање генератора, топологија мреже, ниво конзума).

С обзиром да на транзијентну стабилност, између осталог, утицај има локација и ниво ангажовања генераторских јединица, као и упетљаност мреже, утврђено је да би најкритичнији случајеви за испитивање транзијенте стабилности биле симулације трополних кратких спојева у учвореним деловима преносне мреже са више генераторских јединица у близини. Узимајући у обзир инсталисану снагу и локацију прикључења постојећих и планираних производних јединица на преносну мрежу 400 kV, 220 kV и 110 kV напонског нивоа, развој преносне мреже до 2028. године, као и чињеницу да је обавеза ЕМС АД да током израде Студије прикључења синхроних генератора и енергетских паркова на преносни систем изврши проверу испуњености захтева из Правила о раду преносног система, извршене су симулације за сваку тачку прикључења свих генераторских јединица.

Анализа транзијентне стабилности извршена је симулацијама трополних кратких спојева у свакој тачки прикључења свих производних објеката који су прикључени на преносни систем Србије. Одређивање критичног времена искључења квара вршено је итеративним мењањем трајања трополног кратког споја на дефинисаним локацијама и праћењем одзива генератора за време и након отклањања квара. Резултати одређивања критичног времена искључења квара приказани су у Д.6.4.

Анализирајући добијене резултате, може се закључити да је ЕЕС Србије у свим тренутним и перспективним анализираним радним режимима транзијентно стабилан. Поредећи резултате по анализираним режимима може се закључити да је режим

летњег минимума критичнији од режима зимског максимума у свим анализираним годинама. Претходни закључак је последица мањег броја генераторских јединица у погону у летњим режимима и чињенице да одређен број генератора ради у потпобуђеном режиму. Прикључење нових генератора на преносни систем позитивно утиче на повећање критичног времена искључења квара, односно резерве стабилности.

Критично време искључење квара зависи и од броја генератора који су у погону, активне и реактивне снаге генерисања, напонских прилика пре појаве квара, оптерећења далековода на којима су симулирани кварови пре појаве квара и осталих почетних услова, те из тог разлога критично време искључења квара треба посматрати као оријентациону величину, јер оно може да варира са променом поменутог почетног стања. У оквиру Плана развоја није вршено испитивање како би промена почетног стања утицала на вредност критичног времена искључења, нити је анализа стабилности вршена за најкритичније почетно стање пре појаве квара јер би таква анализа по обиму превазишла оквире овог Плана развоја. Почетно стање за потребе анализе стабилности подразумевало је прогнозиране нивое конзума за поједине перспективне године (Поглавље 7) и у складу са тим - ангажовање планираних и постојећих генераторских јединица. Другачија комбинација генератора у погону и нивоа њиховог ангажовања проузроковала би другачије вредности критичних времена искључења квара и таква испитивања системске стабилности су тема посебних анализа.



## 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. Индикатори који могу послужити за процену старења постојеће инфраструктуре, чија је санација један од аспеката Циља 2, наведени су у додатку Д.8.

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

Пројекат се дефинише као развојни, тј. представља пројекат у развојној фази, до завршетка претходне студије изводљивости односно студије изводљивости. Почетак реализације за развојне пројекте се планира након треће планске године. Инвестициони пројекат је пројекат који је у току или се његов почетак реализације планира у једној од прве три планске године.

Треба напоменути да су године улазака у погон по појединим пројектима у развојној фази дате као индикативне, односно референтне године за касније дефинисање детаљне динамике реализације кроз План инвестиција у преносни систем, након чијег креирања се очекује реално сагледавање датих година.

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

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

Пројекти у развојној и инвестиционој фази	Циљ 1	Циљ 2	Циљ 3	Циљ 4
Пројекти међународног карактера (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				✓

На основу наведених циљева, дефинисано је седам основних покретача развојних опција:

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

## 10.1 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

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

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

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

Листа пројеката ОПС у развојној фази						
Покретачи развојних опција	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
Планирани улазак у погон						
<b>10.1.1 Пројекти међународног карактера (интерконекције)</b>						
1	<a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Хрватске</a>	после 2028	✓	✓		
2	<a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Бугарске</a>	после 2028	✓	✓		
3	<a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Румуније</a>	после 2028	✓	✓		
4	<a href="#">ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе</a>	после 2028			✓	✓
<b>10.1.2 Пројекти интерне 400 kV мреже</b>						
1	<a href="#">ТС 400/110 kV у региону јужног Баната</a>	после 2021		✓		
2	<a href="#">Пројекат VeoGrid 2030</a>	после 2028		✓	✓	✓
3	<a href="#">ТС 400/110 kV северно од Ниша</a>	после 2028			✓	
4	<a href="#">Реконструкција ТС Сремска Митровица 2</a>	после 2028	✓			✓
5	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште</a>	после 2028	✓	✓	✓	
6	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Крушевац 1 – ТС Ниш 2</a>	после 2028		✓		✓
7	<a href="#">ТС 400/110 kV Колубара</a>	после 2028			✓	
8	<a href="#">Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво</a>	после 2028		✓	✓	
9	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац</a>	после 2028				
10	<a href="#">Реконструкција ТС Суботица 3</a>	после 2024	✓	✓	✓	
11	<a href="#">Реконструкција РП Дрмно</a>	после 2023 (друга фаза)	✓			✓
<b>10.1.3 Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже</b>						
1	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2</a>	после 2028				✓
2	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4</a>	после 2028				✓
3	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3</a>	после 2028				✓
4	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица</a>	после 2028				✓
5	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Деспотовац – ТС Јагодина 4</a>	после 2028				✓
6	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1</a>	после 2023			✓	✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази									
Покретачи развојних опција		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
		Раст потрошње							
		Ефикасније управљање преносним системом							
		Интеграција тржишта електричне енергије							
		Прикључење нових електрана							
		Повећање преносног капацитета							
		Старење инфраструктуре							
		Планирани улазак у погон							
7	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2</a>	после 2023					✓	✓	
8	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница</a>	после 2023					✓		✓
9	<a href="#">Решавање радијалног напајања ТС Копаоник</a>	после 2023					✓		
10	<a href="#">Замена кабла 110 kV ТС Београд 6 – ТЕТО Београд</a>	после 2023	✓				✓		
11	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево</a>	после 2023					✓		✓
12	<a href="#">Решавање радијалног напајања ТС Жабал, ТС Темерин и ТС Перлез</a>	после 2023					✓		✓
13	<a href="#">Преусмеравање ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1</a>	после 2023					✓		
14	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20</a>	после 2023					✓		✓
15	<a href="#">Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2</a>	2023					✓	✓	✓
16	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Јабучје</a>	после 2023					✓	✓	✓
17	<a href="#">Реконструкција ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Обреновац</a>	после 2023					✓	✓	✓
18	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Коцељева – ТС УБ</a>	после 2023					✓		✓
19	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 1 – ТС Мајданпек 1</a>	после 2023 (друга фаза)	✓				✓		
20	<a href="#">Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта</a>	после 2021			✓				✓
21	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Јабучје</a>	после 2023	✓				✓	✓	
22	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Јабучје</a>	после 2023	✓				✓	✓	
23	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Неготин</a>	после 2023	✓				✓	✓	
24	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТЕ Морава</a>	после 2023	✓				✓		✓
25	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Алексинац – ТС Ниш 1</a>	после 2023	✓				✓		✓
26	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТЕ Колубара - ТС Лазаревац</a>	после 2023	✓				✓	✓	
27	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35</a>	после 2023	✓				✓	✓	
28	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Пожега – чвор Бељина</a>	2021	✓						✓
29	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3</a>	2021	✓						✓
30	<a href="#">Адаптација ДВ 2x110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 20</a>	2022	✓						✓

Листа пројеката ОПС у развојној фази							
Покретачи развојних опција		Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
		Раст потрошње					
		Ефикасније управљање преносним системом					
		Интеграција тржишта електричне енергије					
		Прикључење нових електрана					
		Повећање преносног капацитета					
		Старење инфраструктуре					
		Планирани улазак у погон					
31	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16</a>	2022	✓				✓
32	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ЕВП Ресник – ТЕ Колубара</a>	2023	✓				✓
33	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Кула - ТС Србобран</a>	2022	✓				✓
34	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 3</a>	после 2023	✓	✓			✓
35	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 33</a>	после 2023	✓	✓			✓
36	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 33</a>	после 2023	✓	✓			✓
37	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 2</a>	после 2023	✓	✓			✓
38	<a href="#">Реконструкција РП 110 kV у ТС Краљево 3</a>	после 2023	✓			✓	✓
39	<a href="#">Реконструкција РП 110 kV Панчево 1</a>	после 2023	✓	✓		✓	✓
40	<a href="#">Повећање инсталисане снаге ТС Ваљево 3</a>	2023 (прва фаза) 2024 (друга фаза)	✓			✓	✓
41	<a href="#">Реконструкција ТС Ваљево 3</a>	после 2025	✓			✓	✓
42	<a href="#">Реконструкција ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3</a>	после 2025	✓		✓	✓	✓
43	<a href="#">Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3</a>	после 2027	✓		✓	✓	✓
44	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1</a>	после 2023	✓			✓	✓
45	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22</a>	после 2028				✓	✓
46	<a href="#">Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4</a>	после 2023	✓			✓	✓

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

## 10.2 РАЗВОЈНЕ СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ

У овом потпоглављу су, прегледности ради, наведене само најважније развојне системске студије.

Током 2018. године почела је са израдом Студија дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године, пошто је претходна Студија овог типа рађена 2007. године. Крајем године се очекује завршетак израде првог пакета који обухвата прогнозу енергије и снаге на хоризонту до 2035. године, узимајући у обзир потрошњу по категоријама и дистрибутивним подручјима у претходном периоду.

У току 2018. године почела је израда регионалне Студије регулације напона. Ова Студија се финансира од стране WBIF, са циљем лоцирања оптималних тачака уграђивања и оптималних снага уређаја за регулацију напона у регионалној преносној мрежи. Почетни извештај се очекује у периоду након израде овог Плана развоја.

Такође, за 2019. 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 инфраструктурне активности од стране ЕМС АД.

Таб. 10.4: Листа пројеката повезивања у развојној фази

Листа пројеката повезивања у развојној фази						
Покретачи развојних опција	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
			Планирани улазак у погон			
<b>10.3.1 ДП Ниш</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Бела Паланка</a>	после 2023				✓ ✓
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5</a>	после 2023				✓

Листа пројеката повезивања у развојној фази							
Покретачи развојних опција	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
	Раст потрошње						
	Ефикасније управљање преносним системом						
	Интеграција тржишта електричне енергије						
	Прикључење нових електрана						
	Повећање преносног капацитета						
	Старење инфраструктуре						
			Планирани улазак у погон				
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина</a>	после 2023					✓
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац</a>	после 2023					✓ ✓
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7</a>	после 2023					✓
6	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9</a>	после 2023					✓
7	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница</a>	после 2023					✓
<b>10.3.2 ДП Краљево</b>							
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Деспотовац</a>	после 2023					✓ ✓
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Свилајнац</a>	после 2023 (ТС: 2021)	✓				✓ ✓
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева</a>	2020					✓ ✓
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3</a>	после 2023					✓ ✓ ✓
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2</a>	2022					✓ ✓ ✓
6	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин</a>	после 2023					✓ ✓ ✓
7	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Трстеник 2</a>	после 2024					✓ ✓ ✓
8	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус</a>	2026					✓ ✓
9	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4</a>	после 2023					✓
10	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4</a>	после 2023					✓
11	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица</a>	2025					✓ ✓
12	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће</a>	после 2023		✓			
<b>10.3.3 ДП Крагујевац</b>							
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2</a>	после 2023 (ТС: 2023)					✓ ✓ ✓
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22</a>	2023 (ТС: 2022)	✓				
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 23</a>	после 2023					✓
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 24</a>	после 2023					
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица</a>	после 2023					✓

Листа пројеката повезивања у развојној фази									
Покретачи развојних опција	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача		Раст потрошње		Ефикасније управљање преносним системом		Интеграција тржишта електричне енергије		
	Прикључење нових електрана		Повећање преносног капацитета		Старење инфраструктуре				
	Планирани улазак у погон								
	6	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5</a>	после 2023					✓	
	7	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21</a>	после 2023 (ТС: 2023)					✓	
	<b>10.3.4 ДП Београд</b>								
	1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 43</a>	после 2023	✓				✓	✓
	2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46</a>	2022						✓
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47</a>	после 2023					✓		
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 48</a>	2023					✓		
<b>10.3.5 ДП Нови Сад</b>									
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Планиште</a>	2023					✓	✓	
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8</a>	2024					✓	✓	
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5</a>	2027					✓	✓	
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин</a>	2022					✓		

#### 10.4 ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

У **Error! Reference source not found.** дата је листа осталих пројеката у развојној фази који подразумевају телекомуникациону и другу инфраструктуру неопходну за функционисање преносног система.

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

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	<a href="#">Реконструкција уљних јама у ТС Пожега, ТС Ваљево 3 и РП Ђердап 2</a>	2022



## 10.5 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 претходном Плану развоја сагледавани као пројекти у развојној фази, дата је у Таб. 10.6:

Таб. 10.6: Листа пројеката који су из развојне прешли у инвестициону фазу

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин</a>	2020

## 10.6 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Три пројекта су реализована током 2017. и 2018. године, те за њих не постоје никакве преостале инвестиционе активности:

- Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ниш 15 (Дољевац), 2017,
- Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/2 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 3, 2017,

Поред овога, пројекти који су завршени, али имају преостала улагања у наредном периоду, су:

- Интерконективни ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица (2017),
- Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/3 ТС Чачак 1 – ТС Чачак 2 (2017),
- Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци (2018),
- Реконструкција ТС 220/35 kV Бајина Башта (2018).

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

У Таб. 10.7 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, пројекти повезивања објеката ОПС на објекте ОДС, пројекти прикључења корисника преносног система).

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

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази						
Разлози за инвестицијама			Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача			
			Раст потрошње			
			Ефикасније управљање преносним системом			
			Интеграција тржишта електричне енергије			
			Прикључење нових електрана			
			Повећање преносног капацитета			
			Старење инфраструктуре			
			Планирани улазак у погон			
<b>10.6.1 Пројекти међународног карактера (интерконекције)</b>						
1	<a href="#">ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе</a>	2025 <sup>8</sup>	✓	✓		
2	<a href="#">ДВ 110 kV између Србије и БиХ</a>	2020		✓	✓	✓
<b>10.6.2 Пројекти интерне 400 kV мреже</b>						
1	<a href="#">Реконструкција ТС Смедерево 3</a>	2020	✓	✓		✓
2	<a href="#">Реконструкција ТС Србобран</a>	2021	✓	✓		✓
3	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3</a>	2021		✓		
4	<a href="#">ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта</a>	2025 <sup>9</sup>		✓		
5	<a href="#">Замена ВН опреме у ТС 400/220/110 kV Ниш 2</a>	2019	✓			✓
6	<a href="#">Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост</a>	2026	✓			✓
7	<a href="#">Реконструкција ТС 400/220 kV Бор 2</a>	2024	✓			✓
8	<a href="#">Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1</a>	2022	✓			✓
9	<a href="#">Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац</a>	2020	✓			✓
10	<a href="#">Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2</a>	2023	✓			✓
11	<a href="#">Реконструкција ТС Крагујевац 2</a>	2024	✓	✓		✓
<b>10.6.3 Пројекти интерне 220 и 110 kV мреже</b>						
1	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 9 у ТС Београд 5</a>	2021		✓		✓
2	<a href="#">Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ХЕ Зворник</a>	2020	✓	✓		✓
3	<a href="#">Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1</a>	2020	✓	✓		✓
4	<a href="#">ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</a>	2022		✓	✓	

<sup>8</sup> Година уласка у погон зависи од начина финансирања.

<sup>9</sup> Година уласка у погон зависи од начина финансирања.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази								
Разлози за инвестицијама	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача							
	Раст потрошње							
	Ефикасније управљање преносним системом							
	Интеграција тржишта електричне енергије							
	Прикључење нових електрана							
	Повећање преносног капацитета							
	Старење инфраструктуре							
		Планирани улазак у погон						
5	<a href="#">ТС 220/110 kV Бистрица</a>	2021					✓	✓
6	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А</a>	2020	✓					✓
7	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица</a>	2025	✓	✓				✓
8	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2</a>	2020	✓	✓				✓
9	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3</a>	2022					✓	✓
10	<a href="#">Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски</a>	2020						✓
11	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22 – санација стубних места</a>	2019	✓					✓
12	<a href="#">РП 220 kV ТЕТО Панчево</a>	2025 <sup>10</sup>			✓		✓	✓
13	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2</a>	2019	✓					✓
14	<a href="#">Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3</a>	2020	✓				✓	
15	<a href="#">Реконструкција ТС 220/110/35 kV Београд 5</a>	2021	✓				✓	
16	<a href="#">Замена енергетских трансформатора у ТС Београд 4</a>	2019	✓					
17	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3</a>	2021			✓		✓	✓
18	<a href="#">Адаптација ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац</a>	2023	✓					✓
<b>10.6.4 Пројекти повезивања објеката ОПС на ОДС (пројекти ОПС)</b>								
1	<a href="#">КБ 110 kV ТЕТО Београд - ТС Београд 45</a>	2020					✓	✓
2	<a href="#">Замена КБ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 6</a>	2021	✓	✓				✓
3	<a href="#">Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</a>	2019					✓	✓
4	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица</a>	2027	✓	✓				✓

<sup>10</sup> Овај пројекат ће бити реализован кроз две етапе.

Листа пројеката ОПС у инвестиционој фази							
Разлози за инвестицијама	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача						
	Раст потрошње						
	Ефикасније управљање преносним системом						
	Интеграција тржишта електричне енергије						
	Прикључење нових електрана						
	Повећање преносног капацитета						
	Старење инфраструктуре						
			Планирани улазак у погон				
5	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 4</a>	2025	✓				✓
6	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1</a>	2023	✓	✓			✓
7	<a href="#">Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2</a>	2019	✓	✓			✓
8	<a href="#">Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13</a>	2020		✓		✓	✓
9	<a href="#">КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7</a>	2020				✓	✓
10	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште</a>	2020				✓	✓
11	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2</a>	2021				✓	✓
12	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Србобран - ТС Бечеј</a>	2022	✓	✓			✓
13	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча</a>	2022				✓	✓
14	<a href="#">ДВ 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1</a>	2022					✓
15	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно - ТС Косјерић</a>	2023	✓	✓			✓
16	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Ваљево 1</a>	2025	✓	✓			✓
17	<a href="#">Реконструкција ДВ 110 kV ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3</a>	2023	✓	✓			✓
18	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3</a>	2022				✓	✓
<b>10.6.5 Пројекти прикључења корисника преносног система</b>							
1	<a href="#">Реконструкција РП 110 kV Дрмно<sup>11</sup></a>	2020					✓

<sup>11</sup> Пројекат се финансира од стране ЈП ЕПС због потреба прикључења нове ТС Рудник 4 на преносни систем.

## 10.7 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПОВЕЗИВАЊА ОБЈЕКТА ОДС НА ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

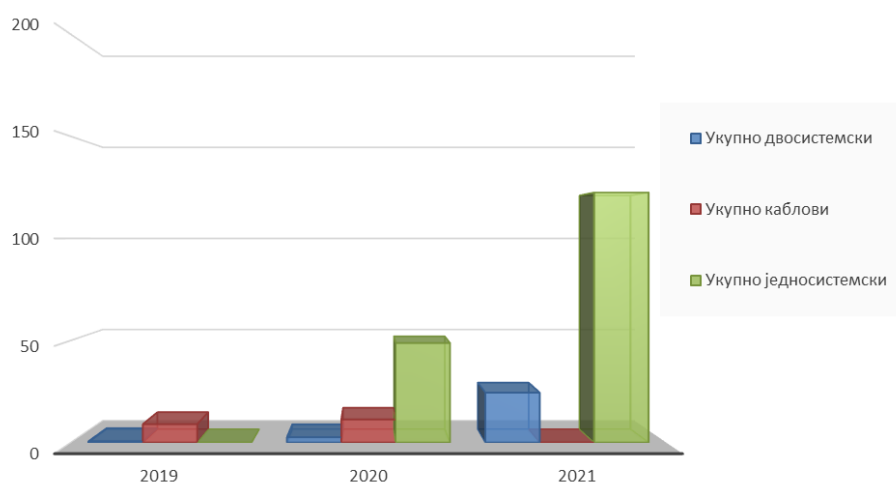
У Таб. 10.8 су наведени пројекти повезивања објекта ОДС на ОПС који се налазе у Плану инвестиција у преносни систем.

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

Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази						
Разлози за покретање пројекта повезивања	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
	Планирани улазак у погон					
<b>10.7.1 ДП Ниш</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6</a>	2022 (ТС: 2021)				✓
<b>10.7.2 ДП Краљево</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Крубашевац 3</a>	2019 (ТС: завршена)				✓
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2</a>	2020				✓
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб</a>	2021 (ТС: 2019)				✓
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2</a>	2020 (ТС: 2019)				✓
5	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин</a>	2020				✓ ✓
<b>10.7.3 ДП Крагујевац</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2</a>	2022 (ТС: 2021)				✓
<b>10.7.4 ДП Београд</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23</a>	2019				✓
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42</a>	2021				✓
3	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44</a>	2021				✓
4	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45</a>	2020				✓
<b>10.7.5 ДП Нови Сад</b>						
1	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез</a>	2022 (ТС: 2021)				✓

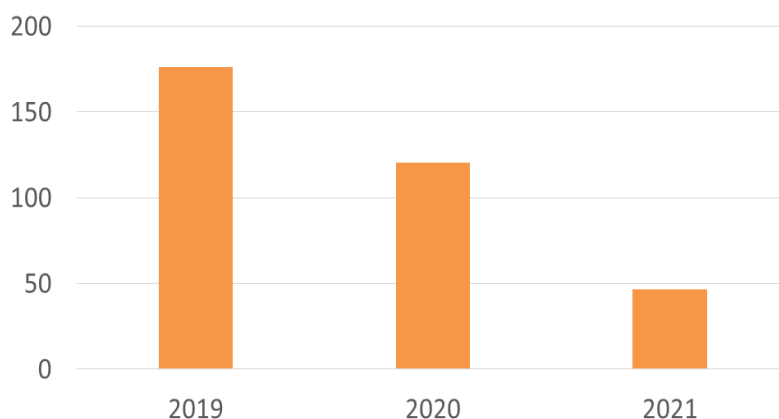
Листа пројеката повезивања у инвестиционој фази						
Разлози за покретање пројеката повезивања	Повећање поузданости преносног система и сигурности напајања потрошача					
	Раст потрошње					
	Ефикасније управљање преносним системом					
	Интеграција тржишта електричне енергије					
	Прикључење нових електрана					
	Повећање преносног капацитета					
	Старење инфраструктуре					
Планирани улазак у погон						
2	<a href="#">Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2</a>	2022 (ТС: 2021)				✓

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



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

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



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

## 10.8 ЛИСТА ОСТАЛИХ ПРОЈЕКТА У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

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

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

Назив пројекта		Планирани улазак у погон
1	<a href="#">Даљинско управљање на свим ТС и РП у власништву ЕМС АД</a>	2022

## 10.9 ЛИСТА ПРОЈЕКТА ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

До краја 2018. године очекује се да ће, од пројеката прикључења, на преносни систем бити прикључени први струјни кругови следећих ветроелектрана: ВЕ Ковачица, ВЕ Кошава, ВЕ Алибунар и ВЕ Чибук 1, као и ревитализоване генераторске јединице ТЕНТ А4, ХЕ Зворник (јединице А1 и А2) и генератор 2 у ХЕ Ђердап 1.

Остали пројекти прикључења су излистани у Таб. 10.10, а детаљно су обрађени у Додатку Д.3.

Таб. 10.10: Листа пројеката прикључења

Назив објекта		Инсталисана Снага [ MW ]	Планирани улазак у погон
<b>10.9.1 Термоелектране (ТЕ)</b>			
1	<a href="#">ТЕ Ковин</a>	700	2023 <sup>12</sup>
2	<a href="#">ТЕ Костолац БЗ</a>	350	2020 <sup>13</sup>
3	<a href="#">ТЕТО Панчево</a>	188	2020 <sup>13</sup>
4	<a href="#">ТЕТО Винча</a>	30,24	2020 <sup>14</sup>
5	<a href="#">ТЕНТ А4 (ревитализација)</a>	332,7	2018 <sup>15</sup>
<b>10.9.2 Хидроелектране (ХЕ)</b>			
1	<a href="#">ХЕ Потпећ - четврти агрегат</a>	13	2021 <sup>14</sup>
2	<a href="#">ХЕ Ђердап 1 А2 и А3 (ревитализација)</a>	2x205	2021 <sup>15</sup>
3	<a href="#">ХЕ Зворник А3 и А4 (ревитализација)</a>	2x31,4	крај 2019 <sup>15</sup>
<b>10.9.3 Ветроелектране (ВЕ)</b>			
1	<a href="#">ВЕ Пландиште 1</a>	102	2019 <sup>13</sup>
2	<a href="#">ВЕ Чибук 1</a>	158,46	2018 <sup>14</sup>
3	<a href="#">ВЕ Алибунар</a>	42	2018 <sup>14</sup>
4	<a href="#">ВЕ Никине Воде</a>	45	2020 <sup>13</sup>
5	<a href="#">ВЕ Костолац</a>	75	2021 <sup>14</sup>
6	<a href="#">ВЕ Кошава</a>	(69)117	2018/2019 <sup>13</sup>
7	<a href="#">ВЕ Алибунар 1</a>	99	2021 <sup>13</sup>
8	<a href="#">ВЕ Алибунар 2</a>	75	2021 <sup>13</sup>
9	<a href="#">ВЕ Ковачица</a>	104,5	2018 <sup>13</sup>
10	<a href="#">ВЕ Бела Анта</a>	118,8	2019 <sup>13</sup>
11	<a href="#">ВЕ Кривача</a>	103,32	2019 <sup>13</sup>
12	<a href="#">ВЕ Елисио Али 2</a>	50	2021 <sup>14</sup>
13	<a href="#">ВЕ Банат</a>	50	2024 <sup>14</sup>
14	<a href="#">ВЕ Башаид</a>	85	2020 <sup>14</sup>
<b>10.9.4 Објекти КПС</b>			
1	<a href="#">ТС Рудник 4</a>	25	2019 <sup>15</sup>

<sup>12</sup> Назначена година пријављена је од стране „Енергетски комплекс“ д.о.о Београд.

<sup>13</sup> Назначене године су инвеститори пријавили у процесу прикључења.

<sup>14</sup> Година добијена од стране ЈП ЕПС у процесу прикључења података.



	Назив објекта	Инсталисана Снага [ MW ]	Планирани улазак у погон
2	<a href="#">ТС Рудник 5</a>	20	2019 <sup>15</sup>
3	<a href="#">ТС Рудник 6</a>	25	2026 <sup>15</sup>
4	<a href="#">ТС Бор 4 (Чукару Пеки)</a>	27,8	2023 <sup>14</sup>
5	<a href="#">ТС Јадар</a>	63	2021 <sup>14</sup>
6	<a href="#">Ливница Меи Та</a>	30,8	2019 <sup>14</sup>

## 10.10 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 електричне енергије.

Пројекат Трансбалкански коридор подељен је на две фазе. У прву фазу спадају секције које су ушле у План инвестиција. 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 План инвестиција. Очекивано време реализације секција друге фазе излази ван временског хоризонта обухваћеног овим Планом развоја.

### 10.10.1 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза

Пројекат Трансбалкански коридор – прва фаза обухвата инфраструктурне објекте за пренос електричне енергије у инвестиционој фази дате у Таб. 10.11. Узевши у обзир да су секције 2, 3 и 4 овог пројекта присутне у Плану инвестиција у преносни систем, налазе се и у Таб. 10.7.

Таб. 10.11: Секције Трансбалканског коридора – I фаза

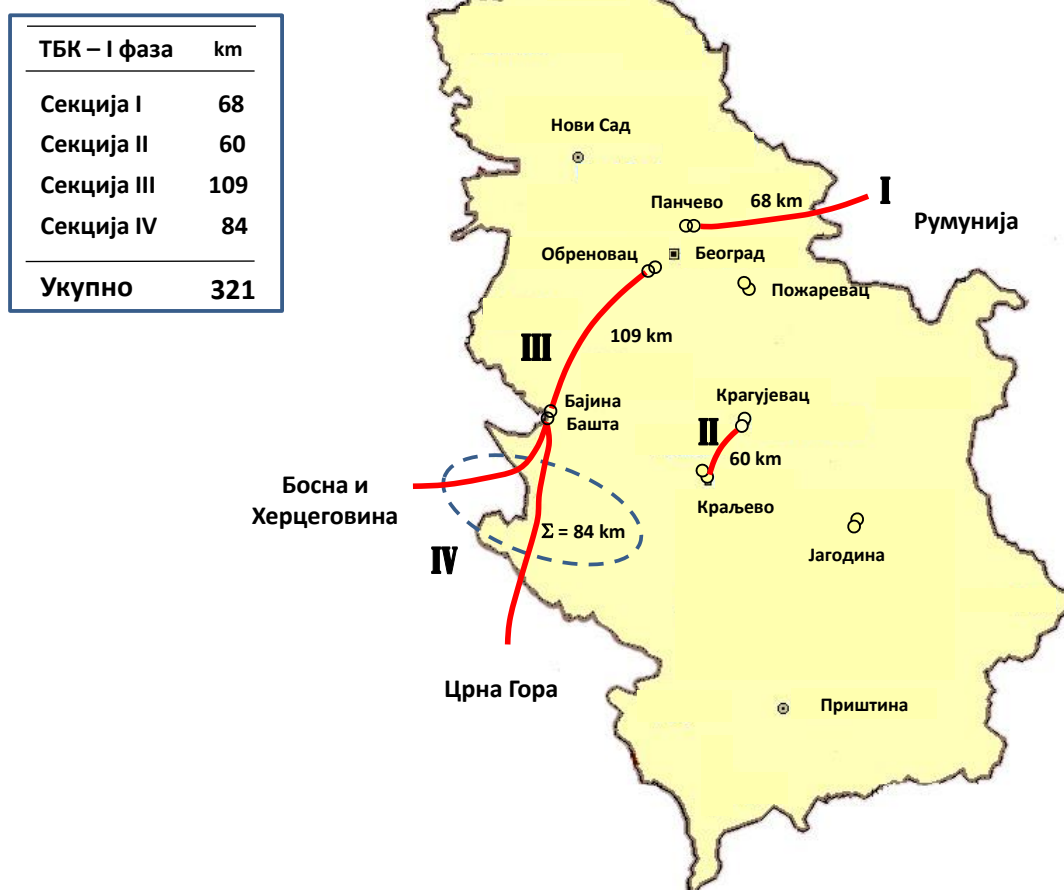
ПРОЈЕКАТ ТРАНСБАЛКАНСКИ КОРИДОР – I ФАЗА	
Секција 1	ДВ 2x400 kV између Србије и Румуније (пуштен под напон у децембру 2017. године)
Секција 2	<a href="#">ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3</a>

## ПРОЈЕКАТ ТРАНСБАЛКАНСКИ КОРИДОР – I ФАЗА

<b>Секција 3</b>	<a href="#">ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта</a>
<b>Секција 4</b>	<a href="#">ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе</a>

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

Илустративни приказ објеката који чине прву фазу пројекта Трансбалкански коридор дат је на Сл. 10.3:



Сл. 10.3: Трансбалкански коридор – I фаза

## 10.10.2 Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – друга фаза

Пројекат Трансбалкански коридор – друга фаза обухвата инфраструктурне објекте за пренос електричне енергије у развојној фази дате у Таб. 10.12. Узевши у обзир да се секције овог пројекта сагледавају као засебни развојни пројекти у ЕМС АД, налазе се и у Таб. 10.3.

Таб. 10.12: Секције Трансбалканског коридора – II фаза

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

Треба напоменути да редослед секција друге фазе у Таб. 10.12 не подразумева да ће саме секције хронолошки бити реализоване тим редом. Приказ наведених секција дат је на Сл. 10.4:



Сл. 10.4: Трансбалкански коридор – II фаза

### 10.11 РЕШАВАЊЕ РАДИЈАЛНО НАПАЈАНИХ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА 110/X kV

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. 10.13.

Таб. 10.13: Листа радијално напајаних објеката чије је решавање предвиђено овим Планом развоја

Назив ТС	Пројекат	Година
Развојни пројекти		
Јабланица	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Јабланица – ТС Вучје – ТС Лесковац 2</a>	после 2028
Вучје		
Ковин	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4</a>	после 2028
Љиг	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица</a>	после 2028
Мионица		
Деспотовац	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Деспотовац – ТС Јагодина 4</a>	после 2028
Ђуприја		
Стењевац		
Пријепоље	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Пријепоље – ТС Сјеница</a>	после 2023
Прешево	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Врање 4 – ТС Прешево</a>	после 2023
Тутин	<a href="#">ДВ 110 kV између Србије и Црне Горе</a>	после 2028
Копаоник	<a href="#">Решавање радијалног напајања ТС Копаоник</a>	после 2023
Темерин	<a href="#">Решавање радијалног напајања ТС Жабал, ТС Темерин и ТС Перлез</a>	после 2023
Жабал		
Перлез		
Крагујевац 20 (Кнић)	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20</a>	после 2023
Крагујевац 3		
Коцељева	<a href="#">ДВ ТС Коцељева – ТС УБ</a>	после 2023
Владимирци		
Инвестициони пројекти		
Ниш 5	<a href="#">Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</a>	2019
Ниш 10	<a href="#">Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13</a>	2020
Нови Сад 7	<a href="#">Кабл 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7</a>	2020
Бела Црква	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште</a>	крај 2019
Велико Градиште		

Назив ТС	Пројекат	Година
Рудник 3		
Ада	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2</a>	2021
Сента 2		
Ивањица	<a href="#">ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча</a>	2022
Ариље		
Мосна	<a href="#">ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</a>	2022
Љубовија	<a href="#">ДВ 110 kV између Србије и БиХ</a>	2020
Јагодина 3	<a href="#">Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3</a>	2022

## 10.12 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 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
- сагледавање 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 пројеката 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 пројеката 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

### **10.13 ТЕХНО-ЕКОНОМСКА ПРОЦЕНА ПРОЈЕКТА У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Током 2019. године, планира се вршење техно-економске анализе неколико пројеката, као што су, на пример, [реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац](#), [решавање радијалног напајања ТС Копаоник](#) и [адаптација и преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1](#).

## 10.14 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 2019 - 2021.

Према овој методологији, рангирање пројеката се врши на основу већег број фактора, који се могу поделити у три основне категорије:

- стање објеката, односно сагледавање стања водова и постројења
- системска важност објеката, односно планирање развоја и управљање преносним системом
- компанијски фактор, односно стратешки пројекти, финансијске и уговорне обавезе итд.



## 10.15 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. 10.14 се могу видети разлике у подацима везаним за изградњу и ревитализацију производних капацитета изнетим у ПОС са једне и достављеним од надлежних у ЈП ЕПС и приватним произвођачима са друге стране. Треба нагласити да су у овој табели дате укупне снаге нових производних капацитета, док су за реконструкције које подразумевају повећање снаге постојећих јединица дати износи њихових снага након повећања. Колоне у којима се могу видети предметне разлике назначене су подељаним словима.

Таб. 10.14: Разлике у подацима везаним за генераторске јединице између ПОС и Плана развоја

Производни капацитет	Тип пројекта	Снага – ПОС [MW]	Снага – План развоја [MW]	Година завршетка – ПОС	Година завршетка – План развоја
ВЕ Кривача	нова електрана	103,32	103,32	2018	2019
ВЕ Никине Воде	нова електрана	/	45	/	2020
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	188	2019	2020
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	332,5	2018	2018
ВЕ Кошава	нова електрана	68	69 (117)	2019	2018/2019
ВЕ Костолац	нова електрана	66	66	2020	2021
ТЕТО Винча	нова електрана	/	30,24	/	2020
ВЕ Башаид	нова електрана	/	85	/	2020
ВЕ Елисио Али 2	нова електрана	/	50	/	2021

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

Таб. 10.15: Разлике у подацима везаним за улазак у погон нових 110/х kV ТС између ПОС и Плана развоја

Трансформаторска станица	Година уласка у погон – ПОС	Година уласка у погон – План развоја
<a href="#">ТС Београд 43</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Бела Паланка</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Деспотовац</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Нови Сад 8</a>	до 2023	2024
<a href="#">ТС Ушће</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Крагујевац 21</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Смедерево 5</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Смедеревска Паланка 2</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Нови Пазар 3</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Свилајнац</a>	до 2023	после 2023
<a href="#">ТС Крушевац 3</a>	/	2019
<a href="#">ТС Београд 45</a>	/	2019
<a href="#">ТС Београд 46</a>	/	2022
<a href="#">ТС Београд 48</a>	/	2023

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

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

Назив ТС	Пројекат	Година
Мосна	<a href="#">ДВ 110 kV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2</a>	2022
Ниш 5	<a href="#">Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5</a>	2019
Ниш 10	<a href="#">Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13</a>	2020

## 10.16 ПРИМЕНА НОВИХ ТЕХНОЛОГИЈА

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

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

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

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

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

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

### **10.16.1 Аутоматска Регулација Напона**

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

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

Резултат рада тима је :

- Стручни тим је успешно пустио у рад аутоматску регулацију у ТС Врање 4, а потом и у ТС Лесковац 2. 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 АД 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 конкретной 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.

### **10.16.2 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.

### **10.16.3 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 интерних комуникационих мрежа ЕМС АД итд.).

### **10.16.4 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, подграђеност<sup>15</sup> 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).

### **10.16.5 Хаваријски стубови**

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

### **10.16.6 Рад у близини напона**

У току је реализација Уговора са Институтотом Никола Тесла на изради Студије о утицају електромагнетне индукције на пасивани систем, док је други систем рада под напонам 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.

---

<sup>15</sup> Под појмом „подграђеност“ подразумева се постојање нелегално изграђених објеката у заштитном појасу далеководна. Заштитни појас далеководна износи 25 m са обе стране далеководна напонског нивоа 110 kV, а 30 m за далеководне 220 kV и 400 kV.

### **10.16.7 Праћење температуре на ДВ**

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

- Ослобађање загушења далековода
- 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.

### **10.16.8 Имплементација програма за праћење атмосферских пражњења**

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

### **10.16.9 Енергетски трансформатори – рад група за хлађење у систему (ONAN-ONAF-OFAP)**

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

Лесковац 2, при чему се током њихове експлоатације очекује смањење губитака енергије при раду група за хлађење.

Добра пракса оваквог начина рада хладних група 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 групе за хлађење не укључују при укључењу трансформатора у рад, већ њихово укључење зависи искључиво од температуре трансформатора.

#### **10.16.10 Мерни трансформатори велике снаге**

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

За пилот пројекат је изабран ТС Београд 3, 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 реализацији принципа укидања напајања сопствене потрошње са терцијера енергетских трансформатора.

#### **10.16.11 Индекс здравља енергетских трансформатора**

Увођењем Интерног стандарда „Квантитативна оцена стања енергетских трансформатора преносне мреже преко индекса здравља“ у техничку регулативу ЕМС АД добиће се поузданије и тачније праћење стварног стања енергетских трансформатора у преносној мрежи ЕМС АД, 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 мрежи ЕМС АД.

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

Обзиром на значај ТСУ, односно SCADA/EMS система у процесу управљања електроенергетским системом Србије, што представља једну од основних делатности ЕМС АД, неопходно је благовремено планирати и правовремено обновљати SCADA/EMS системе у центрима управљања, како у НДЦ тако и у РДЦ центрима. Осим века трајања рачунарске опреме, периодично обновљање SCADA/EMS система условљено је и оправдано све већим захтевима за повећањем поузданости процеса управљања и повећањем преносних капацитета ЕЕС-а. Већина апликација које омогућавају одговор на све веће захтеве у погледу поузданости рада и капацитета ЕЕС-а користе SCADA/EMS податке у реалном времену.

### 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 у укупној дужини од преко 5000 km. 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 4000 km OPGW је опремљено уређајима SDH STM-1, SDH STM-16 и OTU-2 (SDH – протокол за пренос ТК сигнала, STM-1 – капацитет преноса од 155 Mbit/sec, STM-16 – капацитет преноса од 2.5 Gb/s, OTU-2 – капацитет преноса од 10 Gb/s). У складу са технолошким напретком информационих технологија и њиховом применом у електроенергетском сектору, приметан је значајан пораст преноса оперативних и пословних података коришћењем сопствене ТК инфраструктуре, при чему се наставак оваквог тренда предвиђа и у наредном периоду. Очекује се да се у предстојећем десетогодишњем интервалу настави са постављањем OPGW, тако да укупно буде опремљено са око 5500 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 EMC АД, начин коришћења, савременост и широку употребу у свим европским ТСО, SDH транспортна мрежа задовољава тренутне потребе. Међутим брзи развој ИКТ технологија и могућност пружања нових сервиса могу да ставе пред постојећу мрежу захтеве у погледу транзитног саобраћаја које она не би могла да испуни. У ту сврху кренуло се са имплементацијом DWDM система који би у првој фази омогућио међусобно повезивање крајњих тачака интерконекције. Како све мањи број произвођача подржава постојеће интерфејсе и протоколе који се користе за пренос SCADA података, разматра се примена нових протокола за пренос података.

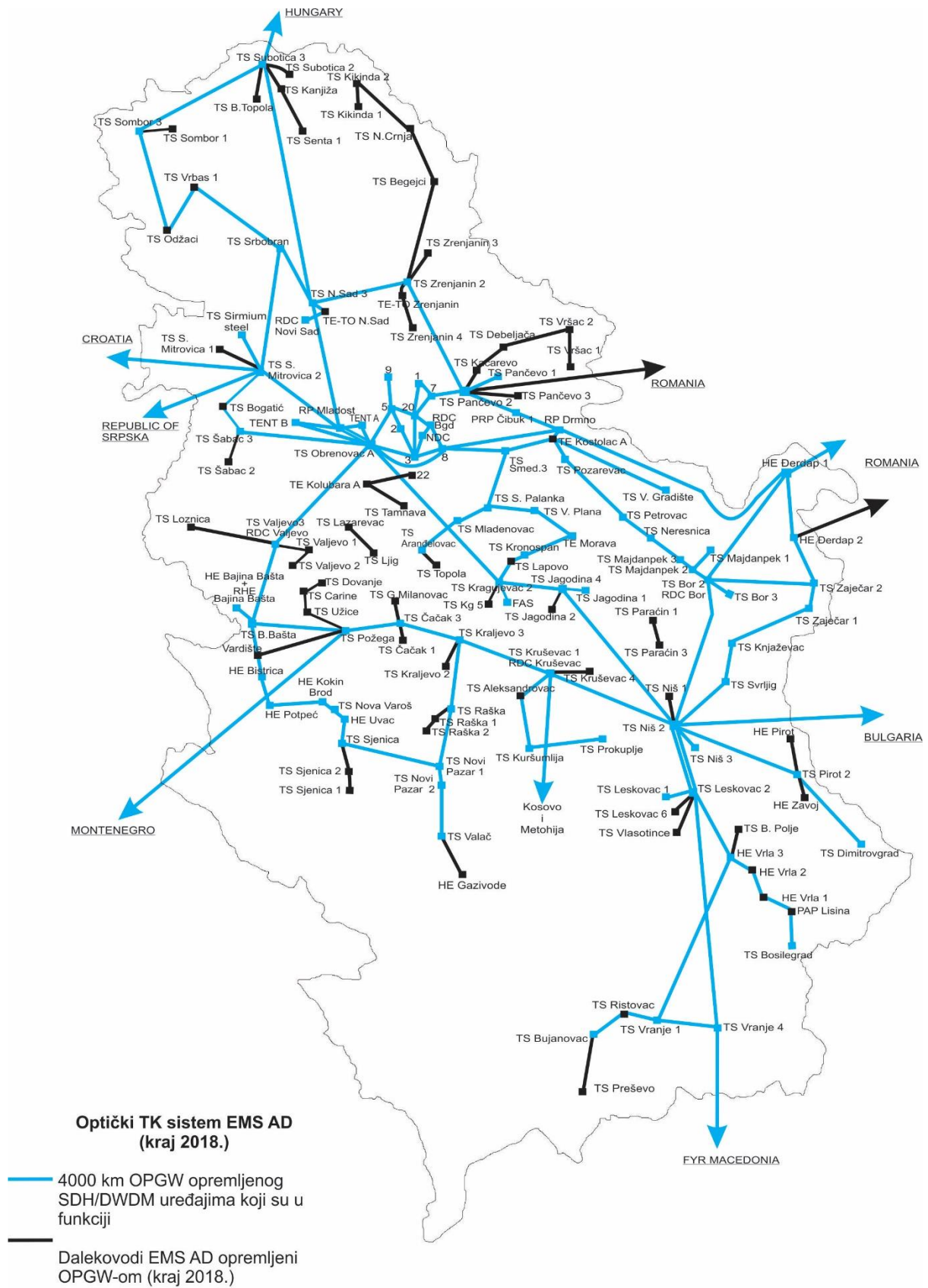
И поред SDH структуре ТК транспорта, коришћење Ethernet протокола (преко SDH) се планира као основа у преносу података. С обзиром на брз технолошки развој информационих технологија, предвиђање начина реализације интеграције ТК саобраћаја у мери која одговара потребама EMC АД се не може вршити на дугом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

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

Телекомуникациони систем EMC АД је повезан са свим ТК системима ТСО у суседству и извршено је повезивање диспечерских центара путем „Electronic highway”, као што је објашњено у потпоглављу 11.5. У плану је развој нове СОМО мреже за пренос података који нису у реалном времену, на коју би у будућности мигрирала и ЕН мрежа. Тренутно је у раду „језгро” мреже у прелазном режиму.

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

С обзиром на то да питања власништва и дела експлоатације постојећег OPGW, као и једног дела телекомуникационог система, нису разјашњена на нивоу ЈП ЕПС и 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 ЕМС АД

## **11.2 СИСТЕМ РАДИО ВЕЗА**

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

УРРВ се планирају првенствено за потребе приступних мрежа. Приступне мреже као део телекомуникационог система користе се за повезивање крајњих корисника. Зависно од медијума за пренос информација те мреже се могу остварити путем: бакарних парица, коаксијалних каблова, оптичких каблова или путем бежичног система преноса. У овом случају једна од коришћених технологија бежичног система преноса је и УРРВ.

Њихов укупни број и капацитети биће диктирани начином коришћења слободних капацитета оптичких влакана. Уколико се користе само за потребе електроенергетског сектора, због заштите података, УРРВ ће се користити само у приступним мрежама 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 десет репетитора за ове уређаје на различитим локацијама на целој територији Републике Србије, изузев области у привременој надлежности ЕУЛЕКС.

## **11.3 ВИСОКОФРЕКВЕНТНЕ ВЕЗЕ**

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

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

## **11.4 КОМУТАЦИОНИ СИСТЕМ**

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

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

Година	Планирани радови
2019.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Наставак реконструкције комутационог система EMC АД</li> <li>• Праћење изградње далековода уградњом OPGW и замена ЗУ са OPGW</li> <li>• Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК</li> <li>• Наставак формирања СОМО мреже европских ТСО</li> <li>• Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца</li> <li>• Пребацивање ТК сервиса са ВФ веза на SDH систем</li> <li>• Замена старих ТК уређаја</li> </ul>
2020.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Наставак реконструкције комутационог система EMC АД</li> <li>• Изградња DWDM система</li> <li>• Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW</li> <li>• Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК</li> <li>• Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца</li> <li>• Замена старих ТК уређаја</li> <li>• Реконструкција ТК напајања (48 V DC)</li> </ul>
2021-2022.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Праћење изградње и реконструкције далековода уградњом OPGW</li> <li>• Учешће у изградњи енергетских објеката у делу који се односи на ТК</li> <li>• Прикључивање нових објеката у власништву EMC АД и других ималаца</li> <li>• Реализација прве фазе DWDM система</li> </ul>
2023.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Реконструкција ТК система</li> </ul>
2023-2028.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Усклађивање ТК система са развојем технологија, будућим захтевима меродавних европских и светских тела и потребама EMC АД</li> </ul>

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

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

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

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 редувантност. Имплементирана је нова верзија главног SCADA/EMS система како би се обезбедила сигурност рада и висока поузданост, које су кључне за системе који морају бити непрекидно у функцији. Нови главни SCADA/EMS систем је пројектован тако да користи технологију виртуелизације. Виртуелизација омогућава неуопоредиво већу робусност и расположивост овог система. Видео зид и резервни SCADA/EMS систем су реконструисани.

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 редувантност мерења на интерконекијама.

Развојем телекомуникационе мреже омогућиће се редувантни 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 редувантности. За сада се не планирају редувантне крајње станице.

У току је развој апликација за подршку диспечерском управљању НДЦ и улози EMC АД као координатора SMM блока. За развој нових и унапређивање постојећих апликација користе се web технологије (Java, JavaScript, php). Уместо Oracle базе података уводи се PostgreSQL база за архиву главног SCADA/EMS система. Резервни SCADA/EMS систем користи MySQL базу 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. У том оквиру се, између осталог, планира повезивање архивских система, као и употпуњавање и модернизација система за генерисање извештаја.

Планира се и рад на новој архитектури интегрисаних система управљања који ће се базирати на протоколима које усвоји ENTSO-E ради учешћа у паневропским комуникацијама. Ово посебно добија на значају због све већег протока података и све

веће увезаности преносних и дистрибутивних објеката, управљачких центара, оператора тржишта, производних јединица, а нарочито огромног броја производних јединица обновљивих извора енергије, итд. Управљање великом количином података ће бити посебан изазов у непосредној будућности (*Big Data Problem*).

У синхронизацији и координацији са ENTSO-E планира се и прикључивање ЕН (Electronic Highway) чвора и OPDE (Operation Planning Data Environment) клијента на нову PCN (Physical Communication Network) мрежу предвиђену као хибрид за пренос података у реалном времену и планских података.

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

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

У НДЦ се уводе апликације које омогућавају нове функционалности, са циљем унапређења функције управљања: локализација атмосферских пражњења (детаљан опис дат у потпоглављу 10.16.8), пројекат праћења температуре проводника далековода, даљинско командовање, итд.

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



Таб. 11.2 Динамика планираних радова на Техничком Систему Управљања

Година	Планирани радови
2019.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Пуштање у рад модернизованог водећег SCADA/EMS система у НДЦ</li> <li>• ТСУ у Резервном националном диспечерском центру</li> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима ЕНТСО-Е</li> <li>• Проширење екстерне зоне опсервабилности за НДЦ и све РДЦ</li> <li>• Праћење и имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност SCADA/EMS (ICS – Industrial Control System) система како у НДЦ, тако и у РДЦ-овима.</li> <li>• Имплементација нових концепата везаних за рад и сигурност OPDE клијента у оквиру CGM пројекта</li> <li>• Реконструкција једног РДЦ и увођење енергетских апликација</li> <li>• Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама</li> <li>• Пројекат динамичког прорачуна оптерећења далековода</li> <li>• Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ</li> <li>• Пројекат APH – повезивање аутоматске регулације напона са VVD апликацијом у SCADA/EMS систему</li> </ul>
2020.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ТСУ у Резервном националном диспечерском центру</li> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• Пројекат даљинског командовања трансформаторским станицама</li> <li>• Увођење новог система за архивирање који ће интегрисати архиве из свих РДЦ</li> <li>• Примена софтверских функција за интелигентну обраду аларма у РДЦ</li> <li>• Пуштање у рад – завршетак реконструкције РДЦ-а и увођење енергетских апликација</li> <li>• Конекција на будућу ENTSO-E инфраструктуру за размену података (COMO/ATOM)</li> </ul>
2021-2022	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• ТСУ у Резервном националном диспечерском центру</li> <li>• Реконструкција и пуштање у рад следећег планираног РДЦ-а и увођење енергетских апликација</li> </ul>

Година	Планирани радови
2023.- 2026.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Реконструкција резервног НДЦ SCADA/NDC система</li> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• Реконструкција и пуштање у рад следећег планираног РДЦ-а и увођење енергетских апликација</li> </ul>
2025.- 2028.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Усклађивање ТСУ са развојем технологије и будућим захтевима меродавних европских и светских тела</li> <li>• Реконструкција главног НДЦ SCADA/NDC система</li> </ul>

## 12 ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

### 12.1 РАЗВОЈ ТРЖИШТА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У РЕПУБЛИЦИ СРБИЈИ

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

Учесници на тржишту електричне енергије су:

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

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

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

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

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

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

### **12.1.1 Билатерално тржиште**

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

### **12.1.2 Балансно тржиште**

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

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

### **12.1.3 Организовано тржиште електричне енергије и SEEPEX**

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 АД, као енергетски субјект који је имао лиценцу за обављање енергетске делатности организовања тржишта електричне енергије, основао је 14. јула 2015. SEEPEX а.д. Београд – берзу електричне енергије. Берза<sup>16</sup> SEEPEX ради од фебруара 2016. године, и до сада има регистрованих 18 учесника, од којих активно тргује 17 учесника. SEEPEX управља организованим тржиштем са стандардизованим производима на дан-унапред тржишту и планира да у првом кварталу 2019. године имплементира и уведе Финансијске деривате (тзв. *futures*) на тржишту електричне енергије у Србији.

---

<sup>16</sup> Активности SEEPEX -а се могу пратити на web страници <http://seepex-spot.rs/sr/>

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



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

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

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

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

- објављивање комплетног скупа кључних тржишних података на европским платформама за транспарентност
- успостављање регистра балансне одговорности у пуној функционалности.

## 12.2 ТРЕЋИ ЕНЕРГЕТСКИ ПАКЕТ И УТИЦАЈ НА ЕМС АД

Усвајањем новог Закона о енергетици крајем 2014. године, област енергетике у домаћем законодавству је хармонизирана са одредбама Трећег енергетског законодавног пакета Европске уније, чиме је настављен процес увођења конкуренције у електроенергетски сектор у Србији, како би се повећала ефикасност сектора кроз дејство тржишних механизма у производњи и снабдевању електричном енергијом, задржавајући при томе економску регулацију делатности преноса и дистрибуције електричне енергије као природних монопола.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



## ЛИТЕРАТУРА

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

- [25] TYNDP 2020 - Scenario Report: Main Report (Draft Edition), ENTSO-E, September 2017.
- [26] Системска студија развоја преносне мреже на ширем подручју Града Београда, сагледано за период до 2030. године – прва фаза, ЈП ЕМС, октобар 2014
- [27] Студија “Моделовање и анализа тржишта електричне енергије за потребе планирања развоја ЕЕС”, ЕКЦ, Београд, 2015. година
- [28] Load demand forecast – methodology and application to EMS system, CESI, фебруар 2010
- [29] Стратегија развоја енергетике Републике Србије до 2025. са пројекцијама до 2030. године, Службени гласник Републике Србије бр. 101/2015
- [30] Програм остваривања стратегије развоја енергетике Републике Србије до 2025. године са пројекцијама до 2030. године за период 2017. до 2023. године, Службени гласник Републике Србије бр. 104/2017
- [31] MAF 2018 Methodology and Detailed Results, ENTSO-E

ЕМС АД Београд  
СКУПШТИНА  
датум:  
број:

Председник Скупштине ЕМС АД Београд

мр Милун Тривунац, магистар економских наука

# ДОДАЦИ

## Д.1 РАЗВОЈНИ ПРОЈЕКТИ

### Д.1.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

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

ДВ 400 kV између Србије и Хрватске	
Подаци о објекту	
Пројекат	400 kV интерконекција између Србије и Хрватске (ТС Сомбор 3 – ТС Ернестиново)
Инсталисана снага / дужина	Око 31 km (до границе са Хрватском)
Начин уклапања у мрежу	Повезивање постојећих ТС
Образложење	Саставни део друге фазе пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије. Овај далековод има за циљ да обезбеди сигурност напајања ТС Сомбор 400/110 kV и да преносном систему Србије обезбеди још једну интерконективну везу између Хрватске и Србије. Пројекат је сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP2018.
Планирани улазак у погон	после 2028

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 сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP2018. Након тога, пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>Central Balkan Corridor</i> . Циљ пројекта је повећање преносних капацитета између Србије и Бугарске, као и успостављање новог 400 kV коридора за пренос електричне енергије у региону централне Србије, који би се простирао од границе са Бугарском до границе са Босном и Херцеговином.
Планирани улазак у погон	после 2028

## 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 сагледан у оквиру процеса <i>Identification of system needs</i> , који је саставни део TYNDP2018. Након тога, пројекат је анализиран у оквиру групе пројеката под називом <i>North CSE Corridor</i> . Циљ пројекта је повећање преносних капацитета са Румунијом, као и могућност евакуације енергије из обновљивих извора који се граде у Румунији, ка западу.
Планирани улазак у погон	после 2028

## 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 110/35/20 kV Тутин и ТС Рожаје
Образложење	Овим далеководом се решава радијално напајање ТС 110/35/20 kV Тутин. Поред тога, повезују се 110 kV мреже Србије и Црне Горе, а повећава се и сигурност напајања подручја Новог Пазара, које има више од 100,000 становника.
Планирани улазак у погон	после 2028

### Д.1.1.2 Развојни пројекти 400 kV мреже

ТС 400/110 kV у региону јужног Баната	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV у региону јужног Баната са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да ова трансформаторска станица буде изграђена у непосредној близини трасе ДВ 2x400 kV ТС Панчево 2 (Р. Србија) – ТС Решица (Румунија). Узевши у обзир тренутно планиране производне капацитете у овом региону (ветроелектране Кошава, Пландиште 1, Бела Анта и Алибунар, за које је начин прикључења већ дефинисан одговарајућим Студијама), било какво даље прикључење ветроелектрана у овој области би захтевало изградњу нове 400/110 kV трансформаторске станице, помоћу које би се произведена енергија пласирала на 400 kV напонски ниво.
<b>Образложење</b>	Ова трансформаторска станица ће омогућити сигуран пласман енергије из ветропаркова, чија је изградња прелиминарно планирана на подручју јужног Баната.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2021

Пројекат ВеоGrid 2030	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV Београд Запад са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима и ДВ 400 kV ТС Београд Запад – ВЕ Чибук 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x300 MVA ДВ 400 kV: око 8 km двосистемског и 60 km једносистемског вода ДВ 110 kV: око 50 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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 [26]
<b>Образложење</b>	Ова ТС би се налазила у близини Добановаца, с обзиром на то да је ово идеална локација са становишта расплета на 110 kV напонском нивоу. Нова ТС би растеретила трансформацију у ТС Београд 5 и додатно помагала ТС Сремска Митровица 2. Ако се узме у обзир да кроз подручје Срема пролази коридор 10 (ауто-пут и железница), две пловне реке (Дунав и Сава), близина града Београда и аеродром „Никола Тесла“, може се у будућности очекивати значајан пораст потрошње изазван привредним субјектима у овом региону. Такође, ова трансформаторска станица би постала саставни део коридора којим се решава проблем пласмана енергије из нових производних капацитета (ТЕ Костолац Б3 и ВЕ на подручју између Панчева и Зрењанина) и транзита из румунског електроенергетског система.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2028

### 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	2x300 MVA
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 2028

### 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	2x300 MVA
Начин уклапања у мрежу	Укидање 220 kV напонског нивоа и комплетан прелазак на 400 kV. Предмет даљих анализа и студија које треба да дефинишу статус постојећег ДВ 220 kV бр. 209/1.
Образложење	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 2028

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

<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – РП Пожега – Вардиште
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	51 km двосистемског вода и 67 km двосистемског вода, на коме ће се опремити један систем
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2028

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

<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Краљево 3 – ТС Ниш 2 са увођењем у ТС Крушевац 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 120 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предмет даљих анализа и студија.
<b>Образложење</b>	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 постепен прелазак на 400 kV напонски ниво отвориће могућност појачања интерконективне везе са Бугарском у циљу обезбеђивања већих транзита електричне енергије.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2028

## ТС 400/110 kV Колубара

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	ТС 400/110 kV Колубара са припадајућим 400 kV и 110 kV расплетима
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Прелиминарно улаз-излаз на ДВ 400 kV ТС Обреновац – ТС Крагујевац 2
<b>Образложење</b>	Потреба за овом ТС настаје као последица изласка из погона ТЕ 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 се привремено решавају <a href="#">увођењем ДВ бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35 у ТС Београд 3</a> . Међутим, узевши у обзир најављена повећања потрошње услед индустријског развоја области која је лоцирана између подручја града Београда и ТЕ Колубара, као и отварање нових рударских копова у региону села Јабучје, јасно је да је трајно решење овог проблема могуће тек након изградње предметне ТС.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2028

## Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Подизање ТС Шабац 3 на 400 kV напонски ниво
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x300 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.  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 <a href="#">ДВ 400 kV између Србије и Хрватске</a> .
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2028



ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 400 kV ТС Јагодина 4 – РП Пожаревац
Инсталисана снага / дужина	Око 80 km
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 2028

Реконструкција ТС Суботица 3	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Суботица 3
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојеће трансформаторске станице 400/110 kV Суботица 3 без замене енергетских трансформатора.
Образложење	Пројекат је неопходан услед чињенице да је ово постројење веома битно са аспекта преноса и интерконективног повезивања са суседним преносним системима. Опрема са 400 kV стране у овом постројењу је стара преко 35 година, док је опрема са 110 kV стране стара преко 40 година.
Планирани улазак у погон	после 2024

Реконструкција РП Дрмно	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција РП 400 kV Дрмно – II фаза
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег постројења са уградњом релејне заштите. Реализација прве фазе, која је подразумевала замену високонапонске опреме, завршена је у току 2017. године.
Образложење	Пројекат је неопходан услед чињенице да је ово постројење веома битно са аспекта преноса и пласирања енергије произведене у генераторима ТЕ Костолац Б.
Планирани улазак у погон	после 2023 (друга фаза)

### 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	Око 20 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода.
Образложење	После подизања ТС 35/x kV Вучје на 110 kV напонски ниво, далеководом 110 kV повезаће се ТС Вучје и ТС Лесковац 2. Повезивањем ове две трансформаторске станице са ТС Лесковац 2 обезбедиће се сигурност напајања за ТС Јабланица и ТС Вучје.
Планирани улазак у погон	после 2028

ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ковин – ТС Смедерево 4
Инсталисана снага / дужина	Око 15 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода.
Образложење	Повезивање постојећих ТС на 110 kV напонском нивоу. Повезивањем ове две трансформаторске станице обезбедиће се сигурност напајања ТС Ковин.
Планирани улазак у погон	после 2028

### Увођење ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 - ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Увођење ДВ 110 kV бр. 108 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3
Инсталисана снага / дужина	Око 15 km двосистемског вода
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да се далековод ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 повеже на сабирнице ТС Параћин 3, као и да се водови ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Ћићевац – ТС Параћин 3 и бр. 155/3 ТС Параћин 1 – ТС Параћин 3 изведу из ТС Параћин 3 и међусобно повежу, чиме би био формиран нови ДВ 110 kV ТС Ћићевац – ТС Параћин 1.
Образложење	Основни разлог за улазак овог далековода у ТС Параћин 1 је растеређење 110 kV правца од ТС Јагодина 4 преко параћинских трансформација до ТС Крушевац 1. Овај проблем се даље погоршава након уласка предвиђених трансформаторских станица у овој области, пре свега, <a href="#">ТС Параћин 4</a> .
Планирани улазак у погон	после 2028

### ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица

#### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Љиг – ТС Мионица
Инсталисана снага / дужина	Око 20 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода.
Образложење	Повезивање будуће ТС Мионица са ТС Љиг, једносистемским далеководом. Повезивањем ТС Љиг и будуће ТС Мионица решава се проблем радијалног напајања ове две трансформаторске станице.
Планирани улазак у погон	после 2028

### ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4

#### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Деспотовац - ТС Јагодина 4
Инсталисана снага / дужина	Око 25 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња новог једносистемског далековода.
Образложење	Повезивање будуће ТС Деспотовац са ТС Јагодина 4, на 110 kV напонском нивоу. Овим пројектом се решава радијално напајање будуће ТС Деспотовац, ТС Стењевац и ТС Ћуприја.
Планирани улазак у погон	после 2028

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр.123/4 ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 1
Инсталисана снага / дужина	4,3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег 110 kV далековода.
Образложење	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Обим реконструкције ће такође бити дефинисан овом Студијом.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 5 – ТС Београд 2

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски
Инсталисана снага / дужина	Око 4 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција једносистемског 110 kV далековода у двосистемски са пресеком проводника 490/65 mm <sup>2</sup> (од ТС Београд 2 до стуба бр. 7 на ДВ бр. 104/2)
Образложење	Далековод је на једној деоници већ изграђен са стубовима за двосистемски 490/65 mm <sup>2</sup> (4,7 km). Деоница у дужини од око 2 km (део далековода најближи ТС Београд 5) биће реконструисана у двосистемски далековод у склопу пројекта <a href="#">повезивања нове ТС Београд 44 (Сурчин)</a> . Реконструкција је неопходна ради сигурног снабдевања 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 <sup>2</sup> .
Планирани улазак у погон	после 2023

### 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	Изградња новог једносистемског далековода.
Образложење	Повезивање ТС Пријеполје и ТС Сјенице, на 110 kV напонском нивоу, једносистемским далеководом. Овим далеководом се решава радијално напајање ТС Пријеполје.
Планирани улазак у погон	после 2023

## Решавање радијалног напајања ТС Копаоник

### Подаци о објекту

Пројекат	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник
Инсталисана снага / дужина	Око 10 km двосистемског далековода
Начин уклапања у мрежу	Овај двосистемски далековод би био подигнут између ТС Копаоник и ТС Рудница. 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 спојио би се са ДВ 110 kV ТС Рашка – ТС Рудница, који тренутно ради под 35 kV. Овиме би се успоставио алтернативни правац повезивања ТС Копаоник и ТС Рашка, док би се напајање ТС Рудница под 35 kV обављало са ТС Копаоник (предмет даљег разматрања).
Образложење	Решавање радијалног напајања ТС Копаоник.
Планирани улазак у погон	после 2023

## 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	Замена постојећег кабла по новој траси.
Образложење	Замена кабла је потребна због старости и повећања пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000 mm <sup>2</sup> . Пројекат ће бити рађен у синхронизацији са инвеститорима у пројекат „Београд на води“ и директно ће зависити од реализације рушења старог моста (преко којег кабл тренутно прелази) и изградње новог моста преко реке Саве.
Планирани улазак у погон	после 2023

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	Изградња новог једносистемског далековода.
Образложење	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице ТС Врање 4 и ТС Прешево. Овим далеководом решава се радијално напајање ТС Прешево која нема други алтернативни правац за напајање из дистрибутивне мреже.
Планирани улазак у погон	после 2023

Решавање радијалног напајања ТС Жабал, ТС Темерин и ТС Перлез	
Подаци о објекту	
Пројекат	Далековод 110 kV ТС Жабал – ТС Перлез
Инсталисана снага / дужина	Око 44 km
Начин уклапања у мрежу	У циљу решавања проблема радијалног напајања трансформаторских станица у овој области, ЕМС АД је самостално финансирао израду варијантног техничког решења. На састанку Интерно-техничке контроле, одржаном 09.05.2018. године, 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 Жабал и будуће ТС 110/20 kV Перлез.
Образложење	Овим пројектом ће бити обезбеђено двострано напајање за постојеће ТС 110/20 kV Темерин и Жабал, 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 Жабал 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 2023

Преусмеравање ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1	
Подаци о објекту	
Пројекат	Преусмеравање ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 1
Инсталисана снага / дужина	око 1 km (зависно од тачне локације будуће ТС Нови Сад 8)
Начин уклапања у мрежу	Прелиминарно, јужни сегмент овог далековода би био уведен у ТС Нови Сад 7, чиме би се остварила двострука веза између ТС Нови Сад 1 и ТС Нови Сад 7, те побољшала сигурност напајања потрошача у овом региону. Северна страна далековода би, према сагледавањима, била уведена у будућу ТС Нови Сад 8, лоцирану на Булевару Европе у Новом Саду, а са иницијалним начином повезивања по принципу <a href="#">улаз-излаз на далековод ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5</a> .
Образложење	Због проблема са са ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3 (Ал/Че 150/25 mm <sup>2</sup> ) 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 укинути директну везу између ТС Нови Сад 3 и ТС Нови Сад 1 преко ДВ 110 kV бр.127/1, а да је, притом, у критичним режимима задовољен критеријум сигурности N-1 са обе стране Дунава у новосадском региону.
Планирани улазак у погон	после 2023

ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 (Словачко Гробље) – ТС Крагујевац 20 (Кнић)
Инсталисана снага / дужина	Око 16 km
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Предвиђено је да се овим далеководом изврши повезивање две постојеће ТС.
Образложење	Решавање радијалног напајања ТС Крагујевац 3 и ТС Крагујевац 20.
Планирани улазак у погон	после 2023

<b>Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повећање инсталисане снаге у ТС 220/110 kV Зрењанин 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	250 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђена је замена постојећег трансформатора 220/110 kV снаге 200 MVA новим трансформатором 220/110 kV снаге 250 MVA
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

<b>Увођење ДВ 110 kV ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Јабучје</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Увођење далековода 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Јабучје
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Улаз-излаз на постојећи далековод
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023



## Реконструкција ДВ 220 kV ТС Београд 3 – ТС Обреновац

### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац
Инсталисана снага / дужина	Око 30 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода
Образложење	<p>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<sup>2</sup>, проводницима пресека 490 mm<sup>2</sup> или специјалним проводницима који су еквивалент проводника 490 mm<sup>2</sup>.</p> <p>У току је израда техничког решења реконструкције овог далековода.</p>
Планирани улазак у погон	после 2023

## 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 2023

## 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	око 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 подручја Мајданпека. Вод ради под тешким климатским условима.
Планирани улазак у погон	после 2023 (друга фаза)

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

### Подаци о објекту

Пројекат	Опремање другог система ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта
Инсталисана снага / дужина	7,5 km
Начин уклапања у мрежу	Опремање другог система на будућем ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ПРП Бела Анта, проводником попречног пресека 490/65 mm <sup>2</sup> .
Образложење	У склопу <a href="#">прикључења ВЕ Бела Анта на преносни систем</a> , инвеститор у ветроелектрану ће изградити двосистемски далековод од прикључно-разводног постројења до ТС Панчево 2, при чему ће опремити један систем проводника. У циљу сигурнијег рада система у овој области и ефикасније евакуације енергије произведене како у ВЕ Бела Анта, тако и у осталим ветроелектранама планираним за улазак у погон на овом подручју, ЕМС АД ће опремити други систем овог далековода. Динамика реализације овог пројекта је директно зависна од године уласка у погон ВЕ Бела Анта.
Планирани улазак у погон	после 2021

### Реконструкција ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Јабучје

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Јабучје
Инсталисана снага / дужина	Око 14 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови. Повећање пресека проводника са 150/25 mm <sup>2</sup> на 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Адаптација ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС Јабучје

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 107/2 ТС Ваљево 3 – ТС Јабучје
Инсталисана снага / дужина	Око 26,2 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација деоница са челично-решеткастим стубовима, уз уградњу OPGW заштитне ужади. Замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> специјалним проводницима, еквивалентним Al <sup>3</sup> Се проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Неготин

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 – ТС Неготин
Инсталисана снага / дужина	Око 44,3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода уз уградњу OPGW заштитне ужади. Замена садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ХЕ Ђердап 2.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 4 – ТЕ Морава

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 105/2 ТС Јагодина 4 – ТЕ Морава
Инсталисана снага / дужина	Око 37,2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова (95 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (83 стуба), уз уградњу OPGW заштитне ужади.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Алексинац – ТС Ниш 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 114/3 ТС Алексинац – ТС Ниш 1
Инсталисана снага / дужина	Око 29,3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Адаптација ДВ 110 kV ТЕ Колубара – ТС Лазаревац

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 120/1 ТЕ Колубара – ТС Лазаревац
Инсталисана снага / дужина	Око 16 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови уз уградњу OPGW заштитне ужади.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2023

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

### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV на потезу ТС Београд 2 – ТС Београд 3 – ТС Београд 35
Инсталисана снага / дужина	Око 11 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода (ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 – ТС Београд 35, након <a href="#">увођења овог далековода у ТС Београд 3</a> ) са заменом бетонских стубова (40 стубова) и адаптација деоница на којима постоје челично-решеткасти стубови (11 стубова), уз уградњу OPGW заштитне ужади.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
Планирани улазак у погон	после 2023

## Адаптација ДВ 110 kV ТС Пожега – чвор Бељина

### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 115/4 ТС Пожега – чвор Бељина
Инсталисана снага / дужина	Око 23,5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева санацију стубова и темеља, замену фазног проводника, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2021

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

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3
Инсталисана снага / дужина	Око 13,5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода на деоници од стуба бр. 29 до ТС Нови Сад 3. Адаптација подразумева замену фазног проводника, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2021

### Адаптација ДВ 2×110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 20

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 2×110 kV бр. 129АБ/2 ТС Београд 3 – ТС Београд 20
Инсталисана снага / дужина	Око 14 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2022

### Адаптација ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 16

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 130/3 ТС Београд 3 – ТС Београд 16
Инсталисана снага / дужина	Око 4,5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
Планирани улазак у погон	2022

### Адаптација ДВ 110 kV ЕВП Ресник – ТЕ Колубара

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара
Инсталисана снага / дужина	Око 31,5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода и високом оптерећеношћу водова у региону између града Београда и области Колубаре.
Планирани улазак у погон	2023

### Адаптација ДВ 110 kV ТС Кула - ТС Србобран

#### Подаци о објекту

Пројекат	Адаптација ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула - ТС Србобран
Инсталисана снага / дужина	Око 24,5 km
Начин уклапања у мрежу	Адаптација далековода која подразумева замену фазног проводника, заштитног ужета, изолације и спојне и овесне опреме.
Образложење	Адаптација је условљена старошћу далековода.
Планирани улазак у погон	2022

### Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3
Инсталисана снага / дужина	Око 25,2 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Београд 33

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33
Инсталисана снага / дужина	Око 16,5 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 33

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33
Инсталисана снага / дужина	Око 9,5 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2023



## Реконструкција ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 2

### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/1 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2
Инсталисана снага / дужина	Око 5,6 km
Начин уклапања у мрежу	Комплетна реконструкција постојећег далековода са заменом садашњих проводника попречног пресека 150/25 mm <sup>2</sup> проводницима попречног пресека 240/40 mm <sup>2</sup> .
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода и потребом за олакшавањем евакуације енергије произведене у ветроелектранама чије је прикључење виђено у региону јужног Баната.
Планирани улазак у погон	после 2023

## Реконструкција РП 110 kV у ТС Краљево 3

### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција РП 110 kV у ТС 400/220/110 kV Краљево 3
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција преосталог дела РП. Овај пројекат ће представљати другу фазу реконструкције, при чему прва фаза подразумева реконструкцију и опремање два 110 kV далеководна поља у ТС Краљево 3 због изградње <a href="#">двосистемског 110 kV ДВ од ТС Краљево 3 до ТС Нови Пазар 1</a> (са изградњом релејних кућица).
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре, као и потребом за побољшањем поузданости напајања потрошача који се електричном енергијом снабдевају преко ове ТС.
Планирани улазак у погон	после 2023

Реконструкција РП 110 kV Панчево 1	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција РП 110 kV Панчево 1
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција комплетног разводног постројења са заменом опреме.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре.
Планирани улазак у погон	после 2023

Повећање инсталисане снаге ТС Ваљево 3	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повећање инсталисане снаге ТС 220/110 kV Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	2x250 MVA
Начин уклапања у мрежу	Пројекат подразумева замену постојећих трансформатора 220/110 kV у ТС Ваљево 3, инсталисане снаге од по 150 MVA, трансформаторима 220/110 kV инсталисане снаге од по 250 MVA. Реализација пројекта ће се, према тренутном сагледавању, одвијати у две фазе, од којих ће свака подразумевати замену по једног енергетског трансформатора.
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и предвиђеним порастом потрошње у области која се електричном енергијом напаја из ове ТС.
Планирани улазак у погон	2023 (прва фаза) 2024 (друга фаза)

<b>Реконструкција ТС Ваљево 3</b>	
<b>Подаци о објекту</b>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Ваљево 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	<p>Реконструкција ТС Ваљево 3 ће бити сагледана кроз Студију дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. У зависности од закључака Студије, могуће су две варијанте реконструкције и то:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Комплетна реконструкција трансформаторске станице, изузев енергетских трансформатора, који ће претходно бити замењени у оквиру <a href="#">повећања инсталисане снаге ТС Ваљево 3</a>.</li> <li>- 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. Овај пројекат је условљен претходним завршетком изградње далековода <a href="#">2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта (са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV)</a>.</li> </ul>
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и предвиђеним порастом потрошње у области која се електричном енергијом напаја из ове ТС.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025

<b>Реконструкција ДВ 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3</b>	
<b>Подаци о објекту</b>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/1 ТС Обреновац – ТС Ваљево 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 57,3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	<p>Реконструкција комплетног далековода (без уградње OPGW).</p> <p>Овај пројекат је условљен претходним завршетком изградње далековода <a href="#">2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта (са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV)</a>.</p>
<b>Образложење</b>	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и потребом за ојачањем преносне мреже у региону западне Србије.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2025

### Реконструкција ДВ 220 kV ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Бајина Башта – ТС Ваљево 3
Инсталисана снага / дужина	Око 49,2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција комплетног далековода (без уградње OPGW). Овај пројекат је условљен претходним завршетком изградње далековода <a href="#">2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта (са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV)</a> и <a href="#">реконструкције далековода 220 kV ТС Обреновац – ТС Ваљево 3</a> .
Образложење	Реконструкција је условљена старењем постојеће инфраструктуре и потребом за ојачањем преносне мреже у региону западне Србије.
Планирани улазак у погон	после 2027

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 108 ТС Јагодина 1 – ТС Крушевац 1
Инсталисана снага / дужина	Око 47,6 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција постојећег далековода са заменом бетонских стубова.
Образложење	Реконструкција је условљена старошћу далековода (конкретно, лошим стањем постојећих бетонских стубова).
Планирани улазак у погон	после 2023

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 20 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција постојећег далековода попречног пресека проводника 150/25 mm <sup>2</sup> у далековод попречног пресека проводника 240/40 mm <sup>2</sup> .
<b>Образложење</b>	Након изласка из погона ТЕ Колубара, које је овим Планом развоја предвиђено за 2023. годину, долази до повећаног оптерећења далековода који повезују подручје града Београда са конзумном облашћу у околини ове ТЕ. Анализе сигурности, спроведене у процесу израде овог Плана развоја, показале су преоптерећења овог далековода приликом извесног броја испада у систему, те се реконструкција овог далековода може показати као кључна за поуздано снабдевање потрошача лоцираних у овом региону.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2028

## Реконструкција ТС Београд 17 и ТС Београд 4

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 17 и ТС 110/35 kV Београд 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција две суседне постојеће трансформаторске станице и њихово обједињавање у ТС 220/110/35 kV Београд 17, без замене енергетских трансформатора.
<b>Образложење</b>	Реконструкција ових трансформаторских станица је условљена старошћу постојеће инфраструктуре у њима. Овом реконструкцијом, која ће подразумевати замену високонапонске опреме у постројењима, осигураће се боља поузданост напајања потрошача који електричну енергију добијају из ових трансформаторских станица. Поред овога, обједињавањем две трансформаторске станице у једну ће се омогућити ефикасније управљање преносним системом.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

## 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	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно, ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV 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 ТС 110/35 kV Бела Паланка напаја конзумно подручје Беле Паланке и нема битнијег утицаја на преносну 110 kV мрежу.
Планирани улазак у погон	после 2023

Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Лесковац 5
Инсталисана снага / дужина	нема података
Начин уклапања у мрежу	нема података
Образложење	нема података
Планирани улазак у погон	после 2023

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Стара планина (Јабучко равниште)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно, повезивање ове трансформаторске станице је планирано на далековод 110 kV ТС Сврљиг – ТС Пирот 1 по принципу улаз–излаз.
<b>Образложење</b>	Ова трансформаторска станица ће на себе преузети један део конзума који се тренутно напаја електричном енергијом преко ТС Пирот 1.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Бољевац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV ТС Зајечар 2 – ТС Бољевац који тренутно ради под напоном 35 kV (број 1212)
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35 kV Бољевац напаја конзумно подручје Бољевца.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

<b>Повезни вод за ТС ТС 110/x kV Ниш 7</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 7
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нема података
<b>Образложење</b>	Нема података
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Ниш 9
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нема података
<b>Образложење</b>	Нема података
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

<b>Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Топоница
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Нема података
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нема података
<b>Образложење</b>	Нема података
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023



### Д.1.2.2 ДП Краљево

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 2023

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	после 2023 (ТС: 2021)

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Коцељева
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

<b>Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Пазар 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

## Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2 напаја конзумно подручје Горњег Милановца. Инсталисана снага ове трансформаторске станице би била 2x31.5 MVA и растеретила би постојећу ТС Горњи Милановац.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

## Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Варварин
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2x1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	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, индикативно, било на постојећи ДВ 110 kV ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

Повезни вод за ТС 110/x kV Трстеник 2	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Трстеник 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	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, индикативно, било радијално на постојећу ТС Трстеник.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2024

Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Брус
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање ове трансформаторске станице је планирано радијално на ТС Александровац (постојећи далековод који тренутно ради под 35 kV).
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/10 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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2026

Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Параћин 4 (Змич)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35 kV Параћин 4 напаја конзумно подручје индустријске зоне Змич.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/x kV Чачак 4
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице се сагледава по принципу „улаз-излаз“ на далековод 110 kV ТС Горњи Милановац – чвор Бељина.
<b>Образложење</b>	Изградња ове ТС планирана је услед изградње индустријске зоне на локацији Прељина у оквиру пројекта Коридора 11.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/x kV Мионица
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. Индикативно, повезивање ове трансформаторске станице ће бити остварено изградњом новог 110 kV далековода ТС Вађево 3 – ТС Мионица.
Образложење	
Планирани улазак у погон	2025

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ушће
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. Прелиминарно, ова ТС би се повезала по принципу улаз-излаз на један систем новог <a href="#">ДВ 2x110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1</a> .
Образложење	Планира се улазак великог броја малих ХЕ на Ибру у наредном периоду, при чему би ова ТС омогућила пласирање произведене електричне енергије у 110 kV мрежу.
Планирани улазак у погон	после 2023

### Д.1.2.3 ДП Крагујевац

<b>Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	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 Плане.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023 (ТС: 2023)

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Крагујевац 22 (Центар)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Индикативни начини повезивања ове трансформаторске станице укључују радијално повезивање новим кабловским водом на ТС Крагујевац 5 и радијално повезивање новим кабловским водом на ТС Крагујевац 2.
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023 (ТС: 2022)

### 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 <a href="#">ДВ 110 kV ТС Крагујевац 3 – ТС Крагујевац 20</a> .
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 2023

### 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. Иницијално се сагледава радијално, изградњом новог 110 kV вода од ТС Крагујевац 2.
Образложење	Увођење у погон ове трансформаторске станице је неопходно због напајања источног и североисточног подручја града Крагујевца (подручје производно-индустријске и пословне зоне).
Планирани улазак у погон	после 2023



Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Собовица
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x20 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	<p>Планирано је да се локација и начин уклапања дефинишу у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Прелиминарно је сагледано по систему „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV бр. 1181 ТС Крагујевац 2 – ТС Страгари.</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>
<b>Образложење</b>	Предвиђено је да ова ТС напаја нову индустријску зону Собовица.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Смедерево 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Иницијално, повезивање ће бити на ДВ 110 kV Смедерево 4 – ТЕ Костолац А.
<b>Образложење</b>	Предвиђено је да ова трансформаторска станица напаја дистрибутивне купце у индустријској зони Смедерева. Планирано је да инсталисана снага буде 63 MVA.
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21 (Нова Застава)
Инсталисана снага / дужина	2x63 MVA
Начин уклапања у мрежу	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Ова ТС би се, према тренутном сагледавању, повезала по принципу „улаз-излаз“ на постојећи далековод 110 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Крагујевац 8, који пролази у близини локације саме ТС. На овај начин формирала би се петља ТС Крагујевац 2 - ТС Крагујевац 1 - ТС Крагујевац 8 - ТС Крагујевац 21 - ТС Крагујевац 2.
Образложење	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 2023 (ТС: 2023)

#### 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. Иницијално, 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 и због растеређивања трафостаница 110/x kV преко којих се то подручје сада напаја (пре свега ТС Београд 35).
Планирани улазак у погон	после 2023

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 46</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 46 (Збег)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планирано је да се начин уклапања дефинише у оквиру билатералних студија повезивања које ће заједно изводити ОПС и ОДС. Повезивање ове трансформаторске станице на преносни систем би се, према почетном сагледавању, обавило на ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Београд 7 по принципу „улаз–излаз“.
<b>Образложење</b>	ТС 110/35 kV Београд 46 ће бити лоцирана уз планирану саобраћајницу, поред Зрењанинског пута, изнад Борче, а између постојећих водова 35 kV "Београд 7 - Фриком" и "Београд 7 - ПКБ, вод 2". Ова трансформаторска станица ће омогућити сигурно напајање банатског дела конзума града Београда.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

<b>Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 47 (Београд на води)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2x40 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	ТС Београд 47 (Београд на води) биће повезана типом улаз-излаз на кабл 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 6.
<b>Образложење</b>	Неопходно за напајање пројекта „Београд на води“
<b>Планирани улазак у погон</b>	после 2023

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, индикативно, 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	2023

#### 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. Иницијално се повезивање сагледава по принципу „улаз-излаз“ на далековод 110 kV ТС Дебељача – ТС Вршац 2.
Образложење	није дефинисано
Планирани улазак у погон	2023

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

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Нови Сад 8
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу. Како би ова трансформаторска станица требало да буде лоцирана на Булевару Европе у Новом Саду, повезивање се иницијално сагледава типом „улаз-излаз“ на један од водова ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Нови Сад 5
<b>Образложење</b>	није дефинисано
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

**Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Панчево 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1x31,5 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	У наредном периоду израдиће се билатерална студија повезивања између ОПС и ОДС која би детаљно разрадила локацију и начин уклапања у 110 kV мрежу. Иницијално се повезивање сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV ТС Панчево 2 – ТС Панчево 4.
<b>Образложење</b>	није дефинисано
<b>Планирани улазак у погон</b>	2027

Повезни вод за ТС 110/20 kV Беочин	
Подаци о објекту	
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. Иницијално се повезивање сагледава по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 220 kV ТС Србобран – ТС Сремска Митровица 2, након <a href="#">његовог пребацивања на 110 kV напонски ниво</a> .
Образложење	није дефинисано
Планирани улазак у погон	2022

### Д.1.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У РАЗВОЈНОЈ ФАЗИ

Реконструкција уљних јама у ТС Пожега, ТС Ваљево 3 и РП Ђердап 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Реконструкција уљних јама у ТС Пожега, ТС Ваљево 3 и РП Ђердап 2
Инсталисана снага / дужина	/
Начин уклапања у мрежу	/
Образложење	Боље одржавање система уљне канализације на ТС неопходно је ради смањења ризика у редовним околностима рада. Ово ће бити извршено применом савремених конструкцијских решења у виду трокоморне уљне јаме са сепарацијом, уместо дотрајалих и старих уљних јама које су углавном једнокоморне, порозне, пропусног садржаја, брзо се пуне садржајем од атмосферских падавина и минералног уља, небезбедне и имају високе трошкове одржавања. Неопходно је извршити смањење ризика од пожара, изливања и загађења земљишта и водених токова, као и деконтаминацију и чишћење од зауљености. Изградњом савремених трокоморних уљних јама са сепарацијом садржаја врши се обезбеђивање једноставнијег функционисања, контроле, одржавања и смањења ризика од могућих последица приликом непредвиђених или хаваријских ситуација.
Планирани улазак у погон	2022

## Д.2 ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ

### Д.2.1 ПРОЈЕКТИ ОПС У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

#### Д.2.1.1 Инвестициони пројекти међународног карактера (интерконекције)

ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе	
Подаци о објекту	
Пројекат	Интерконективни ДВ 2x400 kV између Србије, БиХ и Црне Горе
Инсталисана снага / дужина	83,2 km
Начин уклапања у мрежу	Овај двоструки далековод би делом користио трасу постојећег 220 kV далековода према ТС Пљевља. Од ТС Бајина Башта до места рачвања планирано је опремање оба система, а на даље би се опремио по један систем према ТС Пљевља, као и према ТС Вишеград.
Образложење	Секција 4 пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза, која ће омогућити транзит електричне енергије у смеру североисток-југозапад и, самим тим, представља природан завршетак прве фазе пројекта Трансбалкански коридор путем нових интерконекција 400 kV са Црном Гором и Босном и Херцеговином
Планирани улазак у погон	2025*

ДВ 110 kV између Србије и БиХ	
Подаци о објекту	
Пројекат	ДВ 110 kV ТС Љубовија – државна граница – ТС Сребреница (БиХ)
Инсталисана снага / дужина	2,6 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод повеже две трансформаторске станице: ТС Љубовија и најближу трансформаторску станицу у БиХ - ТС Сребреница. Дужина далековода на територији Р.Србије је око 2,6 km.
Образложење	Изградњом овог далековода би био обезбеђен сигуран рад преносне мреже на подручју општине Љубовија, која се тренутно напаја радијалним далеководом. За реализацију ове инвестиције неопходно је да се изврши реконструкција ТС Љубовија и омогући увођење новог далековода. У том циљу, потписан је трилатерални Споразум о намерама између ЕМС АД, NOS ВиН и Електропренос Бањалука, којим се дефинишу сврха пројекта, његов циљ, начин реализације и обавезе потписаних страна.
Планирани улазак у погон	2020

**Д.2.1.2 Инвестициони пројекти 400 kV мреже**

Реконструкција ТС Смедерево 3	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Смедерево 3 у ТС 400(220)/110 kV са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 1x300 MVA у првој етапи, у другој етапи 2x300 MVA ДВ: 11,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV РП Дрмно – ТС Београд 8 по принципу „улаз-излаз“, коришћењем два једносистемска далековода од по 5,7 km, што укупно даје 11,4 km.
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

Реконструкција ТС Србобран	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110 kV Србобран у ТС 400/110 kV са расплетом водова
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 1x300 MVA ДВ: 6,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да ново РП 400 kV буде изграђено на локацији постојећег РП 220 kV. Предвиђено је да трансформаторска станица на 400 kV напонском нивоу буде прикључена на постојећи ДВ 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3 по принципу „улаз-излаз“, коришћењем двосистемског далековода дужине око 6,8 km.
<b>Образложење</b>	Највећи део опреме у постројењима 110 kV и 220 kV је надмашио животни век од 40 година, или је близу његовог краја. Уместо обнављања је предвиђено укидање 220 kV постројења, при чему ће ова трансформаторска станица бити реконструисана у ТС 400/110 kV са трансформатором снаге 300 MVA и повезивањем по принципу „улаз-излаз“ на вод 400 kV ТС Нови Сад 3 – ТС Суботица 3. Постојећи 220 kV далеководи ка ТС Нови Сад 3 и ТС Сремска Митровица 2 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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021



**ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	ДВ 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3, са подизањем напонског нивоа у ТС Краљево 3 на 400 kV
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ: 59,4 km ТС: 1x400 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	Секција 2 пројекта Трансбалкански коридор за пренос електричне енергије – прва фаза. Овај вод, дужине 59,4 km, један је од елемената преносне мреже који је планиран за изградњу у првој фази преласка преносне мреже напонског нивоа 220 kV у западној Србији на напонски ниво 400 kV. Трансформацијом 400/220 kV у ТС Краљево 3 повећава се ефикасност и побољшава сигурност рада преносне мреже 220 kV на правцу од Бајине Баште према Нишу. Увођењем напонског нивоа 400 kV у ТС 220/110 kV Краљево 3 и њеним повезивањем са ТС 400/110 kV Крагујевац 2 биће испуњени предуслови 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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

**ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	ДВ 2x400 kV ТС Обреновац – ТС Бајина Башта, са подизањем напонског нивоа у ТС Бајина Башта на 400 kV
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ: 111 km ТС: 2x400 MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Нови двоструки 400 kV далековод спојио би ТС Обреновац и ТС Бајина Башта, која би била реконструисана и подигнута на 400 kV напонски ниво. У ТС Обреновац је предвиђено опремање два 400 kV поља.
<b>Образложење</b>	Овај пројекат представља Секцију 3 пројекта Трансбалкански коридор – прва фаза. Као такав, може се сматрати пројектом од највишег националног и регионалног интереса и виталним делом будућих транзита електричне енергије преко територије Р. Србије у смеру од североистока према југозападу, као и неопходним предусловом за постепено гашење 220 kV напонског нивоа у западном делу преносне мреже ЕМС АД.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2025*

### 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	2019

### Замена ВН опреме у РП 400 kV Младост

#### Подаци о објекту

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

### Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 400/110 kV Бор 2
Инсталисана снага / дужина	/
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	2024

<b>Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција РП 400 kV Ђердап 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

<b>Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Адаптација ТС 400/220 kV Обреновац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Адаптација се ради због застарелости ВН опреме и система заштите и управљања у свим пољима 400 и 220 kV.
<b>Завршетак радова</b>	2020

<b>Реконструкција ТС Крагујевац 2</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Предвиђена је потпуна реконструкција ТС 400/110 kV Крагујевац 2 услед старости самог постројења, при чему је обухваћена замена комплетне опреме у постројењима 400 kV и 110 kV, као и реконструкција постројења сопствене потрошње, система заштите, управљања и мерења, реконструкција постојећих зиданих објеката и изградња нових. Треба нагласити да се пројектом задржавају постојећи трансформатори.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2024

Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 400/220/110 kV Панчево 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Не мења се инсталисана снага.
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	/
<b>Образложење</b>	Овим пројектом предвиђена је замена опреме у 8 поља 400 kV постројења (I фаза: 3 поља су опремљена у склопу реализације пројекта интерконективног ДВ 2×400 kV ТС Панчево 2 – ТС Решица), у сва 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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

### 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	
<b>Пројекат</b>	Увођење ДВ 110 kV бр. 104/10 ТС Београд 5 – чвор Београд 9 у ТС Београд 5
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	0,41 km (ранијих година је опремљен други систем на ДВ у дужини од око 7,2 km)
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Увођење другог система на ДВ 110 kV бр. 104/10 у ТС Београд 5
<b>Образложење</b>	Реч је о двосистемском воду, на коме је у погону један систем од ТС Београд 5 до чвора Београд 9 и даље до ТС Стара Пазова. После увођења једног система у ТС Београд 5 и развезивања круте везе, један систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Београд 9, а други систем ће повезивати ТС Београд 5 са ТС Стара Пазова.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

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

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција деоница и измештање дела ДВ 110 kV бр. 106 АБ ТС Ваљево 3 – ХЕ Зворник
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Реконструкција деонице Г: 3,5 km Санација деонице Б: 1,8 km Измештање далековода: 1.5 km Нови ДВ: 27 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција деоница постојећег далековода.
<b>Образложење</b>	Измешта се ДВ 110 kV бр. 106 АБ/3, који највећим делом прелази преко територије БиХ, што отежава његово одржавање. Уместо да се тај вод, због старости, ревитализује на територији друге државе, планира се изградња новог вода трасом која ће целом дужином бити на територији Србије. Остале деонице на ДВ 110 kV бр. 106 АБ се реконструишу због старости постојећег далековода. Такође, предвиђа се санација стубова, темеља и уземљивача, замена проводника и другог OPGW ужета, изолатора, спојне опреме и остале електроопреме на деоници Б и измештање ДВ због новог просторног плана Општине Лозница, а узроковано проширењем индустријске зоне.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

## Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ТС 220/110/35 kV Крушевац 1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	(2x250 + 2x31,5) MVA
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

## ДВ 110 кV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2

### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 кV ВЕ Никине Воде – РП Ђердап 2
Инсталисана снага / дужина	Око 30 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 кV Бистрица

### Подаци о објекту

Пројекат	ТС 220/110 кV Бистрица са расплетом водова
Инсталисана снага / дужина	ТС: 150 MVA ДВ 220 кV: укупно 19,2 km ДВ 110 кV: укупно 13,9 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нова ТС 220/110 кV 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 кV напонском нивоу (13,9 km), а постројење 220 кV би се прикључило на далековод 220 кV Пожега – Пљевља по систему „улаз-излаз“ (два једносистемска ДВ од 0,7 km и 2.9 km, укупно 3,6 km). У другој фази би се извршио комплетан расплет чвора Вардиште (увођење 220 кV ДВ бр. 203 ТС Бајина Башта (чвор Вардиште) – ХЕ Бистрица у нову ТС Бистрица по систему „улаз-излаз“ помоћу два једносистемска ДВ од 9,1 km и 6,5 km, укупно 15,6 km).
Образложење	Идеја о изградњи ТС 220/110 кV Бистрица базирана је на два основна разлога. Први је решавање проблема „крутог“ чворишта Вардиште, а други обезбеђивање сигурнијег напајања подручја у југозападној Србији, које обухвата осам општина (Чајетина, Нова Варош, Прибој, Пријепоље, Сјеница, Нови Пазар, Рашка и Тутин).
Планирани улазак у погон	2021

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТЕ Костолац А

#### Подаци о објекту

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

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица
Инсталисана снага / дужина	6,2 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција по постојећој траси
Образложење	Овај далековод се реконструише због старости.
Планирани улазак у погон	2025

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод
Инсталисана снага / дужина	13,7 km
Начин уклапања у мрежу	Изградња двосистемског далековода по траси једносистемског на деоници од ТС Бор 2 до стуба бр. 54. У првој фази реконструкције ће бити опремљен један систем проводника, док ће опремање другог система бити предмет даљег разматрања.
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

<b>Пројекат</b>	Увођење ДВ 110 kV бр. 117/1 ТС Београд 2 - ТС Београд 35 у ТС Београд 3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ 110 kV: 6,5 km ДВ 220 kV: 2,6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Изградња двосистемског далековода 110 kV у дужини од око 6,5 km од места расецања далековода бр. 117/1 до ТС Београд 3 и опремање два 110 kV поља у ТС Београд 3. Реконструкцијом далековода 220 kV је планирано да се ДВ бр. 213/2 измести у трасу ДВ бр. 204 изградњом двосистемског вода у дужини од око 2,6 km, док би се траса 213/2 искористила за ДВ 2x110 kV.
<b>Образложење</b>	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 <sup>2</sup> .
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

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

#### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ бр.117/1 и бр.121/1 у двосистемски
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	1,3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција два једносистемска далековода у двосистемски.
<b>Образложење</b>	Укидање дела трасе ДВ бр.121/1 који прелази преко гробља Орловача и изградња двосистемског далековода по траси ДВ бр.117/1.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020



<b>Реконструкција ДВ 110 kV ТС Београд 2 – ТС Београд 22 – санација стубних места</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр.1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22 – санација стубних места
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	Око 2 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција на постојећем далеководу.
<b>Образложење</b>	Санација стубних места са изградњом два нова стуба са шиповима и демонтажом три стуба, проводника и заштитног ужета на деоници од стуба бр.128 до стуба бр.136. На деоници између нових стубова бр.133 и бр.135 планира се уградња новог проводника 240/40 mm <sup>2</sup> и новог заштитног ужета III 50 mm <sup>2</sup> . Планира се изградња појединачних електропреносних стубова бр.133 и бр.135, као и укидање постојећег стуба бр.134.
<b>Завршетак радова</b>	2019

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

**Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2****Подаци о објекту**

<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 117/2, 133/1/2/3, 1113, 102АБ/1 и 102АБ/2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	172 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација постојећих далеководова.
<b>Образложење</b>	Адаптација са заменом проводника, изолације и овесне опреме појединих деоница далеководова бр. 117/2 (ТС Београд 35 – ТЕ Колубара), 133/1/2/3 (ТС Србобран правац ка ТС Суботица 3), 1113 (ТС Лесковац 2 – ХЕ Врла 3), 102АБ/1 (ТЕ Костолац А – ТС Пожаревац) и 102АБ/2 (ТС Пожаревац – ТС Петровац) у укупној дужини од 172 km (125,4 km једносистемских и 46,6 двосистемских водова).
<b>Завршетак радова</b>	2019

**Реконструкција ТС 220/110 kV Београд 3****Подаци о објекту**

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

### Реконструкција ТС 220/110/35 кV Београд 5

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ТС 220/110/35 кV 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 кV, 110 кV и 35 кV. Радови у постројењима 220 кV и 110 кV су завршени, преостали део пројекта се односи на радове у 35 кV постројењу.
Планирани улазак у погон	2021

### 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 кV Т4 од 63 MVA се уграђује уместо старог, који се мења због старости и лоших резултата испитивања.
Планирани улазак у погон	2019

## Реконструкција ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција деоница ДВ 110 kV бр. 151/2 и 151/3
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ДВ 151/2: 27 km ДВ 151/3: 15 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Пројекат подразумева реконструкцију ДВ 151/2 (од ТС Панчево 2 до стуба бр. 99, у дужини од 27 km) и ДВ 151/3 (од ТС Алибунар до стуба бр. 154, у дужини од 15 km) у двосистемске (са оба опремљена система проводника) и повећање попречног пресека проводника на 240/40 mm <sup>2</sup> . Поред овога, пројектом је предвиђено опремање другог система проводника на далеководу бр. 151/2 од стуба бр. 99 до ТС Алибунар, у дужини од око 4 km, као и опремање другог система проводника на далеководу бр. 151/3 од стуба бр. 154 до <a href="#">ПРП ВЕ Кошава</a> , у дужини од око 8 km. Након извршене реконструкције, први системи далековода бр. 151/2 и бр. 151/3 би се директно настављали један на други, на деоници од ТС Панчево 2 до ПРП ВЕ Кошава. Други систем далековода бр. 151/2 би се простирао на деоницама од ТС Панчево 2 до <a href="#">ПРП ВЕ Алибунар</a> и даље од тог постројења према ТС Алибунар. Други систем далековода бр. 151/3 би се налазио између ТС Алибунар и ПРП ВЕ Кошава. Деоница далековода бр. 151/3 од ПРП ВЕ Кошава до ТС Вршац 1 би и даље представљала једносистемски далековод. Узевши у обзир недостатак слободних далеководних поља на јужном делу 110 kV постројења у ТС Панчево 2, предложено је да се два система проводника ДВ бр. 151/2 након реконструкције уведу у поља Ц03 и Ц04, док би се далековод 110 kV бр. 1129 ТС Панчево 2 – ТС Ковин претходно извео из поља Ц03 и увео у поље Ц02. Пре тога би поље Ц02 било ослобођено тако што би се испред ТС Панчево 2 извршило међусобно спајање далековода 110 kV бр. 151/1 РП Панчево 1 – ТС Панчево 2 и бр. 1010 ТС Панчево 2 – ТС Панчево 4. Овиме би био формиран нови далековод РП Панчево 1 – ТС Панчево 4, што би, осим неопходног ослобађања поља, за последицу имало и смањење оптерећења далековода у околини РП Панчево 1.
<b>Образложење</b>	Неопходан услов за евакуацију енергије произведене из планираних ветроелектрана у јужном Банату.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021

## Адаптација ДВ 110 kV ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Адаптација ДВ 110 kV бр. 128/3/4 ТС Мајданпек 3 – ТС Петровац
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	14 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Адаптација постојећег далековода од стуба бр. 15 (код ТС Мајданпек 3) до стуба бр. 100.
<b>Образложење</b>	Адаптација је неопходна због старости проводника на овој деоници (замена проводника, шрафовског везивног материјала и АКЗ на деоници бр.2 и нови стуб бр.159 због раздвајања са ДВ бр. 128/2). На тренутно постављеним проводницима постоји већи број оштећења и наставака.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

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

<b>КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	КБ 110 kV ТЕТО Београд – ТС Београд 45 (Савски Амфитеатар)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	4,6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Планира се да овај кабл повеже будућу ТС Београд 45 (Савски Амфитеатар) са ТЕТО Београд, у циљу обезбеђивања сигурног напајања ТС Београд 45 и ТС Београд 23.
<b>Образложење</b>	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.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

<b>Замена КБ 110 kV ТС Београд 1 - ТС Београд 6</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Замена КБ 110 kV бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 4,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Замењени кабл ће ићи по новој траси.
<b>Образложење</b>	Замена кабла је потребна због старости и повећања пропусне моћи. Нови кабл ће бити минималног попречног пресека 1000 mm <sup>2</sup> .
<b>Планирани улазак у погон</b>	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 бр. 1206+154/3 прикључити по принципу „улаз – излаз“.
Образложење	Планирано је да се на овај начин обезбеди двострано 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	2027

### 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	2025

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двосистемски далековод
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 14,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	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.
<b>Образложење</b>	Реконструкција далековода због старости и повећања сигурности напајања ТС Алексинац.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2023

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

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 – ТС Бор 2 по траси 147/1 и 148/1
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	2,4 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Реконструкција два једносистемска далековода у један двосистемски.
<b>Образложење</b>	Оба далековода пролазе кроз урбану средину. Овом реконструкцијом се обезбеђује оптимална траса једног двосистемског далековода и повећање његовог преносног капацитета.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2019

<b>Опремање другог система на ДВ 110 kV ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2x110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 – ТС Ниш 13
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	5,3 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	На ДВ 110 kV бр. 1188АБ би се опремио други систем 1188Б који би се испред ТС Ниш 13 спојио са ДВ 1187А.
<b>Образложење</b>	Планирано је да се на овај начин обезбеди двострано напајање за ТС Ниш 10.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

<b>КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 – ТС Нови Сад 7
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 3,9 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Веза кабловским водом дужине око 3,9 km ће обезбедити двострано повезивање ТС 110/35/20 kV Нови Сад 7.
<b>Образложење</b>	На овај начин ће бити задовољен „N-1“ критеријум сигурности када је у питању напајање ТС Нови Сад 7.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

<b>ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште</b>	
<i>Подаци о објекту</i>	
<b>Пројекат</b>	ДВ 110 kV ТС Бела Црква – ТС Велико Градиште
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	око 34,1 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Предвиђено је да нови далековод дужине око 34 km повеже две трансформаторске станице ТС Велико Градиште и ТС Бела Црква.
<b>Образложење</b>	Улога овог вода, дужине око 34,1 km, је двострука. Њиме се обезбеђује двострано напајање ТС 110/35 kV Велико Градиште, која се сада напаја радијално, далеководом ТЕ Костолац А – ТС Велико Градиште, на десној обали Дунава и осигурава сигурно напајање ТС Бела Црква, на левој обали Дунава, односно подиже се ниво сигурности целе јужнобанатске (вршачке) петље 110 kV.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020



## ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2

### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 110 kV ТС Ада – ТС Кикинда 2
Инсталисана снага / дужина	30 km
Начин уклапања у мрежу	Предвиђено је да нови далековод дужине 29,56 km повеже трансформаторске станице ТС Ада и ТС Кикинда 2. Овај пројекат ће подразумевати и измештање дела 110 kV ДВ бр. 1103/2 ТС Ада – ТС Сента 2 због новог далековода (демонтажа два постојећа и урадња три нова стуба, око 0,43 km).
Образложење	Изградњом овог далековода се решава питање задовољења „N-1“ критеријума сигурности за испаде ДВ 110 kV ТС Бегејци – ТС Нова Црња и ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња који за последицу имају 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	2021

## Реконструкција ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Бечеј

### 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 средњебанатског региона.
Планирани улазак у погон	2022

### 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	2022

### ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	ДВ 2×110 kV ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1
Инсталисана снага / дужина	63,6 km
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 Вача.
Планирани улазак у погон	2022

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Севојно - ТС Косјерић

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић
Инсталисана снага / дужина	20,5 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и повећање попречног пресека проводника.
Планирани улазак у погон	2023

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Косјерић - ТС Ваљево 1

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1
Инсталисана снага / дужина	32,8 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција се врши по постојећој траси.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода. Уједно се врши и повећање попречног пресека проводника.
Планирани улазак у погон	2025

### Реконструкција ДВ 110 kV ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3

#### Подаци о објекту

Пројекат	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 115/1 ТС Краљево 1 - ТС Чачак 3
Инсталисана снага / дужина	23,3 km
Начин уклапања у мрежу	Реконструкција у двосистемски далековод по траси једносистемског и опремање једног система. Такође се врши и повећање попречног пресека проводника на далеководу.
Образложење	Реконструкција се врши због старости далековода.
Планирани улазак у погон	2023

### Увођење ДВ 110 kV ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3

<i>Подаци о објекту</i>	
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 Јагодина 4.
Планирани улазак у погон	2022

#### 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	2020

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

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

### Д.2.2.1 ДП Ниш

Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Ниш 6 (Ратко Павловић)
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA МВ: 7,2 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено двоструким мешовитим водом (комбинованим, надземно-подземним) на 110 kV сабирнице ТС Ниш 2. Сходно томе, у оквиру овог пројекта, предвиђено је и опремање два далеководна 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	2022 (ТС: 2021)

### Д.2.2.2 ДП Краљево

Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3	
Подаци о објекту	
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	2019 (ТС: завршена)

Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 2,6 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова трансформаторска станица треба да се повеже на постојећи далековод 110 kV ТС Аранђеловац – ТС Топола (улаз–излаз), двосистемским водом.
<b>Образложење</b>	Основни разлози за изградњу ове ТС су сигурност напајања потрошача на подручју Аранђеловца и даљи несметан планирани развој мреже средњег напона 20 kV. Садашње стање у постојећој ТС Аранђеловац 1, са једним трансформатором 110/35 kV и једним 110/20 kV, не задовољава критеријум сигурности и постало је ограничавајући фактор за даљи развој мреже напонског нивоа 20 kV.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Уб
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: 7,5 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Ова ТС ће бити повезана на постојећи ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 - ТС Тамнава Западно Поље (Јабучје), по принципу „улаз–излаз“, двосистемским водом.
<b>Образложење</b>	Планирано је да ТС 110/35/10 kV Уб напаја конзумно подручје Уба. Уласком у погон ове трансформаторске станице растеретиће се постојећа трансформаторска станица Тамнава Западно Поље (Јабучје).
<b>Планирани улазак у погон</b>	2021 (ТС: 2019)

Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2
Инсталисана снага / дужина	2x31,5 MVA ДВ: око 0.4 km једносистемских далековада
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено тако што би се далековод 110 kV 106А ХЕ Зворник – ТС Ваљево 3 увео по принципу „улаз-излаз“ у ТС Лозница 2, при чему би се овај далековод извео из постојеће ТС 110/35 kV Лозница. Постојећа ТС Лозница би потом била повезана по систему „улаз-излаз“ на далековод 110 kV бр. 106Б ХЕ Зворник – ТС Осечина. Нумерација далековада ће бити измењена након наведеног повезивања ових трансформаторских станица.
Образложење	Разлози за изградњу ове ТС су растеређивање постојеће ТС 110/35 kV Лозница, сигурност напајања потрошача на подручју Лознице и даљи рационалан развој мреже средњег напона, пре свега у самом граду Лозници. ТС Лозница 2 лоцирана је на подручју самог града Лознице.
Планирани улазак у погон	2020 (ТС: 2019)

Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35/20 kV Тутин
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x20 MVA ДВ: око 0,22 km (деоница на којој ће се изводити радови)
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 напоном 35 kV. Инвестиционе активности ЕМС АД би подразумевале опремање првих распона далековада (деоница од стуба бр. 1 до ТС Нови Пазар 1 и од стуба бр. 110 до ТС Тутин) за рад на 110 kV напонском нивоу.
Образложење	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. Улазак у погон ове ТС такође представља неопходан предуслов за реализацију пројекта <a href="#">новог интерконективног 110 kV ДВ између Србије и Црне Горе</a> .
Планирани улазак у погон	2020

### Д.2.2.3 ДП Крагујевац

Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Пожаревац 2
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: 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 близини постојеће ТС 110/35 kV Пожаревац 1 и преко двоструког повезног вода уводи у ТС Пожаревац 2, трасом постојећег вода 35 kV.
Образложење	Локација ТС 110/35 kV Пожаревац 2 је на месту постојеће ТС 35/10 kV Пожаревац 2, која је и изграђена као прва фаза будуће ТС 110/10 kV. Град Пожаревац, са широм околином, напаја се сада из ТС 110/35 kV Пожаревац 1, чија инсталисана снага задовољава услове нормалног погона, али не задовољава критеријум сигурности. У првој фази предвиђено је напајање постојећих ТС 35/10 kV и 10/0,4 kV у Пожаревцу са једновременом снагом од 18 MW. У другој фази предвиђа се напајање будуће нове индустријске зоне, која се процењује на додатних 20 MW.
Планирани улазак у погон	2022 (ТС: 2021)

### Д.2.2.4 ДП Београд

Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23	
Подаци о објекту	
Пројекат	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23 (Аутокоманда)
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x40 MVA КБ: 3,2 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено новим кабловским водом ТС Београд 17 – ТС Београд 23 (дужина 3,2 km).
Образложење	Планирано је да ТС 110/10 kV Београд 23 напаја конзумно подручје у околини Аутокоманде. У ТС Београд 17 се опрема једно кабловско 110 kV поље.
Планирани улазак у погон	2019



### Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42

#### Подаци о објекту

Пројекат	Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)
Инсталисана снага / дужина	ТС: 2x31,5 MVA ДВ: око 0,7 km
Начин уклапања у мрежу	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу „улаз-излаз“ на ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Смедерево 2, двосистемским далеководом.
Образложење	Планирано је да ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка) напаја конзумно подручје општине Гроцка.
Планирани улазак у погон	2021

### 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	ТС: 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 <sup>2</sup> (4,7 km), док ће деоница у дужини од око 2 km биће реконструисана у двосистемски у склопу пројекта повезивања ове трансформаторске станице. Повезивање би се обавило тако што би се на ДВ 110 kV бр. 104/2 од ТС Београд 5 до места увођења ТС Београд 44 опремила друга тројка (стубови су за двоструки 490/65 mm <sup>2</sup> ), која би се наставила према ТС Београд 44. Затим би се од ТС Београд 44 опремила и друга тројка, помоћу које ће ТС Београд 44 добити алтернативни правац напајања након завршетка <a href="#">реконструкције ДВ 110 kV бр. 104/1 и 104/2 ТС Београд 5 – ТС Београд 2 у двосистемски</a> .
Образложење	Локација ове трансформаторске станице је у зони истоименог приградског насеља. Напајаће јужни део сремског подручја Београда, односно насеља Сурчин, Добановце, Јаково, Бечмен, Петровчић, Бољевце и Прогар, као и постројења београдског водовода на левој обали реке Саве. То подручје се сада напаја преко мреже 35 kV, највећим делом из ТС Београд 9 и мањим делом из ТС Београд 5. Уласком у погон ТС Сурчин очекује се растеређивање поменутих трансформаторских станица и побољшање квалитета напајања овог подручја.
Планирани улазак у погон	2021

## Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45

### Подаци о објекту

<b>Пројекат</b>	Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски Амфитеатар)
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	ТС: 2x40 MVA КБ: 2,8 km
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Повезивање нове ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски Амфитеатар) је планирано изградњом новог кабловског вода ТС Београд 23 – ТС Београд 45.
<b>Образложење</b>	Неопходна за напајање пројекта „Београд на води“.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2020

## Д.2.2.5 ДП Нови Сад

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	Локација ове трансформаторске станице је у истоименом насељу двадесетак километара јужно од Зрењанина на месту постојеће ТС 35/x kV. Напајаће подручја Перлеза и Титела која се сада напајају из ТС 35/10(20) kV прикључених на вод 35 kV Зрењанин 1 – Перлез. Изградњом ТС Перлез, подручја Перлеза, Титела и околних сеоских насеља добиће знатно квалитетније напајање.
Планирани улазак у погон	2022 (ТС: 2021)

Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	
Подаци о објекту	
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	Повезивање ове трансформаторске станице је предвиђено по принципу улаз-излаз на ДВ 110 kV ТС Србобран – ТС Нови Сад 3 (далековод тренутно ради под 220 kV).
Образложење	Планирано је да ТС 110/20 kV Србобран 2 напаја конзумно подручје Србобрана.
Планирани улазак у погон	2022 (ТС: 2021)

### Д.2.3 ОСТАЛИ ПРОЈЕКТИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ У ИНВЕСТИЦИОНОЈ ФАЗИ

Даљинско управљање на свим ТС и РП у власништву ЕМС АД	
Подаци о објекту	
<b>Пројекат</b>	Имплементација даљинског управљања елементима ЕЕС
<b>Инсталисана снага / дужина</b>	/
<b>Начин уклапања у мрежу</b>	Модернизација начина командовања расклопном опремом, тј. опремање система даљинског управљања за омогућавање управљања постројењима без посаде из диспечерских центара (РДЦ) са SCADA система са видео-контролом извршења команде и рада расклопне опреме на свим ВВП.
<b>Образложење</b>	Увођење система даљинског управљања ВВП из регионалних деспечерских центара са SCADA системом уз термовизијску контролу извршења команде и рада расклопне опреме којим се остварује ефикасније и сигурније управљање преносним системом, рационализација посада стално присутних на објектима преносног система и елиминисање ризика погрешних манипулација од стране руковалаца у ВВП.
<b>Планирани улазак у погон</b>	2022

## **Д.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА И РЕВИТАЛИЗАЦИЈЕ ПОСТОЈЕЋИХ АГРЕГАТА**

### **Д.3.1 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ТЕРМОЕЛЕКТРАНА ДО 2028. 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), 2020. године** - Термоелектрана „Костолац Б“ налази се на десној обали реке Млаве, у атару села Дрмно, у близини Костолца. Производња електричне енергије у термоелектрани базира се на лигниту са површинских копова косточачког угљеног басена. До 1991. године реализована је прва фаза изградње термоенергетских блокова Б1 и Б2, укупне снаге 2 x 348,5 MW (ТЕ „Костолац Б“). Ради даљег развоја и изградње термоблокова на овој локацији, указала се потреба за анализом могућности и оправданости наставка изградње на постојећој локацији, изградњом савремено конципираног блока укупне снаге око 350 MW, уз уважавање свих мера заштите животне средине. Прикључење је радијално предвиђено на РП Дрмно.

**ТЕТО Панчево (192 MW), 2020. године** - ТЕТО Панчево се прикључује изградњом РП, по принципу улаз-излаз на ДВ 220 kV бр. 253/2 ТС НИС – ТС ХИП.

**ТЕТО Винча (30,24 MW), 2020. године** – ТЕТО Винча се прикључује на преносни систем изградњом вода 110 kV дужине око 5 km на ТС Београд 20.

**ТЕНТ А4 (332,7 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 ХИДРОЕЛЕКТРАНА ДО 2028. ГОДИНЕ**

**ХЕ Потпећ Г4 (13 MW), 2021. године** – У постојећој ХЕ Потпећ планирана је уградња четвртог агрегата, снаге 13 MW.

**ХЕ Ђердап А2 и А3 (2x205 MW), крај 2019. године (А2) и јануар 2021. године (А3)** - Ревитализацијом ових агрегата очекује се повећање номиналне снаге од 2x29 MW.

**ХЕ Зворник А3 и А4 (2x31,45 MW), крај 2018. године (А3) и крај 2019. године (А4)** - Ревитализацијом ових агрегата очекује се повећање номиналне снаге од 2x7,45 MW.

### Д.3.3 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ВЕТРОЕЛЕКТРАНА ДО 2028. ГОДИНЕ

**ВЕ Пландиште 1 (102 MW), 2019. године** – Начин прикључења ВЕ Пландиште 1 предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV (1001) ТС Вршац 2 – ТС Дебелџача.

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

**ВЕ 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), 2020. године** – Предвиђено је да се ВЕ Никине Воде прикључи радијално на ТС Мосна, 110 kV далеководом дужине око 14 km.

**ВЕ Костолац (75 MW), 2021. године** – Начин прикључења ВЕ Костолац предвиђен је као улаз-излаз на ДВ 110 kV (1128/1) ТЕ Костолац А – ТС Рудник 1.

**ВЕ Кошава (69 (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 изградили 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 далековод.

**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.

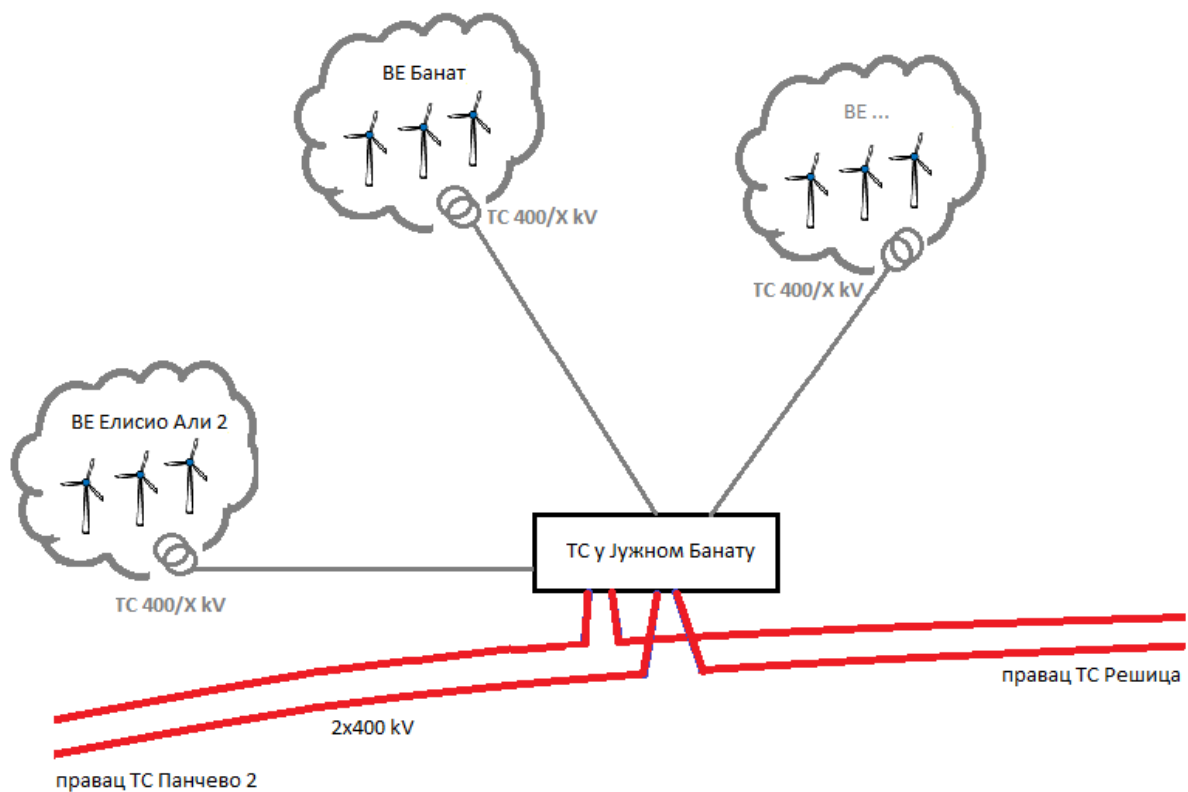
**ВЕ Кривача (103,32 MW), 2019. године** – Предвиђено је да се ВЕ Кривача прикључи на мрежу на нови ДВ 110 kV ТС Велико Градиште – Нересница, по принципу улаз-излаз.

**ВЕ Башаид (85 MW), 2020. године** – Индикативно је предвиђено да се будућа ВЕ Башаид прикључи на мрежу на ДВ 110 kV (1143/2) ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња, по принципу „улаз-излаз“. Коначни начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Башаид.

**ВЕ Банат (50 MW), 2024. године** - Индикативно је предвиђено да се будућа ВЕ Банат прикључи на мрежу радијално на [нову трансформаторску станицу 400/110 kV у Јужном Банату](#). Коначни начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Банат.

**ВЕ Елисио Али 2 (50 MW), 2021. године** - Индикативно је предвиђено да се будућа ВЕ Елисио Али 2 прикључи на мрежу преко [нове трансформаторске станице 400/110 kV у](#)

Јужном Банату трансформацијом 400/x kV. Коначни начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења ВЕ Елисио Али 2.



Сл.Д. 3.1: Индикативни начин прикључења нових ВЕ на преносни систем

#### Д.3.4 ПРОЈЕКТИ ПРИКЉУЧЕЊА ОБЈЕКТА КПС ДО 2028. ГОДИНЕ

**ТС Рудник 4 (25 MW), 2019. године** – ТС Рудник 4 се на преносну мрежу прикључује радијално на РП Дрмно.

**ТС Рудник 5 (20 MW), 2019. године** – ТС Рудник 5 се на преносну мрежу прикључује радијално на ТС Рудник 3.

**ТС Рудник 6 (25 MW), 2026. године** – ТС Рудник 6 се на преносну мрежу прикључује радијално на ТС Рудник 5.

**ТС Бор 4 – Чукару Пеки (27,5 MW), 2023. године** – ТС Бор 4 је трансформаторска станица предвиђена за напајање рудника Чукару Пеки. ТС Бор 4 ће бити прикључена на преносну мрежу по систему улаз-излаз на ДВ 110 kV бр.148/2 ТС Бор 2 – ТС Зајечар 2.

**ТС Јадар (63 MW), 2021. године** – ТС Јадар је трансформаторска станица предвиђена за напајање рудника Јадар. Индикативни начин прикључења ТС на преносну мрежу је по систему двоструки улаз-излаз на ДВ 110 kV бр.106АБ. Коначни начин прикључења ће бити дефинисан Студијом прикључења.

**Ливница Меи Та (30,8 MW), 2019. године** – Прикључење ливнице Меи Та на преносни систем ће, према тренутним сагледавањима, бити обављено пре краја 2019. године, успостављањем везе између ње и трансформаторске станице Београд 22 (Барич), при чему ће предметна веза бити формирана или помоћу трансформације 110/10 kV у слободном трансформаторском пољу у ТС Београд 22, или уз помоћ два 110 kV вода са сабирница ТС Београд 22, где би се трансформација на 10 kV напонски ниво вршила у непосредној близини саме ливнице. Са тачке гледишта оператора преносног система, ово прикључење ће се манифестовати у виду повећања снаге потрошње на ТС Београд 22. Како је Захтев за прикључење овог објекта, са пропратним неопходним подацима, достављен ЕМС АД након комплетирања израде анализа обављених за овај План развоја, ово прикључење није уврштено у симулационе моделе, нити се његов утицај може видети у резултатима спроведених анализа. Међутим, узевши у обзир то да област између области Београда и региона Колубаре представља једно од критичнијих подручја у преносном систему (што се може видети и из резултата приложених, поготово на десетогодишњем временском хоризонту, након изласка из погона ТЕ Колубара), може се очекивати да ће, након овог прикључења, доћи до даљег погоршања стања система у овој области. Овај проблем ће бити сагледан у оквиру Студије дугорочног планирања преносне мреже Републике Србије на временском хоризонту до 2035. године, при чему се очекује да ће овом Студијом бити не само обухваћене потенцијалне последице овог прикључења по преносни систем, већ ће бити дефинисане и мере помоћу којих би се ове последице могле санирати на оптималан начин.

## **Д.4 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ ЗА ПЕРИОД 2018- 2032**

### **Д.4.1 УВОД**

Прогноза потрошње електричне енергије зависи од бројних фактора: енергетска стратегија државе, економски развој, демографска слика земље, управљање потрошњом, цена електричне енергије и сл. Јако је тешко прецизно планирати потрошњу електричне енергије на дужем временском хоризонту, због непознавања економског развоја земље, као и људских активности које утичу на саму потрошњу. Због тога се приликом дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије користи приступ више сценарија, који су добијени на основу различитих улазних претпоставки. Електроенергетски систем је потребно планирати тако да може лако да се адаптира на ове различите сценарије.

Метода за прогнозу потрошње које се користи, базира се на налажењу везе између макроекономског развоја државе и будуће потрошње [28]. У случају модела који је примењен, посматра се веза између историјских вредности потрошње, бруто домаћег производа (БДП) и будуће потрошње електричне енергије.

### **Д.4.2 ПРОГНОЗА ПОТРОШЊЕ РЕПУБЛИКЕ СРБИЈЕ СА КОНЗУМНИМ ПОДРУЧЈЕМ АП КиМ**

Приликом израде дугорочне прогнозе потрошње електричне енергије, коришћен је економетријски модел који се може описати следећом формулом:



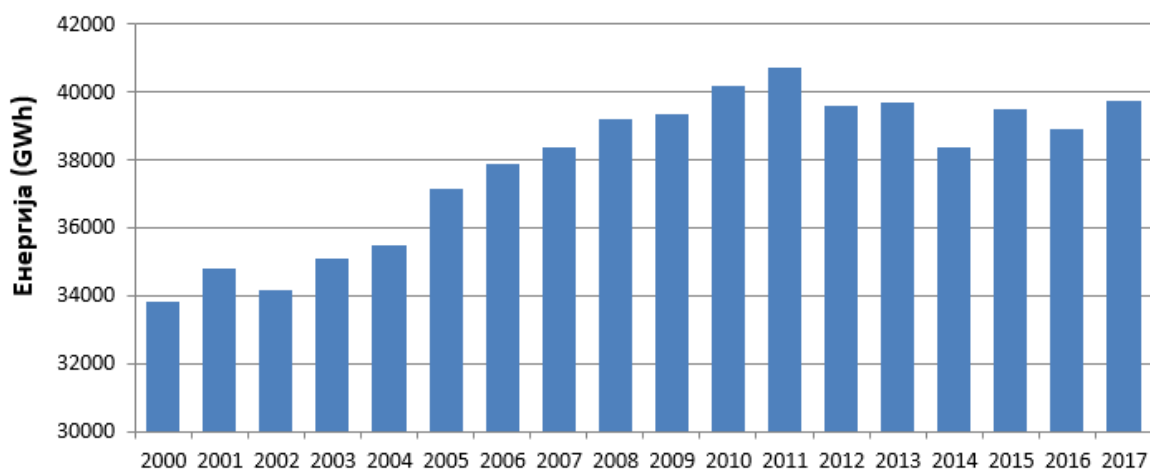
$$\ln(W_n) = \alpha + \beta_1 \ln(W_{n-1}) + \beta_2 \ln(GDP)_n \quad (1)$$

где су:

- $W_n$  – Потрошња електричне енергије у години  $n$  (GWh);
- $W_{n-1}$  – Потрошња електричне енергије у години  $n-1$  (GWh);
- $GDP_n$  – Бруто домаћи производ у години  $n$  (р.ј.);
- $\alpha, \beta_1, \beta_2$  – Коефицијенти

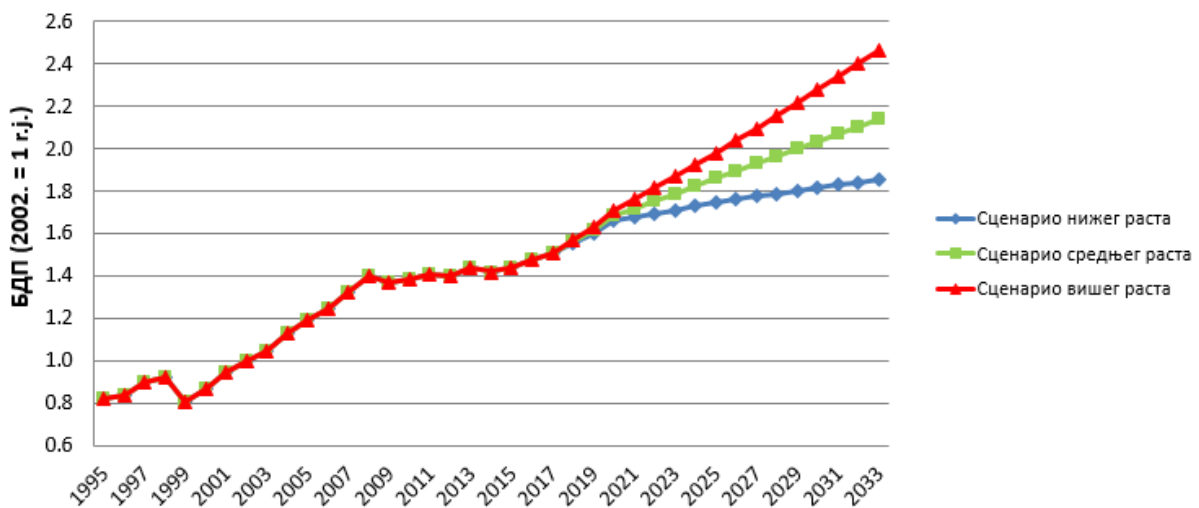
Економетријски модел који је примењен узима у обзир економски развој земље, кроз бруто домаћи производ (БДП), као и историјске вредности остварене потрошње.

На Сл.Д. 4.1 су приказане остварене вредности годишње потрошње електричне енергије Републике Србије са конзумним подручјем АП Косова и Метохије, у периоду од 2000. до 2017. 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), док је потрошња у 2017. години имала вредност од 39,7 TWh и била је већа за 0,5 % од потрошње у 2015. Разлоге за пад вредности потрошње након 2011. године није лако пронаћи. Са слике се може видети да је у периоду од 2011. до 2017. 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 2017. године био мањи за око 210000 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 2017. године

На слици Сл.Д. 4.2 су приказане историјске вредности БДП-а Републике Србије, као и прогноза до 2032. године. Треба имати у виду да међународне финансијске институције (Међународни монетарни фонд - ММФ, светска банка и др.) обично дају прогнозу БДП-а за две или три године. Сходно томе, прогноза за период 2018-2020. годину је узета са сајта ММФ-а (посебно за ужу Србију и посебно за Косово и Метохију), док су вредности БДП-а од 2021. до 2032. добијене линеарном регресијом вредности од 1995. до 2020. Резултати показују да је, у односу на базну 2002, прогнозирани пораст БДП-а до 2032. износи око 110 %. 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 2032. године износи 84 %, док је према сценарију вишег раста овај пораст 14 %.

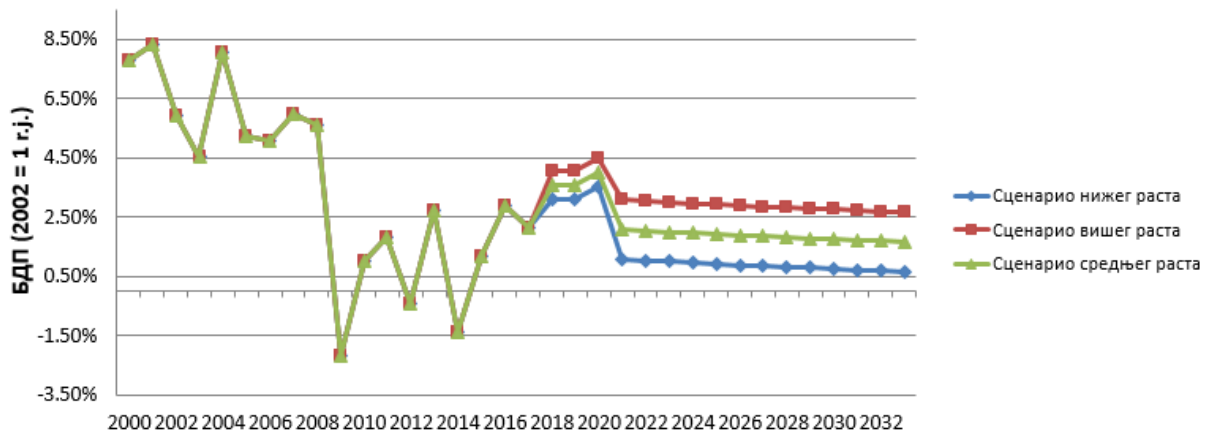


Сл.Д. 4.2: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије до 2032. године по сценаријима

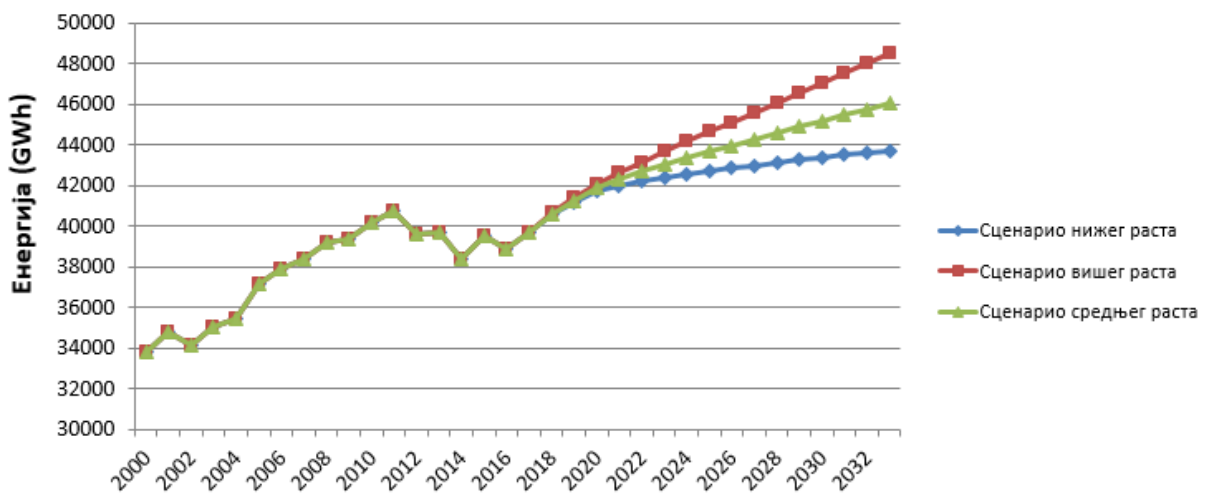
Прогноза годишњег прираштаја БДП-а Републике Србије до 2032. године је приказана на слици Сл.Д. 4.3.

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 2017. године. Добијени нови коефицијенти регресије су се затим искористили за прогнозу раста потрошње по три раније поменута сценарија.

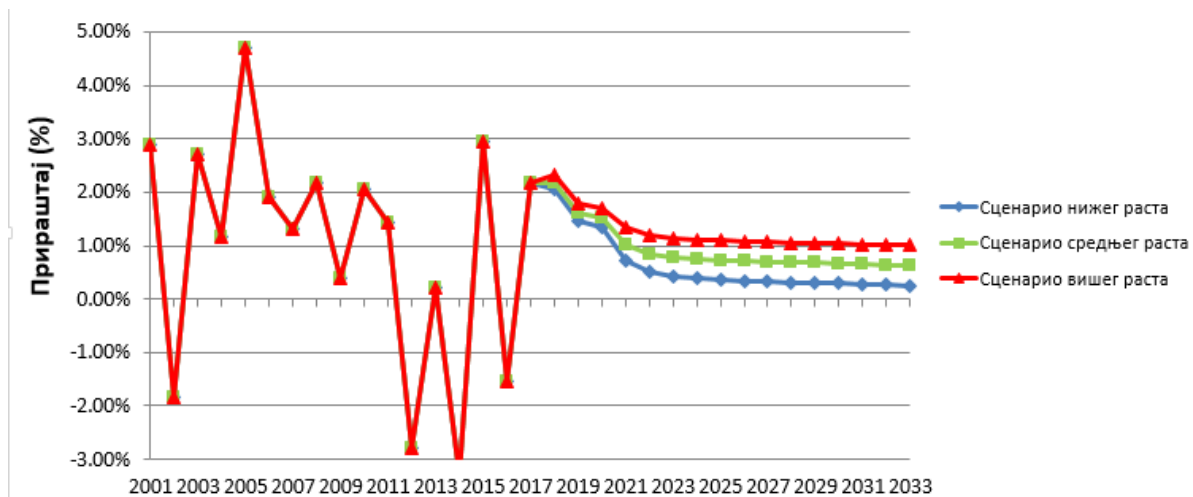
Са слике Сл.Д. 4.4 се могу приметити варијације потрошње у различитим сценаријима. Потрошња расте у сва три сценарија различитом стопом раста (слика Сл.Д. 4.5). Просечни пораст потрошње у периоду 2018. – 2032. година за сценарио средњег раста је око 1 % годишње. За сценарио нижег раста просечни пораст је 0,64 %, док је за сценарио вишег раста пораст 1,29 %. Прогнозирана потрошња енергије за Србију са КиМ у 2032. години се креће од 43,74 TWh до 48,15 TWh у зависности од сценарија.



Сл.Д. 4.3: Прогноза годишњег прираштаја бруто домаћег производа Републике Србије до 2032. године по сценаријима



Сл.Д. 4.4: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије до 2032. године по сценаријима



Сл.Д. 4.5: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије до 2032. 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:

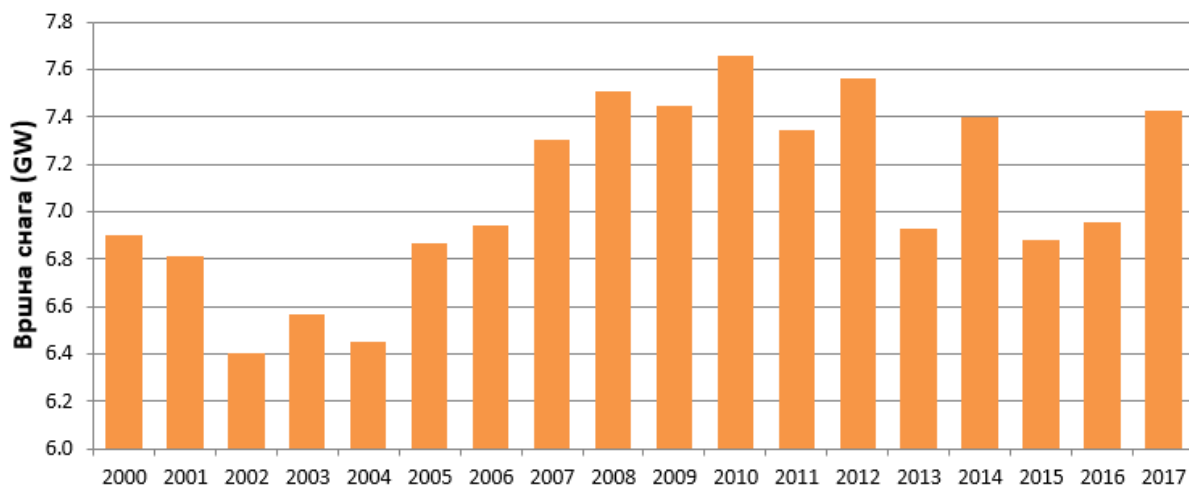
а) **Емпиријски** метод који се заснива на претпоставци да ће вредности фактора оптерећења расти, као последица чињенице да дневни дијаграм оптерећења постаје све равнији, због тарифног система и евентуалне могућности управљања потрошњом;

б) **Линеарна регресија** историјских вредности фактора оптерећења од 2000. до 2017. године;

в) **Комбинована линеарна регресија** примењена на историјске вредности просечног фактора оптерећења од 2002. до 2017. године. Просечни фактор оптерећења је у овом случају дефинисан као трећина суме фактора оптерећења за три узастопне године

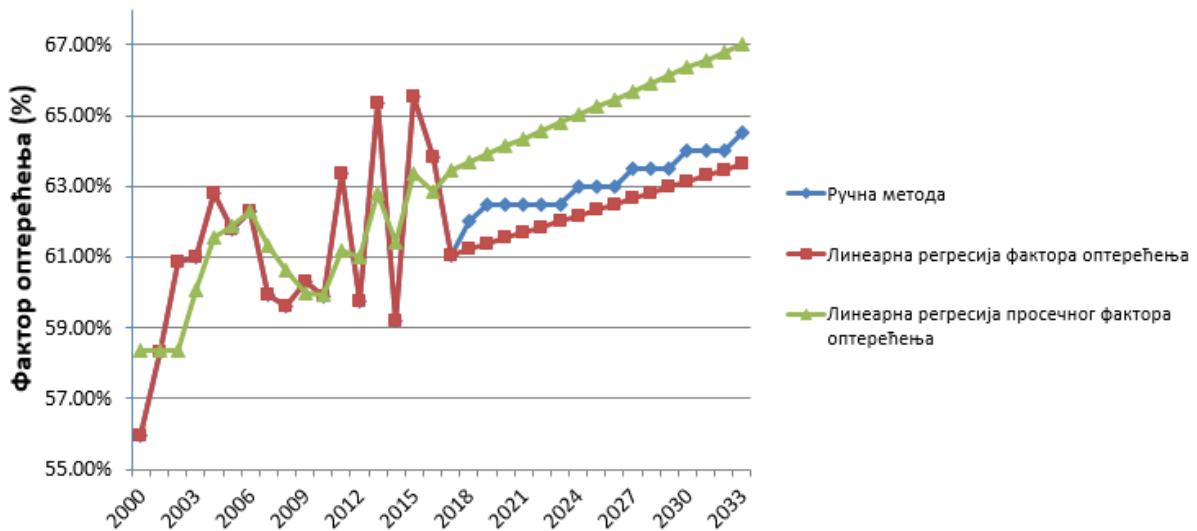
На слици Сл.Д. 4.6 су приказане историјске остварене вредности вршне снаге за период од 2000. до 2017. године. Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2010. године (7656 MW). Након ове године остварене вредности вршних снага биле су мање и кретале су се у опсегу од 6900 до 7500 MW. Вршна снага у 2017. години је била 7429 MW и остварена је 10.1.2017. у 19. сату. Средња дневна температура тога дана износила -10 °С. Ниске температуре доводе до великог

оптерећења електроенергетског система у овом периоду. Као што је раније напоменуто, због велике температурне зависности потрошње, постоји јака корелација између вредности вршне снаге и температуре, па је велика вероватноћа да ће се велике вредности вршне снаге достићи током хладних зимских периода (када су температуре у поједним деловима дана испод  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  у већем делу Србије).



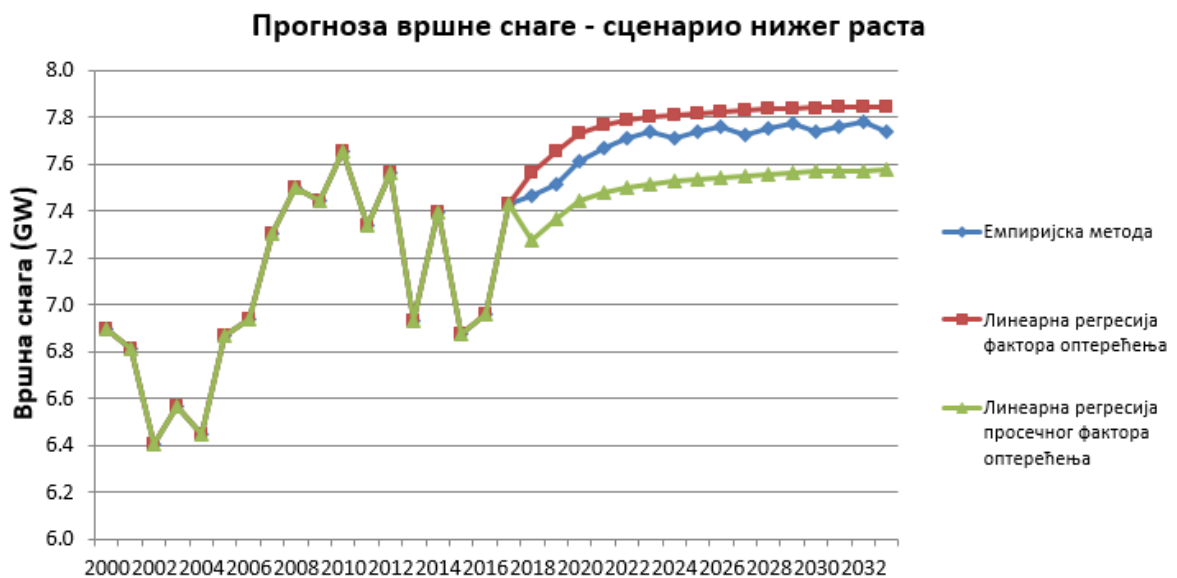
Сл.Д. 4.6: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије за период од 2000. – 2017. године

Резултати прогнозе фактора оптерећења приказани су на Сл.Д. 4.7. Историјске вредности остварених фактора оптерећења показују неправилност у његовој промени, иако је његова вредност порасла од почетка праћења 2000. године. Због неправилне историјске промене, линеарна регресија фактора оптерећења није идеална за прогнозу његове будуће промене. Са индустријским развојем земље, вредност овог фактора би требало да расте [28], па је сходно томе, у емпиријској методи прогнозе, претпостављено да ће до 2032. године овај фактор износити 64 %. У зависности од методе која је примењена, вредности фактора оптерећења у 2032. години се крећу између 63 % и 67 %. Вредност фактора оптерећења Републике Србије за 2017. годину је, на основу доступних података, износила 61,1 %.

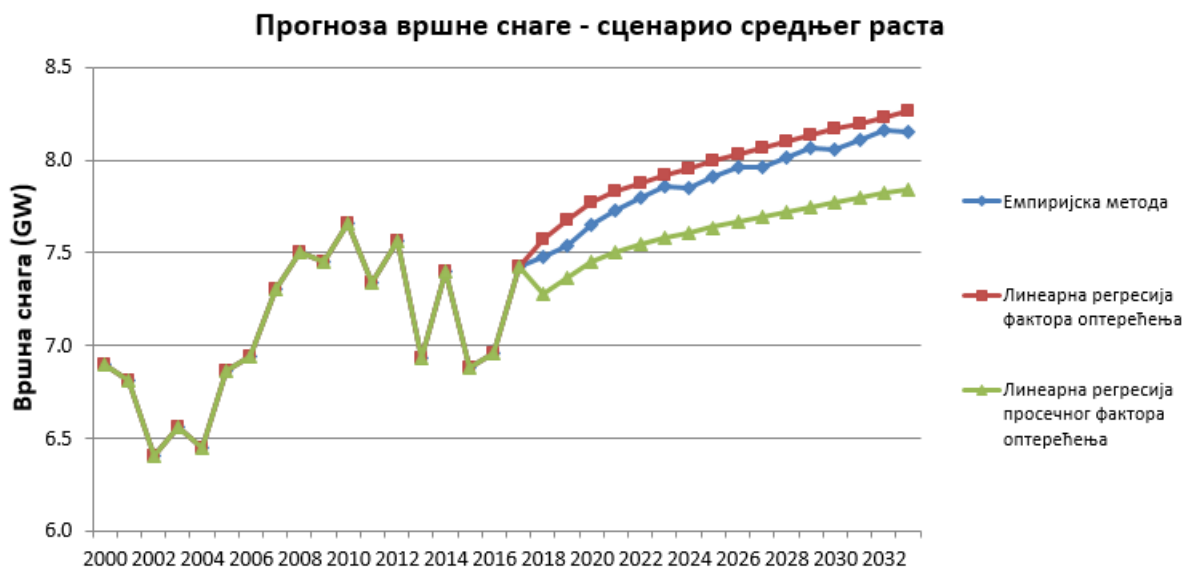


Сл.Д. 4.7: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије до 2032. године

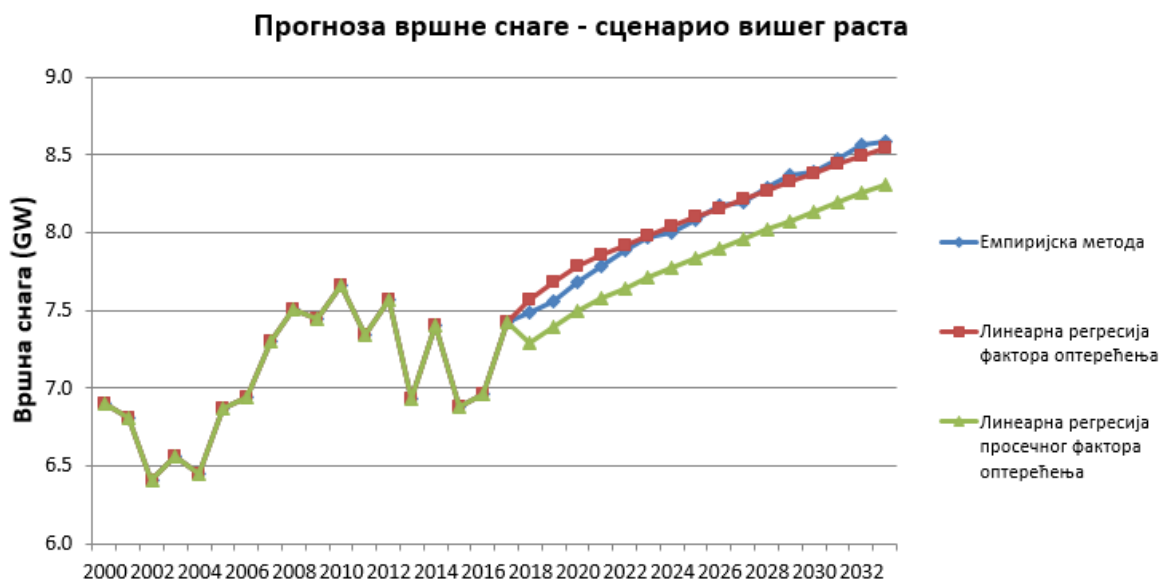
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2032. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.8, Сл.Д. 4.9 и Сл.Д. 4.10.



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 2032. година, вршна снага се креће у опсегу од 7,6 GW до 8,6 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2019 – 2028 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,13 % до 0,71 % (слика Сл.Д. 4.1).

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

Прогноза потрошње и вршне снаге до 2032. 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 2017. 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. 2017. године је забележен благи пораст потрошње у односу на 2016 (1,5 %). Посматрајући цео период за који су доступни подаци (2000. – 2017. година), потрошња електричне енергије је просечно расла стопом од 1,01 % годишње.

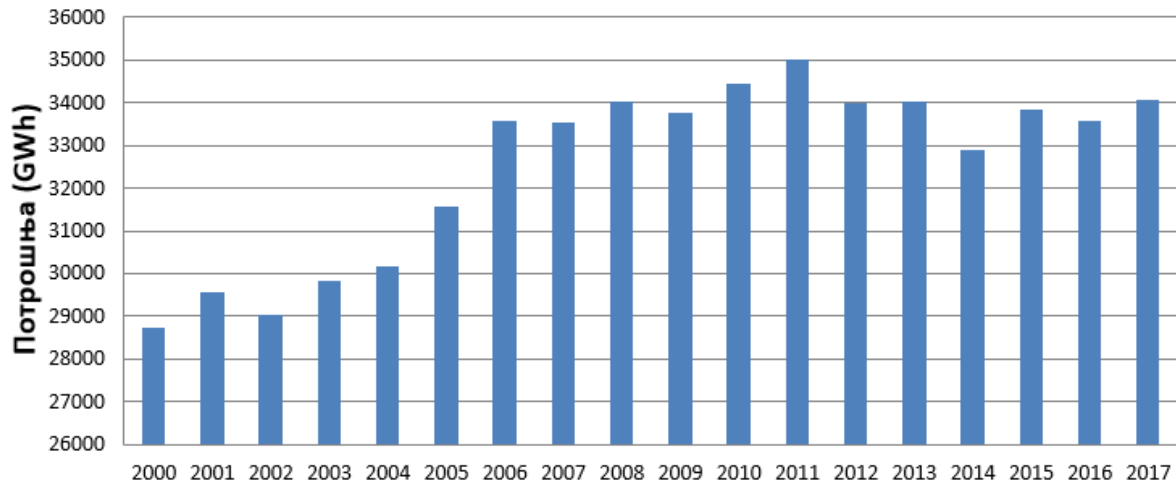
Прогноза БДП-а за период 2018-2020. година за Републику Србију без АП КиМ је преузета са сајта међународног монетарног фонда<sup>17</sup>. Прогноза БДП-а до 2032. године

<sup>17</sup> <https://www.imf.org/en/Countries/SRB> (последњи пут приступљено 18.10.2018.)



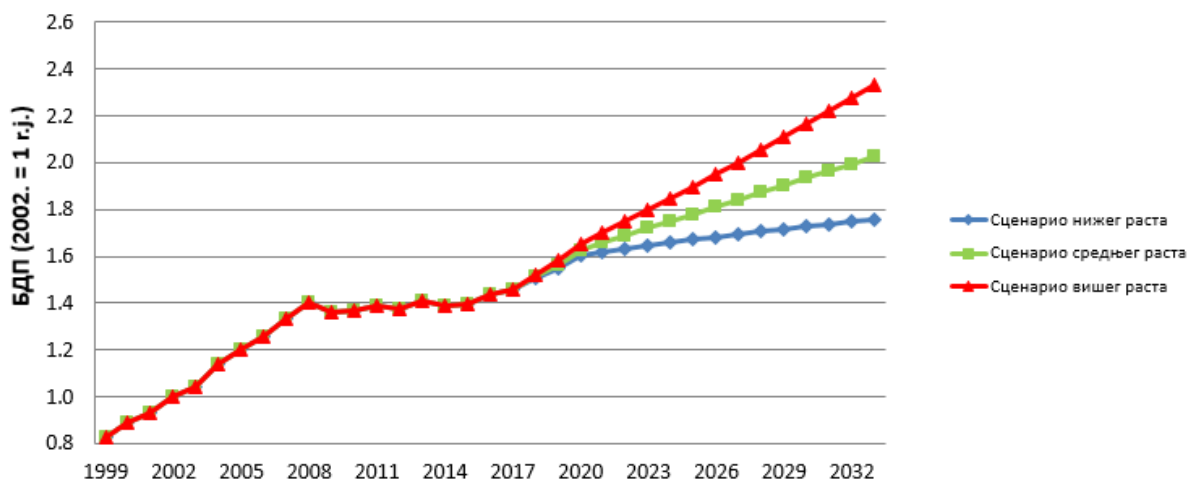
је добијена помоћу линеарне регресије, а коришћене су вредности од 1999. до 2020. године. Ова прогноза је названа „сценарио средњег раста“. Прогнозе су урађене за још два сценарија: „сценарио нижег раста“ и „сценарио вишег раста“. За сценарио нижег раста претпостављено је да је промена БДП-а нижа за 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).

#### Остварене вредности годишње потрошње електричне енергије - Србија без КиМ

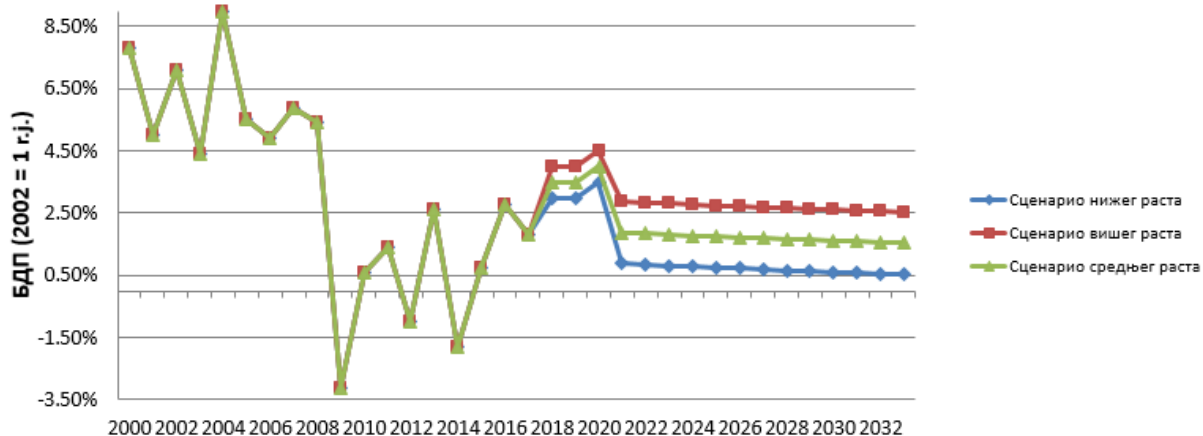


Сл.Д. 4.12: Историјске вредности остварене потрошње Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ од 2000. до 2017. године

Према сценарију нижег раста, раст БДП-а до 2032. године је 74 %, док је према сценарију вишег раста овај пораст 128 % (у односу на базну 2002. годину). Резултати прогноза пораста БДП-а су приказани на сликама Сл.Д. 4.13 и Сл.Д. 4.14.

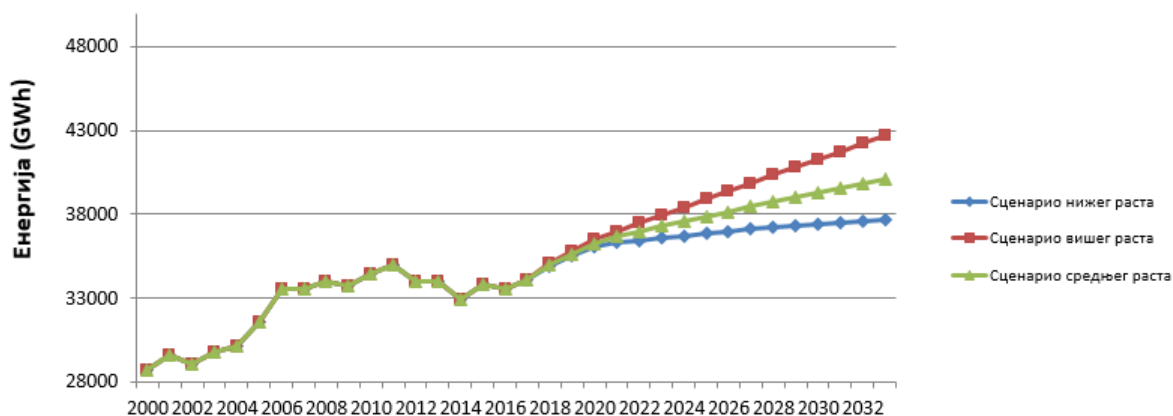


Сл.Д. 4.13: Прогноза бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2032. године по сценаријима

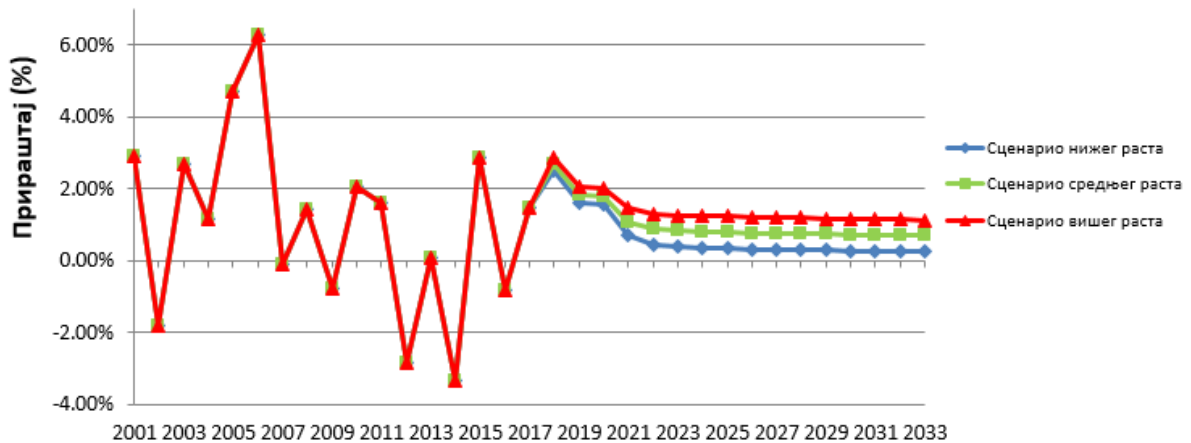


Сл.Д. 4.14: Прогноза годишњег прираста бруто домаћег производа Републике Србије без АП КиМ до 2032. године по сценаријима

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 2017. 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.

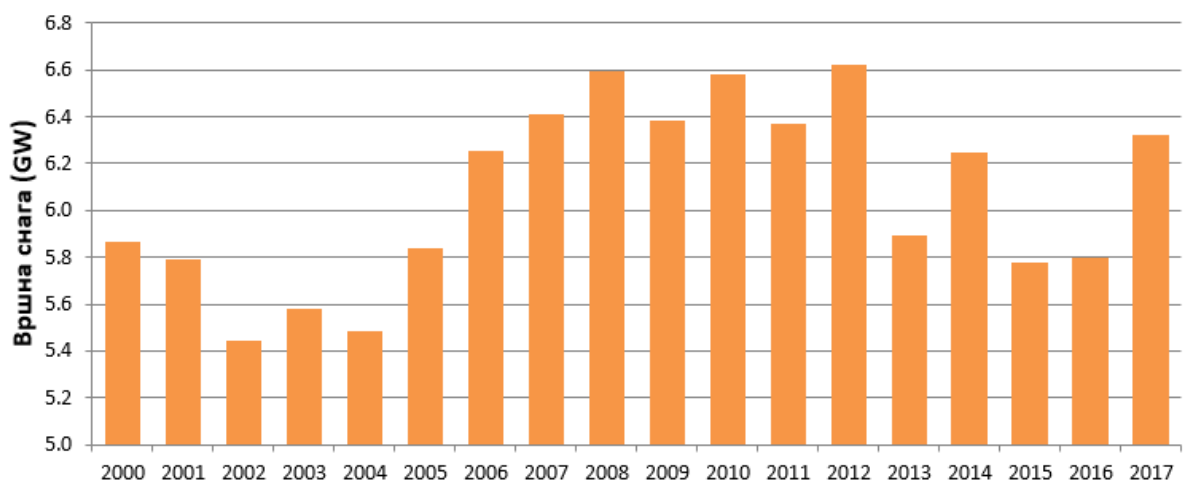


Сл.Д. 4.15: Прогноза потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2032. године по сценаријима



Сл.Д. 4.16: Годишњи прираштај потрошње електричне енергије Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2032. године по сценаријима

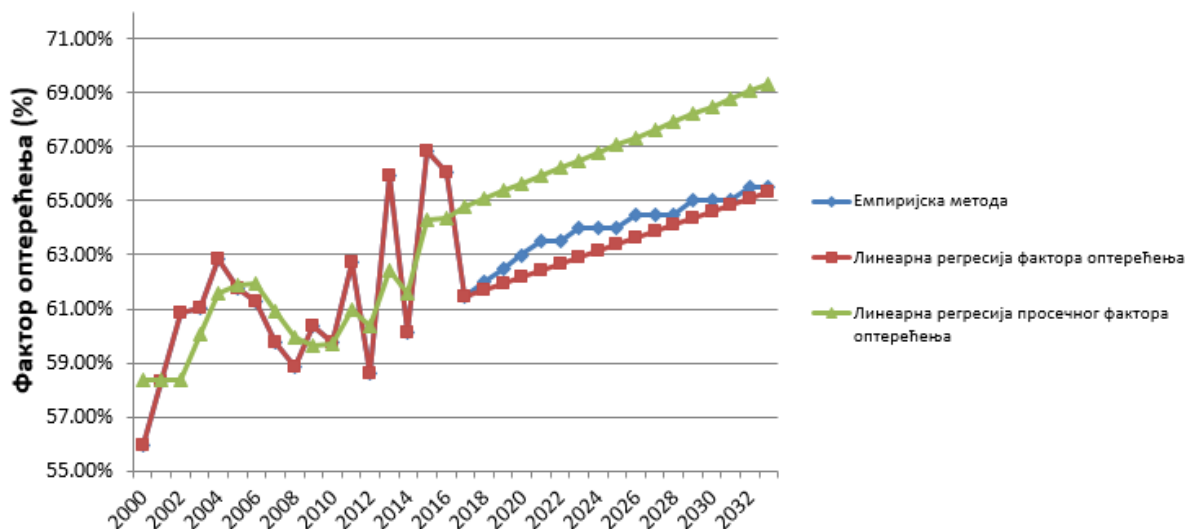
Прогноза годишње вршне снаге за Републику Србију без конзумног подручја АП КиМ је извршена на исти начин као и раније, користећи фактор оптерећења. На слици Сл.Д. 4.17 су приказане историјске вредности вршне снаге за период од 2000. до 2017. године.



Сл.Д. 4.17: Остварене вредности вршне снаге ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за период 2000. – 2017. године

Са слике се види да је највећа вредност вршне снаге достигнута 2012. године (6622 MW). Након ове године остварене вредности вршних снага је биле су мање и кретале су се у опсегу од 5777 до 6325 MW. Вршна снага у 2017. години износила је 6325 MW и остварена је 10.1.2017. у 19. 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.



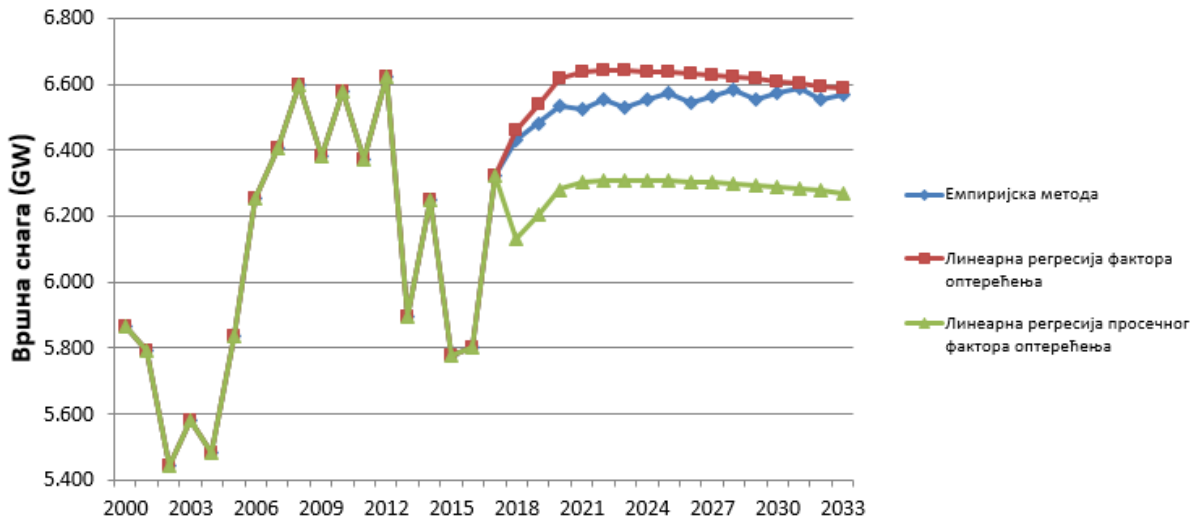
Сл.Д. 4.18: Прогноза фактора оптерећења ЕЕС Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ до 2032. године

Прогнозе фактора оптерећења показују да постоји тренд раста, у зависности од методе која је коришћена. До 2032. године вредности ће бити у опсегу од 65 % до 69 %. Вредност фактора оптерећења Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за 2017. годину је, на основу доступних података, била 61,48 %.

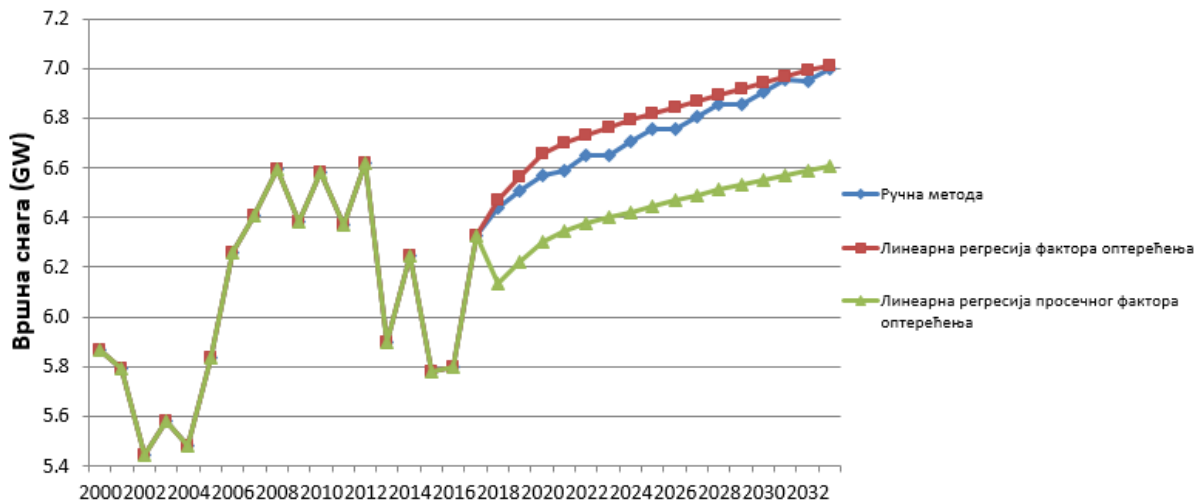
На основу прогнозе фактора оптерећења и годишње потрошње, извршена је прогноза годишње вршне снаге до 2032. године за сваки сценарио, а резултати су приказани на сликама Сл.Д. 4.19, Сл.Д. 4.20 и Сл.Д. 4.21.

Уколико се анализирају ове слике, може се закључити да, према методи прогнозе која је примењена, постоји тренд благог раста вршне снаге у будућности, изузев у случају сценарија нижег раста, где се примећује благо опадање вредности вршне снаге. Ако се посматра 2031. година, вршна снага се креће у опсегу од 6,3 GW до 7,4 GW у зависности од посматраног сценарија и методе која је примењена. За даље анализе у Плану развоја 2019 – 2028 је коришћена прогноза помоћу просечног фактора оптерећења. Ако се вршна снага прогнозира помоћу оваквог фактора оптерећења, прогнозиране вредности у 2032. години се крећу између 6,3 GW до 7 GW.

У овом случају просечни годишњи прираштај вршне снаге се креће у опсегу од 0,05 % до 0,73 % (слика Сл.Д. 4.22).

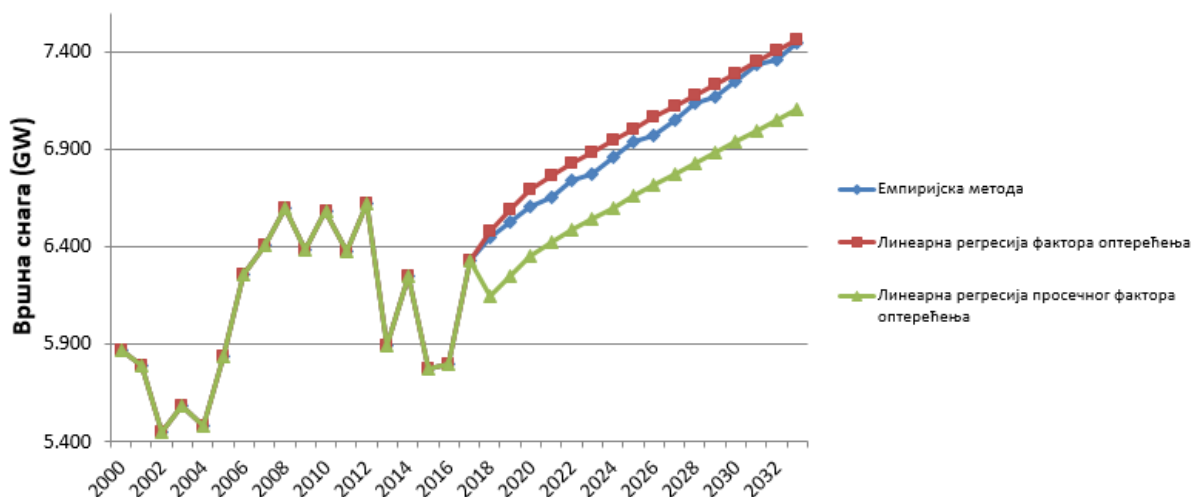


Сл.Д. 4.19: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио нижег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења



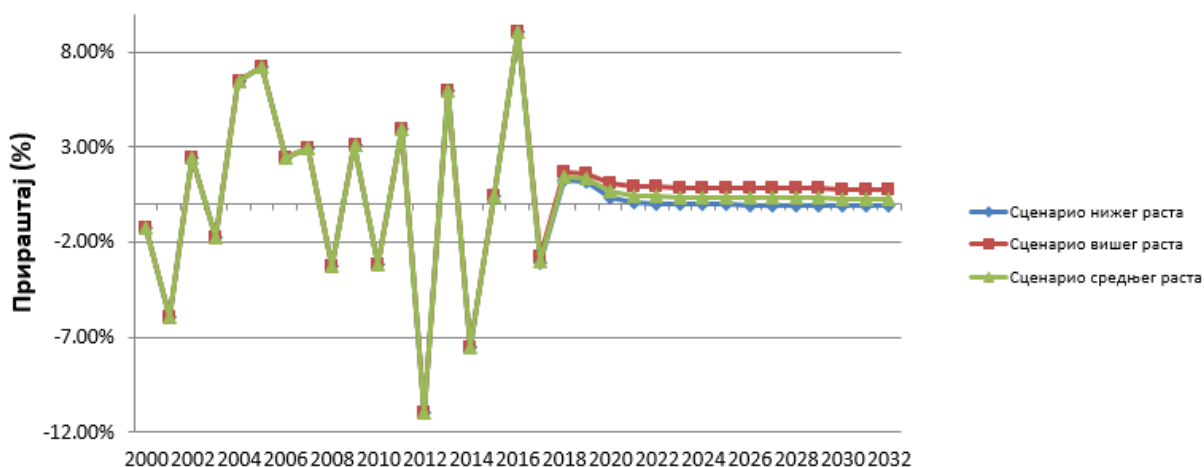
Сл.Д. 4.20: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио средњег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења

### Прогноза вршне снаге - сценарио вишег раста - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.21: Прогноза вршне снаге Републике Србије без конзумног подручја АП КиМ за сценарио вишег раста за више метода прогнозе фактора оптерећења

### Годишњи прираштај вршне снаге - линеарна регресија просечног фактора оптерећења - Србија без КиМ



Сл.Д. 4.22: 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 2018. – 2028. 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.

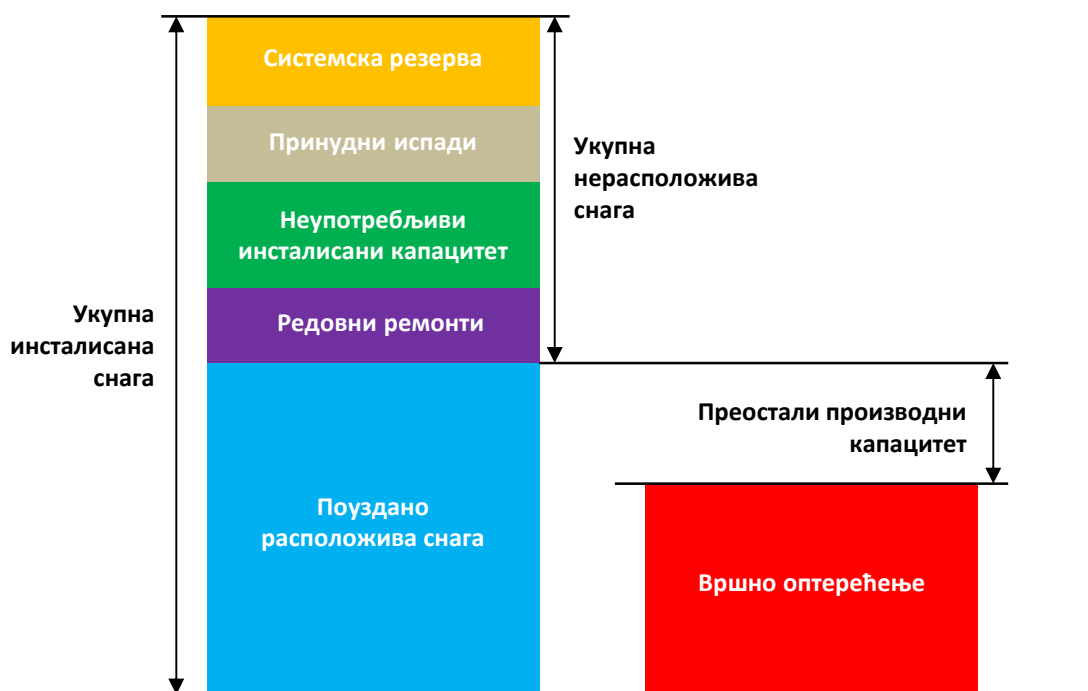
Сигурност снабдевања проверава се за два режима:

- 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 АД.

**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 1, ВЕ Алибунар, ВЕ Кошава (делимично) 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 – 2020
- ХЕ Потпећ Г4 – 2020
- ТЕ Костолац Б блок бр. 3 2021
- ТЕ-ТО Винча – 2020
- ХЕ Лепенци - 2020
- ТЕ Косово Ц блок бр. 1 (КИМ) - 2024
- ТЕ Косово Ц блок бр. 2 (КИМ) - 2024

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

- 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 А3 и А5 – 2023. године
  - ТЕ Морава – 2023. 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 2020. и 2021. годину.

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

- ТЕ-ТО Панчево – 2021
- ХЕ Потпећ Г4 – 2021
- ТЕ Костолац Б блок бр. 3 - 2022
- ТЕ Косово Ц блок бр. 1 (КиМ) - 2024
- ТЕ Косово Ц блок бр. 2 (КиМ) - 2024

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 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 2019. 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 2024. (једна „тројка“ далековода). Претпостављено је да ће улазак у погон двоструког интерконективног далековода 400 kV Панчево – Решица (Румунија) повећати увозни и извозни расположиви преносни капацитет за 844 MW и 600 MW респективно. Такође је претпостављено да ће улазак у погон нове интерконекције са Босном и Херцеговином (400 kV далековод Б. Башта – Вишеград) и са Црном Гором (400 kV далековод ХЕ Бајина Башта – Пљевља) повећати увозни и извозни расположиви преносни капацитет за 1100 MW и 970 MW респективно. Ове информације су добијене са интернет странице ENTSO-E<sup>18</sup>. За постојећи расположиви прекогранични капацитет узете су средње зимске или летње месечне вредности НТС-а из годишњег техничког извештаја ЕМС АД за 2017. 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 (-106 MW). Након 2019. године, вредности преосталог производног капацитета су позитивне и крећу се у опсегу од 190 MW до 688 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 периоде 2018-2020 и 2027-2028, преостали производни капацитет је негативан. Према томе у конзервативном сценарију, у горенаведеним периодима се може очекивати потреба за увозом електричне енергије у зимском периоду.

Режим летњег максимума у реалистичном сценарију 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 у конзервативном сценарију, 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 1100 MW у посматраном периоду.

---

<sup>18</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/144>

<https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/227>

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. 5.1: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028.- реалистични сценарио

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац А - Дрмно	632	632	940	940	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	157.5	157.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0	0
	Косово А (КиМ)	537	537	537	537	537	537	0	0	0	0	0
	Косово Б (КиМ)	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
	Косово Ц (КиМ)	0	0	0	0	0	0	450	450	450	450	450
	<b>Линит (MW)</b>	<b>5056.5</b>	<b>5056.5</b>	<b>5364.5</b>	<b>5364.5</b>	<b>5364.5</b>	<b>5364.5</b>	<b>5015</b>	<b>5015</b>	<b>5015</b>	<b>5015</b>	<b>5015</b>
	ТЕ-ТО Нови Сад	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	<b>Гас (MW)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>
	ТЕ-ТО Врњача	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30
<b>Отпад (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	
<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>5156.5</b>	<b>5156.5</b>	<b>5581.4</b>	<b>5581.4</b>	<b>5581.4</b>	<b>5581.4</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потреш	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	ХЕ Лепени (КиМ)	0	0	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92
	<b>Прочне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>2008.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>
	ХЕ Кокчи Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Биштрица	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власива	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 (КиМ)	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	ХЕ Лумбарди (КиМ)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
<b>Акумулационе ХЕ (MW)</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	
РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	
<b>Резервационе ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>3012.4</b>	<b>3019.9</b>	<b>3051.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чабук	158.5	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	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елсино Али 2	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	117	117	117	117	117	117
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	104.5	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	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Бела Анга	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Никше Воде	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Башанд	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85	85
	ВЕ Китка (КиМ)	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
	ВЕ Затрпни (КиМ)	0	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Будакова (КиМ)	0	0	46	46	46	46	46	46	46	46	46
ВЕ Козива (КиМ)	0	0	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	
ВЕ Селаци (КиМ)	0	0	105	105	105	105	105	105	105	105	105	
<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>359.5</b>	<b>732.6</b>	<b>1048.1</b>	<b>1347.1</b>	<b>1347.1</b>	<b>1440.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	
<b>Укупна инсталисана снага (MW) (А)</b>		<b>8528</b>	<b>8909</b>	<b>9681</b>	<b>10007</b>	<b>10007</b>	<b>10100</b>	<b>9800</b>	<b>9800</b>	<b>9800</b>	<b>9800</b>	<b>9800</b>
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (В)		264	537	768	987	987	1056	1092	1092	1092	1092	1092
Резерва за системске услуге (MW) (С)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (Д)		200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привудни излази (MW) (Е)		514	511	546	439	439	411	411	411	411	411	411
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>1357</b>	<b>1628</b>	<b>1694</b>	<b>1806</b>	<b>1806</b>	<b>1874</b>	<b>1883</b>	<b>1883</b>	<b>1883</b>	<b>1883</b>	<b>1883</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>7171</b>	<b>7281</b>	<b>7987</b>	<b>8201</b>	<b>8201</b>	<b>8226</b>	<b>7917</b>	<b>7917</b>	<b>7917</b>	<b>7917</b>	
Вршно оптерећење (MW) (H)		7277	7369	7456	7507	7545	7578	7608	7638	7667	7694	7721
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>-106</b>	<b>-88</b>	<b>531</b>	<b>694</b>	<b>656</b>	<b>648</b>	<b>309</b>	<b>279</b>	<b>250</b>	<b>223</b>	<b>196</b>
<b>Прекогранични преносни капацитет (MW)</b>	Расположиви увозни капацитет	3744	4588	4588	4588	4588	4588	5688	5688	5688	5688	5688
	Расположиви извозни капацитет	4289	4889	4889	4889	4889	4889	5859	5859	5859	5859	5859
Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)		852.84	890.895	968.072	1000.672	1000.672	1009.972	980.022	980.022	980.022	980.022	980.022

Таб.Д. 5.2: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима  
АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – реалистични сценарио

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1589.2	1589.2	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 А	632	632	940	940	940	940	940	940	940	940	940
	Костолац Б - Дрмно	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281	281
	Колубара	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	157.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0	0
	Косово А (КиМ)	537	537	537	537	537	537	0	0	0	0	0
	Косово Б (КиМ)	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
	Косово Ц (КиМ)	0	0	0	0	0	0	450	450	450	450	450
	Лигнит (MW)	5131.7	5131.7	5439.7	5439.7	5439.7	5439.7	5090.2	5090.2	5090.2	5090.2	5090.2
	ТЕ-ТО Нови Сад	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	<b>Гас (MW)</b>	<b>110</b>	<b>110</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>
ТЕ-ТО Врњача	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	
<b>Отпад (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	
<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>5241.7</b>	<b>5241.7</b>	<b>5656.6</b>	<b>5656.6</b>	<b>5656.6</b>	<b>5656.6</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потреш	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	ХЕ Лепени (КиМ)	0	0	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92
	<b>Прочне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>2008.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>
	ХЕ Кокчи Брод	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
	ХЕ Биштва	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104	104
	ХЕ Власива	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 (КиМ)	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	ХЕ Лумбарди (КиМ)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	<b>Акумулационе ХЕ (MW)</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>
РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	
<b>Резервационе ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>3012.4</b>	<b>3019.9</b>	<b>3051.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чабук	158.5	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	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елсино Али 2	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	117	117	117	117	117	117
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	104.5	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	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Бела Анга	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Никше Воде	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Башанд	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85	85
	ВЕ Китка (КиМ)	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
	ВЕ Затрпни (КиМ)	0	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Будакова (КиМ)	0	0	46	46	46	46	46	46	46	46	46
ВЕ Козива (КиМ)	0	0	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	
ВЕ Селаци (КиМ)	0	0	105	105	105	105	105	105	105	105	105	
<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>359.5</b>	<b>732.6</b>	<b>1048.1</b>	<b>1347.1</b>	<b>1347.1</b>	<b>1440.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	
<b>Укупна инсталисана снага (MW) (А)</b>		<b>8614</b>	<b>8994</b>	<b>9756</b>	<b>10082</b>	<b>10082</b>	<b>10175</b>	<b>9875</b>	<b>9875</b>	<b>9875</b>	<b>9875</b>	<b>9875</b>
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (В)		433	659	942	1211	1211	1295	1340	1340	1340	1340	1340
Резерва за системске услуге (MW) (С)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (Д)		986	986	848	848	848	848	796	796	796	796	796
Привудни изводи (MW) (Е)		427	427	477	477	477	477	448	448	448	448	448
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>2227</b>	<b>2452</b>	<b>2648</b>	<b>2917</b>	<b>2917</b>	<b>3001</b>	<b>2963</b>	<b>2963</b>	<b>2963</b>	<b>2963</b>	<b>2963</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>6387</b>	<b>6542</b>	<b>7108</b>	<b>7165</b>	<b>7165</b>	<b>7174</b>	<b>6912</b>	<b>6912</b>	<b>6912</b>	<b>6912</b>	<b>6912</b>
Вршно оптерећење (MW) (H)		5076	5158	5237	5291	5336	5377	5418	5457	5496	5535	5573
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>1311</b>	<b>1384</b>	<b>1871</b>	<b>1874</b>	<b>1829</b>	<b>1797</b>	<b>1494</b>	<b>1455</b>	<b>1416</b>	<b>1377</b>	<b>1339</b>
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3832	4676	4676	4676	4676	4676	5776	5776	5776	5776	5776
	Расположиви извозни капацитет	3742	4342	4342	4342	4342	4342	5312	5312	5312	5312	5312
Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)		861.36	899.415	975.592	1008.192	1008.192	1017.492	987.542	987.542	987.542	987.542	987.542

Таб.Д. 5.3: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028. - конзервативни сценарио

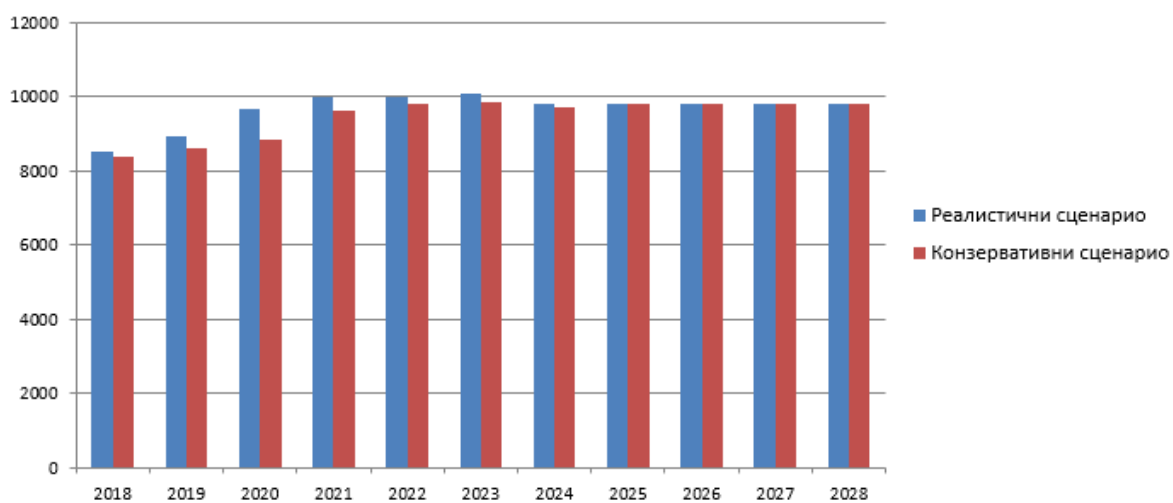
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костопац Б - Дрмљо	632	632	632	940	940	940	940	940	940	940	940
	Костопац А	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
	Колубара	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	0	0	0	0	0	0	0	0
	Косово А (КиМ)	537	537	537	537	537	537	0	0	0	0	0
	Косово Б (КиМ)	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
	Косово Ц (КиМ)	0	0	0	0	0	0	450	450	450	450	450
	Лигнит (MW)	5056.5	5056.5	5056.5	5201.5	5201.5	5201.5	5015	5015	5015	5015	5015
	ТЕ-ТО Нови Сад	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	Гас (MW)	100	100	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	ТЕ-ТО Виаџа	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
Отпад (MW)	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	
<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>5156.5</b>	<b>5156.5</b>	<b>5056.5</b>	<b>5418.4</b>	<b>5418.4</b>	<b>5418.4</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	<b>5231.9</b>	
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потпећ	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	ХЕ Лепетић (КиМ)	0	0	0	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92
	<b>Проточне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>1998.2</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>
	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 Газиводе (КиМ)	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	ХЕ Лумбарди (КиМ)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	<b>Акмулационе ХЕ (MW)</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Резервбилне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>3012.4</b>	<b>3019.9</b>	<b>3041.3</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чабук	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Пландиште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елсино Али 2	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	69	117	117	117	117	117
	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 Костопац	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75
	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 Никше Воде	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Баншид	0	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85
	ВЕ Китка (КиМ)	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
	ВЕ Затрћић (КиМ)	0	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45
ВЕ Будакова (КиМ)	0	0	0	46	46	46	46	46	46	46	46	
ВЕ Козива (КиМ)	0	0	0	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	
ВЕ Селвац (КиМ)	0	0	0	105	105	105	105	105	105	105	105	
<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>213</b>	<b>408.5</b>	<b>732.6</b>	<b>1123.1</b>	<b>1347.1</b>	<b>1392.1</b>	<b>1440.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	
<b>Укупна инсталисана снага (MW) (А)</b>		<b>8382</b>	<b>8585</b>	<b>8830</b>	<b>9620</b>	<b>9844</b>	<b>9889</b>	<b>9750</b>	<b>9800</b>	<b>9800</b>	<b>9800</b>	<b>9800</b>
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (В)		156	299	537	823	987	1020	1056	1092	1092	1092	1092.2433
Резерва за системске услуге (MW) (С)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (Д)		200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привидни испади (MW) (Е)		514	511	506	425	425	425	411	411	411	411	411
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>1250</b>	<b>1390</b>	<b>1423</b>	<b>1629</b>	<b>1793</b>	<b>1826</b>	<b>1846</b>	<b>1883</b>	<b>1883</b>	<b>1883</b>	<b>1883</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>7132</b>	<b>7195</b>	<b>7408</b>	<b>7991</b>	<b>8051</b>	<b>8063</b>	<b>7904</b>	<b>7917</b>	<b>7917</b>	<b>7917</b>	<b>7917</b>
Вршио отпорењење (MW) (H)		7289	7396	7499	7576	7644	7709	7772	7834	7895	7956	8016
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>-157</b>	<b>-201</b>	<b>-91</b>	<b>415</b>	<b>407</b>	<b>354</b>	<b>132</b>	<b>83</b>	<b>22</b>	<b>-39</b>	<b>-99</b>
<b>Прекогранични преносни капацитет (MW)</b>	Расположиви увозни капацитет	3744	4588	4588	4588	4588	4588	4588	5688	5688	5688	5688
	Расположиви извозни капацитет	4289	4889	4889	4889	4889	4889	4889	5859	5859	5859	5859
<b>Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)</b>		<b>838.19</b>	<b>858.485</b>	<b>883.04</b>	<b>961.972</b>	<b>984.372</b>	<b>988.872</b>	<b>975.022</b>	<b>980.022</b>	<b>980.022</b>	<b>980.022</b>	<b>980.022</b>

Таб.Д. 5.4: Адекватност производње Републике Србије са производним капацитетима АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – конзервативни сценарио

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1589.2	1589.2	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	940	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	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	0	0	0	0	0	0	0	0
	Косово А (КиМ)	537	537	537	537	537	537	0	0	0	0	0
	Косово Б (КиМ)	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610	610
	Косово Ц (КиМ)	0	0	0	0	0	0	450	450	450	450	450
	<b>Линит (MW)</b>	<b>5131.7</b>	<b>5131.7</b>	<b>5131.7</b>	<b>5276.7</b>	<b>5276.7</b>	<b>5276.7</b>	<b>5090.2</b>	<b>5090.2</b>	<b>5090.2</b>	<b>5090.2</b>	<b>5090.2</b>
	ТЕ-ТО Нови Сад	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	<b>Гас (MW)</b>	<b>110</b>	<b>110</b>	<b>0</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>
	ТЕ-ТО Вича	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
<b>Отпад (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	
<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>5241.7</b>	<b>5241.7</b>	<b>5131.7</b>	<b>5493.6</b>	<b>5493.6</b>	<b>5493.6</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	<b>5307.1</b>	
Хидроелектране	ХЕ Ђердан 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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 Ђердан 2	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
	ХЕ Зворник	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потрех	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	ХЕ Лепенаш (КиМ)	0	0	0	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92	9.92
	<b>Проточне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>1998.2</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>	<b>2035.12</b>
	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 (КиМ)	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
	ХЕ Лумбарди (КиМ)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
	<b>Акмулационе ХЕ (MW)</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>	<b>429.1</b>
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	<b>Резервничне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>3012.4</b>	<b>3019.9</b>	<b>3041.3</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	<b>3078.2</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Пландиште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елсково Али 2	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	69	117	117	117	117	117
	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	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Бела Агта	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 Никше Воде	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Башнич	0	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85
	ВЕ Кигка (КиМ)	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
	ВЕ Затрпци (КиМ)	0	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Будакова (КиМ)	0	0	0	46	46	46	46	46	46	46	46
	ВЕ Козница (КиМ)	0	0	0	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5	34.5
	ВЕ Селаци (КиМ)	0	0	0	105	105	105	105	105	105	105	105
	<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>213</b>	<b>408.5</b>	<b>732.6</b>	<b>1123.1</b>	<b>1347.1</b>	<b>1392.1</b>	<b>1440.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>	<b>1490.1</b>
<b>Укупна инсталлисана снага (MW) (A)</b>		<b>8467</b>	<b>8670</b>	<b>8906</b>	<b>9695</b>	<b>9919</b>	<b>9964</b>	<b>9825</b>	<b>9875</b>	<b>9875</b>	<b>9875</b>	<b>9875</b>
Неупотребљиви инсталлисани капацитет (MW) (B)		301	367	659	1010	1211	1251	1295	1340	1340	1340	1340
Резерва за системске услуге (MW) (C)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (D)		986	986	770	824	824	824	796	796	796	796	796
Привудни исподи (MW) (E)		427	427	439	464	464	464	448	448	448	448	448
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>2095</b>	<b>2161</b>	<b>2248</b>	<b>2677</b>	<b>2879</b>	<b>2919</b>	<b>2918</b>	<b>2963</b>	<b>2963</b>	<b>2963</b>	<b>2963</b>
<b>Поуздно расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>6372</b>	<b>6509</b>	<b>6658</b>	<b>7018</b>	<b>7040</b>	<b>7045</b>	<b>6907</b>	<b>6912</b>	<b>6912</b>	<b>6912</b>	<b>6912</b>
Вршно оперећење (MW) (H)		5082	5172	5261	5331	5395	5457	5518	5579	5639	5700	5760
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>1290</b>	<b>1337</b>	<b>1397</b>	<b>1687</b>	<b>1645</b>	<b>1588</b>	<b>1389</b>	<b>1333</b>	<b>1273</b>	<b>1212</b>	<b>1152</b>
Прекогранични преносни капацитет (MW)	Расположиви увозни капацитет	3832	4676	4676	4676	4676	4676	4676	5776	5776	5776	5776
	Расположиви извозни капацитет	3742	4342	4342	4342	4342	4342	4342	5312	5312	5312	5312
<b>Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)</b>		<b>846.71</b>	<b>867.005</b>	<b>890.56</b>	<b>969.492</b>	<b>991.892</b>	<b>996.392</b>	<b>982.542</b>	<b>987.542</b>	<b>987.542</b>	<b>987.542</b>	<b>987.542</b>

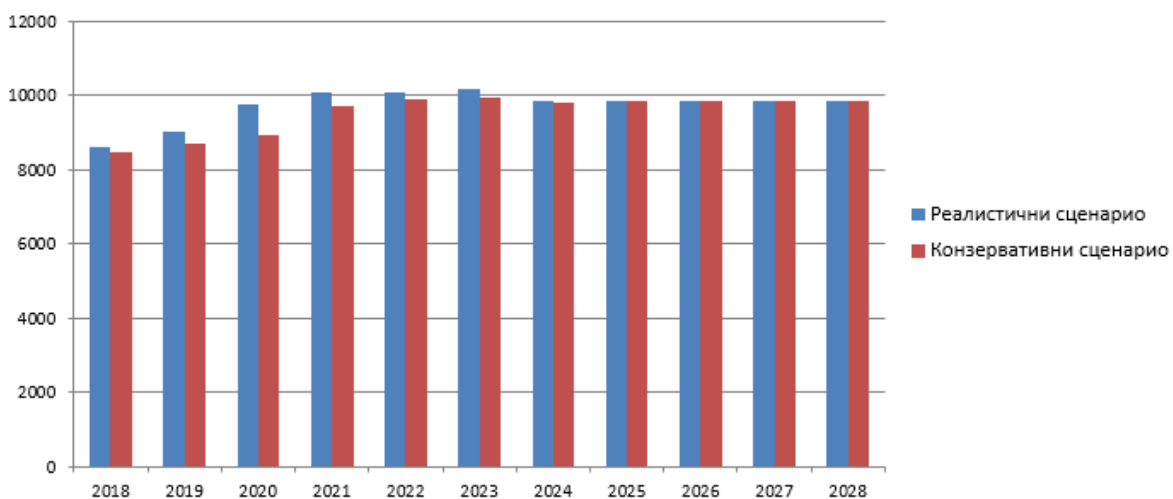


### Укупна инсталисана снага (MW) - зима

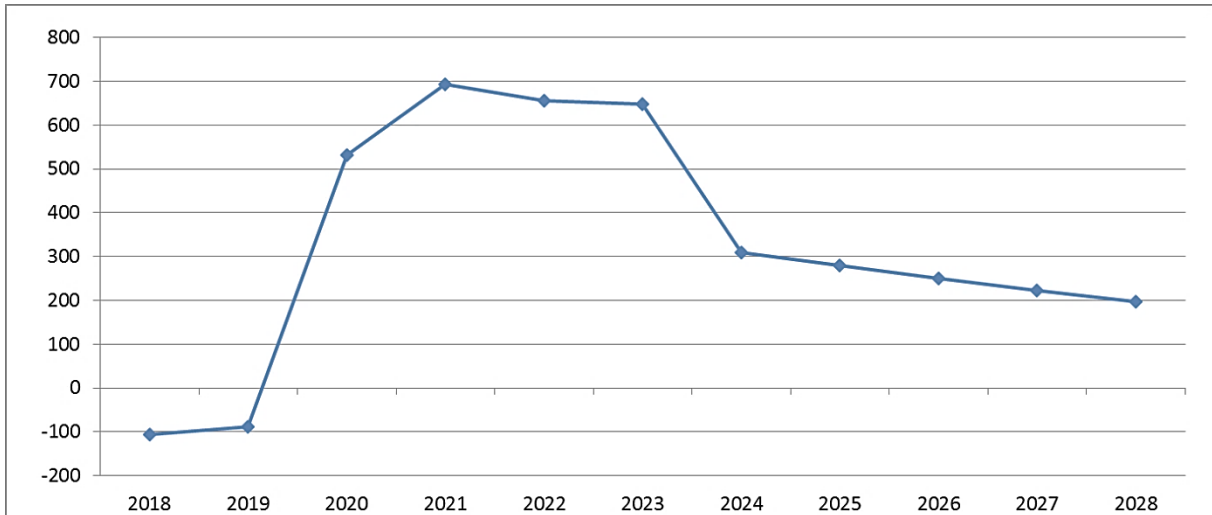


Сл.Д. 5.2: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија са АП КиМ

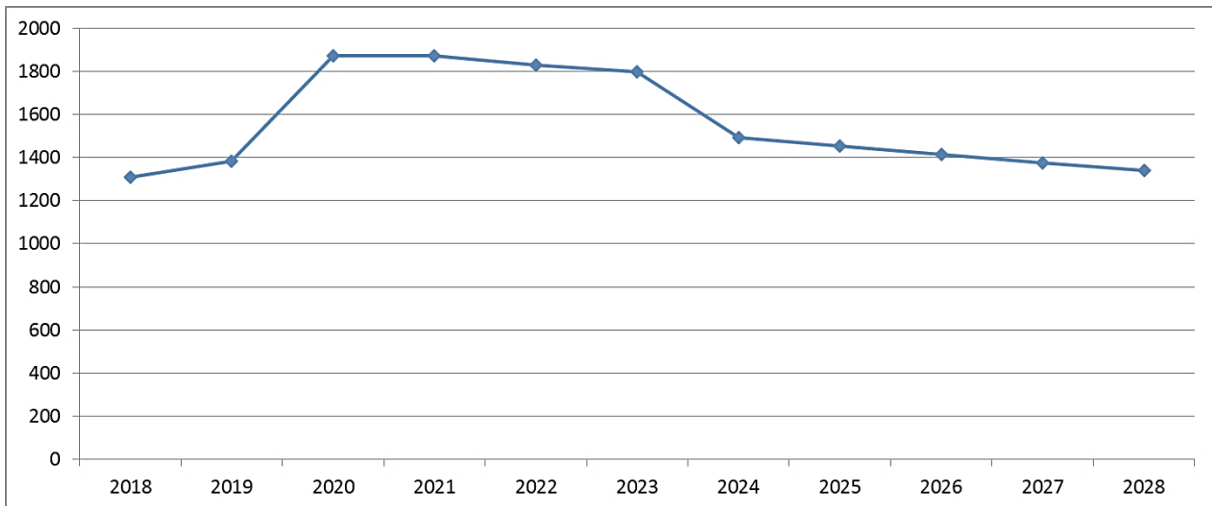
### Укупна инсталисана снага (MW) - лето



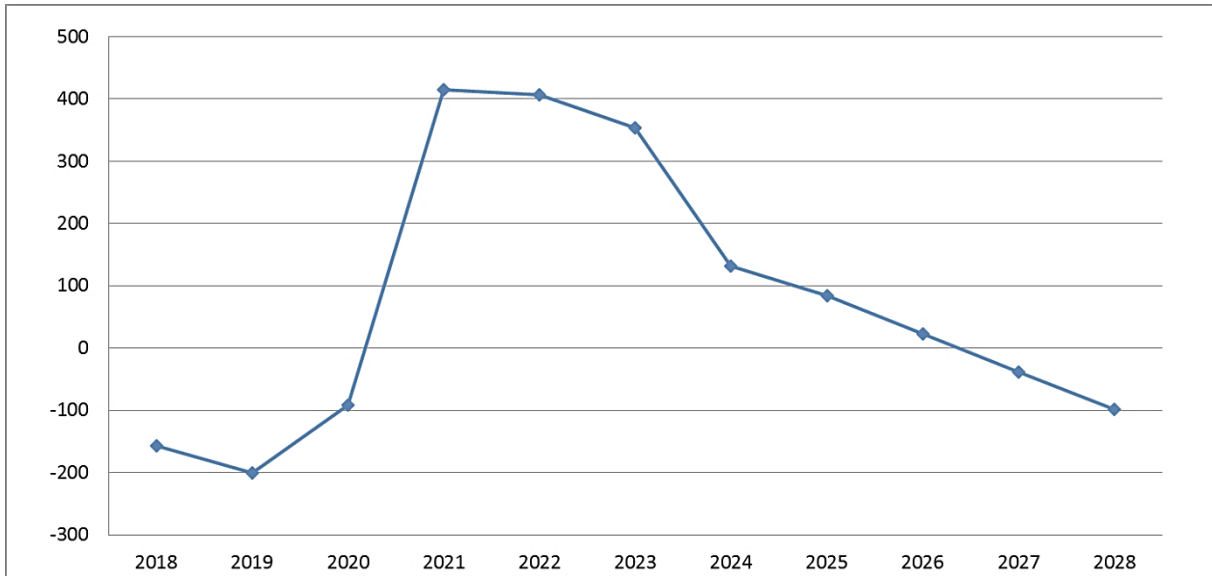
Сл.Д. 5.3: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија са АП КиМ



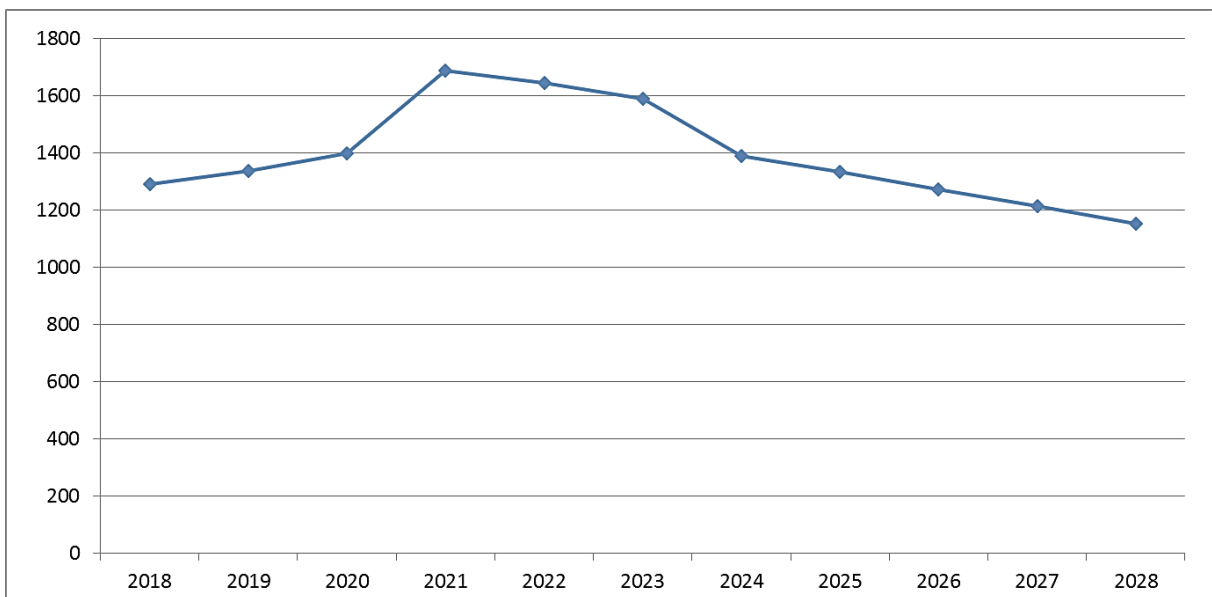
Сл.Д. 5.4: Преостали производни капацитет за зимски максимум (MW) – Србија са АП КиМ (реалистични сценарио)



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



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



Сл.Д. 5.7: Преостали производни капацитет за летњи максимум (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 (-62 MW), док се вредности након 2019. године крећу у опсегу од 280 MW до 670 MW.

Конзервативни сценарио за зимски вршни режим је критичнији, па је преостали производни капацитет негативан до 2019, као и 2028. године (табела Таб.Д. 5.7 и слика Сл.Д. 5.12). То је последица 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 920 MW до 1600 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: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета  
АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028. - реалистични сценарио

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	940	940	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	157.5	157.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0	0
	<b>Лигнит (MW)</b>	<b>3909.5</b>	<b>3909.5</b>	<b>4217.5</b>	<b>4217.5</b>	<b>4217.5</b>	<b>4217.5</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>
	ТЕ-ТО Нови Сад	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	<b>Гас (MW)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>
	ТЕ-ТО Винча	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	<b>Отпад (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
	<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>4009.5</b>	<b>4009.5</b>	<b>4434.4</b>	<b>4434.4</b>	<b>4434.4</b>	<b>4434.4</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потпех	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	<b>Проточне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>1998.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>
	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 Власиња	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
	<b>Акумулационе ХЕ (MW)</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Резервбилне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>2955.4</b>	<b>2962.9</b>	<b>2984.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	158.5	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	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елисио Али 2	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	117	117	117	117	117	117
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	104.5	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	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Бела Анга	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Никше Воде	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Башаид	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85	85
	<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>325</b>	<b>698.1</b>	<b>828.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1175.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>
<b>Укупна инсталлисана снага (MW) (A)</b>		<b>7290</b>	<b>7670</b>	<b>8247</b>	<b>8573</b>	<b>8573</b>	<b>8621</b>	<b>8408</b>	<b>8408</b>	<b>8408</b>	<b>8408</b>	<b>8408</b>
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)		238	512	607	826	826	861	898	898	898	898	897.9983
Резерва за системске услуге (MW) (C)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (D)		200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привудни испади (MW) (E)		399	396	431	347	347	326	326	326	326	326	326
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>1217</b>	<b>1488</b>	<b>1418</b>	<b>1553</b>	<b>1553</b>	<b>1588</b>	<b>1604</b>	<b>1604</b>	<b>1604</b>	<b>1604</b>	<b>1604</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>6073</b>	<b>6183</b>	<b>6829</b>	<b>7020</b>	<b>7020</b>	<b>7033</b>	<b>6805</b>	<b>6805</b>	<b>6805</b>	<b>6805</b>	<b>6805</b>
Вршно оптерећење (MW) (H)		6135	6221	6305	6345	6374	6399	6423	6446	6469	6490	6511
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>-62</b>	<b>-38</b>	<b>524</b>	<b>675</b>	<b>646</b>	<b>634</b>	<b>382</b>	<b>359</b>	<b>336</b>	<b>315</b>	<b>294</b>
<b>Прекогранични преносни капацитет (MW)</b>	Расположиви увозни капацитет	3744	4588	4588	4588	4588	4588	5688	5688	5688	5688	5688
	Расположиви извозни капацитет	4289	4889	4889	4889	4889	4889	5859	5859	5859	5859	5859
Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)		728.99	767.045	824.68	857.28	857.28	862.08	840.83	840.83	840.83	840.83	840.83

Таб.Д. 5.6: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета  
АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – реалистични сценарио

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1589.2	1589.2	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	940	940	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	157.5	157.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	105	105	105	0	0	0	0	0
	<b>Лигнит (MW)</b>	<b>3984.7</b>	<b>3984.7</b>	<b>4292.7</b>	<b>4292.7</b>	<b>4292.7</b>	<b>4292.7</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>
	ТЕ-ТО Нови Сад	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	<b>Гас (MW)</b>	<b>110</b>	<b>110</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>
	ТЕ-ТО Винча	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	<b>Отпад (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
	<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>4094.7</b>	<b>4094.7</b>	<b>4509.6</b>	<b>4509.6</b>	<b>4509.6</b>	<b>4509.6</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потпећ	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	<b>Проточне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>1998.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>
	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
	<b>Акумулационе ХЕ (MW)</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Резервбилне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>2955.4</b>	<b>2962.9</b>	<b>2984.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	158.5	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	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елисио Али 2	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	117	117	117	117	117	117
	ВЕ Алибунар 1	0	0	0	99	99	99	99	99	99	99	99
	ВЕ Алибунар 2	0	0	0	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Ковачица	104.5	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	75	75	75	75	75	75	75	75
	ВЕ Бела Анга	0	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8	118.8
	ВЕ Кривача	0	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3	103.3
	ВЕ Никше Воде	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Башаид	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85	85
	<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>325</b>	<b>698.1</b>	<b>828.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1175.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>
<b>Укупна инсталлисана снага (MW) (A)</b>		<b>7375</b>	<b>7756</b>	<b>8322</b>	<b>8648</b>	<b>8648</b>	<b>8696</b>	<b>8484</b>	<b>8484</b>	<b>8484</b>	<b>8484</b>	<b>8484</b>
Неупотребљиви инсталлисани капацитет (MW) (B)		402	628	744	1013	1013	1056	1101	1101	1101	1101	1101
Резерва за системске услуге (MW) (C)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (D)		814	814	676	676	676	676	637	637	637	637	637
Привудни испади (MW) (E)		329	329	379	379	379	379	357	357	357	357	357
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>1925</b>	<b>2151</b>	<b>2180</b>	<b>2449</b>	<b>2449</b>	<b>2492</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>5450</b>	<b>5605</b>	<b>6142</b>	<b>6199</b>	<b>6199</b>	<b>6204</b>	<b>6008</b>	<b>6008</b>	<b>6008</b>	<b>6008</b>	<b>6008</b>
Вршно оптерећење (MW) (H)		4407	4488	4568	4617	4658	4697	4735	4772	4809	4845	4881
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>1043</b>	<b>1117</b>	<b>1574</b>	<b>1582</b>	<b>1541</b>	<b>1507</b>	<b>1273</b>	<b>1236</b>	<b>1199</b>	<b>1163</b>	<b>1127</b>
<b>Прекогранични преносни капацитет (MW)</b>	Расположиви увозни капацитет	3832	4676	4676	4676	4676	4676	5776	5776	5776	5776	5776
	Расположиви извозни капацитет	3742	4342	4342	4342	4342	4342	5312	5312	5312	5312	5312
Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)		737.51	775.565	832.2	864.8	864.8	869.6	848.35	848.35	848.35	848.35	848.35

Таб.Д. 5.7: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета  
АП КиМ за зимски максимум за период 2018. – 2028. – конзервативни сценарио

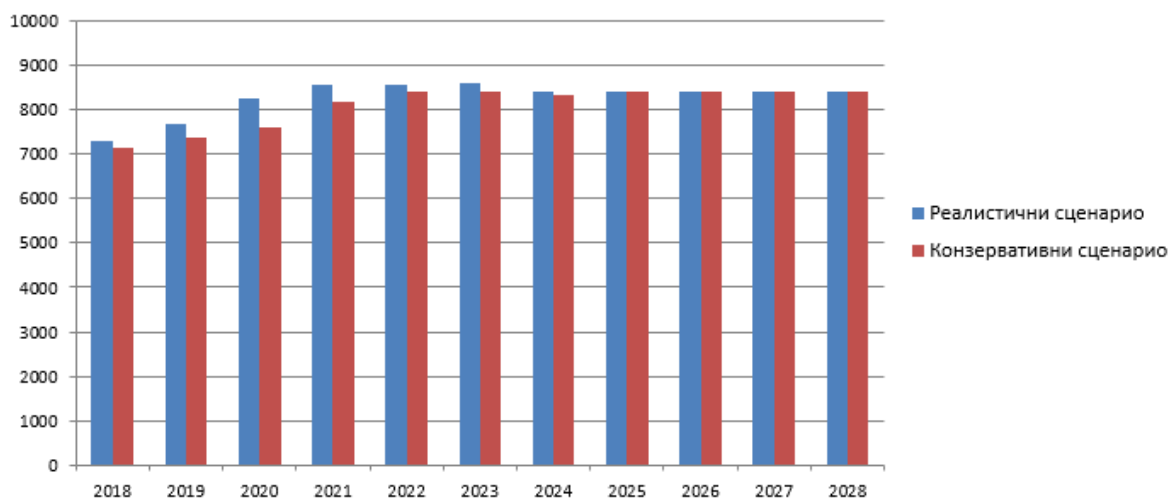
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551	1551
	ТЕНТ Б	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220	1220
	Костолац Б - Дрмно	632	632	632	940	940	940	940	940	940	940	940
	Костолац А	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244
	Колубара	157.5	157.5	157.5	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Линит (MW)</b>	<b>3909.5</b>	<b>3909.5</b>	<b>3909.5</b>	<b>4054.5</b>	<b>4054.5</b>	<b>4054.5</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>	<b>3955</b>
	ТЕ-ТО Нови Сад	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Панчево	0	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	<b>Гас (MW)</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>0</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>
	ТЕ-ТО Вича	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
	<b>Отпад (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
	<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>4009.5</b>	<b>4009.5</b>	<b>3909.5</b>	<b>4271.4</b>	<b>4271.4</b>	<b>4271.4</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>	<b>4171.9</b>
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потпећ	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	<b>Проточне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>1998.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>
	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
	<b>Акумулационе ХЕ (MW)</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
	<b>Резервбилне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>2955.4</b>	<b>2962.9</b>	<b>2984.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Пландиште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елјсио Али 2	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	69	117	117	117	117	117
	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	75	75	75	75	75	75	75	75
	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 Никоље Воде	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Башаид	0	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85
<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>178.5</b>	<b>374</b>	<b>698.1</b>	<b>903.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1175.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	
<b>Укупна инсталлисана снага (MW) (A)</b>		<b>7143</b>	<b>7346</b>	<b>7592</b>	<b>8186</b>	<b>8410</b>	<b>8410</b>	<b>8358</b>	<b>8408</b>	<b>8408</b>	<b>8408</b>	<b>8408</b>
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)		131	274	512	662	826	826	861	898	898	898	897.9983
Резерва за системске услуге (MW) (C)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (D)		200	200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Привудни испали (MW) (E)		399	396	391	334	334	334	326	326	326	326	326
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>1110</b>	<b>1250</b>	<b>1283</b>	<b>1376</b>	<b>1540</b>	<b>1540</b>	<b>1567</b>	<b>1604</b>	<b>1604</b>	<b>1604</b>	<b>1604</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>6034</b>	<b>6096</b>	<b>6309</b>	<b>6810</b>	<b>6870</b>	<b>6870</b>	<b>6791</b>	<b>6805</b>	<b>6805</b>	<b>6805</b>	<b>6805</b>
Вршно отпређење (MW) (H)		6049	6252	6354	6424	6484	6543	6600	6658	6714	6771	6827
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>-15</b>	<b>-156</b>	<b>-45</b>	<b>386</b>	<b>386</b>	<b>327</b>	<b>191</b>	<b>147</b>	<b>91</b>	<b>34</b>	<b>-22</b>
<b>Прекогранични преносни капацитет (MW)</b>	Расположиви увозни капацитет	3744	4588	4588	4588	4588	4588	4588	5688	5688	5688	5688
	Расположиви извозни капацитет	4289	4889	4889	4889	4889	4889	4889	5859	5859	5859	5859
Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)		714.34	734.635	759.19	818.58	840.98	840.98	835.83	840.83	840.83	840.83	840.83

Таб.Д. 5.8: Адекватност производње Републике Србије без производних капацитета  
АП КиМ за летњи максимум за период 2018. – 2028. – конзервативни сценарио

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Термоелектране	ТЕНТ А	1589.2	1589.2	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	940	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	99.5	99.5	99.5	0	0	0	0	0
	Морава	105	105	105	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Лигит (MW)</b>	<b>3984.7</b>	<b>3984.7</b>	<b>3984.7</b>	<b>4129.7</b>	<b>4129.7</b>	<b>4129.7</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>	<b>4030.2</b>
	ТЕ-ТО Нови Сад	110	110	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	ТЕ-ТО Паицево	0	0	0	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9	186.9
	<b>Гас (MW)</b>	<b>110</b>	<b>110</b>	<b>0</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>	<b>186.9</b>
	ТЕ-ТО Винча	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30
	<b>Отпад (MW)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>30</b>
	<b>Укупно ТЕ (MW)</b>	<b>4094.7</b>	<b>4094.7</b>	<b>3984.7</b>	<b>4346.6</b>	<b>4346.6</b>	<b>4346.6</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>	<b>4247.1</b>
Хидроелектране	ХЕ Ђердап 1	1112	1112	1126	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140	1140
	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	110.9	118.35	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8	125.8
	ХЕ Потпећ	54	54	54	67	67	67	67	67	67	67	67
	<b>Проточне ХЕ (MW)</b>	<b>1969.3</b>	<b>1976.75</b>	<b>1998.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>	<b>2025.2</b>
	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 Биштрица	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
	<b>Акумулационе ХЕ (MW)</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>	<b>372.1</b>
	РХЕ Б. Башта	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614	614
<b>Резервбилне ХЕ (MW)</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	<b>614</b>	
<b>Укупно ХЕ (MW)</b>	<b>2955.4</b>	<b>2962.9</b>	<b>2984.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	<b>3011.3</b>	
Ветроелектране	ВЕ Чибук	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5	158.5
	ВЕ Планиште	0	0	102	102	102	102	102	102	102	102	102
	ВЕ Алибунар	0	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	ВЕ Елисно Али 2	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50
	ВЕ Банат	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
	ВЕ Кошава	20	69	69	69	69	69	117	117	117	117	117
	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	75	75	75	75	75	75	75	75
	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 Никше Воде	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45
	ВЕ Башаид	0	0	0	85	85	85	85	85	85	85	85
	<b>Укупно ВЕ (MW)</b>	<b>178.5</b>	<b>374</b>	<b>698.1</b>	<b>903.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1127.1</b>	<b>1175.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>	<b>1225.1</b>
<b>Укупна инсталисана снага (MW) (A)</b>		<b>7229</b>	<b>7432</b>	<b>7667</b>	<b>8261</b>	<b>8485</b>	<b>8485</b>	<b>8434</b>	<b>8484</b>	<b>8484</b>	<b>8484</b>	<b>8484</b>
Неупотребљиви инсталисани капацитет (MW) (B)		270	336	628	812	1013	1013	1056	1101	1101	1101	1101
Резерва за системске услуге (MW) (C)		380	380	380	380	380	380	380	380	380	380	380
Ремонти (MW) (D)		814	814	598	652	652	652	637	637	637	637	637
Принудни испади (MW) (E)		329	329	341	365	365	365	357	357	357	357	357
<b>Укупна нерасположива снага (MW) (F=B+C+D+E)</b>		<b>1794</b>	<b>1860</b>	<b>1946</b>	<b>2209</b>	<b>2411</b>	<b>2411</b>	<b>2430</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>	<b>2475</b>
<b>Поуздано расположива снага (MW) (G=A-F)</b>		<b>5435</b>	<b>5572</b>	<b>5721</b>	<b>6052</b>	<b>6074</b>	<b>6074</b>	<b>6003</b>	<b>6008</b>	<b>6008</b>	<b>6008</b>	<b>6008</b>
Вршно отпремење (MW) (H)		4414	4504	4595	4662	4723	4783	4843	4902	4962	5021	5081
<b>Преостали производни капацитет (MW) (G-H)</b>		<b>1021</b>	<b>1068</b>	<b>1126</b>	<b>1390</b>	<b>1351</b>	<b>1291</b>	<b>1160</b>	<b>1046</b>	<b>987</b>	<b>927</b>	<b>927</b>
<b>Прекогранични преносни капацитет (MW)</b>	Расположиви увозни капацитет	3832	4676	4676	4676	4676	4676	4676	5776	5776	5776	5776
	Расположиви извозни капацитет	3742	4342	4342	4342	4342	4342	4342	5312	5312	5312	5312
Минимална вредност преносног капацитета (Барселона критеријум) (MW)		722.86	743.155	766.71	826.1	848.5	848.5	843.35	848.35	848.35	848.35	848.35



### Укупна инсталисана снага (MW) - зима

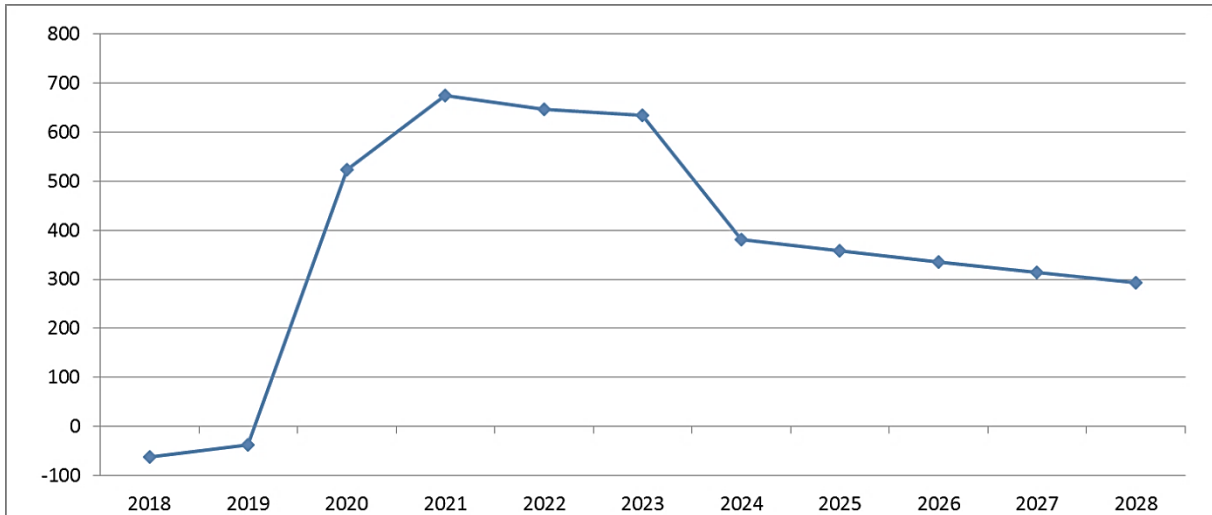


Сл.Д. 5.8: Укупна инсталисана снага за зимски период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ

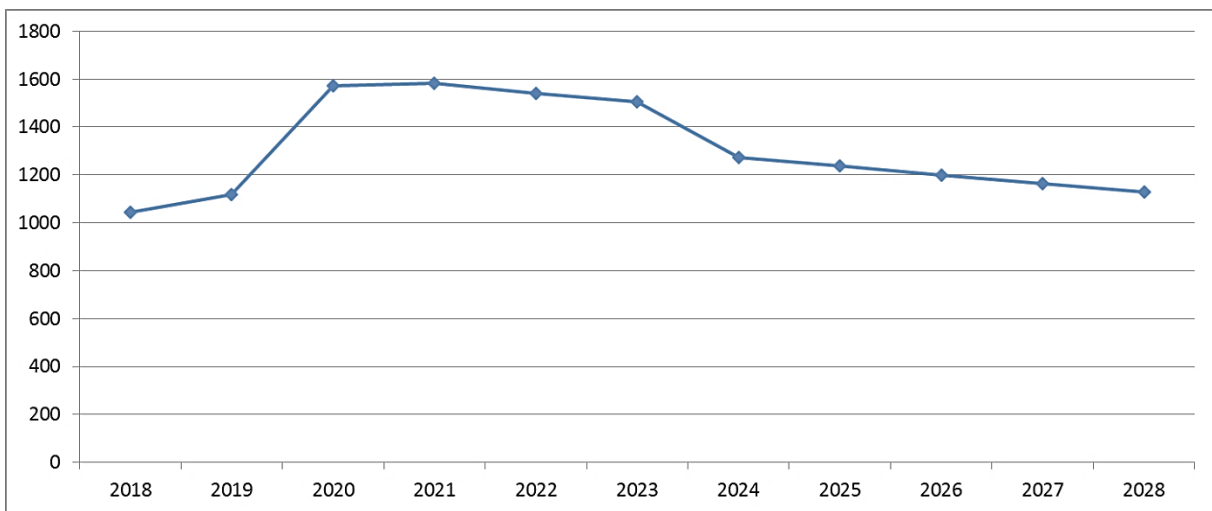
### Укупна инсталисана снага (MW) - лето



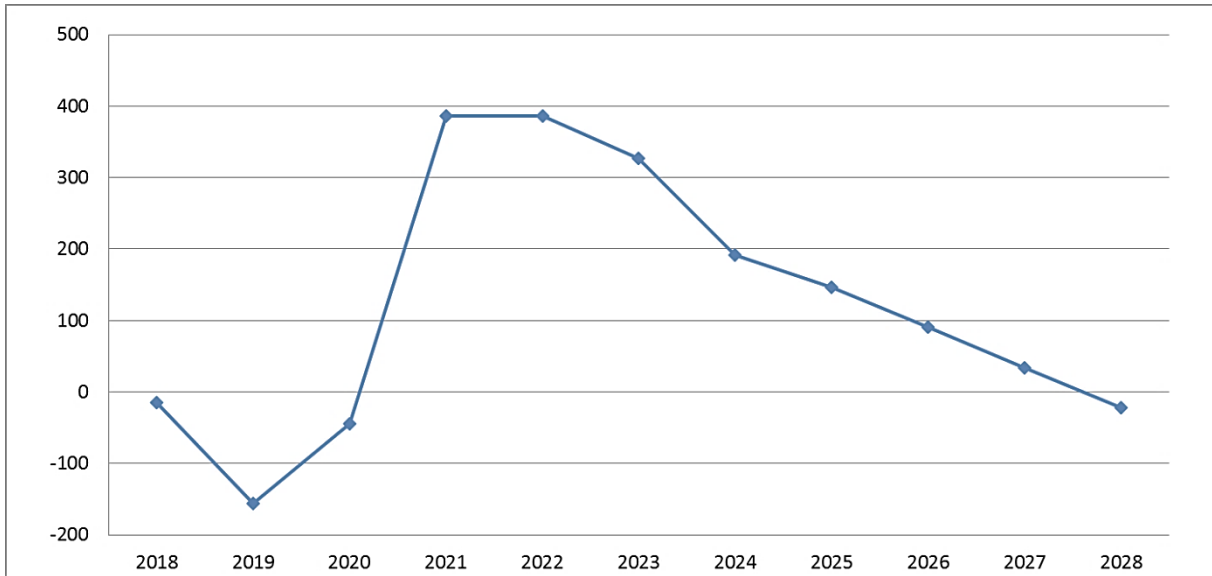
Сл.Д. 5.9: Укупна инсталисана снага за летњи период по сценаријима – Србија без производних капацитета АП КиМ



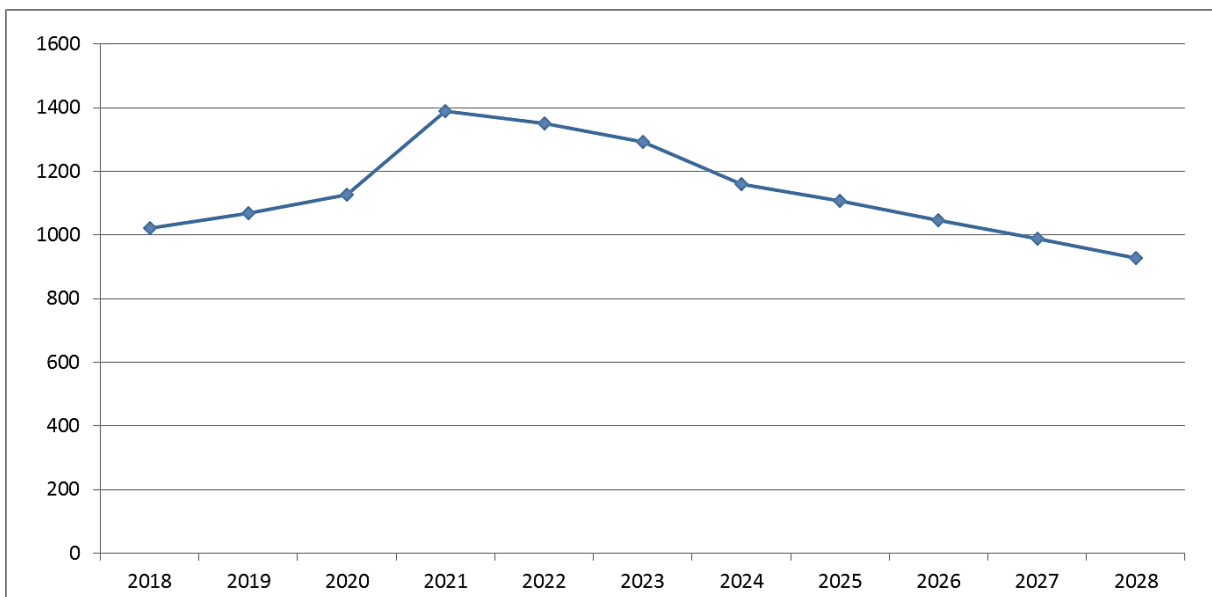
Сл.Д. 5.10: Преостали производни капацитет за зимски максимум (MW) – Србија без производних капацитета АП КиМ (реалистични сценарио)



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



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



Сл.Д. 5.13: Преостали производни капацитет за летњи максимум (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: неизvestан 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 (2023. година), односно десет година (2028. 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)

С обзиром да је најкритичнији режим летњег минимума потрошње са становишта напона (напони у појединим трансформаторским станицама су виши од дозвољених вредности), у табели Таб.Д. 6.1 су приказане вредности напона у најбитнијим трансформаторским станицама за године 2016, 2023. и 2028. На моделу који се односи на тренутно стање, при прорачуну токова снага, напонске прилике су веродостојни приказ напонских прилика добијених мерењем за летњи минимум потрошње 2016. године, применом SCADA система у карактеристичним тачкама мреже.

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

Трансформаторска станица	V <sub>ном</sub> [kV]	Летњи минимум		
		2016.	2023.	2028.
Ниш 2	400	424	422	421
Лесковац 2	400	424	424	422
Врање 4	400	427	429	426
Нови Сад 3	400	418	416	418
Суботица 3	400	419	417	419
РП Младост	400	416	414	417
Обреновац	400	416	414	416
	220	235	236	236
Сремска Митровица 2	400	419	418	420
	220	240	241	242
РП Ђердап 1	400	418	419	419

Трансформаторска станица	V <sub>ном</sub> [kV]	Летњи минимум		
		2016.	2023.	2028.
РП Дрмно	400	417	414	415
Панчево 2	400	412	413	414
	220	*	236	236
Крагујевац 2	400	419	417	417
Бајина Башта	400	/	/	422
	220	234	233	232

**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. Посебно су критичне ТС Врање 4, ТС Лесковац 2, ТС Ниш 2 и ТС Сремска Митровица 2. Као нове потенцијално угрожене тачке могу се навести и ТС Нови Сад 3, ТС Суботица 3, РП Ђердап 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 одабирани 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 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

<b>Летњи минимум за тренутно стање</b>		
<b>Трансформаторска станица 400/x kV</b>	<b>Вредност напона [ p.j. ]</b>	<b>Вредност напона [ kV ]</b>
ТС Врање 4	1.0792	431.69
ТС Сремска Митровица 2	1.0710	428.38
ТС Сомбор 3	1.0703	428.11
ТС Лесковац 2	1.0694	427.75
ТС Суботица 3	1.0667	426.68
ТС Ниш 2	1.0622	424.87
ТС Нови Сад 3	1.0594	423.75
ТС Јагодина 4	1.0583	423.3
ТС Крагујевац 2	1.0563	422.53
ТЕНТ Б	1.0563	422.51
РП Младост	1.0562	422.49
ТС Обреновац	1.0551	422.02
ТЕНТ А	1.0550	422.01
<b>Трансформаторска станица 220/x kV</b>	<b>Вредност напона [ p.j. ]</b>	<b>Вредност напона [ kV ]</b>
ТС Сремска Митровица 2	1.1095	244.09
ТС Ниш 2	1.1095	244.08
ТС Нови Сад 3	1.1029	242.64
<b>Трансформаторска станица 110/x kV</b>	<b>Вредност напона [ p.j. ]</b>	<b>Вредност напона [ kV ]</b>
ТС Србобран	1.1169	122.86
ТС Врбас 2	1.1118	122.3
ТС Панчево 1	1.1091	122
ТС Панчево 2	1.1143	122.57
ТС Панчево 3	1.1133	122.46

ТС Панчево 4	1.1135	122.48
ТС Београд 7	1.1099	122.09
ТС Ковин	1.1092	122.01
ТС Шабац 1	1.1034	121.37
ТС Шабац 2	1.1023	121.25
ТС Шабац 3	1.1042	121.46
ТС Шабац 4	1.1034	121.37
ТС Шабац 5	1.1025	121.27
ТС Сремска Митровица 1	1.1071	121.78
ТС Сремска Митровица 2	1.1089	121.98
ТС Сремска Митровица 3	1.1084	121.92
ТС Сирмијум Стил	1.1085	121.94
ЕВП Мартинци	1.1078	121.86
ТС Мачванска Митровица	1.1073	121.8
ТС Нови Сад 2	1.1007	121.08
ТС Нови Сад 3	1.1021	121.23
ТС Нови Сад 4	1.1005	121.06
ТС Нови Сад 5	1.1011	121.12
ТС Нови Сад 9	1.1014	121.15

#### Д.6.1.2 ПРОРАЧУНИ ЗА 2023. ГОДИНУ

У Таб.Д. 6.3 приказана су процентуална оптерећења далековода која се могу сматрати високим, односно, која превазилазе граничну вредност од 90% у нормалном погону за све анализиране режиме за 2023. годину.

Таб.Д. 6.3: Високо оптерећени далеководи у 2023. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [ % ]
<b>Летњи максимум 2023.</b>	
ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	106,9
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље	102,4



ДВ 110 kV РП Панчево 1 – ТС Панчево 4	98,1
<b>Летњи минимум 2022.</b>	
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава Западно поље	109,2
ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	95,2

Са тачке гледишта напонских прилика у мрежи, приликом анализа режима зимског и летњег максимума нису примећене вредности напона које се налазе ван дозвољених граница.

### Д.6.1.3 ПРОРАЧУНИ ЗА 2028. ГОДИНУ

У Таб.Д. 6.4 дата су процентуална оптерећења далековода која у нормалном погону превазилазе граничну вредност од 90 %, при свим анализираним режимима за 2028. годину.

Таб.Д. 6.4: Високо оптерећени далеководи у 2028. г.

Високо оптерећени далеководи	Опт [ % ]
<b>Летњи максимум 2028.</b>	
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 – РП Панчево 1	107,2
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 33 – ТС Београд 3	95,5
ДВ 110 kV ТС Панчево 1 – Панчево 4	94,6
<b>Летњи минимум 2028.</b>	
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33 – РП Панчево 1	90,1

Као што се поређењем одговарајућих резултата може приметити, у 2028. години се високе вредности оптерећења јављају на мањем броју далековода у нормалном погону у односу на идентичне режиме 2023. 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 2028. године оптерећење овог далековода је ниже у односу на одговарајуће режиме 2023. године због увођења ДВ 110 kV бр. 120/2 ТЕ Лазаревац – ЕВП Словац.

Што се тиче напонских прилика у мрежи 110 kV, ни у једном од датих режима за 2028. 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 (2023. година), односно десет година (2028. 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. Протеклих година, односно у претходним анализама сигурности за тренутно стање, као угрожени регион се издваја област Јужног Баната (тзв. јужнобанатска петља), која обухвата ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Качарево и ТС Дебељача, као и 110 kV сабирнице у ТС Панчево 2 и далеководу 110 kV који ове трансформаторске станице повезују. Добијало се, приликом прорачуна у режиму зимског максимума, у случају испада ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Панчево 2 – ТС Качарево, да модел не конвергира, односно, долази до напонског слома, те се овај испад сматрао критичним. Као развојна мера за решавање овог проблема, који би у наредном периоду могао постати израженији након уласка у погон ветроелектрана планираних у овом подручју, предлагала се изградња [далековода 110 kV између ТС Бела Црква и ТС Велико Градиште](#), чиме би се трансформаторским станицама у овој петљи обезбедио алтернативни правац напајања на високонапонском нивоу. Такође, до ових преоптерећења долазило је и због ниске вредности преносног капацитета далековода обухваћених петљом, пре свих, далековода 110 kV бр. 151/2 и бр. 151/3, који повезују ТС Панчево 2 и ТС Алибунар, односно, ТС Алибунар и ТС Вршац 1. Као још једна од мера за побољшање прилика у овом региону стога је планирана [реконструкција ових далековода](#), при чему би дошло до повећања њиховог попречног пресека, а тиме и преносног капацитета. Тренутно се регион Јужног Баната напаја из правца ТС Панчево 2, преко 400 kV далековода бр. 463А изграђеног за правац ТС Панчево 2 - Решица, који тренутно ради на 110 kV напонском нивоу, тако да се у области

Јужног Баната сада не јављају преоптерећења која су виђена као критична у анализама сигурности претходних година. Битно је напоменути да ово није трајно решење.

Поред далековода у области Јужног Баната, за већи број различитих испада у систему, долази до преоптерећења далековода 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 – ТС Валач, што може потенцијално угрозити напајање читаве области Рашке електричном енергијом. Међутим, у наредном периоду се очекује изградња [двосистемског далековода ТС Краљево 3 – ТС Нови Пазар 1](#), као и улазак у погон [ТС 220/110 kV Бистрица](#) са припадајућим расплетом водова, чиме ће овај проблем бити отклоњен, а сигурност напајања побољшана.

У Таб.Д. 6.5 и Таб.Д. 6.6 дати су резултати анализе сигурности  $N-1$  за режиме зимског максимума и летњег максимума за тренутно стање система.

Таб.Д. 6.5: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума за тренутно стање мреже

Зимски максимум за тренутно стање			
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 1165 РП Ђердап 2 - ТС Неготин	ДВ 110 kV бр. 1168 РП Ђердап 2 - ТС Прахово	127,2	Редукција производње у ХЕ Ђердап 2 до нивоа од 200 MW.
ДВ 110 kV бр. 1165 РП Ђердап 2 - ТС Неготин	ДВ 110 kV бр. 165 ТС Неготин - ТС Прахово	118,9	Редукција производње у ХЕ Ђердап 2 до нивоа од 200 MW.
ДВ 110 kV бр. 1178А(Б) ТС Београд 5 - ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б(А) ТС Београд 5 - ТС Београд 9	126,3	Укључење ДВ 110 kV бр. 104/11 у ТС Београд 9 на 1СС.
ДВ 110 kV бр. 1152 ХЕ Увац - ТС Сјеница	ДВ 110 kV 155/2 ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	120,5	Промена положаја отцера на трансформато-рима у ТС Краљево 3.
ДВ 110 kV бр. 161 ТС Краљево 3 - ТС Рашка	ДВ 110 kV 155/2 ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	119,5	Промена положаја отцера на трансформато-рима у ТС Краљево 3.
ДВ 110 kV бр. 136А(Б)/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 11(13)	ДВ 110 kV бр. 136Б(А)/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 13(11)	112,5	Укључити СП 110 kV у ТС Београд 17
ДВ 110 kV бр. 1137 ТС Пожега - ТС Гуча	ДВ 110 kV 115/2 ТС Чачак 1 - ТС Чачак 3	109,4	Напонске редукције у ТС Чачак 1, ТС Чачак 2 и ТС Гуча. Замена пратеће опреме (СМТ и ВФ) на ДВ бр. 115/2.

**Зимски максимум за тренутно стање**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>
ДВ 110 kV бр. 195/2 ТС С. Митровица 2 – ТС Беочинска Фабрика Цементa	ДВ 110 kV бр. 124/3 ТС Рума 2 - ТС С. Митровица 1	107,8	Укључити СП 110 kV у ТС Н. Сад 1
ДВ 220 kV бр. 276А ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136А/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 11	107,4	Укључење СП 110 kV у ТС Београд 17
ДВ 220 kV бр. 276А ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136Б/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 13	103,4	Укључење СП 110 kV у ТС Београд 17
ДВ 110 kV бр. 189 ТС Нови Пазар 1 - ТС Сјеница	ДВ 110 kV бр. 155/2 ТС Нови Пазар 2 - ТС Валач	104,2	Положај отцера на трансформаторима у ТС Краљево 3.
ДВ 110 kV бр. 1166 РП Ђердап 2 - ТС Велики Кривељ	ДВ 110 kV бр. 147/2 ТС Бор 2 - ТС Неготин	103,8	Редукција производње у ХЕ Ђердап 2
ДВ 110 kV бр. 142/4(183) ТС Зрењанин 2 - ТС Зрењанин 1	ДВ 110 kV бр. 183(142/4) ТС Зрењанин 2 - ТС Зрењанин 1	103,8	Положај отцера на трансформаторима у ТС Зрењанин 2.
ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	113,9	Искључење СП у ТС Ваљево 1.

**Зимски максимум за тренутно стање**

<b>Испад елемента</b>	<b>Преоптерећени елемент</b>	<b>Оптерећење [%]</b>	<b>Мера за растерећење</b>
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 1 - ТС Ваљево 3	113,4	Искључење СП у ТС Ваљево 1.
ТР1 220/115 kV у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	140,4	Укључити СП 110 kV у ТС Ваљево 3.
ТР2 220/115 kV у ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	137,2	Укључити СП 110 kV у ТС Ваљево 3.
ТР1(2) 400/115 kV у ТС Панчево 2	ТР2(1) 400/115 kV у ТС Панчево 2	121	Промена положаја отцела на преопт. ТР у ТС Панчево 2
ТР1(2) 220/115 kV у ТС Ваљево 3	ТР2(1) 220/115 kV у ТС Ваљево 3	116,5	Укључење СП 110 kV у ТС Ваљево 3 и искључење СП 110 kV у ТС Ваљево 1
ТР1 220/115 kV у ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136Б/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 13	122,6	Укључење СП 110 kV у ТС Београд 17
ТР1 220/115 kV у ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136А/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 11	121,5	Укључење СП 110 kV у ТС Београд 17
ТР1(2) 220/115 kV у ТС С. Митровица 2	ТР2(1) 220/115 kV у ТС С. Митровица 2	108,7	Промена положаја отцела на проптерећеном ТР.
ТР2(3) 400/115 kV у ТС Н. Сад 3	ТР3(2) 400/115 kV у ТС Н. Сад 3	104,6	Укључење СП 110 kV у ТС Н. Сад 1

Зимски максимум за тренутно стање			
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ТР3(4) 220/115 kV у ТС Пожега	ТР4(3) 220/115 kV у ТС Пожега	103,5	Промена положаја отцела на преопт. ТР у ТС Пожега

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

Летњи максимум за тренутно стање			
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 1144Б ТЕ Костолац А - ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101А/2 ТС Смедерево 2 - ТС Смедерево 1	121	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	120	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	108	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	117	Укључење СП 110kV у ТС Ваљево 3

Летњи максимум за тренутно стање

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење
ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 - ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 - ТС Београд 9	120	Укључење прекидача између чвора Београд 9 и ТС Београд 9
ДВ 110 kV бр. 1178А ТС Београд 5 - ТС Београд 9	ДВ 110 kV бр. 1178Б ТС Београд 5 - ТС Београд 9	120	Укључење прекидача између чвора Београд 9 и ТС Београд 9
ДВ 110 kV бр. 1108 ТС Нови Сад 3 - ТС Футог	ДВ 110 kV бр. 159/1 ТС Србобран - ТС Бачка Паланка 1	114	Дистрибутивно растерећење ТС Бачка Паланка 1, ТС Бачка Паланка 2, ТС Футог и ТС Челарево
ДВ 110 kV бр. 276А ТС Београд 8 - ТС Београд 17	ДВ 110 kV бр. 136Б/1 ТС Београд 3 - ТС Београд 13	108	Укључење СП 110kV у ТС Београд 17
ДВ 110 kV бр. 120/4 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	ДВ 110 kV бр. 107/3 ТС Ваљево 3 - ТС Ваљево 1	101	Промена преносног односа трансформатора у ТС Ваљево 3 и ТС Пожега



## Д.6.2.2 АНАЛИЗЕ ЗА 2023. ГОДИНУ

У оквиру анализа спроведених за 2023. годину, уочено је неколико критичних подручја у преносном систему ЕМС АД. Пре свега, могу се издвојити регион Панчева и копови у близини села Јабучје. 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 далековада, при чему се, пре свих, мисли на далековод 110 kV ТС Панчево 4 – РП Панчево 1, који је, на једном делу своје трасе, попречног пресека 150/25 mm<sup>2</sup>. Као мера за растерећење далековада 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 далековада 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 2023. 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 далековада предлаже оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б, ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево 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 далековада 220 kV са ТС ХИП и два далековада 220 kV са ТС Рафинерија НИС, уз по један далековод 220 kV према ТС Панчево 2 и ТС Београд 8.

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 далековада 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Јабучје](#), по принципу „улаз-излаз”.

При N-1 анализи су уочени и проблеми у мрежи у региону северно од града Зрењанина. Та преоптерећења су узрокована прикључењем ВЕ Башаид на преносну мрежу. У овом Плану развоја дат је индикативан начин прикључења ВЕ Башаид (на ДВ бр. 1143/2 ТС Кикинда 2 – ТС Нова Црња), док ће коначан начин прикључења ВЕ Башаид, заједно са евентуалним преоптерећењима на мрежи 110 kV узрокованим прикључењем ове ВЕ, бити предмет анализе Студије прикључења ВЕ Башаид.

Још један проблем који завређује детаљнију анализу јесте забележено преоптерећење далековада 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20 у износу од 111,5%, а у случају испада далековада 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 далековада 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 далековада 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 БЗ, 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 БЗ. Развојна мера која се предлаже је [реконструкција ДВ 213/2](#) са садашњег пресека од 360 mm<sup>2</sup> на еквивалент 490 mm<sup>2</sup>. 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 2028. 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.

У табелама Таб.Д. 6.7, Таб.Д. 6.8 и Таб.Д. 6.9 дати су резултати анализе сигурности *N-1* за режиме зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума за 2023. годину.

Таб.Д. 6.7: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2023. г.

Зимски максимум 2023. 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. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	128.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	116.3	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 3.П. (улаз-излаз)
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Ваљево 3	ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Ваљево 3	115.5	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 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	114.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 220/110/10 kV Т2 у ТС Шабац 3	ТР 220/110/10 kV Т1 у ТС Шабац 3	113.1	Промена преносног односа трансформатора	

Зимски максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
			T1 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	109.6	Промена преносног односа трансформатора Т2 220/110 kV у ТС Шабац 3	
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2 – ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3 – ТС Београд 33	107.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	106.5	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. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	104.0	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. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	102.2	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 ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Зимски максимум 2023. 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	101.0	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС УБ	100.3		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)

Таб.Д. 6.8: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2023. г.

Летњи максимум 2023. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	106.9	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 З.П.	102.4		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)

Летњи максимум 2023. 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 ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	147.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење производње ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС Ваљево 3 – ТС У6 2	140.4		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава З.П. (улаз-излаз)
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8 – ТС Обреновац	ДВ 220 kV бр. 213/2 ТС Београд 3 – ТС Обреновац	137.9	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 213/2 са садашњег пресека од 360 mm <sup>2</sup> на еквивалент 490 mm <sup>2</sup>
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	134.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење производње ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава З.П.	ДВ 110 kV ТС У6 2 - ТС Тамнава З.П.	130.8		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. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	126.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење производње ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	123.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење производње ТЕТО Панчево	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	123.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење производње ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	121.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	120.6		
ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС Велико Градиште	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТС Петровац – ТС Нересница	117.9	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	114.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење	Развој 220 kV мреже у околини ТЕТО Панчево

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV РП Дрмно-ТC Смедерево 3	ДВ 110 kV ТC Панчево 1-ТC Панчево 4	113.1	производње ТЕТО Панчево Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV РП Дрмно – ТC Смедерево 3	ДВ 400 kV бр. 451/2 ТC Панчево 2 – ТC Београд 20	111.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Пројекат BeoGrid 2030
ДВ 220 kV ТC ХИП-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV ТC Панчево 1-ТC Панчево 4	111.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/1 ТC Београд 8-ТC Београд 20	ДВ 110 kV ТC Панчево 1-ТC Панчево 4	111.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење производње ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV ВЕ Ковачица – ТC Зрењанин 2	ДВ 220 kV ТЕТО Панчево – ТC ХИП	110.8	Смањење производње ТЕТО Панчево или ВЕ на потезу од ТC Панчево 2 до ТC Зрењанин 2	Развој 220 kV мреже у околини ТЕТО Панчево
ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТC Велико Градиште-ТC Рудник 3	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТC Петровац-ТC Нересница	110.3	Искључење спојног поља 110 kV у ТC Петровац	



Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8-ТС ХИП	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	110.0	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	109.9	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. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	109.1	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 ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	108.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Кикинда 2-ПРП Башаид	ДВ 110 kV бр. 142/3 ТС Нови Бечеј-ТС Зрењанин 2	107.9	Прикључак ВЕ Башаид је индикативан те се израдом Студија очекује детаљна N-1 анализа	
ДВ 110 kV ТС Београд 5-ТС Крњешевци	ДВ 110 kV бр. 104А/4 ТС Београд 9-ТС Нова Пазова	106.8		Пројекат BeoGrid 2030
ДВ 400 kV бр. 449/2 РП Младост-ТЕ ТЕНТ Б1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	106.5	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	106.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Ада-ТС Кикинда 2	ДВ 110 kV бр. 142/2 ТС Бечеј-ТС Нови Бечеј	106.1	Прикључак ВЕ Башаид је индикативан те се израдом Студија очекује детаљна N-1 анализа	
ДВ 110 kV бр. 1103/2 ТС Ада-ТС Сента 2	ДВ 110 kV бр. 142/2 ТС Бечеј-ТС Нови Бечеј	106.0	Прикључак ВЕ Башаид је индикативан те се израдом Студија очекује детаљна N-1 анализа	
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	105.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 409/2 РП Младост-ТС Сремска Митровица 2	ДВ 110 kV бр. 106Б/2 ТС Осечина-ТС Ваљево 3	105.4	Искључење ДВ ТС Љубовија - ТС Сребреница (БА) и ДВ ТС Мали Зворник – ТС Зворник (БА)	
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8-ТС ХИП	105.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и смањење производње ТЕТО Панчево	Развој 220 kV мреже у околини ТЕТО Панчево

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2-РП Ђердап 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	105.0	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 253/3 ТС Панчево 2-ТС НИС	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	104.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV ТС Београд 8-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	104.5	Оптимално ангажовање снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/110 kV Т1 у ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	104.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/110 kV Т2 у ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	104.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2-ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	103.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТЕ Колубара-ТЕ Колубара А5	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	103.9	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 220 kV бр. 263Б ТС Обреновац-ТЕ ТЕНТ А4	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	103.5	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	103.3	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. 142/2 ТС Бечеј-ТС Нови Бечеј	102.8	Прикључак ВЕ Башаид је индикативан те се израдом Студија очекује детаљна N-1 анализа	
ДВ 220 kV ТС НИС- ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	102.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ПРП Јадар- ТС Ваљево 3	ДВ 110 kV бр. 106Б/2 ТС Осечина-ТС Ваљево 3	102.2	Отварање спојног поља у ТС Јадар	
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8-ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 144/2 ТС Кроношпан-ТЕ Морава	102.1	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕ Морава	
ДВ 220 kV бр. 209А РП Бајина Башта-РХЕ Бајина Башта А1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	102.1	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 400 kV бр. 424 ТС Обреновац-ТЕ ТЕНТ А5	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.9	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште- ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 1002 ТС Бела црква-ТС Вршац 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ПРП Бела Анта	ДВ 110 kV ТС Панчево 2- ПРП Бела Анта	101.8		
Трансформатор 400/220 kV Т3 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 104А/4 ТС Београд 9-ТС Нова Пазова	ДВ 110 kV ТС Београд 5- ТС Крњешевци	101.5		Пројекат BeoGrid 2030
ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2-ПРП Ковачица	ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8-ТС ХИП	101.4	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕТО Панчево	Развој 220 kV мреже у околини ТЕТО Панчево
ДВ 220 kV бр. 256А ТС Обреновац-ТЕ ТЕНТ А1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.3	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 256Б ТС Обреновац-ТЕ ТЕНТ А2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.3	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 110 kV ТС Вршац 2-ПРП Пландиште	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV ТС Београд 8-ТС Смедерево 3	ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	101.1	Оптимално ангажовање снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	
ДВ 400 kV бр. 423/2 ТС Јагодина 4-ТС Ниш 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.0	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/110 kV Т1 у ПРП Алибунар	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	101.0	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. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	100.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 210 РП Бајина Башта-ХЕ Бајина Башта А12	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.9	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	

Летњи максимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 211 РП Бајина Башта-ХЕ Бајина Башта А34	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.9	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 400 kV РП Дрмно- ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	100.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Бела црква-ТС Белико Градиште	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 109А/2 ТС Београд 3-ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 109Б/2 ТС Београд 3-ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/220 kV Т1 у ТС Београд 8	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/220 kV Т2 у ТС Београд 8	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2023. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2-ПРП Ковачица	ДВ 110 kV ТС Панчево 1- ТС Панчево 4	100.5	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕТО Панчево и промена уклопниг стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 1108 ТС Футог-ТС Нови Сад 3	ДВ 110 kV бр. 159/1 ТС Бачка Паланка 1-ТС Србобран	100.4	Промена преносног односа трансформатора 400/110 kV у ТС Србобран	

Таб.Д. 6.9: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2023. г.

Летњи минимум 2023. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 107/1 ТЕ Колубара – ТС Тамнава 3.П.	109.2		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)



Летњи минимум 2023. 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. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	137.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	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	131.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	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	123.6		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.	120.1		Увођење ДВ 110 kV бр. 120/2 ТС Лазаревац – ЕВП Словац у ТС Тамнава 3.П. (улаз-излаз)
ДВ 110 kV бр. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	118.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2023. 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 ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	117.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	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	116.8	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Реконструкција ДВ 213/2 са садашњег пресека од 360 mm <sup>2</sup> на еквивалент 490 mm <sup>2</sup>
ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	116.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 1009 ТС Панчево 2-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	112.8	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. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	112.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	110.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2023. 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	109.4	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. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	108.9	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. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	108.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8-ТС ХИП	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	107.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	107.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	105.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Трансформатор 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	105.4	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 ТС Београд 3-110 kV ТС Панчево 1	104.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV ТС ХИП-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	103.7	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. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	103.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	103.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8-ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	103.3	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и промена уклопниг 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 3- ТС Београд 33	103.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 449/2 РП Младост-ТЕ ТЕНТ Б1	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	102.9	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште-ТС Рудник 3	ДВ 110 kV ТС Нересница-ПРП Кривача	102.7	Оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и отварање спојног поља у ТС Петровац	
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	102.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2023. 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. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	102.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 253/1 ТС Београд 8-ТС ХИП	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	102.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Нересница-ПРП Кривача	ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште- ТС Рудник 3	101.9	Повећање генерисања из ТЕ Костолац А и оптимално ангажовање ТЕНТ А и Б и Костолац Б	
ДВ 220 kV бр. 253/3 ТС Панчево 2-ТС НИС	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	101.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/110 kV Т1 у ПРП Алибунар	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	101.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи минимум 2023. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 263Б ТС Обреновац-ТЕ ТЕНТ А4	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	100.7	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 110 kV бр. 1002 ТС Бела црква-ТС Вршац 2	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	100.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/110 kV Т1 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	100.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 400/110 kV Т2 у ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3- ТС Београд 33	100.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 402 ТС Бор 2-РП Ђердап 1	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	100.0	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

### Д.6.2.3 АНАЛИЗЕ ЗА 2028. ГОДИНУ

Аналогно анализама спроведеним за 2023. годину, и при прорачунима сигурности за одговарајуће режиме 2028. године се може издвојити неколико подручја која се сматрају критичним. Области које треба посебно размотрити у 2028. години су регион Панчева, као и потези од ТС Београд 2 то ТЕ Колубара (односно будућег РП Колубара) и од ТС Крушевац 1 до ТС Јагодина 4 (преко ТС Ћићевац). Последња два наведена проблем су новонастали у систему у односу на стање 2023. године, те ће њиховом решавању бити посвећена посебна пажња.

Анализом резултата прорачуна за 2028. годину уочава се да постоји велики број преоптерећења на потезу ТС Панчево 2 – ТС Београд 3. Једно од могућих мера за смањење броја поменутих преоптерећења је трајно секционисање 110 kV мреже у РП Панчево 1. Ова мера би постала могућа након развоја 220 kV у околини ТЕТО Панчево. У супротном би у одређеним случајевима долазило до преоптерећења 220 kV мреже на потезу ТС Панчево 2 – ТС Београд 8, што би као негативну последицу имало јављање потребе за смањењем производње из ТЕТО Панчево. Поменута преоптерећења ће, након секционисања у РП Панчево 1, у потпуности нестати после завршетка реализације [пројекта BeoGrid 2030](#).

Такође је уочено да у режиму летњег максимума потрошње долази до преоптерећења ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22 при испадима далековода ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35, ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3 – ЕВП Ресник, ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара и ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35 – ТЕ Колубара. На ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2 – ТС Београд 22 је монтиран проводник АЦСе попречног пресека 150/25 mm<sup>2</sup>. Као мера за решавање ових преоптерећења, разматра се [реконструкција ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 22 – ТС Београд 2 \(повећање попречног пресека проводника на 240/40 mm<sup>2</sup>\)](#).

Као један од критичних делова система, у 2028. години се издвојио 110 kV правац од ТС Крушевац 1, преко ТС Ћићевац, до ТС Јагодина 4. Ово преоптерећење је узроковано [повезивањем нове ТС Параћин 4 на преносни систем](#) (која ће индикативно бити повезана на далековод 110 kV ТС Параћин 1 – ТС Јагодина 4 по принципу „улаз-излаз“), што доводи до повећања конзума у овој области и настанка преоптерећења далековода ТС Крушевац 1 – ТС Ћићевац у случају испада будућег далековода ТС Параћин 4 – ТС Јагодина 4, и обрнуто. Како је за повезивање ТС Параћин 4 предвиђена израда Студије повезивања, то ће ова преоптерећења у њој бити детаљније анализирана. Индикативно, решење проблема се сагледава пројектом [увођења ДВ 110 kV бр. 108 ТС Крушевац 1 – ТС Јагодина 1 у ТС Параћин 3](#).

У табелама Таб.Д. 6.10, Таб.Д. 6.11 и Таб.Д. 6.12 дати су резултати прорачуна сигурности N-1 за режиме зимског максимума, летњег максимума и летњег минимума за 2028. годину, респективно.



Таб.Д. 6.10: Резултати анализе сигурности за режим зимског максимума 2028. г.

Зимски максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	117.2	Промена преносног односа трансформатора Т2 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	116.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	116.5	Промена преносног односа трансформатора Т1 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	113.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 4-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	110.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	104.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Зимски максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110/10 kV бр.1 ТС Нови Сад 3	ТР 400/110/10 kV бр.2 ТС Нови Сад 3	103.4	Промена преносног односа трансформатора 400/110/10 kV у ТС Нови Сад 3	
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	102.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
Трансформатор 220/110 kV Т2 у ТС Шабац 3	Трансформатор 220/110 kV Т1 у ТС Шабац 3	100.4	Промена преносног односа трансформатора Т1 220/110/10 kV у ТС Шабац 3	

Таб.Д. 6.11: Резултати анализе сигурности за режим летњег максимума 2028. г.

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	107.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

## Летњи максимум 2028. 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	140.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	133.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	126.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 4-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	123.7	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	120.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
			Костолац Б и ТЕТО Панчево	
ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	119.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	118.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС Велико Градиште	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТС Петровац – ТС Нересница	118.6	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	117.9	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 ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	117	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Београд 3-ТС Београд 35	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	116.3		
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	116.1	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 ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	114.7	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. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	114.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	111.9	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV ТС Јагодина 4-ТС Параћин 4	ДВ 110 kV бр. 152/1 ТС Ћићевац-ТС Крушевац 1	111.1		Увођење ДВ бр. 108 ТС Јагодина 1-Крушевац 1 у ТС Параћин 3 и спајање ДВ бр. 152/2 и 152/3 у један далековод (ДВ ТС Параћин 1- ТС Ћићевац)

## Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3-ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	110.9		
ДВ 400 kV РП Дрмно-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник-ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	110		
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 4-ТС Панчево 5	109.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35-ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	109.3		

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1144А ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	109.1	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 220 kV ТС Београд 8-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	108.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште-ТС Рудник 3	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТС Петровац-ТС Нересница	107.3	Отварање спојног поља у ТС Петровац и промена уклопног стања у РП Панчево 1	
ДВ 400 kV РП Дрмно-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	107.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV ТС Београд 8-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	106.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	106.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	105.9	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. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	105.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 152/1 ТС Ћићевац-ТС Крушевац 1	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4-ТС Параћин 4	105.6		Увођење ДВ бр. 108 ТС Јагодина 1-Крушевац 1 у ТС Параћин 3 и спајање ДВ бр. 152/2 и 152/3 у један далековод (ДВ ТС Параћин 1- ТС Ћићевац)
ДВ 110 kV бр. 1108 ТС Футог-ТС Нови Сад 3	ДВ 110 kV бр. 159/1 ТС Бачка Паланка 1-ТС Србобран	105.5		Одговарајућа релејна заштита у региону Новог Сада



Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 101А/3 ТС Смедерево 1-ТС Смедерево 4	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	105.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV ТС Смедерево 4 – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	105.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV бр. 101А/2 ТС Смедерево 1-ТС Смедерево 2	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	105.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	105.2	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 ТС Београд 3 – ТС Београд 35	104.8	Промена преносног односа трансформатора 220/110 kV у ТС Ваљево 3	ТС 400/110 kV Колубара
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	104	Промена преносног односа трансформатора 220/110 kV у ТС Ваљево 3	ТС 400/110 kV Колубара

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	103.6	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 ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	103.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	
ДВ 400 kV бр. 449А РП Младост – ТЕНТ Б2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	103.2	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	103	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV ТС Панчево 2-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110 kV бр.1 ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110 kV бр.2 ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.8	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 ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	102.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Пожаревац 2-ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	102.5	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8-ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац-ТЕ Морава	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	102.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ПРП Бела Анта	ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ПРП Бела Анта	102.2		

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	101.8	Промена преносног односа трансформатора 220/110 kV у ТС Ваљево 3	ТС 400/110 kV Колубара
ДВ 110 kV ТС Београд 5-ТС Крњешевци	ДВ 110 kV бр. 104А/4 ТС Београд 9-ТС Нова Пазова	101.8		Пројекат BeoGrid 2030
ДВ 400 kV ТС Београд 8-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 402 Бор 2-РП Ђердап 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 4-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	101.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	101.6	Промена преносног односа на трансформатору Т2 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	

## Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 400 kV бр. 449А РП Младост – ТЕНТ Б2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.5	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 220 kV бр. 263А ТС Обреновац- ТЕНТ А3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.4	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 220 kV бр. 276Б ТС Београд 8- Београд 17	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2– ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац-ТЕ Морава	101.1	Отварање спојног поља у ТС Петровац, промена уклопног стања у РП Панчево 1 и оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и Б	
ДВ 220 kV бр. 263Б ТС Обреновац- ТЕНТ А4	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.1	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	

Летњи максимум 2028. године

Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Панчево 2-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110 kV бр.1 ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110 kV бр.2 ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	101	Промена преносног односа на трансформатору Т2 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8-ТС Обреновац	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	100.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV бр. 276Б ТС Београд 8-Београд 17	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	100.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Панчево 2-ПРП Владимировци	ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2-ПРП Ковачица	100.3		
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2– ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	100.2	Отварање спојног поља у ТС Петровац, промена уклопног стања у РП Панчево 1 и оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и Б	
ДВ 400 kV ТС Београд 8-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	100.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Таб.Д. 6.12: Резултати анализе сигурности за режим летњег минимума 2028. г.

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
Базно стање	ДВ 110 kV бр. 131/2 РП Панчево 1 – ТС Београд 33	107.2	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	140.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	133.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	126.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 4-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	123.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева



Летњи максимум 2028. 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. 141 РП Панчево 1 – ТС Београд 3	120.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	119.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	118.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ПРП Кривача – ТС Велико Градиште	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТС Петровац – ТС Нересница	118.6	Искључење спојног поља 110 kV у ТС Петровац	
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	117.9	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 ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	117	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
			Костолац Б и ТЕТО Панчево	
ДВ 110 kV ТС Београд 3-ТС Београд 35	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	116.3		
ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	116.1	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 ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	114.7	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. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	114.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	111.9	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Јагодина 4-ТС Параћин 4	ДВ 110 kV бр. 152/1 ТС Ћићевац-ТС Крушевац 1	111.1		Увођење ДВ бр. 108 ТС Јагодина 1-Крушевац 1 у ТС Параћин 3 и спајање ДВ бр. 152/2 и 152/3 у један далековод (ДВ ТС Параћин 1- ТС Ћићевац)
ДВ 110 kV бр. 137/1 ТС Београд 3-ЕВП Ресник	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	110.9		
ДВ 400 kV РП Дрмно-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	110	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник-ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	110		
ДВ 400 kV бр. 451/2 ТС Панчево 2-ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 4-ТС Панчево 5	109.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 117/2 ТС Београд 35-ТЕ Колубара	ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	109.3		
ДВ 110 kV бр. 1144А ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	109.1	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 220 kV ТС Београд 8-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	108.6	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 1196/2 ТС Велико Градиште-ТС Рудник 3	ДВ 110 kV бр. 128/4 ТС Петровац-ТС Нересница	107.3	Отварање спојног поља у ТС Петровац и промена уклопног стања у РП Панчево 1	
ДВ 400 kV РП Дрмно-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	107.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	107	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV ТС Београд 8-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	106.2	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	106.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	105.9	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. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	105.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б и ТЕТО Панчево	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 152/1 ТС Ћићевац-ТС Крушевац 1	ДВ 110 kV ТС Јагодина 4-ТС Параћин 4	105.6		Увођење ДВ бр. 108 ТС Јагодина 1-Крушевац 1 у ТС Параћин 3 и спајање ДВ бр. 152/2 и 152/3 у један далековод (ДВ ТС Параћин 1- ТС Ћићевац)

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 1108 ТС Футог-ТС Нови Сад 3	ДВ 110 kV бр. 159/1 ТС Бачка Паланка 1-ТС Србобран	105.5		
ДВ 110 kV бр. 101А/3 ТС Смедерево 1-ТС Смедерево 4	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	105.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV ТС Смедерево 4 – ТС Смедерево 5	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТЕ Костолац А – ТС Смедерево 1	105.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV бр. 101А/2 ТС Смедерево 1-ТС Смедерево 2	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	105.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 110 kV бр. 131/2 ТС Београд 33-ТС Панчево 1	ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	105.2	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 ТС Београд 3 – ТС Београд 35	104.8		

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV бр. 137/2 ЕВП Ресник – ТЕ Колубара	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	104		
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	103.6	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 ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	103.5	Промена уклопног стања у РП Панчево 1, оптимално ангажовање ТЕНТ А, ТЕНТ Б и ТЕ Костолац Б	
ДВ 400 kV бр. 449А РП Младост – ТЕНТ Б2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	103.2	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	ДВ 110 kV бр. 141 ТС Београд 3-ТС Панчево 1	103	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV ТС Панчево 2-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.9	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 400/110 kV бр.1 ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110 kV бр.2 ТС Београд 20	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.8	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 ТС Панчево 2-ТС Панчево 5	102.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Пожаревац 2-ТЕ Костолац А	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	102.5	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8-ТС Обреновац	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	102.4	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац-ТЕ Морава	ДВ 110 kV бр. 101Б/4 ТС Смедерево 1-ТЕ Костолац А	102.4	Оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и ТЕ Костолац Б	



Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ПРП Бела Анта	ДВ 110 kV ТС Панчево 2-ПРП Бела Анта	102.2		
ДВ 110 kV бр. 1247 ТС Београд 2-ТС Београд 22	ДВ 110 kV ТС Београд 3 – ТС Београд 35	101.8		
ДВ 110 kV ТС Београд 5-ТС Крњешевци	ДВ 110 kV бр. 104А/4 ТС Београд 9-ТС Нова Пазова	101.8		Пројекат BeoGrid 2030
ДВ 400 kV ТС Београд 8-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 402 Бор 2-РП Ђердап 1	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 110 kV ТС Панчево 4-ТС Панчево 5	ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 1-ТС Панчево 2	101.7	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	101.6	Промена преносног односа на трансформатору Т2 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	
ДВ 400 kV бр. 449А РП Младост – ТЕНТ Б2	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.5	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 220 kV бр. 263А ТС Обреновац-ТЕНТ А3	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.4	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 220 kV бр. 276Б ТС Београд 8-Београд 17	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2– ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 105/1 ТС Петровац-ТЕ Морава	101.1	Отварање спојног поља у ТС Петровац, промена уклопног стања у РП Панчево 1 и оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и Б	

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 263Б ТС Обреновац- ТЕНТ А4	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	101.1	Промена ангажованих снага генераторских јединица у ТЕНТ А и ТЕНТ Б	
ДВ 220 kV ТС Панчево 2-ТЕТО Панчево	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110 kV бр.1 ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 400/110 kV бр.2 ТС Београд 20	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	101	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ТР 220/110/10 kV бр.2 ТС Сремска Митровица 2	ТР 220/110/10 kV бр.1 ТС Сремска Митровица 2	101	Промена преносног односа на трансформатору Т2 220/110/10 kV у ТС Сремска Митровица 2	
ДВ 400 kV бр. 412 ТС Београд 8-ТС Обреновац	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	100.8	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

Летњи максимум 2028. године				
Испад елемента	Преоптерећени елемент	Оптерећење [%]	Мера за растерећење	Развојна мера
ДВ 220 kV бр. 276Б ТС Београд 8- Београд 17	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	100.3	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева
ДВ 220 kV ТС Панчево 2-ПРП Владимировци	ДВ 220 kV ТС Зрењанин 2-ПРП Ковачица	100.3		
ДВ 400 kV бр. 403 ТС Бор 2– ТС Ниш 2	ДВ 110 kV бр. 131/1 ТС Београд 3-ТС Београд 33	100.2	Отварање спојног поља у ТС Петровац, промена уклопног стања у РП Панчево 1 и оптимално ангажовање ТЕ Костолац А и Б	
ДВ 400 kV ТС Београд 8-ТС Смедерево 3	ДВ 110 kV ТС Панчево 1-ТС Панчево 4	100.1	Промена уклопног стања у РП Панчево 1	Одговарајућа релејна заштита у региону Панчева

### Д.6.3 ПРОРАЧУН СТРУЈА КРАТКОГ СПОЈА

У оквиру израде Плана развоја преносног система Србије, прорачуни струја кратких спојева су рађени за за уклопно стање постојећих и планираних објеката на крају разматраног петогодишњег (2023. година) и десетогодишњег периода (2028. година), у режимима зимског и летњег минимума, уз следеће претпоставке:

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

Због свега претходно наведеног, добијене вредности струја, дате у наредној табели, не могу се користити за замену опреме у постојећим или уградњу опреме у новим објектима, већ могу само да укажу на објекте у којима постоји потреба за заменом опреме или реконструкцијом уземљивача. Такође, ови подаци се не могу користити у сврхе подешавања релејне заштите, димензионисања уземљивачких система и провере уклопних шема ЕЕС-а. За такве потребе је неопходно урадити нове, детаљније прорачуне (за конкретан објекат) и добити све потребне компоненте струја кvara.

За проверу опреме у електранама је неопходно добити вредност ударне струје кратког споја, која у себи садржи и једносмерну компоненту струје кvara, тако да се не може користити само податак о ефективној вредности наизменичне компоненте струје који је дат у табели.

Прорачуни струја кратких спојева су урађени на основу стандарда IEC 60909 и тачке 3.3.2.7 Правила о раду преносног система, користећи програмски алат PSS®E, верзија 33, при чему су симулирани једнополни и трополни кратки спојеви на сабирницама постројења. У циљу што прецизнијег моделовања ЕЕС суседних земаља, прорачуни су обављени на SECI моделу региона Југоисточне Европе.

Елементи ЕЕС-а Републике Србије релевантни за прорачун кратких спојева који су моделовани у коришћеном софтверу су следећи:

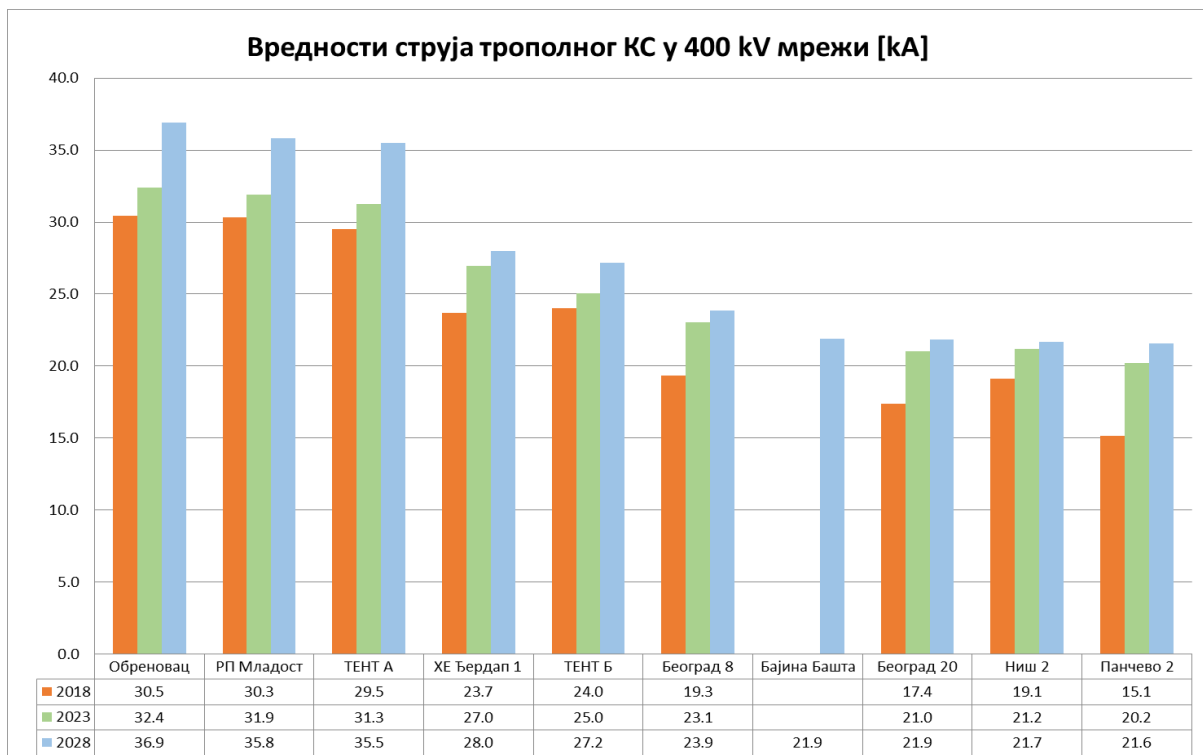
- планиране и постојеће генераторске јединице, које се преко својих блок-трансформатора прикључују на преносну мрежу
- планирани и постојећи далеководи, напонског нивоа 400 kV, 220 kV и 110 kV

- енергетски тронамотајни трансформатори преносног односа 400/220/x kV, 400/110/x kV, 220/110/x kV, и 110/x/x kV
- двонамотајни трансформатори преносног односа и 400/110 kV и 110/x kV
- потрошачи моделовани као статичка потрошња константне снаге

где су са x означени напонски нивои нижи од 110 kV.

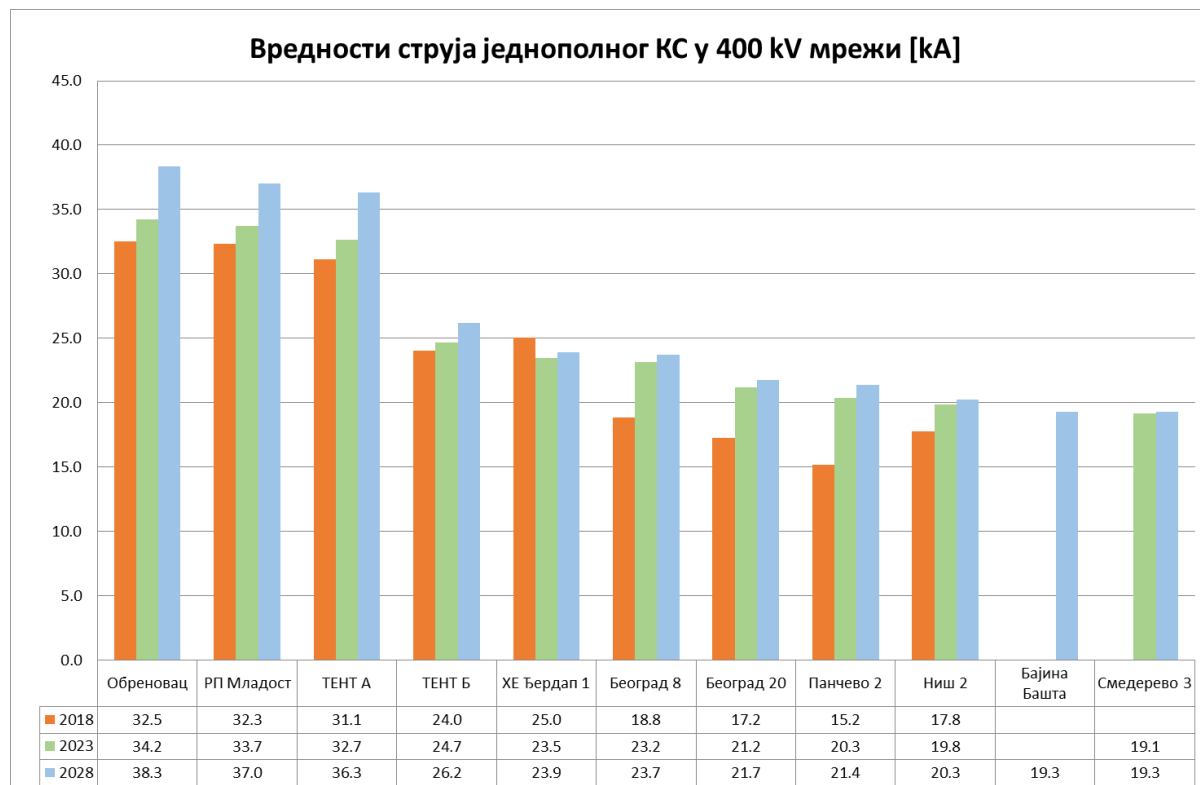
Приликом прорачуна струја кратког споја, узети су у обзир нови производни капацитети који су планирани за улазак у погон, планирано повећање инсталисаних снага постојећих капацитета и евентуални излазак из погона неких електрана. Преглед ових промена, по годинама, је дат у поглављу Плана развоја преносног 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 и повећања инсталисане снаге ХЕ Ђердап 1. Вредности струја кратког споја осталих трансформаторских станица 400 kV преносне мреже дате су у табели Таб.Д. 6.13.



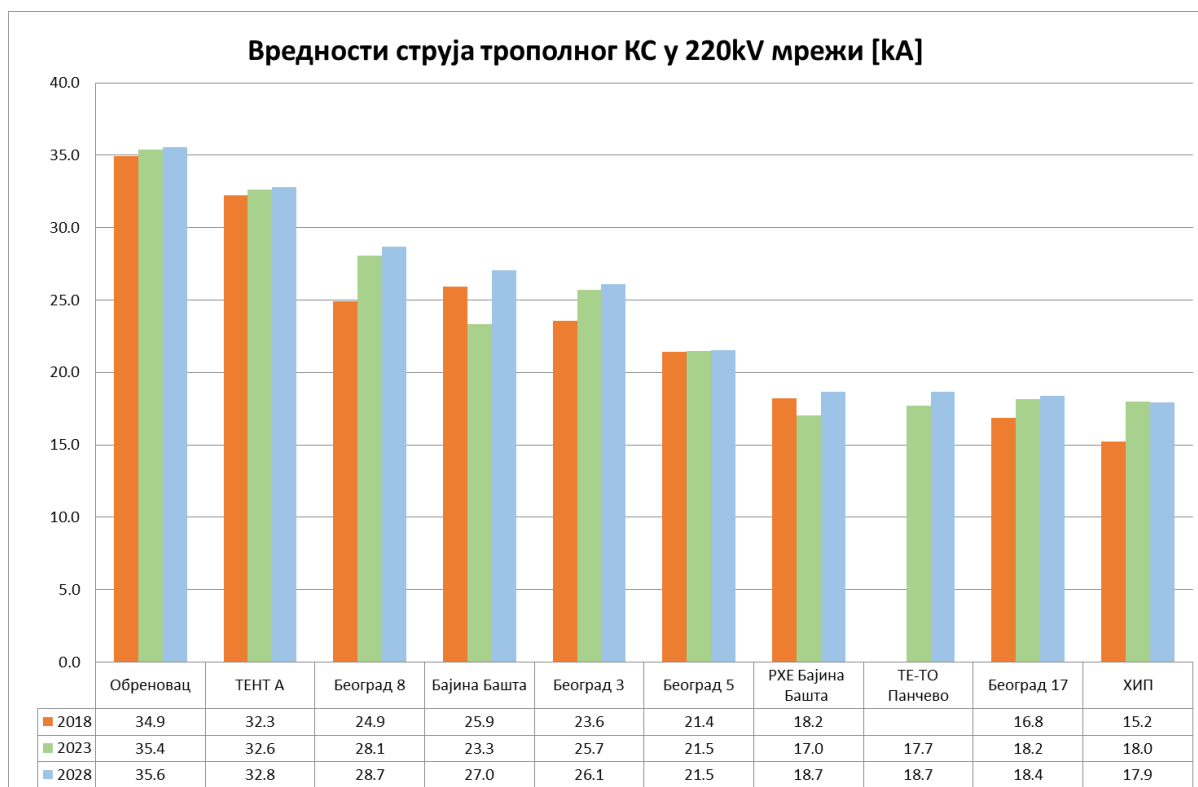
Сл.Д. 6.1: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 400 kV напонски НИВО

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. 6.13.



Сл.Д. 6.2: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 400 kV напонски ниво

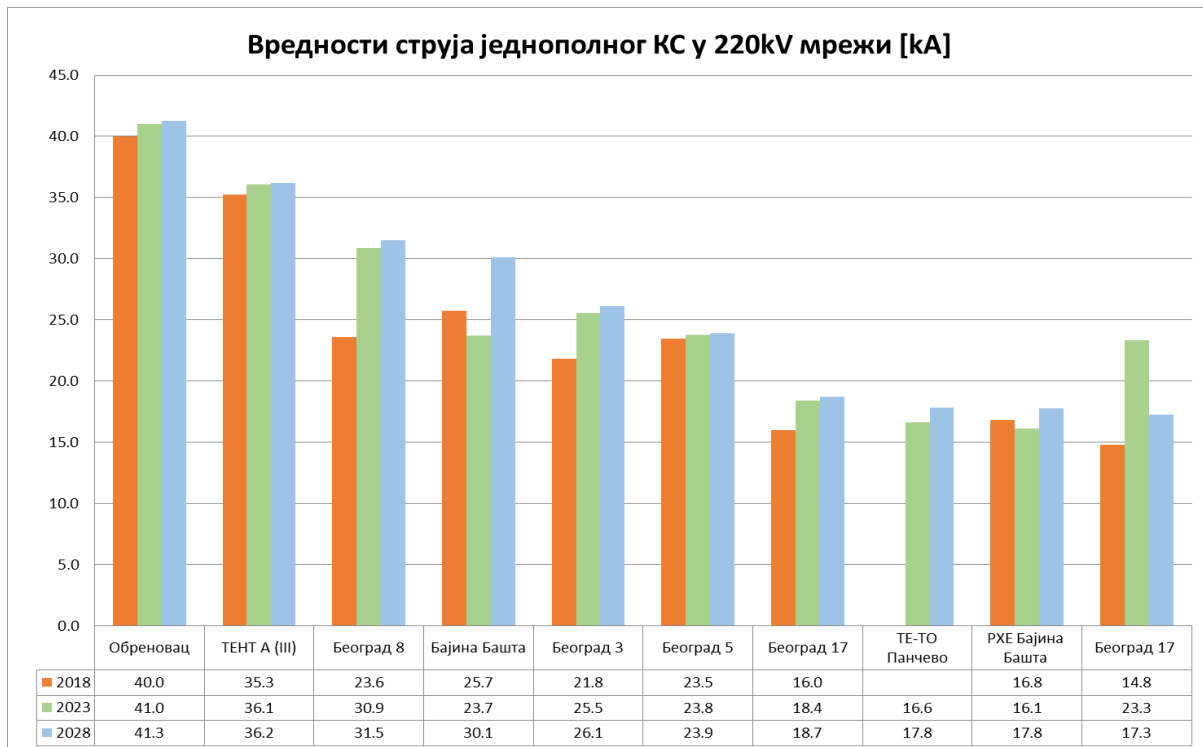
На Сл.Д. 6.3 приказане су вредности струја трополних кратких спојева, симулираних на сабирницама 220 kV. Највеће вредности струја кратког споја добијене су за случајеве кварова у ТС Обреновац, ТЕНТ А и ТС Београд 8. Може се приметити да у анализираном периоду не долази до већег раста вредности струја 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

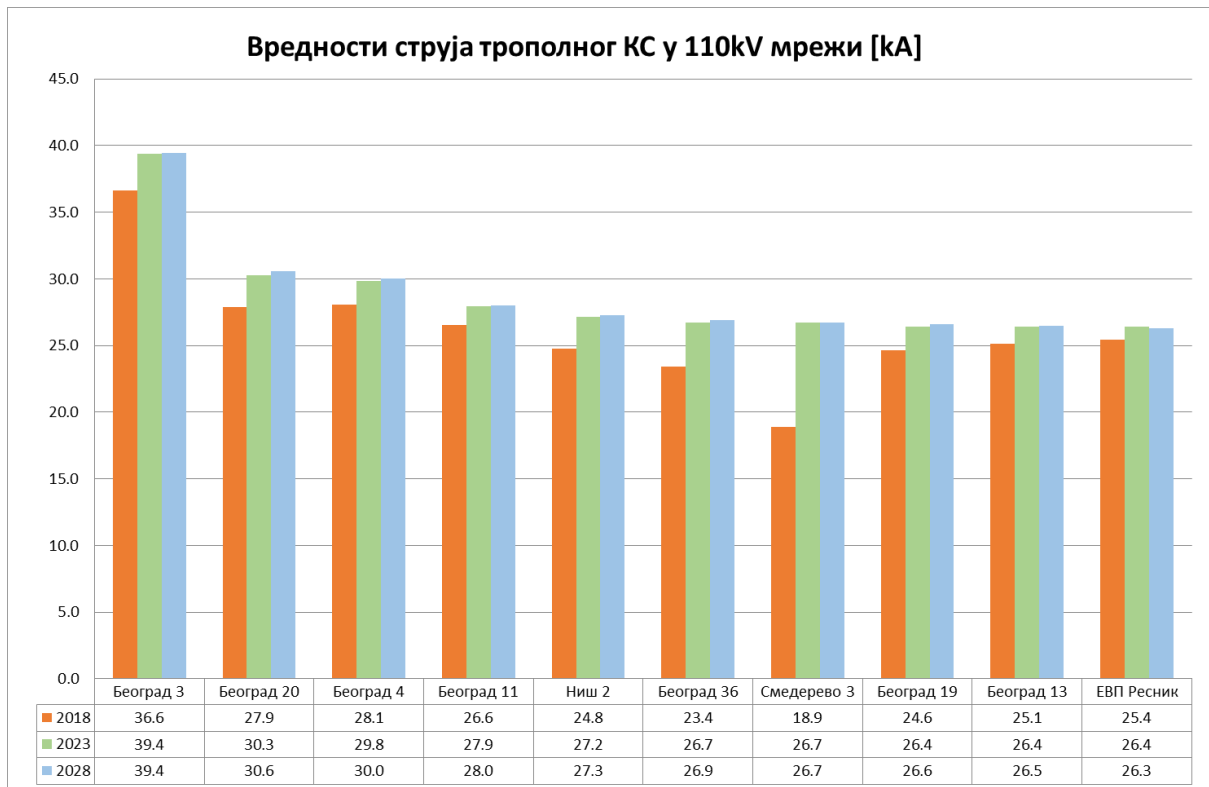
Разматрањем једнополних кратких спојева на овом напонском нивоу, добијени су одговарајући резултати, дати у Таб.Д. 6.13, при чему су максималне забележене вредности струја квара издвојене и графички приказане на Сл.Д. 6.4. Као и при анализи трополних кратких спојева, највеће су вредности струја прорачунате 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.





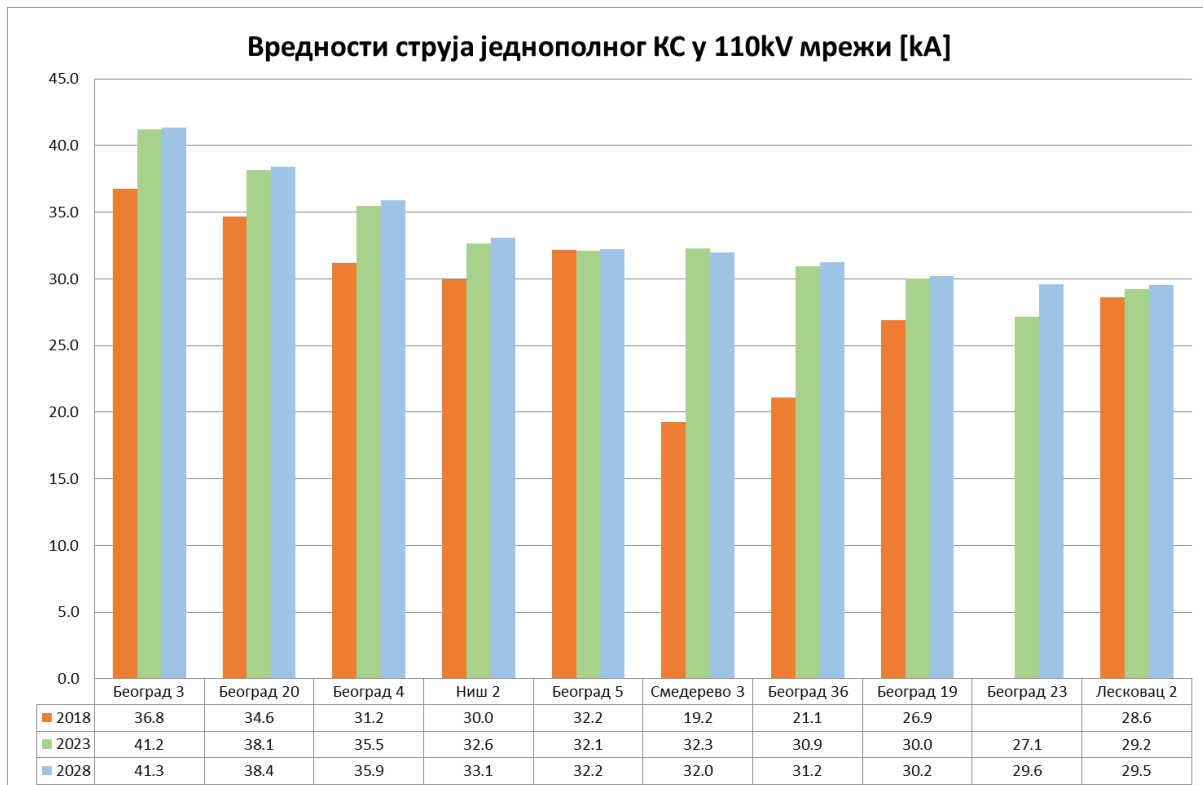
Сл.Д. 6.4: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 220 kV напонски НИВО

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 Београд 20 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. 6.13 у наставку.



Сл.Д. 6.5: Највеће прорачунате вредности струја трополног КС за 110 kV напонски НИВО

Најзад, на Сл.Д. 6.6 приказане су највеће вредности струја једнополног кратког споја у 110 kV преносној мрежи. При прорачуну, максималне вредности струје добијене су за случај кварова у постројењима ТС Београд 3 и ТС Београд 20. Треба напоменути да је претходно уочени тренд пораста струја кратког споја у региону Смедерева још једанпут потврђен и при анализи једнополних кварова у 110 kV мрежи.



Сл.Д. 6.6: Највеће прорачунате вредности струја једнополног КС за 110 kV напонски НИВО

У наставку је дата табела Таб.Д. 6.13 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 2028. године и 2018. године, у режиму зимског максимума. Битно је напоменути, да је највећи број повећања вредности струја кратких спојева у будућности, у односу на тренутно стање, узрокован учворавањем сабирница у планерским моделима. Такође, за тачке прикључења генератора великих снага (>200 MW) дата је табела Таб.Д. 6.14, која садржи процентуалне вредности апериодичних компоненти струја квара.

Таб.Д. 6.13: Струје кратких спојева у режиму зимског максимума и летњег минимума

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Бајина Башта	400	/	/	/	/	/	/	15173	21.9	19.3	/	/	/	/	/	/	/	12638	18.2	16.9
Београд 20 (I)	400	12044	17.4	17.2	14580	21.0	21.2	15140	21.9	21.7	4.5	10009	14.4	15.0	12264	17.7	18.5	12438	18.0	18.8
Београд 20 (II)	400	12044	17.4	17.2	14580	21.0	21.2	15140	21.9	21.7	4.5	10009	14.4	15.0	12264	17.7	18.5	12438	18.0	18.8
Београд 8 (I)	400	13392	19.3	18.8	15970	23.1	23.2	16548	23.9	23.7	4.6	11135	16.1	16.4	13306	19.2	20.1	13526	19.5	20.4
Београд 8 (II)	400	13392	19.3	18.8	15970	23.1	23.2	16548	23.9	23.7	4.6	11135	16.1	16.4	13306	19.2	20.1	13526	19.5	20.4
Бор 2	400	8521	12.3	10.2	8878	12.8	10.8	9015	13.0	11.8	0.7	7296	10.5	9.0	7478	10.8	9.6	7542	10.9	10.4
Јужни Банат	400	/	/	/	8435	12.2	9.7	9133	13.2	10.8	/	/	/	/	7407	10.7	8.8	7866	11.4	9.7
ВЕ Чибук 1	400	/	/	/	11973	17.3	16.4	12436	17.9	16.8	/	/	/	/	10496	15.1	14.7	10247	14.8	14.5
Врање 4	400	7137	10.3	9.2	7067	10.2	9.0	7563	10.9	9.9	0.6	6270	9.1	8.3	6031	8.7	8.1	6456	9.3	8.8
Јагодина 4 (I)	400	7473	10.8	11.3	8588	12.4	11.9	8579	12.4	12.0	1.6	6572	9.5	10.2	7260	10.5	10.5	7364	10.6	10.7
Јагодина 4 (II)	400	7473	10.8	11.3	8588	12.4	11.9	8579	12.4	12.0	1.6	6572	9.5	10.2	7260	10.5	10.5	7364	10.6	10.7
Крагујевац 2	400	7803	11.3	11.5	9461	13.7	13.1	9468	13.7	13.2	2.4	6871	9.9	10.4	7932	11.4	11.4	8073	11.7	11.7
Краљево 3	400	/	/	/	6017	8.7	7.7	5992	8.6	7.7	/	/	/	/	5223	7.5	6.9	5270	7.6	7.0
Лесковац 2 (I)	400	8863	12.8	12.6	9153	13.2	12.8	9475	13.7	13.3	0.9	7710	11.1	11.4	7707	11.1	11.4	8009	11.6	11.8
Лесковац 2 (II)	400	/	/	/	9153	13.2	12.8	9475	13.7	13.3	/	/	/	/	7707	11.1	11.4	8009	11.6	11.8
Ниш 2 (I)	400	13256	19.1	17.8	14691	21.2	19.8	15020	21.7	20.3	2.5	11229	16.2	15.8	11943	17.2	17.1	12446	18.0	17.6
Ниш 2 (II)	400	13256	19.1	17.8	14691	21.2	19.8	15020	21.7	20.3	2.5	11229	16.2	15.8	11943	17.2	17.1	12446	18.0	17.6

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Нови Сад 3 (I)	400	11311	16.3	15.0	10262	14.8	13.5	10729	15.5	13.8	-0.8	9872	14.2	13.5	8549	12.3	11.7	9040	13.0	12.4
Нови Сад 3 (II)	400	11311	16.3	15.0	10262	14.8	13.5	10729	15.5	13.8	-0.8	9872	14.2	13.5	8549	12.3	11.7	9040	13.0	12.4
Обреновац (I)	400	21166	30.6	32.8	22089	31.9	33.6	25107	36.2	37.6	-0.8	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	6.5	20676	29.8	32.1	18396	26.6	28.0	21028	30.4	31.5
Панчево 2 (I)	400	10557	15.2	15.9	13823	20.0	20.8	14679	21.2	22.1	6.5	10331	14.9	15.5	13249	19.1	19.9	13714	19.8	20.6
Панчево 2 (II)	400	/	/	/	13823	20.0	20.8	14679	21.2	22.1	6.5	/	/	/	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	6.4	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	6.4	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	4.1	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	4.1	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	5.5	/	/	/	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	5.5	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	-0.1	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	/	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	0.1	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	-0.2	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	2.7	20048	28.9	30.8	17888	25.8	27.4	20275	29.3	30.0

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТЕНТ А (II)	400	20508	29.6	31.5	21344	30.8	32.7	24136	34.8	35.7	3.6	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	6.0	16413	23.7	23.9	14907	21.5	21.7	15352	22.2	21.4
ТЕНТ Б (II)	400	16688	24.1	24.3	17015	24.6	24.7	18449	26.6	25.7	6.0	16413	23.7	23.9	14051	20.3	20.4	16194	23.4	22.6
ХЕ Ђердап 1	400	16634	24.0	24.0	17297	25.0	24.7	18787	27.1	26.2	3.1	14541	21.0	21.6	13468	19.4	19.7	13968	20.2	21.2
Бајина Башта	220	9884	25.9	25.7	8894	23.3	23.7	10298	27.0	30.1	1.1	8437	22.1	22.6	7900	20.7	21.5	9307	24.4	27.7
Београд 17 (I)	220	6417	16.8	16.0	6923	18.2	18.4	7008	18.4	18.7	1.6	5468	14.4	14.0	5871	15.4	20.1	5992	15.7	16.5
Београд 17 (II)	220	6417	16.8	16.0	6923	18.2	18.4	7008	18.4	18.7	1.6	5468	14.4	14.0	5871	15.4	20.1	5992	15.7	16.5
Београд 17 (III)	220	6139	16.1	14.8	6611	17.3	17.0	6693	17.6	17.3	1.5	5268	13.8	13.0	5663	14.9	20.1	5758	15.1	15.3
Београд 3 (I)	220	8984	23.6	21.8	9792	25.7	25.5	9947	26.1	26.1	2.5	7629	20.0	19.1	8277	21.7	22.3	8302	21.8	22.7
Београд 3 (II)	220	8984	23.6	21.8	9792	25.7	25.5	9947	26.1	26.1	2.5	7629	20.0	19.1	8277	21.7	22.3	8302	21.8	22.7
Београд 5 (I)	220	8161	21.4	23.5	8183	21.5	23.8	8207	21.5	23.9	0.1	6818	17.9	20.2	6411	16.8	19.3	6554	17.2	19.9
Београд 5 (II)	220	8161	21.4	23.5	8183	21.5	23.8	8207	21.5	23.9	0.1	6818	17.9	20.2	6411	16.8	19.3	6554	17.2	19.9
Београд 8 (I)	220	9501	24.9	23.6	10702	28.1	30.8	10932	28.7	31.5	3.8	7965	20.9	20.4	8998	23.6	26.7	9102	23.9	27.2
Београд 8 (II)	220	9502	24.9	23.6	10717	28.1	30.9	10949	28.7	31.5	3.8	7967	20.9	20.4	9013	23.7	26.7	9120	23.9	27.2
Бистрица	220	/	/	/	5351	14.0	11.8	5415	14.2	11.9	/	/	/	/	4193	11.0	9.9	4304	11.3	10.2
Ваљево 3	220	4790	12.6	10.7	4752	12.5	10.7	5054	13.3	10.0	0.7	4121	10.8	9.4	4165	10.9	9.7	4416	11.6	9.1
ВЕ Алибунар 1 и 2	220	/	/	/	3006	7.9	7.2	3078	8.1	7.3	/	/	/	/	2695	7.1	6.6	2764	7.3	6.7
ВЕ Ковачица	220	/	/	/	2752	7.2	6.8	2831	7.4	6.9	/	/	/	/	2455	6.4	6.2	2540	6.7	6.3

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Зрењанин 2	220	3224	8.5	8.0	2758	7.2	6.5	2954	7.8	6.8	-0.7	2820	7.4	7.1	2369	6.2	5.7	2595	6.8	6.2
Краљево 3	220	3573	9.4	9.4	5612	14.7	15.4	5521	14.5	15.2	5.1	2900	7.6	8.1	4748	12.5	13.4	4801	12.6	13.6
Крушевац 1	220	2667	7.0	6.7	4592	12.1	10.2	4564	12.0	10.1	5.0	2250	5.9	5.9	3742	9.8	8.7	3983	10.5	9.1
Ниш 2	220	3561	9.3	10.2	3847	10.1	10.9	3845	10.1	10.9	0.7	3307	8.7	9.6	3525	9.2	10.1	3587	9.4	10.3
Обреновац (II)	220	13311	34.9	40.0	13484	35.4	41.0	13559	35.6	41.3	0.6	10957	28.8	34.0	9964	26.1	31.0	10305	27.0	33.0
Обреновац (III)	220	13311	34.9	40.0	13484	35.4	41.0	13559	35.6	41.3	0.6	10957	28.8	34.0	9964	26.1	31.0	10305	27.0	33.0
Панчево 2	220	5093	13.4	13.6	5515	14.5	14.8	5708	15.0	15.3	1.6	4516	11.9	12.4	4999	13.1	13.7	5123	13.4	14.0
Пожега	220	7229	19.0	14.9	6183	16.2	14.6	5594	14.7	13.4	-4.3	5014	13.2	11.9	5166	13.6	12.5	4779	12.5	11.9
Рафинерија НИС (I)	220	5588	14.7	13.6	6301	16.5	15.2	6825	17.9	16.8	3.2	4852	12.7	12.1	5603	14.7	13.7	5999	15.7	15.1
Рафинерија НИС (II)	220	5588	14.7	13.6	6301	16.5	15.2	6825	17.9	16.8	3.2	275	0.7	0.0	5603	14.7	13.7	5999	15.7	15.1
РХЕ Бајина Башта (I)	220	6946	18.2	16.8	6492	17.0	16.1	7121	18.7	17.8	0.5	6090	16.0	15.2	5870	15.4	14.9	6512	17.1	16.5
РХЕ Бајина Башта (II)	220	6946	18.2	16.8	5876	15.4	15.1	6458	16.9	16.6	-1.3	6090	16.0	15.2	5869	15.4	14.9	6511	17.1	16.5
Смедерево 3	220	3732	9.8	8.5	4342	11.4	10.5	4362	11.4	10.6	1.7	3344	8.8	7.8	3876	10.2	9.7	3875	10.2	9.7
Сремска Митровица 2	220	5076	13.3	13.5	4169	10.9	11.6	4297	11.3	11.9	-2.0	4692	12.3	12.6	3831	10.1	10.8	3967	10.4	11.1
ТЕНТ А (I)	220	11832	31.1	33.1	11992	31.5	34.3	12050	31.6	34.4	0.6	9849	25.8	28.6	8920	23.4	25.5	9192	24.1	27.8
ТЕНТ А (II)	220	11832	31.1	33.1	11992	31.5	34.3	12050	31.6	34.4	0.6	9718	25.5	28.3	9094	23.9	26.9	9195	24.1	27.8

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ТЕНТ А (III)	220	12292	32.3	35.3	12440	32.6	36.1	12502	32.8	36.2	0.6	10211	26.8	30.3	9215	24.2	27.7	9663	25.4	29.5
ТЕНТ А (IV)	220	12281	32.2	35.2	12425	32.6	36.0	12487	32.8	36.1	0.5	10204	26.8	30.3	9356	24.6	28.0	9650	25.3	29.5
ТЕНТ А (ОБТ)	220	12241	32.1	34.6	12388	32.5	35.3	12450	32.7	35.5	0.5	10154	26.6	29.7	9296	24.4	27.4	9592	25.2	28.9
ТЕНТ Б (ОБТ)	220	5476	14.4	11.2	5504	14.4	11.3	5516	14.5	11.3	0.1	4772	12.5	10.0	4574	12.0	9.7	4644	12.2	9.9
ТЕ-ТО Панчево	220	/	/	/	6750	17.7	16.6	7117	18.7	17.8	/	/	/	/	5987	15.7	15.1	6247	16.4	16.0
ХЕ Бајина Башта (I)	220	6357	16.7	14.4	5923	15.5	14.6	6472	17.0	16.2	0.3	5574	14.6	12.9	5169	13.6	13.2	5714	15.0	14.7
ХЕ Бајина Башта (II)	220	6267	16.4	16.0	5878	15.4	14.5	6417	16.8	16.1	0.4	5328	14.0	14.1	4956	13.0	12.8	5477	14.4	14.2
ХЕ Бистрица	220	2503	6.6	5.6	4175	11.0	9.4	4212	11.1	9.4	4.5	2250	5.9	5.2	3244	8.5	7.8	3310	8.7	8.0
ХИП	220	5803	15.2	14.2	6865	18.0	17.1	6829	17.9	16.9	2.7	5024	13.2	12.6	6070	15.9	15.5	6003	15.8	15.3
Чачак 3	110	3707	9.7	8.5	4069	10.7	9.5	3925	10.3	9.3	0.6	2962	7.8	7.3	3483	9.1	8.3	3423	9.0	8.3
Шабац 3	110	3119	8.2	7.5	3055	8.0	7.6	3265	8.6	8.0	0.4	2613	6.9	6.3	2583	6.8	6.6	2860	7.5	7.2
Ада	110	612	3.2	2.7	1078	5.7	4.6	1099	5.8	4.7	2.6	541	2.8	2.4	965	5.1	4.2	970	5.1	4.3
Александровац	110	765	4.0	3.9	1181	6.2	5.9	1183	6.2	5.9	2.2	685	3.6	3.6	1062	5.6	5.4	1050	5.5	5.4
Алексинац	110	589	3.1	3.3	1235	6.5	5.8	1235	6.5	6.5	3.4	505	2.7	2.9	1099	5.8	5.2	918	4.8	5.2
Алибунар	110	927	4.9	4.6	2020	10.6	8.7	2040	10.7	8.8	5.8	827	4.3	4.1	1866	9.8	8.1	1878	9.9	8.2
Апатин	110	1201	6.3	5.3	1233	6.5	5.6	770	4.0	3.9	-2.3	1086	5.7	4.8	1071	5.6	5.0	677	3.6	3.5
Аранђеловац 1	110	1731	9.1	8.7	1760	9.2	9.4	1733	9.1	9.3	0.0	1528	8.0	7.8	1553	8.1	8.5	1531	8.0	8.4
Аранђеловац 2	110	/	/	/	1654	8.7	8.9	1631	8.6	8.8	/	/	/	/	1462	7.7	8.0	1444	7.6	8.0



Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Арилџе	110	1484	7.8	6.8	1657	8.7	7.5	1633	8.6	7.5	0.8	1311	6.9	6.2	1520	8.0	7.0	1463	7.7	6.8
Бајмок	110	1517	8.0	6.0	1538	8.1	6.0	1532	8.0	6.1	0.1	1386	7.3	5.5	1367	7.2	5.5	1360	7.1	5.5
Бачка Паланка 1	110	1120	5.9	5.0	1110	5.8	4.9	1115	5.9	4.9	0.0	998	5.2	4.5	984	5.2	4.5	988	5.2	4.5
Бачка Паланка 2	110	1128	5.9	5.1	1118	5.9	5.0	1124	5.9	5.1	0.0	1004	5.3	4.6	991	5.2	4.6	994	5.2	4.6
Бачка Топола 1	110	1407	7.4	5.8	1411	7.4	5.8	1391	7.3	5.8	-0.1	1268	6.7	5.3	1262	6.6	5.3	1233	6.5	5.3
Бачка Топола 2	110	1374	7.2	5.8	1377	7.2	5.9	1344	7.1	5.8	-0.2	1230	6.5	5.3	1228	6.4	5.3	1190	6.2	5.3
Бегејци	110	980	5.1	4.3	1023	5.4	4.4	1073	5.6	4.6	0.5	883	4.6	3.9	931	4.9	4.1	956	5.0	4.2
Бела Паланка	110	/	/	/	/	/	/	1035	5.4	5.1	/	/	/	/	/	/	/	828	4.3	4.3
Бела Црква	110	426	2.2	2.0	1026	5.4	4.2	1027	5.4	4.2	3.2	391	2.1	1.9	915	4.8	3.9	916	4.8	3.9
Бело Поље	110	1738	9.1	8.1	1669	8.8	8.6	1791	9.4	9.1	0.3	1582	8.3	7.5	1363	7.2	7.4	1366	7.2	7.4
Београд 1	110	4488	23.6	28.6	4802	25.2	28.3	4838	25.4	28.4	1.8	3985	20.9	25.8	4299	22.6	25.7	4282	22.5	25.6
Београд 10	110	1824	9.6	9.4	1856	9.7	9.4	1836	9.6	9.3	0.1	1612	8.5	8.5	1656	8.7	8.6	1621	8.5	8.5
Београд 11	110	5059	26.6	22.7	5320	27.9	27.1	5331	28.0	27.1	1.4	4431	23.3	20.3	4689	24.6	24.4	4588	24.1	24.0
Београд 12	110	3656	19.2	19.6	4116	21.6	24.4	4121	21.6	24.5	2.4	3256	17.1	17.7	3566	18.7	21.6	3510	18.4	21.3
Београд 13	110	4790	25.1	21.4	5031	26.4	22.6	5048	26.5	22.6	1.4	4196	22.0	19.2	4458	23.4	20.4	4351	22.8	20.1
Београд 14	110	3181	16.7	16.6	3318	17.4	17.7	3335	17.5	17.8	0.8	2850	15.0	15.1	2982	15.7	16.1	2974	15.6	16.1
Београд 15	110	4400	23.1	14.6	3948	20.7	16.3	3966	20.8	16.4	-2.3	3896	20.4	13.2	3568	18.7	15.0	3472	18.2	14.7
Београд 16	110	4129	21.7	17.2	4239	22.3	19.4	4394	23.1	20.3	1.4	3646	19.1	15.5	3751	19.7	17.6	3819	20.0	18.2

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Београд 18	110	1435	7.5	4.8	1512	7.9	5.0	1512	7.9	5.0	0.4	1290	6.8	4.3	1346	7.1	4.5	1342	7.0	4.5
Београд 19	110	4693	24.6	26.9	5033	26.4	30.0	5072	26.6	30.2	2.0	4173	21.9	24.3	4514	23.7	27.3	4494	23.6	27.2
Београд 2 (I)	110	1881	9.9	10.0	2027	10.6	12.0	2324	12.2	13.7	2.3	1688	8.9	9.1	1789	9.4	10.8	2026	10.6	12.2
Београд 2 (II)	110	3138	16.5	12.4	3516	18.5	14.6	4138	21.7	17.7	5.3	2785	14.6	11.2	3127	16.4	13.2	3607	18.9	15.9
Београд 20 (I)	110	5314	27.9	34.6	5772	30.3	38.1	5823	30.6	38.4	2.7	4715	24.7	31.2	5168	27.1	34.6	5143	27.0	34.5
Београд 20 (II)	110	5314	27.9	34.6	5772	30.3	38.1	5823	30.6	38.4	2.7	4715	24.7	31.2	5168	27.1	34.6	5143	27.0	34.5
Београд 21	110	3683	19.3	15.1	3851	20.2	17.0	4115	21.6	18.4	2.3	3263	17.1	13.7	3417	17.9	15.4	3586	18.8	16.5
Београд 22 (I)	110	2034	10.7	10.3	2089	11.0	10.4	2071	10.9	10.3	0.2	1806	9.5	9.4	1865	9.8	9.5	1826	9.6	9.3
Београд 22 (II)	110	2034	10.7	10.3	2089	11.0	10.4	2071	10.9	10.3	0.2	1806	9.5	9.4	1865	9.8	9.5	1826	9.6	9.3
Београд 23	110	/	/	/	4482	23.5	27.1	4925	25.9	29.6	/	/	/	/	4019	21.1	24.7	4249	22.3	26.1
Београд 27	110	4101	21.5	23.2	4230	22.2	25.7	4235	22.2	25.8	0.7	3647	19.1	20.9	3658	19.2	22.6	3600	18.9	22.4
Београд 28	110	3495	18.3	18.8	3678	19.3	19.8	3699	19.4	19.9	1.1	3122	16.4	17.0	3301	17.3	18.0	3290	17.3	18.0
Београд 3 (I)	110	6982	36.6	36.8	7503	39.4	41.2	7510	39.4	41.3	2.8	6054	31.8	32.7	6541	34.3	36.8	6368	33.4	36.2
Београд 3 (II)	110	6982	36.6	36.8	7503	39.4	41.2	7510	39.4	41.3	2.8	6054	31.8	32.7	6541	34.3	36.8	6368	33.4	36.2
Београд 32	110	2172	11.4	11.7	2381	12.5	13.7	2525	13.3	14.1	1.9	1956	10.3	10.7	2097	11.0	12.3	2196	11.5	12.6
Београд 33	110	2932	15.4	12.6	3068	16.1	13.0	3075	16.1	13.0	0.8	2622	13.8	11.5	2745	14.4	11.8	2724	14.3	11.8
Београд 35	110	2110	11.1	7.5	2924	15.3	9.0	2885	15.1	8.9	4.1	1875	9.8	6.8	2600	13.6	8.1	2532	13.3	8.0
Београд 36	110	4466	23.4	21.1	5095	26.7	30.9	5128	26.9	31.2	3.5	3952	20.7	19.1	4575	24.0	28.2	4421	23.2	27.5

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Београд 38	110	1805	9.5	9.3	1938	10.2	11.2	2209	11.6	12.6	2.1	1620	8.5	8.4	1712	9.0	10.1	1929	10.1	11.3
Београд 4 (I)	110	5346	28.1	31.2	5682	29.8	35.5	5723	30.0	35.9	2.0	4704	24.7	28.1	5095	26.7	32.4	4906	25.7	31.5
Београд 4 (II)	110	5346	28.1	31.2	5682	29.8	35.5	5723	30.0	35.9	2.0	4704	24.7	28.1	5095	26.7	32.4	4906	25.7	31.5
Београд 40	110	3479	18.3	14.9	4076	21.4	26.0	4082	21.4	26.1	3.2	3087	16.2	13.5	3536	18.6	22.9	3479	18.3	22.6
Београд 41	110	4209	22.1	26.8	4267	22.4	27.9	4273	22.4	28.0	0.3	3743	19.6	24.3	3694	19.4	24.5	3632	19.1	24.2
Београд 42	110	/	/	/	3044	16.0	13.9	3043	16.0	13.9	/	/	/	/	2676	14.0	12.5	2666	14.0	12.5
Београд 43	110	/	/	/	/	/	/	3803	20.0	14.9	/	/	/	/	/	/	/	3325	17.5	13.4
Београд 44	110	/	/	/	1810	9.5	9.0	2267	11.9	11.6	/	/	/	/	1601	8.4	8.1	1977	10.4	10.4
Београд 45	110	/	/	/	4006	21.0	23.9	4357	22.9	26.0	/	/	/	/	3593	18.9	21.7	3776	19.8	23.0
Београд 46	110	/	/	/	1251	6.6	6.8	1260	6.6	6.9	/	/	/	/	1127	5.9	6.3	1130	5.9	6.3
Београд 47	110	/	/	/	3790	19.9	22.4	4102	21.5	24.4	/	/	/	/	3400	17.8	20.3	3563	18.7	21.6
Београд 48	110	/	/	/	4325	22.7	25.0	4354	22.9	25.1	/	/	/	/	3879	20.4	22.7	3865	20.3	22.7
Београд 5 (I)	110	4801	25.2	32.2	4710	24.7	32.0	4716	24.8	32.1	-0.4	4249	22.3	28.9	4049	21.3	27.9	3981	20.9	27.6
Београд 5 (II)	110	4801	25.2	32.2	4724	24.8	32.1	4731	24.8	32.2	-0.4	4249	22.3	28.9	4068	21.4	28.0	3993	21.0	27.7
Београд 6 (I)	110	3167	16.6	13.6	3520	18.5	15.7	3541	18.6	20.6	2.0	2815	14.8	12.4	3163	16.6	14.4	3096	16.2	18.4
Београд 6 (II)	110	3769	19.8	16.5	3958	20.8	22.7	3982	20.9	22.8	1.1	3360	17.6	15.0	3551	18.6	20.6	3539	18.6	20.6
Београд 7 (I)	110	1659	8.7	9.3	1385	7.3	8.6	1394	7.3	8.6	-1.4	1457	7.6	8.4	1237	6.5	7.8	1241	6.5	7.8
Београд 7 (II)	110	/	/	/	1365	7.2	8.5	1374	7.2	8.5	/	/	/	/	1220	6.4	7.7	1224	6.4	7.7

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Београд 9	110	3512	18.4	19.8	3494	18.3	19.8	3498	18.4	20.5	-0.1	3102	16.3	17.8	3030	15.9	17.6	2992	15.7	18.0
Беоцин	110	/	/	/	1367	7.2	0.0	1365	7.2	6.0	/	/	/	/	1223	6.4	0.0	1225	6.4	5.5
Бечеј	110	1375	7.2	6.3	1509	7.9	5.2	1523	8.0	6.7	0.8	1225	6.4	5.7	1352	7.1	4.8	1352	7.1	6.1
Бистрица	110	/	/	/	2565	13.5	10.4	2581	13.5	10.4	/	/	/	/	2129	11.2	9.2	2091	11.0	9.1
Богатић	110	1292	6.8	6.0	1329	7.0	6.7	1379	7.2	6.9	0.5	1193	6.3	5.5	1199	6.3	6.2	1239	6.5	6.3
Бољевац	110	/	/	/	/	/	/	500	2.6	3.2	/	/	/	/	/	/	/	447	2.3	2.9
Бор 1 (I)	110	2314	12.1	11.7	3267	17.1	19.3	3624	19.0	22.1	6.9	2099	11.0	10.8	2911	15.3	17.5	3221	16.9	19.9
Бор 1 (II)	110	2317	12.2	11.8	3267	17.1	19.3	3624	19.0	22.1	6.9	2106	11.1	10.9	2911	15.3	17.5	3221	16.9	19.9
Бор 2 (I)	110	1930	10.1	11.1	3622	19.0	22.4	4086	21.4	27.2	11.3	1732	9.1	10.1	3227	16.9	20.3	3627	19.0	24.4
Бор 2 (II)	110	2709	14.2	14.6	3622	19.0	22.4	4086	21.4	27.2	7.2	2465	12.9	13.6	3227	16.9	20.3	3627	19.0	24.4
Бор 3	110	1780	9.3	9.6	3123	16.4	18.3	3462	18.2	20.9	8.8	1598	8.4	8.7	2791	14.6	16.6	3086	16.2	18.9
Бор 4 (I)	110	/	/	/	2319	12.2	11.7	2490	13.1	12.6	/	/	/	/	2062	10.8	10.6	2212	11.6	11.4
Бор 4 (II)	110	/	/	/	2319	12.2	11.7	2490	13.1	12.6	/	/	/	/	2062	10.8	10.6	2212	11.6	11.4
Босилеград	110	633	3.3	3.0	614	3.2	3.0	636	3.3	3.0	0.0	585	3.1	2.8	525	2.8	2.6	525	2.8	2.6
Бујановац	110	925	4.9	4.9	926	4.9	5.0	1136	6.0	5.9	1.1	853	4.5	4.6	816	4.3	4.5	997	5.2	5.3
БФЦ Беоцин	110	1131	5.9	4.9	1190	6.2	6.5	1188	6.2	6.5	0.3	1020	5.4	4.5	1058	5.6	5.9	1061	5.6	5.9
Ваљево 1 (I)	110	2952	15.5	16.4	2977	15.6	16.5	3343	17.5	15.6	2.1	2750	14.4	15.5	2653	13.9	15.0	2952	15.5	14.2
Ваљево 1 (II)	110	2952	15.5	16.4	2977	15.6	16.5	3343	17.5	15.6	2.1	2750	14.4	15.5	2653	13.9	15.0	2952	15.5	14.2

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Ваљево 2	110	2220	11.7	11.6	2253	11.8	11.7	2455	12.9	11.6	1.2	2049	10.8	10.8	2009	10.5	10.6	2177	11.4	10.6
Ваљево 3 (I)	110	2922	15.3	15.9	3261	17.1	18.6	3727	19.6	16.6	4.2	2751	14.4	15.2	2909	15.3	16.9	3291	17.3	15.2
Ваљево 3 (II)	110	2888	15.2	15.7	3261	17.1	18.6	3727	19.6	16.6	4.4	2695	14.1	14.9	2909	15.3	16.9	3291	17.3	15.2
ВЕ Алибунар	110	/	/	/	2334	12.3	9.8	2362	12.4	9.9	/	/	/	/	2171	11.4	9.2	2188	11.5	9.3
ВЕ Башайд (I)	110	/	/	/	868	4.6	4.7	892	4.7	4.8	/	/	/	/	782	4.1	4.3	792	4.2	4.3
ВЕ Башайд (II)	110	/	/	/	868	4.6	4.7	892	4.7	4.8	/	/	/	/	782	4.1	4.3	792	4.2	4.3
ВЕ Бела Анта 1 (I)	110	/	/	/	4292	22.5	22.2	4374	23.0	22.8	/	/	/	/	3921	20.6	20.5	3956	20.8	20.9
ВЕ Бела Анта 1 (II)	110	/	/	/	4292	22.5	22.2	4374	23.0	22.8	/	/	/	/	3921	20.6	20.5	3956	20.8	20.9
ВЕ Костолац	110	/	/	/	2699	14.2	15.2	2687	14.1	15.1	/	/	/	/	2302	12.1	13.4	2295	12.0	13.3
ВЕ Кошава (I)	110	/	/	/	1596	8.4	7.6	1606	8.4	7.7	/	/	/	/	1448	7.6	7.1	1454	7.6	7.1
ВЕ Кошава (II)	110	/	/	/	1596	8.4	7.6	1606	8.4	7.7	/	/	/	/	1448	7.6	7.1	1454	7.6	7.1
ВЕ Кривача	110	/	/	/	1302	6.8	6.4	1303	6.8	6.4	/	/	/	/	1157	6.1	5.9	1161	6.1	5.9
ВЕ Никине Воде	110	/	/	/	1183	6.2	5.9	1214	6.4	6.0	/	/	/	/	1023	5.4	5.2	1054	5.5	5.3
ВЕ Пландиште 1	110	/	/	/	909	4.8	5.0	912	4.8	5.1	/	/	/	/	815	4.3	4.6	816	4.3	4.6
Велика Плана	110	1677	8.8	8.7	1731	9.1	9.0	1654	8.7	8.6	-0.1	1491	7.8	7.9	1461	7.7	7.7	1460	7.7	7.8
Велики Кривељ	110	1836	9.6	9.5	2060	10.8	10.6	2188	11.5	11.1	1.9	1630	8.6	8.6	1833	9.6	9.6	1946	10.2	10.1
Велико Градиште	110	715	3.8	3.4	1555	8.2	7.1	1554	8.2	7.1	4.4	647	3.4	3.1	1372	7.2	6.4	1373	7.2	6.4
Владимирци	110	1165	6.1	5.6	1202	6.3	6.3	1699	8.9	8.1	2.8	1081	5.7	5.3	1097	5.8	5.8	1520	8.0	7.4

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Владичин Хан	110	1641	8.6	7.6	1605	8.4	7.7	1686	8.8	7.9	0.2	1496	7.9	7.0	1348	7.1	6.7	1349	7.1	6.7
Власотинце	110	1783	9.4	7.6	1800	9.4	7.6	1810	9.5	7.7	0.1	1617	8.5	7.0	1593	8.4	6.9	1606	8.4	6.9
Врање 1 (I)	110	1835	9.6	10.0	1834	9.6	10.2	1877	9.9	10.4	0.2	1674	8.8	9.2	1593	8.4	9.0	1589	8.3	9.0
Врање 1 (II)	110	1835	9.6	10.0	1834	9.6	10.2	1877	9.9	10.4	0.2	1674	8.8	9.2	1593	8.4	9.0	1589	8.3	9.0
Врање 2	110	1902	10.0	10.3	1924	10.1	10.4	1952	10.2	10.6	0.3	1757	9.2	9.6	1698	8.9	9.4	1692	8.9	9.4
Врање 4 (I)	110	2484	13.0	16.3	2525	13.3	16.7	2573	13.5	17.0	0.5	2312	12.1	15.3	2211	11.6	14.8	2200	11.5	14.8
Врање 4 (II)	110	2484	13.0	16.3	2525	13.3	16.7	2573	13.5	17.0	0.5	2312	12.1	15.3	2211	11.6	14.8	2200	11.5	14.8
Врбас 1	110	2372	12.4	10.9	2407	12.6	10.6	2401	12.6	10.7	0.2	2122	11.1	9.9	2112	11.1	9.6	2107	11.1	9.7
Врбас 2	110	2143	11.2	9.3	2173	11.4	9.0	2174	11.4	9.2	0.2	1922	10.1	8.4	1919	10.1	8.2	1916	10.1	8.3
Врњачка Бања	110	1398	7.3	6.9	1726	9.1	7.5	1744	9.2	7.5	1.8	1222	6.4	6.1	1557	8.2	6.8	1549	8.1	6.8
Вршац 1	110	708	3.7	3.7	1240	6.5	6.0	1245	6.5	6.0	2.8	634	3.3	3.4	1109	5.8	5.4	1111	5.8	5.4
Вршац 2	110	703	3.7	3.7	1242	6.5	6.1	1247	6.5	6.1	2.9	631	3.3	3.4	1109	5.8	5.5	1111	5.8	5.5
Горњи Милановац 1	110	1133	5.9	6.0	1169	6.1	6.4	1130	5.9	6.4	0.0	1004	5.3	5.5	1055	5.5	5.9	1003	5.3	5.8
Горњи Милановац 2	110	/	/	/	1302	6.8	6.8	1274	6.7	6.8	/	/	/	/	1179	6.2	6.3	1133	5.9	6.2
ГТС 1 (I)	110	/	/	/	4663	24.5	27.8	3954	20.8	21.2	/	/	/	/	4066	21.3	24.8	3456	18.1	19.0
ГТС 1 (II)	110	/	/	/	4663	24.5	27.8	3972	20.8	21.1	/	/	/	/	4066	21.3	24.8	3472	18.2	18.9
ГТС 2 (I)	110	/	/	/	4580	24.0	27.0	3646	19.1	18.7	/	/	/	/	3997	21.0	24.1	3201	16.8	16.7

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ГТС 2 (II)	110	/	/	/	4580	24.0	27.0	3646	19.1	18.7	/	/	/	/	3997	21.0	24.1	3201	16.8	16.7
ГТС 3 (I)	110	/	/	/	4459	23.4	25.7	3664	19.2	18.9	/	/	/	/	3895	20.4	23.0	3213	16.9	16.9
ГТС 3 (II)	110	/	/	/	4459	23.4	25.7	3701	19.4	18.9	/	/	/	/	3895	20.4	23.0	3244	17.0	16.9
ГТС 5	110	/	/	/	4358	22.9	25.0	3416	17.9	17.6	/	/	/	/	3812	20.0	22.3	3004	15.8	15.8
ГТС МТ	110	/	/	/	4358	22.9	25.0	3416	17.9	17.6	/	/	/	/	3812	20.0	22.3	3004	15.8	15.8
Гуча	110	1694	8.9	7.4	1864	9.8	8.9	1843	9.7	8.8	0.8	1471	7.7	6.6	1697	8.9	8.2	1637	8.6	8.0
Дебељача	110	1006	5.3	4.5	1134	6.0	5.1	1139	6.0	5.1	0.7	897	4.7	4.1	1017	5.3	4.7	1020	5.4	4.7
Деспотовац	110	/	/	/	673	3.5	3.3	1395	7.3	6.3	/	/	/	/	603	3.2	3.0	1262	6.6	5.7
Димитровград	110	553	2.9	3.0	584	3.1	3.1	564	3.0	3.0	0.1	526	2.8	2.8	445	2.3	2.5	422	2.2	2.4
ЕВП Бргуле	110	1807	9.5	7.6	1806	9.5	7.1	1745	9.2	6.8	-0.3	1619	8.5	6.8	1624	8.5	6.5	1550	8.1	6.2
ЕВП Бродарево	110	464	2.4	2.0	564	3.0	2.3	565	3.0	2.3	0.5	421	2.2	1.9	490	2.6	2.0	489	2.6	2.0
ЕВП Водањ	110	/	/	/	1430	7.5	5.8	1430	7.5	0.0	/	/	/	/	1282	6.7	5.2	1280	6.7	0.0
ЕВП Грделица	110	1911	10.0	7.7	1980	10.4	8.0	2016	10.6	8.0	0.6	1735	9.1	7.0	1720	9.0	7.1	1733	9.1	7.1
ЕВП Ђунис	110	1320	6.9	4.5	2232	11.7	5.7	2227	11.7	8.4	4.8	1172	6.2	4.1	2023	10.6	5.2	1014	5.3	5.2
ЕВП Земун	110	/	/	/	3082	16.2	15.1	3085	16.2	15.1	/	/	/	/	2715	14.3	13.5	2681	14.1	13.4
ЕВП Јагодина	110	/	/	/	3383	17.8	18.0	3349	17.6	0.0	/	/	/	/	3025	15.9	16.3	3031	15.9	0.0
ЕВП Краљево	110	1432	7.5	7.4	1966	10.3	9.7	2008	10.5	9.8	3.0	1245	6.5	6.6	1790	9.4	8.9	1794	9.4	8.9
ЕВП Марковац	110	2009	10.5	9.1	2100	11.0	9.3	1917	10.1	8.2	-0.5	1806	9.5	8.3	1698	8.9	7.2	1699	8.9	7.4

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ЕВП Мартинци	110	1584	8.3	7.6	1762	9.2	8.4	1746	9.2	8.4	0.9	1470	7.7	7.0	1579	8.3	7.6	1584	8.3	7.6
ЕВП Прибојска Бања	110	/	/	/	1739	9.1	8.7	1746	9.2	8.7	/	/	/	/	1412	7.4	7.5	1401	7.4	7.4
ЕВП Ресник	110	4848	25.4	20.8	5034	26.4	21.8	5012	26.3	21.8	0.9	4268	22.4	18.7	4449	23.4	19.6	4344	22.8	19.4
ЕВП Ристовац	110	1242	6.5	6.7	1248	6.6	6.8	1372	7.2	7.3	0.7	1148	6.0	6.3	1102	5.8	6.1	1202	6.3	6.5
ЕВП Словац	110	1647	8.6	6.5	1720	9.0	6.8	2128	11.2	8.2	2.5	1503	7.9	6.0	1546	8.1	6.1	1897	10.0	7.4
ЕВП Сушица	110	/	/	/	1408	7.4	6.9	1404	7.4	6.9	/	/	/	/	1253	6.6	6.3	1234	6.5	6.2
Жабаль	110	1052	5.5	4.2	1050	5.5	4.2	1364	7.2	5.5	1.6	955	5.0	3.8	943	5.0	3.8	1221	6.4	5.0
Зајечар 1	110	958	5.0	5.6	1094	5.7	6.2	1128	5.9	6.5	0.9	836	4.4	5.0	962	5.0	5.6	991	5.2	5.8
Зајечар 2 (I)	110	1130	5.9	6.4	1304	6.8	7.2	1352	7.1	7.7	1.2	985	5.2	5.7	1144	6.0	6.4	1185	6.2	6.9
Зајечар 2 (II)	110	1130	5.9	6.4	1304	6.8	7.2	1352	7.1	7.7	1.2	985	5.2	5.7	1144	6.0	6.4	1185	6.2	6.9
Замрштен	110	1113	5.8	6.3	1373	7.2	5.8	1378	7.2	5.9	1.4	1018	5.3	5.9	1174	6.2	5.2	1170	6.1	5.2
Златибор 2	110	1144	6.0	6.2	1290	6.8	6.8	1289	6.8	6.8	0.8	1022	5.4	5.6	1138	6.0	6.1	1124	5.9	6.1
Зрењанин 1	110	1613	8.5	9.0	1741	9.1	8.7	1928	10.1	9.4	1.7	1440	7.6	8.2	1616	8.5	8.2	1713	9.0	8.5
Зрењанин 2 (I)	110	1903	10.0	9.7	2002	10.5	10.4	2255	11.8	11.5	1.8	1743	9.1	9.0	1867	9.8	9.9	1999	10.5	10.4
Зрењанин 2 (II)	110	1831	9.6	11.1	2002	10.5	10.4	2255	11.8	11.5	2.2	1635	8.6	10.0	1867	9.8	9.9	1999	10.5	10.4
Зрењанин 3	110	1733	9.1	9.2	1707	9.0	8.3	1887	9.9	8.9	0.8	1565	8.2	8.4	1584	8.3	7.8	1678	8.8	8.1
Зрењанин 4	110	1506	7.9	8.1	1484	7.8	7.6	1618	8.5	8.1	0.6	1356	7.1	7.4	1370	7.2	7.1	1440	7.6	7.4
Ивањица	110	716	3.8	3.1	1250	6.6	5.3	1239	6.5	5.2	2.7	651	3.4	2.9	1138	6.0	4.8	1108	5.8	4.8



Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Инђија 1	110	1115	5.9	5.4	1124	5.9	5.1	1125	5.9	5.1	0.1	987	5.2	4.9	987	5.2	4.6	987	5.2	4.6
Инђија 2	110	1231	6.5	6.2	1239	6.5	5.3	1241	6.5	5.4	0.0	1093	5.7	5.6	1087	5.7	4.8	1086	5.7	4.8
Јагодина 1	110	2455	12.9	15.7	4232	22.2	27.7	4182	21.9	27.4	9.1	2284	12.0	14.8	3755	19.7	24.9	3765	19.8	25.0
Јагодина 2	110	1926	10.1	10.0	2924	15.3	13.7	2899	15.2	13.6	5.1	1797	9.4	9.3	2604	13.7	12.3	2609	13.7	12.4
Јагодина 3	110	1655	8.7	10.6	3372	17.7	17.5	3320	17.4	17.3	8.7	1539	8.1	9.9	2981	15.6	15.7	2988	15.7	15.8
Јагодина 4 (I)	110	2488	13.1	16.1	4329	22.7	29.0	4277	22.4	28.8	9.4	2315	12.2	15.2	3839	20.2	26.2	3850	20.2	26.3
Јагодина 4 (II)	110	2292	12.0	15.0	4329	22.7	29.0	4277	22.4	28.8	10.4	2153	11.3	14.2	3839	20.2	26.2	3850	20.2	26.3
Кањижа	110	1215	6.4	5.4	1471	7.7	6.1	1488	7.8	6.3	1.4	1083	5.7	4.9	1316	6.9	5.6	1315	6.9	5.7
Качарево	110	1515	8.0	6.6	1686	8.8	7.2	1698	8.9	7.2	1.0	1353	7.1	6.0	1521	8.0	6.5	1526	8.0	6.6
Кикинда 1	110	903	4.7	4.5	1132	5.9	5.5	1164	6.1	5.6	1.4	794	4.2	4.0	1010	5.3	5.0	1022	5.4	5.0
Кикинда 2 (I)	110	965	5.1	4.9	1275	6.7	6.5	1313	6.9	6.6	1.8	848	4.4	4.5	1134	6.0	5.9	1148	6.0	6.0
Кикинда 2 (II)	110	965	5.1	4.9	1275	6.7	6.5	1313	6.9	6.6	1.8	848	4.4	4.5	1134	6.0	5.9	1148	6.0	6.0
Књажевац	110	396	2.1	2.5	411	2.2	2.6	416	2.2	2.6	0.1	345	1.8	2.2	364	1.9	2.3	369	1.9	2.3
Ковин	110	981	5.2	4.2	997	5.2	4.2	1002	5.3	4.2	0.1	880	4.6	3.8	897	4.7	3.9	899	4.7	3.9
Колубара (I)	110	3719	19.5	20.8	3624	19.0	16.2	3335	17.5	14.3	-2.0	3287	17.3	18.8	3243	17.0	14.8	2917	15.3	12.8
Колубара (II)	110	3719	19.5	20.8	3624	19.0	16.2	3335	17.5	14.3	-2.0	3287	17.3	18.8	3243	17.0	14.8	2917	15.3	12.8
Копаоник	110	/	/	/	645	3.4	3.9	677	3.6	4.1	/	/	/	/	572	3.0	3.5	600	3.1	3.7
Косјерић	110	1428	7.5	6.0	1511	7.9	7.0	1530	8.0	7.0	0.5	1280	6.7	5.4	1359	7.1	6.4	1365	7.2	6.4

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Коцељева	110	/	/	/	730	3.8	3.8	1433	7.5	6.6	/	/	/	/	665	3.5	3.5	1283	6.7	6.1
Крагујевац 1	110	2638	13.8	14.5	3121	16.4	16.9	3051	16.0	17.3	2.2	2397	12.6	13.3	2774	14.6	15.3	2750	14.4	15.8
Крагујевац 2 (I)	110	3391	17.8	21.6	4253	22.3	27.2	4205	22.1	27.6	4.3	3107	16.3	20.0	3762	19.7	24.4	3791	19.9	25.2
Крагујевац 2 (II)	110	3019	15.8	17.9	4253	22.3	27.2	4205	22.1	27.6	6.2	2770	14.5	16.6	3762	19.7	24.4	3791	19.9	25.2
Крагујевац 20	110	879	4.6	3.6	930	4.9	3.7	1620	8.5	6.9	3.9	802	4.2	3.3	839	4.4	3.4	1466	7.7	6.3
Крагујевац 21	110	/	/	/	/	/	/	2188	11.5	12.2	/	/	/	/	/	/	/	1974	10.4	11.2
Крагујевац 22	110	/	/	/	2417	12.7	11.6	2374	12.5	12.1	/	/	/	/	2156	11.3	10.5	2142	11.2	11.0
Крагујевац 23	110	/	/	/	/	/	/	1885	9.9	8.8	/	/	/	/	/	/	/	1706	9.0	8.1
Крагујевац 24	110	/	/	/	/	/	/	3207	16.8	16.1	/	/	/	/	/	/	/	2900	15.2	14.7
Крагујевац 3	110	1587	8.3	6.9	2077	10.9	8.3	2250	11.8	10.3	3.5	1436	7.5	6.4	1862	9.8	7.6	2036	10.7	9.5
Крагујевац 5	110	2320	12.2	11.5	3505	18.4	2.6	3472	18.2	16.2	6.0	2122	11.1	10.6	3115	16.3	2.5	3134	16.5	14.8
Крагујевац 8	110	2351	12.3	11.3	2542	13.3	11.9	2279	12.0	11.7	-0.4	2137	11.2	10.4	2268	11.9	10.8	2055	10.8	10.7
Краљево 1	110	1840	9.7	9.9	2157	11.3	11.1	2205	11.6	11.4	1.9	1577	8.3	8.7	1959	10.3	10.2	1961	10.3	10.3
Краљево 2	110	1767	9.3	9.8	2252	11.8	11.8	2306	12.1	12.0	2.8	1523	8.0	8.7	2046	10.7	10.9	2052	10.8	10.9
Краљево 3	110	2233	11.7	14.2	2975	15.6	18.5	3072	16.1	19.0	4.4	1909	10.0	12.4	2718	14.3	17.1	2730	14.3	17.2
Краљево 5	110	1132	5.9	5.9	1850	9.7	9.5	1886	9.9	9.6	4.0	989	5.2	5.3	1680	8.8	8.7	1684	8.8	8.8
Краљево 6	110	/	/	/	1906	10.0	9.7	1943	10.2	9.8	/	/	/	/	1730	9.1	8.9	1732	9.1	8.9
Крњешевци	110	/	/	/	1650	8.7	7.2	1652	8.7	7.2	/	/	/	/	1449	7.6	6.5	1442	7.6	6.5

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Кроноспан	110	2088	11.0	9.9	2213	11.6	10.3	2059	10.8	9.4	-0.2	1888	9.9	9.1	1832	9.6	8.5	1835	9.6	8.6
Крупань	110	628	3.3	2.9	1092	5.7	5.3	1114	5.8	5.4	2.6	571	3.0	2.8	963	5.1	4.8	984	5.2	4.9
Крушевац 1 (I)	110	1761	9.2	10.2	3356	17.6	16.8	3342	17.5	16.9	8.3	1571	8.2	9.2	3050	16.0	15.6	2908	15.3	15.2
Крушевац 1 (II)	110	857	4.5	3.3	3356	17.6	16.8	3342	17.5	16.9	13.0	777	4.1	3.0	3050	16.0	15.6	2908	15.3	15.2
Крушевац 2	110	1305	6.8	6.4	2526	13.3	11.3	2518	13.2	11.3	6.4	1164	6.1	5.9	2292	12.0	10.4	2211	11.6	10.2
Крушевац 3	110	/	/	/	2811	14.8	14.2	2802	14.7	14.3	/	/	/	/	2555	13.4	13.1	2454	12.9	12.9
Крушевац 4 (I)	110	1633	8.6	9.0	2913	15.3	13.7	2903	15.2	13.8	6.7	1457	7.6	8.1	2644	13.9	12.7	2536	13.3	12.4
Крушевац 4 (II)	110	1633	8.6	9.0	2913	15.3	13.7	2903	15.2	13.8	6.7	1242	6.5	7.2	2644	13.9	12.7	2536	13.3	12.4
Кула	110	2092	11.0	9.2	2118	11.1	9.0	2109	11.1	9.1	0.1	1878	9.9	8.3	1863	9.8	8.1	1859	9.8	8.2
Куршумлија	110	413	2.2	2.4	803	4.2	4.7	804	4.2	4.7	2.0	384	2.0	2.3	716	3.8	4.2	716	3.8	4.2
Лазаревац	110	1727	9.1	8.1	1765	9.3	8.1	2042	10.7	9.4	1.7	1549	8.1	7.4	1581	8.3	7.4	1807	9.5	8.5
Лапово	110	2079	10.9	9.8	2205	11.6	10.2	2056	10.8	9.4	-0.1	1879	9.9	9.0	1830	9.6	8.4	1834	9.6	8.6
Лебане	110	1144	6.0	5.9	1151	6.0	6.0	1155	6.1	6.0	0.1	1029	5.4	4.8	1025	5.4	5.5	1031	5.4	5.5
Лесковац 1	110	2883	15.1	15.0	3177	16.7	17.1	3208	16.8	17.2	1.7	2606	13.7	13.8	2763	14.5	15.2	2802	14.7	15.3
Лесковац 2 (I)	110	4251	22.3	28.6	4365	22.9	29.2	4423	23.2	29.5	0.9	3847	20.2	26.2	3733	19.6	25.4	3805	20.0	25.9
Лесковац 2 (II)	110	4251	22.3	28.6	4365	22.9	29.2	4423	23.2	29.5	0.9	3847	20.2	26.2	3733	19.6	25.4	3805	20.0	25.9
Лесковац 4	110	2117	11.1	9.8	2164	11.4	10.0	2175	11.4	10.1	0.3	1913	10.0	9.3	1901	10.0	9.0	1919	10.1	9.1
Лесковац 6	110	2930	15.4	15.2	3544	18.6	19.9	3582	18.8	20.0	3.4	2652	13.9	13.6	3065	16.1	17.6	3114	16.3	17.8

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Лешница	110	1602	8.4	6.8	1059	5.6	4.4	1293	6.8	5.7	-1.6	1443	7.6	6.2	940	4.9	4.0	1137	6.0	5.1
Лозница 1	110	1083	5.7	5.7	1347	7.1	7.1	1420	7.5	7.4	1.8	952	5.0	4.8	1152	6.0	6.3	1215	6.4	6.5
Лозница 2	110	/	/	/	1339	7.0	6.4	1697	8.9	8.1	/	/	/	/	1148	6.0	5.7	1455	7.6	7.2
Љиг	110	830	4.4	4.9	934	4.9	4.7	1006	5.3	5.0	0.9	744	3.9	4.4	841	4.4	4.3	901	4.7	4.6
Љубовија	110	441	2.3	2.2	1122	5.9	5.4	1134	6.0	5.4	3.6	401	2.1	2.3	984	5.2	4.9	997	5.2	4.9
Мајданпек 1	110	1236	6.5	7.3	1553	8.2	8.7	1594	8.4	8.9	1.9	1117	5.9	6.9	1379	7.2	7.9	1419	7.4	8.1
Мајданпек 2 (I)	110	1291	6.8	7.8	1693	8.9	9.7	1739	9.1	9.9	2.3	1167	6.1	7.2	1499	7.9	8.8	1544	8.1	9.0
Мајданпек 2 (II)	110	1291	6.8	7.8	1693	8.9	9.7	1739	9.1	9.9	2.3	1167	6.1	7.2	1499	7.9	8.8	1544	8.1	9.0
Мајданпек 3	110	1194	6.3	6.8	1528	8.0	8.2	1558	8.2	8.3	1.9	1079	5.7	6.4	1357	7.1	7.4	1388	7.3	7.5
Мачванска Митровица	110	1638	8.6	8.1	1794	9.4	8.9	1805	9.5	9.0	0.9	1518	8.0	7.2	1609	8.4	8.1	1631	8.6	8.2
Младеновац	110	1368	7.2	7.2	1389	7.3	7.4	1372	7.2	7.3	0.0	1203	6.3	6.5	1215	6.4	6.6	1207	6.3	6.6
Мосна	110	641	3.4	3.2	1143	6.0	5.6	1168	6.1	5.7	2.8	582	3.1	2.9	1004	5.3	5.0	1029	5.4	5.1
Неготин	110	1387	7.3	7.1	1608	8.4	9.2	1708	9.0	9.7	1.7	1113	5.8	5.9	1334	7.0	7.9	1423	7.5	8.3
Нересница	110	1133	5.9	5.0	1640	8.6	7.2	1644	8.6	7.2	2.7	1024	5.4	4.6	1449	7.6	6.5	1462	7.7	6.5
Ниш 1 (I)	110	2225	11.7	11.3	2032	10.7	10.4	2324	12.2	11.8	0.5	2010	10.6	10.8	1795	9.4	9.4	2247	11.8	11.3
Ниш 1 (II)	110	2225	11.7	11.3	2005	10.5	10.3	2324	12.2	11.8	0.5	2010	10.6	10.8	1773	9.3	9.3	2241	11.8	11.2
Ниш 10	110	1813	9.5	8.4	2752	14.4	11.5	2761	14.5	11.5	5.0	1629	8.5	7.8	2406	12.6	10.4	2436	12.8	10.5
Ниш 13 (I)	110	2503	13.1	11.7	3047	16.0	15.6	3059	16.1	15.7	2.9	2285	12.0	11.3	2659	14.0	14.0	2697	14.2	14.2

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Ниш 13 (II)	110	2532	13.3	12.9	3047	16.0	15.6	3059	16.1	15.7	2.8	2289	12.0	12.7	2659	14.0	14.0	2697	14.2	14.2
Ниш 15	110	/	/	/	1722	9.0	7.1	1726	9.1	7.1	/	/	/	/	1525	8.0	6.5	1537	8.1	6.5
Ниш 2 (I)	110	4719	24.8	30.0	5176	27.2	32.6	5198	27.3	33.1	2.5	4318	22.7	27.9	4422	23.2	28.5	4515	23.7	29.3
Ниш 2 (II)	110	4719	24.8	30.0	5123	26.9	32.4	5162	27.1	32.9	2.3	4318	22.7	27.9	4375	23.0	28.3	4484	23.5	29.1
Ниш 3 (I)	110	917	4.8	4.7	3406	17.9	18.2	3419	17.9	18.3	13.1	820	4.3	3.4	2954	15.5	16.2	3000	15.7	16.5
Ниш 3 (II)	110	2475	13.0	12.1	3406	17.9	18.2	3419	17.9	18.3	5.0	2222	11.7	9.9	2954	15.5	16.2	3000	15.7	16.5
Ниш 5	110	2378	12.5	11.2	4043	21.2	21.3	4064	21.3	21.8	8.8	2170	11.4	10.6	3473	18.2	18.8	3535	18.6	19.4
Ниш 6	110	/	/	/	3310	17.4	18.8	3337	17.5	19.0	/	/	/	/	2890	15.2	16.7	2946	15.5	17.0
Ниш 8	110	2349	12.3	11.7	2152	11.3	7.0	2460	12.9	12.1	0.6	2127	11.2	12.4	1902	10.0	6.3	2283	12.0	11.3
Нова Варош	110	1053	5.5	4.8	1572	8.3	6.6	1585	8.3	6.6	2.8	949	5.0	4.4	1289	6.8	5.7	1284	6.7	5.7
Нова Пазова	110	1773	9.3	8.1	1808	9.5	8.2	1810	9.5	8.3	0.2	1571	8.2	7.3	1579	8.3	7.4	1572	8.3	7.4
Нова Црња	110	832	4.4	3.6	856	4.5	3.9	885	4.6	4.0	0.3	744	3.9	3.3	774	4.1	3.6	787	4.1	3.6
Нови Бечеј	110	1334	7.0	6.0	1482	7.8	6.0	1522	8.0	6.6	1.0	1189	6.2	5.5	1336	7.0	5.5	1350	7.1	6.0
Нови Пазар 1	110	1052	5.5	6.3	1684	8.8	9.7	2056	10.8	11.4	5.3	902	4.7	5.4	1450	7.6	8.5	1763	9.3	10.0
Нови Пазар 2	110	1036	5.4	6.0	1543	8.1	8.2	1811	9.5	8.9	4.1	892	4.7	5.5	1334	7.0	7.3	1564	8.2	8.0
Нови Пазар 3	110	/	/	/	/	/	/	1692	8.9	8.6	/	/	/	/	/	/	/	1467	7.7	7.7
Нови Поповац	110	907	4.8	5.4	1150	6.0	6.5	1124	5.9	6.4	1.1	823	4.3	4.8	1033	5.4	6.0	1009	5.3	5.9
Нови Сад 1 (I)	110	1043	5.5	4.9	1905	10.0	9.1	2054	10.8	8.6	5.3	922	4.8	4.5	1700	8.9	8.2	1829	9.6	7.9

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Нови Сад 1 (II)	110	1137	6.0	5.4	1180	6.2	6.1	1179	6.2	6.1	0.2	1018	5.3	4.9	1041	5.5	5.5	1044	5.5	5.5
Нови Сад 2 (I)	110	2353	12.3	10.8	2387	12.5	10.9	2438	12.8	11.1	0.4	2159	11.3	10.0	2141	11.2	9.9	2182	11.5	10.1
Нови Сад 2 (II)	110	2353	12.3	10.8	2387	12.5	10.9	2438	12.8	11.1	0.4	2159	11.3	10.0	2141	11.2	9.9	2182	11.5	10.1
Нови Сад 3 (I)	110	4151	21.8	26.2	4267	22.4	27.1	4439	23.3	28.0	1.5	3805	20.0	24.3	3783	19.9	24.3	3916	20.6	25.1
Нови Сад 3 (II)	110	4151	21.8	26.2	4267	22.4	27.1	4439	23.3	28.0	1.5	3805	20.0	24.3	3783	19.9	24.3	3916	20.6	25.1
Нови Сад 4 (I)	110	2588	13.6	12.6	2620	13.8	13.0	2683	14.1	13.2	0.5	2346	12.3	11.6	2337	12.3	11.8	2386	12.5	12.0
Нови Сад 4 (II)	110	/	/	/	2620	13.8	13.0	2683	14.1	13.2	/	/	/	/	2337	12.3	11.8	2386	12.5	12.0
Нови Сад 5 (I)	110	2191	11.5	9.7	2228	11.7	10.7	2435	12.8	10.1	1.3	1985	10.4	8.9	1981	10.4	9.7	2160	11.3	9.2
Нови Сад 5 (II)	110	2191	11.5	9.7	2228	11.7	10.7	2435	12.8	10.1	1.3	1985	10.4	8.9	1981	10.4	9.7	2160	11.3	9.2
Нови Сад 6	110	1062	5.6	5.1	1091	5.7	5.3	1091	5.7	5.3	0.1	947	5.0	4.6	959	5.0	4.8	961	5.0	4.8
Нови Сад 7	110	960	5.0	4.6	2059	10.8	10.0	2234	11.7	9.5	6.7	848	4.4	4.2	1832	9.6	9.1	1984	10.4	8.7
Нови Сад 8	110	/	/	/	/	/	/	2575	13.5	11.3	/	/	/	/	/	/	/	2288	12.0	10.3
Нови Сад 9	110	2669	14.0	12.8	2700	14.2	13.0	2768	14.5	13.2	0.5	2432	12.8	11.8	2414	12.7	11.8	2467	12.9	12.0
Осечина	110	1053	5.5	5.0	1453	7.6	6.2	1517	8.0	6.3	2.4	958	5.0	4.7	1283	6.7	5.6	1339	7.0	5.7
Оџаци	110	1212	6.4	5.2	1222	6.4	5.3	1207	6.3	5.2	0.0	1078	5.7	4.8	1074	5.6	4.7	1071	5.6	4.7
Палић	110	1352	7.1	5.4	1575	8.3	6.1	1599	8.4	6.5	1.3	1235	6.5	5.0	1427	7.5	5.6	1423	7.5	5.9
Панчево 1 (I)	110	2852	15.0	12.8	2372	12.5	9.1	2448	12.8	7.3	-2.1	2546	13.4	11.6	2146	11.3	8.3	2199	11.5	6.7
Панчево 1 (II)	110	2759	14.5	12.1	3187	16.7	13.5	3221	16.9	13.6	2.4	2470	13.0	11.0	2887	15.2	12.2	2893	15.2	12.4

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Панчево 2 (I)	110	3932	20.6	24.6	4212	22.1	26.0	4292	22.5	26.4	1.9	3498	18.4	22.3	3869	20.3	24.2	3903	20.5	24.4
Панчево 2 (II)	110	3911	20.5	23.1	4831	25.4	28.0	4937	25.9	28.5	5.4	3481	18.3	21.0	4396	23.1	25.8	4439	23.3	26.1
Панчево 3	110	2835	14.9	13.5	3157	16.6	14.6	3201	16.8	14.7	1.9	2526	13.3	12.2	2873	15.1	13.4	2891	15.2	13.4
Панчево 4 (I)	110	3553	18.7	19.1	3525	18.5	16.2	3594	18.9	15.9	0.2	3162	16.6	17.3	3193	16.8	14.8	3227	16.9	14.5
Панчево 4 (II)	110	3553	18.7	19.1	3525	18.5	16.2	3594	18.9	15.9	0.2	3162	16.6	17.3	3193	16.8	14.8	3227	16.9	14.5
Панчево 5	110	/	/	/	/	/	/	4127	21.7	20.4	/	/	/	/	/	/	/	3708	19.5	18.7
ПАП Лисина	110	829	4.3	3.7	796	4.2	3.7	834	4.4	3.8	0.0	759	4.0	3.5	670	3.5	3.3	670	3.5	3.3
Параћин 1 (I)	110	1163	6.1	7.1	1592	8.4	9.1	1539	8.1	8.9	2.0	1052	5.5	6.4	1422	7.5	8.3	1374	7.2	8.1
Параћин 1 (II)	110	1163	6.1	7.1	1592	8.4	9.1	1539	8.1	8.9	2.0	1052	5.5	6.4	1422	7.5	8.3	1374	7.2	8.1
Параћин 3	110	1112	5.8	6.6	1525	8.0	8.5	1480	7.8	8.3	1.9	1005	5.3	6.1	1364	7.2	7.8	1322	6.9	7.6
Перлез	110	/	/	/	678	3.6	3.5	1076	5.6	5.1	/	/	/	/	621	3.3	3.3	965	5.1	4.7
Петровац (I)	110	2140	11.2	10.0	2314	12.1	10.6	2277	11.9	10.5	0.7	1913	10.0	9.1	1994	10.5	9.4	2005	10.5	9.5
Петровац (II)	110	2140	11.2	10.0	2314	12.1	10.6	2277	11.9	10.5	0.7	1913	10.0	9.1	1994	10.5	9.4	2005	10.5	9.5
Пећинци	110	1178	6.2	4.9	1209	6.3	5.0	1247	6.5	5.1	0.4	1078	5.7	4.5	1087	5.7	4.5	1118	5.9	4.6
Пирот 1	110	853	4.5	5.1	917	4.8	5.5	850	4.5	5.2	0.0	821	4.3	4.9	664	3.5	4.2	602	3.2	3.9
Пирот 2	110	875	4.6	5.6	964	5.1	6.2	910	4.8	6.0	0.2	866	4.5	5.5	664	3.5	4.5	613	3.2	4.2
Планиште	110	/	/	/	900	4.7	4.8	903	4.7	4.8	/	/	/	/	806	4.2	4.4	808	4.2	4.4
Пожаревац 1 (I)	110	1920	10.1	9.3	2044	10.7	10.1	2035	10.7	10.1	0.6	1718	9.0	8.5	1768	9.3	9.0	1767	9.3	9.0

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Пожаревац 1 (II)	110	1891	9.9	7.3	2044	10.7	10.1	2035	10.7	10.1	0.8	1712	9.0	6.7	1768	9.3	9.0	1767	9.3	9.0
Пожаревац 2	110	/	/	/	2114	11.1	10.1	2110	11.1	10.1	/	/	/	/	1850	9.7	9.1	1846	9.7	9.1
Пожега	110	2958	15.5	17.6	2934	15.4	17.5	2856	15.0	17.1	-0.5	2512	13.2	15.5	2729	14.3	16.5	2543	13.3	15.5
Прахово	110	1377	7.2	6.4	1603	8.4	8.8	1685	8.8	9.2	1.6	1099	5.8	5.4	1323	6.9	7.6	1397	7.3	7.9
Прешево	110	560	2.9	2.9	556	2.9	3.2	1031	5.4	5.4	2.5	518	2.7	2.7	491	2.6	2.9	907	4.8	4.9
Прибој	110	/	/	/	1414	7.4	6.9	1418	7.4	6.9	/	/	/	/	1170	6.1	6.0	1163	6.1	6.0
Пријеполје	110	655	3.4	3.3	844	4.4	3.9	846	4.4	3.9	1.0	594	3.1	3.1	719	3.8	3.5	716	3.8	3.5
Прокупље	110	723	3.8	4.3	986	5.2	5.5	986	5.2	5.5	1.4	657	3.5	4.4	873	4.6	5.0	874	4.6	5.0
Рашка	110	891	4.7	4.4	1065	5.6	6.1	1156	6.1	6.5	1.4	773	4.1	3.9	937	4.9	5.5	1015	5.3	5.8
Римски Шанчеви	110	2400	12.6	11.0	2437	12.8	11.2	2489	13.1	11.3	0.5	2216	11.6	10.2	2185	11.5	10.1	2227	11.7	10.3
Рио Тинто (I)	110	/	/	/	1612	8.5	7.4	1804	9.5	8.0	/	/	/	/	1388	7.3	6.6	1554	8.2	7.1
Рио Тинто (II)	110	/	/	/	1612	8.5	7.4	1804	9.5	8.0	/	/	/	/	1388	7.3	6.6	1554	8.2	7.1
РП Дрмно (I)	110	1672	8.8	6.0	2397	12.6	12.7	2383	12.5	12.6	3.7	1513	7.9	5.5	2061	10.8	11.3	2050	10.8	11.2
РП Дрмно (II)	110	/	/	/	2397	12.6	12.7	2383	12.5	12.6	/	/	/	/	2061	10.8	11.3	2050	10.8	11.2
Рудник 1	110	1472	7.7	7.5	2458	12.9	13.2	2447	12.8	13.1	5.1	1336	7.0	6.9	2115	11.1	11.7	2107	11.1	11.6
Рудник 2	110	1132	5.9	5.4	2321	12.2	11.9	2308	12.1	11.8	6.2	1030	5.4	4.9	2000	10.5	10.6	1990	10.4	10.5
Рудник 3	110	1273	6.7	6.4	2136	11.2	10.9	2128	11.2	10.9	4.5	1156	6.1	5.9	1854	9.7	9.8	1850	9.7	9.8
Рудник 4	110	/	/	/	2243	11.8	11.9	2231	11.7	11.8	/	/	/	/	1935	10.2	10.5	1926	10.1	10.5



Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Рудник 5	110	/	/	/	1886	9.9	9.3	1881	9.9	9.3	/	/	/	/	1646	8.6	8.4	1643	8.6	8.4
Рудник Ковин	110	498	2.6	1.8	506	2.7	1.8	507	2.7	1.8	0.0	456	2.4	1.7	454	2.4	1.7	455	2.4	1.7
Рума 1	110	845	4.4	4.0	860	4.5	4.1	859	4.5	4.1	0.1	756	4.0	3.7	762	4.0	3.7	764	4.0	3.7
Рума 2	110	1066	5.6	4.8	1102	5.8	4.9	1100	5.8	4.9	0.2	973	5.1	4.4	982	5.2	4.4	985	5.2	4.4
Свилајнац	110	/	/	/	/	/	/	2081	10.9	9.1	/	/	/	/	/	/	/	1848	9.7	8.3
Сврљиг	110	1353	7.1	5.9	1402	7.4	6.0	1372	7.2	5.9	0.1	1263	6.6	5.5	1192	6.3	5.3	1183	6.2	5.3
Севојно (I)	110	2131	11.2	10.7	2179	11.4	11.8	2162	11.3	11.7	0.2	1847	9.7	9.6	1965	10.3	10.8	1907	10.0	10.5
Севојно (II)	110	/	/	/	2179	11.4	11.8	2162	11.3	11.7	/	/	/	/	1965	10.3	10.8	1907	10.0	10.5
Сента 1	110	1073	5.6	4.9	1410	7.4	6.0	1427	7.5	6.1	1.9	952	5.0	4.4	1258	6.6	5.5	1259	6.6	5.5
Сента 2	110	881	4.6	4.0	1246	6.5	5.3	1263	6.6	5.4	2.0	780	4.1	3.6	1112	5.8	4.9	1113	5.8	4.9
Сип	110	428	2.2	2.2	442	2.3	2.3	448	2.4	2.3	0.1	375	2.0	2.0	388	2.0	2.1	394	2.1	2.1
Сирмијум Стил	110	1669	8.8	9.9	1863	9.8	10.1	1846	9.7	10.0	0.9	1546	8.1	9.3	1662	8.7	9.2	1668	8.8	9.2
Сјеница	110	794	4.2	4.2	974	5.1	5.0	997	5.2	5.1	1.1	709	3.7	3.8	821	4.3	4.4	838	4.4	4.4
Смедерево 1 (I)	110	2580	13.5	13.5	3775	19.8	19.7	3772	19.8	19.7	6.3	2308	12.1	12.3	3274	17.2	17.6	3262	17.1	17.5
Смедерево 1 (II)	110	2534	13.3	10.4	3707	19.5	19.2	3704	19.4	19.2	6.1	2288	12.0	9.5	3222	16.9	17.1	3210	16.8	17.1
Смедерево 2 (I)	110	2808	14.7	15.2	4419	23.2	25.2	4417	23.2	25.1	8.4	2512	13.2	13.8	3815	20.0	22.3	3798	19.9	22.2
Смедерево 2 (II)	110	2727	14.3	11.5	4419	23.2	25.2	4417	23.2	25.1	8.9	2460	12.9	10.5	3815	20.0	22.3	3798	19.9	22.2
Смедерево 3 (I)	110	3604	18.9	19.2	5055	26.5	32.1	5049	26.5	31.8	7.6	3226	16.9	17.5	4395	23.1	28.5	4368	22.9	28.1

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Смедерево 3 (II)	110	3604	18.9	19.2	5093	26.7	32.3	5089	26.7	32.0	7.8	3226	16.9	17.5	4425	23.2	28.6	4401	23.1	28.3
Смедерево 4	110	2326	12.2	11.3	3028	15.9	15.4	3025	15.9	15.4	3.7	2086	10.9	10.3	2645	13.9	13.8	2637	13.8	13.7
Смедерево 5	110	/	/	/	2330	12.2	12.1	2325	12.2	12.1	/	/	/	/	2023	10.6	10.8	2019	10.6	10.7
Смедеревска Паланка 1	110	1851	9.7	9.6	1927	10.1	10.3	1881	9.9	10.1	0.2	1632	8.6	8.7	1657	8.7	9.1	1652	8.7	9.1
Смедеревска Паланка 2	110	/	/	/	1898	10.0	9.6	1864	9.8	9.5	/	/	/	/	1646	8.6	8.6	1641	8.6	8.5
Собовица	110	/	/	/	/	/	/	1847	9.7	8.5	/	/	/	/	/	/	/	1863	9.8	8.5
Сокобања	110	/	/	/	758	4.0	3.7	758	4.0	4.0	/	/	/	/	676	3.5	3.3	603	3.2	3.3
Сомбор 1	110	2359	12.4	13.2	2516	13.2	12.9	2182	11.5	11.6	-0.9	2149	11.3	12.2	2108	11.1	11.0	1939	10.2	10.5
Сомбор 2	110	1464	7.7	6.8	1513	7.9	7.0	571	3.0	2.8	-4.7	1319	6.9	6.3	1301	6.8	6.1	500	2.6	2.6
Сомбор 3 (I)	110	2556	13.4	15.0	2747	14.4	16.4	2536	13.3	14.7	-0.1	2335	12.3	13.9	2288	12.0	13.7	2246	11.8	13.3
Сомбор 3 (II)	110	2556	13.4	15.0	2747	14.4	16.4	2536	13.3	14.7	-0.1	2335	12.3	13.9	2288	12.0	13.7	2246	11.8	13.3
Србобран 1	110	3603	18.9	19.7	3729	19.6	17.8	3749	19.7	18.9	0.8	3238	17.0	18.0	3271	17.2	16.1	3267	17.1	16.9
Србобран 2	110	/	/	/	2206	11.6	9.5	2218	11.6	9.6	/	/	/	/	1963	10.3	8.6	1967	10.3	8.7
Сремска Митровица 1	110	2107	11.1	11.4	2277	11.9	12.2	2264	11.9	12.1	0.8	1954	10.3	10.6	2028	10.6	11.0	2044	10.7	11.1
Сремска Митровица 2 (I)	110	2320	12.2	13.6	2780	14.6	17.3	2743	14.4	17.2	2.2	2170	11.4	12.8	2471	13.0	15.6	2486	13.0	15.8
Сремска Митровица 2 (II)	110	2281	12.0	13.3	2767	14.5	17.2	2730	14.3	17.1	2.4	2129	11.2	12.5	2459	12.9	15.5	2473	13.0	15.7

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Сремска Митровица 3	110	2171	11.4	11.9	2374	12.5	13.0	2346	12.3	12.9	0.9	2021	10.6	11.1	2116	11.1	11.8	2126	11.2	11.8
Стара Пазова	110	1784	9.4	8.3	1790	9.4	8.3	1792	9.4	8.3	0.0	1577	8.3	7.5	1560	8.2	7.4	1554	8.2	7.4
Стара планина	110	/	/	/	/	/	/	813	4.3	4.1	/	/	/	/	/	/	/	658	3.5	3.5
Стењевац	110	679	3.6	3.0	769	4.0	3.7	1342	7.0	5.9	3.5	614	3.2	2.7	689	3.6	3.4	1215	6.4	5.4
Страгари	110	907	4.8	4.3	958	5.0	4.4	904	4.7	4.3	0.0	829	4.4	4.0	865	4.5	4.1	1380	7.2	6.3
Суботица 1	110	3122	16.4	13.8	3022	15.9	12.7	3109	16.3	14.6	-0.1	2865	15.0	12.9	2726	14.3	11.7	2714	14.2	13.1
Суботица 2	110	2589	13.6	10.9	2782	14.6	11.3	2856	15.0	12.9	1.4	2377	12.5	10.2	2509	13.2	10.5	2498	13.1	11.6
Суботица 3 (I)	110	2763	14.5	12.1	3893	20.4	17.1	4040	21.2	21.4	6.7	2525	13.3	11.2	3504	18.4	15.9	3485	18.3	19.0
Суботица 3 (II)	110	3788	19.9	17.1	3893	20.4	17.1	4040	21.2	21.4	1.3	3497	18.4	16.1	3504	18.4	15.9	3485	18.3	19.0
Суботица 4 (I)	110	1945	10.2	7.9	2044	10.7	8.1	2083	10.9	8.7	0.7	1759	9.2	7.3	1840	9.7	7.4	1834	9.6	7.9
Суботица 4 (II)	110	1945	10.2	7.9	2044	10.7	8.1	2083	10.9	8.7	0.7	1759	9.2	7.3	1840	9.7	7.4	1834	9.6	7.9
Тамнава - Вреоци	110	2963	15.6	14.2	2965	15.6	12.1	2773	14.6	11.0	-1.0	2626	13.8	12.8	2660	14.0	11.0	2440	12.8	9.9
Тамнава - Западно поље	110	2007	10.5	8.9	1768	9.3	8.0	2703	14.2	12.6	3.7	1770	9.3	8.0	1592	8.4	7.3	2387	12.5	11.4
ТЕ Костолац А	110	3370	17.7	15.5	4105	21.5	25.3	4083	21.4	25.2	3.7	3043	16.0	14.1	3375	17.7	21.5	3362	17.6	20.8
ТЕ Костолац Б - постројење за одсумпоравање	110	/	/	/	2345	12.3	12.3	2331	12.2	12.3	/	/	/	/	2019	10.6	10.9	2008	10.5	10.9
ТЕ Морава	110	2680	14.1	13.7	2858	15.0	14.3	2453	12.9	10.9	-1.2	2415	12.7	12.6	2164	11.4	9.2	2167	11.4	9.8

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
Темерин	110	1668	8.8	7.1	1678	8.8	7.1	1938	10.2	8.1	1.4	1514	7.9	6.5	1503	7.9	6.5	1730	9.1	7.4
ТЕНТ А (СП)	110	1551	8.1	6.8	1569	8.2	6.7	1546	8.1	6.7	0.0	1382	7.3	6.2	1407	7.4	6.2	1373	7.2	6.0
ТЕ-ТО Београд	110	3794	19.9	21.6	4056	21.3	25.1	4061	21.3	25.2	1.4	3350	17.6	19.4	3513	18.4	22.2	3458	18.2	22.0
ТЕ-ТО Зрењанин	110	1506	7.9	8.1	1484	7.8	7.6	1618	8.5	8.1	0.6	1357	7.1	7.4	1370	7.2	7.1	1440	7.6	7.4
ТЕ-ТО Нови Сад	110	2739	14.4	13.2	2765	14.5	13.4	2836	14.9	13.6	0.5	2495	13.1	12.1	2470	13.0	12.1	2526	13.3	12.3
Топола	110	1468	7.7	6.5	1519	8.0	7.1	1505	7.9	7.0	0.2	1312	6.9	5.9	1351	7.1	6.4	1343	7.0	6.4
Трстеник	110	1300	6.8	6.9	1651	8.7	7.9	1662	8.7	8.0	1.9	1147	6.0	6.2	1485	7.8	7.3	1471	7.7	7.3
Тутин	110	/	/	/	688	3.6	3.6	1208	6.3	5.4	/	/	/	/	606	3.2	3.2	1063	5.6	4.9
Ћићевац	110	869	4.6	3.9	1428	7.5	6.9	1414	7.4	6.9	2.9	784	4.1	3.6	1284	6.7	6.3	1261	6.6	6.3
Ђуприја	110	1393	7.3	7.5	1818	9.5	9.2	1980	10.4	9.9	3.1	1269	6.7	6.9	1625	8.5	8.4	1787	9.4	9.1
УБ 2	110	/	/	/	1511	7.9	6.9	2104	11.0	9.4	/	/	/	/	1359	7.1	6.4	1870	9.8	8.5
Ужице 1	110	1872	9.8	9.6	1893	9.9	10.3	1877	9.8	10.3	0.0	1622	8.5	8.6	1709	9.0	9.5	1658	8.7	9.3
Ужице 2	110	/	/	/	1929	10.1	10.5	1913	10.0	10.5	/	/	/	/	1741	9.1	9.7	1690	8.9	9.5
Ушће	110	/	/	/	1159	6.1	5.6	1241	6.5	5.8	/	/	/	/	1029	5.4	5.1	1098	5.8	5.3
ФАС	110	2236	11.7	10.5	2341	12.3	10.3	2327	12.2	10.4	0.5	2036	10.7	9.7	2092	11.0	9.4	2101	11.0	9.5
Футог	110	1686	8.8	7.3	1678	8.8	7.3	1699	8.9	7.4	0.1	1518	8.0	6.7	1492	7.8	6.6	1507	7.9	6.7
ХЕ Врла 1	110	1603	8.4	7.9	1490	7.8	8.3	1626	8.5	8.8	0.1	1440	7.6	7.2	1178	6.2	6.9	1181	6.2	6.9
ХЕ Врла 2	110	1616	8.5	7.9	1510	7.9	8.2	1650	8.7	8.7	0.2	1457	7.6	7.2	1204	6.3	6.9	1206	6.3	6.9

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
ХЕ Врла 3	110	2128	11.2	11.1	2025	10.6	11.5	2208	11.6	12.3	0.4	1931	10.1	10.2	1620	8.5	9.7	1624	8.5	9.7
ХЕ Ђердап 2	110	1528	8.0	7.1	1813	9.5	11.1	1911	10.0	11.6	2.0	1199	6.3	5.9	1474	7.7	9.4	1560	8.2	9.8
ХЕ Зворник	110	2219	11.6	10.4	2341	12.3	13.0	2279	12.0	12.6	0.3	1916	10.1	9.3	1857	9.7	10.9	1807	9.5	10.6
ХЕ Кокин Брод	110	1211	6.4	6.0	2162	11.3	8.7	2176	11.4	8.8	5.1	1095	5.7	5.5	1773	9.3	7.7	1751	9.2	7.6
ХЕ Пирот	110	860	4.5	5.5	950	5.0	6.0	898	4.7	5.9	0.2	855	4.5	5.4	650	3.4	4.4	602	3.2	4.1
ХЕ Потпећ	110	1116	5.9	6.4	1826	9.6	9.4	1834	9.6	9.4	3.8	1020	5.4	5.9	1475	7.7	8.0	1463	7.7	8.0
ХЕ Увац	110	942	4.9	4.2	1249	6.6	5.9	1265	6.6	6.0	1.7	848	4.4	3.8	1001	5.3	5.1	1006	5.3	5.1
Цементара Косјерић	110	1252	6.6	5.0	1318	6.9	6.1	1332	7.0	6.1	0.4	1124	5.9	4.6	1187	6.2	5.6	1192	6.3	5.6
Црвена Застава	110	2240	11.8	10.6	2342	12.3	10.4	2329	12.2	10.4	0.5	2040	10.7	9.7	2093	11.0	9.4	2101	11.0	9.5
Црвенка	110	1517	8.0	6.4	1534	8.1	6.4	1514	7.9	6.3	0.0	1366	7.2	5.8	1353	7.1	5.7	1348	7.1	5.7
Чајетина	110	1313	6.9	6.3	1408	7.4	6.9	1404	7.4	6.9	0.5	1167	6.1	5.7	1253	6.6	6.3	1234	6.5	6.2
Чачак 1	110	1831	9.6	10.2	1962	10.3	10.9	1951	10.2	10.8	0.6	1570	8.2	9.0	1783	9.4	10.0	1731	9.1	9.8
Чачак 2	110	1721	9.0	8.9	1850	9.7	9.6	1838	9.6	9.6	0.6	1481	7.8	7.9	1676	8.8	8.8	1628	8.5	8.7
Чачак 3	110	2057	10.8	11.9	2224	11.7	12.9	2217	11.6	12.9	0.8	1765	9.3	10.6	2041	10.7	12.0	1976	10.4	11.7
чвор Атеница	110	1786	9.4	9.6	1882	9.9	10.0	1871	9.8	9.9	0.4	1534	8.0	8.5	1707	9.0	9.1	1658	8.7	9.0
чвор Белџина	110	1199	6.3	4.8	1240	6.5	5.1	1205	6.3	5.6	0.0	1058	5.6	4.3	1132	5.9	4.6	1078	5.7	5.1
чвор Београд (I)	110	3862	20.3	20.2	4094	21.5	22.0	4120	21.6	22.1	1.4	3447	18.1	18.3	3675	19.3	20.0	3662	19.2	20.0
чвор Београд (II)	110	3872	20.3	23.7	4099	21.5	22.3	4125	21.7	22.4	1.3	3454	18.1	21.4	3676	19.3	20.2	3664	19.2	20.2

Трансформаторска станица	U <sub>n</sub> [kV]	Режим зимског максимума										Режим летњег минимума								
		2018. година			2023. година			2028. година				2018. година			2023. година			2028. година		
		S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	ΔI'' <sub>3p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]	S'' <sub>k3p</sub> [MVA]	I'' <sub>k3p</sub> [kA]	I'' <sub>k1p</sub> [kA]
чвор Лисина	110	832	4.4	3.8	799	4.2	3.7	838	4.4	3.8	0.0	762	4.0	3.5	672	3.5	3.3	673	3.5	3.3
чвор Мартинци	110	1595	8.4	7.7	1762	9.2	8.5	1746	9.2	8.5	0.8	1481	7.8	7.1	1579	8.3	7.7	1584	8.3	7.7
чвор Шупљак	110	1663	8.7	6.7	2017	10.6	7.9	2056	10.8	8.6	2.1	1520	8.0	6.2	1827	9.6	7.3	1821	9.6	7.8
Челарево	110	1209	6.3	5.3	1199	6.3	5.2	1207	6.3	5.3	0.0	1083	5.7	4.8	1066	5.6	4.8	1071	5.6	4.8
Шабац 1	110	2001	10.5	10.6	1901	10.0	11.5	2220	11.7	13.2	1.2	1890	9.9	10.0	1737	9.1	10.6	1973	10.4	11.9
Шабац 2	110	1711	9.0	8.7	1647	8.6	8.9	1879	9.9	9.8	0.9	1596	8.4	8.1	1497	7.9	8.2	1668	8.8	8.8
Шабац 3 (I)	110	2028	10.6	11.7	2170	11.4	13.8	2596	13.6	16.1	3.0	1932	10.1	11.2	1985	10.4	12.8	2300	12.1	14.5
Шабац 3 (II)	110	2170	11.4	12.0	2170	11.4	13.8	2596	13.6	16.1	2.2	2055	10.8	11.5	1985	10.4	12.8	2300	12.1	14.5
Шабац 4	110	2009	10.5	10.6	1902	10.0	11.5	2220	11.7	13.1	1.1	1897	10.0	10.0	1737	9.1	10.6	1973	10.4	11.9
Шабац 5	110	1546	8.1	7.8	1484	7.8	8.1	1670	8.8	8.8	0.6	1440	7.6	7.3	1348	7.1	7.5	1486	7.8	8.0
Шид	110	721	3.8	3.2	749	3.9	3.3	746	3.9	3.3	0.1	662	3.5	3.0	672	3.5	3.0	673	3.5	3.1

Таб.Д. 6.14: Апериодичне компоненте струје квара у тачкама прикључења највећих генераторских јединица у ЕЕС Србије

Генератори - тачка прикључења	2018						2023						2028					
	Зимски максимум			Летњи минимум			Зимски максимум			Летњи минимум			Зимски максимум			Летњи минимум		
	I <sub>DC</sub> [кА]	I <sub>k''</sub> [кА]	%	I <sub>DC</sub> [кА]	I <sub>k''</sub> [кА]	%	I <sub>DC</sub> [кА]	I <sub>k''</sub> [кА]	%	I <sub>DC</sub> [кА]	I <sub>k''</sub> [кА]	%	I <sub>DC</sub> [кА]	I <sub>k''</sub> [кА]	%	I <sub>DC</sub> [кА]	I <sub>k''</sub> [кА]	%
ТЕНТ Б1	9.53	24.01	40	8.82	20.99	42	9.64	24.97	39	6.95	19.44	36	9.52	27.12	35	5.08	20.16	25
ТЕНТ Б2	9.33	24.01	39	8.82	20.99	42	9.58	25.04	38	4.99	18.22	27	9.46	27.20	35	7.08	21.57	33
Костолац Б1	4.10	13.56	30	3.05	10.90	28	4.75	15.91	30	4.62	14.26	32	6.37	16.24	39	4.19	13.33	31
Костолац Б2 и Б3	4.10	13.56	30	3.05	10.34	28	6.40	16.81	38	6.30	15.15	42	6.37	17.15	37	4.19	13.33	31
ТЕНТ А1	13.43	31.05	43	11.39	25.85	44	14.68	31.47	47	8.63	23.41	37	14.87	31.62	47	9.34	24.12	39
ТЕНТ А2	13.43	31.05	43	10.20	25.50	40	14.68	31.47	47	10.14	23.87	42	14.87	31.62	47	9.34	24.13	39
ТЕНТ А3	15.68	32.26	49	13.22	26.80	49	16.90	32.65	52	9.85	24.18	41	17.17	32.81	52	12.26	25.36	48
ТЕНТ А4	15.59	32.23	48	13.21	26.78	49	16.74	32.61	51	11.16	24.55	45	17.01	32.77	52	12.13	25.33	48
ТЕНТ А5	13.79	29.51	47	12.43	25.39	49	14.44	31.27	46	8.70	23.16	38	15.06	35.47	42	9.37	26.56	35
ТЕНТ А6	13.80	29.51	47	12.44	25.39	49	14.45	31.28	46	8.51	23.06	37	15.07	35.48	42	9.60	26.68	36
ХЕ Ђердап - сви генератори	9.75	23.68	41	7.59	18.74	40	10.77	26.98	40	6.24	19.71	32	10.79	27.98	39	5.42	19.18	28

## Д.6.4 АНАЛИЗА СТАБИЛНОСТИ

У овом поглављу, дат је преглед критичних времена искључења квара за сваки генератор у ЕЕС Србије, у зависности од поремећаја у систему.

Као што је објашњено у Поглављу 9.3, као референтна вредност узета је 150 ms. Преглед по објектима дат је у Таб.Д. 6.15.

Таб.Д. 6.15: Преглед критичних времена искључења квара по објектима

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ВЕ Чибук 1	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Пландиште 1	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Елисио Али 2	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Банат	/	/	>300	/	/	>300
ВЕ Кошава	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Ковачица	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар 1	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Алибунар 2	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Костолац	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Бела Анта	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Никине Воде	/	>300	>300	/	>300	>300
ВЕ Кривача	/	>300	>300	/	>300	>300



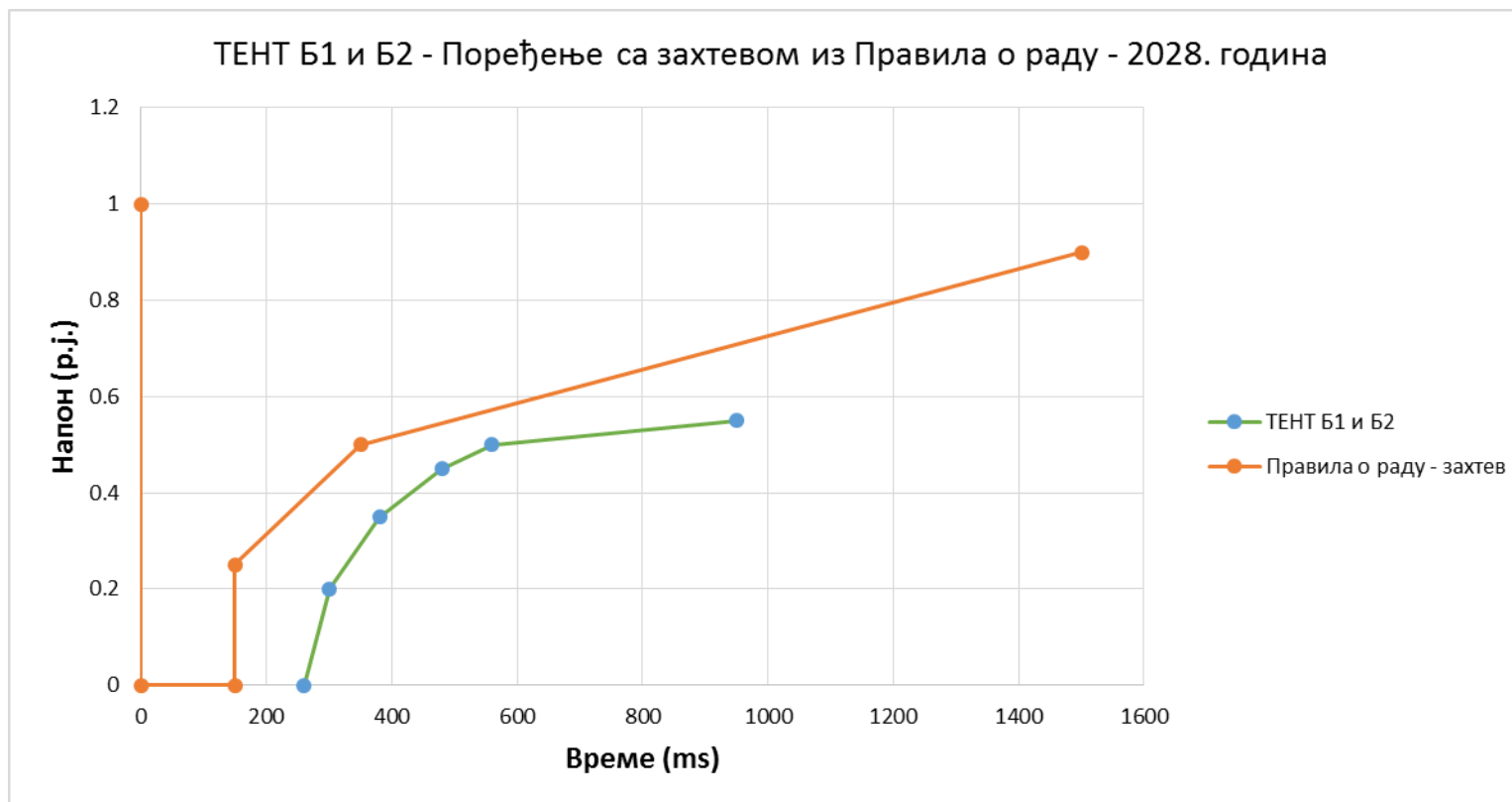
Генератор / Ветроэлектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ВЕ Башайд	/	>300	>300	/	>300	>300
ТЕТО Винча	210	220	220	210	210	210
ТЕ Костолац Б1	190	210	210	190	210	210
ТЕ Костолац Б2	190	210	210	190	210	210
ТЕ Костолац Б3	/	210	210	/	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г1	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г2	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г3	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г4	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г5	190	220	220	180	210	210
ХЕ Ђердап 1 Г6	190	220	220	180	210	210
ТЕНТ Б1	250	260	260	240	240	240
ТЕНТ Б2	260	260	260	240	240	240
ТЕНТ А1	220	240	240	220	220	220
ТЕНТ А2	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А5	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А6	220	240	240	205	220	220
ТЕНТ А3	220	250	250	205	220	220
ТЕНТ А4	220	250	250	205	220	220

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ХЕ Ђердап 2 Г1	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г2	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г3	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г4	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г5	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г6	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г7	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г8	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г9	170	170	175	160	160	165
ХЕ Ђердап 2 Г10	170	170	175	160	160	165
ХЕ Б. Башта Г1	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г2	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г3	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Б. Башта Г4	290	300	>300	280	290	290
ХЕ Зворник Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г3	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Зворник Г4	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300

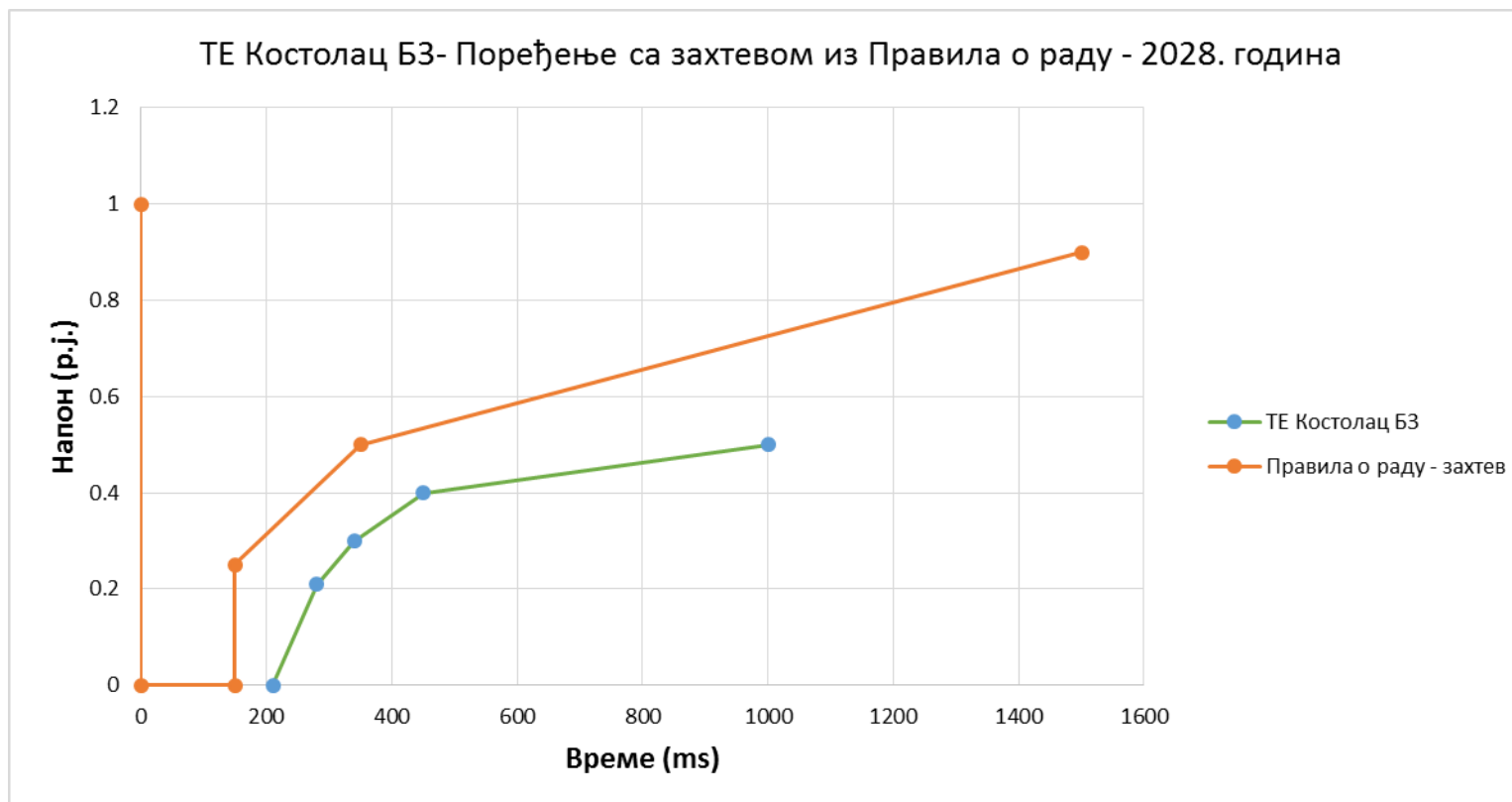
Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ХЕ Потпећ Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г3	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Потпећ Г4	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ТЕ Костолац А1	250	270	270	230	250	250
ТЕ Костолац А2	250	270	270	230	250	250
РХЕ Б. Башта Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
РХЕ Б. Башта Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Кокин Брод	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Кокин Брод	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Врла 1 Г1	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г2	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г3	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 1 Г4	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 2 Г1	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 2 Г2	270	280	280	260	270	270
ХЕ Врла 3 Г1	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 3 Г2	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 4 Г1	280	290	290	280	280	280
ХЕ Врла 4 Г2	280	290	290	280	280	280

Генератор / Ветроелектрана	Режим зимског максимума			Режим летњег минимума		
	2018. година	2023. година	2028. година	2018. година	2023. година	2028. година
	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)	$t_{kr}$ (ms)
ХЕ Бистрица Г1	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Бистрица Г2	>300	>300	>300	>300	>300	>300
ХЕ Увац	270	280	280	260	270	270
ХЕ Пирот Г1	230	250	250	210	240	240
ХЕ Пирот Г2	230	250	250	210	240	240
ТЕТО Панчево Г1	/	210	210	/	190	190
ТЕТО Панчево Г2	/	210	210	/	190	190
ТЕТО Панчево Г3	/	210	210	/	190	190

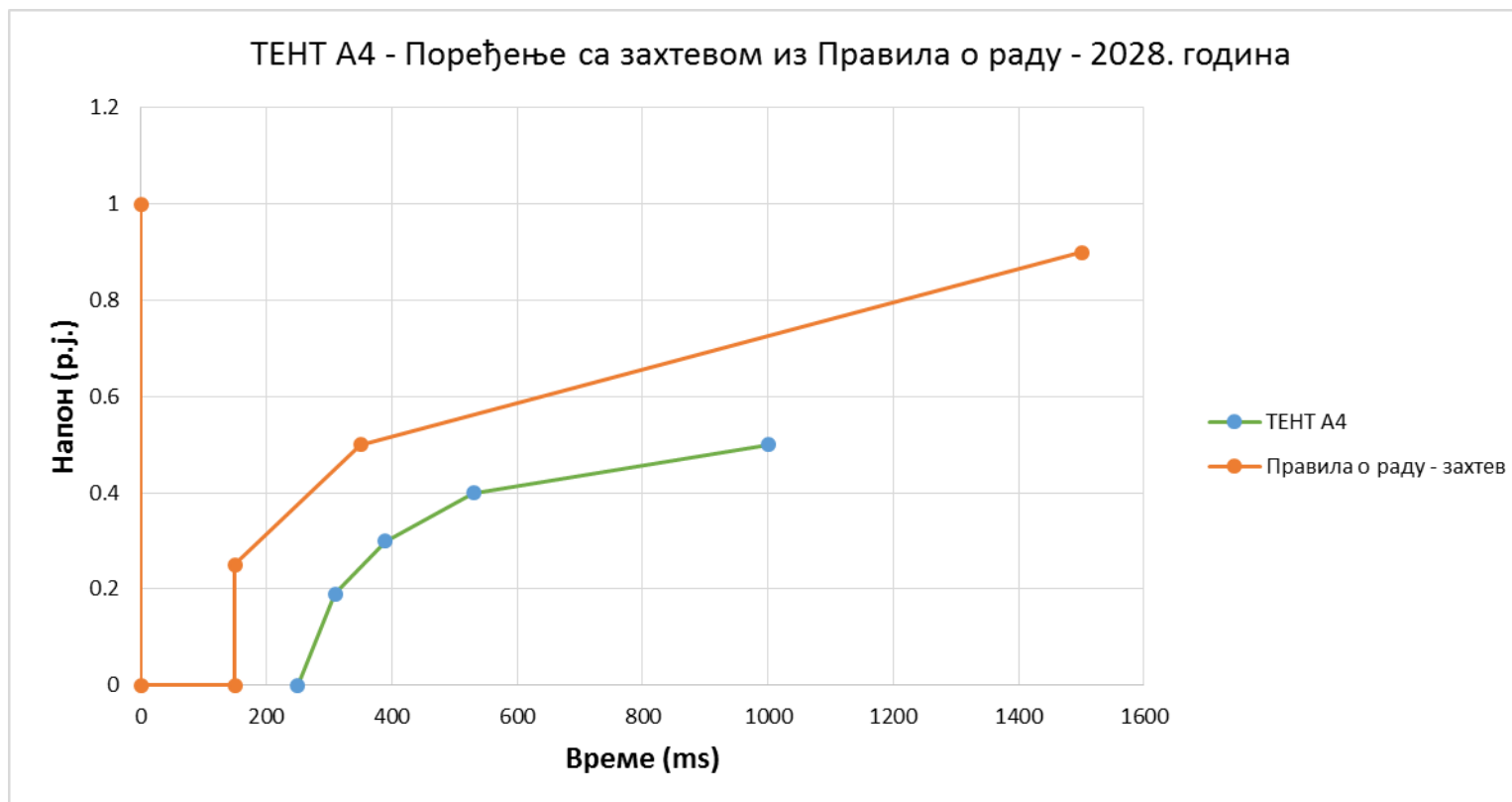
На Сл.Д. 6.7, Сл.Д. 6.8 и Сл.Д. 6.9 је приказан захтев из Правила о раду преносног система за синхроне генераторе са карактеристикама три генераторске јединице у ЕЕС Србије: ТЕНТ Б1, ТЕ Костолац Б3 и ТЕНТ А4, одакле се јасно види резерва стабилности за највеће синхроне генераторске јединице.



Сл.Д. 6.7: Поређење карактеристика ТЕНТ Б1 и ТЕНТ Б2 са захтевима Правила о раду преносног система за синхроне генераторе



Сл.Д. 6.8: Поређење карактеристика ТЕ Костолац БЗ са захтевима Правила о раду преносног система за синхроне генераторе



Сл.Д. 6.9: Поређење карактеристика ТЕНТ А4 са захтевима Правила о раду преносног система за синхроне генераторе

## Д.7 УСАГЛАШЕНИ РАЗВОЈНИ И ИНВЕСТИЦИОНИ ПРОЈЕКТИ ПОВЕЗИВАЊА

Таб.Д. 7.1: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Ниш

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присуѓан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
1	Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5	2xДВ поља 110 kV - ТС 110/x kV - Ниш 5	два нова 110 kV поља	да	У току: ЛУ, Преостало: ИР, ИПР ПЗИ, Ревизиона комисија, почетак градње април 2019, завршетак децембар 2019, пробни рад до фебруар 2020. Трајно прикључење март 2020	2019	НЕ	2x0.6 km	VI / 27.11.2012
		Расплет 110 kV далековода код ТС Ниш 5	улаз-излаз на постојећу ДВ	да	Урађено: ИДР, ЛУ, СИП, У току: Ревизиона комисија, ПГД, ПЗИ Техничка контрола ПГД, ГД, Преостало: почетак радова март 2019, завршетак мај 2019, пробни рад до мај 2020.	2019			
2	Опремање другог система (1188Б) на ДВ 2x110 kV бр. 1188АБ ТС Ниш 10 - ТС Ниш 13	ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Ниш 10	ново 110 kV поље	да	Нејасно из термин плана се не види почетак и завршетак градње Урађено: ЛУ	2023	НЕ	5.3 km	има ПЗ
		ДВ 110 kV бр. 1188 АБ ТС Ниш 13 – ТС Ниш 10 - Опремање другог вода ДВ 110 kV бр. 1188 Б	опремање друге трајке и измештање далековода	да	У току: СИП, ПЗИ, ИП Преостало: Техничка контрола ИП, Решење о одобрењу извођења радова, почетак радова март 2020, завршетак октобар 2020, пробни рад до јун 2021.	2023			
3	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/5 ХЕ Врла 3 - ЕВП Грделица	ДВ 110 kV број 113/5 Врла III - ЕВП Грделица, реконструкција РП Врла III ЕВП Грделица	реконструкција ДВ	ДА	Урађено: ПППН Преостало: ЛУ, СИП, ПЗИ, Техничка контрола ПГД, Решење о одобрењу извођења радова септембар 2021, почетак радова март 2025, завршетак септембар 2026, пробни рад до септембра 2027. Власништво није ОДС-а У наредном периоду треба извршити проверу са ЈП ЕПС-ом око прилагођења ДВ поља Власништво није ОДС-а У наредном периоду треба извршити проверу са Железницом око прилагођења ДВ поља	2026	НЕ	34.3 km	има ПЗ
4	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/2 ТС Ниш 2 - ТС Лесковац 4	ДВ 110 kV број 113/2 Ниш 2 - Лесковац 4, реконструкција	реконструкција ДВ	да	Урађено: ПППН Преостало: ЛУ, СИП, ПЗИ, Техничка контрола ПГД, Решење о одобрењу извођења радова септембар 2021, почетак радова фебруар 2022, завршетак октобар 2024, пробни рад до октобар 2025.	2024	НЕ	31.5 km	има ПЗ
		ТС Ниш 2 ТС Лесковац 4	У пољу 110 kV: замена прекидача, растављача и командних ормана. У командној сали: замена ормана за сопствену потрошњу и мерење.	урађено постојећа	Преостало: ПЗИ, почетак градње март 2019, завршетак октобар 2019, пробни рад до јануар 2020. Трајно прикључење фебруар 2020	2019			
5	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 113/4 ТС Лесковац 2 - ЕВП Грделица	ДВ 110 kV број 113/4 Лесковац 2 - ЕВП Грделица, реконструкција ТС Лесковац 2 ЕВП Грделица	реконструкција ДВ	да	Урађено: ПППН Преостало: ЛУ, СИП, ПЗИ, Техничка контрола ПГД, Решење о одобрењу извођења радова септембар 2021, почетак радова март 2024, завршетак октобар 2024, пробни рад до септембра 2025. Постојеће Власништво није ОДС-а У наредном периоду треба извршити проверу са Железницом око прилагођења ДВ поља	2024	НЕ	6.2 km	има ПЗ



Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
6	Реконструкција 110 kV број 113/1 ТС Ниш 2 - ТС Ниш 1 у двоструки далековод	ДВ 110 kV број 113/1 Ниш 2- Ниш 1 ТС Ниш 2 ТС Ниш 1	реконструкција ДВ  Ревитализација ТС. Комплетна грађевинска реконструкција са заменом целокупне примарне опреме, система управљања и релејне заштите. Реконструкција би се одвијала у 3 фазе.	да  урађено  да	Урађено: ПППН Преостало: ЛУ, СИП, ПЗИ, Техничка контрола ПГД, Решење о одобрењу извођења радова март 2021, почетак радова април 2021, завршетак фебруар 2022, пробни рад до фебруар 2023.  Завршено: ИП У току: Локација ТС Преостало: ПДР, ИР, ЛУ, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, почетак градње март 2021, завршетак јун 2022, пробни рад до септембар 2022. Трајно прикључење октобар 2022	2022  постојеће  2022	НЕ	14.5 km	Има ПЗ  Израђен 2015
7	Реконструкција ДВ 2x110 kV ТС Бор 1 - ТС Бор 2 по траси 147/1 и 148/1	ДВ 2x110 kV Бор 1 - Бор 2, реконструкција по траси 147/1 и 148/1 ТС Бор 2 ТС Бор 1	реконструкција два једносистемска у двосистемски са повећањем пресека проводника  Комплетна грађевинска реконструкција са заменом целокупне примарне опреме, система управљања и релејне заштите. Реконструкција би се одвијала у 3 фазе.	да  постојећа  да	Урађено: ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, Преостало: почетак градње март 2019, завршетак до октобра 2019, пробни рад до октобар 2020 Напомена: Издато решење о грађевинској дозволи у 2016.године.  Нејасно из термин плана се не види почетак и завршетак градње	2019  постојеће постојеће, док се током 2023 очекује реконструкција и прилагођење пресеку далековода	НЕ	2.4 km (двосистемски)	има ПЗ  Израђен и усвојен на техничком савету ЕПС-а и панелу ЕМС-а 2017. године
8	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 148/2 ТС Бор 2 - ТС Зајечар 2 у двосистемски далековод	ДВ 110 kV број 148/2 Бор 2 - Зајечар 2, реконструкција ТС Бор 2 ТС Зајечар 2	реконструкција ДВ у двосистемски са опремањем једног система  опремање резервног 110 kV поља	да  ДА  не	Урађено: ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, Преостало: почетак градње август 2019, завршетак до септембар 2020, пробни рад до септембар 2021 Напомена: Издато решење о грађевинској дозволи у 2017.године.  НАПОМЕНА: Опремање резервног поља у ТС Зајечар 2 планирати за другу фазу након 2024	2020  2020  након 2023	НЕ	13.7 km од 19.5 (двосистемски са опремање м једног)	има ПЗ
9	ДВ 110 kV ТС Врање 4 - ТС Прешево	ДВ поље 110 kV - ТС 400/110 kV Врање 4 ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Прешево ДВ 110 kV - Врање 4 - Прешево	ново 110 kV поље ново 110 kV поље нови 110 kV ДВ	не не не		након 2023 након 2023 након 2023	НЕ	32 km	нема

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присустан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
<b>Нове ТС ОДС</b>									
10	ТС 110/35 kV Сокобања	ТС 110/х kV - Сокобања ДВ поље 110 kV - ТС 110/х kV - Алексинац ДВ 110 kV - Алексинац - Сокобања	нова ТС Ново 110 kV поље постојећи ДВ који ради под 35 kV	да да нема активности	Завршена, али под напон улази током 2019 због завршетка поља у ТС Алексинац Завршетак до 08.11.2019 сагласно уговором са Светском банком Нема активности. Постојећи 110 kV далековод који ради под 35 kV. Проверити да ли има активности из одржавања у вези превезивања на порталу	2018 2019 постојећи	НЕ	1x31.5	3968/1 од 10.04.2012. 2016 нема
11	ТС 110/35/10 kV Ниш 15 Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Ниш 15 (Дољевац)	ТС 110/35/10 kV - Ниш 15 (Дољевац) ДВ 110 kV бр. 113/2 Ниш 2 - Лесковац 4, увођење у ТС Дољевац	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	да ДА	До краја 2018 Завршен далековод у 2017 години	2018 2018	НЕ	2x31,5 2x1.15 km	6687/1 од 19.06.2012. VI/ 27.10.2011
12	ТС 110/10 kV Ниш 6 Повезни вод за ТС 110/35 kV Ниш 6 (Р.Павловић)	ТС 110/10 kV - Ниш 6 (Ратко Павловић) 2xДВ поља 110 kV - ТС 400/110 kV - Ниш 2 Мешовити вод 2x110 kV Ниш 2 - Ниш 6	нова ТС два нова 110kV поља мешовити нови двоструки 110 kV ДВ	да ДА да	Завршено: ПДР, ИР, ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП У току: Локација ТС Преостало: ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ, почетак градње август 2019, завршетак децембар 2020, пробни рад до март 2021. Трајно прикључење мај 2021 Урађено: ПЗ Урађено: ПДР У току: ПГД Преостало: ИР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње јануар 2021, завршетак до децембра 2021, пробни рад до децембар 2022 Напомена: Уговорен већи део техничке документације	2021 2022 2022	НЕ	2x31.5 2x7.2 km	11838/1 од 12.09.2013. У плану израде ПЗ 2015/ у току је
13	ТС 110/35 kV Бела Паланка	ТС 110/35 kV - Бела Паланка ДВ 110 kV - Ниш 2 - Пирот	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	да не		након 2023	ДА	2x20 2x1.2 km	нема
14	ТС 110/35 kV Бољевац	ТС 110/х kV - Бољевац ДВ поље 110 kV - ТС 110/х kV - Зајечар 2 ДВ 110 kV - Зајечар 2 - Бољевац	нова ТС ново 110 kV поље постојећи ДВ који ради под 35 kV	не нема активности		након 2023	НЕ		нема
15	ТС 110/10 kV Лесковац 5	ТС 110/10 kV - Лесковац 5 Биће дефинисано након достављања локације	нова ТС	не НЕ		након 2023	ДА		нема
16	ТС 110/20 kV Стара планина	ТС 110/х kV - Стара планина (Јабучко равниште) Биће дефинисано након достављања локације	нова ТС	не НЕ		након 2023	ДА		нема
17	ТС 110/х kV Ниш 7	ТС 110/х Ниш 7 Размотрити	нова ТС	не НЕ		након 2023	ДА		
18	ТС 110/х kV Ниш 9	ТС 110/х Ниш 9 Размотрити	нова ТС	не НЕ		након 2023	ДА		
19	ТС 110/х kV Топоница	ТС 110/х kV Топоница Размотрити	нова ТС	НЕ		након 2023			

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присуган у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ТС</b>									
20	Реконструкција ТС 110/х кV Куршумлија	ТС 110/х кV Куршумлија	Замена целокупне примарне опреме, система управљања и релејне заштите и доградња 1 трансформаторског поља 110 кV.	не		2022	ДА		Израђен и усвојен на техничком савету ЕПС-а и панелу ЕМС-а 2017. године
21	Реконструкција ТС 110/х кV Врање 1	ТС 110/х кV Врање 1	Замена целокупне примарне опреме, система управљања и релејне заштите и доградња 2 далеководна поља 110 кV.	не		2022	НЕ		Израђен и усвојен на техничком савету ЕПС-а и панелу ЕМС-а 2017. године
22	Реконструкција ТС 110/х кV Алексинач	ТС 110/х кV Алексинач	комплетна грађевинска реконструкција са заменом целокупне примарне опреме, система управљања и релејне заштите.		Завршетак до 08.11.2019 сагласно уговору са Светском банком	2019			
23	Реконструкција ТС 110/35 кV Бор 1	ТС 110/х кV Бор 1				2023			
24	Реконструкција ТС 110/х кV Ниш 1	ТС 110/х кV Ниш 1	ревитализација ТС			2023			
<b>Замена и уградња ЕТ</b>									
25	Повећање инсталисане снаге ТС 110/35 кV Прешево	ТС 110/35 кV Прешево	уградња другог трансформатора	не		2020		31.5	
26	Повећање инсталисане снаге ТС 110/35/10 кV Власотинце	ТС 110/35/10 кV Власотинце	уградња другог трансформатора	не		након 2020		31.5	
27	Повећање инсталисане снаге ТС 110/35 кV Пирот 2	ТС 110/35 кV Пирот 2	уградња другог трансформатора	да		након 2020		31.5	

Таб.Д. 7.2: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Краљево

Редни број	Пројекат Повезивања			Дали је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
1	ДВ 110 kV ТС Ивањица - ТС Гуча	ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV Ивањица	ново 110 kV поље	да	Завршено: Локација ТС, ПДР, ИР, ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техника контрола ПГД Преостало: ГД, ПЗИ, почетак градње август 2019, завршетак децембар 2019, пробни рад до јануара 2020. Трајно прикључење јануар 2020	2020	НЕ	30 km	У току
		ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV Гуча	ново 110 kV поље	да	Завршено: Локација ТС, ПДР, ИР, ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техника контрола ПГД Преостало: ГД, ПЗИ, почетак градње август 2019, завршетак децембар 2019, пробни рад до јануара 2020. Трајно прикључење јануар 2020	2020			У току
		ДВ 110 kV Ивањица - Гуча	нови 110 kV ДВ	ДА	У току: Пријем свих стубних места, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Преостало: ИДР; ЛУ, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње у јануару 2021, завршетак октобар 2022, пробни рад до октобра 2023	2022			VII/19.05.2009
2	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/1 ТС Севојно - ТС Косјерић	ДВ поље 110 kV - ТС Севојно	реконструкција ДВ	ДА	Постојеће поље потребна провера термин плана Урађено. ПЗ Преостало: ИДР; ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње март 2021, завршетак јул 2022, пробни рад до јула 2023.	2022	НЕ	20.5	Има ПЗ
		ДВ поље 110 kV - ТС Косјерић		да		2022			
		ДВ 110 kV 116/1 Севојно - Косјерић, реконструкција		да		2022			
3	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 116/2 ТС Косјерић - ТС Ваљево 1	ДВ поље 110 kV - ТС Ваљево 1	реконструкција ДВ	постојеће	постојеће Постојеће поље и замена СТ потребна провера термин плана Урађено. ПЗ Преостало: ИДР; ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, Решење о одобрењу радова, почетак градње август 2022, завршетак јуна 2024, пробни рад до јуна 2025.	постојеће	НЕ	32.8	Има ПЗ
		ДВ поље 110 kV - ТС Косјерић		постојеће		2020			
		ДВ 110 kV 116/2 Косјерић - Ваљево 1, реконструкција		да		2024			

Редни број	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
4	Реконструкција ДВ 110кВ бр. 115/1 ТС Краљево 1 – ТС Чачак 3	ДВ поље 110 кВ - ТС Краљево 1  ДВ поље 110 кВ - ТС Чачак 3  ДВ 110 кВ број 115/1 Краљево 1 - Чачак 3, реконструкција	Опремање поља кроз реконструкцију ТС  реконструкција ДВ у двосистемски са опремањем једног система	НЕ  да	Завршено: Локација ТС, ПДР, У току: ИР, Преостало: , ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ, почетак градње јул 2019, завршетак јул 2021, пробни рад до октобар 2021. Трајно прикључење децембар 2021  Постојеће поље  Урађено. ПЗ Преостало: ИДР; ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње март 2022, завршетак новембар 2022, пробни рад до новембра 2023. НАПОМЕНА: Планирана је набавка за ПДР до краја 2018. а за техничку документацију покренута је набавка за израду Елабората за верификацију трасе	2021  2022	НЕ	23.2	има ПЗ
5	ДВ 2х110кВ ТС Краљево 3 - ТС Нови Пазар 1	ДВ поља 110 кВ - ТС 220/110 кВ Краљево 3  ДВ поља 110 кВ - ТС 110/х кВ - Нови Пазар 1  ДВ 2х110кВ Краљево 3 - Нови Пазар 1	2 нова 110 кВ поља  2 нова 110 кВ поља у склопу реконструкција  нови 110 кВ ДВ	да  да  да	Урађено. ПЗ У току израда припремне документације Завршено: Локација ТС, ПДР, У току: ИР, Преостало: , ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ, почетак градње јул 2019, завршетак децембар 2020, пробни рад јануар 2021. Трајно прикључење јануар 2021  Урађено. ПЗ У току: ИП, ПГД Преостало: ИДР; ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње март 2021, завршетак новембар 2022, пробни рад до новембра 2023.	2021  2021  2022	НЕ	64 km	VI/14.04.2009. (идејно решење)
6	Увођење ДВ 110 кВ бр. 105/2 ТЕ Морава - ТС Јагодина 4 у ТС Јагодина 3	Поља 110 кВ у ТС Јагодина 3  ДВ 110 кВ Јагодина 4 - ТЕ Морава, увођење у ТС Јагодина 3	110 кВ поља (2ком)  улаз-излаз на постојећи ДВ	постојеће  да	Урађено. ПЗ Преостало: ИДР; ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње у априлу 2022, завршетак септембар 2022, пробни рад до септембра 2023. Напомена: Уговорена израда Елабората избора идејне трасе	постојеће  2022	НЕ	2х1.6	ПЗ 2015
7	ДВ 110 кВ ТС Љубовија - државна граница - ТС Сребреница (БиХ)	ДВ поље 110 кВ - ТС110/х кВ Љубовија  ДВ 110 кВ Љубовија - државна граница БиХ	ново 110 кВ поље  нови 110 кВ ДВ	не  да	Завршено: Локација ТС, ПДР, У току: ИР, Преостало: , ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ, почетак градње јул 2019, завршетак децембар 2019, пробни рад јануар 2020. Трајно прикључење јануар 2020  Урађено. ПЗ У току: ПДР, ИДР, СИП, ПГД Преостало: ЛУ, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола, ПЗИ, ГД, почетак градње у фебруару 2020, завршетак децембар 2020, пробни рад до децембра 2021. Напомена: ПДР стигао до нацрта. Уговора комплетна техничка. У току је распоред стубова. Година завршетка померена за 2020. сагласно са закључцима са последњег састанка ЕМС, НОС БиХ и Електропренос	2020  2020	НЕ	2.6 km	Урађен ПЗ 2017. године.

Редни број	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>Нове ТС ОДС</b>									
8	ТС 110/35 kV Крушевац 3  Повезни вод за ТС 110/35 kV Крушевац 3	ТС 110/x kV - Крушевац 3  ДВ поље 110 kV - ТС 220/110 kV Крушевац 1  Кабл 110 kV Крушевац 1 - Крушевац 3	нова ТС  ново 110 kV поље  нови 110 kV кабловски вод	да  да  да	Завршено: Завршена ТС Преостало: пробни рад од јануар 2020 до маја 2020. Трајно прикључење јун 2020  Опремање кроз реконструкцију ТС Завршава се поље у октобру Урађено. ПЗ, Елаборат простирања кабла, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, Пријава радова, Јавна набавка за избор извођача, Увођење извођача у посао. У току: Набавка каблова и радови на терену почели у јуну 2018 Преостало: завршетак април 2019, пробни рад до априла 2020.	завршена  2018  2019	НЕ	2x31,5  5.8 km	има  нема  У Плану израде ПЗ 2015
9	ТС 110/35/10 kV Лозница 2  Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Лозница 2	ТС 110/35/10 kV - Лозница 2  ДВ 110 kV бр.106А/2, увођење у ТС Лозница 2	нова ТС  увођење ДВ у ТС	да  ДА	Завршено: Локација ТС, ПДР, ИР, ЛУ ИП, У току: Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, Преостало: ГД, ПЗИ, почетак градње јануар 2019, завршетак август 2019, пробни рад октобар 2020. Трајно прикључење новемабар 2020 Нема уговор о повезивању Урађено. ПЗ Преостало: Елаборат избора идејне трасе, ПДР, ИДР, ЛУ, ИПП, СИП, Ревизиона комисија ПГД, ПГД, Техничка контрола, ПЗИ, ГД, почетак градње април 2022, завршетак октобар 2022, пробни рад до октобра 2023. НАПОМЕНА: Није потписан уговор о повезивању па ЕМС АД не може донети Одлуку о реализацији, самим тим не могу се трошити планирана средства за 2018 (нема шифру инвестиције и САП ПСП број). Померена динамика израде ТД за 2019 због локације ТС	2019  2020	НЕ	2x31.5  2x0.2 km	нема  нема
10	ТС 110/20 kV Аранђеловац 2  Повезни вод за ТС 110/20 kV Аранђеловац 2	ТС 110/20 kV - Аранђеловац 2  ДВ 110 kV бр 123/2 Аранђеловац - Топола увођење у ТС Аранђеловац 2	нова ТС  улаз-излаз на постојећи ДВ	да  да	Завршено: Локација ТС, ПДР, ИР, ЛУ ИП, У току: Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, Преостало: ГД, ПЗИ, почетак градње јануар 2019, завршетак априла 2020, пробни рад октобар 2020. Трајно прикључење новембар 2020 Нема уговор о повезивању  Урађено. ПЗ У току: Елаборат избора идејне трасе, ПДР Преостало: ИДР, ЛУ, ИПП, СИП, Ревизиона комисија ПГД, ПГД, Техничка контрола, ПЗИ, ГД, почетак градње у августу 2020, завршетак у новембру 2020, пробни рад до новембра 2021. НАПОМЕНА: ПДР уговорен.	2020  2020	НЕ	2x31.5  2.6 km (двосистемски)	Има ПЗ

Редни број	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пушања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>Нове ТС ОДС</b>									
11	ТС 110/35/10 kV У6  Повезни вод за ТС 110/35/10 kV У6	ТС 110/35/10 kV - У6  ДВ 110 kV бр.107/2, увођење у ТС У6	нова ТС  улаз-излаз на постојећи ДВ	да  ДА	Завршено: Локација ТС, ПДР, ИР, ЛУ ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД У току: ПЗИ, почетак септембар 2018 Преостало: завршетак август 2019, пробни рад август 2020. Трајно прикључење септембар 2020  Урађено. ПЗ Преостало: ИДР, ЛУ, ИПП, СИП Ревизиона комисија ПГД, ПГД, Техничка контрола, ПЗИ, ГД, почетак градње у октобру 2020, завршетак у јулу 2021, пробни рад до јула 2022. НАПОМЕНА: Није потписан уговор о повезивању па ЕМС АД не може донети Одлуку о реализацији, самим тим не могу се трошити планирана средства за 2018 (нема шифру инвестиције и САП ПСП број) Потребно размотрити да ли може ДВ до 2020	2019  2021	НЕ	2x31.5  2x7.5 km	нема
12	ТС 110/20 kV Тутин	ТС 110/20 kV - Тутин  ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Нови Пазар 1  ДВ 110 kV - Нови Пазар 1 - Тутин	нова ТС  ново 110 kV поље  постојећи ДВ који ради под 35 kV	да  да  Није треба додати	Завршетак радова март 2020 Документација се ради, ИП, у току ПГД Предвиђена посебна инвестиција за ово поље пошто ће ТС Тутин бити завршена пре реконструкције ТС Нови Пазар 1. Нема активности. Постојећи 110 kV далековод који ради под 35 kV Провера власништва над ДВ	2020  2020  2020	НЕ	2x20	нема
13	ТС 110/35/10 kV Прибој	ТС 110/35/10 kV - Прибој ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - ХЕ Потпећ  ДВ 110 kV - ХЕ Потпећ - Прибој	нова ТС ново 110kV поље постојећи ДВ који ради под 35 kV	да провера постојеће	Завршетак радова март 2020 Постројење треба да пређе у власништво ЕМС Нема активности. Постојећи 110 kV далековод који ради под 35 kV	2020  2021	НЕ	2x31.5	нема
14	ТС 110/35/10 kV Ужице 2	ТС 110/x kV - Ужице 2  ДВ 110 kV - Ужице - Севојно	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	да постојеће	Завршетак радова децембар 2019 Нема активности. Постојећи 110 kV далековод који ради под 35 kV	2019  постојеће	НЕ	2x31.5	Има нема
15	ТС 110/10 kV Варварин	ТС 110/10 kV - Варварин ДВ 110 kV - Крушевац 1 - Јагодина 1	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не не		након 2024 након 2024	ДА	2x31.5 2x1 km	има нема
16	ТС 110/35 kV Коцељева	ТС 110/35 kV - Коцељева ТС 110/35 kV - Владимирци  ДВ 110 kV - Владимирци - Коцељева	нова ТС ново 110 kV поље  постојећи ДВ који ради под 35 kV	да да  постојеће	Нема активности. Постојећи 110 kV далековод који ради под 35 kV од портала 110 kV до портала 110 kV, Провера, највероватније кроз текуће одржавање	2020 2020  постојеће	НЕ	31.5	нема

Редни број	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>Нове ТС ОДС</b>									
17	ТС 110/10 kV Трстеник 2	ТС 110/x kV - Трстеник 2 ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Трстеник ДВ 110 kV - Трстеник - Трстеник 2	нова ТС ново 110 kV поље нови 110 kV ДВ	не не не		након 2024 након 2024 након 2024	ДА	31.5 0.2 km	нема
18	ТС 110/10 kV Брус	ТС 110/x kV - Брус ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Александровац ДВ 110 kV - Александровац - Брус	нова ТС ново 110 kV поље постојећи ДВ који ради под 35 kV	не не постојеће	Нема активности. Постојећи 110 kV далековод који ради под 35 kV	2026  постојећи	НЕ	2x20	нема
19	ТС 110/x kV Свилајнац	ТС 110/x kV - Свилајнац ДВ 110 kV - ТЕ Морава - Јагодина 4	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не не		2021 након 2022	ДА	2x20 2x1.7 km	нема
20	ТС 110/35 kV Горњи Милановац 2	ТС 110/35 kV - Горњи Милановац 2 ДВ 110 kV - Чачак 3 - Горњи Милановац	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	да не	Захтев за ТУ ће бити послат. Индустриска зона	2022  2022	ДА провера да ли треба студија	2x31.5 2x1 km	ПЗ се ради нема
21	ТС 110/x kV Мионица	ТС 110/x kV - Мионица ДВ поље 110 kV - ТС 220/110 kV Ваљево 3 ДВ 110 kV - Ваљево 3 - Мионица	нова ТС ново 110 kV поље нови 110 kV ДВ	не не не		2025	ДА	20 30 km	нема нема
22	ТС 110/20 kV Нови Пазар 3	ТС 110/20 kV - Нови Пазар 3 ДВ 110 kV - Нови Пазар 1 - Тутин	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ који тренутно ради под 35 kV	не не		након 2023	ДА	2x20 2x2.2 km	нема
23	ТС 110/35 kV Параћин 4	ТС 110/x kV - Параћин 4 (Змич) ДВ 110 kV - Јагодина 4 - Параћин 1	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не не		након 2023	ДА	2x20	нема
24	ТС 110/10 kV Деспотовац	ТС 110/10 kV - Деспотовац ДВ 110 kV - Деспотовац - Стењевац	нова ТС нови 110 kV ДВ	не не		након 2023	ДА	2x20 6 km	нема
25	ТС 110/x kV Чачак 4	ТС 110/x kV - Чачак 4  локација није тачно дефинисана (чвор Бељина)	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	НЕ	Није одређена локација	након 2023	ДА	2x31.5	нема
26	ТС 110/35/10 kV Ушће	ТС 110/35/10 kV Ушће размотрити везивање	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	НЕ		након 2023	ДА		нема



Редни број	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пушања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ТС</b>									
27	Реконструкција ТС 110/х кV Рашка	ТС 110/35 кV Рашка	реконструкција ТС			2019	НЕ	31.5+20	
28	Реконструкција ТС 110/х кV Нови Пазар 1	ТС 110/35 кV Нови Пазар 1	реконструкција ТС		Завршено: Локација ТС, ПДР, У току: ИР, Преостало: ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ, почетак градње јул 2019, завршетак децембар 2020, пробни рад јануар 2021. Трајно прикључење јануар 2021	2021	НЕ		
29	Реконструкција ТС 110/х кV Краљево 1	ТС 110/35 кV Краљево 1	реконструкција ТС		Завршено: Локација ТС, ПДР, У току: ИР, Преостало: ЛУ, ИП, Ревизиона комисија ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ, почетак градње јул 2019, завршетак јул 2021, пробни рад до октобар 2021. Трајно прикључење децембар 2021	2021	НЕ	2x20	
30	Реконструкција ТС 110/х кV Ваљево 1	ТС 110/35 кV Ваљево 1	реконструкција ТС			2020	НЕ	31.5+20	
31	Реконструкција ТС 110/х кV Јагодина 1	ТС 110/35 кV Јагодина 1	реконструкција ТС			2021	НЕ	2x31.5	
32	Реконструкција ТС 110/х кV Шабац 1	ТС 110/20/6 кV Шабац 1	реконструкција ТС		Завршетак до 08.11.2019. сагласно уговору са Светском банком	2019	НЕ	(2x31.5) + (31.5+20)	
33	Реконструкција ТС 110/х кV Лешница	ТС 110/35 кV Лешница	реконструкција ТС		Завршетак до 08.11.2019. сагласно уговору са Светском банком	2019	НЕ	2x20	
34	Реконструкција ТС 110/х кV Горњи Милановац 1	ТС 110/35 кV Горњи Милановац 1	реконструкција ТС		Завршетак до 08.11.2019. сагласно уговору са Светском банком	2019	НЕ	2x31.5	
35	Реконструкција ТС 110/х кV Шабац 5	ТС 110/20 кV Шабац 5	реконструкција ТС са уградњом ЕТ			2019	НЕ	2x31.5 (тренутно 31.5)	
36	Реконструкција ТС 110/х кV Нови Пазар 2	ТС 110/20/10 кV Нови Пазар 2	реконструкција ТС са уградњом ЕТ		Нереално до краја 2019	2019	НЕ	2x31.5 (тренутно 31.5)	
37	Реконструкција ТС 110/35 кV Лазаревац-Очаге	ТС 110/35 кV Лазаревац-Очаге	реконструкција ТС			2019	НЕ	2x31.5	
38	Реконструкција ТС 110/35 кV Параћин 1	ТС 110/35 кV Параћин 1	реконструкција ТС			2021	НЕ	31.5+20	
39	Реконструкција ТС 110/35 кV Крушевац 4	ТС 110/35 кV Крушевац 4	реконструкција ТС			2021	НЕ	2x31.5	
40	Реконструкција ТС 110/35 кV Крушевац 2	ТС 110/35 кV Крушевац 2	реконструкција ТС			2022	НЕ	2x31.5	
41	Реконструкција ТС 110/35 кV Трстеник 1	ТС 110/35 кV Трстеник 1	реконструкција ТС			2023	НЕ	2x31.5	

Редни број	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ТС</b>									
42	Реконструкција ТС 110/35 кV Чачак 1	ТС 110/35 кV Чачак 1	реконструкција ТС			2023	НЕ	2x31.5	
43	Реконструкција ТС 110/35/10 кV Александравац	ТС 110/35/10 Александравац	реконструкција ТС			2024	НЕ	2x31.5	
44	Реконструкција ТС 110/35 кV Ужице 1	ТС 110/35 кV Ужице 1	реконструкција ТС			2019	НЕ	2x31.5	
45	Реконструкција ТС 110/20 кV Богатић	ТС 110/20 кV Богатић	реконструкција ТС			2024	НЕ	31.5+20 (тренутно 31,5)	
46	Реконструкција ТС 110/35 кV Крупањ	ТС 110/35 кV Крупањ	реконструкција ТС са уградњом ЕТ			2025	НЕ	2x31.5	
<b>ЗАМЕНА И УГРАДЊА ЕТ</b>									
47	Повећање инсталисане снаге ТС 110/х кV Параћин 3	ТС 110/х кV Параћин 3	Уградња ЕТ.			2023	НЕ	2x31.5 (тренутно 31.5)	
48	Повећање инсталисане снаге ТС 110/х кV Ћићевац	ТС 110/х кV Ћићевац	Уградња ЕТ.			2019	НЕ	2x31.5 (тренутно 31.5)	
49	Повећање инсталисане снаге ТС 110/35 кV Љубовија	ТС 110/35 кV Љубовија	Уградња ЕТ.			2022	НЕ	31.5+20 (тренутно 20)	
50	Повећање инсталисане снаге ТС 110/35 кV Крупањ	ТС 110/35 кV Крупањ	Замена ЕТ.			2023	НЕ	31.5	
51	Повећање инсталисане снаге ТС 110/20 кV Богатић	ТС 110/20 кV Богатић	Уградња ЕТ.			2023	НЕ	31.5+20 (тренутно 20)	
52	Повећање инсталисане снаге ТС 110/х/20/10 кV Јагодина 3	ТС 110/20/10 кV Јагодина 3	Замена и уградња ЕТ.			2019	НЕ	2x31.5 (тренутно 31.5)	
53	Повећање инсталисане снаге ТС 110/35/10 кV Љиг	ТС 110/35/20 кV Љиг	Замена и уградња ЕТ. Уградња овог трансформатора наглашава потребу за другим правцем најања ТС Љиг (разматрана могућност ДВ 110 кV од ТС Ваљево 3).			2019	НЕ	2x31.5 (тренутно 31.5)	
54	Повећање инсталисане снаге ТС 110/35 кV Косјерић	ТС 110/35 кV Косјерић	Замена и уградња ЕТ. Издати су технички услови.			2018	НЕ	2x31.5 (тренутно 31.5)	
55	Повећање инсталисане снаге ТС 110/20/10 кV Врњачка Бања	ТС 110/20/10 кV Врњачка Бања	Замена ЕТ.			2020	НЕ	2x31.5	

Таб.Д. 7.3: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Крагујевац

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
1	ДВ 110 kV ТС Крагујевац 20 - ТС Крагујевац 3	ТС 110/35/10 kV - Крагујевац 20 (Кнић) ДВ 110 kV ТС Крагујевац 20 (Кнић) - ТС Крагујевац 3 (Словачко гробље)	ново 110 kV поље нови 110 kV ДВ	не не		након 2023 након 2023	ДА	16 km	
<b>Нове ТС ОДС</b>									
2	ТС 110/35 kV Пожаревац 2  Повезни вод за ТС 110/35/10 kV Пожаревац 2	ТС 110/35 kV - Пожаревац 2  ДВ 110 kV бр. 1144 Б ТС Смедерево 3 – ТЕ Костолац А, увођење у ТС Пожаревац 2	нова ТС  улаз-излаз на постојећи ДВ	да  ДА	Завршено: Локација ТС, ИР У току: ПДР Преостало: ЛУ, ИП, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ, почетак градње август 2019, завршетак фебруар 2021, пробни рад до априла 2021. Трајно прикључење мај 2021  Урађено: Елаборат избора идејне трасе Преостало: ПДР, ИР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње март 2022., завршетак до октобра 2022, пробни рад до октобра 2023 НАПОМЕНА: Није потписан уговор о повезивању. Нема планираних средстава за 2018. Одлука о реализацији током 2019.	2021  2022	НЕ	2x31.5  6.5 km (двосистемски)	да  У плану израде ПЗ 2015
3	ТС 110/35/20 kV Крагујевац 21	ТС 110/35/20 kV - Крагујевац 21 (Нова Застава) ДВ 110 kV ТС Крагујевац 2 (Петровац) - ТС Крагујевац 8 (Метино брдо) (186Б)	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не не	Локација постоји. Нису решени имовинско-правни односи.	2023 након 2023	ДА	2x63 MVA 2x4 km	нема
4	ТС 110/10 kV Смедерево 5	ТС 110/10 kV - Смедерево 5 ДВ 110 kV - ТЕ Костолац А - Смедерево 4 (101А/4)	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не не		након 2023 након 2023	ДА	2x31,5 2x2 km	У плану израде ПЗ 2015
5	ТС 110/10 kV Крагујевац 22	ТС 110/10 kV - Крагујевац 22 (Центар) Кабл 110 kV - ТС Крагујевац 5 (Дивље поље) - ТС Крагујевац 22 (Центар)	нова ТС нови 110 kV кабл	да не		2022 2023	ДА	2x31.5 2 km	нема
6	ТС 110/35 kV Смедеревска Паланка 2	ТС 110/35 kV - Смедеревска Паланка 2 ДВ 110 kV - Смедерево 3 - Смедеревска Паланка (1223)	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	НЕ		2023 након 2023	ДА	31,5 MVA 2x2 km	нема
7	ТС 110/10 kV Крагујевац 23	ТС 110/10 kV - Крагујевац 23 (Козујево) ДВ 110 kV ТС Крагујевац 20 (Кнић) - Крагујевац 3 (Словачко гробље)	нова ТС улаз-излаз на будући ДВ	НЕ		након 2023 након 2023	ДА	31,5 MVA	нема
8	ТС 110/10 kV Собовица	ТС 110/10 kV - Собовица ДВ 110 kV - ТС Крагујевац 2 (Петровац) - ТС Страгари	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	НЕ		након 2023 након 2023	ДА		
9	ТС 110/10 kV Крагујевац 24	ТС 110/10 kV - Крагујевац 24 (Сајмиште) ДВ 110 kV - Крагујевац 2 (Петровац) - Крагујевац 24 (Сајмиште)	нова ТС нови 110 kV ДВ	не НЕ		након 2023 након 2023	ДА	31,5 MVA	нема

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ТС</b>									
10	Реконструкција ТС 110/35/10 kV Крагујевац 18	ТС 110/35/10 kV Крагујевац 18 (Лапово)	Планира се замена постојећих постројења 110, 35 и 10 kV новим, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/35/10 kV 1x31,5 MVA.			2019		2x31.5	
11	Реконструкција ТС 110/10/10 kV Крагујевац 5	ТС 110/10/10 kV Крагујевац 5 (Дивље поље)	Планира се замена постојећих постројења 110 kV, секундарна и терцијера 10 kV новим, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/10/10 kV 1x31,5 MVA.			2019		2x31.5	
12	Реконструкција ТС 110/35 kV Страгари (у 110/35/10)	ТС 110/35 kV Страгари	Реконструкција 110/35 у 110/35/10. Планира се замена постојећих постројења 110 kV, секундарна 35 kV новим, уградња терцијера 10 kV, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/35/10 kV 1x31,5 MVA.			2024		2x31.5	
13	Реконструкција ТС 110/10/10 kV Крагујевац 8	ТС 110/10/10 kV Крагујевац 8 (Метино брдо)	Планира се замена постојећих постројења 110 kV, секундарна и терцијера 10 kV новим, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/10/10 kV 1x31,5 MVA.			2024		2x31.5	
14	Реконструкција ТС 110/35/10 kV Крагујевац 20	ТС 110/35/10 kV Крагујевац 20 (Кнић)	Планира се замена постојећих постројења 110 kV, секундарна и терцијера 10 kV новим, као и уградња нове релејне заштите и управљања. Планира се уградња новог трансформатора 110/10/10 kV 1x31,5 MVA.			2023		2x31.5	
15	Реконструкција ТС 110/35 kV Пожаревац 1	ТС 110/35 kV Пожаревац 1	Постројење 110 kV на отвореном са два система главних сабирница, са 3 далеководна поља, 2 трансформаторска поља и 1 спојним пољем. Постројење 35 kV у новој згради са једним системом главних сабирница, са 14 изводних ћелија, 2 трансформаторске ћелије, 1 спојном ћелијом, 2 мерне ћелије и 1 ћелијом која је додаток спојне. Постројење 10 kV у новој згради са једним системом главних сабирница, 32 одводне ћелије, 2 трансформаторске ћелије, 2 ћелије за кућне трансформаторе, 2 мерне ћелије, 1 спојном ћелијом и 1 ћелијом која је додаток спојне. Постројење 35 kV и постројење 10 kV се уграђују у нову командно-погонску зграду. У постројењу ће се налазити 2 енергетска трансформатора 110/36,75/10,5 kV, номиналне снаге 31,5 MVA.		Један улаз/излаз, изменити у планерском моделу	2020		2x31.5	2017

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес услашавања)	Потреба за Системским делом Студије	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>РЕКОНСТРУКЦИЈЕ ТС</b>									
16	Реконструкција ТС 110/35 kV Петровац	ТС 110/35 kV Петровац	Реконструкција комплетног грађевинског и електро дела постројења 110 kV (без замене портала 110 kV постројења), замена постојећих енергетских трансформатора са два нова 110/36,75/10,5 kV, снаге по 31,5 MVA, израда постројења 35 kV у новој згради.			2019		2x31.5	2017
17	Реконструкција ТС 110/35 kV Велико Градиште	ТС 110/35 kV Велико Градиште	Реконструкција комплетне ТС и замена оба ТР			2023		2x20	
18	Реконструкција ТС 110/35 kV Велико Градиште	ТС 110/35 kV Велико Градиште	Опремање два 110 kV ДВ поља (правац Бела Црква и правац ВЕ Кривача)	да		2019			
19	Реконструкција ТС 110/35 kV Нересница	ТС 110/35 kV Нересница	Опремање ДВ поља (правац ВЕ Кривача)	да		2018			
20	Реконструкција ТС 110/35 kV Смедерево 1	ТС 110/35 kV Смедерево 1 (Булине воде)	Реконструкција ТС - реконструкција постојеће расклопне опреме и замена постојећих трансформатора 2x20 са 2x31,5.			2023		2x31.5	
21	Реконструкција ТС 110/35/10 kV Смедерево 2	ТС 110/35/10 kV Смедерево 2	Трансформаторско поље 110 kV и трансформатор 110/10 kV се уграђују у слободна поља у постројењу 110 kV постојеће ТС 110/35 kV Смедерево 2, а постојећој ТС се придодaje парцела на којој ће бити изграђено РП 10 kV са припадајућим расплетом, чиме се решава вишегодишњи проблем са напонским приликама. Снага у ТС Смедерево 2 се повећава са 63 на 94,5 MVA.			2022	НЕ	31.5	
<b>Замена и уградња ЕТ</b>									
22	Повећање инсталисане снаге ТС 110/10 kV Смедерево 4	ТС 110/10 kV Смедерево 4	Уградња новог ТР 31.5, 110/10. Тренутно један 31.5 MVA			2022		2x31.5	

Таб.Д. 7.4: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Београд

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
1	КБ 110 kV ТЕТО Београд -ТС Београд 45 (С.Амфитеатар)	ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Београд 45 ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - ТЕТО Београд Кабл 110 kV - Београд 45 - ТЕТО Београд	нова ТС - ДВ поље 110 kV ново 110 kV поље нови 110 kV кабл	Да	Пројекат се од стране BWF ОДС је закупац о делу уговор о одржавању Власништво ТЕТО Београд Урађено: ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД. Преостало: Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почекат градње фебруар 2019, завршетак октобар 2019, пробни рад до октобра 2020. Напомена: Истекли ЛУ, поднет поново захтев за ЛУ	2019 Додатно усаглашавање ОПС ОДС и ТЕТО 2019	НЕ	4.6 km	у изради 2017 Нема 2017
2	Замена КБ бр. 171 ТС Београд 1 - ТС Београд 6	ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Београд 6 ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Београд 1 КБ 110 kV Београд 1 - Београд 6	Реконструкција ТС замена опреме замена кабла	Да Не (присутан у петогодишњем плану). ДА	Урађено: ИДР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД. У току: Локација за ТС, ГД, ПЗИ Преостало: почекат градње јануар 2019, завршетак март 2020, пробни рад до септембра 2020. Трајно прикључење октобар 2020 ОДС треба да пошаље Захтев за ТУ за ДВ поље Замена опреме у постојећем пољу Урађено: ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД. Преостало: Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почекат градње јануар 2020, завршетак децембар 2020, пробни рад до јун 2021 Напомена: ЛУ истичу 16.01.2019	2020 2020 2020	НЕ	4.4 km	2017
3	Замена КБ бр. 172 ТС Београд 6 - ТЕТО Београд	ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Београд 6 ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV ТЕТО Београд КБ 110 kV ТС Београд 6 - ТЕТО Београд	Реконструкција ТС замена опреме замена кабла	НЕ	Постоји проблем око тога чија је надлежност опремање поља у овој ТЕ-ТО, пошто је она власништво Топлане односно Града. Условљена померањем савског моста чиме је условљена	2020 Додатно усаглашавање ОПС ОДС и ТЕТО 2023	НЕ		Има. Могућа измена због Изградње моста

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>Нове ТС ОДС</b>									
4	ТС 110/10 kV Београд 23  Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 23 (Аутокоманда)	ТС 110/10 kV - Београд 23 (Аутокоманда)	нова ТС	Да	Урађено: Локација за ТС, ПДР, ИР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ. У току: Градња ТС Преостало: завршетак мај 2019, пробни рад до новембра 2019. Трајно прикључење децембар 2019	2019		2x40 MVA	да ?
		ТС Београд 17 - опремање поља за ЕДБ	ново 110 kV поље	Да	Поље ће бити спремно до краја 2018 године	2018	НЕ		<u>IV/8.9.2011</u>
		Кабл 110kV Београд 17 - Београд 23	нови 110 kV кабл	Да	Урађено: ПДР, ИПП, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње крај јуна 2018. Преостало: завршетак до марта 2019, пробни рад до март 2020 Напомена: Уговор о радовима на изградњи кабловског вода је потписан 12.06.2018.	2019		3.2 km	<u>2017</u>
5	ТС 110/10 kV Београд 45  Повезни вод за ТС 110/10 kV Београд 45 (Савски Амфитеатар)	ТС 110/10 kV - Београд 45 (Савски амфитеатар)	нова ТС	Не, јер се финансирање обавља од стране трећег лица (BWF).	Пројекат се од стране BWF	2019		2x40 MVA	<u>2017</u>
		ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Београд 23 (Аутокоманда)	нова ТС - ДВ поље 110 kV	ДА	Поље је у оквиру комплетне изградње ТС Београд 23 односно спремно 2019	2019	НЕ		ОДС није доставио
		Кабл 110 kV Београд 23 - Београд 45	нови 110 kV кабл	ДА	Урађено: ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Преостало: Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње фебруар 2019, завршетак октобар 2019, пробни рад до октобра 2020.	2019		2.8 km	<u>2016</u>
6	ТС 110/35 kV Београд 42  Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 42 (Гроцка)	ТС 110/35 kV - Београд 42 (Гроцка)	нова ТС	Да	Урађено: Локација за ТС, ПДР, Преостало: ИР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ. Почетак радова март 2020, завршетак мај 2021, пробни рад до новембра 2021. Трајно прикључење децембар 2021	2021		31.5 MVA	<u>оцекива се усвајање новог ПЗ</u>
		ДВ 110kV бр. 101А/1 Београд 3-Смедерево 2, увођење у ТС Гроцка	улаз-излаз на постојећи ДВ	Да	Урађено: ИР У току: ЛУ, СИП, ПГД Преостало: Ревизиона комисија, техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње јануар 2020, завршетак октобар 2020, пробни рад до јуна 2021.	2021	НЕ	0.8 km (двосистемски)	<u>2012</u>

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>Нове ТС ОДС</b>									
7	ТС 110/35 kV Београд 44  Повезни вод за ТС 110/35 kV Београд 44 (Сурчин)	ТС 110/35 kV - Београд 44 (Сурчин)  ДВ 104/2 Београд 5 – Београд 32, увођење у нову ТС Сурчин	нова ТС  улаз-излаз на постојећи ДВ	Да  Да	У току; ПДР, Локација ТС Преостало: ИР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, ПЗИ. Почетак радова јул 2020, завршетак септембар 2021, пробни рад до марта 2022. Трајно прикључење април 2022  Урађено: Елаборат избора идејне трасе, ПДР Преостало: ИР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почекат градње фебруар 2021, завршетак октобар 2021, пробни рад до октобра 2022.	2021  2021	НЕ	2x31.5 MVA  7.5 km + 2 km реконструкција 104/2 (двосистемски)	<u>2017</u>
8	ТС 110/10 kV Београд 43	ТС 110/10 kV - Београд 43 (Железник) ДВ 110 kV - Београд 2 - Београд 35	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	Да НЕ	Развојни пројекат	након 2023 након 2023	ДА	2x20 MVA 2x2 km	<u>2012</u> <u>2012</u>
9	ТС 110/10 kV Београд 46	ТС 110/35 kV - Београд 46 (Збер) ДВ 110 kV - Београд 7 - Панчево 2	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	Да НЕ		2022 2022	ДА	2x31.5 MVA око 2x2km	нема
10	ТС 110/10 kV Београд 48	ТС 110/10 kV - Београд 48 (ЕВП Подстаница) 2xДВ поља 110 kV - ТС 110/х kV - Београд 1 2xКабл 110 kV - Београд 1 - Београд 48 (ЕВП Подстаница)	нова ТС два нова 110 kV поља два кабла са пољима у ТС Бр 1	Да НЕ	Микролокација предвиђена ДУП Два ДВ поља се очекују кроз реконструкцију ТС Београда 1 односно на основу закључака студије.	2023 2023 2023	ДА	2x40 MVA  2x4 km	нема
11	ТС 110/10 kV Београд 47	ТС 110/10 kV - Београд 47 (Београд на води)  Кабл 110 kV - ТЕТО Београд - Београд 6	нова ТС  улаз-излаз на замењени кабл	  НЕ	Условљена од стране BWF односно изградњом моста Градња кабла зависи од изградње моста, тако да и година завршетка зависи од тога	након 2023  након 2023	НЕ		нема



Р.бр.	Пројекат Повећавања			Да ли је објекат присутан у Плану инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>Реконструкције ТС</b>									
12	Реконструкција ТС 110/35 kV Београд 1	ТС 110/35 kV Београд 1 (Карабурма)	реконструкција ТС	Не (присутан у петогодишњем плану)		2021	ДА		
13	Реконструкција ТС 110/35 kV Београд 2	ТС 110/35 kV Београд 2 (Макиш)	реконструкција ТС	Да		2020	НЕ		
14	Реконструкција ТС 110/35 kV Београд 6	ТС 110/35 kV Београд 6 (Хиландарска)	реконструкција ТС	Да	Урађено: ИДР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД. У току: Локација за ТС, ГД, ПЗИ Преостало: почетак градње јануар 2029, завршетак март 2020, пробни рад до септембра 2020. Трајно прикључење октобар 2020	2020	НЕ		
15	Реконструкција ТС 110/35 kV Београд 7	ТС 110/35 kV Београд 7 (Крњача)	реконструкција ТС	Да		2020	НЕ		Има
16	Реконструкција ТС 110/35 kV Београд 9	ТС 110/35 kV Београд 9 (Земун Поље)	реконструкција ТС	Да		2020	НЕ		
17	Реконструкција ТС 110/35 kV Београд 10	ТС 110/35 kV Београд 10 (Мислођин)	реконструкција ТС	Да		2020	НЕ		
18	Реконструкција ТС 110/35 kV Београд 11	ТС 110/35 kV Београд 11 (Миљаковац)	реконструкција ТС			након 2022	НЕ		
19	Реконструкција ТС 110/10 kV Београд 12	ТС 110/10 kV Београд 12 (ФОБ)	реконструкција ТС	Да		након 2022	НЕ		
20	Реконструкција ТС 110/35 kV Младеновац	ТС 110/35 kV Младеновац	реконструкција ТС			након 2022	НЕ		
<b>Замена и уградња ЕТ</b>									
21	Повећање инсталисане снаге ТС 110/10 kV Београд 22	ТС 110/10 kV Београд 22 (Барич)	уградња трећег трансформатора 31,5	не	Трећи трафо за индустрију	2020		31.5 (укупно 94,5)	

Таб.Д. 7.5: Табела усаглашених развојних и инвестиционих пројеката повезивања – ДП Нови Сад

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у План инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским или делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
1	КБ 110 kV ТС Нови Сад 5 - ТС Нови Сад 7	<p>ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Нови Сад 5</p> <p>ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Нови Сад 7</p> <p>КБ 110 kV Нови Сад 5 - Нови Сад 7</p>	<p>ново 110 kV поље - адаптација ТС</p> <p>ново 110 kV поље</p> <p>нови 110 kV кабл</p>	<p>Да</p> <p>Да</p> <p>Да</p>	<p>Преостало: почекај градње април 2019, завршетак септембар 2019, пробни рад до новембар 2019. Трајно прикључење децембар 2019</p> <p>Преостало: почекај градње април 2019, завршетак септембар 2019, пробни рад до новембар 2019. Трајно прикључење децембар 2019</p> <p>Урађено: ИДР; ЛУ, СИП.</p> <p>У току: Ревизиона комисија, ПГД</p> <p>Преостало: Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почекај градње октобар 2019, завршетак јул 2020, пробни рад до јул 2021.</p>	<p>2019</p> <p>2019</p> <p>2020</p>	<p>НЕ</p>	<p>3.9 km</p>	<p>01.10.2014.</p> <p>01.10.2014.</p> <p>I / 05.3.2013</p>
2	ДВ 110 kV ТС Бела Црква - ТС Велико Градиште	<p>ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Бела Црква (Ел.војвод.)</p> <p>ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Велико Градиште (ПД Центар)</p> <p>ДВ 110 kV Бела Црква - Велико Градиште</p>	<p>ново 110 kV поље. Адаптација ТС</p> <p>ново 110 kV поље</p> <p>нови 110 kV ДВ</p>	<p>Да</p> <p>Да</p> <p>Да</p>	<p>Завршено: ИП, ГД</p> <p>Преостало: почекај градње мај 2019, завршетак септембар 2019, пробни рад до новембар 2019. Трајно прикључење децембар 2019</p> <p>Завршено: Локација ТС, ИР, ЛУ, ИПР</p> <p>У току: Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД</p> <p>Преостало: ПЗИ, почекај градње јун 2019, завршетак октобра 2019, пробни рад до фебруар 2020. Трајно прикључење март 2020</p> <p>Урађено: ИДР; ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД.</p> <p>У току: градња септембар 2018,</p> <p>Преостало: завршетак децембар 2019, пробни рад до децембар 2020.</p> <p>Напомена: Издато решење о грађевинској дозволи у 2018. години. Отварање понуда за радове је 20.09.2018.</p>	<p>2019</p> <p>2019</p> <p>2019</p>	<p>НЕ</p>	<p>34.1km</p>	<p>01.10.2014.</p> <p>X / 13.1.2011</p>

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у План инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
3	ДВ 110 kV ТС Ада - ТС Кикинда 2	ДВ поље 110 kV - ТС110/x kV Ада ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Кикинда 2  ДВ 110 kV - Ада - Кикинда 2	ново 110kV поље ново 110kV поље  нови 110 kV ДВ	Да Да  Да	Урађено: ИДР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД. Преостало: почетак радова март 2019, завршетак август 2020, пробни рад до август 2021.	2019 2019  2021	НЕ	29.5 km	01.10.2014. 01.10.2014.  VI / 25.06.2015
4	Реконструкција ДВ 110 kV бр. 142/1 ТС Србобран - ТС Бечеј у двосистемски далековод	ДВ 110 kV број 142/1 Србобран - Бечеј, реконструкција  ТС Србобран  ТС Бечеј	реконструкција ДВ у двоструки са опремањем једног система	да  не  Нема га у Плану јер је завршена реконструкција.	Урађено: ЛУ У току: СИП, ПЗИ Преостало: Техничка контрола ПГД, Решење о о добрењу извођења радова, почетак градње април 2020, завршетак март 2021, пробни рад до март 2022.  Постојеће Постојеће за један систем двосистемског далековода, за други систем нема ДВ поља	2022  постојеће постојеће	НЕ	24.7 km (двосистемски са опремање м једног)	
5	Решавање радијалног напајања ТС Жабаљ, ТС Темерин и ТС Перлез	ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Жабаљ ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Перлез  ДВ 110 kV Жабаљ - Перлез	поље 110 kV поље 110 kV  Нови ДВ	НЕ НЕ  НЕ	Потребно опремање поља ДВ поље кроз изградњу нове ТС Перлез која се очекује 2021 године  Сагледати могућности номиновања за прелазак у инвестициону фазу 2020 (има ПЗ и елаборат техничког решења)	2023 2021  након 2023	НЕ	44 km	01.09.2014. ? нема  Има ПЗ 2018
6	Преусмеравање ДВ 110 kV ТС Нови Сад 3 - ТС Нови Сад 1	ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Футог ДВ поље 110 kV - ТС 110/x kV - Нови Сад 7  Преусмеравање ДВ 127/1 Нови Сад 3 - Нови Сад 1 у ТС Нови Сад 7  Преусмеравање ДВ 127/1 Нови Сад 3 - Нови Сад 1 у ТС Футог	ново 110 kV поље  ново 110 kV поље  преусмеравање постојећег ДВ  преусмеравање постојећег ДВ	НЕ  НЕ  НЕ	Заједничка студија ће дефинисати коначно решење преусмеравања далековода 127/1 Заједничка студија ће дефинисати коначно решење преусмеравања далековода 127/1 Формирање ДВ ТС Нови Сад 1 - ТС Нови Сад 7  Формирање ДВ ТС Нови Сад 3 - ТС Футог или нове ТС Нови Сад 8	након 2023 након 2023 након 2023 након 2023	НЕ (ОДС предлаже да се изради Студија)	4 km	Нема  Нема  2016

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у План инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>Нове ТС ОДС</b>									
7	ТС 110/20 kV Србобран 2  Повезни вод за ТС 110/20 kV Србобран 2	ТС 110/20 kV - Србобран 2  ТС Србобран 2-Прикључни далековод	нова ТС  улаз-излаз на постојећи ДВ 217/2 који ће радити под 110 kV	Да  ДА	Преостало: ИР, ЛУ, ИПР ПЗИ, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, почетак градње април 2021, завршетак септембар 2021, пробни рад до новембар 2021. Трајно прикључење децембар 2021  Урађено: ПЗ Преостало: Елаборат избора идејне трасе, ПДР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње август 2021, завршетак август 2022, пробни рад до августа 2022.	2021  2022	НЕ	1x31,5  1,5 km (двосистемски)	28.02.2014.  VI / 25.06.2015
8	ТС 110/20 kV Крњешевци  Повезни вод за ТС 110/20 kV Крњешевци	ТС 110/20kV - Крњешевци  ДВ 2 x 110 kV број 104/5 Инђија - С.Пазова, увођење у ТС Крњешевци	нова ТС  улаз-излаз на постојећи ДВ	Да  ДА	Завршена ТС. Трајно повезивање децембар 2018  Урађено: ПЗ, Елаборат избора идејне трасе, ПДР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почетак градње јул 2018 Преостало: завршетак новембар 2018, пробни рад до новембра 2019.	2018  2018	НЕ	1x31,5  8,7 km (двосистемски)	28.02.2014.  VI / 14.4.2009

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у План инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објекат	Обим Инвестиције						
<b>Нове ТС ОДС</b>									
9	ТС 110/20 kV Перлез  Повезни вод за ТС 110/20 kV Перлез	ТС 110/20 kV - Перлез  ДВ поље 110 kV - ТС 220/110 kV Зрењанин 2  ДВ 110 kV ТС Зрењанин 2 - ТС Перлез	нова ТС  ново 110 kV поље  нови радијални вод са Зрењанина 2	Да  НЕ  ДА	Преостало: ИР, ЛУ, ИПР ПЗИ, Ревизиона комисија, ПГД, Техничка контрола ПГД, ГД, почекат градње април 2021, завршетак септембар 2021, пробни рад до новембар 2021. Трајно прикључење децембар 2021  Сагледати могућности номиновања за прелазак у инвестициону фазу (нема ПЗ али сагледано у Елаборату техничког решења)  Урађено: ПЗ Преостало: Елаборат избора идејне трасе, ПДР, ЛУ, СИП, Ревизиона комисија, ПГД, техничка контрола ПГД, ПЗИ, ГД, почекат градње јануар 2022, завршетак октобар 2022, пробни рад до октобар 2023. НАПОМЕНА: Није потписан уговор о повезивању па ЕМС АД не може донети Одлуку о реализацији, самим тим не могу се трошити планирана средства за 2018 (нема шифру инвестиције и САП ПСП број)	2021  2022  2022	НЕ	1x20   20 km (30.5 km укупна дужина)	28.02.2014.  Убацити у план израде ПЗ за 2020  Има ПЗ 2018
10	ТС 110/20 kV Панчево 5	ТС 110/20 kV - Панчево 5 ДВ 110 kV - Панчево 2 - Панчево 4	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не		2027	ДА	2x31,5	нема
11	ТС 110/20 kV Пландиште	ТС 110/x kV - Пландиште (Велика Греда) ДВ 110 kV - Дебељача - Вршац 2	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не		2023	ДА	1x31,5	нема
12	ТС 110/20 kV Нови Сад 8	ТС 110/x kV - Нови Сад 8 ДВ 110 kV - Нови Сад 3 - Нови Сад 5	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	не		2024	ДА	1x31,5	нема
13	ТС 110/20 kV Беочин	ТС 110/x kV - Беочин ДВ 110 kV - Ср. Митровица 2 - Србобран (209/2)	нова ТС улаз-излаз на постојећи ДВ	Да  не	Динамика изградње је неизвесна због улагања трећег лица.	2022	ДА	1x31,5	нема

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у План инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>Реконструкције ТС</b>									
14	Реконструкција ТС 110/х кV Инђија 1	ТС 110/х кV Инђија 1 - ЕВП	реконструкција ТС (тренутно 63)	Да		2018		63	нема
15	Реконструкција ТС 110/х кV Зрењанин 1	ТС 110/х кV Зрењанин 1	реконструкција ТС и уградња 3. ЕТ 31.5 (тренутно 2х31,5)	Да		2020		3х31,5 (укупно 94,5)	ДА
16	Реконструкција ТС 110/х кV Кикинда 1	ТС 110/х кV Кикинда 1	реконструкција ТС и уградња 3. ЕТ 31.5 (тренутно 2х31,5)	Да		2021		3х31,5 (укупно 94,5)	ДА
17	Реконструкција ТС 110/х кV Рума 2	ТС 110/х кV Рума 2	адаптација ТС			2023		31,5	НЕ
18	Реконструкција ТС 110/х кV Сента 1	ТС 110/х кV Сента 1	реконструкција ТС, 110 кV (тренутно 31,5)			2026		31,5	НЕ
19	Реконструкција ТС 110/х кV Дебељача	ТС 110/х кV Дебељача	реконструкција ТС	Да		2019		1х31,5 MVA	2017
20	Реконструкција ТС 110/х кV Нови Сад 4	ТС 110/х кV Нови Сад 4	реконструкција ТС и уградња 3. ЕТ 31.5 (тренутно 2х63)			2022		157,5	ДА
21	Реконструкција ТС 110/х кV Бегејци	ТС 110/х кV Бегејци	реконструкција ТС и уградња 2. ЕТ 31.5 (тренутно 20)	Да		2021		51,5	ДА
22	Реконструкција ТС 110/х кV Нови Сад 2	ТС 110/х кV Нови Сад 2	реконструкција ТС, 35 кV и доградња 20 кV и замена ТР 20 MVA са ТР 31.5 MVA (тренутно 20 + 31,5)			2023		2х31,5 (63)	НЕ
23	Реконструкција ТС 110/х кV Бачка Паланка 1	ТС 110/х кV Бачка Паланка 1	реконструкција ТС, 110 кV и доградња 20 кV и замена ЗУ опреме и уградња 2. ТР 110/20 од 31,5 MVA (тренутно 20)			2025		51,5	НЕ

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објекат присутан у План инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>Реконструкције ТС</b>									
24	Реконструкција ТС 110/х кV Бачка Топола 1	ТС 110/х кV Бачка Топола 1	доградња ТС, рекон 110 кV и доградња 20 кV и замена ЗУ опреме и уградња 2. ТР 110/20 од 31,5 МВА (тренутно 20)			2025		51,5	HE
25	Реконструкција ТС 110/х кV Нови Сад 5	ТС 110/х кV Нови Сад 5	реконструкција ТС и уградња 3. ЕТ 31.5 (тренутно 2х31,5)			2021		3х31,5 (укупно 94.5)	HE
26	Реконструкција ТС 110/х кV Суботица 4	ТС 110/х кV Суботица 4	реконструкција ТС и уградња 3. ЕТ 31.5 (тренутно 2х31,5)			2023		3х31,5 (укупно 94.5)	HE
27	Реконструкција ТС 110/х кV Зрењанин 4	ТС 110/х кV Зрењанин 4	реконструкција ТС и уградња 3. ЕТ 31.5 (тренутно 2х31,5)			2022		3х31,5 (укупно 94.5)	HE
28	Реконструкција ТС 110/х кV Врбас 2	ТС 110/х кV Врбас 2	реконструкција ТС и уградња 2. ЕТ 31.5 (тренутно 31,5)			2023		2х31,5 (63)	HE
29	Реконструкција ТС 110/х кV Ада	ТС 110/х кV Ада	реконструкција ТС (рекон 110 РП, замена ЗУ опреме)			2019		31,5	HE
30	Реконструкција ТС 110/х кV Алибунар	ТС 110/х кV Алибунар	Санација темеља			2019		2х31,5	
31	Реконструкција ТС 110/х кV Оџаци	ТС 110/х кV Оџаци	адаптација ТС, замена ЗУ опреме и проширење 20 кV постројења			2021		2х31,5	
32	Реконструкција ТС 110/х кV Инђија 2	ТС 110/х кV Инђија 2	адаптација ТС и проширење 20 кV постројења			2022		31.5	

Р.бр.	Пројекат Повезивања			Да ли је објект присутан у План инвестиција 2018-2020	Статус инвестиција (из термин плана)	Година пуштања у погон у плану 2019-2028 (процес усаглашавања)	Потреба за Системским делом Студиј	Технички подаци	Пројектни задатак [ЕМС/ЕПС]
	Назив пројекта	Објект	Обим Инвестиције						
<b>Замена и уградња ЕТ</b>									
33	Повећање инсталисане снаге	ТС 110/х кV Жабаљ	Уградња 2. ЕТ (тренутно 31,5)			2023		31,5 (укупно 63)	
34	Повећање инсталисане снаге	ТС 110/х кV Темерин	Уградња 2. ЕТ (тренутно 31,5)			2024		31,5	
35	Замена ТР	ТС 110/х кV Суботица 1	замена ТР			2024		31,5	
36	Повећање инсталисане снаге и замена ТР	ТС 110/х кV Бела Црква	Замена ТР 31,5 МВА са 20 МВА и уградња другог 20 МВА			2024		2x20	
37	Уградња ТР	ТС 110/х кV Палић	Уградња 2. ЕТ (тренутно 20)			2025		31,5	НЕ
38	Повећање инсталисане снаге и замена ТР	ТС 110/х кV Бајмок	Замена ТР 31,5 МВА са 20 МВА и уградња другог 20 МВА			2025		2x20	НЕ
39	Повећање инсталисане снаге	ТС 110/х кV Вршац 1	Замена ТР 20 МВА са 31,5 МВА (тренутно 20 +31,5)			2026		31,5	НЕ
40	Повећање инсталисане снаге	ТС 110/х кV Нови Сад 1	замена ТР 110/35 са 110/20 (тренутно 2x31,5)			2027		31,5	
41	Повећање инсталисане снаге	ТС 110/х кV Кикинда 1	замена ТР 110/35 са 110/20 (пре замене 3x31,5)			2025		31,5	
42	Повећање инсталисане снаге	ТС 110/х кV Нови Сад 4	замена ТР 110/35(63 )са 110/20 (31,5)			2027		31,5	
43	Повећање инсталисане снаге	ТС 110/х кV Нови Сад 2	замена ТР (тренутно 2x31,5)			2027		31,5	



## Д.8 ПРЕДЛОГ ПЛАНА АКТИВНОСТИ НА ОБЈЕКТИМА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА ДО 2028. ГОДИНЕ

Таб.Д. 8.1: Табела предлога активности на далеководима

Р. бр.	Број и назив далековода	Год. изгр.	Обим радова на далеководу
1	ДВ 101АБ/1/2/3/4 ТС БЕОГРАД 3 - ТЕ КОСТОЛАЦ	1956	ДВ 101АБ - Старост опреме (преко 60 год.) - реконструкција/санација
2	ДВ 102АБ/1 ТЕ КОСТОЛАЦ А - ТС ПОЖАРЕВАЦ	1948	ДВ 102АБ/1/2 - Старост опреме (преко 70 год.) - адаптација
3	ДВ 106А/3, Б/4 ТС ЛОЗНИЦА - ТС МАЛИ ЗВОРНИК ДВ 106А/2, Б/3-деоница од ст.240-253, увођење у ТС Лозница	1956	ДВ 106АБ - Старост опреме (преко 60 год.) - реконструкција/санација
4	ДВ 116/1 ТС СЕВОЈНО - ТС КОСЈЕРИЋ	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
5	ДВ 150 ТС БОР 1 - ТС МАЈДАНПЕК 1	1965	ДВ 106АБ - Старост опреме (преко 50 год.) - реконструкција/санација
6	ДВ 105/2 ТЕ МОРАВА - ТС ЈАГОДИНА 4	1948	Реконструкција далековода на деоници са АБ стубовима, нови ФП, ЗУ и ИЛ на остатку трасе, старост опреме (преко 70 год.) - реконструкција/санација
7	ДВ 115/4 ЧВОР БЕЉИНА - ТС ПОЖЕГА	1954	ДВ у веома лошем стању, конструкција кородирала, санација ДВ, старост опреме (преко 60 год.) - санација
8	ДВ 206/1 ТС БАЈИНА БАШТА - граница/ТС ПЉЕВЉА	1958	Санација темеља и замена затега - санација
9	ДВ 204 ТС БАЈИНА БАШТА - ТС БЕОГРАД 3	1958	Санација темеља и замена затега - санација
10	ДВ 209/1 ТС БАЈИНА БАШТА - ТС СР. МИТРОВИЦА	1962	Санација темеља и замена затега, уградња ЗУ - санација
11	ДВ 147/2 ТС БОР 2 - ТС НЕГОТИН	1965	Санација темеља и замена затега, уградња ЗУ (чека изградњу ДВ Ђердап 2 - Мосна)
12	ДВ 120/1 ТЕ КОЛУБАРА - ТС ЛАЗАРЕВАЦ	1956	Санација темеља, старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација-деонице
13	ДВ 117/1 ТС БЕОГРАД 2 - ТС БЕОГРАД 35	1952	Старост опреме (преко 60 год.) - реконструкција, санација
14	ДВ 114/3 ТС АЛЕКСИНАЦ - ТС НИШ 1	1954	Старост опреме (преко 60 год.), подграђеност - санација/адаптација
15	ДВ 1247 ТС БЕОГРАД 2 - ТС БЕОГРАД 22	1956	Реконструкција од Белих Вода до Сремчице - Старост опреме (преко 60 год.) - подграђеност
16	ДВ 115/1 ТС КРАЉЕВО 1 - ТС ЧАЧАК 3	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација

Р. бр.	Број и назив далековода	Год. изгр.	Обим радова на далеководу
17	ДВ 1248 БЕОГРАД 22 - БЕОГРАД 10	1956	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
18	ДВ 113/2 НИШ 2 – ЛЕСКОВАЦ 4 (ДВ 113/6 и 113/7 увођење у Дољевац)	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - реконструкција/санација, бетонски стубови, бакарни проводник
19	ДВ 116/2 ТС КОСЈЕРИЋ - ТС ВАЉЕВО 1	1953	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
20	ДВ 148/2 ТС БОР 2 - ТС ЗАЈЕЧАР 2	1964	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација
21	ДВ 107/1 ТЕ КОЛУБАРА - ТС ТАМНАВА 3П	1953	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
22	ДВ 128/3 ТС МАЈДАНПЕК 3 - ТС НЕРЕСНИЦА	1959	Адаптација (замена проводника, изолације, овесне опреме, нови стуб бр.159-раздвајање од 128/2)
23	ДВ 108 ТС КРУШЕВАЦ 1 - ТС ЈАГОДИНА 1	1950	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
24	ДВ 1186 РП ЂЕРДАП 2 - ТС СИП	1964	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
25	ДВ 147/1 ТС БОР 1 - ТС БОР 2	1965	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација
26	ДВ 148/1 ТС БОР 1 - ТС БОР 2	1964	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација
27	ДВ 113/1 ТС НИШ 1 - ТС НИШ 2	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
28	ДВ 113/3 ТС ЛЕСКОВАЦ 4 - ТС ЛЕСКОВАЦ 2	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
29	ДВ 113/4 ТС ЛЕСКОВАЦ 2 - ЕВП ГРДЕЛИЦА	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
30	ДВ 113/5 ЕВП ГРДЕЛИЦА - ХЕ ВРЛА 3	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
31	ДВ 119/3 ТС ЛЕШНИЦА - ТС ШАБАЦ 3	1953	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
32	ДВ 203/2 ЧВОР ВАРДИШТЕ - ХЕ БИСТРИЦА	1958	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
33	ДВ 119/2 ТС МАЛИ ЗВОРНИК - ТС ЛЕШНИЦА	1953	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
34	ДВ 124/2 ТС РУМА 1 - ТС РУМА 2	1961	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација
35	ДВ 124/3 ТС РУМА 2 - ТС СР. МИТРОВИЦА	1961	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација
36	ДВ 124/4 ТС СР. МИТРОВИЦА - ТС ПЕЋИНЦИ	1957	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
37	ДВ 124/5 ТС ПЕЦИНЦИ -ТС ШАБАЦ 3	1957	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
38	ДВ 182 ЧВОР БЕЉИНА - ТС Г. МИЛАНОВАЦ	1954	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
39	ДВ 129А/2, Б/2 ТС БЕОГРАД 3 - ТС БЕОГРАД 20	1958	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација

Р. бр.	Број и назив далековода	Год. изгр.	Обим радова на далеководу
40	ДВ 120/2 ТС ЛАЗАРЕВАЦ - ЕВП СЛОВАЦ	1956	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
41	ДВ 120/3 ЕВП СЛОВАЦ - ТС ВАЉЕВО 3	1956	Старост опреме (преко 60 год.) - санација/адаптација
42	ДВ 137/2 ЕВП РЕСНИК - ТЕ КОЛУБАРА	1960	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
43	ДВ 131/1 ТС БЕОГРАД 3 - ТС БЕОГРАД 33	1959	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
44	ДВ 131/2 ТС БЕОГРАД 33 - РП ПАНЧЕВО 1	1959	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
45	ДВ 227/2 ТС ВАЉЕВО 3 - ТС ОБРЕНОВАЦ	1965	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
46	ДВ 213/1 ТС БАЈИНА БАШТА - ТС ОБРЕНОВАЦ	1963	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
47	ДВ 213/2 ТС ОБРЕНОВАЦ - ТС БЕОГРАД 3	1963	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
48	ДВ 141 ТС БЕОГРАД 3 – ТС ПАНЧЕВО 1	1962	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
49	ДВ 142/1 ТС СРБОБРАН -ТС БЕЧЕЈ	1962	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација - деоница
50	ДВ 145 ТС КИКИНДА - граница/ТС ЖИМБОЛИЈА	1964	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација – деоница
51	ДВ 110 kV бр. 127/1 ТС Нови Сад 1 – ТС Нови Сад 3	1958	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација – деоница
52	ДВ 110 kV бр. 132/3 ТС Кула - ТС Србобран	1959	Старост опреме (преко 50 год.) - санација/адаптација – деоница

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

Објекат	Опис	Приоритет
РП 400 и 220 kV ТЕНТ Б	Замена прекидача и мерних трансформатора 400 и 220 kV у свим пољима осим у 449Б.	1
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 Г3 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

Објекат	Опис	Приоритет
РП 110 kV Ђердап 2	Реконструкција сопствене потрошње РП	0
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

Објекат	Опис	Приоритет
ТС 220/110 kV Шабац 3	Реконструкција система заштите SCADA система у постројењима 110 и 220 kV, ако комплетна реконструкција није извесна	2
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

Објекат	Опис	Приоритет
ТС 400/220/110 kV С. Митровица 2	Опремање поља 110 kV бр13 за стављање ДВ 209/2 под напон 110 kV	1
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