



ANALIZA INTEGRACIJE NOIE U EES BIH

NOSBiH

Sadržaj

1. Uvod	2
2. Statistika odstupanja kontrolnih oblasti BiH, HR, SI i CB SHB bloka	3
3. Parametri odstupanja u LFC bloku SHB i dimenzionisanje rezerve	9
4. Netiranje odstupanja - IGCC kooperacija	15
5. Platforma za manuelnu tercijernu rezervu (mFRR) MARI	21
6. Kooperacija između LFC SHB i SMM bloka	25
7. nOIE kao mogući izvor balansne rezerve	27
8. Zaključak	29

1. Uvod

Integracijom neupravljivih obnovljivih izvora električne energije - nOIE, kao što su vjetroelektrane i fotonaponske elektrane, struktura elektroenergetskog sistema – EES postaje još složenija sa aspekta upravljanja i vođenja istog. Razlog za to jesu karakteristike nOIE koje se od konvencionalnih elektrana razlikuju u sljedećem:

- Intermitentnost proizvodnje - nOIE imaju vremenski promjenjivu proizvodnju, zavisnu od trenutne snage primarnog izvora energije (brzine vjetra i insolacije) koja se ne podudara sa varijabilnošću potrošnje;
- Geografska lokacija – proizvodnja električne energije iz nOIE umnogome zavisi od njihove geografske lokacije. nOIE izgrađeni na uslovno rečeno manjim prostornim površinama imaju veću varijabilnost proizvodnje u odnosu na geografski razduženije nOIE, prvenstveno zbog sličnih ili istih uslova (brzina vjetra i insolacija) na manjim površinama.
- Prognoza proizvodnje na vremenskom horizontu dan unaprijed je nedovoljno pouzdana tako da nOIE ne učestvuju u ekonomskom dispečingu kao konvencionalni izvori električne energije.
- Niski granični troškovi nOIE tehnologija daju prednost varijabilnim izvorima u angažovanju u odnosu na konvencionalne izvore, čime utiču na cijenu električne energije na tržištu, koja opet zbog promjenljivosti proizvodnje iz nOIE ima volatilan karakter.

Navedene karakteristike nOIE zbog kompleksnosti vođenja i planiranja EES zahtijevaju oprezan i sistematičan pristup prilikom njihove integracije. Međutim, iskustva drugih operatora sistema u vođenju EES sa visokim stepenom integracije nOIE, unaprijeđenje prognoze proizvodnje iz nOIE, te širi spektar mogućnosti u regulaciji proizvodnje iz nOIE, u posljednje vrijeme mijenjaju pristup u integraciji nOIE od prvobitno rigidnog do liberalnog.

Dodatna obaveza koja nameće ovakav pristup jeste opredijeljenje donosilaca odluka na globalnom nivou da se nesmanjenim tempom nastavi proces dekarbonizacije, što je “zimskim paketom mjera” dovelo do postavljanja novih ciljeva u učešću OIE u finalnoj potrošnji do 2030. godine, do konačnog evropskog “green deal” cilja koji predviđa potpunu dekarbonizaciju energetskog sektora do 2050. godine.

Prethodne analize o integraciji nOIE urađene od strane Nezavisnog Operatora Sistema u Bosni i Hercegovini – NOSBiH (2017. i 2018.godine) sagledale su problematiku integracije nOIE sa aspekta mogućnosti regulacije posmatrajući Bosnu i Hercegovinu i njen EES kao jednu izdvojenu cijelinu od panevropskog prenosnog sistema. Takav pristup, ocijenjen i kao suviše oprezan bio je iznuden zbog nepostojanja praktičnih iskustava u vođenju sistema sa integrisanim nOIE.

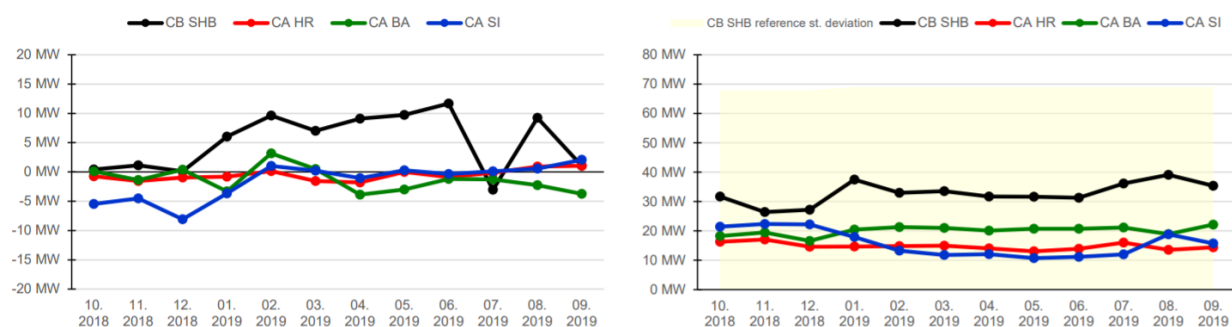
Za razliku od prethodnih analiza, ova analiza će se više fokusirati na mogućnosti regionalne saradnje, pa i šire, u regulaciji proizvodnje iz nOIE i kroz različite modele ponuditi obrazloženje po pitanju povećanja snage integracije varijabilnih izvora električne energije.

2. Statistika odstupanja kontrolnih oblasti BiH, HR, SI i CB SHB bloka

U ovom poglavlju dat je pregled osnovnih statističkih parametara koji opisuju kvalitet vođenja sistema. Za navedene parametre korišteni su historijski podaci kontrolnih oblasti BiH, Hrvatske i Slovenije u vremenskom razdoblju od jedne godine.

Slika 1. prikazuje srednje vrijednosti Frequency Restoration Control Error - FRCE u toku jedne godine na nivou.

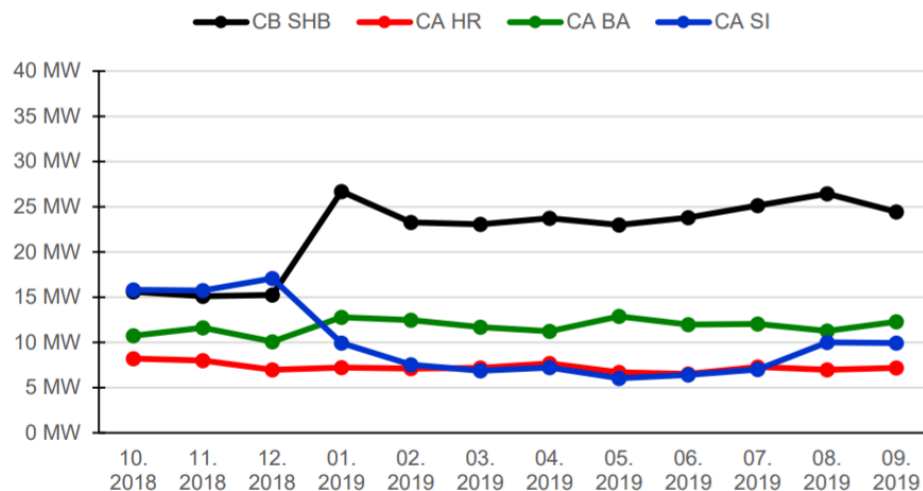
Slika 2. prikazuje godišnji trend kvaliteta kontrole balansiranja na osnovu standardne devijacije na petnaestominutnom nivou za period od jedne godine.



Sl.1. Srednja vrijednost FRCE po mjesecima na 15-min. bazi

Sl.2 Standardna devijacija FRCE po mjesecima na 15-min. bazi

Slika 3. prikazuje srednju apsolutnu vrijednost FRCE u toku jedne godine na petnaestominutnom nivou. Ovaj pokazatelj je najbolji indikator za ukupni kvalitet kontrole balansiranja pojedinačnog Load Frequency Control - LFC područja i LFC bloka. Ovaj parametar pokazuje sposobnost ograničavanja neuravnoteženosti sistema u situacijama viška i deficita proizvodnje i kao takav doprinose odstupanjima u intervalima od 15 minuta.



Sl.3. Srednja apsolutna vrijednost FRCE po mjesecima na 15-min. bazi

U skladu sa članom 128, stav 3. System Operation Guideline – SO GL i članom 6. Sporazuma o radu LFC bloka SHB : “Svi operatori prenosnih sistema - OPS na sinhronom području kontinentalne Evrope i nordijskom sinhronom području nastoje poštovati sljedeće ciljane parametre FRCE-a za svaki LFC blok predmetnog sinhronog područja:

(a) broj godišnjih vremenskih intervala izvan raspona FRCE-a prvog nivoa unutar vremenskog intervala jednakog vremenu za ponovnu uspostavu nazivne frekvencije mora biti manji od 30 % godišnjih vremenskih intervala i

(b) broj godišnjih vremenskih intervala izvan raspona FRCE-a drugog nivoa unutar vremenskog intervala jednakog vremenu za ponovnu uspostavu nazivne frekvencije mora biti manji od 5 % godišnjih vremenskih intervala.”

Suština ciljanih parametara FRCE za nivoe 1 i 2 je da se osiguraju ciljevi kvaliteta za pojedinačni FRCE kvalitet svakog LFC bloka i kontrolnog područja. Ove parametre treba tumačiti kao granicu upozorenja koja pokazuje da je kvalitet FRCE ispod traženog standarda i da je potrebno primijeniti odgovarajuće protivmjere za popravljjanje kvaliteta odstupanja.

Vrijednosti za nivo 1 FRCE i nivo 2 FRCE se u skladu sa SO GL izračunavaju od strane LFC blok monitora/nadzornika jednom godišnje prema sljedećoj formuli:

$$\frac{Level1_{TSO A}}{Level1_{SHB}} = \sqrt{\frac{FCRi_{TSO A}}{FCRi_{SHB}}} \quad i \quad \frac{Level2_{TSO A}}{Level2_{SHB}} = \sqrt{\frac{FCRi_{TSO A}}{FCRi_{SHB}}}$$

gdje su:

Level1_{TSO A} ciljani parametar Level 1 za TSO A

Level1_{SHB} ciljani parametar Level 1 za LFC blok SHB

Level2_{TSO A} ciljani parametar Level 2 za TSO A

Level2_{SHB} ciljani parametar Level 2 za LFC blok SHB

FCRi_{TSO A} inicijalna obavezujuća vrijednost Frequency Containment Reserve – FCR za TSO A

FCRi_{SHB} inicijalna obavezujuća vrijednost FCR za LFC blok SHB (suma pojedinačnih obavezujućih vrijednosti FCR za sve članice LFC blok SHB)

U Tabelama 1. i 2. prikazane su proračunate vrijednosti ciljanih parametara FRCE za nivoe 1 i 2 za 2018. i 2019. godinu za CB SHB blok u cijelini, kao i za pojedinačne kontrolne oblasti.

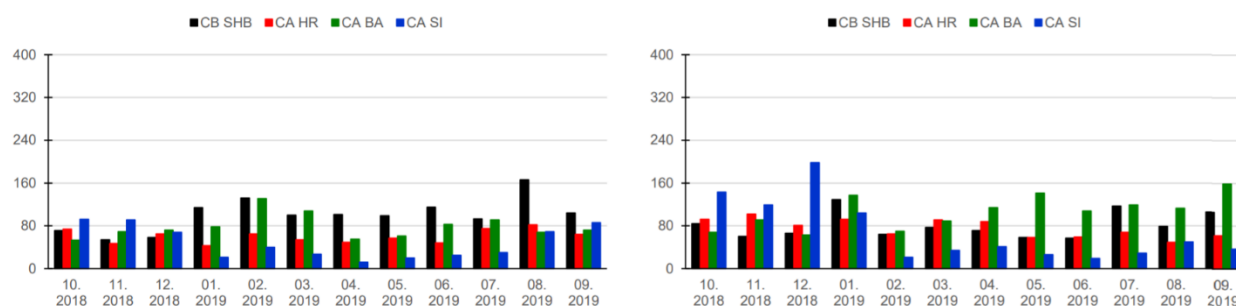
Godina	CB SHB	CA HR	CA BA	CA SI
2018	64,015 MW	32,761 MW	39,511 MW	38,256 MW
2019	64,015 MW	33,158 MW	38,72 MW	38,72 MW

Tabela 1. Vrijednosti ciljanih parametara FRCE za nivo 1 za CB SHB blok, CA HR, CA BA i CA SI za 2018. i 2019.godinu

Godina	CB SHB	CA HR	CA BA	CA SI
2018	121,062 MW	61,955 MW	74,721 MW	72,348 MW
2019	121,062 MW	62,706 MW	73,225 MW	73,225 MW

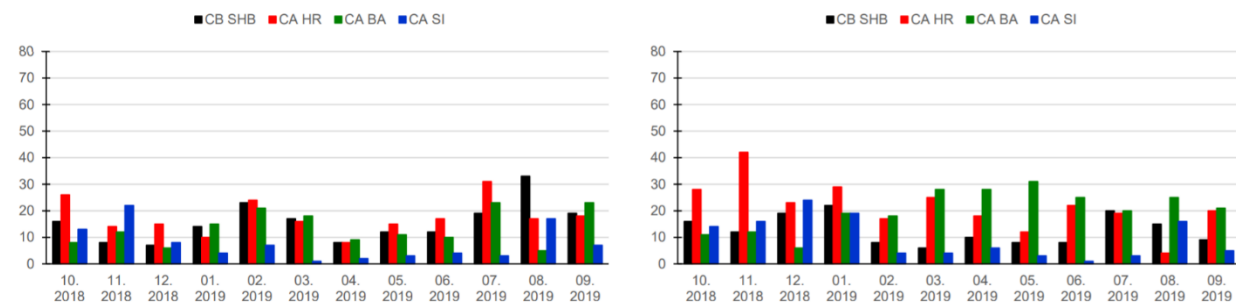
Tabela 2. Vrijednosti ciljanih parametara FRCE za nivo 2 za CB SHB blok, CA HR, CA BA i CA SI za 2018. i 2019.godinu

Na Slici 4. dat je broj intervala izvan nivoa 1 FRCE u pozitivnom i negativnom smjeru na petnaestominutnoj bazi na nivou godine.



Sl.4. Broj intervala izvan nivoa 1 FRCE u poz.smjeru na 15-min. bazi i broj intervala izvan nivoa 1 FRCE u neg. smjeru na 15-min. bazi po mjesecima

Na Slici 5. dat je broj intervala izvan nivoa 2 FRCE u pozitivnom i negativnom smjeru na petnaestominutnoj bazi na nivou godine.

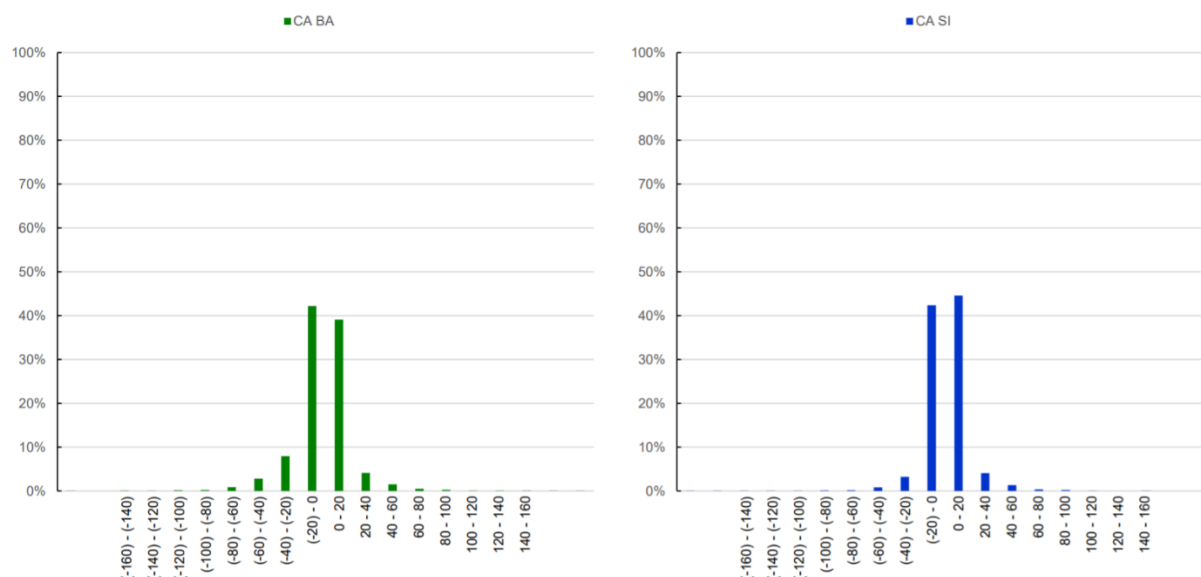


Sl.5. Broj intervala izvan nivoa 2 FRCE u poz.smjeru na 15-min. bazi i broj intervala izvan nivoa 2 FRCE u neg. smjeru na 15-min. bazi po mjesecima

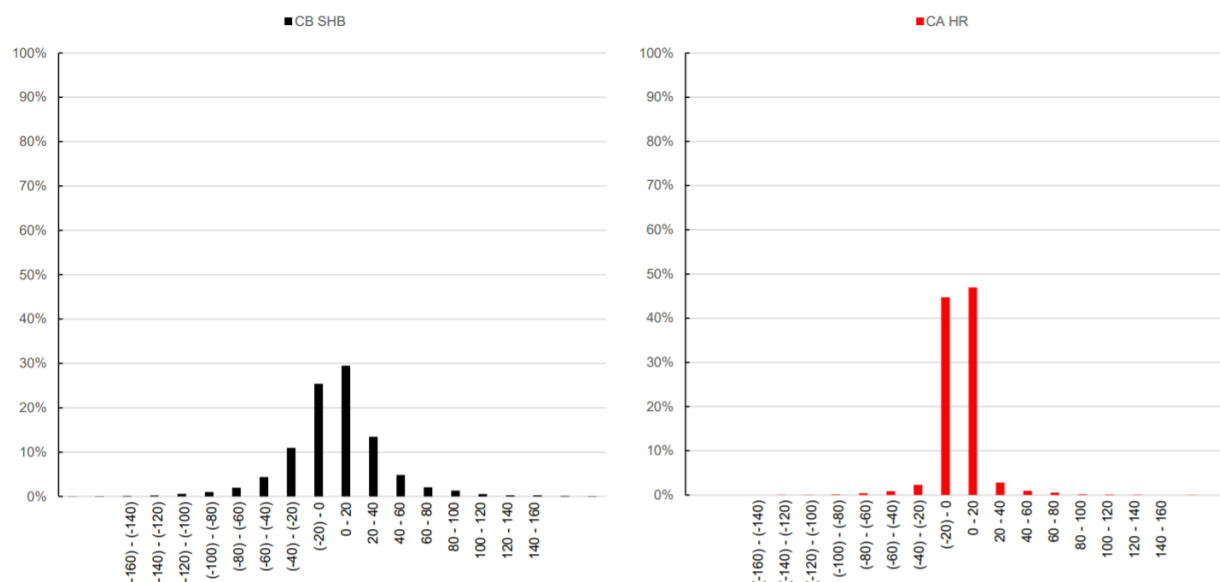
Poređenjem vrijednosti na Slikama 4. i 5. sa proračunatim ciljanim parametrima FRCE za nivo 1 i 2 (Tabele 1. i 2.) evidentno je da je kvalitet odstupanja u LFC SHB bloku i pojedinačnim kontrolnim oblastima (CA BA, CA HR i CA SI) značajno ispod propisanih vrijednosti za 2018. i 2019. godinu.

Gore navedena činjenica, kao i pokazatelji distribucije frekvencije odstupanja za kontrolno područje BiH – CA BA prikazani na Slici 6. za period 01.10.2018. – 30.09.2019. godine, gdje je na prenosnoj mreži u BiH već instalirano 80.6MW snage iz VE, pokazuju da u sadašnjim uslovima rada sistema i njegove regulacije postoje značajne rezerve u integraciji nOIE. Pojednostavljeno rečeno, na bazi sadašnjih regulacionih rezervi mogu se integrisati dodatne količine nOIE bez zahtjeva za dodatnim količinama regulacionih rezervi.

Na Slikama 6. i 7, prikazana je distribucija frekvencije odstupanja na petnaestominutnom nivou za pojedinačne kontrolne oblasti i LFC blok SHB.



Sl.6. Distribucija frekvencije odstupanja – ΔP (MW) na 15-min. bazi za kontrolne oblasti BA i SI u periodu 01.10.2018.-30.09.2019.



Sl.7. Distribucija frekvencije odstupanja – ΔP (MW) na 15-min. bazi za CB SHB i CA HR u periodu 01.10.2018.-30.09.2019.

Analizom raspodjele frekvencije odstupanja za kontrolno područje BiH i poređenjem sa vrijednostima istih za 2016. i 2017. godinu vidi se da je i pored instaliranih 80.6MW VE zadržan isti trend distribucije frekvencije odstupanja gdje se 93% odstupanja nalazi u opsegu ± 30 MW.

Kontrolna oblast	Srednja vrijednost (μ)	Standardna devijacija (σ)	Min vrijednost odstupanja	Max vrijednost odstupanja
CB SHB	2.3MW	37.2MW	-227.4MW	267.4MW
CA BA	-2.4MW	16.8MW	-236.7MW	185MW
CA SI	0.9MW	15.7MW	-202MW	145,4MW
CA HR	0.6MW	14.7MW	-120.5MW	160.1MW

Tabela 3. Statističke vrijednosti odstupanja po kontrolnim oblastima i za CB SHB za period 01.10.2018. - 30.09.2019.

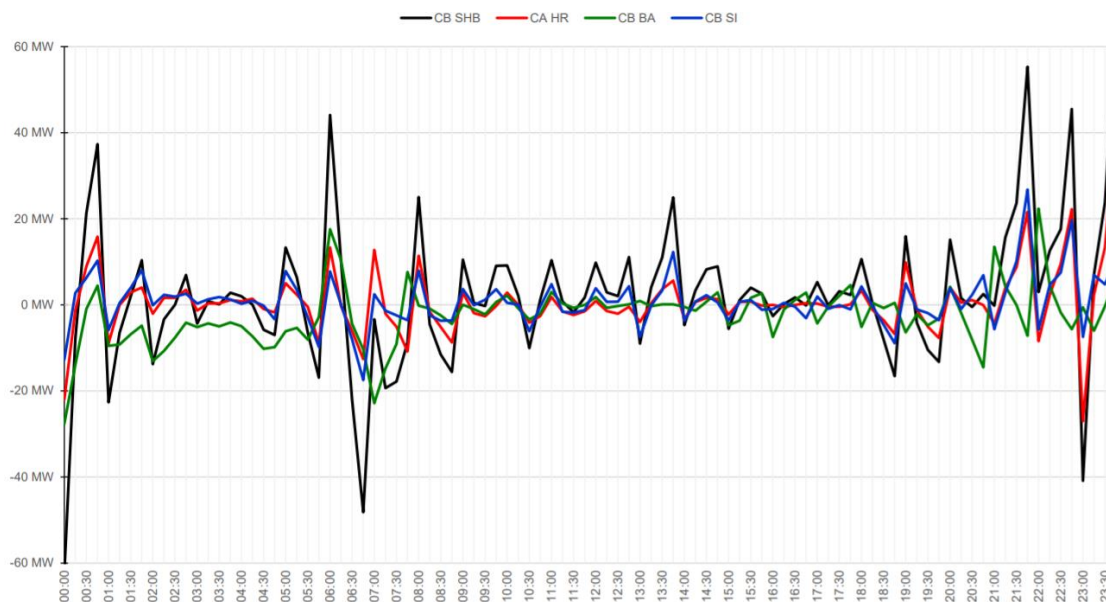
Poređenjem vrijednosti iz Tabele 3. sa vrijednostima iz Tabele 4. za 2016. i 2017. godinu evidentno je zadržavanje trenda po pitanju srednje vrijednosti odstupanja i standardne devijacije i u 2018. i 2019. godini.

CA BA	2016 (MW)	2017 (MW)
Max vrijednost odstupanja	238,7	156,7
Min vrijednost odstupanja	-313,5	-178,6

Srednja vrijednost (μ)	5,6	2,9
Standardna devijacija (σ)	21,8	14,6

Tabela 4. Statističke vrijednosti odstupanja za CA BA za 2016. i 2017. godinu.

Slika 8. prikazuje trend prosječnih 15-minutnih FRCE vrijednosti na godišnjem nivou. Prosječni dnevni trend FRCE daje nam uvid u to u kojem periodu dana se događaju najveća odstupanja FRCE kao i problematiku satnih prelaza.



Sl.8. Srednji profil FRCE za CB SHB, CA BA, CA SI i CA HR na 15-min. bazi za period 01.10.2018.-30.09.2019.godine

Sa Slike 8. se vidi da za sve kontrolne oblasti postoji problem tzv. “ironinga” odnosno peglanja odstupanja u ostatku sata u odnosu na prva dva petnaestominutna intervala posmatranog sata.

Analizirajući ostvarene vrijednosti kvaliteta FRCE kontrolnog područja BiH za 2018. i 2019. godinu ustanovljeno je da je NOSBiH održao parametre FRCE daleko ispod ciljanih vrijednosti:

- FRCE za nivo 1 iznosio je 5.1% (definisani nivo 30%)
- FRCE za nivo 2 iznosio je 0.7% (definisani nivo 5%)

Ovi pokazatelji ukazuju na činjenicu da EES BiH sa sadašnjim kapacitetima i načinom balansiranja, instalisanim 80.6MW nOIE (VE), može da integriše dodatne količine nOIE bez zahtjeva za povećanjem traženog iznosa regulacione rezerve o čemu će biti riječi u narednom poglavlju.

3. Parametri odstupanja u LFC bloku SHB i dimenzionisanje rezerve

Kako je navedeno u prethodnom poglavlju Sporazumom o radu LFC bloka SHB definisani su ciljani parametri FRCE za LFC blok SHB i pojedinačne kontrolne oblasti. Za kontrolnu oblast BiH dozvoljeni nivo odstupanja u 2019.godini po nivoima iznosi:

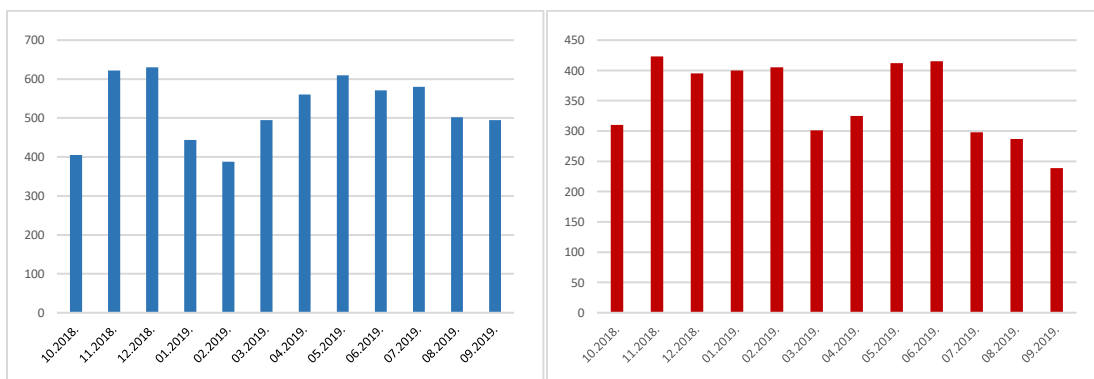
- FRCE nivo 1 – 38,72MW
- FRCE nivo 2 – 73,22MW

Iz statistike odstupanja vidi se da su ostvarena odstupanja znatno ispod definisanih nivoa.

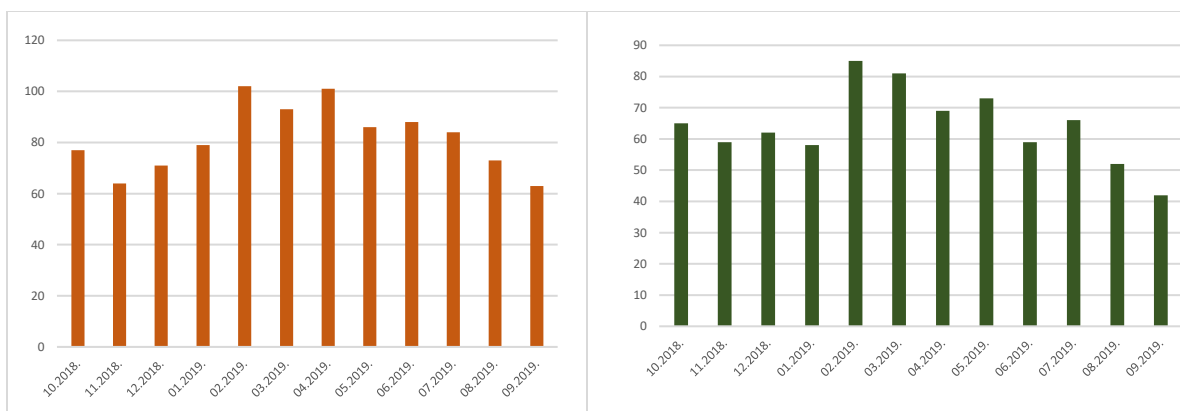
Kako bi provjerili do kog iznosa integracije VE i PV ciljani parametri FRCE po nivoima neće biti narušeni, izvršena je simulacija rada sistema sa integrisanim VE i PV.

Pored navedenih podataka, za analizu su korišteni i statistički podaci o radu VE i PV u Hrvatskoj i Sloveniji i to: standardna devijacija dnevne proizvodnje, faktor iskorištenja snage i srednja apsolutna greška proizvodnje VE i PV za period od dvanaest mjeseci.

Skaliranjem vrijednosti snage VE i PV, odnosno vrijednosti njihovih odstupanja zajedno sa odstupanjem sistema kontrolne oblasti BiH (01.10.2018. – 30.09.2019.godine) do definisanih nivoa FRCE, dobija se da EES BiH može apsorbovati (u zavisnosti od nivoa FRCE) od 380MW do 430MW snage iz nOIE po tehnologiji bez zahtjeva za dodatnom regulacionom rezervom (Slika 9. i Slika 10):

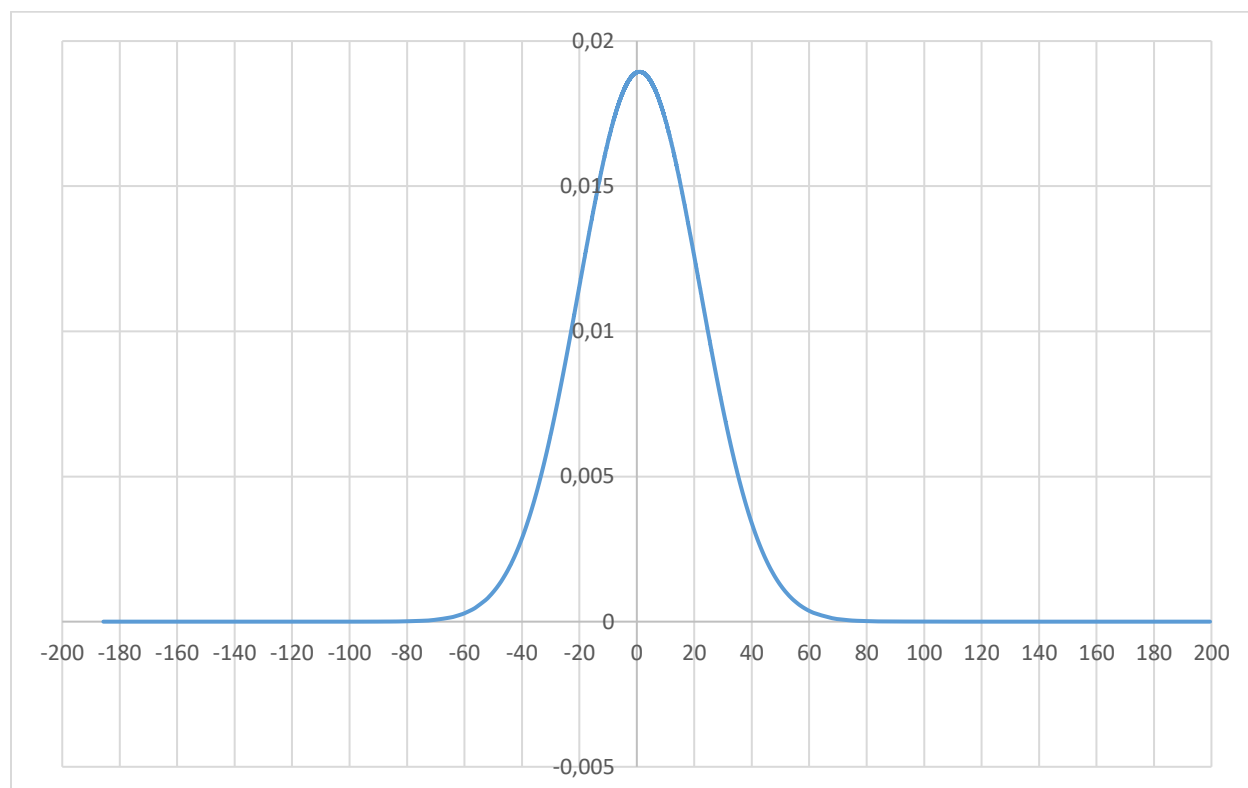


Sl. 9. Broj intervala izvan nivoa 1 FRCE u poz.smjeru na 15-min. bazi i broj intervala izvan nivoa 1 FRCE u neg. smjeru na 15-min. bazi po mjesecima za integrisanu snagu VE i PV koja odgovara max broju intervala unutar nivoa 1 FRCE



Sl. 10.. Broj intervala izvan nivoa 2 FRCE u poz.smjeru na 15-min. bazi i broj intervala izvan nivoa 2 FRCE u neg. smjeru na 15-min. bazi po mjesecima za integrisanu snagu VE i PV koja odgovara max broju intervala unutar nivoa 2 FRCE

Distribucija frekvencije odstupanja – ΔP (MW) na petnaestominutnoj bazi za kontrolnu oblast BA sa dodatnim stepenom integracije VE/PV (380/425MW) prikazana je na Slici 11.



Sl. 11. Distribucija frekvencije odstupanja – ΔP (MW) na 15-min. bazi za kontrolnu oblast BA sa simuliranim radom VE i PV

Na osnovu gore dobijenih rezultata te ranije provedene analize o integraciji VE i PV (juli 2018.god.) odobrene od strane DERK, dobija se da se za istu količinu dodatne rezerve (55MW) za procenat pokrivenosti odstupanja od 99%, bez narušavanja ciljanih parametara FRCE može integrisati ukupno:

- VE 840MW
- PV 825MW

Dok je prethodnim analizama dodatna rezerva isključivo posmatrana kroz dodatni kapacitet sekundarne regulacije, smatramo da se uzimajući u obzir okolnosti razvoja evropskih balansnih platformi, inoviranja postojećih ugovora o prekograničnom balansiranju i inicijativa o međublokovskoj saradnji, dodatna rezerva može obezbijediti u određenom omjeru između aFRR i mFRR.

U skladu sa novom LFC metodologijom za proračun potrebnih rezervi u okviru LFC bloka, Operativnim sporazumom o radu LFC bloka SHB definisana je procedura za određivanje potrebne količine Frequency Restoration Reserve – FRR. Prema definiciji FRR je rezerva aktivne snage koja služi za ponovnu uspostavu frekvencije na nazivnu vrijednost i sastoji se od komponenti automatske FRR - aFRR i manuelene – mFRR.

Potrebna količina FRR u LFC bloku SHB određuje se na osnovu uzastopnih istorijskih podataka koji sadrže vrijednosti odstupanja LFC bloka. U svrhu dimenzionisanja zajedničke rezerve u LFC bloku SHB se koriste petnaestominutni prosječni podaci u vremenskom razdoblju između 1. jula prethodne godine i 30. juna tekuće godine, ali ukoliko se svi subjekti u bloku slažu može se primijeniti i drugačiji vremenski period.

Sve strane u LFC bloku određuju kapacitet rezerve FRR LFC bloka na temelju probabilističke metodologije s tim da potrebni kapacitet FRR ne može biti manji od referentnog incidenta za odgovarajući smjer.

Pozitivni incident za dimenzionisanje FRR LFC bloka SHB jednak je ispadu najvećeg pojedinačnog proizvodnog modula u bloku.

Negativni incident za dimenzionisanje FRR LFC bloka SHB jednak je ispadu najvećeg pojedinačnog potrošača u bloku.

Pozitivni incident za dimenzionisanje FRR pojedinačnog OPS-a jednak je ispadu najvećeg pojedinačnog proizvodnog modula u kontrolnoj oblasti odgovarajućeg OPS-a.

Negativni incident za dimenzionisanje FRR pojedinačnog OPS-a jednak je ispadu najvećeg pojedinačnog potrošača u kontrolnoj oblasti odgovarajućeg OPS-a.

Svi OPS-a LFC bloka SHB moraju osigurati da je kapacitet FRR na gore i na dole dovoljan da pokrije odstupanja LFC bloka u periodu od najmanje 99% vremena, na temelju gore navedenih istorijskih podataka.

Udio kapaciteta rezerve FRR u pozitivnom smjeru potrebnom za svaki OPS u LFC bloku SHB zasniva se na sljedećem izrazu:

$$P_{i,t+} = FRR_{+dimensioning} \cdot \left(\frac{\max(+FRR_{idet_need}, +FRR_{i,prob_need})}{\sum(\max(+FRR_{idet_need}, +FRR_{i,prob_need}))} \right)$$

gdje su:

$P_{i,t+}$ kapacitet FRR obavezan za TSO i u kalendarskoj godini t ;

$FRR_{+dimensioning}$ vrijednost FRR u pozitivnom smjeru izračunata za LFC blok SHB;

$+FRR_{idet_need}$ kapacitet rezerve za kontrolnu oblast i tokom gore navedenog perioda izračunat u skladu sa determinističkom metodologijom, tj. jednak pozitivnom incidentu za taj OPS;

$+FRR_{i,prob_need}$ kapacitet rezerve za kontrolnu oblast i tokom gore navedenog perioda izračunat u skladu sa probabilističkom metodologijom, tj. kapacitet rezerve FRR u pozitivnom smjeru je dovoljan da pokrije odstupanja OPS-a u periodu od najmanje 99% vremena t ;

Udio kapaciteta rezerve FRR u negativnom smjeru potrebnom za svaki OPS u LFC bloku SHB zasniva se na sljedećem izrazu:

$$P_{i,t-} = FRR_{-dimensioning} \cdot \left(\frac{\max(-FRR_{idet_need}, -FRR_{i,prob_need})}{\sum(\max(-FRR_{idet_need}, -FRR_{i,prob_need}))} \right)$$

gdje su:

$P_{i,t-}$ kapacitet FRR obavezan za TSO i u kalendarskoj godini t ;

$FRR_{-dimensioning}$ vrijednost FRR u negativnom smjeru izračunata za LFC blok SHB;

$-FRR_{idet_need}$ kapacitet rezerve za kontrolnu oblast i tokom gore navedenog perioda izračunat u skladu sa determinističkom metodologijom, tj. jednak negativnom incidentu za taj OPS;

$-FRR_{i,prob_need}$ kapacitet rezerve za kontrolnu oblast i tokom gore navedenog perioda izračunat u skladu sa probabilističkom metodologijom, tj. kapacitet rezerve FRR u negativnom smjeru je dovoljan da pokrije odstupanja OPS-a u periodu od najmanje 99% vremena t ;

Korištenjem istorijskih podataka petnaestominutnih odstupanja za period 31.05.2018. – 01.06.2019. godine, kao i podataka o najvećim proizvodnim i potrošačkim jedinicama u SHB bloku, te primjenom navedene metodologije dolazi se do vrijednosti pozitivnog i negativnog FRR za sve OPS-a u SHB bloku.

Određivanje faktora raspodjele za svaki OPS

POZITIVNI FRR				
MW	Deterministički potrební FRR	Probabilistički potrební FRR	Potrebni FRR	Faktor raspodjele
HOPS	348	186.57	348	35.91%
NOS	273	73.13	273	28.17%
ELES	348	142.69	348	35.91%
Ukupno	969	402.39	969	1

NEGATIVNI FRR				
MW	Deterministički potrební FRR	Probabilistički potrební FRR	Potrebni FRR	Faktor raspodjele
HOPS	120	176.71	176.71	30.38%
NOS	220	57.78	220	37.82%
ELES	185	153.64	185	31.80%
Total	525	388.133	581.708	1

Tabela 5. Proračun kapaciteta rezerve FRR u LFC bloku SHB

Iz Tabele 5. se vide vrijednosti pozitivnog i negativnog FRR proračunate na bazi determinističkog i probabilističkog pristupa za razmatrani period, sa odgovarajućim faktorima raspodjele po pojedinačnim OPS-a.

I dok u dimenzionisanju pozitivnog FRR deterministički pristup preovladava nad probabilističkim, to u dimenzionisanju negativnog FRR probabilistički pristup preovladava nad determinističkim.

U skladu sa tim proračunate vrijednosti FRR za pojedinačne OPS-a u LFC bloku SHB su date u Tabeli 6.

Proračun potrebnih vrijednosti FRR

POZITIVNI		
MW	Faktor raspodjele	Potrebni pozitivni FRR
HOPS	35.91%	249.96
NOS	28.17%	196.09
ELES	35.91%	249.96
Ukupno	1	696.00

NEGATIVNI		
MW	Faktor raspodjele	Potrebni negativni FRR
HOPS	30.38%	87.75
NOS	37.82%	109.25
ELES	31.80%	91.87
Total	1	288.88

Tabela 6. Potrebni kapacitet rezerve FRR u LFC bloku SHB

Gledajući regulacionu oblast BiH potrebni kapacitet pozitivne rezerve (na gore) FRR je 196MW, dok je kapacitet negativne rezerve (na dole) FRR – 109MW.

Ovdje treba napomenuti još jednom da se radi o FRR koju čine aFRR i mFRR, gdje udio aFRR i mFRR u FRR zavisi od opredjeljenja operatora sistema koji procenat rezerve će biti automatski a koji manuelni.

Kada NOSBiH implementira zahtjeve EBGL navedene u petom poglavlju vezane za mFRR, ukupan iznos rezerve FRR u oba smjera će biti znatno manji od trenutnog.

Ako se uzme da je prosječni kapacitet aFRR trenutno u vršnom periodu 50MW, odnosno u nevršnom periodu 32MW, i uz pretpostavku da će isti trend biti zadržan po implementaciji EBGL zahtjeva po pitanju mFRR, **NOSBiH će ugovarati manje količine rezerve** (sa izuzetkom negativnog FRR u nevršnim satima). Tako bi imali:

- Pozitivni FRR u vršnim satima = 196MW: mFRR = 146MW, aFRR=50MW (za razliku od sadašnjih $196\text{MW}+50\text{MW}=246\text{MW}$)
- Pozitivni FRR u nevršnim satima = 196MW: mFRR = 164MW, aFRR=32MW (za razliku od sadašnjih $196\text{MW}+32\text{MW}=228\text{MW}$)
- Negativni FRR u vršnim satima = 109MW: mFRR = 59MW, aFRR=50MW (za razliku od sadašnjih $68\text{MW}+50\text{MW}=118\text{MW}$)
- Negativni FRR u nevršnim satima = 109MW: mFRR = 77MW, aFRR=32MW (za razliku od sadašnjih $68\text{MW}+32\text{MW}=100\text{MW}$).

Metodologija određivanja potrebnog opsega aFRR može naravno biti drugačija, bazirana na istorijskim odstupanjima i kao takav kapacitet aFRR ne mora nužno imati isti opseg u oba smjera. Bilo kako bilo, potrebni kapacitet rezerve FRR baziran na istorijskim podacima i primjenjenoj LFC metodologiji će biti manji, što ostavlja NOSBiH rezervu u ugovaranju dodatnih količina regulacije za balansiranje nOIE.

Ono što je nepovoljno po NOSBiH, odnosno kontrolnu oblast BiH, jeste da je zbog udjela najvećeg potrošačkog objekta u BiH (pumpa u PHE Čapljina) potrebna rezerva za negativnu FRR određena kroz probabilistički pristup veća, iako su maksimalne vrijednosti pozitivnih 99% “percentila” u kontrolnim oblastima HR i SI veće nego u BiH. **Na taj način zbog odstupanja susjednih regulacionih oblasti, ako bi se vodili podacima za period 31.05.2018. - 01.06.2019. godine, iznos kapaciteta negativne FRR za BiH raste, iako će isti opet biti manji od trenutno zahtjevanog iznosa.**

Ovo je dodatni razlog zbog kojeg bi u određivanju maksimalne snage integracije nOIE trebalo primijeniti liberalniji pristup, jer povećanje odstupanja uzrokovanih integracijom nOIE shodno metodologiji za određivanje rezervi u LFC bloku, neće značiti i srazmjerno preslikavanje na potrebne iznose regulacionih rezervi u datoj kontrolnoj oblasti.

4. Netiranje odstupanja - IGCC kooperacija

Projekat IGCC - International Grid Control Cooperation pokrenut je 2010. godine kao zajednički projekat operatora prenosnih sistema s ciljem izbjegavanja istovremene aktivacije rezerve za ponovnu uspostavu frekvencije s automatskom aktivacijom (aFRR) u suprotnim smjerovima između različitih regulacionih područja.

IGCC kooperacija danas broji 27 operatora prenosnih sistema koji vrše proces razmjene odstupanja koordinisano preko IGCC platforme za razmjenu odstupanja.

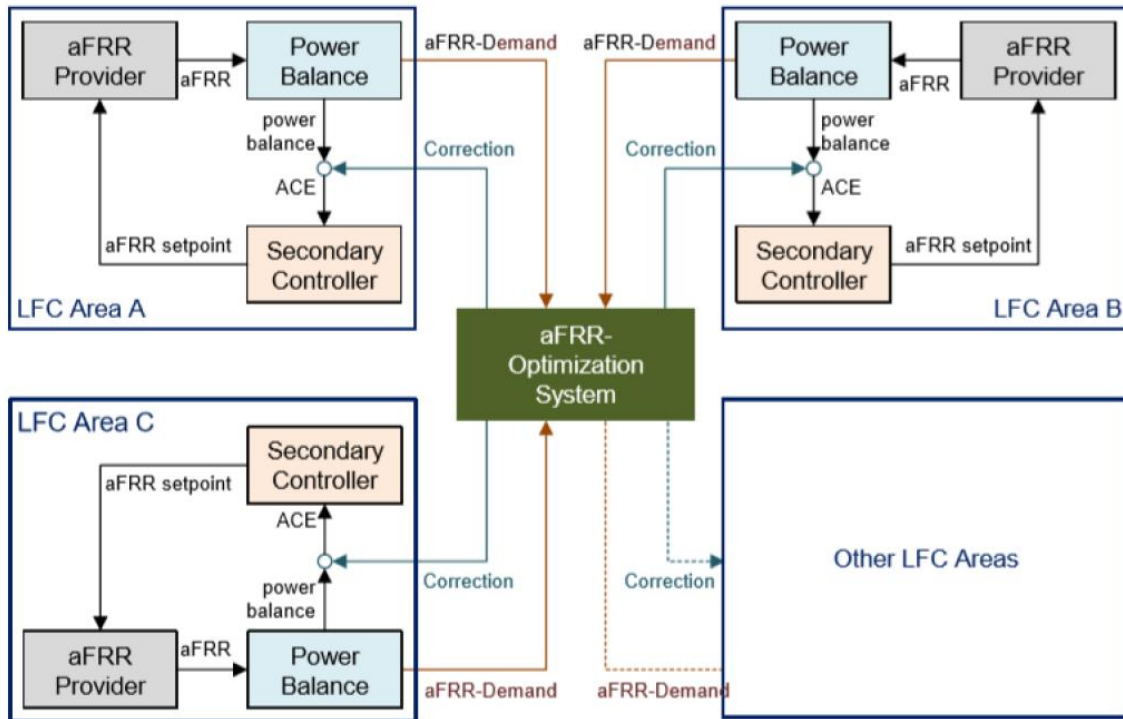
Rad IGCC-a usklađen je sa zahtjevima EBGL, donesenog s ciljem povećanja učinkovitosti i pogonske sigurnosti u evropskom elektroenergetskom sistemu.

Netiranje debalansa kontrolnih područja omogućava svim OPS-a koji učestvuju u kooperaciji da smanje korištenje balansne rezerve i povećaju sigurnost sistema. U slučaju zagušenja na granicama, netiranje se može provesti samo do iznosa preostalog prekograničnog prenosnog kapaciteta koji nije iskorišten od strane tržišta. OPS-a ne vrše rezervaciju prekograničnih prenosnih kapaciteta za optimizaciju. Odstupanja koja razmjenjuju OPS-a mogu, u slučaju fizičkog zagušenja u mreži, uvijek biti smanjena u realnom vremenu.

Svaki član IGCC-a ima pravo da prenetira svoj debalans unutar optimizacijske regije koja se sastoji od LFC blokova koji su dio IGCC-a, kao i onih LFC blokova koji nisu dio IGCC-a.

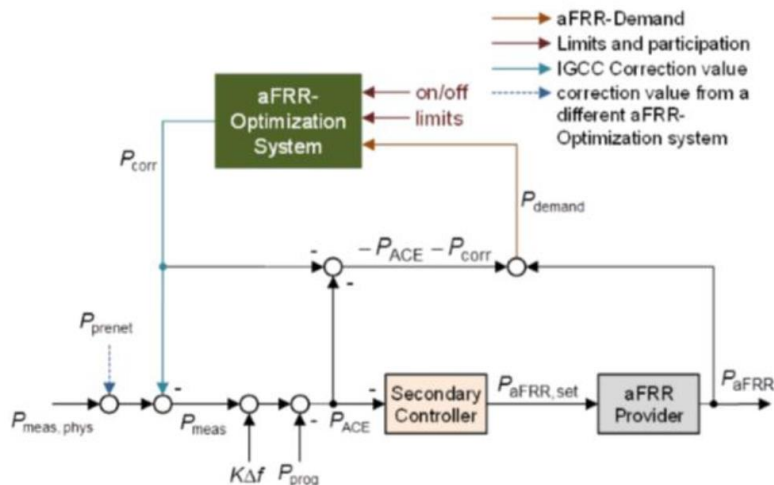
Osnovni principi aFRR optimizacionog sistema koji je prikazan na Slici 12. su:

- svaki član IGCC-a računa količinu potrebne aFRR (aFRR demand) da bi sveo grešku na nulu za regulaciono područje kojem taj član pripada,
- aFRR demand se nakon toga zajedno sa postojećim ograničenjima šalje na centralni optimizacioni sistem,
- centralni optimizacioni sistem proračunava korekcije uzimajući u obzir ograničenja,
- korekcije se nakon toga vraćaju nazad IGCC članovima koji imaju obavezu te korekcije postaviti kao ulazni podatak u regulacione krugove svog LFC područja.



Sl.12. Osnovni principi aFRR optimizacionog sistema

Na Slici 13. je prikazana integracija optimizacionog aFRR sistema u sekundarnu regulacionu petlju pojedinog IGCC člana. Konkretna implementacija u SCADA sistemu individualnog člana se može razlikovati sve dok je zadovoljena propisana upravljačka struktura.



Sl.13. Upravljačka struktura implementacije IGCC u sklopu SCADA sistema

gdje su:

P_{prenet} - iznos potrebne količine aFRR koja je netirana u optimizacionoj regiji prije slanja zahtjeva na IGCC platformu,

P_{meas} - izmjerena snaga razmjene,

P_{prog} - planirana snaga razmjene,

P_{corr} - iznos snage razmjene jedne članice IGCC sa drugom članicom u MW pri čemu je korekcija izračunata u sistemu optimizacije i ima suprotan znak od odgovarajućeg zahtjeva za energijom automatske regulacije,

P_{aFRR} - aktivirana aFRR, izmjerena ili procijenjena, određena za svako LFC područje koje upravlja regulacionom greškom LFC područja prema nuli i to: negativna vrijednost za višak energije u LFC području, a pozitivna vrijednost suprotno,

$P_{aFRR,set}$ - potreban iznos za aktivacijom aFRR i to kao negativna vrijednost za višak energije u LFC području,

KAf - frekvencijska komponenta greške u kontrolnom području i to: pozitivna u slučaju kada je stvarna frekvencija iznad planirane frekvencije.

I pored navedenih dobrih rezultata u pogledu balansiranja EES BiH, postoje određeni problemi koji su karakteristični i koji se sa postojećim važećim pravilima, dostupnim pomoćnim uslugama i načinom balansiranja ne mogu lako riješiti. Zbog same strukture proizvodnje u EES BiH, kao i strukture potrošača, najveći problem u upravljanju elektroenergetskim sistemom u realnom vremenu se pojavljuje u periodima nevršnog opterećenja kada često nemamo obezbijeđen potreban opseg sekundarne regulacije.

Pristupanjem IGCC platformi navedeni problem balansiranja EES u nevršnim periodima se rješava na način da će se trenutna odstupanja EES, koja su trebala biti balansirana sekundarnom regulacijom, balansirati netiranjem odstupanja sa odstupanjima suprotnog predznaka OPS-a koji su dio IGCC-a. Na ovaj način EES BiH će imati jeftinije i kvalitetnije balansiranje a posebno u nevršnim periodima.

Za potrebe ove analize preuzet je dio studije “Tehno-ekonomska opravdanost pristupanja IGCC kooperaciji” urađene od strane NOSBiH.

Analizom je razmatran period od 01.01.2017. godine do 01.07.2019. godine.

Prikupljeni su podaci o ostvarenom odstupanju kontrolnog područja BiH, kao i relevantni podaci vezani za sekundarnu regulaciju.

Podaci o angažovanoj sekundarnoj regulaciji su sumirani tako da predstavljaju ukupnu angažovanu energiju sekundarne regulacije nagore/nadole u razmatranom periodu.

Podaci o odstupanju predstavljaju grešku nakon angažovanja regulacije. Podatak koji je potreban u toku analiza je odstupanje elektroenergetskog sistema bez djelovanja regulacije tzv. ACE open loop. Ovi podaci su obezbijeđeni tako što je od podataka za ACE open loop oduzeta balansna

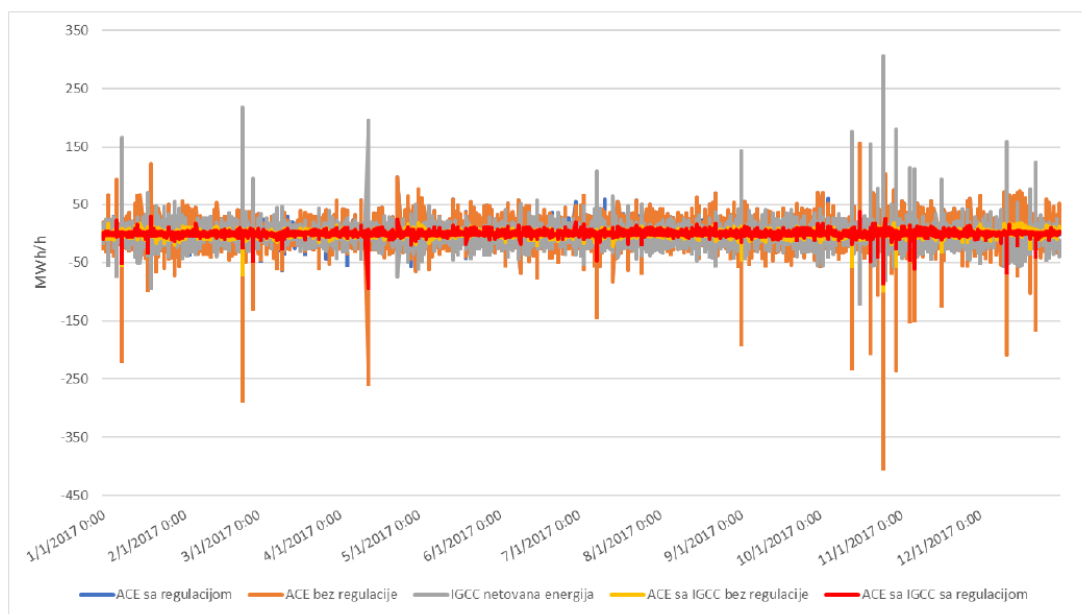
energija (energija aktivirana kroz sekundarnu, tercijernu ili prekograničnu tercijernu regulaciju). Podaci ACE open loop su korišteni kao osnova za nastavak proračuna.

Podaci vezani za rad u IGCC kooperaciji koji su dostavljeni od strane HOPS-a i ELES-a pokazuju da se odstupanja kroz IGCC proces smanjuju između 70% i 80%. NOSBiH je u analizi procijenio da će 76% odstupanja (ACE open loop) nadoknaditi kroz IGCC proces. Na osnovu podataka o odstupanju ACE open loop i utvrđenog procenta izračunate su vrijednosti energije koje će NOSBiH netirati kroz IGCC proces. Postavljeno je ograničenje tako da je maksimalni iznos netirane energije ± 200 MWh (iskustva HOPS-a i ELES-a).

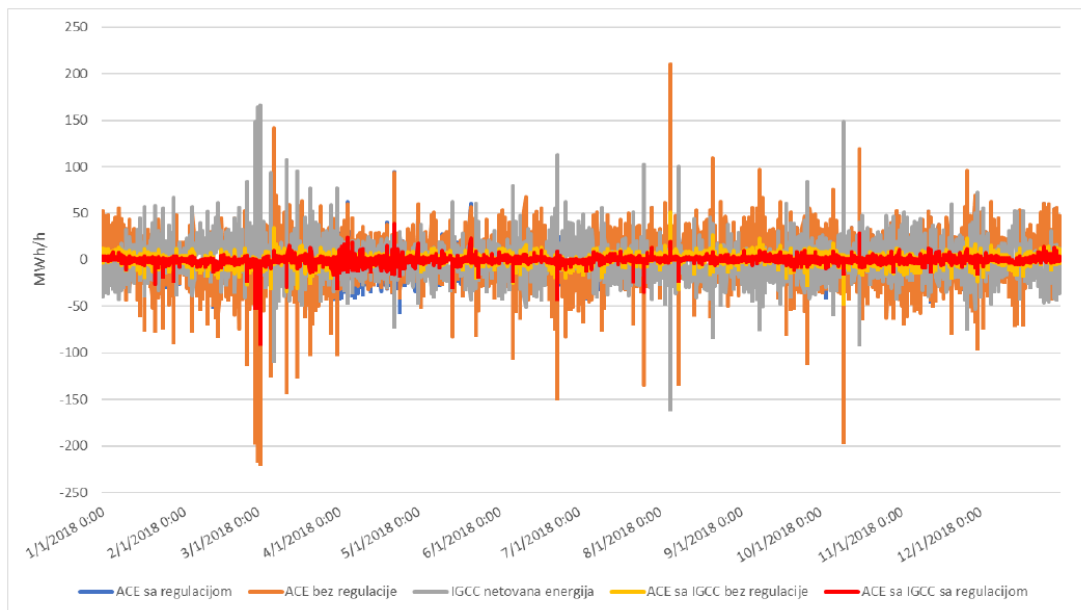
U sljedećem koraku određeno je odstupanje kontrolnog područja BiH prema interkonekciji nakon provedenog netiranja odstupanja kroz IGCC proces. Odstupanje nakon provedenog netiranja označeno je kao ACE IGCC.

Tokom analize je procijenjeno da će sekundarna regulacija nadoknaditi 70% odstupanja ACE IGCC. Na taj način je procijenjena i angažovana energija sekundarne regulacije. Razlika između odstupanja ACE IGCC i procijenjene energije sekundarne regulacije predstavlja procijenjenu vrijednost ACE close loop, nakon provedenog proračuna.

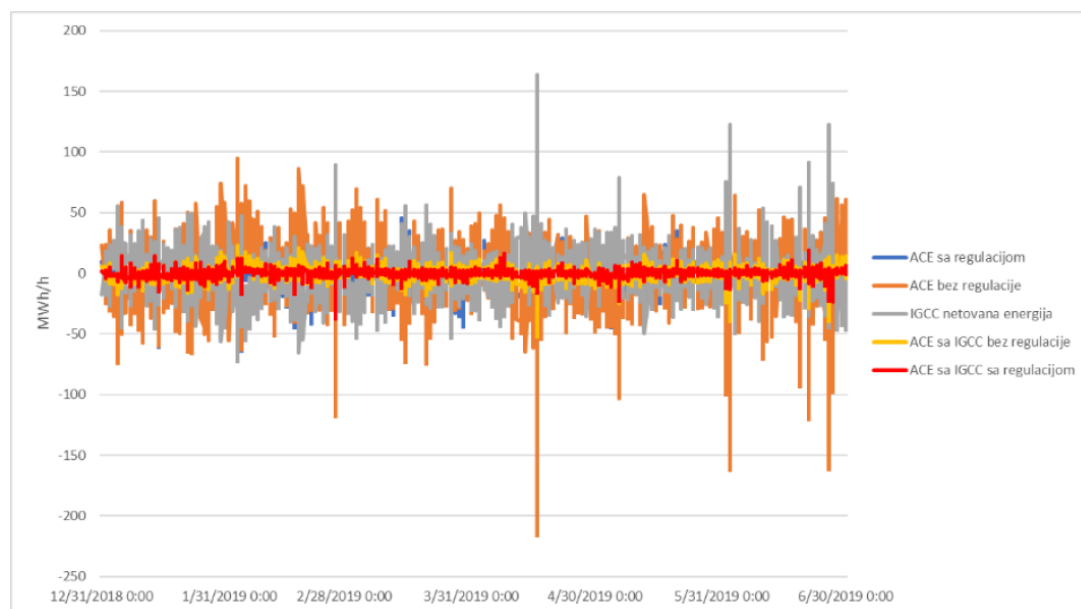
Analiza podataka satnih odstupanja EES BiH sa i bez djelovanja regulacije i dobijenih rezultata za NOSBiH kroz proces IGCC, nakon netiranja i primjenjene procijenjene regulacije na preostala satna odstupanja za period od januara 2017. do juna 2019. godine, pokazana je na Slikama 14., 15. i 16.



Sl. 14. Dijagram promjene greške EES BiH prije i poslije primjene IGCC-a za 2017.

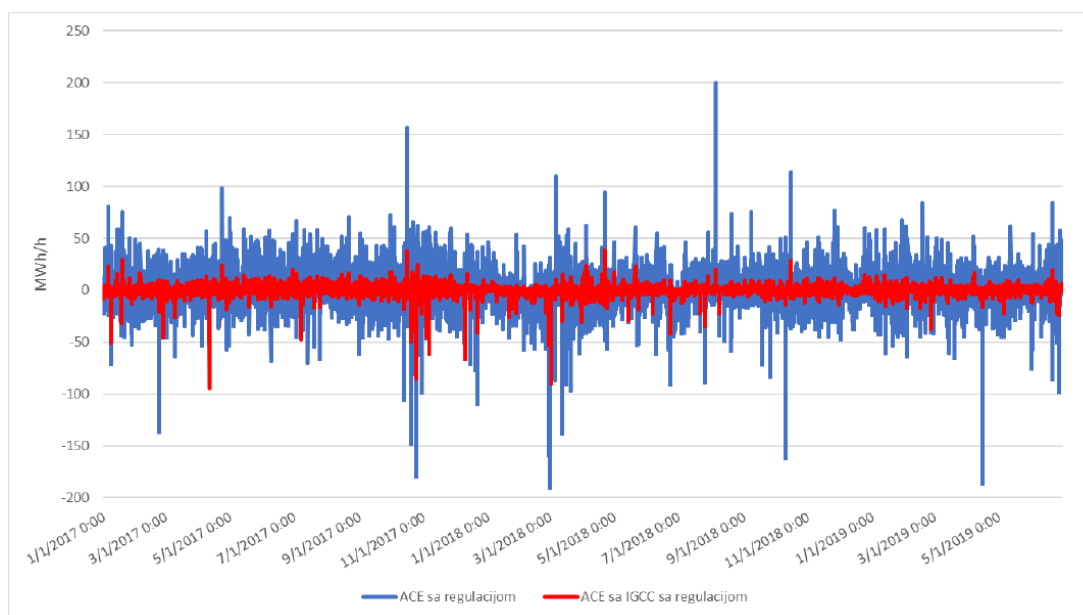


Sl. 15. Dijagram promjene greške EES BiH prije i poslije primjene IGCC-a za 2018.



Sl. 16. Dijagram promjene greške EES BiH prije i poslije primjene IGCC-a za 2019.

Na Slici 17, su prikazana ostvarena odstupanja EES BiH nakon angažovane regulacije i procijenjena odstupanja EES BiH nakon provedenog netiranja i angažovanja regulacije u procesu IGCC-a za period od januara 2017. do juna 2019. godine. Može se primjetiti značajno smanjenje greške EES BiH nakon primjene IGCC-a.



Sl. 17. Dijagram promjene greške EES BiH prije i poslije primjene IGCC-a za period 01.01.2017.- 31.05.2019.

Analizom dobijenih rezultata dolazi se do zaključka da se sa ulaskom u IGCC proces značajno smanjuje rad sekundarne regulacije. Za razmatrani period se dobija da je angažman sekundarne regulacije niži i za 30%.

Ukoliko se procenat umanjenja kvantifikuje kroz potrebni kapacitet sekundarne regulacije za regulaciono područje BiH u vršnim i nevršnim satima (50MW; 32MW), a zatim na to doda procijenjeni iznos regulacione rezerve po instalisanom MW nOIE od 10%, dobija se ukupna snaga nOIE koja bi se mogla integrisati u EES BiH na račun smanjenja angažovanja sekundarne regulacije:

- u vršnim satima $50 \times 0.3 = 15 \text{ MW}$; $P_{dod} = 15 / 0.1 = 150 \text{ MW}$
- u nevršnim satima $32 \times 0.3 = 9.6 \text{ MW}$; $P_{dod} = 9.6 / 0.1 = 96 \text{ MW}$.

Ovaj iznos potencijalno je i veći ako se uzme u obzir da je u sklopu rada IGCC kooperacije najprije predviđeno prenetiranje u okviru LFC SHB bloka a zatim i sa ostatkom kooperacije.

Troškovi pristupa IGCC kooperaciji, kao i ukupni benefit ostvaren razmjenom odstupanja i smanjenim angažmanom kapaciteta aFRR, nisu predmet ove analize i prikazani su studijom “Tehno-ekonomska opravdanost pristupanja IGCC kooperaciji” urađenom od strane NOSBiH.

5. Platforma za manuelnu tercijernu rezervu (mFRR) MARI

Uredba evropske komisije o uspostavljanju smjernica za električnu energiju balansiranja definiše zadatke i vremenski okvir za provedbu evropske platforme za razmjenu balansne energije iz rezervi za obnavljanje frekvencije s ručnim aktiviranjem - mFRR.

EBGL definiše okvir za zajednička evropska tehnička, operativna i tržišna pravila za prekogranično balansno tržište. Ovo tržište služi da osigura ekonomičnu nabavku i aktivaciju regulacione energije istovremeno osiguravajući finansijsku neutralnost OPS-a. Važno sredstvo za postizanje ovih ciljeva je usklađivanje balansnih produkata i uska saradnja OPS-a na regionalnom i evropskom nivou.

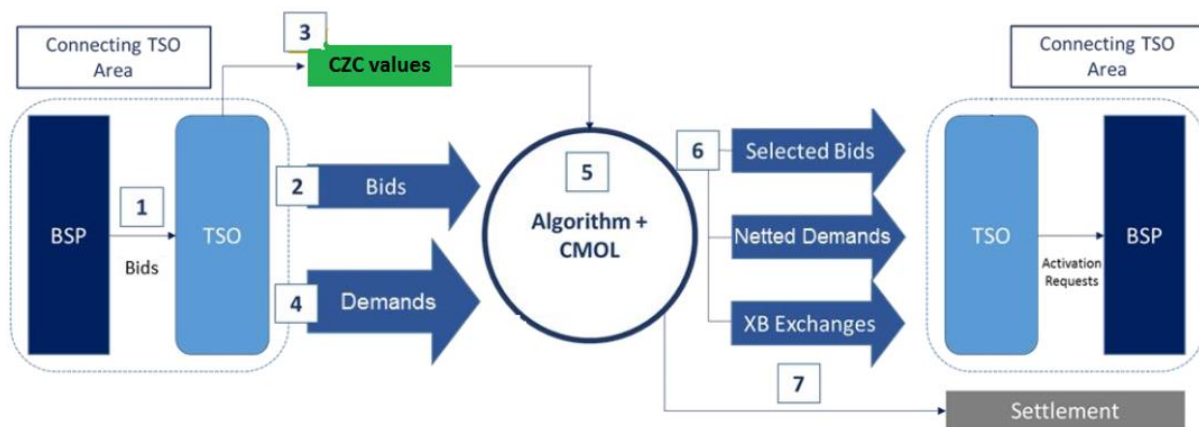
S obzirom na važnost učinkovitog mehanizma balansiranja za integrisano tržište električne energije, 19 evropskih OPS-a odlučilo je raditi na dizajniranju mFRR platforme te su 5. aprila 2017. potpisali Memorandum o razumijevanju u kojem su istaknuti najvažniji temelji saradnje za uspostavu platforme za mFRR i projekat je službeno nazvan MARI – Manually Activated Reserves Initiative.

U septembru 2017. projekat MARI je ENTSO-E odabrao kao izvedbeni projekt za evropsku mFRR platformu koja će se razvijati prema zahtjevima EBGL.

Proces razmjene balansnih rezervi (mFRR) sa stanovišta panevropske i regionalne saradnje, može se sumirati sljedećim aktivnostima:

- Definisanje standardnog proizvoda - OPS-ovi postavljaju tehničke zahtjeve za mFRR proizvode i obavljaju pretkvalifikacijsko ispitivanje tehničkih mogućnosti pružaoca pomoćnih usluga - PPU za pojedine balansne proizvode/produkte; PPU su dužni ispuniti ove uslove ako žele učestvovati na evropskom tržištu balansiranja.
- Licitiranje/Bidding - aktivnost koja se obavlja na vremenskom horizontu “close to real time” sa ciljem da se napravi zajednička lista naloga za Common Merit Order List - CMOL na osnovu pojedinačnih ponuda za balansiranje od strane PPU na nacionalnom nivou.
- Aktivacija i razmjena balansne energije – aktivnost koja se obavlja na vremenskom horizontu “close to real time” za ugovorenu mFRR aktivaciju i u “real time” za direktnu aktivaciju, gdje svaki OPS koji učestvuje na platformi potvrđuje svoje trenutne zahtjeve za aktiviranje balansne energije, dok funkcija za optimizaciju aktivacije (AOF) optimizira sve podnesene zahtjeve i ponude i kreira najefikasnije ekonomsko rješenje za aktiviranje ponuda uz zadata ograničenja prenosa (prekogranični kapacitet). Prekogranična razmjena vrši se fizički ili putem virtuelnih dalekovoda.
- Obračun – post-aktivnost u kojoj OPS-i usaglašavaju količinu i cijenu aktivirane balansne energije.

Na Slici 18. prikazan je proces razmjene balansne energije na platformi za mFRR.

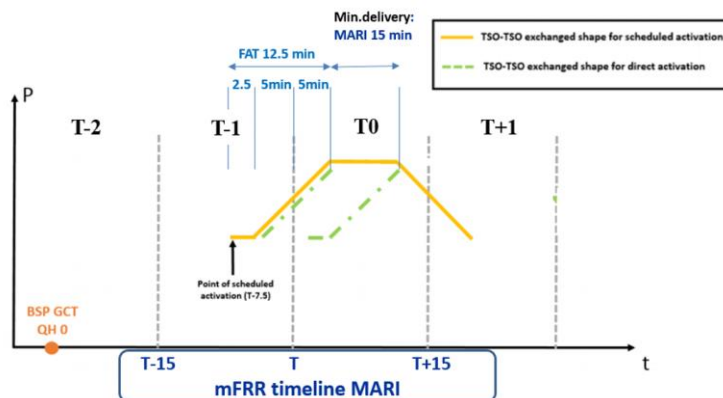


Sl.18. Proces razmjene balansne energije na platformi za mFRR

Najznačajniji dio procesa u pristupu platformi za mFRR biće definisanje standardnog proizvoda balansne energije. Standardni proizvod označava harmonizovani proizvod za uravnoteženje, definisan od strane OPS-a, za razmjenu balansnih usluga.

Bez obzira na karakteristike ponuda PPU-a prihvaćene lokalno, proizvod koji se razmjenjuje između OPS-a putem platforme za mFRR mora imati isti oblik razmjene. Objašnjenje standardne definicije proizvoda za uravnoteženje prikazano je na sljedećoj slici.

U smislu standardizacije balansnih proizvoda prema Slici 19. potrebno je definisati sljedeće:



Sl.19. Parametri standardizovanog mFRR proizvoda

- Period pripreme - vrijeme između zahtjeva za aktiviranje od strane OPS-a i početka *ramping* perioda;
- *Ramping* period - vremensko razdoblje unutar kojeg će definisani iznos balansne energije za razmjenu biti dostignut;

- Puno vrijeme aktiviranja Full Activation Time - FAT - razdoblje između zahtjeva za aktiviranje od strane priključnog OPS-a i dostizanja traženog iznosa balansne energije;
- Minimalna i maksimalna količina - odnosi se na min/max snagu (u MW) koju daje PPU;
- Period deaktivacije – vrijeme potrebno za potpunu deaktivaciju ili postavljanje na vrijednost veću/nížu od prvobitno definisane;
- Minimalno i maksimalno trajanje isporuke
- Period važenja - period do kojeg se ponuđena količina balansne energije od strane PPU može iskoristiti;
- Način aktiviranja - odnosi se na provedbu aktiviranja ponuda: ručno ili automatski

U Tabeli 7. Dat je pregled parametara standardizovanog proizvoda u okviru mFRR platforme MARI.

Parametri standardizovanog mFRR proizvoda	ENTSO-E MARI zahtjevi za standardizovani mFRR proizvod
Model aktivacije	Manuelno ili automatski
Tip aktivacije	Ugovorena (Scheduled Activation) ili direktna aktivacija
Puno vrijeme aktivacije - FAT	12.5 minuta
Minimalna količina ponude	1MW
Maksimalna količina ponude	9999MW
Granulacija ponude	1MW
Minimalno vrijeme trajanja isporuke	5min (Scheduled Activation)
Period važenja	Ugovorena aktivacija može početi samo na ugovorenoj tački aktivacije (T-7.5min); Direktna aktivacija može početi u bilo kom razdoblju između dvije tačke ugovorene aktivacije
Cijena	EUR/MWh
Rezolucija cijene	0.01EUR/MWh

Tabela 7. Parametri standardizovanog proizvoda u okviru mFRR platforme MARI

NOSBiH je u 2019. godini započeo izmjenu Tržišnih pravila i pratećih procedura i njihovo usaglašavanje sa zahtjevima EBGL. Jedan od primarnih razloga izmjene Tržišnih pravila jeste upravo usaglašavanje sa EBGL u dijelu balansnih usluga i omogućavanje pristupa evropskim balansnim platformama.

Na taj način balansnom tržištu BiH će biti na raspolaganju dodatne količine balansne energije limitirane samo dostupnim prekograničnim prenosnim kapacitetom. Definisanje standardizovanog proizvoda mFRR u skladu sa navedenim parametrima omogućiće upotrebu mFRR u balansiranju odstupanja nastalih integracijom nOIE čime će fleksibilnost EES biti značajno povećana. U isto vrijeme će PPU-a u BiH biti omogućen pristup evropskim balansnim platformama i plasman balansnih proizvoda na jedinstveno balansno tržište, što će zasigurno pozitivno uticati i na cijene balansnih usluga u BiH.

Planirani “go-live” za MARI platformu predviđen je početkom 2021. godine. Do tog datuma NOSBiH je planirao da izvrši usklađivanje svojih pravila sa zahtjevima EBGL i da stekne status posmatrača u okviru MARI inicijative a potom da u drugoj polovini 2021. godine postane i operativni član.

S obzirom da razvoj projekata iz nOIE u BiH i dalje stagnira, te da na vremenskom horizontu od najmanje dvije godine (sa izuzetkom VE Podveležje) neće biti novih proizvodnih objekata VE i PV, resurse balansne energije sa MARI platforme možemo računati kao esencijalne u procesu predlaganja inoviranih vrijednosti maksimalne snage prihvata iz nOIE, kao i budućem balansiranju nOIE.

6. Kooperacija između LFC SHB i SMM bloka

Nezavisno od uspostavljanja i početka operativnog rada platforme za mFRR – MARI, u sklopu LFC bloka SHB razmatra se inoviranje postojećeg ugovora o radu SHB bloka u smislu promjene uslova aktivacije zajedničke rezerve.

Predložene su izmjene:

- Smanjenje vremena aktivacije rezerve sa 15min na 12.5min kako je to definisano u okviru MARI projekta
- Promjena min i max vremena trajanja aktivirane rezerve i vremena početka i završetka aktivacije
- Aktiviranje zajedničke rezerve po ekonomskim principima formiranjem zajedničke liste ponuda – CMOL
- Promjena modela aktivacije uvođenjem virtuelnih dalekovoda umjesto dosadašnje aktivacije kroz “scheduling” sistem.

Planirano je da se o navedenom diskutuje početkom 2020. kako bi eventualna primjena mogla početi sa 01.01.2021.godine, a o svim izmjenama sporazuma o radu LFC bloka SHB će regulatorna komisija biti obaviještena kroz redovnu proceduru odobravanja sporazuma.

Iz navedenih prijedloga za izmjene sporazuma o radu LFC bloka SHB, nedvosmisleno je da će iste dovesti do povećanja fleksibilnosti EES u BiH, Hrvatskoj i Sloveniji i ublažiti izazove koje nosi integracija nOIE.

Upravo sa ovim aktivnostima tokom 2019.godine započete su aktivnosti na saradnji LFC bloka SHB sa susjednim SMM blokom (Srbija, Makedonija i Crna Gora). Na sastanku predstavnika dva LFC bloka održanom u septembru 2019. godine pored različitih operativnih pitanja raspravljalo se o mogućnostima dijeljenja rezervi između blokova, odnosno zajedničkog balansiranja sa posebnim akcentom na upravljanje nOIE.

Kao rezultat ovih aktivnosti, u decembru 2019. godine Elektromreže Srbije – EMS izvjestile su preostale učesnike sastanka da su posredstvom Svjetske banke obezbjeđena grant sredstva za izradu regionalne studije pod nazivom “Regional clean energy transition” čiji će glavni zadaci biti:

- Analiza uticaja čiste energetske tranzicije na dekarbonizaciju proizvodnog portfolia, upravljanje proizvodnjom i sigurnost snabdijevanja
- Interkonekcije i prekogranična trgovina električnom energijom
- **Uticaj energetske tranzicije na sistem balansiranja**
- **Analiza uspostavljanja i rada tržišta upravljanja opterećenjem – DSM market**

Predmetna studija daće odgovore i na mogućnosti saradnje LFC blokova u skladu sa smjernicama SOGL, član 167, prilog VII koji propisuje limite u razmjeni rezervi između LFC blokova.

NOSBiH je na stanovištu da treba poticati saradnju po pitanju regionalnog balansiranja jer se klimatski uslovi na većem geografskom području razlikuju pa time ne postoji povezanost između proizvodnje pojedinih tehnologija nOIE, odnosno varijabilnost geografski rasprostranjenih nOIE je manja zbog tzv. “smooth” efekta. Zato se povezivanjem različitih EES preko interkonekcija, odnosno spajanjem nacionalnih balansnih tržišta u veća regionalna, ukupne varijacije proizvodnje i potrošnje smanjuju, čime se smanjuju i zahtjevi za fleksibilnošću sistema.

Takođe, NOSBiH je tokom 2019. godine izvršio inoviranje pravila za unutardnevnu dodjelu kapaciteta na granicama sa Hrvatskom, Srbijom i Crnom Gorom. Prema novim pravilima *“Nominacija unutardnevnih programa mora se napraviti kod oba operatora sistema u istom satu, a najkasnije 45 (četrdesetpet) minuta prije početka prvog sata na koji se unutardnevna prekogranična transakcija odnosi”*.

Na ovaj način je omogućena nabavka prekogranične energije na vremenskom horizontu bliskom realnom vremenu koja se od strane balansno odgovornog subjekta (proizvođač, operator za obnovljive izvore...) takođe može koristiti kao balansna energija.

7. nOIE kao mogući izvor balansne rezerve

Varijabilnost snage primarnog izvora energije nOIE, vjetra i sunčevog zračenja, što utiče na kvalitet prognoze proizvedene električne energije, stavljala je nOIE u poziciju da se ove tehnologije decenijama vide kao problem u balansiranju elektroenergetskog sistema.

Međutim u poslednjih nekoliko godina ovo pravilo prestaje da važi jer vjetro i solarni parkovi aktivno učestvuju u balansiranju elektroenergetskog sistema i time doprinose njegovoj stabilnosti.

Pionir na polju pružanja balansnih usluga iz nOIE je globalna kompanija Acciona, sa sjedištem u Španiji, koja u svom proizvodnom portfoliju broji više od 10.000MW instalisane snage u obnovljivim izvorima od čega 79% u energiji vjetra. Jedan od najznačajnijih datuma u istoriji nOIE sa stanovišta balansiranja jeste 28.02.2016. godine, kada su vjetroparkovi u vlasništvu kompanije Acciona počeli sa pružanjem balansnih usluga povećavajući svoju proizvodnju za traženih 150MW.

Ono što je prije nekoliko godina bilo samo u domenu teorijskog razmatranja danas postaje praksa u zemljama sa većim stepenom integracije nOIE. Tako danas u Njemačkoj, Danskoj, Belgiji i šire vjetroelektrane učestvuju u pružanju pomoćnih usluga i balansiranju sistema.

Jedan od dobrih primjera (što je ustaljena praksa u svijetu) dolazi nam i iz susjedne Hrvatske, gdje VE Ponikve sa ukupnom instalisanom snagom od 36.8MW i odobrenom priključnom snagom 34MW, razliku od 2.8MW između instalisane i odobrene priključne snage koristi za pokrivanje odstupanja nastalih razlikom između planirane i ostvarene proizvodnje.

Navedeni primjer je paradigma kojom će se voditi većina novih projekt developera, jer prestanak “feed-in” šeme podsticaja, te stavljanje balansne odgovornosti pred proizvođače, nameće ideju obezbijedivanja sopstvenih kapaciteta regulacione rezerve. Pitanje koje se postavlja svima nama je kako u uspostavljenom mehanizmu granične kvote integracije nOIE tretirati proizvođače koji kroz rezervu snage, baterije ili manje hidro-pumpne instalacije obezbijede potrebni kapacitet za balansiranje?

I dok višak proizvodnje u sistemu sa strane balansiranja uslovno nije preveliki problem jer proizvođač može ograničiti proizvodnju vjetroparka i smanjiti je na planiranu vrijednost, to je problem manjka proizvodnje veći izazov, ali prethodni primjer je dobar obrazac kako se to može riješiti. Ekstreman slučaj za sistem balansiranja može predstavljati situacija kada su greške u planiranju proizvodnje veće ili eventualno kada se prevede pojava vjetra čija je jačina iznad definisane vrijednosti “cut off” brzine vjetroturbine. Međutim takve situacije su rijetke, a u posljednje vrijeme se turbine većih snaga (>4MW) prave za širi pojas pogonskih uslova, odnosno veće “cut off” brzine (i do 35m/s).

Zbog manje varijabilnosti sunčevog zračenja i lakše predvidljivosti proizvodnje, fotonaponske elektrane predstavljaju manji izazov u balansiranju elektroenergetskog sistema. Upotrebom naprednih softverskih rješenja za optimizaciju proizvodnje u skladu sa planiranim programima rada, korištenjem “solar tracker” tehnologije i instalacijom baterija za skladištenje električne energije, problematika balansiranja fotonaponskih elektrana se dodatno pojednostavljuje.

Nesumnjivo je da će projektovani pad u cijenama kapitalnih troškova za nOIE i pratećih tehnologija poput baterija za skladištenje električne energije, balansiranje nOIE u budućnosti učiniti jednostavnijim.

8. Zaključak

Kako je navedeno u uvodnim razmatranjima, predmetna analiza je za razliku od analiza urađenih u 2017. i 2018. godini koje su EES BiH iz objektivnih razloga posmatrale kao zaseban sistem, bazirana prvenstveno na mogućnostima regionalne i panevropske saradnje i obezbjeđenju prekogranične balansne energije. Takođe, za nešto drugačiji i liberalniji pristup bilo je potrebno steći i sopstvena iskustva u vođenju sistema sa integrisanim nOIE te u analizama koristiti istorijske podatke o planiranoj i ostvarenoj proizvodnji VE u BiH.

Nepune dvije godine nakon priključenja prve vjetroelektrane u BiH, može se ocijeniti da je pristup u određivanju maksimalnih snaga priključenja nOIE sa stanovišta regulacije bio oprezan, ali i kao takav opet nije predstavljao kočnicu u realizaciji projekata nOIE.

Razlog za to su različite “administrativne prepreke” kojima se ova analiza nije bavila, a kao najbolji dokaz tome je činjenica da i nakon sedam godina od donošenja prve odluke o maksimalnoj snazi prihvata iz vjetroelektrana na prenosnoj mreži imamo priključena svega dva objekta VE.

Razlozi za prijedlog povećanja maksimalne snage prihvata iz nOIE sintetizovani su u nastavku:

- U drugom poglavlju dat je pregled statistike odstupanja sistema kontrolnih oblasti BiH, Hrvatske i Slovenije i LFC bloka SHB u cijelini. Iz izloženih podataka se vidi da su statistički pokazatelji kvaliteta FRCE za 2018. i 2019. značajno ispod ciljanih parametara i to:
 - FRCE za nivo 1 iznosio je 5.1% (definisani nivo 30%)
 - FRCE za nivo 2 iznosio je 0.7% (definisani nivo 5%)

Ovi pokazatelji ukazuju na činjenicu da EES BiH sa sadašnjim načinom balansiranja, instalisanim 80.6MW nOIE (VE), može da integriše dodatne količine nOIE bez zahtjeva za povećanjem potrebnog iznosa regulacione rezerve.

- Na bazi podataka izloženih u drugom poglavlju, u trećem poglavlju je izvršena procjena mogućnosti integracije nOIE prema definisanim parametrima FRCE. Pokazano je da ciljani parametri FRCE za nivo 1 i nivo 2, sa dodatnim kapacitetom rezerve od 55MW neće biti prekoračeni za slučaj integracije:
 - VE – 840MW
 - PV – 825MW

Takođe u ovom poglavlju je na temelju metodologije za određivanje zajedničke rezerve u LFC bloku SHB, koja će biti primjenjena po usvajanju zahtjeva EBGL po pitanju standardizacije mFRR produkta, korištenjem istorijskih podataka odstupanja kontrolnih oblasti BiH, Hrvatske i Slovenije, pokazano da će zahtijevani kapaciteti rezerve za balansiranje sistema biti manji. Na bazi toga kapaciteti koji se trenutno koriste u balansiranju sistema mogu biti iskorišćeni kao dodatni kapaciteti za integraciju nOIE.

U ovom poglavlju je praktično pokazano kako integracija nOIE u Hrvatskoj i Sloveniji i odstupanja uzrokovana njihovim radom mogu dovesti do zahtjeva za povećanjem rezerve

u BiH, pa je logičan zaključak da u određivanju maksimalnih iznosa snage za integraciju nOIE treba imati liberalniji pristup, jer njihovo povećanje neće značiti i srazmjerno preslikavanje na potrebne iznose regulacionih rezervi date kontrolne oblasti.

- U četvrtom poglavlju dat je osvrt na dio studije “Tehno-ekonomska opravdanost pristupanja IGCC kooperaciji” urađene od strane NOSBiH i mogućnostima integracije nOIE na bazi oslobađanja kapaciteta sekundarne regulacije učešćem u IGCC kooperaciji.

Dobijeni rezultati, bazirani na egzaktnim podacima rada sistema BiH, te IGCC kooperacije, pokazuju da se sa ulaskom u IGCC proces smanjuje potreba za aktivacijom sekundarne regulacije i za 30%.

Ukoliko se procenat umanjenja kvantifikuje kroz potrebni kapacitet sekundarne regulacije za regulaciono područje BiH u vršnim i nevršnim satima (50MW; 32MW), a zatim na to doda procijenjeni iznos regulacione rezerve po instalisanom MW nOIE od 10%, dobija se snaga nOIE koja bi se mogla integrisati u EES BiH na račun smanjenja angažovanja sekundarne regulacije:

- u vršnim satima 150MW
- u nevršnim satima 96MW.

Ovaj iznos potencijalno je i veći ako se uzme u obzir da je u sklopu rada IGCC kooperacije najprije predviđeno prenetiranje u okviru LFC SHB bloka a zatim i sa ostatkom kooperacije.

- U skladu sa smjernicama Uredbe evropske komisije o uspostavljanju smjernica za električnu energiju balansiranja 2017/2195 - Electricity Balancing Guideline - EBGL evropski OPS-a su otpočeli aktivnosti na implementaciji balansne platforme za mFRR – MARI projekat. Planirani “go-live” za MARI platformu predviđen je početkom 2021. godine. Do tog datuma NOSBiH je planirao da izvrši usklađivanje svojih pravila sa zahtjevima EBGL i da stekne status posmatrača u okviru MARI inicijative a potom da u drugoj polovini 2021. godine postane i operativni član.

Na taj način balansnom tržištu BiH će biti na raspolaganju dodatne količine balansne energije limitirane samo dostupnim prekograničnim prenosnim kapacitetom. Definisanje standardizovanog proizvoda mFRR u skladu sa navedenim parametrima omogućiće upotrebu mFRR u balansiranju odstupanja nastalih integracijom nOIE čime će fleksibilnost EES biti značajno povećana.

S obzirom da razvoj projekata iz nOIE u BiH i dalje stagnira, te da na vremenskom horizontu od najmanje dvije godine (sa izuzetkom VE Podveležje) neće biti novih proizvodnih objekata VE i PV, resurse balansne energije sa MARI platforme možemo računati kao esencijalne u budućem balansiranju nOIE.

- U šestom poglavlju opisane su aktivnosti po pitanju kooperacije između LFC blokova SHB i SMM i mogućnostima dijeljenja rezerve u skladu sa Uredbom komisije 2017/1485 o uspostavljanju smjernica za pogon elektroenergetskog sistema – SOGL. Na posljednjem sastanku predstavnika dva LFC bloka posebna pažnja je posvećena problematici balansiranja sistema sa značajnim udjelom nOIE i aspektima regionalizacije ovog

problema. Integracija balansnih tržišta bi zbog većeg geografskog područja i drugačijih klimatskih uslova a time i varijabilnosti proizvodnje umanjila zahtjeve za potrebnom balansnom rezervom.

Takođe u ovom poglavlju navedene su aktivnosti na inoviranju postojećeg sporazuma o radu LFC bloka SHB čije će izmjene dodatno doprinijeti većoj fleksibilnosti EES.

- U sedmom poglavlju razmatrano je učešće proizvodnih objekata nOIE u balansiranju sistema i kao mogućih izvora balansne rezerve. Na praktičnim Evropskim i regionalnim primjerima pokazano je kako nOIE mogu biti aktivni učesnik na balansnom tržištu. Prestanak “feed-in” šeme podsticaja, te uvođenje balansne odgovornosti pred proizvođače energije iz nOIE, uz pojeftinjenje nOIE tehnologija nesumnjivo će dovesti do zaokreta u balansiranju istih, opredjeljujući investitore za obezbjeđenje sopstvenih resursa regulacione rezerve. Pitanje koje se nameće je kako u uspostavljenom mehanizmu kvota integracije nOIE tretirati proizvođače koji kroz rezervu snage, baterije ili manje hidro-pumpne instalacije obezbijede potrebni kapacitet za balansiranje?
- Analizom nije razmatran aspekt razvoja organizovanog DA/ID tržišta u BiH jer NOSBiH ne može uticati na ovaj proces. Zsigurno je da zastoj u ovim aktivnostima prevalentno, uz još neke manje bitne faktore, utiče na stepen realizacije projekata iz nOIE. Isto tako sigurno je da uspostavljanje organizovanog tržišta sa pratećim mehanizmima može ponuditi dodatne mogućnosti za bezbolniju integraciju nOIE.