

## Primarna, sekundarna i tercijarna regulacija učestanosti u analizama dinamičke sigurnosti elektroenergetskih interkonekcija

Milan Ivanović, Dragan P.Popović, Saša Minić <sup>1</sup>,

<sup>1</sup> Elektrotehnički institut Nikola Tesla, Univerzitet u Beogradu  
Koste Glavinića 8a, 11000 Beograd, Srbija  
[mivanovic@ieent.org](mailto:mivanovic@ieent.org)

**Kratak sadržaj:** U radu je izložen način na koji su primarna, sekundarna i tercijarna regulacije učestanosti inkorporirane u analize dinamičke sigurnosti elektroenergetskih interkonekcija, saglasno realnom stanju EES Srbije, u njegovom širokom okruženju. Snaga razmene se neposredno i automatski reguliše u okviru sekundarne regulacije, a posredno, u okviru primarne i tercijarne regulacije učestanosti. Testiranje unapređenog softvera za analize dinamičke sigurnosti obavljeno je, i dalje se obavlja, na formiranom regionalnom modelu mreže, koji uključuje EES: Srbije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine, Hrvatske, Mađarske, Makedonije, Rumunije, Bugarske, Grčke i Albanije.

**Ključne reči:** primarna, sekundarna i tercijarna regulacija, učestanost, dinamička sigurnost, EES Srbije

### 1. Uvod

U elektroenergetskoj interkonekciji (EI) koja u celini radi u sinhronom paralelnom radu, vrednost učestanosti predstavlja jedan od bitnih kriterijuma za ocenu kvaliteta rada tretirane interkonekcije. Osnovni cilj regulacije učestanosti i snage razmene u EI je održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije. To se postiže promenom proizvedene snage u cilju kompenzacije neizbežnih promena u potrošnji.

Povezivanjem elektroenergetskih sistema (EES) u sinhroni paralelni rad u okviru većih EI, veoma složena problematika regulacije učestanosti zadržala je veliki značaj i aktuelnost koji je ranije imala. Otuda je i dalje u praksi neophodno respektovati važeće stroge kriterijume, standarde i zahteve za agregate i pripadajuću regulacionu opremu (vezane za veličine rotacione i regulacione rezerve, mrtve zone, brzine reagovanja, statizme i dr.).

Najveća evropska elektroenergetska interkonekcija, koja pokriva prostor od Portugala do Poljske i od Holadije do Bugarske i Grčke, je UCTE. EES Srbije je, kao značajni deo EES bivše SFRJ, postao punopravni član interkonekcije UCTE (tada UCPTTE), početkom sedamdesetih godina prošlog veka. Aktuelna važeća regulativa koja se odnosi na primarnu, sekundarnu i tercijarnu regulaciju učestanosti u EPS (kriterijumi, zahtevi, standardi i procedure) definisana je u dokumentu [1], i njegovim izmenama i dopunama [2], koji su napisani tako da budu usaglašeni sa aktuelnim i važećim dokumentima UCTE [3], [4], [5]. Pri tome, potrebno je napomenuti da je asocijacija UCTE prestala da funkcioniše 1. jula 2009. godine, kada je sve svoje nadležnosti i funkcije prenela na novoformiranu asocijaciju ENTSO-E. Stoga su i dalje validna i važeća prethodno pomenuta UCTE dokumenta.

*Primarna* regulacija učestanosti predstavlja spontano dejstvo regulatora pogonskih mašina sinhronih generatora, koji su osetljivi na promene učestanosti. *Sekundarna* regulacija predstavlja naknadno, superponirano dejstvo na primarnu regulaciju, preko ulaza za tzv. spoljnu naredbu turbinskih regulatora regulacionih agregata, radi eliminisanja statičke greške učestanosti i/ili snage razmene.

Do sada je bilo uobičajeno da se termin - *tercijarna* regulacija odnosi na proces koji se superponira na primarnu i sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene, u cilju najekonomičnije raspodela opterećenja među proizvodnim agregatima [6]. U pomenutoj referenci se navodi i da je tercijarna regulacija po svojoj suštini ekonomski dispečing aktivnih snaga, i da je ona jedan od podsistema sekundarne regulacije, koja se automatski obavlja.

Međutim, u aktuelnim dokumentima [1-5], ovaj pojam ima sasvim drugo značenje i smisao. Po ovoj definiciji, osnovni cilj tercijarne regulacije učestanosti je oslobađanje opsega sekundarne regulacije kada nastali debalans tokom normalnog rada EES nije moguće kompenzovati regulacionom rezervom, ali i kao pomoć sekundarnoj regulaciji posle većih poremećaja u EES, kada je inicijalna regulaciona greška veća od dozvoljene vrednosti (kada dolazi do blokade rada sekundarne regulacije. Takođe, tercijarna regulacija se koristi i za otklanjanje zagušenja u prenosnoj mreži (redispečing).

U analizama *statičke sigurnosti*, posledice analiziranih poremećaja utvrđuju se na bazi procene postdinamičkih kvazistacionarnih stanja, pomoću odgovarajućih modela tokova snaga, na primer [7, 8]. Ovi modeli samo impliciraju dinamički prelazni proces, koji se neminovno javlja nakon poremećaja. Njihova sposobnost za više ili manje tačnom procenom uspostavljenih postdinamičkih kvazistacionarnih stanja zavisi od same vrste modela tokova snaga (konvencionalni ili nekonvencionalni) i od načina odgovarajućeg inkorporiranja efekata postojeće sistemske automatike, regulacije i zaštite.

U prilazu Instituta "Nikola Tesla" analizama statičke sigurnosti [8], proračunavaju se tokovi snaga u karakterističnim postdinamičkim kvazistacionarnim stanjima. U pitanju su nekonvencionalni modeli tokova snaga, koji obuhvataju stanja nastala nakon dejstva *primarne* regulacije napona i učesta-

nosti, stanja nastala nakon dejstva *sekundarne* regulacije učestanosti i snage razmene i stanja nastala nakon preduzetih dispečerskih akcija (*tercijarna* regulacija), ako su one bile neophodne. Finalni efekti primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti se sagledavaju na bazi pogodno koncipiranih nekonvencionalnih modela tokova snaga, u kojima se učestanosti, u nastalom postdinamičkom kvazistacionarnom stanju, kao i vrednosti regulacionih grešaka EES u sinhronom paralelnom radu, tretiraju kao značajne varijable.

U okviru analiza *dinamičke sigurnosti*, koje su i predmet ovog rada, metodološki gledano, mogući su različiti načini (po vrsti i složenosti) analiza prelaznih procesa relativno dužeg trajanja. U okvir ovih analiza spadaju i analize kako samog rada, tako i finalnih efekata *primarne*, *sekundarne* i *tercijarne* regulacije učestanosti i snaga razmene. U dosadašnjoj praksi analiza *primarne* regulacije učestanosti EES, po pravilu su dominirali uprošćeni prilazi, koji su omogućili formiranje odgovarajućih analitičkih izraza za praćenje dinamike promene jedinstvene učestanosti EES nakon pojave poremećaja, [9 - 14]. Ovi prilazi i dalje imaju svoju praktičnu upotrebnu vrednost, pre svega u kontekstu sagledavanja globalnih aspekata razmatranog fenomena.

Za potrebe tačnijeg praćenja prelaznih procesa relativno dužeg trajanja, odnosno analiza toka i efekata *primarne* regulacije učestanosti, kada se zahteva i praćenje stanja u pojedinim elementima EES, tokom odvijanja prelaznog procesa (a što prethodno pomenute uprošćene metode evidentno nisu u stanju), neophodni su stroži prilazi. U njima se modeluje kompletna električna mreža EES, uključujući odgovarajuće regulacione i zaštitne uređaje [15-21]. Praćenje prelaznog procesa obavlja se u dovoljno dugom vremenskom periodu, utvrđujući i uključujući sve nastale strukturne promene u EES.

Međutim, kada je u pitanju *sekundarna*, a pogotovo *tercijarna* regulacija učestanosti u raspoloživoj literaturi nije nađeno njihovo adekvatno modelovanje i inkorporiranje u odgovarajuće računarske programe. Izuzetak je [16], u kojoj je dat jedan od načina modelovanja sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene i njenog daljeg inkorporiranja u računarski program *LOTDYS*.

Toga nema ni u aktuelnim verzijama računarskih programa svetske reputacije, kao što su to računarski programi *PSS/E-28* (Power System Simulator for Engineering) [20] i *DlgSILENT Power Factory* [21]. Zašto tu veoma važnu funkciju oba ova programska paketa, u postojećim verzijama, za sada to nemaju? Između ostalog, po mišljenju autora ovoga rada, razlog je veoma složena problematika i nepostojanje standardnih IEEE modela za ovu vrstu regulacije, za razliku od modela za sisteme regulacije generatora.

Zahtevi za što tačnijim modelovanjem sekundarne regulacije nemaju visok prioritet u analizama tranzijentne stabilnosti, imajući u vidu prirodu, karakter i trajanje kratkotrajnih dinamičkih procesa. Međutim, analize dugotrajnih dinamičkih procesa ne bi imale praktičnog smisla, ako se adekvatno ne modeluje ova regulacija, kao i termopostrojenja, posebno u delu kotla i njegove regulacije. Visoka tačnost modelovanja je neophodna ako se termo blok uključuje u automatsku sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene, kako

se to i planira na nivou EES Srbije. Naime, JP EMS i JP EPS su zajedno započeli aktivnosti na uvođenju blokova 3, 4, 5 i 6 TE Nikola Tesla A u sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene [22]. U ovoj elektrani je izvršena modernizacija lokalnih upravljačkih (SCADA/DCS) sistema na svim blokovima, čime je obezbeđena potrebna lokalna hardverska i softverska podrška (. Uz to, blok TE NT A4 je već opremljen za prijem regulacionih impulsa iz mrežnog regulatora.

Kad je već reč o aktivnostima na planu regulacije u EES Srbije, trebalo bi navesti i studiju "*Sistemske parametre regulacije pobude i turbinske regulacije u elektranama EPS-a (faza I)*", čija je izrada u toku. Njen osnovni cilj je da izvrši odgovarajuće provere, snimanja, ispitivanja, podešavanja i analize relevantnih parametara sistema regulacije pobude i sistema turbinske regulacije. Predviđeno je da se na bazi tako određenih relevantnih parametara regulacionih sistema, izvrše odgovarajuće simulacije na realnom modelu EES Srbije, u njegovom širokom okruženju.

Prethodno rečeno objašnjava osnovne motive i razloge za nastanak ovog rada, u kome je izložen prilaz Instituta "Nikola Tesla" inkorporiranju primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti u program *PRSETECONT*, namenjen tačnijem praćenju prelaznih procesa relativno dužeg trajanja. Najpre je dat kraći prikaz aktuelnog stanja primarne, sekundarne i tercijarne regulacije u EES Srbije, a zatim i način inkorporiranja u metodologiju, odnosno odgovarajući računarski program za analize dinamičke sigurnosti EI. U završnom poglavlju rada, za slučaj EES Srbije u njegovom širokom okruženju, dati su neki od karakterističnih primera njegove praktične primene, sa posebnim osvrtom na funkcionisanje sekundarne i tercijarne regulacije.

## **2. Prikaz aktuelnog stanja primarne regulacije učestanosti i snage razmene EES Srbije**

### **2.1. Kraći osvrt na dosadašnju praksu EES Srbije, koja se odnosi na primarnu regulaciju učestanosti**

Kao što je poznato, ratna razaranja u Jugoslaviji su 1991. godine dovela do privremenog razdvajanja UCTE intrekonekcije na dve sinhronne zone. Fizičke veze EES SR Jugoslavije sa interkonekcijom UCPTTE su potpuno prekinute 26. septembra 1991. godine i od tada se nalazio u "ostrvu" sa EES Makedonije, Grčke i Albanije. Aprila 1994. godine, tom "ostrvu" se pridružuje EES Rumunije, a aprila 1996. godine i EES Bugarske. Nakon toga, uspostavljena je druga UCTE sinhrona zona (kako se tada zvanično nazivala interkonekcija balkanskih EES), koju su činili EES Srbije, Makedonije, Crne Gore, dela Republike Srpske, Rumunije, Bugarske, Grčke i Albanije, koja je funkcionisala sve do 10. oktobra 2004. godine, kada je izvršena njena uspešna rekonekcija sa glavnim delom UCTE interkonekcije.

U okolnostima "ostrva" bili su, između ostalog, posebno zaoštreni uslovi kvalitetnog odvijanja primarne regulacije učestanosti. Ti uslovi su se značajno poboljšali ulaskom EES Rumunije i Bugarske u zajednički sinhroni paralelni rad. Tome je prethodila izrada niza studija [23 - 25], u kojima je, u okviru analiza dinamičke sigurnosti, posebna pažnja bila posvećena analizi primarne regulacije učestanosti, u cilju preispitivanja zadovoljenja tadašnjih UCPTTE standarda i kriterijuma. Analize osetljivosti dobijenih rezultata na varijacije relevantnih regulacionih parametara, ukazivale su na realne mogućnosti daljeg unapređenja kvaliteta primarne regulacije učestanosti.

U toku priprema za rekonekciju sa glavnim delom UCTE interkonekcije, svi EES druge UCTE sinhronne zone, posvetili su maksimalnu pažnju poboljšanju kvaliteta primarne regulacije. U okviru EES Rumunije i Bugarske vršile su se intenzivne aktivnosti za osposobljavanje pojedinih agregata i njihovih regulacionih sistema u svetlu kriterijuma i zahteva, tada UCPTTE. To je urađeno najpre "deblokiranjem" turbinske regulacije, a zatim i adekvatnim izborom stalnih statizama i mrtvih zona u sistemima turbinske regulacije. Na taj način su zadovoljeni tadašnji kriterijumi, zahtevi i standardi interkonekcije UCTE u pogledu primarne regulacije učestanosti. Nakon izrade i usvajanja pomenutih studija, izvršeni su probni paralenog pogoni, uz izvođenje niza eksperimenata (ispadi pojedinih generatora u EES Srbije, Rumunije i Bugarske) [26-28]. Rezultati sprovedenih eksperimentalnih istraživanja u potpunosti su potvrdili rezultate pomenutih studija.

## 2.2. Faktori od uticaja na rad i kvalitet primarne regulacije učestanosti

Procena kvaliteta regulacije kako globalnog, tako i lokalnog, obavlja se analizom ponašanja učestanosti EES za vreme poremećaja, za šta su neophodne informacije vezane za vreme i mesto poremećaja, veličinu ispada, kao i tip poremećaja. Praćenjem poremećaja u interkonekciji i njihovom statističkom obradom, može da se stekne slika o valjanosti rada primarne regulacije i o potrebnim merama za njeno poboljšanje.

Globalne performanse sistema koje se posmatraju tokom poremećaja su: regulaciona energija i prividni statizam povezanog EES, odnosno interkonekcije. Regulaciona energija  $\lambda_u$  interkonekcije računa se prema narednoj relaciji:

$$\lambda_u = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (1)$$

gde je:

$\Delta P$  - promena aktivne snage koju izaziva poremećaj;

$\Delta f$  - odstupanje učestanosti interkonekcije u uspostavljenom kvazistacionarnom stanju, nastalo kao posledica nastalog poremećaja.

Prividni statizam interkonekcije računa se kao:

$$s = \frac{\Delta f / f}{\Delta P_u / P_u} \quad (2)$$

gde je:

$P_u$  - proizvedena snaga interkonekcije, u trenutku poremećaja;

$f$  - učestanost interkonekcije pre nastanka poremećaja.

U lokalne performanse koje se računaju u cilju provere lokalnog kvaliteta primarne regulacije pojedinog EES, odnosno regulacione oblasti, spadaju regulaciona energija regulacione oblasti i prividni statizam regulacione oblasti, pri čemu su izrazi za ove performanse analogni izrazima (1) i (2) za povezani EES, s tim što se posmatrane veličine odnose na sistem za koji se određuje kvalitet primarne regulacije.

Takođe, bitna veličina za određivanje kvaliteta lokalne regulacije učestanosti je i vreme angažovanja njene primarne regulacije u tretiranoj oblasti, koje bi trebalo da bude u skladu sa preporukama UCTE. Posmatrajući dinamičku promenu učestanosti od trenutka poremećaja u EES, do nastanka novog kvazistacionarnog stanja, odnosno tokom dejstva primarne regulacije učestanosti, evidentno je da na dinamiku promene učestanosti u prvom redu utiču:

- vrednost i vremenska promena neuravnoteženosti proizvodnje i potrošnje;
- kinetička energija akumulirana u obrtnim masama u EES-u;
- broj agregata koji su osposobljeni da učestvuju u primarnoj regulaciji učestanosti ("deblokirana" turbinska regulacija);
- veličina rezerve za primarnu regulaciju u EES-u i njena prostorna raspodela na aggregate;
- dinamičke karakteristike sklopa agregat, tj. blok - turbinski regulator.

Osnovni činioci koju utiču na vrednost odstupanja učestanosti u uspostavljenom kvazistacionarnom stanju su:

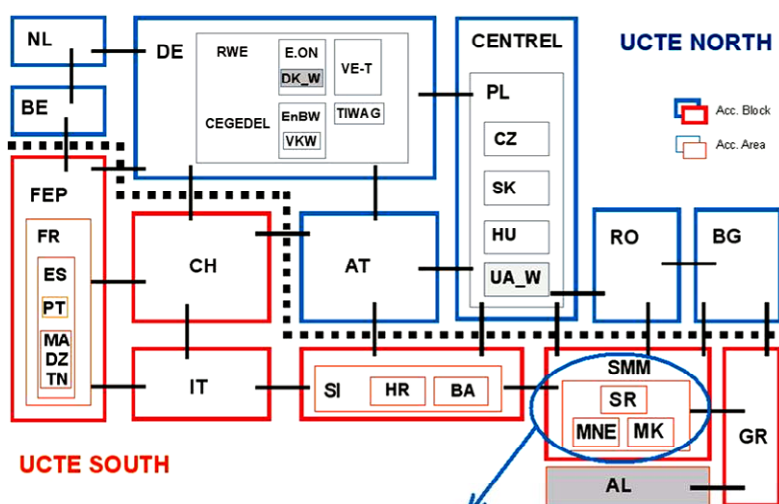
- vrednost statizama agregata angažovanih u primarnoj regulaciji;
- odnos agregata koji učestvuju i koji ne učestvuju u primarnoj regulaciji;
- odnos proizvedenih snaga u svim agregatima i nominalnih snaga agregata koji učestvuju u primarnoj regulaciji;
- osetljivost potrošnje na promenu učestanosti u sistemu.

U dokumentima [1, 2], u potpoglavlju 4.4. *Dodatni tehnički uslovi za generatorske jedinice*, u delu koji se odnosi na regulaciju frekvencije i snage razmene, odnosno primarnu regulaciju, definišu se zahtevi i uslovi, koji su od ključnog značaja za tok i kvalitet njenog odvijanja. Ti zahtevi i uslovi u potpunosti koincidiraju sa prethodno navedenim faktorima od uticaja na rad i kvalitet primarne regulacije učestanosti. Dalje, Pravilima o radu prenosnog sistema [1, 2], predviđeno je da JP EMS izrađuje godišnje izveštaje. Ovaj tehnički godišnji izveštaj namenjen je korisnicima prenosnog sistema i nadležnim institucijama, kao i stručnoj javnosti, i zato je ograničen samo na najinteresantnije podatke, pokazatelje i tendencije u radu prenosnog sistema. U okviru ovih izveštaja, daje se i osvrt na rad i kvalitet obavljanja primarne regulacije učestanosti.

### 3. Prikaz aktuelnog stanja sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene EES Srbije

#### 3.1. Kraći osvrt na dosadašnju praksu EES Srbije, koja se odnosi na sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene

Od 1991. godine EES Grčke, Albanije, Makedonije, Republike Srpske, Crne Gore i Srbije, usled oštećenja pojedinih 400 i 220 kV dalekovoda, bili su prinuđeni da rade u drugoj UCTE sinhronoj zoni. Istovremeno, dolazi do raspada JUGEL-ovog obračunskog i regulacionog bloka, koga su činili svi republički EES bivše SFRJ, kada dolazi i do formiranja dva nova regulaciona bloka. Prvi blok (EES Slovenije, Hrvatske i dela BiH) je nastavio da radi sa glavnim delom UCTE interkonekcije, dok je drugi, JIEL blok (EES Srbije, Makedonije, Crne Gore i Republike Srpske), radio u drugoj UCTE sinhronoj zoni. Dve UCTE zone su ponovo počele sinhrono da rade 10. oktobra 2004. godine.



Slika 1. Položaj SMM bloka unutar UCTE interkonekcije

Od formiranja JIEL bloka pa sve do 1. decembra 2007. godine njegov rad je koordinirao Elektroenergetski koordinacioni centar (EKC). Ova kompanija je nastala iz dispečerskog centra JUGEL-a, koji je koordinirao rad elektroenergetskih sistema republika SFRJ. Imajući u vidu da propisi UCTE nisu dozvoljavali kompaniji koja nije operator prenosnog sistema (TSO) da obavlja funkciju koordinacije rada bloka, početkom 2007. članice bloka su odlučile da tu funkciju preuzme JP Elektromreža Srbije, a da blok promeni ime u SMM (Serbia, Macedonia, Montenegro) regulacioni i obračunski blok. U dogovoru sa Biroom UCTE od 1. decembra 2007. godine, ime bloka se menja u SMM blok i JP EMS preuzima poslove koordinatora bloka od EKC. Na slici 1 [29], data je struktura i organizacija kontrolnih blokova i regulacionih oblasti u UCTE interkonekciji, sa koje se vidi i položaj SMM bloka.

## 3.2. Kraći opis načina rada SMM regulacionog bloka

### 3.2.1 Organizacioni aspekti

SMM regulacioni blok je nadležan za poslove propisane aktuelnim UCTE Operativnim priručnikom [4]. Ispunjenjem ovih zahteva, omogućeno je da EES Srbije, Crne Gore i Makedonije rade u UCTE interkonekciji. Deo poslova koji se odnose na rad regulacione oblasti, a neophodni su i za rad regulacionog bloka, obavljaju operatori prenosnog sistema (JP EMS, EPCG i MEPSO). Na osnovu dogovora, poslove operatora bloka preuzelo je JP EMS. Koordinator bloka planira rad bloka, vrši nadzor njegovog rada u realnom vremenu i obavlja obračune realizovanog rada, u skladu sa UCTE Operativnim priručnikom, čiji su zahtevi i standardi obavezujući za sve TSO članove UCTE asocijacije.

### 3.2.2 Regulacione greske oblasti

Svaka regulaciona oblast unutar interkonekcije dužna je da korišćenjem sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene u svakom trenutku održava sumu snaga razmene prema susednim EES i učestanost interkonekcije na planiranim vrednostima, odnosno sa tehnički prihvatljivim odstupanjima u odnosu na planirane vrednosti. U Dispečerskom centru (DC) svake "lokalne" regulacione oblasti se, na osnovu merenja, izračunava regulaciona greška oblasti ACE (Area Control Error), po sledećoj relaciji [29]:

$$ACE_k = (P_k - P_{k0}) + B_{fk} (f - f_0) \quad (3)$$

odnosno, u slučaju SMM regulacionog bloka:

$$ACE_{SMM} = (P_{SMM} - P_{SMM0}) + B_{fSMM} (f - f_0) \quad (4)$$

gde je:

- $ACE_k$  - regulaciona greška k-te regulacione oblasti (kompanije);
- $ACE_{SMM}$  - regulaciona greška SMM bloka;
- $P_k$  - trenutni total razmene aktivne snage sa susedima k-te oblasti;
- $P_{SMM}$  - trenutni total razmene aktivne snage sa susedima SMM bloka;
- $P_{k0}$  - plan razmene aktivne snage sa susedima k-te oblasti;
- $P_{SMM0}$  - plan razmene aktivne snage sa susedima SMM bloka;
- $B_{fk}$  - regulaciona konstanta k-te oblasti;
- $B_{fSMM}$  - regulaciona konstanta SMM bloka;
- $f$  - trenutna vrednost učestanosti interkonekcije;
- $f_0$  - referentna vrednost učestanosti interkonekcije.

Za svaku regulacionu oblast i blok postoji mogućnost da se regulaciona greška ACE sračunava na osnovu sledeća, tri moda rada:

- na osnovu učestanosti i snage razmene:  $ACE_k = (P_k - P_{k0}) + B_{fk} (f - f_0)$ ;
- samo na osnovu učestanosti:  $ACE_k = B_{fk} (f - f_0)$ ;
- samo na osnovu snage razmene:  $ACE_k = (P_k - P_{k0})$ .

Pri tome uvek važi da je  $B_{fMM} = \sum B_{fk}$ . Ako je u svim oblastima i za ceo SMM blok izabran isti mod rada, važi da je  $ACE_{SMM} = \sum ACE_k$ .



### 3.2.3 Regulacione greške elektrana uključenih u sekundarnu regulaciju

Regulaciona greška elektrane  $i$  ( $PCE_i$ ), uključene u sekundarnu regulaciju  $k$ -te regulacione oblasti (kompanije), sračunava se na sledeći način:

$$PCE_i = P_{bi} + k_i (\sum P_{ej} - \sum P_{bj} + ACE_k) - P_{ei} \quad (5)$$

pri čemu važi da je  $\sum PCE_i = ACE_k$ .

U relaciji (5), uvedene oznake imaju sledeća značenja:

$P_{ei}$  - trenutna vrednost električne snage  $i$ -te regulacione elektrane;

$P_{bi}$  - bazna snaga  $i$ -te regulacione elektrane;

$k_i$  - koeficijent učešća (participacije)  $i$ -te regulacione elektrane ( $\sum k_i = 1$ ); izraz u zagradi se odnosi na sve elektrane iz regulacione oblasti  $k$ .

Koeficijenti participacije regulacionih elektrana imaju značajan uticaj na kvalitet rada sekundarne regulacije. Stoga se oni određuju na bazi stvarnih proizvodnih mogućnosti regulacione elektrane.

U sadašnjem stanju u EES Srbije, mrežni regulator direktno šalje regulacione impulse na regulacione elektrane u celini, koje su isključivo hidroelektrane. U slučaju pomenutog planiranog uključivanja termoelektrana u sekundarnu regulaciju, mrežni regulator će direktno slati regulacione impulse na pojedinačne blokove, a ne na elektranu u celini.

### 3.2.4 Način organizacije rada SMM bloka

Saglasno iznetom u [30], u DC JP EMS postoje redundantni SCADA sistemi: tzv. "novi" (AREVA SCADA/EMS) i tzv. "stari" SCADA sistem. Na "starom" SCADA sistemu je implementirana, za potrebe koordinacije bloka, dodatna aplikacija koja računa regulacionu grešku SMM bloka i svake članice bloka. Svakom dispečerskom centru članici bloka prosleđuje se njena regulaciona greška i regulaciona greška bloka. Regulaciona greška crnogorske i makedonske oblasti se u dispečerskim centrima EPCG i MEPSO nezavisno računa i koristi za rad lokalne sekundarne regulacije, a regulacione greške oblasti koje se EPCG i MEPSO prosleđuju iz DC EMS su redundantni signal i koriste se kao osnovni signali u DC EPCG i MEPSO. Regulaciona greška JP EMS, koja se takođe izračunava na aplikaciji implementiranoj za potrebe koordinacije bloka na "starom" SCADA sistemu se, "u lokalu" prosleđuje u "novi" SCADA sistem koji na osnovu izračunate greške generiše impulse koje šalje na regulacione elektrane u EES Srbije.

### 3.2.5 Ograničenja u radu sekundarne regulacije

Da bi se regulaciona greška oblasti anulirala, na elektrane uključene u sekundarnu regulaciju, iz DC kontrolne oblasti šalju se regulacioni impulsi (više/niže). Ti impulsi se pomoću lokalne regulacione opreme "uvode" u regulatore aktivne snage generatora, uključenih u sekundarnu regulaciju. Time se automatski reguliše odata snaga, a samim tim i ukupna proizvodnja u regulacionoj oblasti.

U slučaju SMM regulacionog bloka, regulacioni impulsi se generišu kada je  $ACE > \pm 10 \text{ MW}$ . Na osnovu regulacione greške generatora uključenih u sekundarnu regulaciju ( $PCE_i$ ), generišu se regulacioni impulsi više/niže. Uslov za izdavanje regulacionih impulsa prema  $i$ -toj jedinici je da je greška  $ACE$  veća od zadate minimalne vrednosti (u našem slučaju to je 10 MW) i da je regulaciona greška jedinice  $PCE_i$  istog znaka kao i regulaciona greška  $ACE$ . Ukoliko je  $ACE$  veća od  $\pm 200 \text{ MW}$ , dolazi do pauziranja rada AGC  $i$ , ako to traje više od 60 sekundi, rad AGC se suspenduje. Ako je AGC suspendovan, aktivira se ručnom akcijom dispečera, a ako je pauziran, aktivira se automatski nakon povratka  $ACE$  u dozvoljeni opseg, ako pauza trajala manje od 60 sekundi. Dakle, da bi se omogućio povratak  $ACE$  u dozvoljeni opseg, neophodne su dispečerske akcije.

### 3.3. Faktori od uticaja na rad i kvalitet sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene

Na rad i kvalitet sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene, sledeći faktori su od najvećeg uticaja:

- veličina i prostorna raspodela rezerve sekundarne regulacije;
- brzina aktiviranja rezerve sekundarne regulacije;
- konstanta sekundarne regulacije;
- vrednosti relevantnih regulacionih parametara agregata;
- parametri mrežnog regulatora;
- koeficijenti participacije regulacionih agregata;
- brzina i pouzdanost prenosa podataka;
- kvalitet i pouzdanost telemerenja.

Neophodna rezerva u sekundarnoj regulaciji izračunava se na mesečnom nivou, na osnovu procedure date u aktuelnom Operativnom priručniku UCTE [4]. Minimalna rezerva sekundarne regulacije  $R$  (u MW) izračunava se na osnovu sledeće formule UCTE:

$$R = (a \cdot L_{\max} + b^2)^{1/2} - b \quad (6)$$

gde je:

$a, b$  - konstante, čije vrednosti iznose 10 MW i 150 MW, respektivno;

$L_{\max}$  - maksimalna predviđena snaga potrošnje (u MW) u regulacionoj oblasti.

Sekundarne regulacione konstante propisuje, odnosno određuje regionalna grupa *System Frequency* za celu interkonekciju *Continental Europe*, na godišnjem nivou. Na primer, za 2010. godinu, regulaciona konstanta Srbije iznosila je 389 MW/Hz. Vrednosti sekundarnih regulacionih konstanti se ne usklađuju sa vrednostima primarnih regulacionih konstanti, kao ni sa načinom rada sekundarne regulacije SMM bloka (pluralistički, hijerarhiski ili autonomni).

U sadašnjem stanju, koeficijent proporcionalnog dejstva mrežnog regulatora EES Srbije iznosi 0.5, vremenska konstanta integralnog dejstva je 200 s, dužina impulsa iznosi 500 ms, a interval slanja impulsa je 4 s.

## 4. Prikaz aktuelnog stanja tercijarne regulacije učestanosti EES Srbije

### 4.1. Uvodne napomene

Po aktuelnoj i važećoj definiciji [5], tercijarna regulacija učestanosti, po svom karakteru spada u kategoriju dispečerskih akcija, jer se aktivira usmenim nalogima operativnog osoblja. Osnovni cilj je oslobađanje opsega sekundarne regulacije tokom normalnog rada EES, ali i kao pomoć sekundarnoj regulaciji posle većih poremećaja u EES.

U slučaju SMM regulacionog bloka, ukoliko je regulaciona greška ACE veća od  $\pm 200$  MW dolazi do pauziranja rada AGC, i ako to traje duže od 60 s, rad AGC se suspenduje. Ako je AGC suspendovan, ponovo se aktivira "ručnom" akcijom dispečera. Ako je pauziran, aktivira se automatski nakon povratka ACE u dozvoljeni opseg, a da ta pauza nije trajala više od 60 sekundi. Dakle, povratak ACE u dozvoljeni opseg zahteva dispečerske akcije, odnosno tercijarnu regulaciju učestanosti.

Tercijarna regulacija se koristi i za otklanjanje zagušenja u prenosnoj mreži (redispečing). Jedan od karakterističnih primera je pokretanje TE-TO Zrenjanin nakon kvara transformatora u TS Zrenjanin 2 2008. godine, koji je ugrozio sigurnost snabdevanja potrošača u tom delu Srbije [31].

### 4.2. Faktori od uticaja na tok i kvalitet tercijarne regulacije učestanosti

Na tok i kvalitet tercijarne regulacije učestanosti utiču sledeći faktori, koji su precizno definisani u [1]:

- propisana veličina tercijarne rezerve za "podizanje" snage (u nas, to je 450 MW);
- propisana veličina tercijarne rezerve za "spuštanje" snage (150 MW);
- propisano vreme sinhronizacije na prenosnu mrežu svih hidrogenatora (manje od 15 minuta nakon prijema odgovarajućeg naloga);
- propisano vreme sinhronizacije na prenosnu mrežu svih motora u pumpnim postrojenjima, odnosno hidrogenatora sa mogućnošću reverzibilnog rada (manje od 15 minuta u oba režima rada nakon prijema odgovarajućeg naloga);
- sposobnost rada svakog generatora sa sniženom proizvodnjom aktivne energije.

Minimalni iznos ove proizvodnje za koji se garantuje stabilan rad generatora, tzv. tehnički minimum  $P_{\min}$  mora zadovoljiti sledeće vrednosti [1]:

- za hidrogenatore nominalne snage  $P_{\text{nom}} \leq 200$  MW:  $P_{\min} \leq 0,5 P_{\text{nom}}$ ;
- za hidrogenatore čija je  $P_{\text{nom}} > 200$  MW:  $P_{\min} \leq 0,65 P_{\text{nom}}$ ;
- za turbogeneratore gde je pogonsko gorivo ugalj:  $P_{\min} \leq 0,7 P_{\text{nom}}$ ;
- za turbogeneratore na gas ili mazut:  $P_{\min} \leq 0,6 P_{\text{nom}}$ .

## 5. Inkorporiranje primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti u analize dinamičke sigurnosti

### 5.1. Osnovne karakteristike računarskog programa *PRSETECONT*

Računarski program *PRSETECONT* (*PR*imary, *SE*condary and *TE*rtialy *CON*Trol), razvijen u Institutu "Nikola Tesla", namenjen je za strože praćenje *prelaznih procesa relativno dugog trajanja*. Njegov razvoj je podstaknut potrebama već pomenute studije "*Sistemske parametri regulacije pobude i turbinske regulacije u elektranama EPS-a (faza I)*", čija je izrada u toku. Baziran je na metodologiji koja na konsekventan i kontinualni način prati i sagledava rad i efekte, najpre primarne regulacije napona i učestanosti, a zatim i rad i efekte sekundarne regulacije učestanosti i snaga razmene. U slučaju blokade rada sekundarne regulacije, sagledavaju se rad i efekti tercijarne regulacije.

U razvoju računarskog programa *PRSTEECONT* korišćen je deo mogućnosti koje pružaju računarski programi *STATNTC* [32] i *PRIMCONT* [19, 33] uz njegova dalja proširenja i unapređenja. Ona se prvenstveno odnose na inkorporiranje znatno složenijeg modela termopostrojenja za analize dugotrajne dinamike [34]. Taj model sadrži znatno detaljniji model parnog kotla i sistema njegove regulacije, uključujući i model sopstvene potrošnje termoelektrane, koja ima neposredni uticaj na rad kotla. Razvijeni model termopostrojenja omogućuje sagledavanje uloge i efekata termopostrojenja uključenih u automatsku sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene. Izvršeno je inkorporiranje sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti i snage razmene, respektujući postojeće stanje u EES Srbije.

### 5.2. Inkorporiranje primarne regulacije učestanosti

Funkcije primarne regulacije učestanosti, u okviru računarskog programa *PRSETECONT*, obavljaju se saglasno mogućnostima i karakteristikama pomenutog računarskog programa *PRIMCONT* [19, 33], čija je bitna karakteristika povezana sa striktnim respektovanjem same fizičke prirode i toka odvijanja analiziranog elektromehaničkog prelaznog procesa. Konsekventno se modeluje kratkotrajni dinamički proces, nastao neposredno nakon pojave debalansa, u kome dominira individualna dinamika sinhronih mašina, kao i dalji tok prelaznog stanja, u kome je već uspostavljena jedinstvena učestanost EES. Prelazak sa jedne vrste dinamike na drugu, različitih po karakteru i trajanju, obavlja se automatski, po zadovoljenju unapred zadatih kriterijuma.

### 5.3. Inkorporiranje sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene

Funkcije sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene, obuhvaćene su u posebnom modulu (*SECC - SE*condary *CON*trol) računarskog programa *PRSETECONT*. Pri tom je u potpunosti uvažena činjenica da je EES Srbije deo UCTE / ENTSO - E *SMM* regulacionog bloka, čiji je koordinator EMS.

Ulazni podaci za potrebe analiza sekundarne regulacije formiraju se u posebnim datotekama, koje sadrže sve potrebne podatke o regulacionim oblastima u razmatranoj interkonekciji i regulacionim elektranama u njima. Specificira se način organizacije rada sekundarne regulacije, definišu se vrednosti konstanti sekundarne regulacije i parametri mrežnih regulatora. Dalje, specificiraju se sva ograničenja u radu sekundarne regulacije (potpoglavlje 3.2.5).

Za regulacione elektrane, definišu se bazne snage, koeficijenti participacije i pojačanja aktuatora, uz napomenu da su vrednosti relevantnih regulacionih parametara (veličine mrtve zone i statizma turbinskih regulatora) sadržane u posebnoj datoteci, koja se odnosi na sve angažovane generatore.

Već je bilo naglašeno da na rad i kvalitet AGC bitno utiču veličina i prostorna raspodela rezerve sekundarne regulacije i brzina njenog aktiviranja. Zbog toga, koeficijenti participacije regulacionih elektrana  $k_i$  (sem unapred zadatih vrednosti), po želji korisnika, mogu da se sračunavaju na sledeći način:

$$k_i = p_{ri} (RO_i / \sum RO_i) + p_{bi} (BR_i / \sum BR_i) \quad (7)$$

gde je:

- $RO_i$  - regulacioni opseg  $i$ -te regulacione elektrane;
- $p_{ri}$  - ponder, asociran regulacionom opsegu  $i$ -te regulacione elektrane;
- $p_{bi}$  - ponder, asociran brzini aktiviranja rezerve sekundarne regulacije  $i$ -te regulacione elektrane;
- $BR_i$  - brzina aktiviranja rezerve  $i$ -te regulacione elektrane;
- $\sum RO_i$  - suma regulacionih opsega u regulacionoj oblasti;
- $\sum BR_i$  - suma brzina aktiviranja rezerve u regulacionoj oblasti.

Da bi bio ispunjen neophodni uslov  $\sum k_i = 1$ , potrebno je da budu uslovi  $\sum p_{ri} = 1$  i  $\sum p_{bi} = 1$ . Tako je omogućen znatno selektivniji način specificiranja koeficijenata participacije regulacionih elektrana, saglasno raspoloživom regulacionom opsegu i brzini promene snage.

Za razmatrano stanje interkonekcije koja se analizira, najpre se utvrđuje da li je ostvarena neophodna rezerva u sekundarnoj regulaciji R, saglasno prethodno datoj relaciji (6), i to se registruje u posebnoj izlaznoj datoteci.

U računarskom programu *PRSETECONT* omogućeno je tretiranje *pluralističkog, hijerarhijskog* i *autonomnog* načina organizacije rada sekundarne regulacije u SMM bloku. Po izboru načina rada, regulacione greške se formiraju saglasno iznetom u potpoglavlju 3.2.4. Regstruju se sva dostignuta ograničenja u radu sekundarne regulacije, definisana u potpoglavlju 3.2.5.

Računarski program *PRSETECONT* ima mogućnost obuhvatanja interkonekcija sa 10 000 čvorova, 30 000 grana, 2 000 generatora, 4 000 transformatora i 200 regulacionih basena. Omogućen je interaktivni rad, razvojem posebne aplikacije za unos podataka i za grafički prikaz dobijenih rezultata. Korisniku je omogućeno da, za specificirani vremenski period praćenja prelaznog procesa, prati promene aktivne i reaktivne snage i struje na odabranim elementima, napona na odabranim čvorovima, jedinstvene učestanosti razmatrane interkonekcije i uglova odabranih generatora. Dalje, omogućeno

je praćenje ukupnih električnih i mehaničkih snaga i debalansa na nivou razmatrane interkonekcije, ukupnih električnih i mehaničkih snaga, debalansa i rotacione rezerve na nivou EES od interesa (EES Srbije), ukupnih električnih i mehaničkih snaga i debalansa na nivou susednih EES i ukupnih gubitaka aktivne snage.

Korisniku je omogućeno da prati rad i funkcionisanje AGC, preko izlaznih datoteka u kojima se registruju svi relevantni pokazatelji. Ujedno, omogućena je pregledna grafička interpretacija njenog rada, praćenjem promena snage razmene i regulacione greška regulacionog SMM bloka, snaga razmene i regulacionih grešaka svih regulacionih basena u interkonekciji, električnih i mehaničkih snaga i regulacionih grešaka regulacionih elektrana u SMM bloku.

Rad računarskog programa *PRSETECONT* se završava u slučaju regulacionog rada AGC i njegovog prirodnog završetka, ukoliko postoji dovoljna regulaciona rezerva. Po želji korisnika, odvijanje programa se može zaustaviti u slučaju kada je iscrpljena postojeća regulaciona rezerva, a regulaciona greška nije neutralisana, kao i u slučaju blokade rada AGC. U oba ova slučaja bila bi neophodna tercijarna regulacija. Takođe, po želji korisnika, u oba slučaja, moguć je dalji rad programa, automatskim uključenjem modula, koji obavlja tercijarnu regulaciju učestanosti.

#### 5.4. Inkorporiranje tercijarne regulacije učestanosti

Funkcije tercijarne regulacije učestanosti i snage razmene, obuhvaćene su posebnim modulom (*TERTiary Control*) programa *PRSETECONT*. U potpunosti je uvaženo da ova regulacija spada u kategoriju dispečerskih akcija. Modelovanje tercijarne regulacije je pretstavljalo veliki izazov, ali i veliku inspiraciju za autore unapređenog računarskog programa *PRSETECONT*. U razvoju modula *TERC*, u potpunosti su respektovani zahtevi iz dokumenta [1], koji se odnose na ovu vrstu regulacije.

Za razmatrano stanje, najpre se utvrđuje se da li su ostvarene propisane rezerve (za "podizanje" (450 MW) i "spuštanje"(150 MW) snage), definisane u [1], i to se registruje u posebnoj izlaznoj datoteci. U posebnoj ulaznoj datoteci, specificiraju se *dve* grupe generatora, koji će se nalaziti u pripremi za učešće u tercijarnoj regulaciji. *Prvu* grupi čine angažovani generatori, a *drugu* generatori koji nisu u pogonu. Za sve njih se specificira indeks prioriteta, na bazi kojih se formira redosled aktiviranja.

Za *prvu* grupu, listu prioriteta može da definiše korisnik ili da se ona utvrđuje na bazi veličina faktora  $k_{tri}$ , koji se izračunava na sledeći način:

$$k_{tri} = p_{ri} (RR_i / \sum RR_i) + p_{bri} (BRR_i / \sum BRR_i) \quad (8)$$

gde je:

- $RR_i$  - rotaciona rezerva  $i$ -te elektrane;
- $p_{bri}$  - ponder, asociran brzini aktiviranja rotacione rezerve  $i$ -te elektrane;
- $p_{ri}$  - ponder, asociran rotacionoj rezervi  $i$ -te elektrane;

$BRR_i$  - brzina aktiviranja rotacione rezerve  $i$ -te elektrane;  
 $\sum RR_i$  - suma rotacionih rezervi u EES od interesa;  
 $\sum BRR_i$  - suma brzina aktiviranja rotacione rezerve u EES od interesa.

Veličine rotacionih rezervi se utvrđuju u momentu blokade rada AGC, kada je jasno da je neophodna tercijarna regulacija. Modul TERC se automatski uključuje kada se tokom praćenja prelaznog stanja i regularnog rada AGC utvrdi da regulaciona greška nije u potpunosti neutralisana ili kada je došlo do suspenzije rada AGC.

## **6. Praktični primeri primene računarskog programa *PRSETECONT***

### **6.1. Polazno stanje razmatrane interkonekcije i parametri primarne i sekundarne regulacije**

Testiranje unapređenog softvera *PRSETECONT* obavljeno je na regionalnom modelu mreže, koji uključuje EES Srbije, Crne Gore, Bosne i Hercegovine, Hrvatske, Mađarske, Makedonije, Rumunije, Bugarske, Grčke i Albanije. Za eksterne EES, modelovana je mreža naponskih nivoa 400 i 220 kV, a za Grčku i relevantni delovi mreže na naponskom nivou 150 kV. Za EES Srbije, modelovana je kompletna mreža naponskih nivoa 110, 220 i 400 kV. Izvršeno je i odgovarajuće modelovanje ostatka interkonekcije UCTE.

Razmatrana su dva realna stanja EES Srbije u pogledu nivoa opterećenja, saglasno podacima o 15-to minutnim opterećenjima i angažovanju agregata, dobijenim od EMS Srbije (maksimalno stanje, 31. decembar 2010. godine u 17:30 h i minimalno stanje, 2. maj 2010. godine u 04:15 h). Razmatrana su i maksimalna i minimalna stanja, koja se očekuju 2015. i 2020. godine.

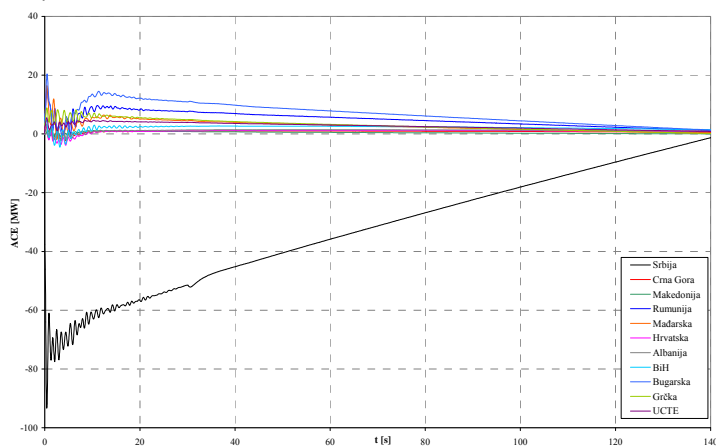
Za maksimalno stanje (31 decembra 2010. godine), ukupna snaga potrošača EES Srbije, na naponskom nivou 110 kV je iznosila 7 610 MW. Ukupna snaga angažovanih generatora, na naponskim nivoima 400, 220 i 110 kV, je iznosila 6 489 MW, a ukupni gubici aktivne snage, 201 MW. Nedostatak snage u EES Srbije od 1 322 MW je "dolazio" iz EES Rumunije (800 MW) i Bugarske (522 MW). Rezerva angažovanih turbogeneratorsa je 672 MW, a angažovanih hidrogeneratorsa 361 MW (ukupno 1 033 MW).

Saglasno formuli UCTE (6), za razmatrano maksimalno stanje, zahtevana vrednost minimalne rezerve sekundarne regulacije  $R$  je iznosila 165.2 MW. Sa uključenjem u sekundarnu regulaciju po dva agregata u HE Đerdap 1 i HE B. Bašta, raspoloživa sekundarna rezerva ("podizanje" snage) iznosila je 153. MW. Dakle, za zadovoljenje zahteva (6), nedostajalo bi svega 11.6 MW. Koeficijenti participacije za dva agregata u HE Đerdap 1 su iznosili po 0.30, a za dva agregata u HE B. Bašta, po 0.20. Dalje, za razmatrano stanje, regulaciona konstanta Srbije iznosila je 389 MW/Hz. Koeficijent proporcionalnog dejstva mrežnog regulatora EES Srbije je iznosio 0.5, vremenska konstanta integralnog dejstva 200 s, dužina impulsa 500 ms, a interval slanja impulsa 4 s.

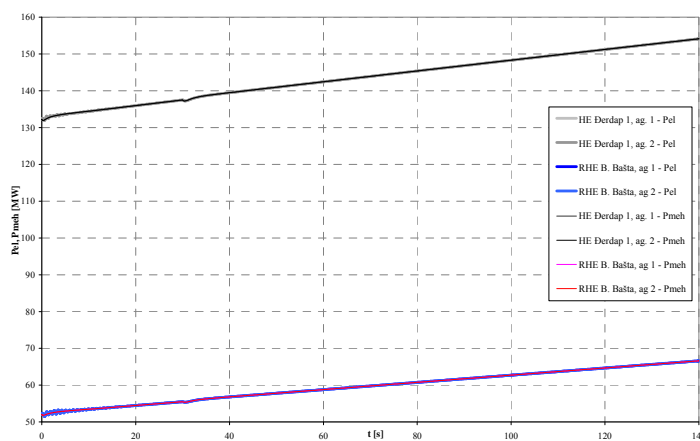
## 6.2. Primer regularnog rada sekundarne regulacije

Sekundarna regulacija predstavlja naknadno, superponirano dejstvo na primarnu regulaciju, sa osnovnim ciljem eliminacije statičke greške učestanosti i/ili snaga razmene. Njena osnovna namena je da radi u regularnom modu. Pod tim terminom, podrazumeva se njen nesmetani rad, u kome neće dolaziti do pauziranja, a pogotovu suspenzije tog rada.

Kao karakterističan primer za to je praćenje njenog rada nakon simultanog povećanja ukupne snage potrošača u EES Srbije za 1.0 % (76.1 MW i 19.4 Mvar). Neki od rezultata, za *autonomni* način rada SMM regulacionog bloka, daju se na slikama 2, 3 i 4. Slika 2 prikazuje promene regulacionih grešaka EES u razmatranoj interkonekciji (ACE). Promene električnih ( $P_e$ ) i mehaničkih ( $P_m$ ) snaga regulacionih elektrana u EES Srbije daju se na slici 3, a slika 4 daje promene regulacionih grešaka regulacionih elektrana u EES Srbije (PCE).

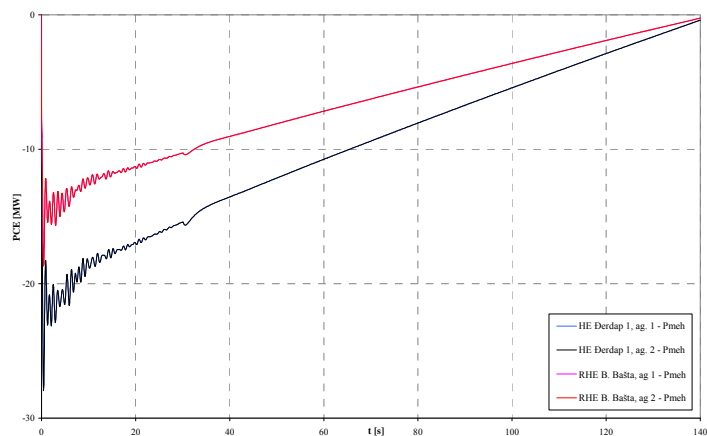


Slika 2. Promene regulacionih grešaka EES u razmatranoj interkonekciji



Slika 3. Promene električnih i mehaničkih snaga regulacionih elektrana u EES Srbije



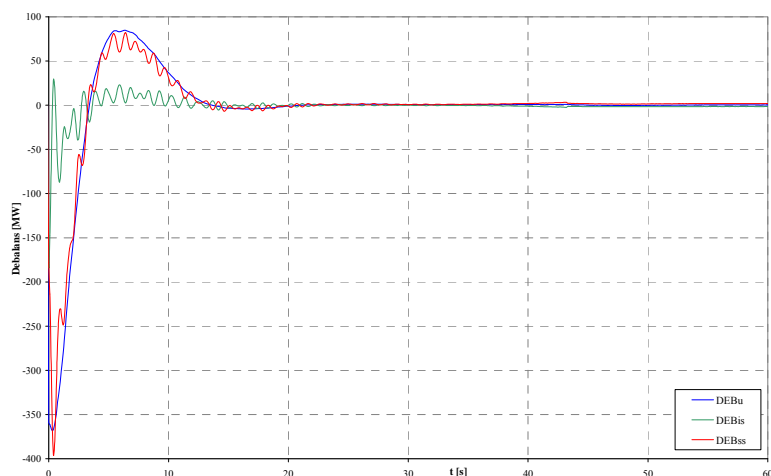


Slika 4. Promene regulacionih grešaka regulacionih elektrana u EES Srbije

Rezultati prikazani na slikama 2, 3 i 4, u potpunosti koincidiraju sa činjenicom da su, za razmatrani slučaj, bili u potpunosti ostvareni potrebni i dovoljni uslovi za nesmetani rad AGC, tako da njihov posebni komentar nije neophodan.

### 6.3. Primer blokade rada sekundarne regulacije

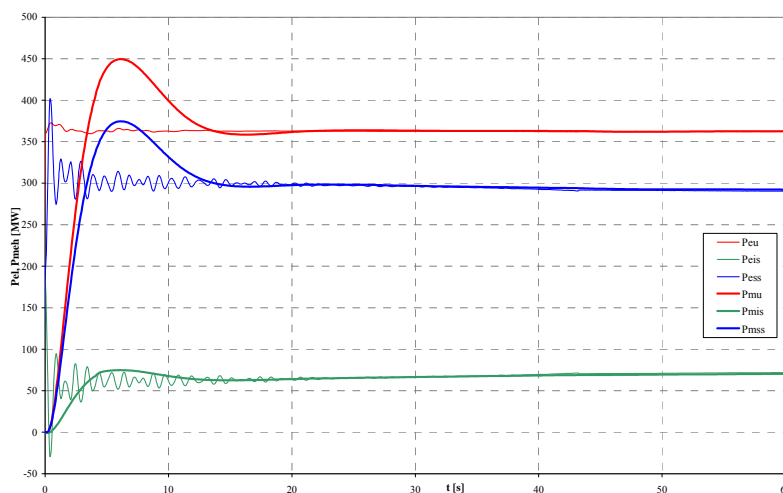
Kao karakterističan primer za blokadu rada sekundarne regulacije je slučaj ispada generatora u TE Nikola Tesla B1, opterećenog sa 350.0 MW i 142.7 Mvar. Rad AGC, sa prethodno opisanim karakteristikama i načinom rada, počinje da pauzira nakon 0.10 s od nastanka poremećaja, a nakon isteka 60.10 s, došlo bi i do blokade toga rada. Izabrana je opcija rada *PRSETECONT*, pri kojoj se, po konstataciji blokade, zaustavlja njegov dalji rad.



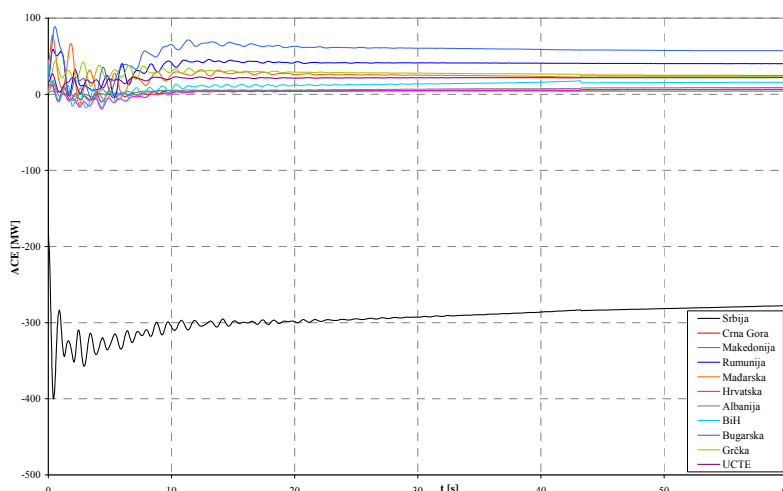
Slika 5. Promene debalansa u razmatranj interkonekciji

Neki od karakterističnih rezultata grafički su interpretirani na slikama 5, 6 i 7. Slika 6 daje promene ukupnog debalansa aktivne snage na nivou interkonekcije ( $DEB_u$ ), debalansa na nivou EES Srbije ( $DEB_{is}$ ) i debalansa na nivou susednih EES ( $DEB_{ss}$ ). Slika 6 prikazuje promene ukupnih električnih i mehaničkih snaga, na nivou razmatrane interkonekcije ( $P_{eu}$ ,  $P_{mu}$ ), EES Srbije ( $P_{eis}$ ,  $P_{mis}$ ) i susednih EES ( $P_{ess}$ ,  $P_{mss}$ ). Promene regulacionih grešaka EES u razmatranoj interkonekciji (ACE) daju se na slici 7.

Rezultati prikazani na slikama 5, 6 i 7 na pregledan način ilustruju samu "fiziku" analiziranog prelaznog procesa, u kome dominiraju (pozitivni) efekti primarne regulacije učestanosti razmatrane interkonekcije. Ujedno, ti rezultati ukazuju na neophodnost aktiviranja tercijarne regulacije EES Srbije. A jedan od načina njenog aktiviranja je predmet narednog teksta.



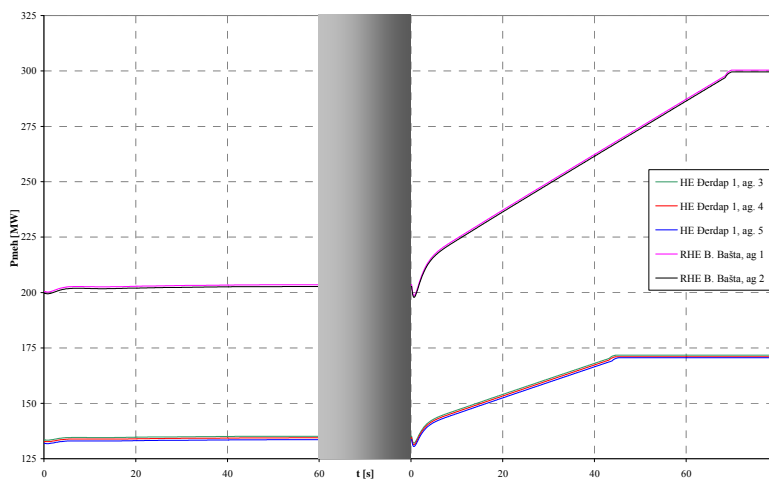
Slika 6. Promene ukupnih električnih i mehaničkih snaga u razmatranoj interkonekciji



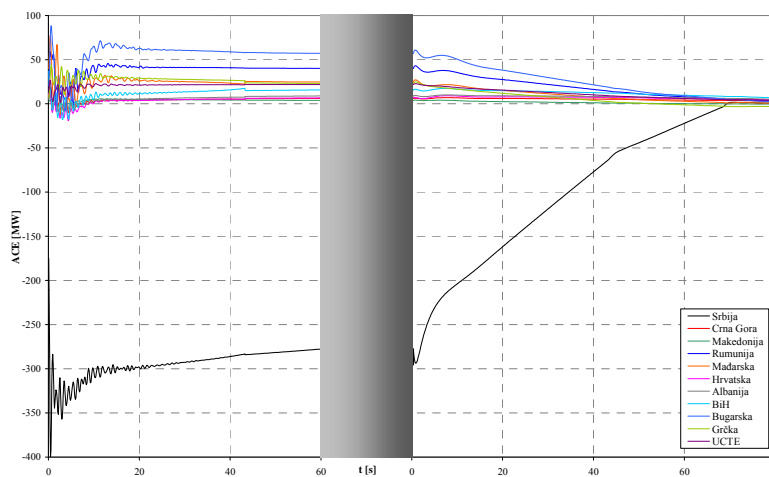
Slika 7. Promene regulacionih grešaka EES u razmatranoj interkonekciji

#### 6.4. Primer aktiviranja tercijarne regulacije

Za prethodno razmatrani slučaj ispada generatora u TE Nikola Tesla B1, izabrana je opcija rada *PRSETECONT*, pri kojoj se njegov rad dalje nastavlja, po konstataciji blokade rada AGC, kada se modul TERC automatski uključuje. U trenutku blokade, nekompezovana regulaciona greška EES Srbije je iznosila -295.99 MW, vrednost koja inicira koliko je potrebno da se u tercijarnoj regulaciji "podigne" snaga generisanja u EES Srbije. U ovom primeru, za te svrhe unapred su specificirani generatori koji su već bili angažovani. U pitanju su generatori 3, 4 i 5 u HE Đerdap 1 i oba generatora u RHE B.Bašta, sa ukupnom rotacionom rezervom od 303.78 MW, što je za 7.80 MW više od utvrđene nekompezovane regulacione greške.



Slika 8. Promene mehaničkih snaga generatora koji učestvuju u tercijarnij regulaciji



Slika 9. Promene regulacionih grešaka EES u razmatranoj interkonekciji, uključujući i period aktiviranja tercijarne regulacije učestanosti

Na slici 8 su prikazane promene mehaničkih snaga generatora koji učestvuju u tercijarnoj regulaciji, a na slici 9 promene regulacionih grešaka EES u razmatranoj interkonekciji. Na slikama je ponovljen prelazni proces do blokade rada AGC, a naznačena je na odgovarajući način pauza, koja bi odgovarala vremenskom periodu potrebnom za dodatno angažovanje pomenutih generatora. Iza te pauze, daju se efekti njihovog aktiviranja.

Rezultati prikazani na slikama 8 i 9, imali su za cilj da na pregledan način omoguće, najpre sagledavanje same "fizike" analiziranog prelaznog procesa, u kome dominiraju (pozitivni) efekti tercijarne regulacije učestanosti EES Srbije, a zatim i sagledavanje finalnih efekta ove regulacije. Naravno, u pitanju je bio samo jedan od scenarija aktiviranja tercijarne regulacije EES Srbije, od niza mogućih, koje pruža računarski program *PRSETECONT*.

## 6.5. Zaključne napomene

Odabrani praktični primeri nisu imali pretenziju da budu u funkciji neposrednog i celovitog rešavanja problematike primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti EES Srbije, čije rešavanje se redovno i profesionalno obavlja u okviru odgovarajućih stručnih službi JP EMS. Primeri su, u prvom redu, birani tako, da se najpre sagleda "fizika" ovih vrsta regulacije, koje se obavljaju u kontinuitetu, a zatim, da se izlože karakteristike i mogućnosti računarskog programa *PRSETECONT* sa novim modulima SECC i TERC. Inače, ovaj računarski program tek čekaju pravi izazovi i iskušenja u okviru prethodno pomenute studije, koja se radi za potrebe Elektroprivrede Srbije, uz prethodno utvrđivanje i overe strukture i parametara turbinske regulacije.

## 7. Zaključci

U radu je prikazan jedan od načina modelovanja primarne, sekundarne i tercijarne regulacije učestanosti, koje se obavljaju u prirodnom i logičnom kontinuitetu, u okviru analiza dinamičke sigurnosti elektroenergetskih interkonekcija. Funkcije sekundarne regulacije učestanosti i snage razmene i tercijarne regulacije učestanosti, obuhvaćene su posebnim modulima računarskog programa *PRSETECONT*. Pri tome je u potpunosti uvažena činjenica da je EES Srbije deo UCTE / ENTSO - E SMM regulacionog bloka, čiji je koordinator EMS. Na primerima jednog ostvarenog maksimalnog stanja EES Srbije, u njegovom širokom okruženju, ilustrovane su neke od karakteristika i mogućnosti razvijenog računarskog programa.

## Literatura

- [1] "Pravila o radu prenosnog sistema", Elektromreža Srbije, Verzija 1.0, april 2008.

- [2] "Pravila o radu prenosnog sistema" JP EMS, Dokumentat: Izmene i dopine", Službeni glasnik Republike Srbije br. 3/2012. od 18.01.2012.
- [3] "UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; A. Primary Control", Final Version (approved by SC on 19 March 2009)
- [4] "UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; B. Secondary Control", Final Version (approved by SC on 19 March 2009)
- [5] "UCTE Operation Handbook, Policy 1: Load-Frequency Control and Performance; C. Tertiary Control", Final Version (approved by SC on 19 March 2009)
- [6] M. Čalović, *Regulacija elektroenergetskih sistema; Tom 1-Regulacija učestanosti i aktivnih snaga*, Elektrotehnički fakultet Univerziteta u Beogradu, 1997.
- [7] M. Okamura et al., "A New Power Model and Solution Method Including Load and Generator Characteristics and Effects of System Control Devices", *IEEE Trans. on Power App. Syst.*, Vol. PAS-94, No. 3, May/June 1975., pp. 1072-1049.
- [8] D. P. Popović, "An Efficient Methodology for Steady-State Security Assessment of Power Systems", *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 10, No. 2, April 1988., pp. 110-116.
- [9] V. A. Venikov. i dr., *Metodika proračuna stabilnosti automatizovanih elektroenergetskih sistema* (knjiga na ruskom), Viša škola, Moskva, 1966.
- [10] S. A. Sovalov. i dr, *Eksperimentalno ispitivanje režima elektroenergetskih sistema* (knjiga na ruskom), "Energomizdat", Moskva, 1985.
- [11] P. M. Anderson, M. Mirheydar, "A Low-order System Frequency Response Model", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.5, No.3, August 1990., pp. 720-729.
- [12] D. P. Popović, S. V. Mijailović, "Brza evaluacija dinamike promene učestanosti EES-a u procesu njene primarne regulacije" *Elektroprivreda*, br. 1, 1996., str. 3-12.
- [13] D. P. Popović, S. V. Mijailović, "Fast Evaluation of Dynamic Changes of the Electric Power Systems Frequency during Primary Control", *International Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 19, No. 8, November 1997., pp. 525-532.
- [14] D. P. Popović, "Jedna metoda za brzu ocenu toka i efekata primarne regulacije učestanosti elektroenergetskih interkonekcija", *Elektroprivreda*, br.2, 2001., str.3-15.
- [15] E. S. Lukašov i dr., *Dugotrajni prelazni procesi u elektroenergetskim sistemima* (knjiga na ruskom), Izd. "Nauka", Novosibirsk, 1985.
- [16] "Long Term Power System Dynamic", phase I, II and III, EPRI Projects, Respectively 90-7-0, June, 1974, 761-1, February, 1977 and 764-2, May, 1982.

- [17] G. Pioger, G. Testud, "Etude du comportement dynamique du reseau sur des temps longs. Application au réglage fréquence - puissance", *E.D.F. Bulletin de la Direction des Etudes et Recherches - Serie B*. No.1, 1978., pp. 5-60.
- [18] M. Stubbe et al., "Stag - A New Unified Software Program for Study of the Dynamic Behaviour of Electrical Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-4, No.1, February 1989., pp. 129-138.
- [19] D. P. Popović, S. V. Mijailović, "An Efficient Methodology for the Analysis of Primary Frequency Control of Electric Power System", *Int. Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 22, 2000., pp 331-341.
- [20] "PSS/E-28 (Power System Simulator for Engineering)", Power Technologies, Inc., November 2001.
- [21] "User's Manual, DlgSILENT Power Factory Version 14", DlgSILENT, GmbH, Gomaringen, Germany, 2008.
- [22] G. Jakupović, N. Čukalevski, Lj Mihajilović, Z. Karač, N. Samardžić, N. Obradović, M. Đurđević M., "Postupak uvođenja termoagregata TENT A u sistem sekundarne regulacije frekvencije i snage razmene", *Međunarodna konferencija Energetika 2011*, Zlatibor, 22.03-25.03. 2011.
- [23] "Study for the Realization of Parallel and Synchronous Operation of the Power System of Bulgaria with the Power System of Greece and Former Yugoslavia within the UCPTTE, Part IV: Steady-State Stability, Transient Stability and Primary Frequency Control Analysis for the Year 1995", Nikola Tesla Institute, Belgrade, January, 1993.
- [24] "Technical and Energy Aspects of Parallel Synchronous Operation of the Romanian Electric Power System RENEL within the European Electric Power Systems Interconnection UCPTTE, Part IV: Transient Stability and Primary Frequency Control Analysis for the Year 1995", Nikola Tesla Institute, Belgrade, October, 1994.
- [25] "Technical Feasibility Study of Interconnection of the Electric Power Systems of Bulgaria (NEK) and Romania (RENEL) with the Interconnected Power Systems of Greece (PPC), Power Systems Under EKC Coordination and Albania (KESH) for Parallel and Synchronous Operation in Compliance with UCPTTE Regulations and Standards, Part IV: Dynamic Calculations for the Year 1996", Nikola Tesla Institute, Belgrade, July, 1995.
- [26] "Trial Operation of the Bulgarian Electric Power System with the Electric Power Systems of Greece, Albania and ex-Yugoslav Republics", NEK, PPC, JUGEL/ECC/EPS, Belgrade, March, 1994.
- [27] "Preliminary Trial Parallel Operation of the Electric Power Systems of Romania with the Electric Power Systems of Albania, Greece and ex-Yugoslav Republics", RENEL, JUGEL/ECC/EPS, Belgrade, March 1994.
- [28] "Simultaneous Trial Parallel Operation of the Electric Power Systems under EKC Coordination, Greece, Albania, Romania and Bulgaria", September 1995.

- [29] G. Jakupović, N. Čukalevski, N. Obradović, I. Sinanović, "Razvoj, implementacija i iskustva iz upotrebe AGC regulatora SMM bloka", *Elektroprivreda* br.4, 2008., str. 6-15.
- [30] G. Blagojević, J. Vidaković, D. Tubić, "Rad regulacionog bloka elektroenergetskih sistema Srbije, Makedonije i Crne Gore", *14 simpozijum - Upravljanje i telekomunikacije u elektroenergetskom sistemu*, Tara, 16-18. jun 2008., referat C2 03.
- [31] "Godišnji tehnički izveštaj za 2008. godinu - Osnovni izveštaj", JP Elektromreža Srbije, TD BR. 768/k, Beograd, maj 2009.
- [32] D. P. Popović, *Statička sigurnost elektroenergetskih interkonekcija*, Institut "Nikola Tesla", Beograd, ISBN 86-83349-03-9, jun 2004., str.170.
- [33] D. P. Popović, *Dinamička sigurnost elektroenergetskih interkonekcija*, monografija, Institut "Nikola Tesla", Beograd, 255 str., ISBN 978-86-83349-07-4, jun 2008.
- [34] D. P. Popović, M. Ivanović, S. Minić, V. Masnikosa, "Modeli termopostrojenja u analizama dinamičke sigurnosti elektroenergetskih interkonekcija", *Elektroprivreda*, br. 2, 2011., str.111-125.

**Abstract.** This paper presents the incorporation of primary, secondary and tertiary frequency control in the dynamic security analyses of electric power interconnections. This was done in accordance with the wider environment of the existing state of the Serbian power system. The improved software for dynamic security analysis has been tested on the regional transmission network, which includes power systems of Serbia, Montenegro, Bosnia and Herzegovina, Croatia, Hungary, Macedonia, Romania, Bulgaria, Greece and Albania.

**Keywords:** primary, secondary and tertiary control, frequency, dynamic security, Serbian electric power system

## **Primary, Secondary and Tertiary Frequency Control in Dynamic Security Analyses of Electric Power Interconnections**

