

## **Analiza funkcionisanja sistema za regulaciju učestanosti i snaga razmene elektroenergetskog sistema Srbije**

Sanja Ivković<sup>1</sup>, Predrag Stefanov<sup>2</sup>, Dragan P. Popović<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Elektrotehnički institut „Nikola Tesla“, Koste Glavinića 8a  
11000 Beograd, Srbija  
[sanja.ivkovic@ieent.org](mailto:sanja.ivkovic@ieent.org), [dpopovic@ieent.org](mailto:dpopovic@ieent.org)

<sup>2</sup> Elektrotehnički fakultet, Univerzitet u Beogradu, Bulevar kralja Aleksandra 73  
11000 Beograd, Srbija  
[stefanov@etf.rs](mailto:stefanov@etf.rs)

**Kratak sadržaj:** Ovaj rad proizašao je iz master rada pod nazivom „Analiza funkcionisanja sistema za regulaciju učestanosti i snaga razmene elektroenergetskog sistema Srbije“. Izložena je teoretska osnova i osnovni principi rada regulacije učestanosti i aktivnih snaga. Izvršena je delimična analiza parametara i simulacija stanja elektroenergetskog sistema Srbije i okolnih elektroenergetskih sistema u tri karakteristična slučaja, korišćenjem računarskog programa Elektrotehničkog instituta „Nikola Tesla“. Izvršena je analiza osetljivosti dobijenih rezultata na varijacije ključnih parametara regulatora. Stanje je prikazano posmatranjem promene karakterističnih parametara: učestanosti, aktivnih snaga i regulacionih grešaka.

**Ključne reči:** primarna regulacija učestanosti, sekundarna regulacija učestanosti, regulaciona oblast

### **1. Uvod**

Osnovna funkcija regulacije učestanosti i aktivnih snaga elektroenergetskog sistema je permanentno održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje. Ukupna aktivna potrošnja u jednom elektroenergetskom sistemu tokom nekog 24-časovnog perioda nije konstantna, već se menja u zavisnosti od ljudskih aktivnosti u tom periodu. Te promene su spore, tako da se može uzeti da je u nekom kraćem vremenskom periodu (merenom u sekundama ili minutima) potrošnja u sistemu konstantna i da se na tu konstantnu potrošnju  $P_p$  superponiraju mali, konstantni ili

sporopromenljivi poremećaji  $\Delta P_p$ . Da bi se održao prethodni normalni radni režim neophodno je izvršiti istu toliku promenu proizvedene snage  $\Delta P_g$ .

U tom procesu permanentnih promena proizvedenih i utrošenih aktivnih snaga i održavanja ravnoteže između proizvodnje generatora i zahteva potrošača, postoje tri aspekta regulacije odatih snaga proizvodnih jedinica, to su primarna, sekundarna i tercijarna regulacija učestanosti.

## 2. Princip rada regulacije učestanosti i snaga razmene

Primarna regulacija obavlja se pomoću turbinskih regulatora koji kontrolišu protok radnog fluida (vodena para, vreli gas, voda) kroz turbinu (parna, gasna i hidro). To su PID regulatori, čiji je ulaz linearna kombinacija odstupanja brzine ili učestanosti, njenih izvoda i spoljne naredbe (referentni ulaz), a izlaz položaj organa za upuštanje radnog fluida u turbinu, kod starijih, dok je kod novijih regulatora to aktivna snaga generatora. U izolovanom radu generatora oni regulišu učestanost izolovanog sistema, a u paralelnom sinhronom radu na zajedničkoj mreži, deluju na odatu aktivnu snagu pri promeni brzine obrtanja ili učestanosti, koja se pojavljuje usled narušavanja ravnoteže između proizvedene i utrošene aktivne snage u sistemu. Kako su to u suštini proporcionalni regulatori, učestanost se nakon narušavanja ravnoteže ne može vratiti na prvobitnu vrednost samo spontanom dejstvom primarnih regulatora, već postoji stacionarna greška.

Stacionarna greška ovih regulatora određena je podešavanjem  $r$  stalnog statizma turbinskog regulatora brzine. Njegova vrednost je obično podešena na 4-6%. Postojanje statizma je važno za stabilnu raspodelu opterećenja između grupa generatora koji rade paralelno na zajedničkoj mreži.

Sekundarna regulacija predstavlja superponirano dejstvo na primarnu regulaciju i potiče od jednog centralizovanog, ili više lokalnih regulatora. Sekundarni regulatori deluju na promenu referentnog ulaza turbinskih regulatora, dajući spoljnu naredbu. Ciljevi mogu biti anuliranje stacionarne greške primarnih regulatora ili promena odate snage agregata. Osnovni cilj sekundarne regulacije je da se delovanjem na referentne ulaze primarnih regulatora eliminiše greška na ulazu u sekundarni regulator, izazvana odstupanjem regulisanih veličina (učestanosti i/ili snaga razmene sa susedima). Agregati koji učestvuju u sekundarnoj regulaciji nazivaju se regulacioni agregati.

Tercijarna regulacija koristi tercijarnu rezervu koju aktivira operator sistema u cilju oslobađanja sekundarne rezerve ili kao dodatak sekundarnoj rezervi u slučaju pojave većeg poremećaja u sistemu.

### 3. Organizacija rada sekundarne regulacije

Regulacija učestanosti i snaga razmene sprovodi se zajedničkom akcijom svih regulacionih agregata u pojedinačnim sistemima koji rade paralelno. U kontekstu sekundarne regulacije ti sistemi se nazivaju regulacione oblasti. Sinhrona oblast se sastoji od više povezanih regulacionih oblasti/blokova. Svaka regulaciona oblast/blok može se podeliti u manje regulacione oblasti koje su sposobne da zadovolje svoju potrošnju i samostalno vrše sopstvenu sekundarnu regulaciju, a da pri tome ne ugrožavaju interkonekciju.

Pojam regulacione oblasti je širi od pojma individualnih elektroenergetskih sistema, jer regulacionu oblast može činiti jedan sistem, grupe sistema i njihovi delovi. Granice regulacionih oblasti obično su određene tako da one čine ekonomske celine, pa se u praksi najčešće poklapaju sa granicama samih elektroenergetskih sistema, koji su sposobni da rade izolovano i nezavisno od ostalih sistema sa kojima su povezani. Za svaku regulacionu oblast se pretpostavlja da je koherentna. To znači da se smatra da svi generatori u jednoj regulacionoj oblasti sačinjavaju jednu koherentnu grupu u sinhronizmu, koja zajednički osciluje i ima istu učestanost u svim tačkama, bez obzira na radno stanje, veličinu sistema, položaj i način međusobne povezanosti pojedinih generatora.

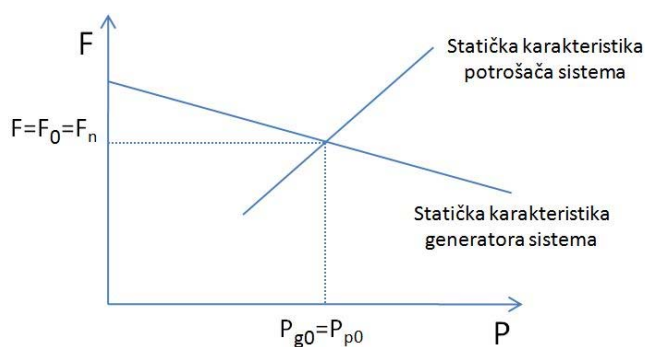
U cilju poboljšanja pouzdanosti i ekonomičnosti svoga rada elektroenergetski sistemi se udružuju u interkonekcije. Interkonekciju čini više regulacionih oblasti koje imaju obavezu da kompenzuju sve promene opterećenja unutar svoje teritorije i istovremeno održavaju razmenu električne energije sa susedima i učestanost na unapred definisanim vrednostima. Granice regulacionih oblasti interkonekcije se najčešće poklapaju sa državnim granicama zemalja članica interkonekcije. Susedne regulacione oblasti se najčešće udružuju u regulacione blokove, kako bi lakše izvršavale svoje obaveze prema interkonekciji (sekundarna regulacija, razmena podataka, obračuni).

Od 1. jula 2009. godine 5 evropskih interkonekcija objedinjeno je u jednu organizaciju ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Osim UCTE-a, u sastav ENTSO-E organizacije ulaze i NORDEL (deo Danske, Finska, Norveška i Švedska), BALTSO (Estonija, Letonija i Litvanija), UKTSOA (Velika Britanija) i ATSOI (Irska). Cilj je da se doprinese sigurnosti i održavanju visokih standarda rada, pouzdanosti i sigurnosti evropskih mreža. Uvode se novi tehnički propisi i standardi vezani za rad prenosnog sistema i izveštava se o tome koliko su ti propisi i standardi implementirani.

Elektroenergetski sistem Srbije se nalazi u okviru SMM (Serbia Macedonia Montenegro) regulacionog bloka. Funkciju koordinatora bloka ima Javno Preduzeće „Elektromreža Srbije”. Način organizacije rada sekundarne regulacije u bloku je trenutno predmet rasprave, pa se u ovom trenutku regulacija u okviru SMM bloka vrši samostalno u svakoj regulacionoj oblasti bloka.

#### 4. Veličine od značaja za primarnu i sekundarnu regulaciju učestanosti

Svaki od sistema u interkonekciji karakterišu određene veličine i karakteristike koje su veoma značajne za regulaciju. Sve generatore, kao i sve potrošače jednog sistema u stacionarnom stanju možemo ekvivalentirati sa po jednom statičkom karakteristikom (Slika 1).



Slika 1. Statičke karakteristike generatora i potrošača sistema

Nagibi ovih karakteristika određeni su sledećim faktorima:

$$E_g = \frac{\Delta P_g}{\Delta F} \text{ - faktor samoregulacije generatora sistema u MW/Hz i}$$

$$E_p = \frac{\Delta P_p}{\Delta F} \text{ - faktor samoregulacije potrošača sistema u MW/Hz.}$$

Na osnovu ove dve veličine dobijamo vrednost faktora samoregulacije celog sistema  $E_s = E_g - E_p$ .

Svaka regulaciona oblast raspolaže sopstvenim mrežnim regulatorom integralnog (I) ili proporcionalno-integralnog (PI) tipa i sistemom daljinske regulacije sa delovanjem na ulaz za spoljnu naredbu svih turbinskih regulatora regulacionih agregata u sistemu.

U slučaju povezanih elektroenergetskih sistema kao ulazni signal u mrežni regulator neophodno je dovesti kombinaciju odstupanja učestanosti i snaga razmene. Dakle, izlazni signal mrežnog regulatora svakog elektroenergetskog sistema dobija sledeći oblik:

$$W_i(t) = -k_{pi} \Delta G_i(t) - k_{li} \int_0^t \Delta G_i(\tau) d\tau + W_{0i}; W_i(t_0) = W_{0i} = 0; i=1,2,\dots,n \quad (1)$$

gde je:

$n$  – broj elektroenergetskih sistema u interkonekciji;

$\Delta G_i = ACE = \Delta P_{ei}(t) + B_{Si} \cdot \Delta F_i(t)$  - regulaciona greška  $i$ -tog povezanog elektroenergetskog sistema u MW;

$\Delta P_{ei}$  - odstupanje vrednosti ukupne snage razmene  $i$ -tog elektroenergetskog sistema sa susednim sistemima od ugovorene vrednosti u [MW];

$B_{Si}$  - regulaciona konstanta mrežnog regulatora  $i$ -tog elektroenergetskog sistema;

$\Delta F_i$  - odstupanje učestanosti od nominalne vrednosti u  $i$ -tom sistemu.

Izlazni signal iz mrežnog regulatora  $W_i(t)$ , daje potrebnu promenu snage u sistemu u MW, neophodnu da se anulira ulazna promenljiva  $\Delta G_i(t)$  u MW. Taj signal dalje treba rasporediti i preneti na regulacione elektrane, odnosno treba ga dovesti na ulaz za spoljnu naredbu turbinskih regulatora regulacionih agregata. Za svaku od regulacionih elektrana definiše se faktor učešća u sekundarnoj regulaciji sistema u zavisnosti od njihovog opterećenja.

#### 4.1. Podešavanja sekundarnog regulatora

Podešavanje parametara sekundarnih regulatora svih regulacionih oblasti/blokova mora se vršiti na osnovu zajedničke direktive kako bi se obezbedila kooperativna sekundarna regulacija unutar sinhronne oblasti. Uobičajeni izbor parametara mrežnih regulatora je:

$$k_p = 0.05 - 0.15r.j. ,$$

$$k_I = 0.01 - 0.05r.j./s .$$

Podešavanje regulacionih konstanti vrši se tako da po apsolutnoj vrednosti budu jednake faktorima samoregulacije sistema odgovarajućih povezanih sistema, jer se na taj način obezbeđuje poštovanje Darrieus-ovog principa neintervencije u stacionarnom, kao i u prelaznim stanjima. Kako to nije uvek ostvarivo, teži se da regulaciona konstanta ima vrednost što bližu vrednosti faktora samoregulacije, kako bi sistem što bolje razlikovao poremećaje nastale u sopstvenoj oblasti od poremećaja nastalih van nje i bitno smanjio svoj odziv na njih. Ipak, anuliranje stacionarnih grešaka učestanosti i snaga razmene obezbeđeno je izborom bilo koje pozitivne vrednosti regulacione konstante. Izbor regulacione konstante zavisi od faktora samoregulacije sistema i obično iznosi:

$$B_{Si} = (0.5 - 2)E_{Si} \text{ .}$$

Regulacione konstante određuje regionalna grupa „System Frequency” za celu interkonekciju „Continental Europe”, na godišnjem nivou, i njihove vrednosti se ne smeju menjati. Za 2010. godinu regulaciona konstanta Srbije je iznosila 389 MW/Hz. Na ovaj način se znatno pojednostavljuje princip rada sekundarne regulacije, ali se gubi na kvalitetu.

Da bi došlo do generisanja regulacionih impulsa regulaciona greška sistema mora biti veća od  $\pm 10$  MW. Kada se taj uslov ispuni regulacioni impuls se šalje u elektranu. Lokalna regulaciona oprema koja se nalazi u elektrani prihvata impuls i prosleđuje ga na agregate koji su uključeni u sekundarnu regulaciju. Određivanje učešća agregata jedne elektrane u sekundarnoj regulaciji zavisi od trenutnog opterećenja agregata.

Ukoliko je regulaciona greška sistema veća od  $\pm 200$  MW doći će do pauziranja rada regulatora. Ne postoji ograničenje po učestanosti. Nakon 60 sekundi rad regulatora će biti suspendovan.

Ukoliko je suspendovan, regulator se ponovo aktivira ručnom akcijom dispečera, a ukoliko je samo pauziran, aktivira se automatski nakon povratka regulacione greške u dozvoljeni opseg.

Vrednosti koeficijenata mrežnog regulatora oblasti/bloka su sledeće:

- koeficijent proporcionalnog dejstva:  $\beta = k_p = 0.05 r.j.$  ,
- vremenska konstanta integralnog dejstva:  $T_e = \frac{1}{k_I} = 200s$  ,
- trajanje regulacionog impulsa: 500 ms,
- intervali slanja impulsa: 4 s.

## 5. Simulacije dinamičkih stanja u elektroenergetskom sistemu Srbije

Primenom adekvatne metodologije i odgovarajućeg računarskog programa – *PRSECONT (PRimary and SEcondary CONTrol)*, razvijenog u Elektrotehničkom Institutu „Nikola Tesla”, omogućeno je izvođenje odgovarajućih simulacija na realnom modelu elektroenergetskog sistema Srbije, u njegovom širokom okruženju. Ove simulacije su urađene na modelu realne elektroenergetske interkonekcije koju sačinjavaju elektroenergetski sistemi Srbije (SR), Crne Gore (CG), Bosne i Hercegovine (BH), Hrvatske (CRO), Mađarske (HU), Makedonije (MK), Rumunije (RO), Bugarske (BG), Albanije (AL) i Grčke (GR). Pri tome, modelovani su kompletni elektroenergetski sistemi na naponskim nivoima 220 kV i 400 kV (u elektroenergetskom sistemu Grčke i relevantni delovi mreže 150 kV), uz kompletno modelovanje elektroenergetskog sistema Srbije naponskog nivoa

110 kV i uvažavanje ostatka UCTE interkonekcije. Na taj način, izbegnuto je modelovanje suseda elektroenergetskog sistema Srbije, preko jednog ekvivalentnog generatora u graničnim čvorovima. Takav način formiranja dinamičkih ekvivalenata susednih elektroenergetskih sistema nije adekvatan, posebno kada su, između ostalog, u pitanju simulacije u kojima je aktivan rad sekundarne regulacije. Detaljan prikaz računarskog programa dat je u monografiji [1].

Za razmatrano maksimalno stanje, zahtevana minimalno potrebna regulaciona rezerva u SMM bloku, saglasno UCTE formuli [3], iznosila je 166,5 MW, pri čemu je raspoloživa rezerva iznosila 239,9 MW. Dakle, bila je ostvarena zahtevana regulaciona rezerva, sa viškom od 73,4 MW. U sekundarnu regulaciju bili su uključeni agregati HE „Đerdap 1” i HE „Bajina Bašta”. Koeficijenti njihovog učešća su iznosili 0,748 i 0,252, respektivno, određeni na bazi veličina aktuelnih regulacionih rezervi (ponder 0,90) i veličina mogućih brzina promene snaga (ponder 0,10).

Izabran je autonomni način rada sekundarne regulacije, u kome svaka od regulacionih oblasti u SMM regulacionom bloku prati i kompenzuje sopstvenu regulacionu grešku. Podešenja mrežnog regulatora bila su u saglasnosti sa realnim vrednostima, prethodno navedenim.

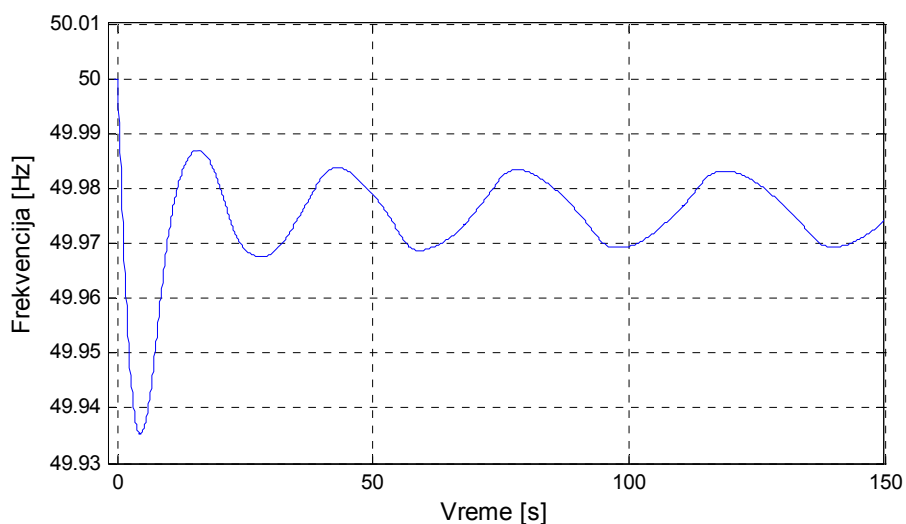
Izvršena je analiza ponašanja sistema pri simultanoj promeni ukupne aktivne i reaktivne snage potrošača elektroenergetskog sistema Srbije za 2%, ispadu agregata velike snage, kao i pri nastanku poremećaja u susednom sistemu, dok je varirana veličina mrtve zone turbinskih regulatora.

Pri simultanoj promeni ukupne snage potrošača za 2% i pri podešenoj vrednosti mrtve zone od  $\pm 10$  mHz, analiziran je rad regulacionog sistema u slučaju kada je blokiran mrežni regulator, odnosno pri postojanju samo primarne regulacije. Vremenski period posmatranja iznosio je 150 sekundi. Efekti rada mrežnog regulatora analizirani su i u slučaju normalnog rada i primarne i sekundarne regulacije. Vremenski period praćenja prelaznih procesa u ovom slučaju iznosio je 450 s. Za analize u ovom radu korišćena je verzija računarskog programa *PRSECONT* koja sadrži uprošćene modele termopostrojenja, obzirom da nije vršeno preciznije praćenje dugotrajnih dinamičkih procesa, za koje bi bio neophodan znatno kompleksniji model termopostrojenja, i to posebno u delu modelovanja kotla i njegove regulacije.

### **5.1. Analiza ponašanja sistema pri simultanoj promeni aktivne i reaktivne snage potrošača u elektroenergetskom sistemu Srbije**

Izvršena je simulacija prelaznog procesa razmatrane interkonekcije, nastalog nakon malog poremećaja u vidu simultane promene aktivne i reaktivne snage potrošača elektroenergetskog sistema Srbije za 2% (simultano povećanje za 152,3 MW i 54,3 Mvar). Neki od karakterističnih rezultata, grafički interpretiranih, dobijenih analizom rada samo primarne regulacije dati su na slikama 2–4. Rezultati pri radu samo primarne regulacije

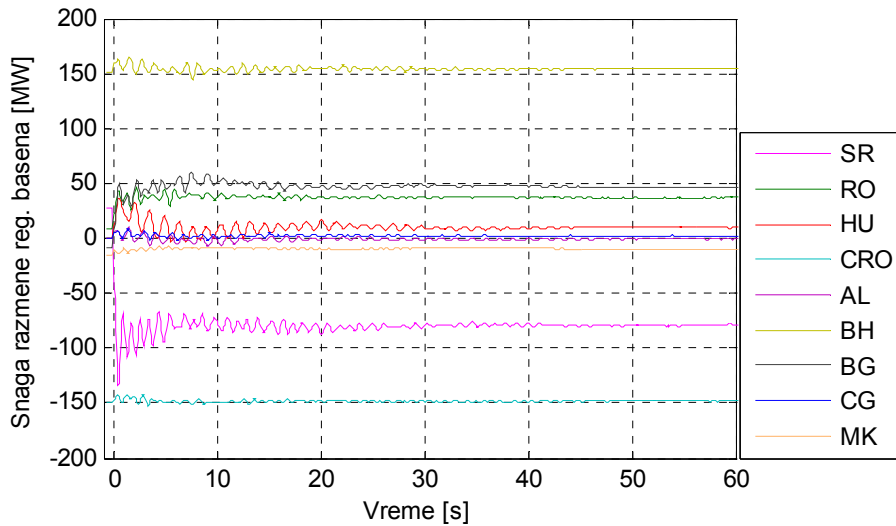
odnose se na slučaj kada su mrtve zone turbinskih regulatora iznosile  $\pm 10$  mHz, odnosno bile su jednake veličini koja je u Pravilima o radu prenosnog sistema [4], propisana kao maksimalno dozvoljena.



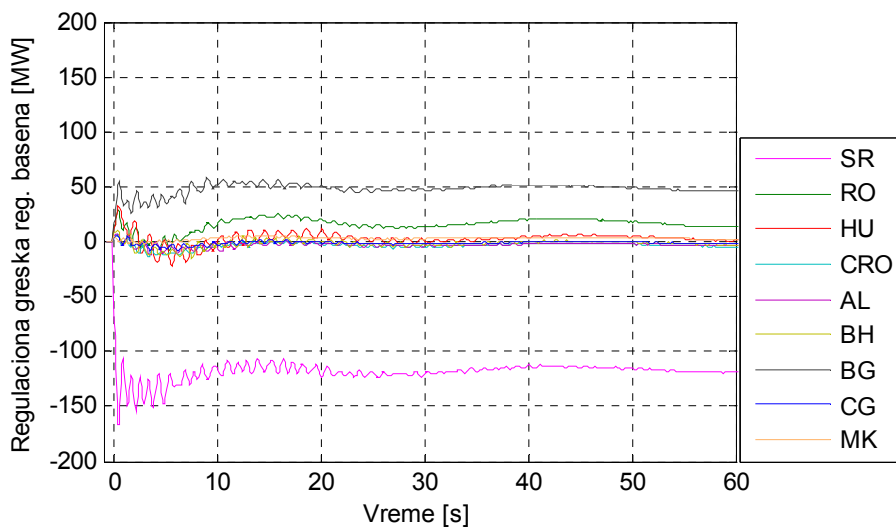
Slika 2. Promena jedinstvene učestanosti razmatrane interkonekcije

Delovanjem primarne regulacije dolazi do povećanja odatih snaga svih agregata u sistemu čiji turbinski regulatori nisu blokirani. Učestanost razmatranog sistema se približava nominalnoj vrednosti i kreće se u granicama podešenja mrtve zone turbinskog regulatora. Sistem u toku par minuta nakon pojave poremećaja samostalno nadoknađuje porast potrošnje.





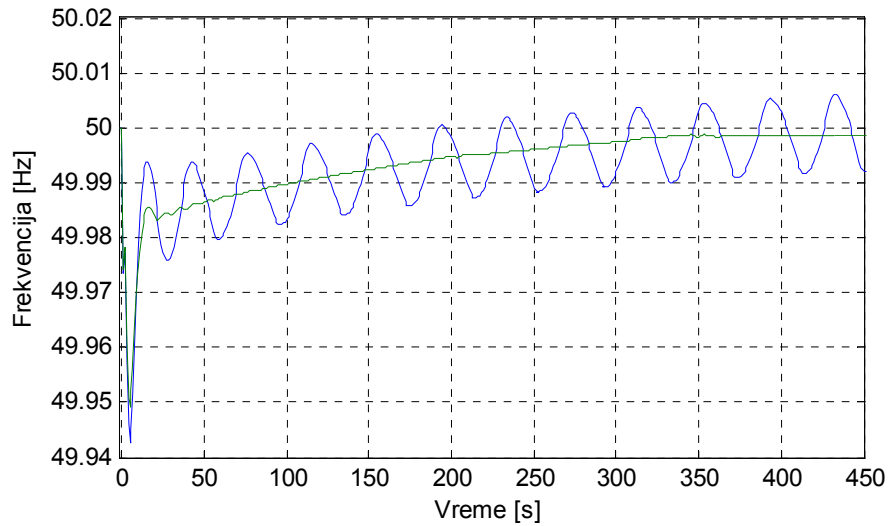
Slika 3. Promena ukupnih snaga razmene regulacionih oblasti



Slika 4. Promena regulacionih grešaka regulacionih basena

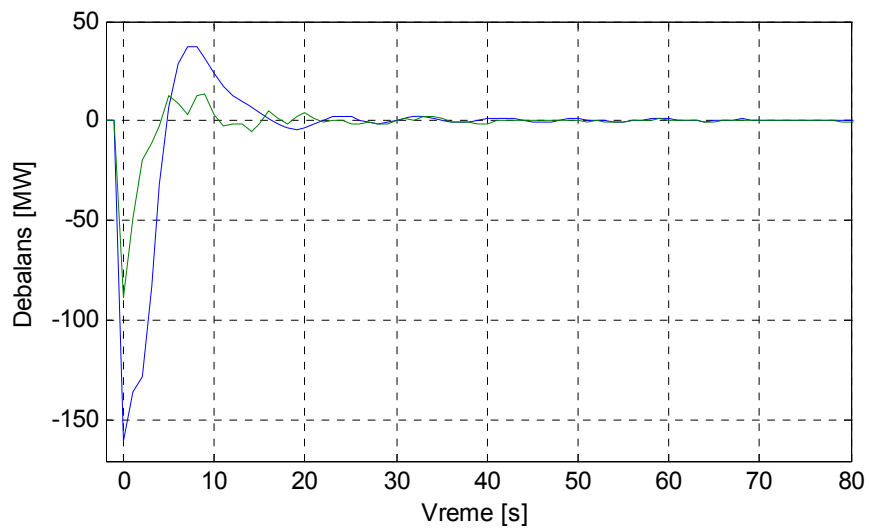
Na slikama 5-7 prikazano je ponašanje sistema u slučaju normalnog rada sekundarne regulacije. Usled postojanja dovoljne regulacione rezerve, pri nastalom poremećaju dolazi do povratka učestanosti na vrednost pre poremećaja (nominalnu vrednost). Promene učestanosti u slučaju postojanja

mrtno zone veličine  $\pm 10$  mHz (*plava linija*) i u slučaju kada mrtva zona ne postoji (*zelena linija*) prikazane su na slici 5.

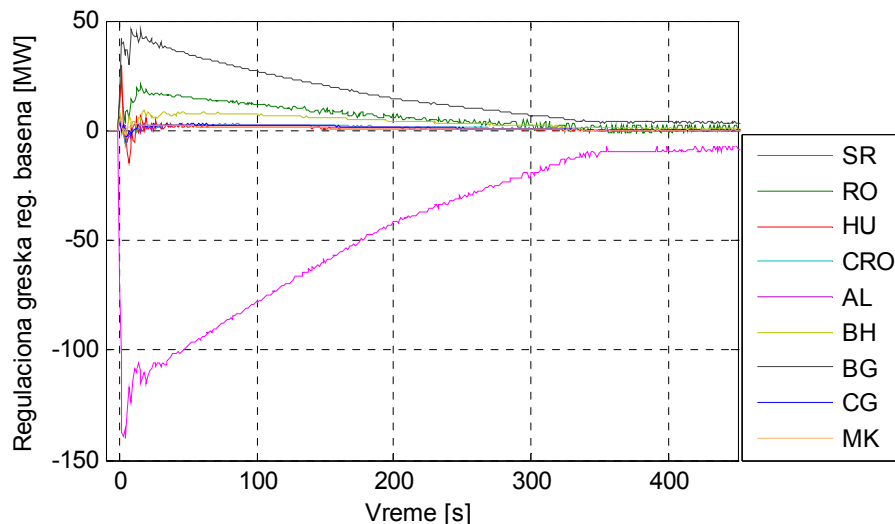


Slika 5. Promena jedinstvene učestanosti razmatrane interkonekcije

Na slici 6 dat je prikaz promene nastalog debalansa unutar sistema u kome je došlo do pojave poremećaja (*zelena linija*) i unutar razmatrane interkonekcije (*plava linija*).



Slika 6. Promena debalansa sistema



Slika 7. Promena regulacionih grešaka regulacionih basena

Na osnovu vrednosti učestanosti i ukupne aktivne snage razmene, uz poznavanje regulacione konstante sistema, određena je promena regulacionih grešaka regulacionih oblasti koje se posmatraju.

Kao što je već navedeno, podešavanje regulacionih konstanti se vrši tako da njihove apsolutne vrednosti budu što bliže vrednosti faktora samoregulacije, kako bi sistem što bolje razlikovao poremećaje nastale u sopstvenoj oblasti od poremećaja nastalih van nje i bitno smanjio svoj odziv na njih.

Najveća regulaciona greška registruje se u sistemu u kom je nastao poremećaj (slika 7). Delovanjem sekundarne regulacije dolazi do postepenog povećanja odatih snaga regulacionih elektrana (a to su u posmatranom slučaju hidroelektrane) i postepenog smanjenja vrednosti regulacionih grešaka sistema. U konačnom, sistem koji je odgovoran za poremećaj potpuno preuzima generisanje dodatne zahtevane snage potrošača.

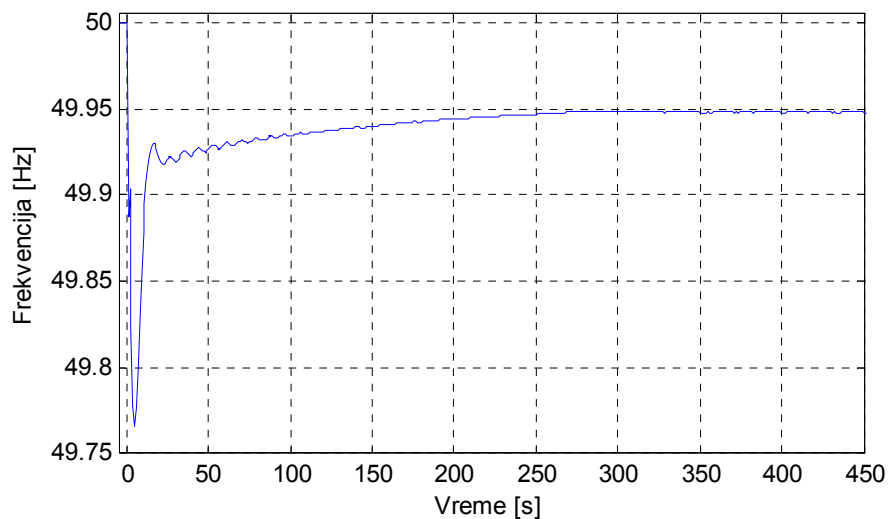
## 5.2. Analiza ponašanja sistema pri ispadu agregata TE „Kostolac B”

Izvršeno je ispitivanje ponašanja razmatrane interkonekcije nakon ispada velike proizvodne jedinice TE „Kostolac B” (gubitak injektiranja u iznosu 537 MW i 294 Mvar).

U ovom slučaju nema osnova za analizu rada primarne regulacije odvojeno od sekundarne regulacije, iz razloga što razmatrani ispad dovodi do pauziranja, odnosno blokiranja rada sekundarne regulacije. Već je bilo rečeno, da u slučaju SMM regulacionog bloka, ukoliko je regulacona greška

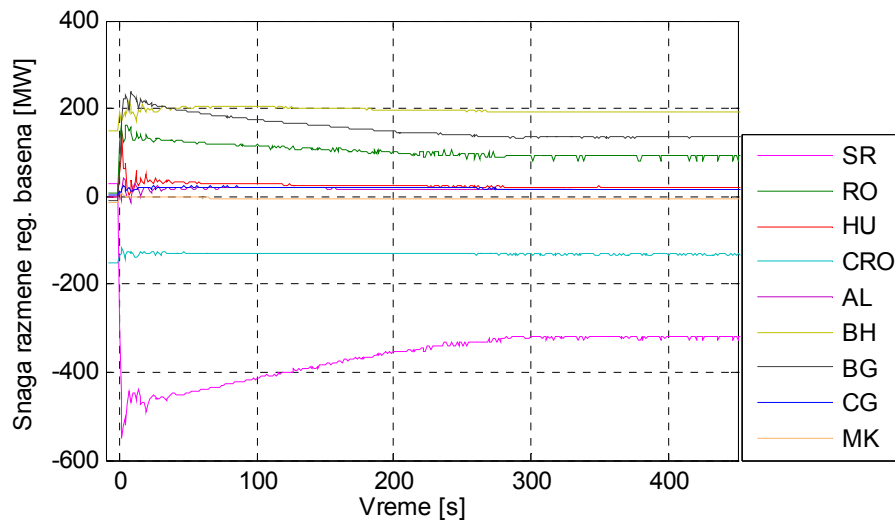
(ACE) veća od  $\pm 200$  MW, dolazi do pauziranja rada AGC-a, i ako to traje više od 60 sekundi rad AGC se suspenduje, što se desilo u ovom slučaju. Usled blokiranja rada mrežnog regulatora dolazi do uspostavljanja nove vrednosti učestanosti koja se razlikuje od nominalne.

Povratak učestanosti na nominalnu vrednost moguć je naknadnom intervencijom dispečera. Dakle, da bi se omogućio povratak ACE u dozvoljeni opseg, neophodne su dispečerske akcije, odnosno da se izvrši tercijarna regulacija učestanosti. Rezultati simulacija, koji se odnose na slučaj kada mrtve zone turbinskih regulatora ne postoje, dati su na narednim slikama 8-10.

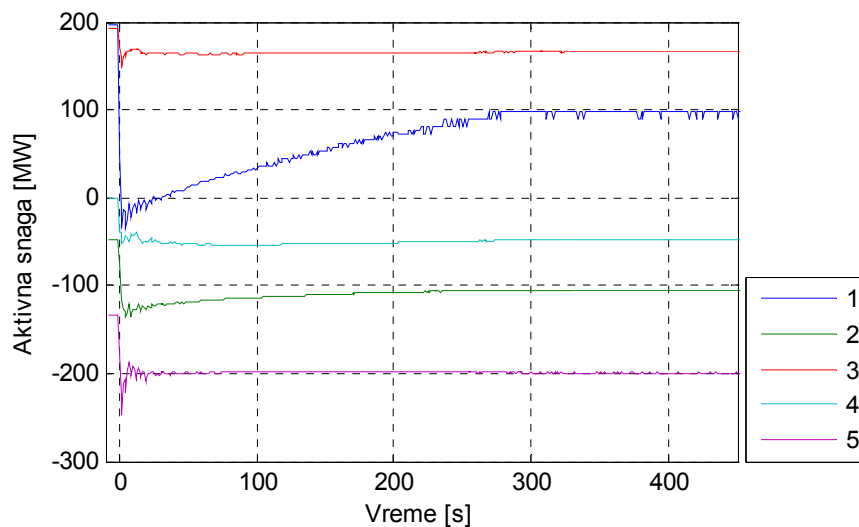


Slika 8. Promena jedinstvene učestanosti razmatrane interkonekcije

Na slikama 9 i 10 dati su prikazi promena ukupnih snaga razmene regulacionih oblasti i tokova snaga na interkonektivnim dalekovodima. Razmatran je autonoman rad članica SMM regulacionog bloka.



Slika 9. Promena ukupnih snaga razmene regulacionih oblasti



Slika 10. Promena aktivnih snaga po interkonektivnim dalekovodima

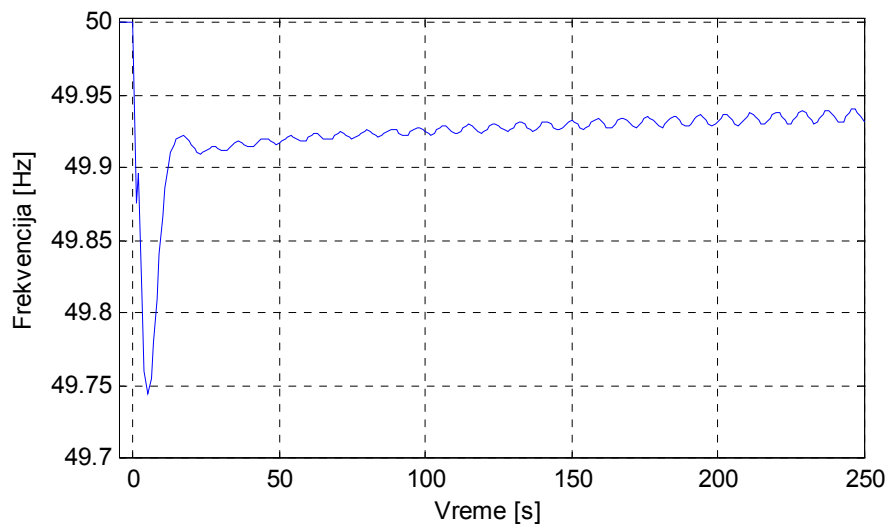
Prilikom nastanka poremećaja i u toku odvijanja prelaznog procesa dolazi do promene ukupnih snaga razmene regulacionih oblasti (slika 9). Razmena aktivnih snaga između susednih sistema vrši se posredstvom interkonektivnih dalekovoda. Promena vrednosti ovih snaga u toku prelaznog procesa nakon

nastalog poremećaja prikazana je na slici 10, pri čemu je interkonektivni dalekovod Đerdap – Portile de Fier označen brojem 1, Niš - Sofija brojem 2, S. Mitrovica - Ernestinovo brojem 3, S. Mitrovica - Ugljevik brojem 4, a Subotica - Šandorfalva brojem 5. Jedna od regulacionih elektrana elektroenergetskog sistema Srbije je i pogranična HE „Đerdap 1”, pa se i najveća promena snage može se videti na interkonektivnom dalekovodu Đerdap – Portile de Fier (*karakteristika 1*).

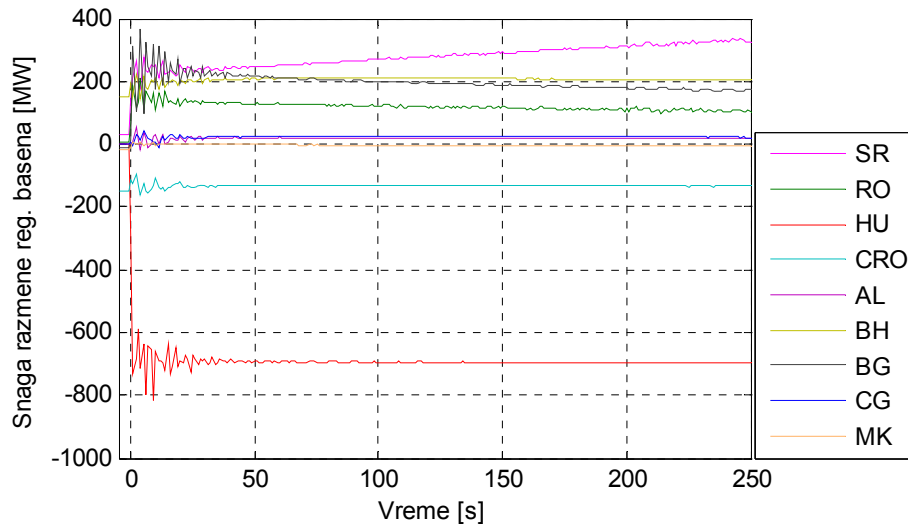
### 5.3. Analiza ponašanja sistema pri ispadu agregata NE „Paks” u Mađarskoj

U cilju analize poremećaja nastalog van elektroenergetskog sistema Srbije izvršeno je ispitivanje ponašanja razmatrane interkonekcije nakon ispada velike proizvodne jedinice u Mađarskoj, NE „Paks” (gubitak injektiranja u iznosu 712,2 MW i -98 Mvar). Poremećaj je simuliran u uslovima kada mrtva zona turbinskih regulatora ne postoji. Na slikama 11-14 dati su grafički prikazi rezultata izvršenih simulacija.

Na slikama 11 i 12 prikazane su promene učestanosti i debalansa nastale usled pojave poremećaja.

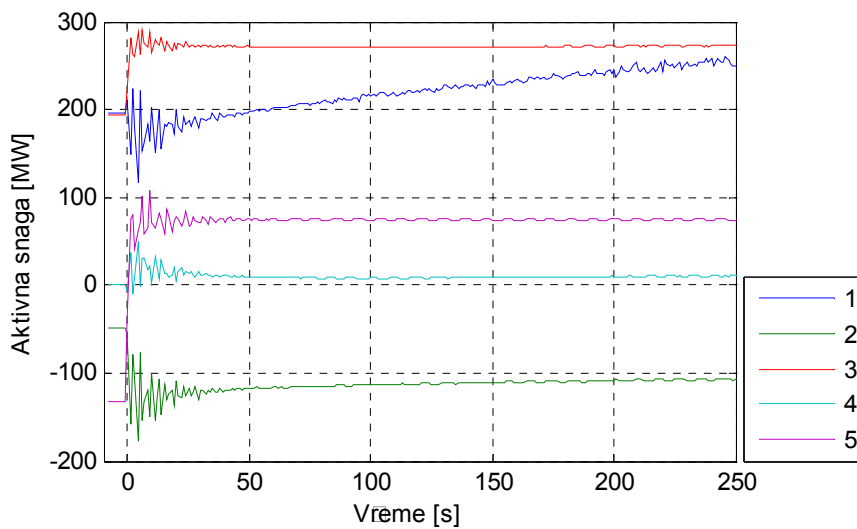


Slika 11. Promena jedinstvene učestanosti razmatrane interkonekcije



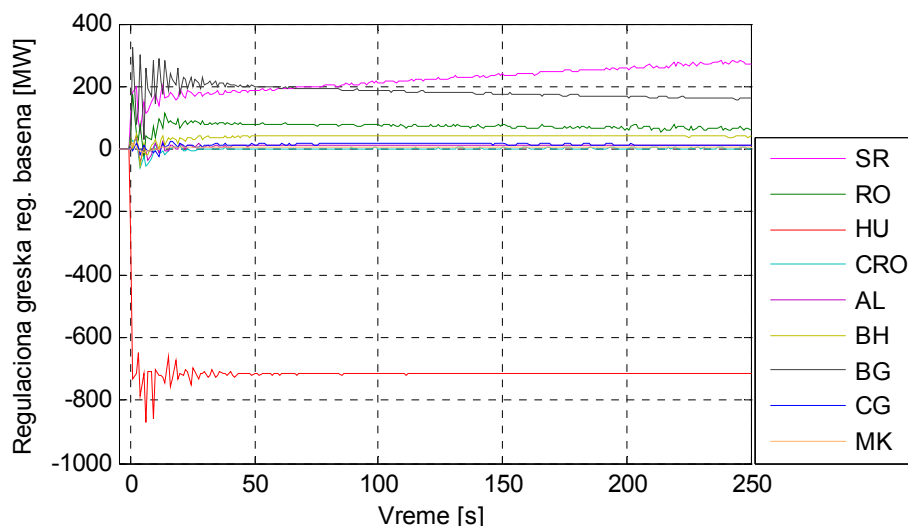
Slika 12. Promena ukupnih snaga razmene regulacionih oblasti

Obzirom da se posmatrani poremećaj dogodio u elektroenergetskom sistemu Mađarske, najveća promena aktivne snage (a samim tim i promena smeru toka snage) dogodila se upravo na dalekovodu Subotica – Šandorfalva (5), koji povezuje elektroenergetski sistem Srbije sa sistemom Mađarske.



Slika 13. Promena aktivnih snaga po interkonektivnim dalekovodima

Na slici 14 prikazana je promena regulacionih grešaka regulacionih basena. Najveća vrednost regulacione greške registrovana je u elektroenergetskom sistemu Mađarske u kom je poremećaj nastao.



Slika 14. Promena regulacionih grešaka regulacionih oblasti

Na slikama 9 i 12 može se jasno videti da se smer toka aktivne snage u dva posmatrana slučaja razlikuje. U periodu pre ispada ukupna snaga razmene regulacionog basena Srbije u oba razmatrana slučaja iznosila je 28 MW ka susednim sistemima. U slučaju ispada TE „Kostolac B” došlo je do promene smera toka ukupne snage razmene, iz razloga što je elektroenergetskom sistemu u kom se ispad dogodio (u ovom slučaju to je sistem Srbije) bila neophodna pomoć u zadovoljenju potrošnje. Za drugi razmatrani slučaj, na slici 12 može se uočiti promena iste vrste za ukupnu snagu razmene basena Mađarske, kao i pozitivna promena, odnosno povećanje izvoza, snage razmene basena Srbije.

## 6. Zaključak

Upravljanje elektroenergetskim sistemima je danas nezamislivo bez upotrebe računara. Upotrebom odgovarajućih programskih alata moguće je u realnom vremenu pratiti rad elektroenergetskog sistema i preduzimati upravljačke akcije. Međutim, veliki značaj imaju programski alati koji omogućavaju analizu rada sistema praćenjem prelaznih procesa i uspostavljenih stacionarnih stanja nakon pojave različitih poremećaja. Na osnovu rezultata izvršenih analiza, moguće je odrediti optimalne vrednosti



podesivih veličina regulatora i predvideti procese unutar posmatranog sistema, kao i njegove interakcije sa susednim sistemima.

Na bazi prikazanih simulacija i analize može se uočiti uticaj poremećaja nastalog unutar jednog sistema na sisteme u okruženju, a samim tim, u konkretnom slučaju, i na tokove snaga po interkonektivnim vodovima. Efikasnim usklađivanjem regulacione konstante i faktora samoregulacije sistema, ovaj uticaj se može značajno umanjiti.

## Literatura

- [1] D. P. Popović, „Dinamička sigurnost elektroenergetskih interkonekcija“, monografija, Institut "Nikola Tesla", Beograd, 2008.
- [2] Ivković S., „Analiza funkcionisanja sistema za regulaciju učestanosti i snaga razmene elektroenergetskog sistema Srbije“, master rad, Beograd, 2011.
- [3] „UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; B. Secondary Control“, Final Version (approved by SC on 19 March 2009.)
- [4] „Pravila o radu prenosnog sistema“, Elektromreža Srbije, Verzija 1.0, april 2009.

**Abstract:** This paper is the result of the Master's final project "Analysis of System Frequency and Active Power Control Functioning of Serbian Power System". It contains theoretical basis and the basic principles of frequency and active power control. A partial analysis of parameters and simulation of power system of Serbia and neighboring power systems state in three characteristic cases is performed, using a computer program developed at the Electrical Engineering Institute "Nikola Tesla". Sensitivity analysis of the obtained results on variations in key parameters of the regulator is also performed. Power system of Serbia and neighboring power systems states are shown by observing the characteristic parameters such as: frequency, active power and regulation errors.

**Keywords:** primary control frequency, secondary control frequency, control area

## **Analysis of System Frequency and Active Power Control Functioning of Serbian Power System**

Rad primljen u uredništvo 11.10.2011. godine  
Rad prihvaćen 25.10.2011. godine