



Izvršno veće AP Vojvodine
POKRAJINSKI SEKRETARIJAT ZA ENERGETIKU I
MINERALNE SIROVINE
Novi Sad

STRATEGIJA RAZVOJA ENERGETIKE SRBIJE I PROGRAM NJENOG OSTVARIVANJA U AP VOJVODINI (2007. DO 2012. GODINA)

ELEKTROPRENOSNI SISTEM

Borislav Azlan (*Spoljni koordinator*)
Vladimir Krnajski (*Rukovodilac modula*)

Novi Sad,
April 2007. godine

REZIME

Prema Strategiji razvoja energetike Republike Srbije do 2015. godine, za realizaciju i aktuelizaciju prioriteta u energetsom sektoru predviđena je izrada dokumenta Program ostvarivanja Strategije (POS) razvoja energetike do 2015. godine sa detaljnim planom realizacije do 2010. godine. Ovaj Modul obrađuje plan razvoja elektroprenosnog sistema AP Vojvodine naponskih nivoa 400kV, 220kV i 110kV do 2015. godine, sa detaljnim prikazom prioritarnih aktivnosti do 2010. godine.

Nadzor na realizaciji prioritarnih programa Strategije, sprovođenje svih aktivnosti u razvoju elektroprenosnog dela elektroenergetskog sektora i primena pravila rada i poslovanja energetskih subjekata povereni su operatoru prenosnog sistema za el. energiju i operatoru tržišta el. energije – Elektromreži Srbije (EMS). Javno preduzeće EMS osnovano je prema odluci Vlade Republike Srbije, a na osnovu Zakona o energetici, 1. jula 2005. godine, kao energetski subjekat za prenos električne energije, upravljanje prenosnim sistemom i organizovanje tržišta el. energije na teritoriji Republike Srbije.

Modul elektroprenosni sistem, POS razvoja energetike AP Vojvodine u potpunosti je zasnovan na modulu elektroprenosnog sistema POS razvoja energetike Rep. Srbije, s obzirom na to da elektroenergetski sistem (EES) Vojvodine predstavlja integralni deo EES Srbije. Uvažene su specifičnosti regiona Vojvodine, prvenstveno el. mreže 110kV. Modul je načinjen u saglasnosti sa Strategijom razvoja prenosa, koju je doneo JP EMS, Strategijom razvoja energetike Republike Srbije, kao i sa programskim zadatkom za Modul elektroprenosni sistem.

1. PLAN RAZVOJA PRENOSNE MREŽE

1.1 Modul elektroprenosni sistem, nastao je na osnovi detaljnih analiza svih raspoloživih razvojnih studija i planova i u kvantitativnom smislu u njemu je razmatran ograničen broj budućih eventualnih scenarija. EMS svake godine izrađuje i objavljuje Plan razvoja prenosne mreže uvažavajući metodologiju UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) za ocenu prilagođenosti EES. Godišnjim planovima se obezbeđuje sveobuhvatan pregled razvoja EES u datom vremenskom intervalu, ispituje se prilagođenost proizvodnje i prenosne mreže, te proverava pouzdanost napajanja potrošača i omogućava učesnicima na tržištu el. energije pregled glavnih izmena u EES.

1.2 Rezultati analiza za potrebe Plana ukazuju na eventualne nemogućnosti obezbeđivanja elektroenergetskog bilansa (nedostatak ili značajan višak proizvodnje el. energije u odnosu na potrošnju) i podatke o mestima zagušenja u prenosnoj mreži, te se predlaže izgradnja novih prenosnih postrojenja i dalekovoda, uključujući i interkonektivne dalekovode. Plan se podnosi Agenciji za energetiku, nezavisnoj državnoj instituciji zaduženoj za unapređivanje i usmeravanje razvoja tržišta el. energije.

1.3 Odabrani prioriteti u Modulu ukazuju na puteve promena u prenosnoj mreži, dok će dinamika i kvantitet promena zavisiti od uslova privređivanja JP EMS, od dinamike privredno-ekonomskog razvoja i ekonomsko-energetskih okolnosti u okruženju, posebno sa stanovišta razvoja regionalnog tržišta el. energije.

1.4 Spisak elektroenergetskih objekata po prioritetima, uključenih u investicioni program, raspoređen je prema tri grupe investicija: rekonstrukcija postojećih objekata, podizanje naponskog nivoa postojećih objekata i izgradnja novih prenosnih objekata. Prve dve grupe su u skladu sa Prvim prioritetom kontinuiteta tehnološke modernizacije, a poslednja sa Petim dugoročnim razvojnim i regionalno strateškim prioritetom energetske politike Republike Srbije.

2. USPOSTAVLJANJE TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE I NOVI ENERGETSKI SUBJEKTI

2.1 Saglasno Zakonu o energetici i pozitivnoj praksi u zemljama EU, prvi korak ka uspešnoj komercijalizaciji elektroprivrede načinjen je reorganizacijom jedne jedinstvene i vertikalno integrisane kompanije na dva pravno nezavisna energetska subjekta, od kojih je jedan JP EMS, u funkciji operatora tržišta električne energije.

2.2 Pravila za potpunu otvorenost tržišta za sve korisnike el. energije, kao i za konkurentsku prohodnost i otvorenost za sve potencijalne ponuđače el. energije, osnovni su preduslov ulaska u EU. U procesima evropske integracije formirana je i energetska zajednica zemalja Jugoistočne Evrope (ESCEE - Energy Community of South Eastern Europe), čija je potpisnica i Republika Srbija. Time su primljena određena prava i obaveze, između ostalog, za formiranje regulatornog i tržišnog okvira za uspostavljanje i funkcionisanje tržišta el. energije, u kojem bi se razvila konkurencija, te uvećala sigurnost snabdevanja potrošača energijom, ali i unapredila ekološka situacija.

2.3 Uloga operatora prenosnog sistema i tržišta el. energije jeste organizovanje tržišta zasnovanog na transparentnim i nediskriminatornim principima, prema svim energetske subjektima. Formiranjem EMS stvoreni su uslovi za uspostavljanje internog tržišta el. energije u Republici Srbiji i pojavu prvih energetskih subjekata na teritoriji AP Vojvodine.

2.4 Kao operator prenosnog sistema, EMS svoju tržišnu funkciju sprovodi balansiranjem proizvodnje i potrošnje el. energije, uz poštovanje principa sigurnosti snabdevanja potrošača. Kao operator tržišta, EMS svoju nadležnost sprovodi kroz organizovanje i upravljanje pristupanjem prenosnoj mreži svim učesnicima, uz poštovanje principa javnosti i nediskriminacije, organizovanjem i upravljanjem balansnim mehanizmom za

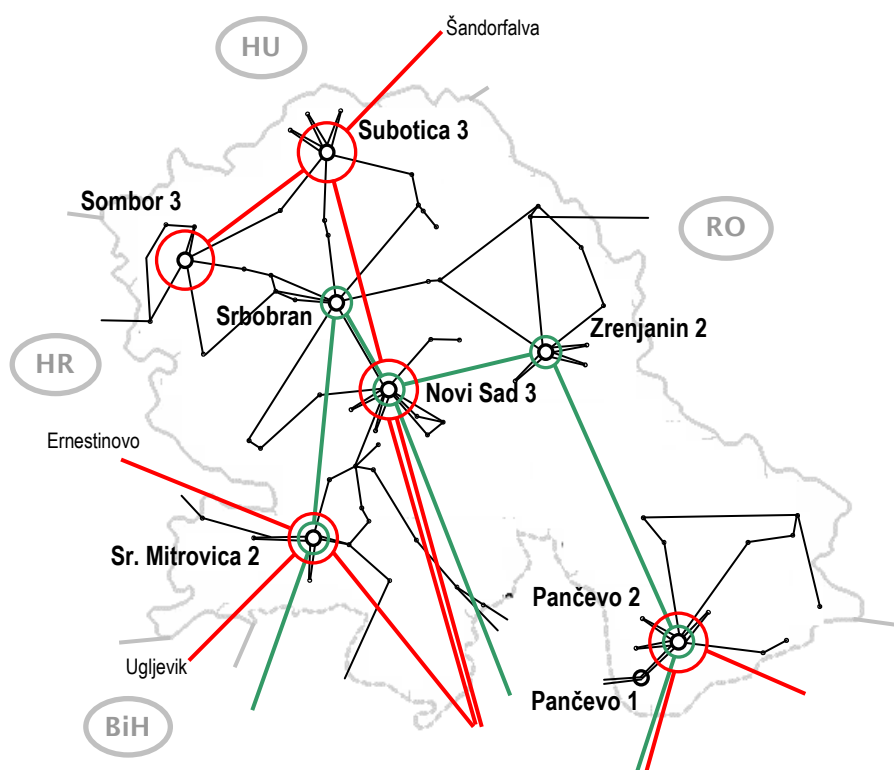
poravnanje debalansa, organizovanjem i upravljanjem bilateralnog tržišta, organizovanjem berze el. energije, obračunom i prometom energije, kao i izradom odgovarajućeg pravnog okvira za napred navedene delatnosti.

2.5 Dinamika uspostavljanja tržišta el. energije će se odvijati u tri faze:

- I Tarife za obračun cene el. energije i pristup prenosnoj mreži su u potpunosti zavisne od strane Vlade. Tarife su ispod profitnih i nema finansijskog podsticaja za nove učesnike, a kvalifikovani potrošači ne nalaze interes izlaska na tržište zbog niske cene el. energije. Jedini pokazatelj rada tržišta je razmenjena količina el. energije, a jedino tržište koje će funkcionisati po tržišnim principima biće tržište prekograničnih kapaciteta.
- II Cena el. energije postiže povoljan ekonomski nivo za pojavu prvih učesnika na tržištu – nezavisnih proizvođača el. energije (snabdevača) i kvalifikovanih potrošača. EMS u potpunosti raspolaže kapacitetima proizvođača i pojavljuje se kao jedini kupac balansne energije, ali još uvek po regulisanoj tarifi. Tržište prekograničnih kapaciteta funkcionise kako na mesečnom, tako i na dnevnom nivou. Stvaraju se uslovi za prve bilateralne ugovore i razvoj bilateralnog tržišta.
- III Pojavom dovoljnog broja učesnika, otvara se mogućnost uspostavljanja tržišta el. energije za dan unapred, po principima berzanskog rada. Berzu el. energije će činiti trgovci el. energijom, proizvodne kompanije i kvalifikovani potrošači el. energije. Obrt el. energije na dnevnoj osnovi omogućice formiranje jasne i transparentne cene el. energije.

3. STANJE IZGRAĐENOSTI KAPACITETA ZA PRENOS ELEKTRIČNE ENERGIJE

1.1 Osnovni elementi prenosne mreže AP Vojvodine su dalekovodi naponskih nivoa 400kV, 220kV, 110kV i transformatorske stanice (TS) 400/xkV i TS 220/xkV. Za funkcionisanje EES neophodna je i druga infrastruktura, kao što su telekomunikacioni i informacioni sistem. Fizički obim elektroenergetskih objekata prikazan je u tabelama 1 i 2, a šematski prikaz dat je na slici 1. Posebno je istaknuta kategorija starosti objekata, koja u pojedinačnim slučajevima prelazi 40 godina u eksploataciji.



Slika 1: Elektroprenosni sistem AP Vojvodine (■ 400kV, ■ 220kV, ■ 110kV)

2.2 Specifičnost položaja AP Vojvodine u odnosu na susedne sistem operatore prikazan je na slici 1. Značaj interkonektivnih dalekovoda naponskog nivoa 400kV Subotica 3 – Šandorfalva i dva dalekovoda od Sr. Mitrovica 2 prema Ernestinovu i Ugljeviku posebno dobija na težini od povezivanja EES Srbije sa UCTE, oktobra 2004. godine. Od ukupno osam susednih sistem operatora, EES Srbije je povezan neposredno sa tri, preko teritorije AP Vojvodine.

Tabela 1: Struktura i fizički obim dalekovodne mreže AP Vojvodine

Naponski nivo	400kV	220kV	110kV	Sumarno
Dužina	559km	485km	1883km	2927km
Broj trasa	10	8	106	124
Broj stubova	1330	968	5969	8267
Prosečna starost	22 god.	35 god.	30 god.	30 god.

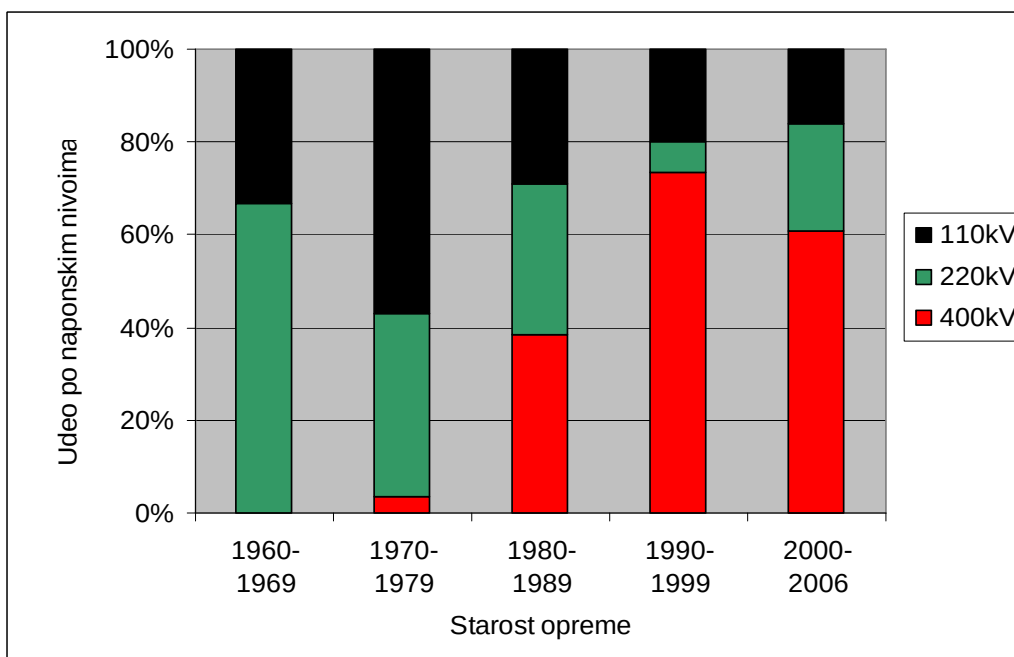
Tabela 2: Struktura i fizički obim transformatorskih stanica u prenosnoj mreži AP Vojvodine

Objekat	Naponski nivoi (kV)	Broj transformatora	Instalisana snaga (MVA)	Prosečna starost transformatora (god.)
TS Novi Sad 3	400/220/110	3	850	27
TS Subotica 3	400/110	2	600	24
TS Pančevo 2	400/220/110	3	1000	17
TS Sr. Mitrovica2	400/220/110	3	700	21
TS Srbobran	220/110/35	3	320	42
TS Zrenjanin 2	220/110	2	350	23
TS Sombor 3	400/110	1	300	0
RP Pančevo 1	110/35	0	0	-
Ukupno		17	4120	25

3.3 Predviđeno je preuzimanje izvesnog broja dalekovoda naponskog nivoa 110kV koji nisu u vlasništvu EMS: EVP Martinci – Sr. Mitrovica 2, Sr. Mitrovica 1 – Sr. Mitrovica 2 i Temerin - Žabalj. I dalje ostaje otvoreno pitanje dalekovoda Šid – Nijemci, koji pripada Hrvatskoj elektroprivredi, a nalazi se delom na teritoriji AP Vojvodine, odnosno dalekovoda Apatin – Beli Manastir, koji pripada JP EMS, a delom se nalazi na teritoriji Republike Hrvatske.

3.4 Na degradiranost prenosnih kapaciteta zbog starosti i lošeg održavanja postojeće visokonaponske opreme i dugogodišnjeg zastoja ukazuje i dijagram starosti opreme na trafostanicama tokom poslednjih 45 godina (slika 2). Naročito izražena zastarelost prisutna je u objektima TS Srbobran i RP Pančevo 1, gde je većina opreme u eksploataciji iznad svog predviđenog veka trajanja.

3.5 Sagledavanjem postojećeg stanja nameću se prirodne potrebe kontinuiteta tehnološke modernizacije postojećih objekata radi poboljšanja operativnih performansi i povećanja pogonske pouzdanosti rada elektroenergetskih objekata.



Slika 2: Starost opreme u transformatorskim stanicama prema naponskim nivoima

4. OSNOVNE KARAKTERISTIKE RADA PRENOSNE MREŽE

4.1 Najveći tranzit u 2005. godini ostvaren je na 400kV naponskom nivou sa Hrvatskom, gde je isporučeno 4144GWh električne energije, zatim sa Mađarskom, gde je isporučeno 17.6GWh i preuzeto 1691GWh električne energije. Neznatan iznos je ostvaren na 110kV naponskom nivou, gde je preuzeto 1.8GWh iz EES Hrvatske.

4.2 Prvi problemi u interkonektivnom radu primećeni su na pravcima prema Rumuniji (kod HE Đerdap1), zbog viška el. energije u rumunskom EES i prema Hrvatskoj, zbog manjka energije u hrvatskom EES. Izgradnjom interkonektivnih dalekovoda 400kV od Rešice do Novog Sada ili, alternativno od Temišvara do Vršca, postigli bi se manji gubici u prenosnoj mreži Rumunije i Srbije, rasteretila bi se veza sa Rumunijom, poboljšala bi se sigurnost i ukupan prihod od CBT obračuna tranzita energije preko teritorije Rep. Srbije. Prvi koraci u ovom smeru su načinjeni potpisivanjem Memoranduma o sporazumevanju između EMS i Transelektrike.

4.3 Od svih distributivnih preduzeća u Republici Srbiji, JP EMS je najveću količinu električne energije u 2005. godini predao Distributivnom preduzeću „Elektrovojvodina“ – 8513GWh, a od JP Panonske elektrane, preuzeto je ukupno 381GWh el. energije.

Tabela 3: Broj poremećaja na dalekovodima u AP Vojvodini po 100km dužine

Naponski nivo	EMS ukupno – 2005.	2005.	2004.	2003.	2002.	2001.
400kV	4.42	7.8	8.84	3.5	6.3	5.8
220kV	5.2	12.05	17.6	8.48	12.3	8.8
110kV	11.5	27	13.9	11.3	22.5	13.3

4.4 Najranjiviji elementi prenosnog sistema su dalekovodi. Na području AP Vojvodine godinama je prisutan veći broj poremećaja u radu dalekovoda u odnosu na ostali deo prenosne mreže Republike Srbije – tabela 3. Od svih poremećaja, 80-90% je privremenog karaktera i ne prouzrokuje pretnju stabilnosti pogona, a prosečno trajanje prekida rada preostalih 20-10% je oko 1min.

4.5 Najčešći uzrok poremećaja predstavlja dotrajalost izolacionog sistema dalekovoda, ptičija zagađenja i zaprljanost usled intenzivnih poljskih radova, naročito u letnjim mesecima.

4.6 U tabeli 4. prikazani su elementi prenosnog sistema čijim se ispadom iz pogona u toku zimskih meseci, javljaju preopterećenja ili naponski slomovi. Najčešće mere za sprečavanje daljeg oštećenja preopterećenih objekata su naponske redukcije i ograničenja u isporuci el. energije potrošačima.

4.7 Izgradnjom TS Sombor 3, očekuje se povećanje sigurnosti napajanja u tzv. Somborskoj petlji (potrošačko područje Vrbasa, Kule, Crvenke, Odžaka, Apatina i Sombora). Sličan problem i dalje postoji u tzv. Južnobanatskoj petlji (potrošačko područje Kačareva, Debeljače, Alibunara, Bele Crkve i Vršca), sa izraženim nepovoljnim naponskim prilikama i smanjenom sigurnošću napajanja, pa se prirodno nameće potreba za izgradnjom novih kapaciteta i povezivanja sa TE Kostolac, što je Strategijom razvoja prenosa EMS viđeno kao prioritet.

4.8 Usled čestih preopterećenja, naročito u prenosnoj mreži 110kV, dolazi do ubrzanog starenja dalekovoda, ali i do povećanih gubitaka u prenosu el. energije. S obzirom na to da su neki i preko 40 godina u pogonu, njihovom revitalizacijom moguće je povećati prenosnu moć i povećati im pouzdanost u radu. Prioritet u tom smislu predstavljaju dalekovodi Srbobran – Bečej i Novi Sad 1 – Novi Sad 3, gde se osim starosti i brojnih preopterećenja u eksploataciji, javljaju problemi podgrađenosti u okviru trase gradskih naselja Adice i Veternik.

Tabela 4: Najkritičnije nerazpoloživosti elemenata u toku zimskih meseci

Element van pogona	Posledice
Pančevo 1 – Pančevo 2	Preopterećenje drugog dalekovoda Pančevo 1 – Pančevo 2
Beograd 3 – Pančevo 1	Preopterećenje dalekovoda Beograd 33 – Pančevo 1
Beograd 33- Pančevo 1	Preopterećenje dalekovoda Beograd 3 – Pančevo 1
Pančevo 2 – Kačarevo	Naponski slom – potreba za redukcijom potrošnje
Debeljača – Vršac 2	Preopterećenje dalekovoda Alibunar – Pančevo 2 – potreba za naponskim redukcijama
Odžaci – Vrbas 1	Preopterećenje dalekovoda Sombor 1 – Sombor 2 – potreba za redukcijom potrošnje
Sombor 1 – Sombor 2	Preopterećenje dalekovoda Odžaci – Vrbas – potreba za redukcijom potrošnje
N. Bečej – Zrenjanin 2	Preopterećenje dalekovoda Srbobran – Bečej – potreba za redukcijom potrošnje
Trafo 400/110kV u TS Pančevo 2	Preopterećenje dalekovoda u okolini Beograda – potreba za redukcijom potrošnje
Trafo 400/110kV u TS Novi Sad 3	Preopterećenje transformatora 220/110kV ukoliko TE TO nije u pogonu
Trafo 220/110kV u TS Srbobran	Preopterećenje drugog transformatora u istoj TS
Obrenovac 3 – Šabac	Naponski slom i preopterećenje dalekovoda Pećinci–Sr. Mitrovica1

4.9 Jedan od pokazatelja funkcionalnosti prenosne mreže i sposobnosti da se obezbedi sigurno napajanje predstavlja broj havarijskih ograničenja u isporuci el. energije, broj naponskih redukcija i broj prekida u napajanju zbog potrebe rekonfiguracija prenosne mreže. U tabeli 5 dat je sumarni prikaz za period od 2000. do 2005. godine, na teritoriji AP Vojvodine.

Tabela 5: Pregled preduzetih mera za sprečavanje raspada EES

	2005.	2004.	2003.	2002.	2001.	2000.
Broj naponskih redukcija	20	40	17	23	64	99
Broj prekida zbog rekonfiguracije	0	0	7	72	107	35
Broj trenutnih havarijskih ograničenja	0	1	0	0	1	8
Broj dana havarijskih ograničenja	0	1	0	0	23	47

4.10 Prema tabeli 5, primetno je povećana sigurnost rada EES, naročito posle 2004. godine kada je izvršeno uključanje u evropski EES – UCTE. Stabilizaciji rada prenosnog sistema doprineli su pozitivni efekti prvih baznih investicija – proširenje TS Sr. Mitrovica 2 na 400kV i izgradnja TS 400/110kV Sombor 3. Povećan

broj preduzetih mera za sprečavanje raspada u toku 2000. i 2001. godine posledica je ratnih razaranja iz 1999. godine.

5. RAZVOJ ELEKTROPRENOSNOG SISTEMA

5.1 Razvoj elektroprenosne mreže AP Vojvodine, pored potrebe za modernizacijom postojećih prenosnih kapaciteta i revitalizacije elektroenergetskih objekata u eksploataciji dužoj od svog radnog veka, uslovljen je i potrebama za el. energijom od strane potrošača. Prema prognozama potrošnje, u 2010. godini vršna snaga konzuma Vojvodine će porasti na 1670MW u odnosu 1477MW iz 2004. godine, ili oko 2.07% godišnje, uz povećanje potrošnje el. energije od 1.3% godišnje.

5.2 Analize ukazuju na nedovoljnost raspoloživih proizvodnih kapaciteta da pokriju zahtevanu potrošnju, čak ni na nivou Srbije. Sinhroni rad sa UCTE daje nesumnjive pogodnosti vezane za mogućnost razmene el. energije i smanjenje rizika u pogledu pokrivanja debalansa između proizvodnje i potrošnje, tim pre što AP Vojvodina oskudeva u izvorima el. energije.

5.3 Paralelno sa razvojem prenosne mreže, neophodno je i osposobljavanje svih funkcija tehničkog sistema upravljanja, što je nametnuto i načinom organizacije budućeg tržišta el. energije. Druga najvažnija oblast investiranja obuhvata nove informacione tehnologije, računarske i telekomunikacione sisteme za sistemsko i tržišno upravljanje, čiji je cilj povećanje kvaliteta pouzdanosti sistemskih podataka.

Tabela 6: Prioritetne investicije u periodu od 2007. do 2010. godine u prenosnu mrežu (000€)

(■ 400kV, ■ 220kV, ■ 110kV; Investicije: 1 – nov objekat, 2 – rekonstrukcija, 3 – revitalizacija; Kriterijumi: 1 – sigurnost, 2 – potrebe potrošača, 3 – pouzdanost, 4 – starost)

Objekat	Investicija	Opis investicije	Kriterijum	Predračunsk a vrednost za period do 2010. godine	2006	2007	2008	2009	2010
TS Sombor 3	1	Nova TS 400/110kV sa raspletom	1	7340	■	■			
Subotica 3 – Sombor 3	1	Nov dalekovod i polje u Subotici 3	1	7000	■	■			
Sombor 3 – Mađarska	1	Nov dalekovod	1	5400			■	■	■
Sombor 3 – Sr. Mitrovica 2	1	Nov dalekovod	1	4000			■	■	■
Rumunski pravac	1	Nov dalekovod	1	16000		■	■	■	■
TS Novi Sad 3	3	Zamena opreme i transformatora	3,4	7500	■	■	■		
Beograd 8 – Pančevo 2	2	Prelaz preko Dunava	3	600	■	■			
TS Srbobran	2, 3	Zamena opreme i prelaz na 400kV	3,4	6000		■	■	■	
TS Zrenjanin 2	2	Nov transformator	3	2500		■	■	■	
Novi Sad 3 – Subotica 3	2	Uvođenje 400kV u TS Srbobran	1	1200		■	■		
Beograd – HIP	2	Prelaz preko Dunava	3	600	■	■			
Novi Sad 1 – Novi Sad 3	2, 3	Uvođenje u TS Novi Sad 7	3,4	2154		■	■		
Mač. Mitrovica – Sr. Mitr. 2	1	Nova TS i novo polje u TS Sr. Mitr. 2	2	900		■			
Mač. Mitrovica – Bogatić	1	Nova TS Mačvanska Mitrovica	2	1200		■	■		
Novi Sad 2 – Novi Sad 3	2	Uvođenje u novu TS Rimski Šančevi	2	300		■			
B. Palanka – Futog	2	Uvođenje u novu TS Čelarevo	2	80		■			
Srbobran – Bečej	3	Zamena provodnika i opreme	4	400		■			
Kovin rudnik – B.Crkva	1	Nov dalekovod	1	2200		■	■		
RP Pančevo 1	3	Zamena opreme	3,4	1800		■	■	■	
110kV Srbobran	1	Nov dalekovod prema TS 110/20kV	4	400		■			
Čvor Beogr. 9 – St. Pazova	2	Uvođenje u novu TS Krnješevci	2	1000		■			
Zrenjanin 2 – Debeljača	1	Nov dalekovod preko Perleza	1,2	1500		■	■	■	■

5.4 Izbor objekata za investiciona ulaganja vršen je na osnovu standardnih tehničkih kriterijuma: održavanje napona i frekvencije rada unutar propisanih graničnih vrednosti, sigurnost rada prema kriterijumu N-1, stabilnost na iznenadne poremećaje u radu, povećanje pouzdanosti visokonaponske opreme (struje kratkih spojeva) i ujednačavanje opreme po tipu. Drugi aspekt izbora zasniva se na ekonomskoj opravdanosti i proceni dobiti kao sveukupnog intenziviranja privredno-ekonomskog razvoja i porasta standarda građana.

5.5 U tabeli 6 dati su prioriteti u izgradnji i modernizaciji elektroenergetskih objekata naponskih nivoa 400, 220 i 110kV u periodu od 2006. do 2010. godine. Izvori finansiranja su Evropska banka za obnovu i razvoj, Evropska investiciona banka, Svetska banka i Evropska agencija za razvoj.

5.6 Investicione aktivnosti iz oblasti upravljanja elektroenergetskim objektima i telekomunikacionih sistema date su u tabeli 7. Kontrolu nad fiber-optičkim telekomunikacionim vezama (OPGW) instaliranim u prenosnu mrežu i dalje će zadržati Elektroprivreda Srbije. Očekivana investiciona vrednost za ugradnju OPGW je oko 30 mil. evra.

Tabela 7: Prioritetne investicije u telekomunikacioni sistem

Godina	Telekomunikaciona oprema	Objekat	Investic. vrednost hiljada evra
2007.	Optičke telekomunikacione veze (OPGW)	Novi Sad 3–Sr.Mitrovica2, Sombor 3 – Srbobran, N. Sad3 – TETONS, TETO ZR–Zrenjanin 2, Zrenjanin 2 – Kikinda	1000
2007.	Kućne i elektroprivredne telefonske centrale	TS Sr. Mitrovica 2 RDC Novi Sad, TS Pančevo 2	160
2007.	Radio relejna usmerena veza	TS Novi Sad 3 – RDC Novi Sad	47
2007.	Radio relejna usmerena veza	RDC Novi Sad – Iriški Venac – NDC	50
2008.	Digitalne VF veze	Subotica 3 –Novi Sad 3, Novi Sad 3 – Obrenovac, Novi Sad 3–Sr.Mitrovica 2	300
2009.	Radio relejna usmerena veza	Subotica - Kikinda	50

5.1. Opis kapitalnih investicija

5.7 Revitalizacija TS 400/220/110kV Novi Sad 3 obuhvata demontažu transformatora 220/110kV snage 150MVA i nabavku dva nova transformatora 400/110kV snage 300MVA. U okviru razvodnog postrojenja 400kV predviđena je zamena postojeće opreme i opremanje dodatnih polja. Intervencije u razvodnom postrojenju 220kV će biti najmanjeg obima s obzirom na tendenciju ka postepenom ukidanju. U razvodnom postrojenju 110kV planirana je kompletna zamena opreme. Izvor finansiranja je Evropska investiciona banka.

5.8 Revitalizacija TS 220/110kV Srbobran obuhvata nabavku novog transformatora 400/110kV snage 300MVA, umesto postojeća dva 220/110kV. Predviđena je zamena opreme u svim poljima razvodnog postrojenja 110kV, uz opremanje dva nova dalekovodna polja za nove dalekovode prema budućoj TS 110/20kV Srbobran i prema TS Sr. Mitrovica 2, nakon prelaska ovog dalekovoda sa napona 220kV na 110kV naopon. Rekonstrukcija postrojenja 220kV zahteva izgradnju novog postrojenja 400kV na mestu starog 220kV.

5.9 Revitalizacija dalekovoda 110kV Novi Sad 3 – Novi Sad 1 ima nekoliko varijanti. Ulaskom TS 110/20kV Rimski Šančevi oslobađa se trasa koja bi se mogla iskoristiti za izgradnju dvosistemskog dalekovoda, od kojih bi jedan dalekovod bio za pravac Novi Sad 1, a drugi za Novi Sad 7, tako da bi se formirali dalekovodi N. Sad 3 – N. Sad 5 – N. Sad 7 – N. Sad 1. Varijanta sa ukidanjem trase N. Sad 3 – N. Sad 1, zbog podgrađenosti u naseljenom delu, uslovlila bi ugradnju kablovskog voda od N. Sad 5 do N. Sad 7. Izgradnja novog dalekovoda presecanjem postojećeg Novi Sad 1 – Indija, kod Sr. Karlovaca i prelaskom preko Dunava, te priključenjem na postojeći dalekovod Novi Sad 3 – TE TO Novi Sad, spada u varijante sa najpovoljnijim aktuelizovanim troškovima, ali zahteva najveća startna ulaganja.

5.2. Razvoj elektroprenosnog sistema posle 2010. godine

5.10 Oslanjajući se na kontinuitet investicionog perioda do 2010. godine i postizanje kvalitativno višeg nivoa funkcionalnosti i sigurnosti rada prenosne mreže, EMS će svoje razvojne ciljeve ostvarivati na unapređenju efikasnosti izgrađenog elektroprenosnog sistema, sa dostignutom optimalnom konfiguracijom i poboljšanju finansijskih performansi. Bazne investicije u informacione tehnologije i telekomunikacione sistem iz perioda do 2010. godine će do 2015. godine dobiti na značaju u sistemu tržišne aktivnosti.

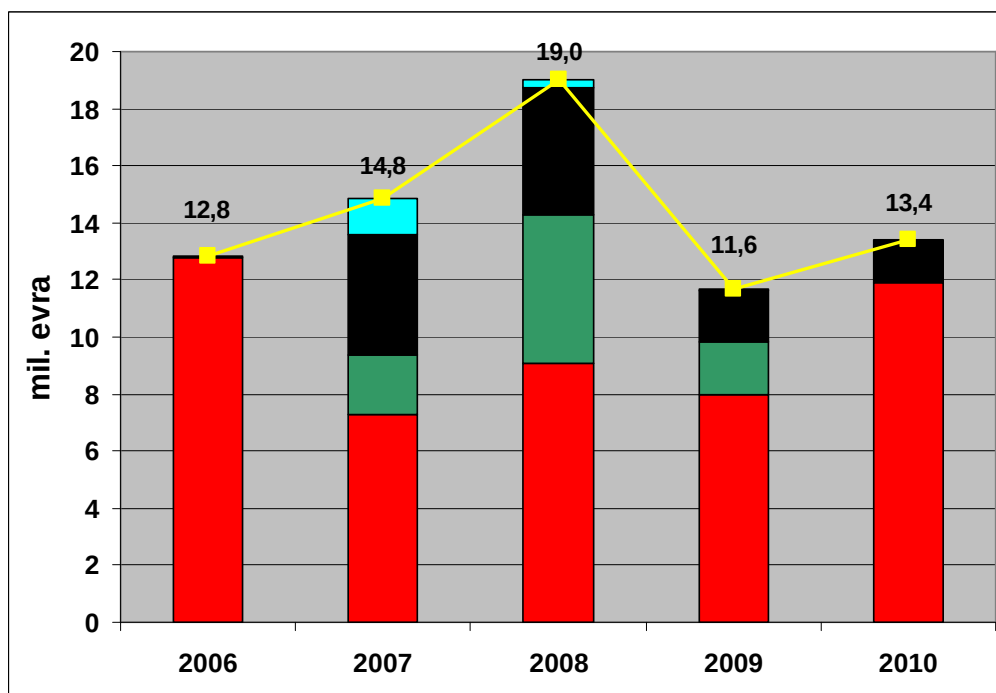
5.11 Prema perspektivi dela mreže 220kV, u AP Vojvodini se predviđa ukidanje transformacija 400/220kV i 220/110kV, uz prelaz postojećih dalekovoda 220kV na naponski nivo 110kV, odnosno rekonstrukciju na 400kV, u zavisnosti od usvajanja odgovarajućih tehnologija nadgranje (upgrading). Nakon prelaska TS Srbobran na naponski nivo 400kV ukida se razvodno postrojenje 220kV u TS Novi Sad 3, a dalekovod Novi Sad 3 - Zrenjanin 2 se prespaja sa dalekovodom Novi Sad 3 – Obrenovac.

5.12 Prema porastu potrošnje el. energije po perspektivnom scenariju razvoja privrede, očekuje se potreba za novim TS 110/xkV, a samim tim i potreba za rekonstrukcijom postojećih i gradnjom novih dalekovoda. Predviđeni dalekovodi su: Novi Sad 3 – Futog, Odžaci – Bač – Bačka Palanka, Zrenjanin 2 – Žabalj, Ada – Kikinda 2, Bela Crkva – Veliko Gradište i Vršac 2 – Velika Greda. Procenjena investiciona vrednost je oko 9 miliona evra.

5.13 U periodu posle 2010. godine, očekuje se završetak izgradnje dalekovoda 400kV Sombor 3 – Sremska Mitrovica 2, kao i interkonektivnog dalekovoda prema Mađarskoj. Ukupna investicija za ove objekte iznosi oko 25 miliona evra.

5.3. Očekivani efekti realizacije programa

5.14 Na slici 3 prikazan je obim planiranih troškova investicija u prenosnu mrežu AP Vojvodine. Oko 68% svih investicija je predviđeno za prenosnu mrežu 400kV, 13% u 220kV i 17% u 110kV mrežu. Oko 66% investicija je predviđeno za izgradnju novih elektroenergetskih objekata i telekomunikacione mreže, 19% za revitalizaciju i 15% rekonstrukciju postojećih objekata.



Slika 3: Prikaz troškova investicija u periodu 2006-2010. god.
(■ 400kV, ■ 220kV, ■ 110kV, ■ TK sistem, ■ sumarno po godini).

5.15 Potencijalne ekonomske koristi izgrađenih i modernizovanih kapaciteta u prenosnu mrežu i oblasti u kojima se očekuju finansijske uštede su sledeće:

1. Smanjenje gubitaka el. energije u prenosnoj mreži sa 3.35% na 3.2%
2. Povećana sigurnost napajanja sa aspekta manjih troškova, usled neisporučene el. energije
3. Povećanje propusne moći elektroenergetskih objekata i spremnost za veće opterećenje i veći tranzit el. energije.
4. Poboljšanje kvaliteta isporučene el. energije i nesmetan pristup novim učesnicima na tržištu el. energije.
5. Unapređenje odnosa prema zaštiti životne sredine.

6. UTICAJ ELEKTROPRENOSNOG SISTEMA NA OKOLINU

6.1 Uticaj dalekovoda

6.1 Dalekovodi na teritoriji AP Vojvodine zauzimaju svojim stubnim mestima površinu od oko 13ha, pri čemu je otkupljena površina znatno veća – oko 113ha. Najveći deo se nalazi na obradivim površinama, a nešto manji u šumskim ekosistemima gde uticaj dalekovoda nije toliko izražen.

6.2 Sa aspekta elektromagnetnog zračenja, najveći uticaj imaju elektromagnetna polja industrijske frekvencije. Istraživanja štetnosti ovog tipa nejonizujućih zračenja na čoveka još ne daju konačan odgovor. Prema Studiji Instituta "Nikola Tesla" i sprovedenim merenjima na terenu 2004. godine, vrednosti električnog i magnetnog polja se nalaze u granicama koje su preporučene od strane Svetske zdravstvene organizacije.

6.3 Užadi dalekovoda predstavljaju opasnost za ptice na pojedinim lokalitetima, gde se trase ukrštaju sa najčešćim pravcem letenja. Uprkos slučajevima stradanja ptica na dalekovodima, kako usled sudara pri letu, tako i usled elektrošokova, kod pojedinih ugroženih ptica grabljivica prisutan je fenomen prilagođavanja i korišćenja pogodnosti dalekovoda za gnežđenje.

6.2 Uticaj transformatorskih stanica

6.4 Zauzetost površine svih TS iznosi oko 42.5ha. Iako unose najveću vizuelnu promenu u okruženje, estetski ne utiču značajnije na okolinu, s obzirom na to da se po pravilu nalaze van naseljenih područja. Buka koja se javlja u kontinuitetu (rad transformatora) ili diskontinuitetu (rad rasklopne opreme) najviše utiče na neposredno okruženje TS, a usled reljefa ili vegetacije retko se prenosi do naseljenih delova, mada u lokalu može imati veće vrednosti od dozvoljenih.

6.5 U savremenoj rasklopnoj opremi prisutan je inertan gas sumporheksafluorid, bezopasan po zdravlje čoveka, ali sa nepovoljnim dejstvom na ozonski omotač i toksičnim produktima u vrlo malim koncentracijama nastalim u procesu rada opreme. S obzirom na to da postoje strogo propisane procedure rukovanja sa korišćenim SF₆, te da se održavanje vrši tek nakon više decenija eksploatacije, indeks rizika je sveden na minimum. Količina SF₆ u TS Vojvodine je oko 500kg.

6.6 Velike količine sintetičkog ulja se nalaze u energetskim transformatorima, a nešto manje u visokonaponskoj opremi. S obzirom na to da ulje poseduje veliki potencijal za zagađenje okoline, sprovedene su adekvatne mere prevencije, kao što je izrada zaštitnih kada koje prikuplja izliveno ulje nakon većih havarija. Zbog visokih podzemnih voda, kade su prilagođene tako da se najpre vrši pražnjenje vode iz njih, pa zatim ulja. U upotrebi se nalazi oko 1100 tona, a u rezervama oko 27 tona novog i 66 tona korišćenog ulja.

7. ZAKLJUČAK

7.1 Programom za ostvarivanje strategije razvoja elektroprenosnog sistema AP Vojvodine sagledana su stanja i aktuelni problemi u radu elektroenergetskog sistema. Kroz tehno-ekonomski najprihvatljivije projekte Program je postavio prioritete daljeg razvoja.

7.2 Dragoceno iskustvo stečeno u uspešnom operativnom upravljanju i istrajnom održavanju funkcionalnosti rada elektroenergetskog sistema, nakon ratnih razaranja i dužeg perioda degradacije elektroenergetskih objekata, ukazuje na visoki stepen gotovosti i stručnosti u sektoru elektroprivrede. Novo okruženje i poslovanje po tržišnim principima, sa jasnim zahtevima, ne samo u tehničkoj, nego i u marketinškoj efikasnosti rada, kroz aktivnosti usmerene na zaštitu životne sredine, doprineće boljoj konkurentskoj poziciji i razvoju regiona Jugoistočne Evrope, čiji je sastavni deo i AP Vojvodina, u okviru Republike Srbije.

8. LITERATURA

1. Strategija razvoja energetike Republike Srbije do 2015. godine, Službeni glasnik RS
2. Strategija razvoja prenosne mreže, JP EMS, Beograd, 2006.
3. Pravilnik prenosne mreže, JP EMS, Beograd, 2006.
4. Zakon o energetici, Službeni glasnik Republike Srbije broj 84/04
5. Perspektiva dela mreže 220kV – I faza, Elaborat Instituta „Nikola Tesla“, 2003.
6. Godišnji izveštaj o radu JP Elektromreža Srbije u 2005. godini, Beograd, april. 2006.
7. Konceptija uspostavljanja tržišta električne energije, JP EMS, Beograd, 2006.
8. Telekomunikacione mreže prenosa elektroprivrede Srbije, Idejni projekat, Beograd, 2003.
9. Izveštaj o verifikaciji merenja električnog i magnetnog polja u okolini visokonaponskih postrojenja, Institut „Nikola Tesla“, Beograd, oktobar 2004.

