

ЈАВНО ПРЕДУЗЕЋЕ „ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ“

Број 5356

24-05-2011

год.

БЕОГРАД, Кнеза Милоша 11

ЈАВНО ПРЕДУЗЕЋЕ ЕЛЕКТРОМРЕЖА СРБИЈЕ



ГОДИШЊИ ТЕХНИЧКИ ИЗВЕШТАЈ ЗА 2010. ГОДИНУ

БЕОГРАД, АПРИЛ 2011. ГОДИНЕ

САДРЖАЈ

УВОД	2
1. ОПШТИ ПОДАЦИ О РАДУ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	3
1.1. КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРЕНОС	3
1.2. ПРОИЗВОДЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	4
1.3. ПОТРОШЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	4
1.4. ГУБИЦИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	4
1.5. ПРЕНЕТА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ТРАНЗИТ	4
1.6. ПОУЗДАНОСТ ПРЕНОСА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	5
1.7. КВАЛИТЕТ ПРИСТУПА ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ	5
2. ПРЕНОС ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	6
2.1. ОПТЕРЕЂЕЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	6
2.2. ИЗВРШЕЊЕ РЕМОНАТА	7
2.3. ДАЛЕКОВОДИ	7
2.4. ТРАНСФОРМАТОРСКЕ СТАНИЦЕ	10
2.5. СИСТЕМИ РЕЛЕЈНЕ ЗАШТИТЕ И УПРАВЉАЊА У ТРАНСФОРМАТОРСКИМ СТАНИЦАМА	12
2.6. МЕРЕЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	14
3. УПРАВЉАЊЕ ПРЕНОСНИМ СИСТЕМОМ	15
3.1. СИСТЕМСКЕ УСЛУГЕ	15
3.2. РЕГУЛАЦИЈА ФРЕКВЕНЦИЈЕ И СНАГЕ РАЗМЕНЕ	15
3.3. РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА	17
3.4. СИГУРНОСТ	17
3.5. ПОРЕМЕЂАЈИ У РАДУ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	18
3.6. ПРИМЕНА ПЛАНОВА ОДБРАНЕ И НАПОНСКИХ РЕДУКЦИЈА	19
3.7. ПЛАНИРАЊЕ ИСКЉУЧЕЊА	20
3.8. КООРДИНАЦИЈА КОНТРОЛНОГ БЛОКА	21
4. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	22
4.1. ПРИСТУП И КОРИШЋЕЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	22
4.2. БИЛАТЕРАЛНО ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	22
4.3. ПРЕКОГРАНИЧНИ ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ	23
4.4. БАЛАНСНА ОДГОВОРНОСТ И БАЛАНСНИ МЕХАНИЗАМ	24
5. ИНФОРМАТИКА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈЕ	25
5.1. УПРАВЉАЧКИ ИНФОРМАЦИОНИ СИСТЕМ	25
5.2. ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈЕ	26
6. РАЗВОЈ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	27
6.1. ИНВЕСТИЦИОНЕ АКТИВНОСТИ	27
6.2. ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА	27
6.3. СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ	28
7. ПРИКЉУЧЕЊЕ НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ	29
7.1. ОБЈЕКТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	29
7.2. ОБЈЕКТИ ЗА ДИСТРИБУЦИЈУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ	30
7.3. ОБЈЕКТИ КУПАЦА	30
8. ИНТЕРКОНЕКЦИЈА	31
8.1. УГОВОРИ	31
8.2. АКТИВНОСТИ У ОКВИРУ ENTSO-E	32

УВОД

Јавно предузеће Електромрежа Србије (у даљем тексту: ЈП ЕМС) је енергетски субјект који према Закону о енергетици и одлуци Владе Републике Србије о оснивању овог предузећа обавља следеће енергетске делатности:

- пренос електричне енергије;
- управљање преносним системом;
- организовање тржишта електричне енергије.

Ово законско решење поклапа се са преовлађујућом европском праксом и европским директивама, где су горенаведене енергетске делатности обједињене у тзв. оператору преносног система, чије су главне обавезе:

- одржавање сталне погонске спремности и поузданости функционисања преносног система;
- обезбеђивање системских услуга и покривање техничких губитака у преносном систему;
- управљање преносним системом на начин који обезбеђује сигурност испоруке електричне енергије и економичан приступ преносном систему;
- повезани рад преносног система Републике Србије са преносним системима у интерконекцији, односно са дистрибутивним системима у Републици Србији;
- развој преносног система којим се обезбеђује дугорочна способност преносног система да испуни разумне захтеве за пренос електричне енергије;
- обезбеђивање недискриминације између субјеката или групе субјеката који приступају преносном систему и транспарентности приступа.

Правилима о раду преносног система предвиђено је да ЈП ЕМС израђује годишње извештаје. Овај технички годишњи извештај намењен је корисницима преносног система и надлежним институцијама, као и стручној јавности, и зато је ограничен само на најинтересантније податке, показатеље и тенденције у раду преносног система.

На почетку годишњег извештаја дати су општи енергетски подаци о раду преносног система (производња, потрошња, пренос и транзит електричне енергије), а додатно су наведени и основни показатељи о поузданости рада преносног система, односно испоруке електричне енергије.

Следећа три поглавља односе се на вршење основних енергетских делатности. У делу који се односи на пренос, наводе се подаци о извршењу ремонта, поузданости погона и активности на унапређењу далеководна, трансформаторских станица, система релејне заштите и локалног управљања и мерења електричне енергије. У делу који се односи на управљање, објашњења је организација управљања, начин обезбеђивања системских услуга, дата је основна статистика планираних и неплаанираних радова, резултати анализа сигурности, наведени су највећи поремећаји, ограничења у испоруци електричне енергије и објашњена је улога у координацији контролног блока. У делу који се односи на тржиште електричне енергије наведени су резултати одређивања и доделе прекограничних преносних капацитета, преглед обрачуна приступа преносном систему и сарадња на нивоу регионалног тржишта електричне енергије.

Осим делатности које се могу јасно подвести под једну од три енергетске делатности, постоје и послови које се раде у сарадњи готово свих организационих целина предузећа, односно које опслужују целокупно предузеће. У том смислу, у овом извештају су посебно издвојени информатика и телекомуникације, развој преносног система и прикључење на преносни систем. У поглављу који се односи на информатику и телекомуникације дат је преглед техничког система управљања и телекомуникационог система са посебним освртом на најважније активности у 2010. години. У поглављу посвећеном развоју преносног система, дат је преглед нових и реконструисаних објеката у 2010. години, резултати плана развоја који је израђен у овој години, као и преглед системских студија. Део који се односи на прикључење на преносни систем обрађује засебно прикључење производних, дистрибутивних и објеката купаца у смислу реализације прикључења и израде одговарајућих аката.

У последњем поглављу објашњен је значај рада преносног система Републике Србије у интерконекцији Континентална Европа, набројани су уговори који су закључени са суседним операторима преносног система, а дат је и преглед најважнијих активности у Европском удружењу оператора преносних система за електричну енергију (ENTSO-E).

1. ОПШТИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТСКИ ПОДАЦИ

У овом поглављу наведени су основни подаци за 2010. годину који се односе на производњу, потрошњу, пренос и транзит електричне енергије. Поред тога дати су и показатељи поузданости, односно квалитета преноса.

1.1. КАПАЦИТЕТИ ЗА ПРЕНОС

Капацитете за пренос електричне енергије од произвођача до потрошача, односно за потребе прекограничне размене, обезбеђују далеководи и трансформатори напона 400 kV, 220 kV и 110 kV. У табелама 1.1.1. и 1.1.2. дат је преглед ових капацитета на дан 31.12.2010. уз неопходне коментаре.

Табела 1.1.1. Далеководи у власништву ЈП ЕМС

Погон преноса	10 kV	35 kV и 110 под нап. 35 kV		110 kV		220 kV		400 kV		Укупно km
	km	Једнос km	Двос. km	Једнос. km	Двос. km	Једнос. km	Двос. km	Једнос. km	Двос. km	
Београд		3.98	39.4	732.1	504.0	230.8	82.4	336.0	17.0	1945.6
Бор		27.7	35.6	426.6	43.8			236.7		770.3
Ваљево		27.0		707.6	225.0	942.0	15.4			1917.0
Крушевац	4.0	107.9		1209.1	35.2	305.3		436.9		2098.3
Нови Сад				1309.5	61.5	306.1		484.5	2.8	2164.4
Обилић-ЕМС				49.8						49.8
ЕМС без КиМ	4.0	166.6	75.0	4434.6	869.5	1784.1	97.8	1494.0	19.8	8945.4
Обилић-КиМ				563.2	14.5	285.1	9.9	179.6		1052.3
Укупно	4.0	166.6	75.0	4997.8	884.0	2069.2	107.7	1673.6	19.8	9997.7

Напомене:

- Дужине далековода су дате "по систему" (дужина двоструких деоница рачуната два пута).
- Сви далеководи у табели који су под напоном 35 kV су изграђени за напон 110 kV осим вода 35 kV Београд 8 – Винча (3,8 km) и вода 35 kV Бор 1 - Бор 2 (2 km) који су и изграђени за напон 35 kV.
- Стање далековода погона Обилић је из средине 1999.

Табела 1.1.2. Капацитети постројења по погонима ЈП ЕМС

Погон Преноса	Број постро. (ком.)	Број транс. (ком.)	Инст. снага 31.12.2010 (MVA)	Инст. снага 31.12.2009 (MVA)	Повећање снаге (%)	Број постро. (ком.)	Број транс. (ком.)	Инст. снага 31.12.2010 (MVA)	Инст. снага 31.12.2009 (MVA)	Повећање снаге (%)
Преносни однос 400/x (kV)						Преносни однос 110/x (kV)				
Београд	6	7	2600	2600	0	19	39	1695.5	1695.5	0
Бор	2	2	450	450	0	11	26	714	714	0
Ваљево						10	20	526.5	506.5	3.8
Крушевац	4	7	2200	2200	0	19	35	983	983	0
Нови Сад	4	7	2300	2300	0		1	20	20	0
Обилић	1	2	800	800	0	3	6	183	183	0
УКУПНО	17	25	8350	8350	0	62	127	4122	4102	0.49
Преносни однос 220/x (kV)						Укупно 400/x, 220/x и 110/x (kV)				
Београд	5	12	2550	2300	9.8	30	58	6845.5	6595.5	3.65
Бор						13	28	1164	1164	0
Ваљево	4	7	1050	1050	0	14	27	1576.5	1556.5	1.27
Крушевац	2	6	900	900	0	25	48	4083	4083	0
Нови Сад	2	6	1050	1050	0	6	14	3370	3370	0
Обилић	3	4	600	600	0	7	12	1583	1583	0
УКУПНО	16	35	6150	5900	4.07	95	187	18622	18352	1.45

До промене капацитета у 2010. године, дошло је због:

- Уградње и пуштања у погон 28.12.2010. трансформатора бр. 7 у ТС Београд 5, снаге 250 MVA, преносног односа 220/110/10 kV;
- У ТС Б. Башта пуштен је у рад провизоријум са трансформатором снаге 20 MVA, преносног односа 110/35/10 kV.

1.2. ПРОИЗВОДЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

У 2010. години остварена производња електричне енергије у Републици Србији износила је 35.731 GWh. То је за 0,97% (342 GWh) више од билансом предвиђене производње, али за 0,79% (283 GWh) мање у односу на остварену производњу у 2009. години.

Термоелектране су произвеле 23.383 GWh и учествовале у укупној производњи са 65,44%. Хидроелектране су произвеле 12.348 GWh. ХЕ Пива која се налази у Црној Гори (право коришћења у 2010. години је имао ЈП ЕПС) произвела 1286 GWh.

Остварена производња електричне енергије на Косову и Метохији износила је 5.228 GWh што је за 2,35% (120 GWh) више у односу на остварену производњу у 2009. години.

Табела 1.2.1. Месечна производња електричне енергије у 2010. у GWh

	јан	феб	мар	апр	мај	јун	јул	авг	сеп	окт	нов	дец	сума
Производња ХЕ	1.131	1.038	1.232	1.238	1.224	929	915	772	774	899	981	1.217	12.348
Производња ТЕ	2.379	2.191	2.089	1.808	1.571	1.562	1.927	1.842	1.825	2.111	1.914	2.165	23.383

1.3. ПОТРОШЊА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Потрошња дистрибутивних предузећа у Републици Србији без Косова и Метохије у 2010. години износила је 29.952 GWh, док је потрошња тарифних купаца прикључених на преносни систем износила 2.754 GWh, што укупно чини 32.706 GWh. Наведена потрошња је за 0,6% (196 GWh) већа од билансом планиране (32.510 GWh). Потрошња за потребе производње електричне енергије (сопствена потрошња електрана и пумпање) је износила 1.409 GWh.

Бруто конзум (нето конзум плус губици у преносу) у 2010. години је износио 41.213 GWh, што је за 3,52% (1402 GWh) више од билансом планираног (39811 GWh) и истовремено за 2,35% (949 GWh) више од бруто конзума у претходној години.

Максимални дневни бруто конзум остварен је дана 31.12.2010. и износио је 156.637 MWh при средњој дневној температури од -8,4°C. Максимална средња сатна снага је остварена истог дана у 18. сату и износила је 7.656 MW.

Минимални дневни бруто конзум остварен је дана 25.7.2010. и износио је 80.892 MWh. Минимална средње сатна снага забележена је 3.5.2010. године у 5. сату и износила је 2.461 MW.

Табела 1.2.1. Месечна потрошња електричне енергије у 2010. у GWh

	јан	феб	мар	апр	мај	јун	јул	авг	сеп	окт	нов	дец	сума
Дистрибуције	3.479	3.125	3.101	2.501	2.325	2.231	2.267	2.257	2.241	2.877	2.805	3.499	32.706
Остали корисници	164	93	150	177	182	121	150	51	92	139	219	194	1.732

1.4. ГУБИЦИ У ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

Укупни губици енергије у преносном систему Србије без КиМ у 2010. години су износили 1.065 GWh. Просечни процентуални износ губитака енергије у преносном систему без КиМ у 2010. години је био 2,58% рачунато у односу на електричну енергију која је испоручена у преносни систем. У 2010. години, ЈП ЕМС је целокупну енергију за покривање губитака у преносном систему набавио од ЈП Електропривреда Србије.

Дијаграм 1.4. Месечни губици енергије у преносном систему у 2010. години



1.5. ПРЕНЕТА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА И ТРАНЗИТ

У Табели 1.5.1. дати су показатељи оствареног преноса електричне енергије у 2010. години у односу на билансом планирани пренос за 2010. годину и остварени пренос за претходну, 2009. годину. Електрична енергије која је ушла у преносни систем у 2010. години је већа у односу на електричну енергију која је ушла у преносни систем у 2009. години за 959 GWh односно за 1,85%, док је „излаз“ из преносног система у 2010. години већи од „излаза“ у 2009. години за 1000 GWh односно за 2,18%.

Остварени транзит електричне енергије у 2010. години, рачунат као нижа вредност средњесатне електричне енергије која је ушла, односно изашла из преносног система преко интерконективних далековада, износи 5.297 GWh. Износ транзита по месецима дат је у табели 1.5.2.

Табела 1.5.1. Основни показатељи извршења плана преноса

	Биланс		Остварено			Индекс (%)	
	I - XII 2010.	I - XII 2010.*	I - XII 2010.	I - XII 2009.*	I - XII 2010.*	оств. 2010. биланс 2010.	оств. 2010.* оств. 2009.*
Улаз (GWh)	43.412	48.860*	41.352	47.009*	47.968*	95,25	102,04*
Губици (GWh)	1224	1406*	1.065	1.106*	1.247*	87,01	112,75*
Губици (%)	2,82	2,88*	2,58	2,35*	2,59*	91,49	110,21*
Излаз (GWh)	42.188	47.454*	40.287	45.903*	46.903*	95,49	102,18*

* Подаци са Косовом и Метохијом

Табела 1.5.2. Транзит електричне енергије по месецима у току 2010. године

Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Транзит [GWh]	411	401	430	332	368	446	545	471	422	522	462	487

1.6. ПОУЗДАНОСТ ПРЕНОСА ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Током 2010. године систематски су бележени и анализирани на месечном нивоу подаци о неиспорученој електричној енергији, који су последица испада у преносној мрежи. Ови подаци су наведени у табели 1.6.1.

Табела 1.6.1. Неиспоручена ел. енергија потрошачима по месецима у току 2010. године [MWh]

УЗРОК	јан	феб	мар	апр	мај	јун	јул	авг	сеп	окт	нов	дец	сума
ЕМС	31.8	43.2	17.9	3.7	0	71.2	78.2	20.5	39.0	27.6	33.5	1.2	367.8
Ен, субјект	107.6	0	9.4	38.8	18.9	3.2	29.2	40.4	9.1	0	20.0	7.9	284.5
Трећа страна	0	0	0	0	1.6	0	0	0	0	0	3.9	0	5.5
Виша сила	5.50	154.6	0	0	195.3	102	93.2	48.2	7.9	25.9	44.4	31.3	708.4
Непознат	0	0	1.3	0	0	0	0	0	2	0	18.2	0	21.5
Укупно [MWh]	145.0	197.9	28.6	42.4	269.3	176.4	230.7	109.1	58.0	73.5	100	40.4	1471.0
AIT [min]	1.65	2.24	0.36	0.58	4.11	2.7	3.13	1.68	0.85	0.93	1.28	0.44	19.9

Сумирајући ове податке може се утврдити да је непланирано неиспоручено укупно 1471 MWh. Од тога се највише може приписати вишој сили (пролазни кварови, удари грома, улазак животиња у постројења и сл.) која је узроковала 708,4 MWh неиспоручене енергије, односно 48,14%). ЈП ЕМС је одговоран за 367,8 MWh или 25% неиспоручене енергије (ова одговорност се односи на кварове на опреми, лош рад заштите, грешке диспечера и руковалаца и сл.), док су други енергетски субјекти одговорни за 284,5 MWh или 19,3%. Осим тога, услед планираних радова није испоручено 472 MWh, што укупно са непланираним чини 1943 MWh. Ово је боље од претходне две године када је укупно неиспоручена енергија била 1964 MWh, односно 2511 MWh.

Поузданост рада преносног система у 2010. износила је 99,995% (у 2008. 99,994%, а у 2009. 99,993%). Поузданост се сликовито може изразити и преко параметра АИТ (просечно време прекида испоруке) који за 2010. годину износи 19,9 минута за непланиране прекиде.

Са друге стране, забележени су прекиди испоруке енергије из производних јединица у преносни систем у износу од: 1) узрок ЕМС 764 MWh тј. 84,7%; 2) виша сила узроковала 93 MWh тј. 10,3%; 3) други енергетски субјекти су одговорни за 45 MWh, што је мање од 5%.

1.7. КВАЛИТЕТ ПРИСТУПА ПРЕНОСНОМ СИСТЕМУ

Квалитет испоруке електричне енергије, односно квалитет приступа преносном систему оцењује се на основу трајања и учестаности поремећеног приступа са аспекта: напона, фреквенције и трајања прекида испоруке електричне енергије, а у складу са одредбама Правила о раду преносног система. У овом одељку биће речи само о прекидима испоруке.

У 2010. години код три објекта је забележено прекорачење референтних времена за непланиране прекиде испоруке електричне енергије.

Прекорачење дозвољеног трајања прекида од 240 min за места прикључења на 110 kV забележено је у ТС Нови Сад 5 - узрок прекида у снабдевању електричном енергијом (282 min) био је трајни квар оба далековода која напајају ову трансформаторску станицу (олујно невреме са формирањем велике количине леда).

За места прикључења корисника преносног система на напонском нивоу мањем од 110 kV дозвољено трајање прекида је 360 min, а два објекта су имала прекид дужи од дозвољеног:

- ТС Бајина Башта у трајању од 1080 min, због испада једног од два 35 kV извода РХЕ Бајина Башта – ТС Бајина Башта (Зауглине 2) када је трансформатор 220/35 kV у ТС Бајина Башта био у квару.
- ТС Србобран у трајању од 528 min, услед испада ТР 110/35 kV бр. 3 дејством диференцијалне заштите, због пробоја 35 kV кабла у постојењу.

2. ПРЕНОС ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

2.1. ОПТЕРЕЋЕЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

У табели 2.1.1. дата су регистрована преоптерећења далековода у 2010. години.

Табела 2.1.1. Преоптерећења далековода ЈП ЕМС у 2010. години

Ознака ДВ	Назив далековода	Датум	Трајање преоптерећења
ДВ 1152	ХЕ Увац – ТС Сјеница	09.03.	01h57min
ДВ 228	ТС Београд 5 – ТС Обреновац	14.06.	03h08min
ДВ 276Б	ТС Београд 8 – ТС Београд 17	16.06.	18min
ДВ 130/3	ТС Београд 16 – ТС Београд 3	16.06.	01h10min
ДВ 291	ТС Бајина Башта – ТС Пожега	02.11.	0min*
ДВ 104/2	ТС Београд 32 – ТС Београд 5	31.12.	04h42min

Напомена: * У ТС Бајина Башта на ДВ 291 је блокирана заштита од преоптерећења

Слика о оптерећењу свих трансформатора добијена је на основу сатних оптерећења у периоду максималних оптерећења, тј. од 15. децембра до 15. јануара, из којих се раде дијаграми оптерећења за сваки трансформатор. У табели 2.1.2. су дати подаци о инсталисаној снази, максималним оптерећењима у децембру и максималним дневним оптерећењима на дан 31.12.2010. године у 18⁰⁰ часова за сваки трансформатор 400/x kV.

Табела 2.1.2. Оптерећење трансформатора 400/220 kV и 400/110 kV

ТРАФОСТАНИЦА		S_{ins} [MVA]	S_{maxdec} 13-31.12. [MVA]	$S_{max31.12}$ 31.12.18h [MVA]	S_{maxdec} / S_{ins} [%]	$S_{max31.12}$ / S_{ins} [%]
13055 Београд 8	T1	400	268.9	259.4	67.2	64.9
	T2	400	270.9	269.5	67.7	67.4
13113 Обреновац А	T1	400	167.0	164.8	41.8	41.2
	T2	400	141.5	137.7	35.4	34.4
13056 Бор 2	T1	150	54.4	48.4	36.3	32.3
	T2	300	117.3	112.8	39.1	37.6
13064 Н.Сад 3	T2	300	205.4	144.2	68.5	48.1
	T3	300	197.4	138.5	65.8	46.2
	T4	400	157.0	157.0	39.3	39.3
13066 Ниш 2	T2	300	189.5	189.5	63.2	63.2
	T3	400	205.2	198.3	51.3	49.6
	T4	300	187.9	187.9	62.6	62.6
13067 Панчево 2	T1	300	221.3	221.3	73.8	73.8
	T2	300	219.8	219.8	73.3	73.3
	T3	400	184.0	164.8	46.0	41.2
12076 С.Митровица 2	T3	400	255.2	250.9	63.8	62.7
12096 Лесковац 2	T2	300	218.4	166.2	72.8	55.4
13120 Јагодина 4	T2	300	183.7	177.1	61.2	59.0
13121 Сомбор 3	T1	300	153.6	153.6	51.2	51.2
13079 Крагујевац 2	T1	300	*	*	*	*
	T2	300	247.6	245.1	82.5	81.7
13087 Суботица 3	T1	300	140.6	140.6	46.9	46.9
	T2	300	126.0	126.0	42.0	42.0
УКУПНО:		7550.0	4112.6	3873.4	54.5	51.3

Напомена: * - За трансформатор Т1 у ТС Крагујевац 2 нема података јер је трансформатор у квару.

Трансформатори на којима су се јављала струјна преоптерећења (једнократно или у више случајева) у 2010. години су следећи:

- ТС 110/35 kV Београд 4, трансформатори Т2 и Т3;
- ТС 110/35 kV Алексинац, трансформатори Т1 и Т2;
- ТС 110/35 kV Ниш 1, трансформатори Т1 и Т2;
- ТС 110/35 kV Ниш 3, трансформатори Т1 и Т2;
- ТС 110/35 kV Београд 10, трансформатори Т1 и Т2.

2.2. ИЗВРШЕЊЕ РЕМОНАТА

У следећим табелама је збирно дато извршење ових ремонта на далеководима и енергетским трансформаторима као најскупљим и најзначајнијим елементима трансформаторских станица.

Укупно је, по броју далековода, урађено 99.4% од планираних ремонта у односу на биланс за 2010. годину. Од далековода 400 kV, није ремонтован далековод број 457 РП Ђердап 1 – ХЕ Ђердап 1 (блок 1) због непланиране електроенергетске ситуације. Из истог разлога није ремонтован и далековод 110 kV број 1228А (РП Ђердап 2 – ХЕ Ђердап 2 – блок 1).

Табела 2.2.1. Збирно извршење ремонта далековода у 2010. години

НАПОНСКИ НИВО (kV)	ИСКЉУЧЕЊА ЗБОГ РАДОВА ОДРЖАВАЊА			
	Планирано (ком)	Извршено (ком)	Извршено * (%)	Извршено** (%)
110	252	251	99.6	99
220	36	36	100	100
400	20	19	95	99
УКУПНО	308	306	99.4	99

Напомене: * Процент извршења добијен као однос укупно извршених ремонта (по броју далековода) и планираних ремонта.
** Процент извршења добијен као однос броја дана планираних за ремонт далековода и броја дана за које су ремонти извршени.

За 2010. годину је билансом предвиђен ремонт свих енергетских трансформатора, осим трансформатора Погона Обилић. Сви трансформатори 400/x kV и 220/x kV су ремонтовани. Од трансформатора 110/x kV једино није ремонтован трансформатор број 4 у ТС Шабац 1 због радова на санацији бетонске порталне конструкције, тако да је укупно извршење ремонта трансформатора у ЈП ЕМС у 2010. години, по броју трансформатора, 99.4%.

Табела 2.2.2. Збирно извршење ремонта трансформатора за 2010. годину

НАПОНСКИ НИВО (kV)	ИСКЉУЧЕЊА ЗБОГ РАДОВА ОДРЖАВАЊА			
	Планирано (ком)	Извршено (ком)	Извршено * (%)	Извршено** (%)
110	121	120	99.2	99
220	30	30	100.0	100
400	22	22	100.0	100
УКУПНО	173	172	99.4	99

Напомене: * Процент извршења добијен као однос укупно извршених ремонта (по броју трансформатора) и планираних ремонта.
** Процент извршења добијен као однос броја дана планираних за ремонт трансформатора и броја дана за које су ремонти извршени.

2.3. ДАЛЕКОВОДИ

2.3.1. ИЗВРШЕЊЕ РЕМОНАТА ДАЛЕКОВОДА

Тежиште радова на далеководима током 2010. године је, као и претходних година, било на редовном одржавању, прегледима и ремонтима. Заштитно уже типа OPGW је током 2010. монтирано на 16 далековода 110 kV по одложеном плану из 2009. године.

На далеководима су урађени сви планирани ремонти осим на прикључним генераторским водовима: 1229АБ ХЕ Ђердап 2 – РП Ђердап 2 и ДВ 457 ХЕ Ђердап 1 – РП Ђердап 1 због немогућности добијања искључења. Поред планских ремонта, урађени су и периодични прегледи са земље свих далековода, осим проблематичног дела трасе на ДВ 1140/2 уз административну линију са Косовом и Метохијом.

Обављени су превентивни термовизијски прегледи далековода: ДВ 117/1 и 161 односно појединих стубова или деоница далековода: ДВ 1011/1, 1011/2, 121/1+1180Б, 1184, 155/1, 155/2, 106АБ/1, 107/3, 120/4 и 104/2. Већина примедби по извештајима са ових прегледа је отклоњена.

Поред планираних ремонта, далеководне екипе су обавиле и низ ванредних радова (замена затега, исправљање деформисаних штапова, замене и санације проводника, заштитне ужади, изолаторских ланаца и сл.)-

Обим и квалитет обављених ремонта је у значајној мери допринео прихватљивом броју испада и кварова далековода који су се догодили током 2010. године, а у односу на претходни период. У табелама 2.3.1.-2.3.3. је приказано физичко извршење ремонта.

Табела 2.3.1. Извршење ремонта ДВ 110 kV

ПОГОН ПРЕНОСА	УКУПНО ДВ		ПЛАНИРАНО ПО БИЛАНСУ		ОСТВАРЕНО из ЕЕБ-а		ОСТВАРЕНО из ЕЕБ-а %		ОСТВАРЕНО ПРЕКО ПЛАНА		ОСТВАРЕНО УКУПНО %	
	Број	km	Број	km	Број	km	По броју	По km	Број	km	По броју	По km
БЕОГРАД	85	1275.5	64	1042.3	64	1042.3	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
БОР	33	531.5	32	494.8	28	490.9	87.5	99.2	0	0.0	87.5	99.2
ВАЉЕВО	52	959.5	45	905.8	45	905.8	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
КРУШЕВАЦ	68	1352.1	66	1334.7	66	1334.7	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
НОВИ САД	84	1371.0	51	942.2	51	942.2	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
ОБИЛИЋ	37	627.5	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0.0
ЕМС	359	6117.1	258	4719.7	254	4715.8	98.1	99.9	0	0.0	98.4	99.9

Табела 2.3.2. Извршење ремонта ДВ 220 kV

ПОГОН ПРЕНОСА	УКУПНО ДВ		ПЛАНИРАНО ПО БИЛАНСУ		ОСТВАРЕНО из ЕЕБ-а		ОСТВАРЕНО из ЕЕБ-а %		ОСТВАРЕНО ПРЕКО ПЛАНА		ОСТВАРЕНО УКУПНО %	
	Број	km	Број	km	Број	km	По броју	По km	Број	km	По броју	По km
БЕОГРАД	19	313.2	11	241.7	11	241.7	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
БОР	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВАЉЕВО	18	957.4	18	957.4	18	957.4	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
КРУШЕВАЦ	6	305.3	6	305.3	6	305.3	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
НОВИ САД	5	306.1	4	275.8	4	275.8	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
ОБИЛИЋ	13	295.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0.0
ЕМС	61	2177.0	39	1780.2	39	1780.2	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0

Табела 2.3.3. Извршење ремонта ДВ 400 kV

ПОГОН ПРЕНОСА	УКУПНО ДВ		ПЛАНИРАНО ПО БИЛАНСУ		ОСТВАРЕНО из ЕЕБ-а		ОСТВАРЕНО из ЕЕБ-а %		ОСТВАРЕНО ПРЕКО ПЛАНА		ОСТВАРЕНО УКУПНО %	
	Број	km	Број	km	Број	km	По броју	По km	Број	km	По броју	По km
БЕОГРАД	12	352.9	6	315.2	6	315.2	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
БОР	7	236.7	7	236.7	6	236.3	85.7	99.8	0	0.0	85.7	99.8
ВАЉЕВО	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
КРУШЕВАЦ	7	436.9	7	436.9	7	436.9	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
НОВИ САД	8	487.3	3	201.8	3	201.8	100.0	100.0	0	0.0	100.0	100.0
ОБИЛИЋ	3	179.6	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0.0
ЕМС	37	1693.4	23	1190.6	22	1190.2	95.7	99.9	0	0.0	95.7	99.9

У односу на претходну годину, у 2010. је ремонтовано укупно за око 1% више километара далековода, и то по напонским нивоима: на 110 kV за око 3% мање, на 220 kV за око 7% више, а на 400 kV за око 10% више. Укупно је ремонтовано око 7690 km (рачунато по систему) за сва три напонска нивоа, што је око 77% од укупне дужине свих далековода.

2.3.2. ПОГОНСКА СПРЕМНОСТ ДАЛЕКОВОДА

Извор података о сметњама и кваровима, као и додатним искључењима због радова на далеководима и извршеним ремонтима су погонски извештаји који су базирани на подацима о временима манипулација – искључење прекидача. Код радова са искључењем, трајање искључења је, по правилу, доста веће од ефективног радног времена између отварања и затварања дозвола за радове на далеководима.

Добар део радова на одржавању далековода обављен је без искључења јер се обавља углавном у "првој" зони (прегледи са земље, сеча шуме, чишћење растиња, монтажа дијагонала, дотезање анкер-сајли, мерење отпорности уземљења, контрола стања U-анкера, постављање опоменских таблица, монтажа клема за уземљење, поправке мањих оштећења као и фарбање доњих делова стубова и сл).

Трајних кварова је у 2010. било укупно 66 на сва три напонска нивоа (просечно 0,74 квара на 100 km) што је нешто више од средње вредности од 46.6 у претходним годинама. По напонским нивоима број трајних кварова је: 110 kV - 58, 220 kV - 8, 400 kV - 0. Међутим, неки кварови су изазвани од стране трећих лица (пад непажљиво посеченог дрвећа, прескок на багер, дизалицу и сл.) тако да је овај податак са аспекта ефеката одржавања далековода реално мало поволнији.

Као и претходне две године, срећна околност и 2010. је изостанак екстремно великих додатних терета услед залеђивања који би евентуално изазвали веће хаварије. Међутим, почетком фебруара је дејство олујног ветра на залеђену ужад довело до прекида заштитних ужади на неколико далеководна на ширем подручју Новог Сада. Највероватније се тада догодило и оштећење два врха за заштитно уже на стубовима ДВ 217/2. У погону Крушевац је, приликом прегледа далеководна уочено старо оштећење стуба бр. 40 на ДВ 152/1 који је замењен, као и оштећење врха стуба бр. 20 на ДВ 1140/3 који је такође замењен.

Остали трајни кварови су најчешће били пробоји и прекиди порцеланских изолаторских ланаца, као и кидање проводника Ал/Че 150/25 mm² и челичне заштитне ужади на старим далеководима 110 kV.

Укупан број сметњи - пролазних испада у 2010. је био: 468 на напону 110 kV, 112 на 220 kV и 54 на 400 kV, или укупно 634 сметње. Просечан број сметњи на 100 km далеководна је био: 8,52 на напону 110 kV, 5,95 на 220 kV и 3,57 на 400 kV. Са овог аспекта поузданост далеководна 110 kV и посебно 400 kV је у 2010. била већа него у 2009. (тада је било 521 сметња на напону 110 kV и 67 на 400 kV), што је приближно нивоу из 2008. Само на 220 kV је број сметњи већи него у 2009. када их је било 95, што је такође близу нивоа из 2008.

Повећан укупан број сметњи на далеководима 220 kV се догодио пре свега због неколико далеководна на подручју Ваљева, где је, вероватно услед удара грома и старих порцеланских изолатора, највише сметњи било на ДВ 209/1 (11), ДВ 213/1 (14) и ДВ 204 (10),

Најважнији проблеми који у дужем периоду постоје на појединим далеководима и систематски угрожавају поузданост погона су:

- Дотрајалост опреме на старим далеководима 110 kV и 220 kV (челично заштитно уже 35 и 50 mm², порцелански изолатори К3 односно К 170/280 и проводници Ал/Че 150/25 mm² и Cu 95 mm²);
- Одржавање далеководна 110 kV са старим армирано-бетонским стубовима који су у лошем стању;
- Корозија челичних анкер-сајли на затегама порталних стубова;
- Нееластично издужење и, као последица тога, "низак" проводник Ал/Че 150/25 mm², 360/57 mm² на старим далеководима 110 kV и 220 kV;
- Оштећења фазних проводника у носећим клемама због вибрација (Ал/Че 150/25 mm² и 360/57 mm² на старим далеководима 110 kV и 220 kV, као и Ал/Че 120/20 mm² на ДВ 102АБ/2);
- Електрохемијска корозија челичних U-анкера и кука на анкерним плочама у земљи;
- Корозија конструкције челично-решеткастих стубова као и уземљивача;
- Крађа дијагонала са "Јела" и "Буре" стубова 110 kV и 220 kV;
- Бесправна градња у коридору далеководна;
- Нерегулисано одржавање далеководна са заштитним ужетом типа OPGW;
- Отежано одржавање далеководна 110 kV и 220 kV погона Ваљево, који су делом на територији БиХ и Црне Горе и погона Крушевац уз административну линију са КиМ.

Још увек има и заосталих оштећења далеководна из 1999. године: на ДВ 220 kV бр. 253/1 Београд 8 – ХИ Панчево и на ДВ 400 kV бр. 451 Београд 8 – Панчево 2 на прелазу Дунава низводно од Винче где су и даље само привремено, дриловањем, санирана бројна оштећења специјалних фазних проводника изнад Дунава.

Због нејасних и недоречених подзаконских прописа о примени Закона о заштити од нејонизујућих зрачења долази до великих проблема у експлоатацији и одржавању далеководна због објеката који су у близини далеководна, били да су постојали пре изградње далеководна, да су изграђени након изградње далеководна или да тек треба да се изграде.

2.3.3. АКТИВНОСТИ НА УНАПРЕЂЕЊУ И РАЗВОЈУ ДАЛЕКОВОДА

Упоредо са уобичајеним пословима на далеководима, током 2010. одвијале су се следеће активности које су имали допринос унапређењу и развоју одржавања, пројектовања и изградње далеководна:

- Усвојена је Студија института Никола Тесла и ЕТФ у Београду о електричном и магнетном пољу далеководна са којом је испоручен и одговарајући софтвер за прорачун електро-магнетног поља 50 Hz. Због ступања на снагу новог Закона о заштити од нејонизујућих зрачења планира се израда одговарајуће „студије значаја“ извора електро-магнетних поља праћене одговарајућим мерењима. Надлежно министарство такође планира мониторинг електро-магнетних поља за „изворе од посебног интереса“.
- У последњих десетак година су на неколико далеководна 110 kV уграђени композитни штапни изолатори различитих произвођача. Досадашње искуство са овим типом изолатора је добро, и прихваћено је опредељење за њихову ширу примену на новим и реконструисаним далеководима, а такође и у редовном одржавању, посебно на тешко приступачним деоницама и у загађеним зонама.
- Током 2010. је на још око 320 km далеководна 110 kV монтирано заштитно уже типа OPGW. До сада је укупно на око 4000 km далеководна ЈП ЕМС монтиран OPGW, што има утицај како на њихову улогу и значај у ЕЕС, тако и на њихову поузданост. Мања оштећења OPGW-а услед удара грома и сл. по правилу санирају далеководне екипе ЈП ЕМС помоћу спиралних репарација, а прекиде OPGW-а ЈП ЕПС.

- Последњих 6 – 7 година ради се стално на даљем усклађивању техничке регулативе и правила у области преноса ел. енергије са одговарајућим нормама Европске Уније. Сарадња са шпанском фирмом „Indra“ и италијанском „Cesi“ у циљу увођења одговарајућег GIS (географски информациони систем) и софтвера за одржавање и управљање имовином (AM-asset management) је окончана. Настављају се активности на избору, припреми набавке и увођењу AM-софтвера.
- И даље се, по потреби и на захтев погона преноса, обављају термовизијски прегледи далековода мерном инфрацрвеном камером.

Ласерско скенирање из хеликоптера започето је у јесен 2008. године, а 2010. требало је да буде настављено реализацијом новог. Међутим, дошло је до извесног застоја у реализацији ове јавне набавке која би требало да се настави и оконча почетком 2011.

2.4. ТРАНСФОРМАТОРСКЕ СТАНИЦЕ

2.4.1. ИЗВРШЕЊЕ РЕМОНАТА У ТРАНСФОРМАТОРСКИМ СТАНИЦАМА

За 2010. годину су билансом предвиђени рементори свих енергетских трансформатора, што је дато у табели 2.4.1.

Табела 2.4.1. Извршени рементори трансформатора 400/x, 220/x и 110/x kV

Погон / Преносни однос	Београд	Бор	Ваљево	Крушевац	Нови Сад	Обилић	ЕМС
400/x							
У погону	7	2	0	7	7	2	25
Планираних	7	2	0	7	7	0	23
Урађено	7	2	0	7	7	0	23
% извршења	100	100		100	100		100
220/x							
У погону	11	0	8	6	6	4	35
Планираних	11	0	8	6	6	0	31
Урађено	11	0	8	6	6	0	31
% извршења	100		100	100	100		100
110/x							
У погону	39	26	19	35	1	6	126
Планираних	39	26	19	35	1	2	122
Урађено	39	26	18	35	1	2	121
% извршења	100.0	100	94.7	100	100	100	99.2

У Табели 2.4.2. приказани су извршени рементори поља 400,220,110 и 5-35 kV.

У току 2010. године планирани радови одржавања на високонапонској опреми извршени су у следећим процентима: 104,22% поља 400 kV; 100,92% поља 220 kV; 101,46% поља 110 kV и 98,82% поља 5-35 kV.

Табела 2.4.2. Извршени рементори поља 400,220,110 и 5-35 kV

Погон / Напонски ниво	Београд	Бор	Ваљево	Крушевац	Нови Сад	Обилић	ЕМС
400 kV							
У погону	40	12	0	20	20	10	102
Планираних	31	8	0	20	12	0	71
Урађено	34	8	0	20	12	0	74
% извршења	109,7	100,0	0	100,0	100,0	-	104,22
220 kV							
У погону	56	0	39	18	21	24	156
Планираних	41	0	34	18	16	0	109
Урађено	42	0	34	18	16	0	110
% извршења	102,44		100,0	100,0	100,0	-	100,92
110 kV							
У погону	171	79	97	150	72	39	608
Планираних	84	48	81	150	42	7	412
Урађено	89	52	80	150	42	5	418
% извршења	105,95	108,33	98,77	100,0	100,0	71.4	101,46
5-35 kV							
У погону	261	216	153	233	16	42	921
Планираних	143	165	136	126	16	8	594
Урађено	151	152	135	125	16	8	587
% извршења	105,59	92,12	99,26	99.2	100,0	100	98,82

2.4.2. ПОГОНСКА СПРЕМНОСТ ТРАНСФОРМАТОРСКИХ СТАНИЦА

Погонска спремност трансформатора и високонапонске опреме је била на релативно добром нивоу. Томе је допринело квалитетно превентивно и корективно одржавање високонапонске опреме, редовни прегледи, ревизије и ремонти, као и реконструкције неких великих трансформаторских станица.

Завршена је комплетна реконструкција постројења ТС 400/220 kV Београд 8 и ТС 400/220/110 kV Ниш 2. У ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3 је урађена реконструкција осим сопствене потрошње ТС, чија реконструкција није завршена. При свим реконструкцијама постројења уграђивана је нова високонапонска опрема.

Започета је реконструкција ТС 220/110 kV Лесковац 2 (уведен напон 400 kV као и трансформација 400/110 kV), ТС 400/220 kV Обреновац и ТС 220/35 kV Бајина Башта, као и замена друге високонапонске опреме на више објеката.

Погонска спремност трансформаторских станица и разводних постројења у ЈП ЕМС, у току 2010. године, била је угрожена хаваријама и кваровима неколико значајних трансформатора великих и средњих снага. Ово се односи, пре свега, на ТС 400/220/110 kV Панчево 2 где је дошло до хаварије ТР1 од 300 MVA, који је замењен резервним, на ТС 400/110 kV Крагујевац 2 где се на трансформатору ТР1 од 300 MVA повремено јавља бухолц аларм, затим у ТС 220/35 kV Бајина Башта где је дошло до хаварије трансформатора 31,5 MVA и ТС 220/110 kV Београд 3, где на релативно новом аутотрансформатору, ТР2 220/110/10 kV од 150 MVA, постоји висок ниво концентрације појединих гасова квара, те се он учестано испитује и прати.

Најзначајнији разлози који су угрожавали погонску спремност у протеклом периоду и којима се у превентивном одржавању посвећује највише пажње су:

- Лом потпорних и обртних изолатора на прекидачима и посебно на растављачима, у постројењима 400 kV. Ово већ дужи временски период представља један од највећих проблема у преносној мрежи.
- Кратки спојеви на изолацији, посебно у постројењима 110 kV и 220 kV, које изазивају птице или друге животиње као и аерозагађење.
- Старост опреме, посебно енергетских и мерних трансформатора. Ово за последицу има деградацију уљно-папирне изолације, а самим тим и низак ниво отпорности изолације намотаја трансформатора. То је такође узрок и високог нивоа сачинилаца диелектричних губитака трансформатора, лоших физичкохемијских карактеристика уља и повећаног нивоа концентрације гасова квара у уљу.

Током реконструкција и одржавања трафостаница урађен је преглед и по потреби испитивање демонтиране опреме и у складу са Законом о управљању отпадом отуђење демонтиране опреме која више није за даљу употребу.

2.4.3. АКТИВНОСТИ НА УНАПРЕЂЕЊУ И РАЗВОЈУ ТС

У ЈП ЕМС се врши стално унапређење активности на превентивном одржавању и испитивању високонапонске опреме. Посебна пажња се посвећује повећању обима и квалитета превентивних испитивања, како оних које изводи Институт Никола Тесла на плану испитивања изолационих уља и укупно уљно-папирне изолације (корозивни сумпор, честице у уљу, фуранска анализа, садржај воде у уљу), тако и оних које изводи ЈП ЕМС (испитивање индуктивности енергетских трансформатора, термовизијско испитивање енергетских трансформатора, парцијалних пражњења мерних трансформатора, профилактичка испитивања прекидача, термовизијских испитивања високонапонске опреме, итд.).

У редовну употребу се уводе између осталих и следећа испитивања:

- Испитивање фактора полимеризације тврде изолације енергетских трансформатора;
- Испитивање вибрација пумпи за уље;
- Испитивање парцијалних пражњења енергетских трансформатора;
- Испитивање електромагнетских поља у и око трансформаторских станица.

Сви прекидачи се испитују најсавременијом опремом. Мерни трансформатори се испитују по усвојеној интерној методологији, која је показала веома добре резултате. Сви енергетски трансформатори су превентивно испитани, коришћењем најновијих метода. У ЈП ЕМС је извршен већи број поправки трансформатора у сопственој режији или уз помоћ стручњака из фабрика енергетских трансформатора.

У току 2010. године извршена су комплексна дијагностичка испитивања енергетских аутотрансформатора, која су спровели Електротехнички институт Никола Тесла и Научно-производна заједница за пројектовање и примену савремених технологија „Техносервис-електро“ из Москве, и то на следећим аутотрансформаторима:

- Аутотрансформатор Т1 тип 1ABZ 300000-420S, ф.бр. 319003 у ТС Крагујевац 2;
- Аутотрансформатор Т4 тип 1ABZ 400000-420S, ф.бр. 319014 у ТС Нови Сад 3;
- Аутотрансформатор Т2 тип TP-0201-150, ф.бр. 20022376 у ТС Београд 3.

На новим и реконструисаним великим трансформаторским станицама, као и тамо где су аутотрансформатори мењани новим аутотрансформаторима 400/110/10 kV и 220/110/10 kV, судови аутотрансформатора, као и њихови хладњаци, ормани команде и сигнализације, ормани регулације и ормани мониторинга су уземљени а уместо казанске заштите је уграђена ограничена земљоспојна заштита (REF).

Редовно се прати понашање новоуграђених цевних сабирница 400 kV и 110 kV по питању њиховог угиба и вибрација, као и вертикалност уграђених портала и носача апарата с обзиром на стабилност тла.

У току 2010. године спроведена је обука за термографију и одржавање модуларних инвертора и исправљача.

2.5. СИСТЕМИ РЕЛЕЈНЕ ЗАШТИТЕ И ЛОКАЛНОГ УПРАВЉАЊА У ТРАНСФОРМАТОРСКИМ СТАНИЦАМА

2.5.1. ИЗВРШЕЊЕ ПЛАНА ИСПИТИВАЊА

Степен извршења плана испитивања уређаја за релејну заштиту, у постројењима ЈП ЕМС, дат је у табели 2.5.1. Радови који нису обављени нису критични са становишта релејне заштите, а нису урађени јер није добијена дозвола за искључење.

Табела 2.5.1. Степен извршења плана испитивања релејне заштите

ПОГОН ПРЕНОСА	ТРАНСФОРМАТОРСКО ПОЉЕ									ДАЛЕКОВОДНО ПОЉЕ								
	400/X kV			220/X kV			110/X kV			400 kV			220 kV			110 kV		
	Планир.	Испит.	Оств. %	Планир.	Испит.	Оств. %	Планир.	Испит.	Оств. %	Планир.	Испит.	Оств. %	Планир.	Испит.	Оств. %	Планир.	Испит.	Оств. %
БЕОГРАД	5	5	100	11	11	100	40	40	100	9	9	100	11	11	100	94	93	98,9
БОР	2	2	100	-	-	-	26	26	100	8	7	87,5	-	-	-	45	44	97,8
ВАЉЕВО	-	-	-	8	8	100	19	18	94,7	-	-	-	21	21	100	46	46	100
КРУШЕВАЦ	7	7	100	6	6	100	35	35	100	11	11	100	10	10	100	101	101	100
НОВИ САД	7	7	100	6	6	100	1	1	100	10	10	100	9	9	100	54	54	100
ТЕХНИКА	2	2	100	-	-	-	1	1	100	13	13	100	15	15	100	2	2	100
ЗБИРНО ЕМС	23	23	100	31	31	100	122	121	99,2	51	50	98,0	66	66	100	342	340	99,4

Током ремонтне сезоне извршена је провера заштитних уређаја и у већини поља 35, 20, 10 и 6 kV у објектима ЈП ЕМС осим неколико за која није добијена сагласност за искључење.

Током 2010. године посебно треба истаћи послове на реконструкцији објеката из кредита ЕИБ као и уградњу и пуштање у погон новоуграђених заштита и то пре свега поља у ТС Лесковац 2, ТС Сремска Митровица 2 и ТС Београд 5 . У великом броју објеката су функционално испитани и пуштени у рад релеји диференцијалне заштите, дистантне заштите и сл.

Поред испитивања уређаја у сопственим објектима, редовно функционално испитивање релејне заштите вршено је и у генераторским и разводним постројењима електрана: ТЕНТ Б, ТЕ Колубара, ТЕ Морава, ТЕ Костолац, ХЕ и РХЕ Бајина Башта, ХЕ Зворник; ХЕ Потпећ, ХЕ Ђердап 1 и Ђердап 2, ХЕ Бистрица, ХЕ Кокин Брод, Власинске ХЕ, ПАП Лисина, ТЕ-ТО Београд и ТЕ-ТО Зрењанин.

Редовна испитивања релејне заштите вршена су и у: ТС СИП, ТС Јабучје, ТС Сушица, ТС Бујановац и ТС Параћин 3. Извршено је функционално испитивање и прво пуштање у рад заштита у објекту ТС Сирмијум Стил.

У оквиру локалног управљања урађена је допуна SCADA система у ТС Бор 3 за додатна 4 поља (по захтеву РТБ-а Бор). Том приликом су извршене исправке појединих проблема који су уочени током експлоатације.

Током месеца децембра 2010. пуштена је у рад локална SCADA на ТС Београд 5 у коју је до сада укључена сопствена потрошња ТС као и нови трансформатор Т7 220/110 kV снаге 250 MVA, као и комуникација са НДЦ-ом. Остала поља ће бити укључивана у систем како буде напредовала реконструкција.

Започет је пројекат централизације базе података о свим локалним SCADA-ма које постоје у оквиру ЈП EMC, јер је до сада доступна документација постојала углавном или у погонима или на самим трафостаницама. На основу прикупљене документације, започет је и пројекат креирања листе сигнала који се добијају из постојећих заштитних и управљачких уређаја, који се затим обрађују у локалним SCADA-ма и шаљу надређеним управљачким центрима.

Урађена су упутства и процедуре за руковоце и за имплементацију и одржавање система локалног управљања.

Започет је и рад на пројекту увођења даљинских команди прекидачима на РП Ђердап 2 из РДЦ-а Бор у сарадњи са ХЕ Ђердап 2.

2.5.2. АНАЛИЗА РАДА УРЕЂАЈА РЕЛЕЈНЕ ЗАШТИТЕ И ЛОКАЛНОГ УПРАВЉАЊА

У 2010. години регистровано је и статистички је обрађено 1079 деловања заштитних уређаја у трансформаторским станицама ЈП EMC. Регистровано је: 974 деловања заштитних уређаја на далеководима 400, 220 и 110 kV и 105 деловања заштитних уређаја на трансформаторима 400/x, 220/x и 110/x kV.

У табели 2.5.2 дат је приказ броја реаговања заштитних уређаја у далеководним и трансформаторским пољима са одговарајућим приказом успешности деловања (тзв. квалитет рада), разврстан по напонским нивоима и збирно. На напонском нивоу 400 kV, приликом обраде података о броју догађаја, водило се рачуна о постојању два релеа (две главне заштите) на једном крају вода, односно у трансформаторским пољима трансформатора 400/x kV. Просечан квалитет рада заштитних уређаја је 96,1%, што је побољшање у односу на претходни период (95%).

Табела 2.5.2. Број деловања и квалитет рада уређаја за заштиту у 2010. години

Напон (kV)	Укупан број деловања заштите				Квалитет рада – појединачно				Успешност рада – збирно		
	ДВ		ТР		ДВ		ТР		Укупан број	Укупан број исправних	Успешност рада %
	Укупан број	Учешће у укупном броју %	Укупан број	Учешће у укупном броју %	Број исправних	Квал. рада %	Број исправних	Квал. рада %			
110	569	58.42	90	85.71	558	98.1	78	86.6	659	636	96.5
220	227	23.30	9	8.57	220	96.9	6	66.6	236	226	95.7
400	178	18.28	6	5.72	171	96.1	4	66.6	184	175	95.1
ЗБИРНО	974	100.0	105	100.0	949	97.9	88	83.8	1079	1037	96.1

Током 2010. године дошло је до неколико неселективних прорада заштитних уређаја проузрокованих великим отпором на месту квара, старошћу електромеханичких релеа дистантне заштите и неодговарајућим техничким карактеристикама ових релеа. Типичан пример је заштита на далеководу ДВ150, јер земљоспојеви имају прелазни отпор неколико десетина ома.

Што се тиче система локалног управљања, поремећаји су трајали врло кратко изузев дуже нерасположивости у 400 kV постројењу ТС Сремска Митровица 2 у трајању од 2 сата, због квара станичног рачунара.

Најчешћи узроци прекида и поремећаја су били због старих Пупинових SCADA, проузроковани немогућношћу система да проследи велики број информација, као и прекиди у комуникацији услед квара на комуникационим елементима и кварови мерних претварача.

2.5.3. АКТИВНОСТИ НА УНАПРЕЂЕЊУ СИСТЕМА РЕЛЕЈНЕ ЗАШТИТЕ И ЛОКАЛНОГ УПРАВЉАЊА

Прикупљају су испитне листе за скоро све заштитне уређаје у комплетној преносној мрежи и врши се рачунска и логичка контрола тренутно подешених параметара. Ради се на стварању јединствене базе података о релејно заштитним уређајима и SCADA системима.

Велики проблем је непостојање квалитетне документације у појединим електродистрибутивним предузећима и у већем броју објеката трећих лица.

Приводи се крају посао на активирњу софтверског пакета ASPEN. Потребно је да се прибаве и унесу подаци о параметрима елемената система код електрана и у окружењу. За сада нисмо успели да прибавимо валидне податке за електроенергетске системе у окружењу.

Да би се унапредио рад служби система релејне заштите и SCADA система и повећала поузданост и расположивост опреме, започете су припреме да се формира тренинг центар, односно испитна лабораторија за релејну заштиту и локално управљање.

Ради се на ревизији и изради интерне техничке регулативе.

У току 2010. године, одржана је обука за испитне уређаје OMICRON и за Пупинову VIEW2 SCADY. Са Институтом Михаило Пупин је уговорена двостепена обука за стандард IEC61850 а у припреми су курсеви за SCADA платформе VIEW4 и VIEW6000.

2.6. МЕРЕЊЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Систем за мерење електричне енергије обухвата места мерења на свим местима примопредаје енергије, као и контролна места мерења унутар преносног система.

У 2010. години извршена је замена обрачунских бројила због доспелости за оверу на 75 места мерења.

Контрола исправности и тачности мерења у погонским условима извршена је на 270 места мерења. У 2010. години није утврђен ниједан случај повећане грешке бројила у односу декларисану класу тачности (0.2S).

Контрола исправности мерења, преко даљинске комуникације са бројилима и снимања дијаграма тренутних вредности мерених величина и детекција аларма, вршена је на сваком месту мерења најмање једном у месецу (укупно 5748 контрола).

Периодични преглед и овера бројила извршени су у лабораторији за мерење ЈП ЕМС за 140 бројила, као и испитивање и преглед 50 мерних претварача, 5 мерних инструмената и 3 мерна еталона. Истовремено су вршене услуге ове лабораторије трећим лицима, оверено је 20 бројила трећих лица.

У току 2010. године савремена високопрецизна, вишефункцијска бројила која су уграђена на местима мерења ЈП ЕМС (Actaris-Itron, Landis+Gyr) нису имала ниједан отказ рада (у метролошком смислу) нити повећане грешке мерења. Отказ рада комуникационих портова бројила због квара или екстерних сметњи регистрован је код 4 бројила.

Остварена је стручна сарадња и комуникација са произвођачима бројила и модема по свим техничким питањима и освежењу софтверских конфигурационих алата.

Свакодневно је вршена контрола даљинске комуникације са бројилима на местима мерења на основу дневних извештаја из система за даљинску аквизицију и обраду мерних података (SRAAMD). На дневном нивоу, просечан проценат сметњи у комуникацији са бројилима у односу на укупан број места мерења је мањи од 1%, што се оцењује као одличан резултат. Проблеми са даљинском комуникацијом са бројилима су најчешће проблеми код Телекомових веза, а потом и блокаде модема, комуникационих портова бројила или атмосферски и погонски пренапони.

Због оштећења услед атмосферских и погонских пренапона замењено је 20 модема. Проблеми са даљинском комуникацијом, као приоритетни, решавани су у најкраћем могућем року, а најкасније до истека текућег обрачунског периода. Број интервенција на даљинским комуникацијама је био 512.

Извршена је контрола тачности мерења на интерконективним далеководима са електроенергетским системима суседних држава. Измерене грешке су у границама декларисане класе тачности бројила. Реконструисана су места мерења у ХЕ Међувршје, ТС Нови Поповац, ТС Нова Црња, ЕВП Инђија, ТС Београд 33, ТС Лесковац 2 и оформљена су нова места мерења у ТС Сремска Митровица 2 (за ТС Сирмијум Стил) и ТС Римски Шанчеви.

У току 2010. године започета је и систематска активност на проучавању и интерном превођењу свих директива и ИЕС стандарда који се на било који начин односе на мерење електричне енергије и мерне уређаје.

3. УПРАВЉАЊЕ ПРЕНОСНИМ СИСТЕМОМ

Управљање преносним системом обухвата планске активности и активности које се обављају у реалном времену. Планске активности првенствено се односе на израду планова искључења и планова рада електроенергетског система (ЕЕС). Управљање у реалном времену се реализује из центара управљања ЈП ЕМС који су установљени на два нивоа:

- Сектор за оперативно управљање преносним системом (Национални диспечерски центар - НДЦ), који управља елементима преносне мреже 400 kV и 220 kV, те интерконективним далеководима 110 kV, тј. елементима прве групе Категоризације елемената 400 kV, 220 kV и 110 kV ЕЕС Републике Србије.
- Сектор за регионално управљање преносним системом преко регионалних диспечерских центара (РДЦ) који управљају преносном мрежом 110 kV, тј. елементима друге и треће групе наведене категоризације.

Тренутно постоји 5 регионалних диспечерских центара: РДЦ Београд, РДЦ Бор, РДЦ Ваљево, РДЦ Крушевац и РДЦ Нови Сад. У овом тренутку ЈП ЕМС нема надлежност управљања над преносном мрежом Косова и Метохије, која се привремено налази под управом УНМИК-а, изузев по питању прорачуна и алокације прекограничних преносних капацитета.

Поред управљања преносним системом на националном нивоу, ЈП ЕМС обавља и функцију координатора *SMM (Serbia-Macedonia-Montenegro)* контролног блока.

3.1. СИСТЕМСКЕ УСЛУГЕ

У 2010. години ЈП ЕМС је са ЈП „Електропривреда Србије“ закључио "Уговор о вршењу системских услуга, набавци и испоруци хаваријске и балансне енергије" којима су обезбеђени капацитети и енергија за потребе примарне регулације, секундарне регулације, терцијарне регулације, регулације напона и за успостављање система након распада.

За потребе примарне регулације уговорено је 43 MW резерве. Неопходан опсег за потребе секундарне регулације уговорен је на месечном нивоу што је приказано у табели 3.1.1.

Табела 3.1.1. Опсег секундарне регулације

Месец	јан	феб	мар	апр	мај	јун
Опсег секундарне резерве [MW]	160	160	140	140	120	120
Месец	јул	авг	сеп	окт	нов	дец
Опсег секундарне резерве [MW]	120	120	130	140	150	160

За потребе терцијарне регулације уговорена је позитивна резерва од 300 MW и негативна од 150 MW. Везано за ову резерву, наведеним уговором уређен је и однос ЈП ЕМС и ЈП ЕПС у случајевима набавке и испоруке хаваријске енергије од суседних оператора преносних система, као и у случајевима неизбалансираности планова рада трговаца електричном енергијом.

Регулацију напона обезбеђивале су све генераторске јединице у складу са техничким карактеристикама, док се успостављање система након распада заснива на уговореним услугама безнапонског покретања и острвског рада хидроелектрана.

3.2. РЕГУЛАЦИЈА ФРЕКВЕНЦИЈЕ И СНАГЕ РАЗМЕНЕ

Регулација фреквенције и снаге размене се обавља радом:

- примарне регулације;
- секундарне регулације;
- терцијарне регулације.

Примарна регулација обезбеђује се дејством на турбинске регулаторе у случају одступања фреквенције. Ова регулација активна је и на хидроелектранама и на термоелектранама.

Секундарном регулацијом врши се корекција размене електричне енергије са интерконекцијом са сврхом њеног довођења на планирану вредност, али и корекција фреквенције. Ова регулација је током 2010. године била расположива само на појединим хидроелектранама.

Терцијарна регулација се активира усменим налозима оперативног особља. Користи се за ослобађање опсега секундарне регулације током нормалног рада ЕЕС, али и као помоћ секундарној регулацији после већих поремећаја. Такође се користи и за отклањање угрожене сигурности у преносној мрежи (тзв. редиспечинг). Ова врста регулације расположива је на свим хидроелектранама, као и на термоелектранама које су у погону. Као испомоћ овој врсти регулације користи се и размена хаваријске енергије уговорена са суседним операторима преносног система.

Као резултат рада регулације свих оператора преносних система у синхроној области Континентална Европа, учестаност у интерконекцији у 2010. години се кретала у границама од 49,9499 Hz до 50,0609 Hz (подаци су за средње сатне вредности), уз стандардну девијацију од 11,007916 mHz. Средња вредност учестаности у је била 49,9997 Hz.

3.2.1. ПРИМАРНА РЕГУЛАЦИЈА

Примарна регулација у ЕЕС Србије је у добром стању, тако да се у највећем броју случајева после поремећаја одазивала на начин који у потпуности задовољава *ENTSO-E* захтеве.

Током године је после испада агрегата већег од 1000 MW у интерконекцији тестиран појединачни одзив агрегата у Србији у примарној регулацији и добијени су задовољавајући резултати.

3.2.2. СЕКУНДАРНА РЕГУЛАЦИЈА

За рад у секундарној регулацији учестаности и снаге размене током 2010. године су биле оспособљене следеће електране: ХЕ Ђердап 1, ХЕ Бајина Башта, ХЕ Бистрица и РХЕ Бајина Башта, при чему су те електране имале следећи максималан опсег секундарне регулације респективно: 5x100 MW, 3x30 MW, 2x30 MW и 2x100 MW. Важно је напоменути да се по један агрегат у ХЕ Ђердап 1 и ХЕ Б. Башта налазио у реконструкцији.

Квалитет рада секундарне регулације у 2010. је био лошији него у претходним годинама, и то због неповољне хидрологије и услед недостатка терцијарне резерве у појединим, најчешће вршним сатима. Показатељи квалитета ове регулације и подаци о ангажовању електрана дати су у табелама 3.2.1. и 3.2.2.

Табела 3.2.1. Основни показатељи квалитета рада секундарне регулације

Месец	јан	феб	мар	апр	мај	јун
Коректан рад регулације [%]	70	83	70	69	79	67
Средња грешка [MW]	3,8	-3,7	-3,3	2,8	1,5	7,4
Стандардна девијација [MW]	30,1	25,9	35,8	32,1	27,8	32,7
Месец	јул	авг	сеп	окт	нов	дец
Коректан рад регулације [%]	67	71	73	84	83	69
Средња грешка [MW]	0,9	-4,2	-3,7	-0,2	9,5	14,5
Стандардна девијација [MW]	38,4	35,9	40,5	38,5	33,6	41

Напомена:

- регулација је коректна ако је средње сатно одступање у интервалу ± 20 MW или је регулација пролазила кроз 0 најмање једном у 10 минута;
- енергија реализована дејством секундарне регулације рачуната је у односу на дневни план рада електрана

Табела 3.2.2. Енергија реализована секундарном регулацијом

Месец	јан	феб	мар	апр	мај	јун
Енергија на горе [MWh]	2765	6891	2396	2008	8309	6925
Енергија на доле [MWh]	3931	1651	3583	2650	5208	6823
Месец	јул	авг	сеп	окт	нов	дец
Енергија на горе [MWh]	10309	2375	7632	8376	5368	985
Енергија на доле [MWh]	917	2694	2876	5398	3999	5498

3.2.3. ТЕРЦИЈАРНА РЕГУЛАЦИЈА

Током 2010. било је великих проблема у извршењу уговорних обавеза везано за обезбеђење терцијарне резерве од стране ЈП ЕПС што се види из табеле 3.3.1.

Табела 3.3.1. Необезбеђена позитивна терцијарна резерва

Месец	јан	феб	мар	апр	мај	јун
број дана без уговорене рез.	4	2	13	7	6	4
број сати без уговорене рез.	11	4	42	14	25	4
необезбеђена енергија [MWh]	1275	264	5589	1409	2713	128
Месец	јул	авг	сеп	окт	нов	дец
број дана без уговорене рез.	4	19	22	10	4	8
број сати без уговорене рез.	4	58	46	30	11	27
необезбеђена енергија [MWh]	128	6059	5794	4041	727	3882

Ова ситуација је неупоредиво гора у односу на претходне године. Најкритичнији месеци су били март, август и септембар, а тек нешто боље стање је било у октобру и децембру. Важно је напоменути да подаци из ове табеле уважавају претходно набављену хаваријску енергију из табеле 3.3.2

Табела 3.3.2. Испорука и пријем хаваријске енергије

Месец	јан	феб	мар	апр	мај	јун
Пријем [MWh]	1500	2000	2650	550	2500	1200
Испорука [MWh]	2350	600	700	2000	0	500
Месец	јул	авг	сеп	окт	нов	дец
Пријем [MWh]	750	2900	1350	1050	500	1750
Испорука [MWh]	0	3700	0	600	1000	300

Из табеле 3.3.2. се види да је ЈП ЕМС у 2010. години набавио укупно 18700 MWh, а испоручио 11750 MWh, што опет одсликава његов неповољнији положај у односу на суседне операторе система по овом питању.

3.3. РЕГУЛАЦИЈА НАПОНА

И у 2010. години ЕЕС Републике Србије је у одређеним режимима примао значајне количине реактивне енергије од суседних ЕЕС, посебно из правца Мађарске и Бугарске.

У мрежи 400 kV напони су били у дозвољеним оквирима. У 220 kV мрежи, напони су најкритичнији у ТС Крушевац 1 и ТС Краљево 3, али су и ту у оквиру дозвољених вредности.

У 110 kV мрежи проблеми су забележени на правцима преко којих се врши испорука електричне енергије ка региону Косова и Метохије, што је посебно погађало следеће објекте: ТС Врање, ТС Бујановац, ТС Прешево, односно ТС Нови Пазар 1 и ТС Нови Пазар 2. Међутим, уласком у погон ТС 400/110 kV Пећ 3 и започињањем трајног паралелног рада свих далековаода у ТС Валач дана 2.11.2010. године, напонске прилике у ТС Нови Пазар 1 и ТС Нови Пазар 2 су доведене у нормалне оквире.

3.4. СИГУРНОСТ

Анализе сигурности обухватају планске анализе сигурности које се израђују на моделу система Југоисточне Европе у сарадњи са суседним операторима преносних систем (тзв. *Day Ahead Congestion Forecast* модели) за карактеристичне сате (3:30, 10:30 и 19:30) и анализе сигурности у реалном времену (које се врше на SCADA/EMS систему). Анализама сигурности се проверава задовољеност критеријума N-1. Током 2010. године, у овим анализама су најчешће забележени следећи случајеви у којима није био задовољен критеријум N-1:

- Потенцијално преоптерећење ДВ 220 kV бр. 227/2 ТС Обреновац – ТС Ваљево 3, као последица испада ДВ 220 kV бр. 213/1 ТС Обреновац – ТС Бајина Башта и ДВ 400 kV бр. 409/2 РП Младост – ТС С. Митровица 2, у режиму малих вода, а најчешће приликом пумпања у РХЕ Бајина Башта;
- Потенцијално преоптерећење трансформатора 400/110kV бр. 2 у ТС Крагујевац 2 као последица испада трансформатора 400/110 kV бр. 2 у ТС Јагодина 4 и обрнуто. Наведена преоптерећења су последица искључености трансформатора 400/110kV бр. 1 у ТС Крагујевац 2 збор сумње на потенцијални квар;
- Потенцијално преоптерећење трансформатора 220/110 kV бр. 1 у ТС Лесковац 2 при испаду ДВ 400 kV бр. 460 ТС Ниш 2 – ТС Лесковац 2 тј. трансформатора 400/110 kV бр. 2 у ТС Лесковац 2 (када ХЕ Власина није ангажована или ради ПАП Лисина);
- Потенцијално преоптерећење трансформатора 400/110 kV бр. 3 у ТС Нови Сад 3 као последица испада ТР 400/110 kV бр. 2 у истој ТС и обрнуто - наведена преоптерећења јављају се у режимима високог оптерећења, када није или је недовољно ангажована ТЕ – ТО Нови Сад;
- Потенцијално преоптерећење ДВ 220 kV број 213/2 ТС Обреновац – ТС Београд 3 при испаду ДВ 400 kV број 412 ТС Обреновац – ТС Београд 8 у режимима када нису радила оба генератора у ТЕ Костолац Б;
- Потенцијално преоптерећење трансформатора 400/110kV бр. 2 у ТС Ниш 2 као последица испада трансформатора 400/220 kV бр. 4 у ТС Ниш 2 и обрнуто, када нису или су недовољно ангажоване ХЕ Власина и ХЕ Пирот;
- Потенцијално преоптерећење ДВ 220 kV бр. 226 ТС Ниш 2 – ТС Крушевац 1, као последица испада ДВ 400 kV бр. 407 ТС Ниш 2 – ТЕ Косово Б, у режиму великих транзита енергије ка југу, поготову при ниској производњи ТЕ Косово Б;
- Потенцијално преоптерећење трансформатора 400/110 kV бр. 1 у ТС Панчево 2 као последица испада ТР 400/110 kV бр. 2 у истој ТС и обрнуто, у режиму високог конзума.

Важно је напоменути да се у наведеним примерима, нарушеност критеријума сигурности у мрежи 400 kV и 220 kV, која се сматра за интерконективну, могла отклонити променом топологије у мрежи и редиспечингом производних јединица.

3.5. ПОРЕМЕЋАЈИ У РАДУ ПРЕНΟΣНОГ СИСТЕМА

Од поремећаја који нису узроковали прекид електричне енергије потрошачима, али су значајно угрозили рад електроенергетског система, издваја се следећи:

- Дана 16.2.2010. у 02:30 дошло је до испада првог Б система сабирница 400 kV у ТС 400/220 kV Обреновац дејством диференцијалне заштите сабирница, због пада једног пола сабирничког растављача (фаза „4“) у пољу трансформатора бр. 1, при чему је он остао у погону преко другог система сабирница 400 kV. Због нерасположивости помоћног система сабирница 400 kV, овај трансформатор је морао да се искључи из погона, што је продужило нормализацију уклопног стања. Посебно тешка околност била је појава нових кварова током манипулација на санирању поремећаја (пукао је пол растављача у фази „8“ ка првом систему сабирница 220 kV у пољу наведеног трансформатора, а уочено је и да виси део заобилазног растављача фазе „0“ у далеководном пољу бр. 406/2).

Највећи број поремећаја који је од интереса за овај извештај односи се на поремећаје са прекидима испоруке потрошачима. Од тих поремећаја издвајамо најинтересантније:

- Дана 6.5.2010. у 16:30 дошло је до испада из погона оба трансформатора 400/110 kV у ТС Панчево 2, као и другог система сабирница 110 kV, те испада ДВ 110 kV бр. 151/1 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1 и ДВ 110 kV бр. 185 ТС Панчево 2 – РП Панчево 1, услед атмосферског пражњења у постројењу 110 kV у ТС Панчево 2. При овом поремећају дошло је до прекида испоруке електричне енергије целокупног конзума ТС Београд 7, ТС Панчево 3, ТС Панчево 4, ТС Ковин, ТС Рудник Ковин, ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Качарево, ТС Бела Црква и ТС Дебељача у укупном износу од 155 MW, са крајњим временом укључења потрошача од 57 минута. Неиспоручена електрична енергија износила је 132 MWh.
- Дана 13.6.2010. у 23:58 испао је из погона трансформатор 400/110 kV бр. 1 у ТС Панчево 2 (дејством диференцијалне и бухолц заштите) и ДВ 110 kV бр. 1145/2 ТС Панчево 2 - ТС Качарево (пад проводника фазе „4“, невреме), што је за последицу имало безнапонско стање јужнобанатске петље (ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Качарево, ТС Бела Црква, ТС Дебељача) укупне снаге 45 MW и ТС Београд 7, ТС Панчево 4 укупне снаге 21 MW. Потрошачи су напојени укључењем спојног поља 110 kV у ТС Панчево 2, после 20 минута. Неиспоручена електрична енергија износила је 22 MWh.
- Дана 19.7.2010. у 10:18 испао је из погона трансформатор 110/35 kV бр. 1 дејством заштите сабирница 35 kV у ТС Горњи Милановац, при већ искљученом трансформатору 110/35 kV бр. 1. Том приликом је трагично настрадао радник ЈП ЕМС, па је због увиђаја истражних органа конзум ТС Горњи Милановац (13 MW) напојен после 240 минута. Неиспоручена електрична енергија износила је 52 MWh.
- Дана 22.7.2010. у 13:06 дошло је до испада трансформатора 220/110 kV бр. 1 при покушају укључења трансформатора 220/110 kV бр. 2 у ТС Крушевац 1, при чему је без напона остао конзум у износу од 130 MW у времену од 13:06 до 13:13. После неуспелог поновног укључивања оба поменута трансформатора, конзум ТС Крушевац 1 напојен је секционисањем преко мреже 110 kV преко ДВ 110 kV бр. 114/3 из правца ТС Ниш 1, преко ДВ 110 kV бр. 109/3 из правца ТС Врњачка Бања и укључењем спојог поља 110 kV у ТС Крушевац 1. Неиспоручена електрична енергија износила је 14 MWh.
- Дана 3.8.2010. у 12:52 испао је из погона трансформатор 220/110 kV бр. 2 у ТС Београд 17 због квара помоћног релеа за искључење прекидача, при чему је дошло и до испада кабла 110 kV бр. 1203/2 ТС Београд 36 – ТС Београд 28, услед чега су без напона остали потрошачи ТС Београд 4 (86 MW) у времену од 12:52 до 12:59, ТС Београд 36 (8 MW) у времену од 12:52 до 12:59, ТС Београд 28 (29 MW) у времену од 12:52 до 13:24 и ТС Београд 14 (37 MW) у времену од 12:52 до 13:26. Неиспоручена електрична енергија износила је 48 MWh.

Као посебна група поремећаја издвајају се поремећаји са прекидима испоруке електричне енергије из електрана:

- Дана 7.3.2010. у 23:38 дошло је до испада другог А система сабирница 400 kV у РП Младост дејством диференцијалне заштите сабирница, услед пада потпорног изолатора заобилазног растављача фазе „0“ у пољу далековода бр. 450 РП Младост - ТС Нови Сад 3, при чему је испао из погона генератор бр. 2 у ТЕНТ Б (600 MW) због деловања диференцијалне, бухолц и прекострујне заштите блок трансформатора. Неиспоручена електрична енергија за коју је одговоран ЈП ЕМС износила је 377 MWh.

- Дана 13.3.2010. у 11:42 , 09.06.2010. у 15:47 дошло је до испада „вардишке звезде“ (ДВ 220 kV бр. 203/1 ТС Бајина Башта - чвор Вардиште + ДВ 220 kV бр. 203/2 ХЕ Бистрица - чвор Вардиште + ДВ 220 kV бр. 214/3 ТС Пожега - чвор Вардиште + ДВ 220 kV бр. 214/4 ТС Вишеград - чвор Вардиште), услед пролазног квара на далеководима, при чему је дошло до прекида производње ХЕ Бистрица у износу од 100 MW. Неиспоручена електрична енергија износила је по 38 MWh.
- Дана 21.12.2010. (од 14:41 до 16:04) био је заустављен генератор бр. 6 (280 MW) у ТЕНТ А ради обезбеђивања безнапонског стања првог А система сабирница 400 kV (тренутно под напоном 220 kV) у ТС Обреновац због интервенције на уклањању поломљеног потпорног изолатора. Неиспоручена електрична енергија износила је 387 MWh.

3.6. ПРИМЕНА ПЛАНОВА ОДБРАНЕ И НАПОНСКИХ РЕДУКЦИЈА

Током 2010. године примењени су Планови ограничења испоруке електричне енергије у следећим случајевима:

- Дана 6.2.2010. године од 10:08 до 14:50 на снази су била дуготрајна ограничења испоруке у износу од 30 MW на подручју конзума ТС Нови Сад 5 због испада из погона два елемента преносног система (виша сила);
- Дана 20.2.2010. године од 05:00 до 11:56 на снази су била дуготрајна ограничења испоруке у износу до 5 MW на подручју конзума ТС Шабац 2 и ТС Шабац 5 због испада елемента преносног система (одговорност ЈП ЕМС);
- Дана 16.6.2010. на подручју које се напаја са ТС Београд 3, због испада три елемента преносног система (виша сила), када је урађено следеће:
од 19:50 до 21:26 угашена је једна група потрошача по плану дуготрајног ограничења испоруке у ТС Београд 16, ТС Београд 21 и ТС Београд 35; од 19:56 до 21:26 угашена је још једна група потрошача по истом плану у истим објектима; од 20:35 до 21:26 искључено је додатних 20 MW у наведеним објектима по плану хитних хаваријских ограничења; од 20:15 до 21:45 уведено је тренутно ограничење испоруке електричне енергије за ТС Лазаревац у износу од 7 MW; од 20:15 до 21:55 уведено је тренутно ограничење испоруке електричне енергије за ТС Лазаревац у износу од 6 MW; од 20:50 до 10:40 (17.6.2010.) на подручју копова Тамнава ЗП и Тамнава Вреоци је било ограничења потрошње од око 15 MW, уз њихову сагласност.

Такође, као мера која претходи, односно прати примену Плана ограничења испоруке електричне енергије, спроведене су напонске редукције у следећим случајевима:

- Дана 8.3.2010. од 17:05 до 20:50 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 9.3.2010. од 17:40 до 22:05 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 10.3.2010. од 17:30 до 20:45 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 11.3.2010. од 18:00 до 20:50 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 29.3.2010. од 19:35 до 21:05 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 18.5.2010. у времену од 09:20 до 15:10 и од 19:35 до 22:45 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 1.6.2010. од 19:45 до 22:25 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Од 14.6.2010. (17:10) до 15.6.2010. (23:16) на подручју ТС Београд 7, ТС Панчево 1, ТС Панчево 3, ТС Панчево 4, ТС Ковин, ТС Алибунар, ТС Вршац 1, ТС Вршац 2, ТС Бела Црква, ТС Дебељача и ТС Качарево због испада елемента преносног система;
- Дана 16.6.2010. у времену од 11:45 до 12:00 на подручју ТС Београд 4, ТС Београд 11, ТС Београд 13, ТС Београд 14, ТС Београд 15, ТС Београд 28 и ТС Београд 3 због растеређења преоптерећеног елемента преносног система;
- Од 16.6.2010. (16:50) до 17.6.2010. (10:32) на подручју које се напајало са ТС Београд 3 због растеређивања преоптерећених елемената преносног система;
- Дана 14.8.2010. од 19:40 до 23:40 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 5.10.2010. од 17:16 до 21:15 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 4.12.2010. од 16:35 до 20:30 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 27.12.2010. од 16:45 до 20:50 на целом ЕЕС услед недостатка активне снаге;
- Дана 29.12.2010. од 16:15 до 21:10 целом ЕЕС услед преоптерећења турбогенератора реактивном снагом.

3.7. ПЛАНИРАЊЕ ИСКЉУЧЕЊА

Правилима о раду преносног система и Упутством за планирање искључења и спровођење основних мера обезбеђивања места рада на елементима 400, 220 и 110 kV ЕЕС Републике Србије, уређена је процедура планирања и извођења радова на елементима 400, 220 и 110 kV преносног система.

Поред тога, на основу правила о раду интерконеције и договора оператора преносних система из региона, током 2010. године ЈП ЕМС је био координатор за искључења у региону Југоисточне Европе. Ова координација обухватила је операторе преносних система следећих земаља: Румуније, Бугарске, Македоније, Грчке, Албаније, Црне Горе, Босне и Херцеговине, Хрватске, Мађарске и Србије. Након повезивања са *ENTSO-E* крајем 2010. године, региону се прикључила и Турска.

3.7.1. ПЛАНИРАНИ РАДОВИ

Током 2010. године НДЦ и РДЦ-ови су укупно одобрили 2528 планираних одобрења за искључење. Под планираним радовима се подразумевају радови чије је извођење предвиђено годишњим и кварталним плановима искључења. Табела 3.7.1. приказује преглед планираних одобрења за искључење у претходним годинама као и у 2010. години. Из табела се види да је укупан број одобрења за искључење у 2010. години на нивоу 2009. године. Што се тиче броја по групама, види се да је мањи број одобрења 1. и 2. групе, док је већи број одобрења 3. групе. Ово је последица мањих активности на реконструкцијама током 2010. године, јер су током 2008. и 2009. године завршени радови на ТС Београд 8, ТС Нови Сад 3 и ТС Ниш 2.

Табела 3.7.1 Укупни показатељи планираних Одобрења за искључење

Планирани радови				
Година	1. група	2. група	3. група	Сума
2006	588	1037	694	2319
2007	635	1059	1076	2770
2008	617	931	1320	2868
2009	611	1092	852	2555
2010	559	940	1029	2528

3.7.2. ИНТЕРВЕНТНИ РАДОВИ

Током 2010. године НДЦ и РДЦ-ови су укупно одобрили 277 интервентних одобрења за искључење. Под интервентним радовима се подразумевају радови чије извођење није предвиђено одговарајућим плановима искључења. Ово су углавном радови који се спроводе у случају квара или потенцијалног квара на елементу ЕЕС. Табела 3.7.2. приказује број интервентних одобрења за искључење у претходним годинама као и у 2010. години. Из табела се види да је укупан број одобрења за искључење у 2010. години за 10% мањи него у 2009. години. Што се тиче броја по групама, види се да је мањи број одобрења 1. и 2. групе док је већи број одобрења 3. групе.

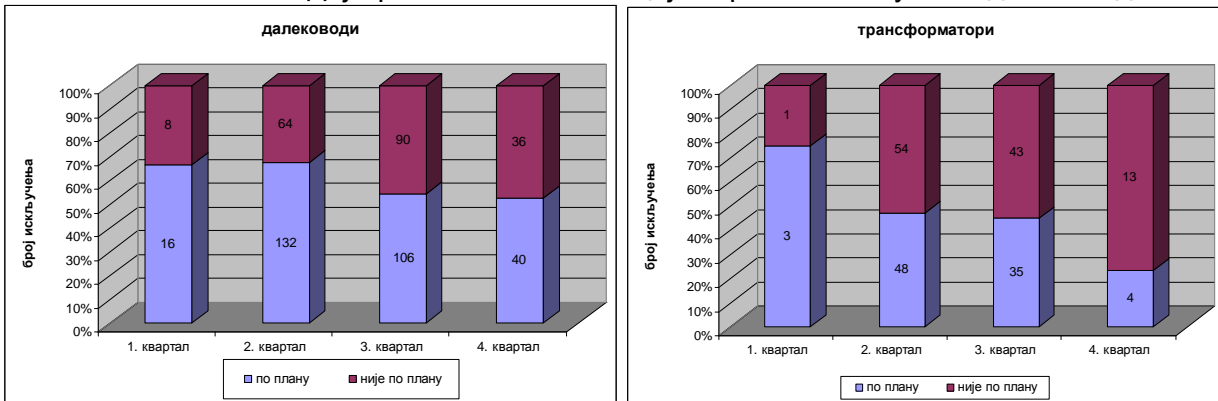
Табела 3.7.2 Укупни показатељи интервентних Одобрења за искључење

Интервентни радови				
Година	1. група	2. група	3. група	Сума
2006	96	79	99	274
2007	97	99	119	315
2008	30	110	120	260
2009	60	138	111	309
2010	55	94	128	277

3.7.3. РЕАЛИЗАЦИЈА ПЛАНОВА ИСКЉУЧЕЊА

Током 2010. године започето је праћење реализација усвојених Планава искључења по кварталима. Дијаграми 3.7.1 приказују реализацију термина искључења далеководна и трансформатора у односу на планиране термине искључења у усвојеним кварталним плановима искључења за 2010. годину, за све групе. Под „није по плану“ се подразумева свако одступање од планираног термина искључења, било да радови нису одрађени у планираном термину због електроенергетских услова, временских услова или неких других разлога.

Дијаграм 3.7.1. Реализација термина искључења далеководова



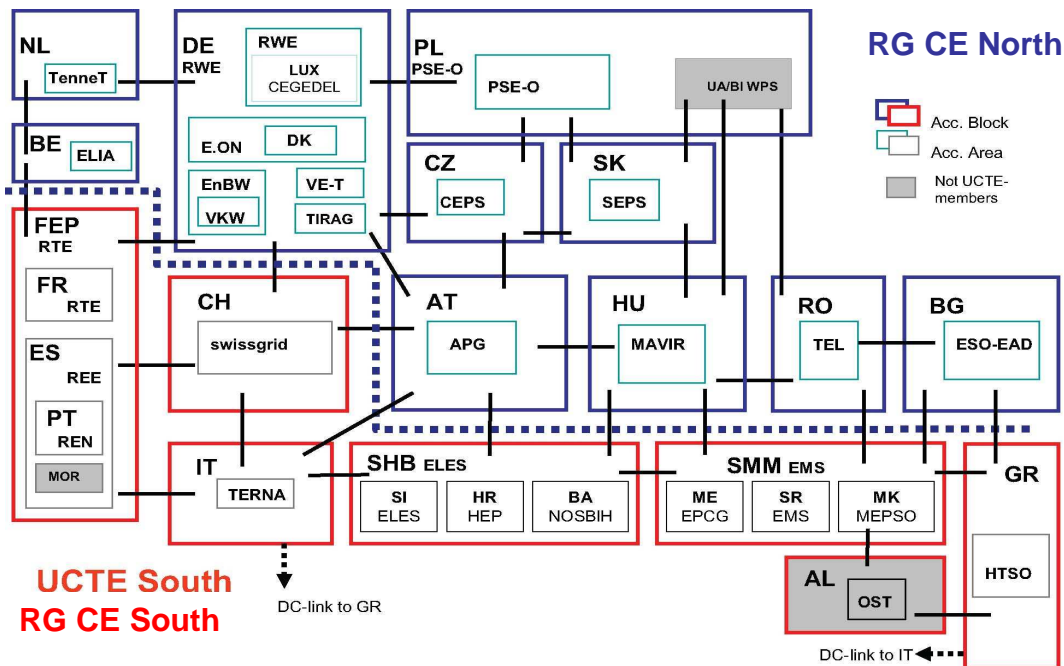
3.8. КООРДИНАЦИЈА РАДА SMM КОНТРОЛНОГ БЛОКА

На основу правила о раду интерконекције, оператори преносних система Србије, Црне Горе и Македоније споразумели су се да оснују SMM контролни блок, који има три основне функције: администрацију програма рада, праћење реализације програма рада у реалном времену (секундарна регулација) и обрачун размењене електричне енергије.

Контролне области и блокови и координациони центри представљају функционалне целине којима оператори преносних система организују рад у синхроној области Континентална Европа, што је приказано на слици 3.8.1. SMM контролни блок припада координационом центру "Јур" чији је оператор швајцарски *Swissgrid*.

У оквиру контролног блока израђују се следећи редовни извештаји: прорачун нежељених одступања и сезонских кумулатива, прорачун компензационих програма, прорачун грешке синхроног времена, извештај о квалитету секундарне регулације и прорачун пенала и бонификација за рад секундарне регулације.

У 2010. години, ЈП EMC је за операторе SMM контролног блока обезбедио одвојени и модерно опремљени контролни центар на локацији где се налази НДЦ.



Слика 3.8.1. Структура и организација контролних блокова и регулационих области

4. ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Током 2010. године ЈП ЕМС је наставио активности по питању даље либерализације тржишта електричне енергије у Србији на основу Закона о енергетици и Уговора о оснивању Енергетске заједнице југоисточне Европе. Све активности су спровођене у складу са Концепцијом успостављања тржишта електричне енергије у Србији коју је ЈП ЕМС донео у октобру 2006. године.

4.1. ПРИСТУП И КОРИШЋЕЊЕ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Током 2010. године је редовно сваког месеца вршен обрачун приступа и коришћења преносног система за све категорије корисника преносног система. Сви обрачуни су вршени преко система за даљинско читавање и обраду података са бројила - *SRAAMD*.

У Табели 4.1.1 дат је приказ обрачунских величина по категоријама корисника преносног система за 2010. годину:

Табела 4.1.1. Преглед обрачунских величина по категоријама корисника за 2010. год.

Корисник	Активна енергија ВТ (MWh)	Активна енергија МТ (MWh)	Реактивна енергија дозвољена (MVArh)	Реактивна енергија прекомерна (MVArh)	Обрачунска снага (MW)	Прекомерна снага (MW)
Електровојводина	6,608,833	2,498,397	2,683,820	400,925	18,322	242
Електро-србија	5,324,626	2,087,520	2,300,245	888,347	15,255	194
Југоисток	3,501,978	1,369,928	1,330,722	213,097	9,884	65
ЕД Београд	5,754,885	2,393,056	1,789,016	28,643	16,067	97
Центар	2,235,106	932,164	898,320	157,789	6,483	10
Желез. Србије	115,539	61,440	58,192	56,147	375	0
ПАП Лисина	65,477	54,382	25,083	0	0	0
Опште групе електрана	294,504	144,810	0	0	0	0
УКУПНО	23,900,948	9,541,695	9,085,398	1,744,947	66,386	608

4.2. БИЛАТЕРАЛНО ТРЖИШТЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Током 2010. године право на пријаву планова рада, на основу одговарајућег уговора потписаног са ЈП ЕМС, имало је 34 учесника на тржишту електричне енергије.

Укупан обим прекограничних трансакција је износио 10,551 TWh у смеру улаза, односно 11,582 TWh у смеру излаза из тржишне области Србије, док је обим интерних трансакција био 5,836 TWh.

У табели 4.2.1. приказан је обим пријављених и потврђених интерних и екстерних (прекограничних) трансакција у периоду 2008-2010. год.

Табела 4.2.1. Прекограничне и интерне трансакције у тржишној области Србије од 2008-2010. год.

година	прекограничне трансакције – улаз MWh	прекограничне трансакције – излаз MWh	интерне трансакције MWh
2010	10.551.039	11.581.564	5.835.769
2009	6.882.958	8.681.271	3.679.201
2008	7.077.221	7.203.887	2.045.423

Додатно у односу на табелу 4.2.1. део прекограничне размене је реализован кроз острвски рад у дистрибутивном систему (43.414 MWh у смеру од Србије ка БиХ и 747 MWh у супротном смеру).

Део количина наведених у табели 4.2.1. се односи на предају и пријем електричне енергије на, односно са КиМ. Примопредаја енергије са КиМ је вршена кроз интерне и екстерне трансакције. У табели 4.2.2. приказан је обим екстерних и интерних трансакција са КиМ у периоду 2008-2010. година.

Додатно у односу на табелу 4.2.2. део интерне размене која се односи на КиМ је реализован са делом преносног и дистрибутивног система на северу КиМ (испоручено је 36.191 MWh ЈП Електрокосмет преко дистрибутивног система, испоручено је 109.062 MWh ЈП Електрокосмет преко преносног система, примљено је 14.954 MWh из преносног система на северу КиМ у острвском раду).

Табела 4.2.2. Део прекограничних и интерних трансакција које се односе на КиМ од 2008-2010. год.

година	прекограничне трансакције – предаја КиМ MWh	прекограничне трансакције – пријем од КиМ MWh	интерне трансакције – предаја КиМ MWh	интерне трансакције – пријем од КиМ
2010	141.957	128.727	676.445	221.899
2009	522.192	124.836	245.350	149.179
2008	162.375	160.269	575.581	134.713

У табели 4.2.3 приказан је обим прекограничних трансакција електричне енергије по границама.

Табела 4.2.3. Улазне и излазне прекограничне трансакције по границама за 2010.год.

Улаз из	MWh	Излаз у	MWh
Румуније	2.308.384	Румунију	522.833
Бугарске	2.247.227	Бугарску	484.443
Македоније	144.615	Македонију	1.602.240
Црне Горе	1.774.366	Црну Гору	1.950.868
Албаније	872.768	Албанију	1.171.211
БиХ	1.875.932	БиХ	1.034.044
Хрватске	294.980	Хрватску	1.644.322
Мађарске	1.032.767	Мађарску	3.171.603
по свим границама	10.551.039	по свим границама	11.581.564

4.3. ПРЕКОГРАНИЧНИ ПРЕНОСНИ КАПАЦИТЕТИ

ЈП ЕМС је одговоран за прорачун, доделу и коришћење прекограничних преносних капацитета на свим границама регулационе области Републике Србије. У табелама 4.3.1. и 4.3.2. дате су средње месечне вредности нето прекограничних преносних капацитета (*NTC*) на свим границама и смеровима.

Табела 4.3.1. Средње месечне вредности *NTC*-а за смер улаза у Србију у 2010. години (у MW)

граница/месеци	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Мађ.--->Срб.	600	600	600	600	600	520	600	600	600	600	600	600
Рум.---> Срб.	600	650	650	625	506	467	585	513	410	595	650	650
Буг. ---> Срб.	350	400	500	592	477	400	400	550	333	324	400	450
Мак.---> Срб.	170	150	170	170	150	200	200	200	160	200	200	240
Алб.---> Срб.	210	210	210	210	141	184	210	210	210	169	210	210
ЦГ---> Срб.	450	440	400	400	400	270	350	350	430	450	450	500
БиХ--- Срб.	450	500	400	350	350	400	390	400	350	350	345	400
Хрв.---> Срб.	400	400	400	350	300	400	390	400	257	350	345	400

Табела 4.3.2. Средње месечне вредности *NTC*-а за смер излаза из Србије у 2010. години (у MW)

граница/месеци	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Срб.--->Мађ.	600	600	600	600	600	520	600	450	600	600	575	600
Срб.--->Рум.	250	225	300	192	219	250	250	300	243	255	263	223
Срб.--->Буг.	200	200	200	250	142	200	150	200	250	200	263	350
Срб.--->Мак.	400	430	424	372	400	500	500	550	400	505	483	500
Срб.--->Алб.	210	210	192	210	141	184	210	210	197	145	200	210
Срб.--->ЦГ	420	460	371	400	413	490	418	500	430	458	435	500
Срб.---БиХ	450	400	400	320	461	400	342	450	300	429	385	350
Срб.--->Хрв.	350	350	400	350	374	400	342	450	220	429	385	350

У току 2010. године ЈП ЕМС је организовао експлицитне аукције прекограничних преносних капацитета на свим границама и смеровима у складу са важећим правилима. ЈП ЕМС је спроводио експлицитне аукције за 50% расположивог капацитета са наплатом према понуђеној цени ("pay as bid"), док су доделу друге половине капацитета организовали оператори преносних система суседних земаља, у складу са својим правилима.

Током 2010. године право учешћа у аукцијама имао је 34 учесник на тржишту, од којих је њих 21 активно учествовало у аукцијама. Општи подаци о спроведеним месечним и годишњим аукцијама прекограничних капацитета у 2010. години су приказани у табели 4.3.3, док су подаци о спроведеним седмичним аукцијама у 2010. години приказани у табели 4.3.4.

Табела 4.3.3. Општи подаци о месечним и годишњим аукцијама

Граница – смер	месечне аукције					годишње аукције		
	Број дана са нулти м капац	Број појава загушења/ Укупан број аукција	Опсег загушења: укупан захтевани/ Укупни додељени капацитет р.ј.	Број учесника у аукцијама (мин. – макс.)	Опсег цена последње прихваћене понуде у случају загушења EUR/MWh	Опсег загушења: укупан захтевани/ укупни додељени капац р.ј.	Број учесн. у аукцији	Цена последње прихв. понуде код загуш. EUR/MWh
Алб-Срб	12	16 / 16	1.25 – 6.00	4 – 8	0.01 – 0.77	4.60	8	0.20
БиХ-Срб	0	14 / 14	1.57 – 4.52	8 – 12	0.11 – 0.91	5.60	12	0.84
Буг-Срб	26	19 / 19	1.32 – 5.96	6 – 14	0.07 – 4.28	6.50	14	0.86
Хрв-Срб	8	15 / 15	1.06 – 2.03	5 – 08	0.02 – 0.11	3.88	8	0.28
Мађ-Срб	4	12 / 14	0.92 – 3.00	8 – 14	0.03 – 0.31	8.30	16	0.39
ЦГ-Срб	0	14 / 14	1.12 – 3.93	6 – 13	0.02 – 0.54	4.09	10	0.65
Мак-Срб	6	13 / 13	1.60 – 4.40	4 – 8	0.03 – 0.93	4.00	12	0.23
Рум-Срб	5	25 / 26	0.96 – 3.67	7 – 16	0.01 – 4.21	6.50	14	0.73
Срб-Алб	11	20 / 20	3.06 – 7.40	5 – 9	0.37 – 5.74	7.48	12	3.21
Срб-БиХ	0	19 / 19	1.12 – 3.02	6 – 10	0.03 – 0.36	5.63	9	0.27
Срб-Буг	17	15 / 16	0.93 – 3.80	6 – 12	0.03 – 1.47	8.40	15	0.88
Срб-Хрв	8	18 / 18	2.04 – 4.47	7 – 11	0.14 – 1.69	5.00	11	0.76
Срб-Мађ	4	14 / 14	2.00 – 3.56	12 – 16	0.12 – 2.00	8.30	16	0.74
Срб-ЦГ	0	21 / 21	1.23 – 3.15	5 – 9	0.02 – 0.53	5.42	9	0.27
Срб-Мак	6	19 / 19	1.31 – 3.26	6 – 10	0.07 – 1.51	5.40	13	0.89
Срб-Рум	5	21 / 22	1.20 – 7.60	6 – 12	0.01 – 1.02	4.50	12	0.13

Седмичне аукције одржаване су када је постојао преостали капацитет са месечних аукција, или када је због промена околности у преносном систему накнадно рачунат прекогранични преносни капацитет, након месечних аукција. Такав случај јавио се за 43, 44, 52 и 53. седмицу 2010. године.

Табела 4.3.4. Општи подаци о седмичним аукцијама

Граница – смер	АТС	Укупни захтевани капацитет MW	Опсег загушења: укупан захт./ Укупни додељ. капацитет р.ј.	Број учесника у седмичним аукцијама	Цена последње прихваћене понуде у случају загушења EUR/MWh	
						MW
Буг.-Срб.	52.сед.	50	105	2.10	3	2.27
	53.сед.	50	50	1.00	1	0.00
Рум.-Срб.	43.сед.	50	175	3.46	7	3.33
	44.сед.	50	173	3.50	7	3.45
Срб.-Буг.	52.сед.	10	10	3.00	3	0.10

4.4. БАЛАНСНА ОДГОВОРНОСТ И БАЛАНСНИ МЕХАНИЗАМ

На основу обавезе свих учесника на тржишту електричне енергије да одржавају баланс своје производње, потрошње и размене електричне енергије, ЈП ЕМС је вршио принудно балансирање оних учесника на тржишту електричне енергије чији је дневни план рада након процеса хармонизације постао неизбалансиран. У том смислу, током 2010. године извршено је потискавање производње електричне енергије у електранама ЈП ЕПС у укупном износу од 534 MWh.

Балансни механизам је спровођен на основу Правила о раду преносног система и “Уговора о вршењу системских услуга, набавци и испоруци хаваријске и балансне електричне енергије“ за 2010. који је закључен са ЈП ЕПС путем ангажовања секундарне регулације и издавања налога за терцијарну регулацију на основу листе ангажовања.

5. ИНФОРМАТИКА И ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈЕ

Информатика и телекомуникација представљају технолошку целину која се у ЈП ЕМС користи за следеће најважније послове: 1) управљање објектима у преносном систему, укључујући и објекте произвођача, дистрибутера и купаца; 2) надзор објеката у суседним преносним системима; 3) размену планских и обрачунских података са операторима преносних система у интерконејцији.

5.1. УПРАВЉАЧКИ ИНФОРМАЦИОНИ СИСТЕМ

Технички систем управљања (ТСУ) обухвата систем за размену и обраду података који се преносе између објеката електроенергетског система и центара управљања, између самих центара управљања, као и између Националног диспечерског центра и европских диспечерских центара. Национални диспечерски центар је повезан са 5 регионалних диспечерских центара, са 33 удаљене станице ЈП ЕМС, са 15 удаљених станица ЈП ЕПС, са диспечерским центром ЈП ЕПС, као и са операторима преносних система (коришћењем Electronic Highway-а и TASE.2 протокола) следећих земаља: Мађарске, Хрватске, Босне и Херцеговине, Румуније, Бугарске, Грчке, Словеније и Швајцарске, а посебним везама са операторима Црне Горе и Македоније.

У Националном диспечерском центру је у функцији савремени систем за надзор и управљање SCADA/EMS фирме AREVA. Овај систем има следеће могућности: надзор и управљање преносном мрежом, аутоматско управљање производњом, естимацију стања, проверу сигурности, прорачун токова снага, прорачун кратких спојева, оптимизацију губитака, планирање потрошње, тренинг симулатор итд. Већина апликација има своју верзију за реално време и за студијски режим рада. У 2010. години је прилагођен, интегрисан и истестиран тренинг симулатор и обављена је одговарајућа обука диспечера. Тиме је испуњена једна од међународних обавеза ЈП ЕМС, а уједно се добио одличан алат за припрему диспечера за хаваријске ситуације. Такође је у 2010. урађена реконфигурација AREVA SCADA/EMS система и проширена база података, а испоручилац је одржао обуку за обављање овог поступка. Са друге стране, „стари систем“ за надзор и управљање Института Михаило Пупин ради паралелно са новим системом. Поред прве три функције које обавља и AREVA систем, „стари систем“ је домаћин апликације којом се обавља функција координатора блока SMM.

Техничким системом управљања са одговарајућим синоптичким приказима опремљени су и регионални диспечерски центри и четири матичне станице (Смедерево, Ниш, Шабац и Чачак). Почетком 2010. године реконструисан је и модернизован SCADA систем у РДЦ Београд, што је обухватило измену архитектуре система, замену дотрајале и застареле рачунарске опреме, уградњу нове верзије софтвера (систем Института Михаило Пупин View 4 уместо View 2). Такође су завршене активности за припрему конкурсне документације за уговарање реконструкције и модернизације за РДЦ Бор и МС Смедерево. Довршене су активности за припрему конкурсне документације за уговарање повезивања свих РДЦ-ова са диспечерским центрима привредних друштава за дистрибуцију електричне енергије, као и РДЦ-ова међусобно, у циљу размене процесних података у реалном времену протоколом TASE.2.

У 2010. радило се и на пројектовању, развоју и имплементацији апликативног софтвера за подршку оперативним, планским и аналитичким функцијама у оквиру управљања електроенергетским системом. Самостално су развијене апликације "Електронски диспечерски дневник" и "Радови у преносном систему" које се стално дорађују у складу са захтевима корисника. У 2010. апликација за радове је проширена за потребе Електровојводине и започето је проширење за потребе Електросрбије.

Од редовних послова, са циљем да се постигне максимална расположивост сваког дела управљачког информационог система, може се још издвојити следеће:

- одржавање и побољшавање системског, апликативног и комуникационог софтвера;
- администрација: 1) база података на ORACLE серверима за потребе SMM блока, 2) база историјских података AREVA SCADA/EMS система, 3) софтвера за извештавање пословодства;
- тестирање нових софтверских алата;
- израда редовних извештаја о: 1) квалитету мерења и регулације SMM блока и чланица, 2) регулационим одступањима због изостанка мерења, 3) обрачуну укупних планова размена трговаца за потребе царине итд.

5.2. ТЕЛЕКОМУНИКАЦИЈЕ

Телекомуникациони (ТК) систем ЈП ЕМС представља окосницу затвореног функционалног ТК система који се користи у електроенергетском сектору. Преко 90% саобраћаја користи се за потребе ЈП ЕМС. ЈП ЕМС одржава, надгледа и управља ресурсима ТК система. Његова специфичност у односу на јавне системе је у томе да, према правилима о раду интерконеције, омогућава поуздан и сигуран пренос информација за одвијање технолошких процеса. У садашњим условима, ТК систем се користи за следеће сервисе:

- телефонија (неколико врста сервиса);
- пренос сигнала техничког система управљања ЈП ЕМС;
- пренос сигнала техничког система управљања ЈП ЕПС;
- пренос пословних података ЈП ЕМС;
- пренос пословних података ЈП ЕПС;
- пренос сигнала дистантне заштите далековода ЈП ЕМС;
- надгледање и управљање ТК системом.

ЈП ЕМС располаже са три приватне ТК мреже за пренос порука (ТК сервиса). Осим њих, за потребе техничког и пословног информационог система ЈП ЕМС користи се мрежа изнајмљених линија Телекома.

Прву мрежу чине ВФ везе реализоване по високонапонским водовима. Оне су, у одређеним ТК центрима, повезане у јединствену мрежу посредством електропривредних аутоматских телефонских централа. Овакав систем, користећи затворени начин нумерације, омогућава међусобно говорно комуницирање свих учесника. Поред тога, преко ВФ веза преноси се и одређен број телемерања. Даљим развојем ТК, ВФ везе ће представљати резерву за пренос говора и најнеопходнијих података о стању електроенергетског система.

Другу мрежу веза представљају мобилне радиотелефонске везе које са својим базним станицама, одговарајућим репетиторима и крајњим станицама разних типова, обезбеђују ефикасан рад екипа на терену, посебно далеководних. Мобилне радиотелефонске везе покривају целу територију Србије. Корисници радиотелефонске мреже су, пре свега, погони преноса ЈП ЕМС. Ова мрежа је предвиђена за пренос само говорних комуникација, а не и за пренос сигнала података. Систем радио веза може да се укључи у претходно поменути систем реализован ВФ везама. Усмерени радиорелејни уређаји, иако користе исти медијум за пренос као и мобилни, не припадају мобилној радио мрежи. Они су интегрисани у оптичку SDH мрежу и мрежу ЕАТЦ-ВФ.

Основа телекомуникационе мреже је оптичка мрежа са *OPGW* кабловима и оптичком терминалном опремом. До сада је постављено преко 4000 km *OPGW*. На дужини од 3050 km су постављени оптички терминални уређаји. Они су у функцији у 57 чворова. Капацитет брзина је *STM-1* (155 Mb/s, еквивалентних 1890 канала) и *STM-16* (2,5 Gb/s, еквивалентних 30240 канала). Током 2010. године је монтирана и пуштена у рад терминална опрема *STM-16* и *STM-1* на 10 локација. На тај начин је формирано укупно 16 *STM-16* и 60 *STM-1* линкова. Повезивањем ове опреме на постојећу *SDH* мрежу формиране су четири *STM-16* и дванаест *STM-1* оптичких петљи, тако да је оптички систем ЈП ЕМС постао веома поуздан и потпуно аутономан.

Посебну ТК мрежу, као што је наведено, чине закупљене линије Телекома. Пребацивањем саобраћаја на сопствени систем ЈП ЕМС постепено отказује изнајмљене линије и поменута мрежа је пред гашењем.

У садашњем тренутку је ЈП ЕМС оптичким везама, а према правилима о раду интерконеције, повезан са операторима преносног система Мађарске, БиХ, Хрватске, Румуније, Бугарске и Црне Горе. У току 2011. године биће остварено повезивање преко оптике и са македонским оператором.

6. РАЗВОЈ ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

Развој преносног система је делатност која захтева координацију организационих делова ЈП ЕМС који се баве преносом, управљањем, инвестицијама, телекомуникационим и информационим системима, те економским питањима. Развој преносног система планира се кроз израду редовних петогодишњих планова, као и путем системских студија. На основу планова развоја, израђују се годишњи инвестициони планови, чијом се реализацијом спроводи планирани развој преносног система.

6.1. ИНВЕСТИЦИОНЕ АКТИВНОСТИ

Основна инвестициона делатност у ЈП ЕМС обухвата израду плана инвестиција, организацију и вођење изградње преносних објеката и пратећих система, као и проширења, реконструкције и модернизације постојећих објеката и система.

Инвестиције су делом обезбеђене из донација Европске Уније, као и кредита Европске инвестиционе банке и Европске банке за обнову и развој.

Укупно уложена средства у 2010. години на инвестиционим пословима су износила:

1.	Трансформаторске станице	1.555.553.845,03
2.	Далеководи	1.565.867.475,89
3.	Аутоматика	552.488.715,49
4.	Грађевински објекти	60.251.409,75
	УКУПНО:	3.734.161.446,16

Током 2010. године извршене су припремне активности, за следеће послове:

- Изградња: ТС 400/110 kV Београд 20 – прва етапа, ТС 400/110 kV Врање 4 и ТС 220/110 kV Бистрица;
- Реконструкција: ТС 220/35 kV Бајина Башта, ТС 220/110/35 kV Београд 5, ТС 220/110 kV Београд 3, ТС 220/110 kV Србобран, ТС 220/110kV Смедерево 3, ТС 220/110kV Крушевац1;
- Адаптација: ТС 400/220 kV Обреновац.
- Такође је рађено на изради техничке и урбанистичке документације за:
- далеководе 400 kV и 110 kV који ће бити уведени у ТС Београд 20;
- двоструки далековод 400 kV ТС Панчево 2 – Румунија;
- далековод 400 kV Крагујевац 2 – Краљево 3.

У 2010. завршена је израда коплетне техничке документације за:

- реконструкцију: ДВ 110 kV број 101АБ Београд 3 – Костолац, ДВ 110 kV број 106АБ Ваљево – Зворник, двоструки ДВ 110 kV Ниш 2 – Ниш 1;
- изградњу: ДВ 110 kV Мајданпек – Мосна, прикључна деоница вода 110 kV за ТС Инђија 2.
- У овом периоду завршене су активности на добијању употребне дозволе за:
- Реконструкција: ТС 400/220 kV Београд 8, ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3, ТС 400/220/110 kV Ниш 2, ТС 400/220/110 kV Лесковац 2;
- Изградња: ДВ 400 kV Ниш 2 – Лесковац 2, прикључне деонице водова 110 kV за ТС Ариље, ТС Римски Шанчеви и ТС Челарево.

Посебно је потребно нагласити изградњу нових објеката, а то су:

- ДВ 400 kV Лесковац 2 – Врање 4 – граница Македоније (обим завршених радова до краја 2010 године био је 84,5%);
- увођење ДВ 110 kV Врла 3 – Врање 1 у нову дистрибутивну ТС Владичин Хан (завршено);
- увођење ДВ 110 kV број 168 Врање 1 – Ристовац у нову дистрибутивну ТС Врање 2 (укупан обим завршених радова до краја 2010. је био 95%);
- двоструки кабловски вод 110 kV Београд 1 – Београд 28 (завршено).

У 2010. години завршени су планирани послови на реконструкцији следећих објеката:

- ТС 400/220/110 kV Лесковац 2, при чему је изграђено ново постројење 400 kV;
- ТС 400/220 kV Београд 8;
- ТС 400/220/110 kV Нови Сад 3;
- ТС 400/220/110 kV Ниш 2.

Што се тиче пратећих система, ЈП ЕМС је радио на уговарању пројеката, односно набавци опреме и материјала, из области телекомуникација, техничког система управљања, рачунарских мрежа, видео надзора и противпожарне сигнализације.

6.2. ПЛАН РАЗВОЈА ПРЕНОСНОГ СИСТЕМА

План развоја преносног система се израђује сваке године за наступајући петогодишњи период. Његова ревизија врши се сходно новим сазнањима и искуствима у управљању и одржавању преносне мреже, као и на основу усаглашавања са плановима развоја које израђују оператори дистрибутивног система на територији Републике Србије и оператори преносних система у региону, те сагледавања виђених „Стратегијом развоја енергетског сектора Републике Србије“ (коју припрема Министарство рударства и енергетике Републике Србије).

Анализом стања преносне мреже, датом у оквиру Плана развоја преносног система, уз уважавање прогнозираног конзума и очекиваног уласка у погон нових производних јединица, уочена су перспективна слаба места у преносном систему. На основу техноекономске анализе могућих појачања преносне мреже, дати су предлози за изградњу нових, односно рехабилитацију или доградњу постојећих елемената преносне мреже, чиме би се отклонила постојећа загушења и повећала ефикасност рада преносног система.

У вези развоја преносног система у наредном петогодишњем периоду, потребно је истаћи следеће инвестиције у 400 kV преносној мрежи:

- као први приоритет у даљем развоју 400 kV преносне мреже дефинисана је изградња ТС 400/110 kV Београд 20, инсталисане снаге 2x300 MVA, без чије изградње нема сигурног напајања централних београдских зона;
- изградња далековода 400 kV ТС Крагујевац 2 – ТС Краљево 3 и увођење 400 kV напонског нивоа у ТС Краљево 3 ће допринети повећању сигурности рада чворишта ТС Бајина Башта и ТС Ниш 2, као и целокупне мреже 220 kV између ова два преносна објекта;
- далековод 400 kV ТС Лесковац 2 – ТС Врање – Македонија (ТС Штип) ће решити питање сигурности рада, побољшања напонских прилика и поузданости испоруке електричне енергије у региону југоисточне Србије;
- двоструки интерконективни далековод 400 kV ТС Панчево 2 – Решица (Румунија), обезбедиће транзите електричне енергије преко преносне мреже Србије у смеру исток/североисток–запад/југозапад;
- изградња ТС 400/110 kV Врање 4 и повезивање мреже 110 kV са овом трафостаницом је дугорочно решење за сигурно и квалитетно напајање подручја ЕД Врање.

Развој преносне мреже 220 kV је далеко мањег обима, што је у сагласности са стратешким опредељењем ЈП ЕМС да се 220 kV напонски ниво преносне мреже у будућности постепено гаси. Наравно, ово је само начелан принцип, те је могуће да се у појединим случајевима одлучи другачије. Тако је овим планом предвиђена следећа инвестиција у 220 kV мрежи:

- ТС 220/110 kV Бистрица - разлог ове инвестиције је расплет чворишта Вардиште и обезбеђивање сигурнијег напајања тог дела преносног система.

Постојећи објекти преносног система, код којих је планирано гашење 220 kV напонског нивоа и подизање на 400 kV напонски ниво до 2015. године су:

- ТС 220/110 kV Смедерево 3 која ће се трансформисати у ТС 400/110 kV (1x300 MVA) и прикључити на далековод 400 kV РП Дрмно – ТС Београд 8, чиме би се подигао ниво сигурности напајања региона Смедерева;
- ТС 220/110 kV Србобран која ће се трансформисати у ТС 400/110 kV (1x300 MVA) и њен прикључити на далековод 400 kV ТС Суботица 3 – ТС Нови Сад 3. Највећи део опреме у постројењима 110 kV и 220 kV у ТС 220/110 kV Србобран је надмашио животни век од 40 година или је близу његовог краја.

По питању развоја 110 kV преносне мреже важно је истаћи да План развоја преносног система даје решења за делове преносног система где је сигурност испоруке електричне енергије угрожена, а то су, пре свега, области јужног Баната и Рашке, те за расплете далековода који су неопходни за прикључење нових преносних објеката, као што је случај у Београду и Нишу.

6.3. СИСТЕМСКЕ СТУДИЈЕ

На пољу стручноистраживачког рада везаног за развој преносне мреже током 2010. године радило се на следећим студијама:

- Пројекат „Јачање капацитета оператора преносног система и тржишта у Србији“ финансира Европска Унија. На овом пројекту ангажован је конзорцијум консултаната кога сачињавају *Red Electrica de Espana*, *CESI* и *INDRA*. Овај пројекат обухвата седам задатака: корпоративни акциони план и информациони менаџмент систем, планирање преносног система у тржишним условима, управљање основним средствима и њихово одржавање, инвестициони пројектни менаџмент, процеси за управљање тржиштем и односи са клијентима, интеграција обновљивих извора електричне енергије и студију изводљивости за успостављање берзе електричне енергије у Србији.
- Студија оправданости за увођење напонског нивоа 400 kV у западној Србији се финансира из европског *IPF* фонда преко консултантске куће *VYG*. Ова студија треба да одговори на који начин је потребно заменити постојећу 220 kV мрежу на потезу ТС Обреновац – ТС Бајина Башта – ТС Краљево 3 мрежом 400 kV, као и у којим објектима и којим редоследом је потребно увести 400 kV напон.
- Студију „Анализа преносног система за интеграцију снаге ветра у Србији“ израђује немачки *Vattenfall*. Ова студија пружа одговор на два питања: 1) на који начин прикључити ветроелектране за које је ЈП ЕМС добио захтеве за издавање аката за прикључење (укупно 16 ветроелектрана инсталисане снаге око 2500 MW); 2) колика је максимална инсталисана снага ветроелектрана која се у тренутним тржишним околностима може интегрисати у преносни систем са становишта могућности регулације (резултат студије упућује на број од око 1000 MW).
- Студију изводљивости за нови интерконективни далековод између Србије и Црне Горе коју финансира *TERNA* раде заједнички оператори преносних система Србије, Црне Горе и Италије. Ова студија треба да пружи одговор на који начин је потребно појачати интерконективне везе између ЈП ЕМС и ЦГЕС како би подморским каблом између Црне Горе и Италије (угворена изградња) могла да се преноси енергија из региона. Први резултати студије указују на потребу изградње двоструког интерконективног вода 400 kV између Србије и Црне Горе.

7. ПРИКЉУЧЕЊЕ НА ПРЕНОСНИ СИСТЕМ

Прикључење на преносни систем је делатност која захтева координацију организационих делова ЈП ЕМС који се баве преносом, управљањем, инвестицијама, тржиштем, телекомуникационим и информационим системима, те правним и економским питањима.

Сагласно Закону о енергетици, ЈП ЕМС је дужан да омогући приступ преносном систему трећој страни на регулисаној основи, а у складу са техничким могућностима. Процедура прикључења на преносни систем дефинисана је сетом прописа који су донели Влада Републике Србије, надлежна министарства Републике Србије, Агенција за енергетику Републике Србије и ЈП ЕМС.

У току 2010. године ЈП ЕМС је издао следећа акта за потребе прикључења на преносни систем:

- 26 Мишљења оператора преносног система о условима и могућностима прикључења енергетског објекта на систем за пренос електричне енергије;
- 3 Техничка услова за потребе израде планске и урбанистичке документације;
- 4 Решења за прикључење објекта на систем за пренос електричне енергије.

Такође, ЈП ЕМС је закључио 8 и Уговора о прикључењу.

7.1. ОБЈЕКТИ ЗА ПРОИЗВОДЊУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Током 2010. године ниједан нови објекат за производњу електричне енергије није прикључен на преносни систем. Издао је решење о прикључењу ХЕ Бајина Башта након реконструкције, са снагом 4x104 MW која ће се прикључивати сукцесивно агрегат по агрегат. Због квара на блок трансформатору А6 урађен је Уговор о привременом прикључењу блока бр. 6 у ТЕНТ А на напон 220 kV. Посао је завршен и агрегат је прикључен на новоопремљено поље. У табели 7.1.1. дат је преглед израђених аката у вези прикључења производних објеката.

Табела 7.1.1. Издао акта о прикључењу производних објеката на преносни систем

Подносилац	Електроенергетски објекат	Акт	Датум издавања	Одобрена снага (MW)
WP Energy Systems	ВЕ Вршка Чука	Мишљење	13.01.2010.	189
IVICOM ENERGY	ВЕ Омање	Мишљење	13.01.2010.	60
IVICOM ENERGY	ВЕ Кривача	Мишљење	13.01.2010.	112,8
WP Energy Systems	ВЕ Вршка Чука	Мишљење	13.01.2010.	189
IVICOM ENERGY	Ветроелектрана Омање	Мишљење	13.01.2010.	60
IVICOM ENERGY	Ветроелектрана Кривача	Мишљење	13.01.2010.	112,8
Decotra Power	ТЕ-ТО Лозница	Мишљење	26.02.2010.	270
АД МАСУРИЦА	ВЕ Варденик	Мишљење	14.04.2010.	102
ПД Дринско лимске ХЕ	ХЕ Бајина Башта	Решење	01.06.2010.	4x104
Electrawinds S	ВЕ Алибунар	Мишљење	20.08.2010.	48,3
Victoria Group	ВЕ Bioenergy III	Мишљење	25.08.2010.	9,9
Victoria Group	ВЕ "Bioenergy II	Мишљење	25.08.2010.	9,9
Victoria Group	ВЕ "Bioenergy I	Мишљење	25.08.2010.	9,9
Green energy	ВЕ Вршац	Мишљење	03.09.2010.	40
VENERGIA	ВЕ Милевска	Мишљење	27.09.2010.	66
VENERGIA	ВЕ Шљивовик	Мишљење	27.09.2010.	45,6
ПД ТЕНТ	ТЕНТ А	Уговор	23.09.2010.	280

7.2. ОБЈЕКТИ ЗА ДИСТРИБУЦИЈУ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ

Током 2010. године, најважнији догађаји су прикључења на преносни систем ТС Римски Шанчеви и ТС Челарево, као и привремено прикључење ТС Ниш 8. Преостали закључени уговори су у реализацији. У табели 7.2.1. дат је преглед израђених аката у вези прикључења дистрибутивних објеката.

Табела 7.2.1. Издата акта о прикључењу дистрибутивних објеката на преносни систем

Подносилац	Електроенергетски објекат	Акт	Датум издавања	Одобрена снага (MW)
Електросрбија	Нови кабловски вод 110kV од ТС Крушевац 1 до ТС Крушевац 3	Мишљење	27.01.2010.	
Електровојводина	ТС 110/20 kV, 2x31,5 MVA Римски шанчеви	Уговор	01.02.2010.	25
Електровојводина	ТС 110/20 kV, 2x34,5 MVA "Челарево"	Уговор	01.02.2010.	25
Југоисток	ТС 110/10 kV "Ниш 8"	Уговор о привременом прикључењу прикључењу	26.04.2010.	10
Југоисток	ТС 110/10 kV "Ниш 8"	Уговор	26.04.2010.	20
ЕДБ	Кабловски вод од ТС Бгд 5 до ТС Бгд 40	Мишљење	11.06.2010.	
Југоисток	ТС Соко Бања	Мишљење	20.08.2010.	20
Југоисток	ТС Бела Паланка	Мишљење	20.08.2010.	20
Југоисток	ТС Ратко Павловић	Мишљење	20.08.2010.	31
Југоисток	ТС Доњевац	Мишљење	20.08.2010.	25
Југоисток	35kV и оптички кабл од ТС 35/10kV Пирот 3 до ТС 110/35kV	Уговор	07.09.2010.	
Електровојводина	Изградња ТС 110/20 kV на месту постојеће ТС 110/35 kV	Мишљење	07.09.2010.	59,85
Електровојводина	Реконструкција ТС Сомбор 1	Мишљење	07.09.2010.	40,187
Југоисток	ТС Промаја	Мишљење	07.09.2010.	10
Електросрбија	ТС Ужице 2	Мишљење	07.09.2010.	15
Електровојводина	ТС Инђија 2	Технички услови	15.10.2010.	
Електровојводина	ТС Нови Сад 7	Технички услови	15.10.2010.	
ЕДБ	Прикључење новог ДВ ТС Београд 10 – ТС Ратари	Уговор	23.11.2010.	
Југоисток	ТС 110/35/10 kV "Владичин Хан"	Уговор	27.12.2010.	14
Југоисток	ТС Врање 2	Уговор	27.12.2010.	27

7.3. ОБЈЕКТИ КУПАЦА

У 2010. години на преносни систем је прикључена ТС 110/20/6 kV Сирмијум Стил. Том приликом је издато одговарајуће решење о прикључењу, као и решење о привременом прикључењу обзиром да је од надлежног министарства добијена дозвола за привремено пуштање у погон. Исти купац је у току рада аплицирао и за повећање снаге од 5 MW што је такође дозвољено решењем. Сва издата акта за потребе купаца приложена су у табели 7.3.1.

Табела 7.3.1. Издата акта о прикључењу купаца на преносни систем

Подносилац	Електроенергетски објекат	Акт	Датум издавања	Одобрена снага (MW)
Сирмијум Стил	ТС Сирмијум Стил	Решење	23.03.2010.	25
Сирмијум Стил	ТС Сирмијум Стил	Решење (повећање одобрене снаге)	05.11.2010.	+5
Сирмијум Стил	ТС Сирмијум Стил	Решење за приврем.прикључење	07.12.2010.	30
РТБ Бор	Кисикана	Технички услови	30.09.2010.	-

8. ИНТЕРКОНЕКЦИЈА

Национални преносни системи су се временом повезали у интерконекцију како би се остварио сигурнији, поузданији и стабилнији рад, односно како би се створила могућност за међусобну размену електричне енергије. Из тих разлога је 70-их година и електроенергетски систем тадашње СФРЈ повезан са западноевропском интерконекцијом. Са дерегулацијом енергетског сектора, која је отпочела у последњој декади прошлог века, до изражаја је дошла све већа важност координације активности оператора преносног система, пре свега услед интензивне прекограничне трговине електричном енергијом. Због тога је израђен сет обавезујућих правила која уређују рад интерконекције. И као последња фаза у овом следу догађаја, у децембру 2008. године, основано је удружење *ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)*, сајт: www.entsoe.eu) на бази регулативе Европске Уније, а чији је и ЈП ЕМС члан.

8.1. УГОВОРИ И СПОРАЗУМИ

На основу правила о раду интерконекције, међусобна права и обавезе суседних оператора преносног система и ЈП ЕМС уређени су следећим споразумима и уговорима:

- оперативни споразуми;
- уговори о размени хаваријске електричне енергије;
- споразуми о прекограничним преносним капацитетима.

Оперативни споразуми уређују усаглашено планирање рада, управљање преносним системом у нормалним и хаваријским условима, обрачун размењене електричне енергије, и закључују се на неодређено време. У случају мањих измена споразуми се анексирају док се, када су неопходне веће промене, раде нове верзије споразума. Током 2010. године са хрватским оператором преносног система (ХЕП-ОПС) усаглашен је и потписан Анекс 2 Оперативног споразума о експлоатацији интелективних далекова. Такође се радило на припреми новог оперативног споразума са НОС-БиХ, Сарајево и Електропренос БиХ, Бањалука. Известан напредак постигнут је и у усаглашавању оперативног споразума са мађарским оператором преносног система (*MAVIR*).

Уговори о размени хаваријске енергије у случајевима када је нарушена сигурност рада електроенергетског система и/или напајања потрошача у некој земљи закључују се или на натуралној или на комерцијалној основи. Уговори на комерцијалној основи су једногодишњи уговори, и они су за 2010. годину закључени са следећим операторима преносног система: *MAVIR*, ХЕП-ОПС и ЦГЕС. Уговори на натуралној основи за размену хаваријске енергије су закључени на неодређено време. Током 2010. године на снази су били такви уговори са бугарским, румунским и грчким оператором преносног система који су потписани претходних година.

Споразуми о прекограничним преносним капацитетима су једногодишњи споразуми који регулишу начин израчунавања, хармонизацију и међусобну расподелу прекограничних преносних капацитета између ЈП ЕМС и суседних оператора преносног система. За 2010. годину ови споразуми су били закључени са свим суседним операторима преносног система.

8.2. АКТИВНОСТИ У ОКВИРУ *ENTSO-E*

Сарадња са европским операторима преносног система, како са онима са којима је електроенергетски систем Србије у истој синхроној области, тако и са онима са којима није у паралелном раду, највише се одвија активностима у оквиру удружења оператора преносних система *ENTSO-E* и то преко:

- Комитета за рад система;
- Комитета за развој система;
- Комитета за тржиште.

Комитет за рад система састоји се од радних група, регионалних група (које имају своје подгрупе), ад-хок тимова и пројеката на проширењу синхроне области. ЈП ЕМС припада регионалној групи „Континентална Европа“ која обухвата бившу *UCTE* синхрону област. Од активности у 2010. години се издвајају следеће:

- Ступање на снагу измењених Правила 4-7 Оперативног приручника (*Operation Handbook*);
- Екстерна ревизија ЈП ЕМС од стране подгрупе *CME (Compliance Monitoring and Enforcement)* којом је утврђено да ЈП ЕМС у потпуности примењује свих 14 одредаба Правила 8 Оперативног приручника, које се односи на обуку оперативног особља;
- Израда оперативних стандарда од стране радне групе *European Operational Standards*;
- Почетак једногодишњег пробног паралелног рада турског ЕЕС (од септембра 2010.) у оквиру пројекта проширења синхроне области.

Комитет за развој система састављен је од радних и регионалних група. Од активности у 2010. неопходно је нагласити:

- израду десетогодишњег плана развоја од стране радне групе *Ten Year Network Development Plan*;
- израду модела тржишта од стране радне групе *System Adequacy and Market Modelling*.

Послови од интереса за тржиште електричне енергије у *ENTSO-E* се обављају у оквиру Комитета за тржиште електричне енергије и његових радних и регионалних група. У оквиру овог комитета припремљен је мултилатерални “Уговор о међусобном поравнању и обрачуну транзита“ за 2010. годину који је ЈП ЕМС потписао са још 38 оператора преносних система из 33 европске земље. Овим уговором је, на основу јединствене методологије и у оквиру јединственог компензационог механизма између европских оператора преносних система, омогућена наплата трошкова које има ЈП ЕМС услед транзита електричне енергије преко електроенергетског система Србије (инфраструктурни трошкови и трошкови услед додатних губитака електричне енергије.

Годишњи Технички извештај ЈП “Електро mreжа Србије” је усвојен на седници Техничког савета ЈП ЕМС, која је одржана 19. априла 2011. године.



 Председавајући Техничког савета ЈП ЕМС
 др. Душко Тубић, дипл.инж.