

ECA

ECONOMIC
CONSULTING
ASSOCIATES

The KPMG logo consists of the letters 'KPMG' in a bold, italicized, blue sans-serif font. Above the letters are four vertical blue bars of varying heights, creating a stylized graphic element.The EIHP logo features a red square with a white dot in the top-left corner, positioned to the left of the letters 'EIHP' in a bold, red sans-serif font.

**Projekt podrške direktnom
finansiranju održivih energetskeih
sistema zapadnog Balkana:
Jačanje institucionalnih kapaciteta**

**Projekt br.11: Bosna i Hercegovina:
Analiza integracije vjetroelektrana u
elektroenergetski sistem i tržišna
pravila**

**Zadatak 4:
Tržišna pravila i dispečiranje nove
proizvodnje iz obnovljivih izvora energije**

**Konačni izvještaj
Decembar 2011**

**Za NOS BiH i EBRD
Finansijer EBRD**

Economic Consulting Associates Limited
41 Lonsdale Road, London NW6 6RA, UK
tel: +44 20 7604 4545, fax: +44 20 7604 4547
<http://www.eca-uk.com>

Sadržaj

1	Uvod	1
2	Osnovni principi tržišnih pravila	2
2.1	Odredbe tržišnih pravila	2
2.1.1	Osnovne karakteristika dizajna Tržišnih pravila	2
2.1.2	Osnovne karakteristike primarne tržišta	3
2.1.3	Obaveze NOS-a prema ENTSO-E	4
2.2	Balansne grupe	5
2.2.1	Poravnanje debalansa	5
2.2.2	Članstvo u balansnoj grupi	6
3	Efekat balansnih grupa na obnovljive izvore	7
3.1	Pitanja vezana za obnovljive izvore energije	8
3.1.1	Balansne grupe	8
3.1.2	Operatori za obnovljivu energiju	9
3.1.3	Operatori za obnovljivu energiju i balansiranje u sistemu	10
3.1.4	Izloženost debalansu	10
3.2	Uticaj balansne grupe na ugovaranje proizvođača iz obnovljivih izvora	13
3.2.1	Prodaja i otkup energije iz OEI projekata	14
3.2.2	Dodjela troškova balansiranja	16
3.3	Obezbjedenje pomoćnih usluga proizvođača iz OIE	18
3.4	Centralno finansijsko poravnanje debalansa	18
3.5	Prognoza proizvodnje energije vjetra	18
3.6	Nenamjerna razmjena (odstupanja)	19
4	Preporuke za tržišna pravila kako bi se prihvatila energija iz obnovljivih izvora	20

Slike

Slika 1	Potencijalne greške prognoze za 100 MW energije vjetra – 2010. prosječno satno dispečiranje	12
---------	---	----

Skraćenice

BiH	Bosna i Hercegovina
EBRD	Evropska banka za obnovu i razvoj
EU	Evropska unija
FBiH	Federacija Bosne i Hercegovine
FERC	Regulatorna komisija za električnu energiju u Federaciji BiH (FERK)
FIT	Feed in Tarifa
GW	Giga vat
ISO	Nezavisni operator sistema (NOS)
MW	Mega vat
RES	Obnovljivi izvori energije (OIE)
RERS	Regulatorna komisija za energetiku Republike Srpske
RS	Republika Srpska
SERC	Državna regulatorna komisija za električnu energiju (DERK)
Transco	Kompanija za prenos električne energije
ZP	Zavisno preduzeće

1 Uvod

Naš konzorcij je od EBRD-a dobio zadatak da asistira regulatornim tijelima i drugim institucijama na području Zapadnog Balkana u njihovim naporima da kreiraju pogodno okruženje za investicije u tehnologiju obnovljivih izvora. U projektnom zadatku za Zadatak 4 se navodi:

“Sa razvojem konkurencije i novih tržišnih igrača koji potencijalno mogu biti odgovorni za kupovinu električne energije iz OIE, NOS treba da razjasni tržišna pravila i proces kako bi bio u mogućnosti da dispečira proizvodnju iz novih obnovljivih izvora podržanu feed-in tarifama. Ova podrška će omogućiti da osiguranje tokova novca od potrošača ka proizvođačima obnovljive energije po sistemu feed-in tarife i potencijalni troškovi balansiranja, budu regulisani od strane novih balansno odgovornih strana”.

Zbog toga je ovaj izvještaj podijeljen na sljedeća poglavlja:

- ❑ Poglavlje 2 daje uvid u način funkcionisanja važećih tržišnih pravila.
- ❑ Poglavlje 3 ispituje aspekte tržišnih pravila NOS-a kojima rukovodi NOS, a koja se posebno odnose na to kako će proizvođači energije iz obnovljivih izvora obavljati trgovinu na tržištu i kako će na njih uticati odluke uspostavljenih balansnih grupa u BiH.
- ❑ Poglavlje 4 daje rekapitulaciju naših preporuka.

2 Osnovni principi tržišnih pravila

Tržišna pravila je kreirao NOS BiH, nezavisni operator sistema (NOS). Ona se u svojoj osnovi smatraju prelaznim zato što obrađuju razvoj tržišta za Faze 1a i 1b, ali specificiraju da će se napraviti izmjene kada Faza 2 bude tehnički izvodiva. Očekuje se da će se Pravila promijeniti u bliskoj budućnosti.

Tržišna pravila su definisala varijantu prilično standardnog bilateralnog ugovornog tržišta sa rezidualnim balansiranjem. Najvažniji ciljevi Tržišnih pravila su:

- Razviti kompetitivno tržište
- Osiguranje da NOS može ispuniti svoje obaveze prema ENTSO-E.

Iako se većina Tržišnih pravila odnosi na prvi cilj, ona su uvijek ograničena drugim ciljem.

U ovom poglavlju razmatramo relevantne odredbe tržišnih pravila koje obuhvataju:

- Pregled ključnih odredaba uključujući dizajn tržišta i tretman balansiranja, poravnanje i prekogranične tokove energije.
- Osnovne karakteristike balansnih grupa, koje se mogu smatrati osnovom tržišta kada je u pitanju poticaj za balansiranje proizvođača i snabdjevača.

2.1 Odredbe tržišnih pravila

2.1.1 Osnovne karakteristika dizajna Tržišnih pravila

Ključne karakteristike dizajna su:

- Bilateralni ugovori između proizvodnje i snabdjevača.
- Poticaj za učesnike na tržištu njihovim balansiranjem izjednačujući ugovorenu proizvodnju sa očekivanom potražnjom potrošača.
- Balansni mehanizam za upravljanje rezidualnim debalansima u kojima Balansno odgovorne strane kupuju i/ili prodaju energiju na osnovu instrukcija od NOS-a kako bi u stvarnom vremenu održali sistem u fizički uravnoteženom stanju između proizvodnje i potrošnje (neto prekogranična razmjena).
- Isplata učesniku na tržištu zbog debalansa na način da oni koji su pod-ugovoreni¹ plaćaju onima koji su nad-ugovoreni; debalans učesnika na

¹ Pod-ugovoreni znači da učesnik na tržištu ili nije proizveo onoliko koliko je prema ugovoru trebao, ili su njegovi potrošači potrošili više energije nego što je prema ugovoru trebalo biti isporučeno

tržištu predstavlja veličinu nad ili pod-ugovaranja. Debalans se mjeri kao razlika između ugovorenog stanja (koliko energije je kupljeno i prodano) i izmjenjenog stanja na mjernim uređajima proizvođača ili potrošača.

- ❑ Cijena debalansa se određuje akcijama koje preduzima NOS kroz balansni mehanizam.

2.1.2 Osnovne karakteristike primjene tržišta

U nastavku dajemo pregled izabranih opcija koje su korištene za implementaciju gore navedenih principa. Namjera ovoga nije da bude potpuni opis toga kako tržište funkcionira već da ponudi listu relevantnih elemenata dizajna koji utiču na to kako proizvođači iz obnovljivih izvora i snabdjevači sklapaju bilateralne ugovore.

- ❑ **Balansne grupe.** Svi snabdjevači moraju participirati u balansnoj grupi sa određenom Balansno odgovornom stranom (BOS). BOS obavještava NOS o stanju debalansa i bilateralnim ugovorima za svaki sat dan unaprijed; nakon tog dana BOS će zabilježiti izmjereno stanje i preuzeti finansijsku odgovornost za regulisanje svih debalansa unutar balansne grupe. Svaki član balansne grupe ima balansni ugovor sa BOS-om koji je, kao prikladan, regulisan od strane DERK-a.
- ❑ **Gate closure (krajnji rok za dostavu dnevnog rasporeda).** Iako se početno stanje prema ugovoru i predviđeno stanje proizvođača prethodno bilježe, konačno stanje se predaje ENTSO-E u 14:30 prethodni dan. Do krajnjeg roka za dostavu dnevnog rasporeda NOS mora ispuniti sljedeće obaveze ili mora odrediti sljedeće:
 - ❑ Raspored ugovora za svaku BOS
 - ❑ Raspored proizvodnje i potrošnje za svaki sat
 - ❑ Ponude u okviru balansnog mehanizma
 - ❑ Obaveze vezane za ograničenja i prekograničnu razmjenu
 - ❑ Korištenje ugovora o pomoćnim uslugama
 - ❑ Očekivani prenosni gubici.
- ❑ **Trgovina ugovorima.** Snabdjevači i proizvođači unutar balansne grupe mogu trgovati ugovorima između sebe, ali i sa snabdjevačima i proizvođačima registrovanim u drugim balansnim grupama. Strane koje učestvuju u trgovini ugovorima također mogu izvoziti i uvoziti energiju putem interkonekcija.
- ❑ **Cijene balansnog mehanizma.** Cijene za ponude u okviru balansnog mehanizma su regulisane cijene za obezbjeđenje sekundarne i tercijarne rezerve pod ugovorima za pomoćne usluge. Cijene reguliše DERK na

osnovu troškova proizvodnih jedinica koje su izabrane za obezbjeđenje pomoćnih usluga.

- ❑ **Cijene debalansa.** NOS će odrediti dvije cijene debalansa koje se objavljuju na početku svakog dana i primjenjivaće se čitav dan na sljedeći način:
 - ❑ Cijena marginalne jedinice, određene da obezbijedi dodatnu energiju kao pomoćnu uslugu, kada postoji nedostatak energije u sistemu će se koristiti da se odredi gornja cijena debalansa koja će se primjenjivati u satima kada u sistemu postoji manjak energije;
 - ❑ Cijena marginalne jedinice, određene kroz ugovor o pomoćnim uslugama za apsorpciju viška energije, kada ima previše energije u sistemu će odrediti cijenu u satima kada u sistemu postoji višak.

Ovo znači da će cijena debalansa biti visoka kada u sistemu nedostaje energije, odnosno niska kada u sistemu postoji višak energije.

- ❑ **Troškovi debalansa.** Stanje ugovora svake balansne grupe će se uporediti sa izmjerenim stanjem (na mjernim uređajima uz proizvodnju i na mjestu preuzimanja) da bi se utvrdilo da li je BOS u svakom satu imala višak ili manjak. BOS koja je ostvarila višak će za svaki sat biti plaćena po cijeni debalansa za taj sat, za svaki MWh viška; BOS koja je ostvarila manjak će platiti istu cijenu debalansa za svaki MWh u kojem je postojao manjak.
- ❑ **Poravnanje debalansa.** Na trenutnom tržištu postoje samo 3 BOS-e, koje su ustvari tri postojeće elektroprivrede. BOS(e) koja ostvaruje manjak vrši bilateralne isplate BOS(e) koja ostvaruje višak; NOS računa sumu koja će se isplatiti, ali ne upravlja ovim isplatama.

2.1.3 Obaveze NOS-a prema ENTSO-E

Ključni zahtjevi prema NOS-u su:

- ❑ **Prethodni dan**
 - ❑ **Dostaviti raspored balansiranja u odnosu na susjedne sisteme.** Ovo znači da se sve prekogranične razmjene sa drugim područjima planiraju ili da su ostvarive.
 - ❑ **Održavati sekundarnu rezervu.** Ovo je zahtjev na osnovu kojeg se ispad proizvodnje najveće proizvodne jedinice u sistemu može zamijeniti proizvodnjom u periodu od 15 minuta.
 - ❑ **Osigurati raspoloživost tercijarne rezerve.** NOS mora imati pravo da pozove proizvodne jedinice nakon što je iskorištena sekundarna rezerva kako bi osigurao da može održavati obaveze za sekundarnom regulacijom.

- ❑ **Na dan**
 - ❑ **Doprinositi održavanju frekvencije u sinhronoj zoni ENTSO-E.** Neke od proizvodnih jedinica u BiH moraju imati fleksibilnost da odgovore na promjene u frekvenciji povećanjem ili smanjenjem proizvodnje.
 - ❑ **Smanjiti nenamjernu razmjenu.** Ovo je u osnovi zahtjev da se održi fleksibilnost u proizvodnji i potrošnji, kao i da se pozove na tu fleksibilnost kako bi sistem BiH ostao izbalansiran prilikom fluktuacija potrošnje (ili proizvodnje).
- ❑ **Dan poslije**
 - ❑ **Poravnanje nenamjerne razmjene.** Ako se desi debalans u području pod kontrolom NOS-a u bilo kojem satu, NOS mora učestvovati u programu razmjene kako bi razmijenio energiju sa drugim područjima.

Tržišna pravila određuju kako se primjenjuju ovi zahtjevi.

2.2 Balansne grupe

2.2.1 Poravnanje debalansa

Pri trenutnim pravilima samo tri elektroprivrede mogu činiti balansne grupe (EP HZ HB – Mostar i EP BiH – Sarajevo u FBiH i ERS – Trebinje u RS). Ovo se neće promijeniti dok se ne primjeni sistem centralnog finansijskog kliringa.

Trenutno, centralni obračun debalansa vrši NOS. Trenutno finansijsko poravnanje uključuje:

- ❑ ako jedna balansna grupa ostvari manjak onda ona mora izvršiti direktno plaćanje za debalans i za korištenje pomoćnih usluga drugim dvjema balansnim grupama u iznosima propisanim od strane NOS-a;
- ❑ ako dvije balansne grupe ostvare manjak onda one moraju izvršiti bilateralni finansijski povrat trećoj grupi.

Jasno je da je, dok postoje samo tri balansne grupe, moguće ostvariti ova finansijska poravnanja, ali ako se broj balansnih grupa poveća onda neće biti moguće ovo realizovati. Razlozi za ovo su:

- ❑ Problemi zbog razlika u velikom broju bilateralnih ugovora, posebno ukoliko je potrebna neka vrsta retroaktivnog poravnanja zato što je izvršeno pogrešno očitavanje jednog od mjernih uređaja.
- ❑ Kreditni aranžmani: svaka balansna grupa će trebati ugovoren sporazum sa svim ostalim balansnim grupama bez obzira da li tu balansnu grupu smatra pouzdanom ili ne. Takođe ovo vodi ka:

- Pitanje redoslijeda povjerilaca ukoliko postoje neplaćeni dugovi.

2.2.2 Članstvo u balansnoj grupi

Kvalifikovani kupci mogu ili nabaviti energiju direktno sa tržišta, ili od nezavisnog snabdjevača. Po trenutnom aranžmanu oni se nalaze u balansnoj grupi lokalne elektroprivrede. Ipak, oni mogu izabrati da budu članovi i druge balansne grupe.

Oni ne mogu promijeniti balansnu grupu tokom jedne godine. Ovo znači da će osnovni ugovor o snabdijevanju biti godišnji ugovor. Moguće je da snabdjevač bude član jedne balansne grupe, a da kupuje energiju na osnovu bilateralnog ugovora od druge balansne grupe.

Članstvo u balansnoj grupi se ostvaruje putem standardnog Ugovora o odgovornosti za balansiranje koji odobrava DERK.

3 Efekat balansnih grupa na obnovljive izvore

Ovo poglavlje analizira uticaj Tržišnih pravila na tržišni rizik sa kojim se suočavaju proizvođači iz OIE. Zajedničko sa drugim tržištima je činjenica da pravila nisu napisana uzimajući u obzir obnovljive izvore. Tržišna pravila uključuju aranžmane za termo i hidroelektrane (uključujući pumpno-akumulacione), ali ne pominju proizvodnju iz OIE. Pored toga, ni Operator za OIE u FBiH, ni Operator sistema u RS nisu pomenuti u Tržišnim pravilima. Stoga se analiza izvršena u ovom poglavlju fokusira na to kako bi se pravila mogla promijeniti kako bi se minimizirao njihov uticaj na male proizvođače koji ne mogu lako kontrolisati svoje dispečiranje.

Ključni problem iz kratkoročne perspektive predstavlja pitanje da li bi distributivne kompanije mogle obavljati ulogu onoga koji omogućava feed-in podršku za OIE ili bi se odmah trebali uspostaviti Operatori za obnovljivu energiju. Ovaj problem se razmatra u nastavku, te je donesen zaključak da se specijalizovani nezavisni operatori za obnovljivu energiju² moraju uspostaviti na samom početku sa odgovornošću da:

- Kupuju od svih OIE podržanih kroz feed-in tarifu; i
- Obavljaju sve aktivnosti unutar balansne grupe u ime proizvođača iz OIE.

Zato u ovom poglavlju razmatramo:

- Osnovne probleme sa kojim se suočavaju proizvođači iz obnovljivih izvora;
- Opcije za poboljšanje Tržišnih pravila; i
- Uticaj balansiranja na proizvodnju iz OIE.

² Po predloženom novom zakonu Operatori za obnovljivu energiju će samo upravljati proizvođačima iz obnovljivih izvora energije koji su kvalifikovani za plaćanje po FIT šemi.

3.1 Pitanja vezana za obnovljive izvore energije

3.1.1 Balansne grupe

Proizvođači energije iz obnovljivih izvora (posebno proizvodnja iz energije vjetra) će neizbježno izazvati debalans u sistemu i ovaj debalans mora regulisati jedna ili više balansnih grupa.

Članstvo u balansnoj grupi

Trenutno, nezavisni proizvođači i snabdjevači moraju biti članovi jedne od tri balansne grupe kojima upravljaju elektroprivrede. Iako sporazum o članstvu mora biti odobren od strane regulatora, nezavisni članovi imaju nekoliko ključnih pitanja:

- ❑ **Informacija.** Potreba da se balansnoj grupi unaprijed nominira ugovorno stanje znači da elektroprivreda ima ključnu informaciju o balansnom stanju svojih konkurenata. Potrebno je priznati da uz tri operativne balansne grupe ova informacija ne daje potpuni uvid u balansno tržište, ali ipak ima dovoljno informacija o fleksibilnosti konkurenata – posebno budući da se ova informacija mora davati na dnevnoj osnovi.
- ❑ **Alokacija debalansa.** Balansna grupa treba da dijeli troškove debalansa jednako između članova, ali nije jasno kako se ovo može efikasno sprovesti kada jedna strana ima sve potrebne informacije.
- ❑ **Portfolio benefit.** Balansna grupa je sredstvo za udruživanje i pokrivanje debalansa individualnih potrošača i kupaca. Osnovni snabdjevač (distributivna kompanija) će imati početnu prednost zbog velikog broja različitih tipova kupaca i proizvođača. Potencijalno postoji i dodatna prednost ukoliko dođe do nagomilavanja benefita drugih članica balansne grupe u distributivnoj kompaniji.

Učesnik na tržištu se može registrovati kod bilo koje od tri balansne grupe. Ovo znači da bi se, na primjer, farma vjetroelektrana na teritoriji koju kontroliše EP HZ HB – Mostar mogla registrovati kod EP BiH – Sarajevo ili ERS – Trebinje. Budući da njeno mjerenje i dalje registruje EP HZHB – Mostar ovo nije težak problem za poravnanje kroz uplate za feed-in tarifu.

Ograničeno članstvo u balansnoj grupi je veći problem za konkurenciju zato što dovodi snabdjevače (i proizvođače iz OIE) u nepovoljan položaj jer moraju BOS-i dostaviti informacije o nominiranju i prognozi, koja onda može djelovati na osnovu očekivanog debalansa sistema i na taj način profitirati utičući na cijenu koju je potrebno isplatiti. Na primjer: distributivna kompanija zna da će snabdjevač koji se natječe u balansnoj grupi vjerovatno biti pod-ugovoren u određenom satu i da će to stvoriti manjak na čitavom tržištu. U ovom slučaju, ona dolazi u iskušenje da malo poveća svoju prognoziranu potrošnju tako da na kraju ostvari višak. Ako sistem i dalje ostvaruje manjak onda će BOS profitirati isplatom njenog viška po visokoj cijeni.

Proizvođači iz OIE su manje izloženi ovoj vrsti manipulacije čak i ako su registrovani kod elektroprivredne BOS-e zato što će oni imati ugovor sa elektroprivredom za njihovu ukupnu proizvodnju (po aranžmanu iz FIT) i elektroprivreda će balansirati sve ono što ona obezbjeđuje (uključujući doprinos OIE) naspram svog ukupnog tereta.

3.1.2 Operatori za obnovljivu energiju

U FBiH, Uredba o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije će uspostaviti Operatora za OIE i kogeneraciju. Ovaj Operator će imati zadatak da računa, sakuplja i plaća naknadu za poticaj proizvodnje električne energije iz elektrana koje koriste OIE i kogeneraciju u skladu sa strateškim ciljevima Federacije koji se odnose na udio obnovljivih izvora energije i kogeneracije u ukupnoj potrošnji električne energije.

U RS-u, u Uredbi o regulaciji proizvodnje i potrošnje energije iz obnovljivih izvora i kogeneracije se navodi da će administrativne, finansijske i druge operativne poslove vezane za poticaj proizvodnje energije iz obnovljivih izvora i kogeneracije voditi nezavisno tijelo uspostavljeno od strane Vlade RS-a koje će imati zadatak da služi kao operator poticajnog sistema i koji će biti nazvan Operator sistema poticaja.

U cilju lakšeg razumijevanja ovog izvještaja usvojili smo izraz "Operatori za obnovljivu energiju" koji označava Operatora za OIE i kogeneraciju u FBiH i Operator sistema poticaja u RS-u.

Postoji mogućnost da se Operatori za obnovljivu energiju koriste u svrhu balansiranja obnovljive energije u BiH. U RS-u postoji samo jedna balansna grupa – ERS – Trebinje tako da Operator sistema mora pripadati ovoj grupi. Ipak, u FBiH postoje dvije balansne grupe tako da će Operator za OIE i kogeneraciju morati izabrati kojoj balansnoj grupi želi da se pridruži. Kao alternativa, mogla bi se razmotriti mogućnost da se Operator OIE pridruži objema balansnim grupama u FBiH pri čemu bi se proizvodnja svakog projekta OIE pridruživala jednoj od balansnih grupa.

U oba entiteta proizvođači iz OIE će prodavati svoju proizvodnju nadležnom Operatoru za obnovljivu energiju po cijeni određenoj po primijenjenoj FIT. Operator za obnovljivu energiju će prodati ovu proizvodnju snabdjevaču u svakom entitetu sa alokacijom ukupne količine prema ukupnoj potrošnji svakog snabdjevača.

Operatori za obnovljivu energiju će morati da dostave dnevne prognoze svojim balansnim grupama prije krajnjeg roka za dostavu dnevnog rasporeda kako bi omogućili balansnim grupama da uključe prognozu proizvodnje iz obnovljivih izvora u dnevni raspored, koji one predaju NOS-u. Bilo koja razlika između prognozirane proizvodnje obnovljive energije i stvarne proizvodnje će rezultirati debalansom koji će se rješavati u realnom vremenu kroz instrukcije koje će davati NOS. Poravnanje troškova debalansa će izvršiti tri balansne grupe.

Tačna prognoza u periodu većem od četiri sata je posebno problematična u slučaju proizvodnje iz energije vjetra. Troškovi debalansa koji su rezultat razlike između prognozirane proizvodnje i stvarno izmjerene proizvodnje će se, na fer i

transparentnoj osnovi, morati prebaciti na potrošače. Važno je da ovaj process bude što jednostavniji.

3.1.3 Operatori za obnovljivu energiju i balansiranje u sistemu

Po važećim Tržišnim pravilima Operatori za obnovljivu energiju ne bi mogli samostalno biti BOS. Ipak, mogli bi sklopiti aranžman koji bi mogao funkcionisati na sljedeći način:

- Operatori za obnovljivu energiju bi se mogli registrovati kao članovi jedne od balansnih grupa BOS-e (možda kao snabdjevač).
- Svaki proizvođač iz OIE je registrovan kod jednog od Operatora za obnovljivu energiju.
- Operator za obnovljivu energiju prognozira proizvodnju svih proizvođača OIE koji su kod njega registrovani. Kako bi se smanjili troškovi debalansa trebalo bi dati poticaj operatoru za osiguranje da ukupna prognoza bude što preciznija.
- Operator za obnovljivu energiju alokira svakom snabdjevaču prognoziranu proizvodnju iz OIE kao ugovore za prodaju. Ova alokacija bi trebala biti proporcionalna snabdjevačevoj ukupno preuzetoj obavezi prema OIE (ili proporcionalna preuzetoj obavezi prema svakoj tehnologiji OIE).
- Operatorima za obnovljivu energiju bi trebao biti dodijeljen njihov udio u troškovima debalansa na osnovu greške prognoze u okviru svake balansne grupe i oni bi trebali dijeliti grešku i pripadajuće troškove među proizvođačima iz OIE na unaprijed definisanom principu.

3.1.4 Izloženost debalansu

Rizik prognoze

Odlučeno je da će u FBiH proizvođači iz OIE sa instalisanom snagom većom od 150 kW snositi troškove debalansa³. Ovo stvara jak poticaj za proizvođača da precizno prognozira svoju proizvodnju. Ovo je gotovo sigurno usmjereno ka vjetroelektranama koje imaju najslabiju mogućnost tačne prognoze proizvodnje posebno u periodima dužim od četiri sata.

U RS-u Uredba navodi da će fondovi za poticaj proizvodnje elektrana iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije pokriti dio troškova debalansa. Ovi fondovi se trebaju obezbijediti kroz korištenje ekstra naknada pored tarifa za energiju isporučenu krajnjim kupcima u RS-u.

³ Član 12 Uredbe navodi da Operator OIE plaća naknadu za debalans u električnoj energiji i da će učestvovati u osiguranju pravila za balansiranje sistema zajedno sa ovlaštenim institucijama, uključujući pravila za izračun naknada za debalans, koja su u nadležnosti NOS-a.

Postoji sistemski rizik da će proizvođači iz energije vjetra ipak težiti da izvrše manju prognozu⁴. Razlozi za ovo su sljedeći:

- ❑ kako je prethodni dan krajnji rok za dostavu dnevnog rasporeda postoji mogućnost za kvar velikog generatora ili za smanjenje njegove proizvodnje u toku perioda od 24 sata što vodi ka manjku u malom sistemu⁵.
- ❑ Pri određenim vremenskim uslovima proizvodnja iz energije vjetra može činiti značajan udio u dnevnoj proizvodnji relativno male zemlje.
 - ❑ Greška u prognozi proizvodnje iz energije vjetra na bazi prethodnog dana može biti kao na Slika 1.
- ❑ Kada je proizvodnja iz energije vjetra iznad prognozirane, čitavo tržište će najvjerovatnije imati višak – vjetroelektranama se plaća niska cijena debalansa.
- ❑ Kada je proizvodnja iz energije vjetra ispod prognozirane, čitavo tržište će najvjerovatnije imati manjak – vjetroelektrane plaćaju visoku cijenu debalansa.
- ❑ Očekivani trošak vezan za povećanu prognozu je veći od očekivanog gubitka prihoda zbog cijena neisporučene energije.

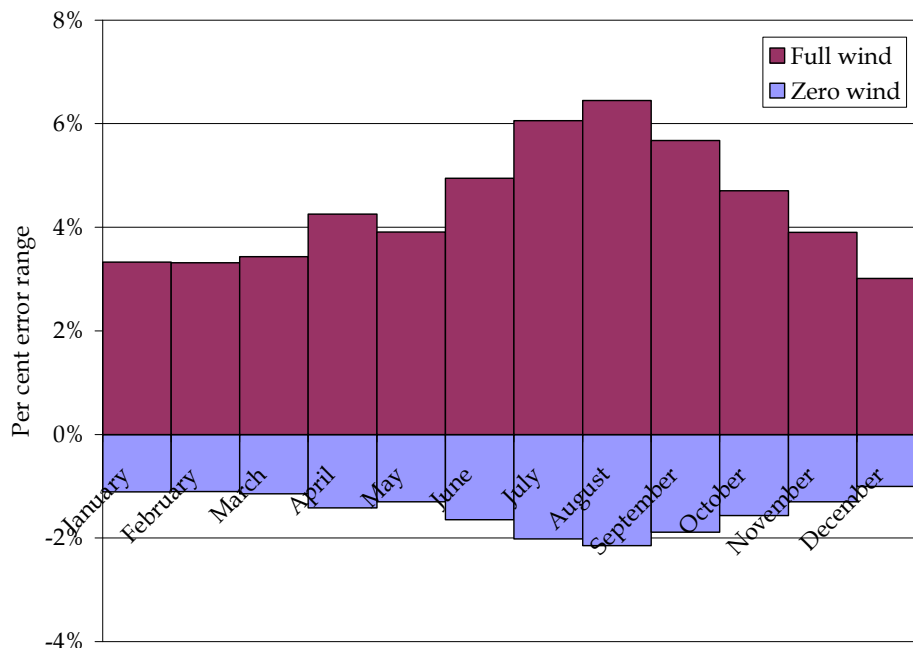
Vjetroelektrane koje prodaju BOS-i sadašnje distributivne kompanije daju toj balansno odgovornoj strani priliku da namjerno izmijeni stanje svog ugovora podrivajući na taj način predviđanje profila rizika vjetroelektrane⁶.

⁴ ili čak prognozirati da neće proizvoditi.

⁵ Ovo je rezultat činjenice da u malim sistemima jedna konvencionalna proizvodna jedinica obično čini veći postotak ukupne raspoložive proizvodnje, iako su u većim sistemima kao što su Njemački, Francuski ili u Velikoj Britaniji individualne proizvodne jedinice obično puno veće.

⁶ Npr. vjetroelektrana napravi manju prognozu svoje očekivane proizvodnje kako bi smanjila rizik da stvori manjak na tržištu; znajući ovo BOS bi mogla prilagoditi svoju prognozu da bude pod-ugovorena ostvarujući na taj način profit.

Slika 1 Potencijalne greške prognoze za 100 MW energije vjetra – 2010. prosječno satno dispečiranje⁷



Izvor: ENTSO-E, 2010 mjesečno dispečiranje za BiH

Potrebno je istaći da su podaci na Slika 1 korišteni samo radi ilustracije, te ih je potrebno u potpunosti analizirati u slučaju BiH.

Uticaj krajnjeg roka za dostavu dnevnog rasporeda

Krajnji rok za dostavu dnevnog rasporeda usvojen u Mrežnim pravilima je specificiran u Poglavlju 6.5 NOS-ovog Mrežnog kodeksa. Ovo je adekvatno za većinu prognoziranih subjekata sa izuzetkom proizvodnje vjetroelektrana. Svrha krajnjeg roka za dostavu dnevnog rasporeda je da se prebaci odgovornost za instrukcije za dispečiranje koje su date proizvođačima na NOS.

Ovo ima implikacije i na velike i na male proizvodne jedinice. Veliki generator koji neočekivano izgubi proizvodnju ne može dogovoriti svoj povrat u balansirano stanje; generator koji se pokvari nakon 14:30 izložen je debalansu koji može trajati do 33.5 sati. Većina proizvođača manje je izložena ovom komercijalnom trošku jer postoji razumna vjerovatnoća da će kompanija sa generatorom koji je ispao zaraditi prihod od drugih proizvodnih jedinica prodajući usluge rezerve operatoru sistema kao sekundarnu ili tercijarnu rezervu; proizvođači sa jednim generatorom i proizvođači iz obnovljivih izvora nisu zaštićeni na isti način.

⁷ Slika je bazirana na prosječnom satnom dispečiranju u svakom mjesecu 2010. pretpostavljajući da je 100 MW energije vjetra dodato sa prosječnom proizvodnjom od 25%.

Ipak, obično su vjetroelektrane najizloženiji proizvođači iz OIE zato što one ne mogu kontrolisati dispečiranje, dok je upitna i precizna prognoza njihove proizvodnje tako da se mogu suočiti sa značajnim greškama u prognozi.

Najbolji lijek za smanjenje izloženosti debalansu je pomjeranje krajnjeg roka za dostavu dnevnog rasporeda bliže stvarnom vremenu. Trenutno je u Evropi uobičajeno da se krajnji rok za dostavu dnevnog rasporeda pomjeri na vrijeme od jednog do četiri sata prije stvarnog vremena; proizvođači i snabdjevači imaju mogućnost za renominaciju i promjenu ugovorenog tokom dana. Takav aranžman bi zahtijevao veći angažman NOS-a.

Mogao bi se razmotriti skromniji aranžman za renominaciju u kojem je dozvoljeno proizvođačima da sklapaju ugovore između sebe kako bi se učvrstio njihov položaj i kako bi se prebacio dio zahtjeva za pomoćnim uslugama prema proizvođačima na način da izvrše zamjenu proizvodnje generatora koji je u kvaru. Ovaj pristup bi smanjio komercijalne posljedice izloženosti debalansu pri čemu ne bi došlo do promjena u načinu na koji funkcioniše sistem. Koristio bi se isti proizvođač(i) kojem bi NOS u suprotnom, naložio da poveća svoju proizvodnju, ali bi komercijalne posljedice po strane koje su u ovo uključene bile različite. Posljedice ovoga bi bile:

- ❑ Osiguranje da će balansiranje koje preduzima NOS biti vršeno prije svega zbog greške u prognozi, a ne zbog kvara generatora.
- ❑ Generator koji ispadne iz pogona će biti pod manjim pritiskom da se brzo vrati u pogon. Ipak, poticaj za proizvođača da se što prije vrati u pogon će ostati.

Ako se ova šema osiguranja od kvara primijeni prilikom kvara na greneratoru fer bi bilo da se ista šema ponudi vjetroelektranama. Ovo može funkcionisati na način da se vjetroelektranama daje mogućnost da promijene prognozu proizvodnje u toku dana i da mogu da se pozovu na prilagođenje proizvodnje putem pomoćnih usluga po nekoj prosječnoj cijeni, a ne da moraju platiti punu cijenu debalansa.

3.2 Uticaj balansne grupe na ugovaranje proizvođača iz obnovljivih izvora

Do sada se proizvodnja iz obnovljivih izvora u BiH razvijala kao proizvodnja iz hidroelektrana u velikim projektima kojima su upravljali i bili vlasnici sadašnje elektroprivrede. Ovo može ograničiti budući razvoj obnovljivih izvora zbog njihovih finansijskih ograničenja da finansiraju nove projekte, posebno manje projekte. Ovo je okruženje u kojem se vrši razvoj feed-in tarifa za podršku stalnom rastu obnovljivih izvora energije na tržištu, koje treba da dozvoli konkurenciju u proizvodnji i snabdijevanju u skladu sa zahtjevima Energetske zajednice i EU (acquis communautaire).

Budući razvoj obnovljivih izvora će biti većinom baziran na nezavisno finansiranim projektima podržanim od feed-in tarifa. Zato, kada u ovom izvještaju govorimo o obnovljivim izvorima fokusiramo se na nove projekte podržane feed-in-tarifom, koji će u većini biti male hidroelektrane, ali bi se mogli uključiti i veliki projekti energije

vjetra. Tržište i Tržišna pravila koji upravljaju prodajom električne energije iz obnovljivih izvora će uticati na održivost ovih investicija što se u nastavku analizira.

U ovom poglavlju se razmatra:

- Prodaja i otkup energije iz OIE projekata i članstvo u balansnoj grupi
- Dodjelatroskova balansiranja.

3.2.1 Prodaja i otkup energije iz OEI projekata

Zakoni i pravila za prodaju energije iz OIE projekata se tek trebaju donijeti. Ključni problem koji treba riješiti je ko će vršiti otkup energiju iz OIE u BiH. Opcije su:

- Bilateralni ugovor sa sadašnjom elektroprivredom.
- Novi Nezavisni operatori za obnovljivu energiju i u FBiH i u RS.

Trenutno prelazno rješenje je takvo da elektroprivrede vrše ugovaranje u ime Operatora za obnovljivu energiju za proizvodnju iz svih obnovljivih izvora. Kada se usvoji novi zakon, Operatori će otkup vršiti samo od privilegovanih proizvođača (npr. kvalifikovanih za FIT) dok će drugi proizvođači iz obnovljivih izvora prodavati proizvodnju direktno na tržište.

Prodaja sadašnjim distributivnim kompanijama

Ovaj se pristup može učiniti prihvatljivim budući da je jednostavan sa administrativnog aspekta. Ipak, u ovom bi slučaju problem bio krenuti prema naprijed, te bi se javili problemi prilikom alokacije troškova između kupaca i tri elektroprivrede. Ako se u FBiH OIE neproporcionalno razviju u području jedne elektroprivrede u odnosu na druge dvije onda bi njeni kupci platili iste takve troškove⁸ za podršku OIE. Troškovi ove podrške između kupaca različitih elektroprivreda se mogu podijeliti, ali bi ovo trenutno izazvalo povećanje nivoa potrebnog regulisanja i gotovo sigurno povećanje obima supervizije⁹ od strane FERK-a i RERS-a.

Iz perspektive proizvođača obnovljive energije problemi su malo drugačiji:

- Garancije plaćanja.** Da li je dobavljač u stanju da omogući plaćanje u skladu sa feed-in tarifom? Ovo trenutno nije problem; te je samo spomenuto. Ipak, prodaja distributivnoj kompaniji neće imati istu vladinu garanciju za isplatu na osnovu feed-in tarife kao što je to u slučaju prodaje direktno firmi u vlasništvu vlade. Feed-in ugovor je dugoročni sporazum koji može dovesti do budućih kreditnih rizika, ako se obim poslovanja distributivne kompanije smanji zbog konkurencije.

⁸ Problemi vezani za alokaciju balansnih troškova se ne odnose na RS zato što ona ima jednu BOS-u za čitavu RS.

⁹ Svi potrošači u BiH trenutno plaćaju FIT preko svojih računa.

- ❑ **Troškovi balansiranja.** Da li će najveća kompanija u balansnoj grupi (npr. Elektroprivreda) alocirati troškove balansiranja na fer osnovi? Problem koji se ovdje javlja je podjela portfolio benefita, što se dešava kada različiti kupci i proizvođači unutar balansne grupe imaju višak ili manjak, te pomjeraju poziciju jedan drugom. Iako postoji obaveza da se koristi ugovor o odgovornosti za balansiranje ne postoji saznanje o tome kako se ovo može efikasno regulisati. Ovo je objašnjeno u Poglavlju 3.2.2 koje slijedi.
- ❑ **Informacije o debalansu.** Od proizvođača obnovljive energije se traži da ovisi o jednoj kompaniji prilikom priključenja i mjerenja. Nije u interesu elektroprivrede da se osigura da se u slučaju neslaganja (npr. očitavanje mjerenja) proizvođaču obnovljive energije dodijeli benefit zbog sumnje. Pored toga, od proizvođača se traži da dostavi nominacije proizvodnje elektroprivredi čime dovodi elektroprivredu u povlašteni položaj kada npr. određuje balans sistema. Rezimirajmo, elektroprivreda nije komercijalno neutralna kada su u pitanju proizvođači od kojih kupuje, pri čemu proizvođači obnovljive energije ovo vide kao rizik.
- ❑ **Prikupljanje fondova od snabdjevača koji čine treću stranu.** U trenutku kada nezavisni snabdjevači stupe na tržište, distributivna kompanija će od njih tražiti da ispune svoju obavezu kupujući dio proizvodnje iz obnovljivih izvora po cijenama iz feed-in tarife. Ako ovi snabdjevači ne plate svoj dio (uključujući situaciju u kojoj može doći do bankrota), nije jasno kako će proizvođaču biti nadoknađeno, iako su svi kupci obavezni da plate FIT na svojim računima.

Prodaja Operatorima za obnovljivu energiju

Proizvođači obnovljive energije preferiraju da prodaju svoju energiju Operatoru za obnovljivu energiju. Razlog za ovo je opseg problema sa kojima se susreću prilikom prodaje energije lokalnoj distributivnoj kompaniji. Ipak, i u ovom slučaju postoje problemi:

- ❑ **Administracija.** Operator za obnovljivu energiju je institucija čiji način funkcionisanja do sada nije provjeren u BiH. Početni problemi za prvog proizvođača sa mjerenjem i razmjenom podataka bi se mogli pokazati skupim. Moglo bi doći do zastoja u uspostavljanju dva operatora i određivanju njihovih nadležnosti (i uspostavljanju njihovih upravljačkih tijela).
- ❑ **Garancije plaćanja.** Iako je namjera da se implementacija FIT uradi na takav način da se uvijek osiguraju adekvatni prihodi za OIE, Operatori za obnovljivu energiju možda neće imati dovoljno sredstava da garantuju pravovremenu isplatu. Novac se mora prikupiti od snabdjevača tako da njegov finansijski krah može dovesti do nastanka dugova i manjka u fondovima za isplatu. Ipak, nedostatak sredstava u fondovima za isplatu se lako može prenjeti na kupce kroz povećanje naknade za preostale snabdjevače – u konačnici, ako snabdjevač bankrotira njegovi kupci će preći drugim snabdjevačima (posebno kada

kada se uvede „last resort“ snabdjevač (snabdjevač zadnjeg izbora) što će biti zahtijevano od strane EU) tako da bi novi snabdjevač(i) trebao imati dodatna sredstva da plati nakupljene dugove Operatoru za obnovljivu energiju zbog bankrota snabdjevača. Ipak, vladina garancija za tokove novca Operatora za obnovljivu energiju će povećati povjerenje proizvođača iz OIE.

- ❑ **Dodjela troškova balansiranja.** Operatori za obnovljivu energiju nemaju interes da pogrešno raspodijele troškove između proizvođača, ali nije toliko očigledno i jednostavno kako izvršiti podjelu prikupljenih sredstava (odnosno ukupna ekonomska korist ovog portfelja, eng: portfolio benefit) između različitih proizvođača. Ovaj problem se u nastavku razmatra u više detalja.
- ❑ **Debalansi sa drugim balansnim grupama.** Poglavlje 3.1 razmatra probleme vezane za važeća Tržišna pravila uzimajući u obzir balansne grupe. Prema važećim Tržišnim pravilima niti jedan od Operatora za obnovljivu energiju ne može formirati svoju balansnu grupu. Operatori za OIE će morati napraviti aranžmane za raspodjelu njihovog debalansa sa tri postojeće elektroprivrede u BiH.

3.2.2 Dodjela troškova balansiranja

Balansna grupa ima ulogu da pokriva neto debalanse individualnog korisnika ili grupe. Ovo se radi na sljedeći način:

1. Proizvođač iz OIE pravi prognozu proizvodnje za svaki sat dan unaprijed do krajnjeg roka za dostavu dnevnog rasporeda.
2. Prognoza konvencionalne proizvodnje se vrši na sličan način.
3. Za svakog kupca fiktivnu prognozu vrši snabdjevač.
4. Snabdjevači sklapaju bilateralne ugovore kako bi pokrili prognoziranu potrošnju; proizvođači daju raspored proizvodnje kako bi ispoštovali ugovore (potrebno je istaći da proizvođači i snabdjevači mogu sklopiti ugovor sa članovima drugih balansnih grupa). Operator tržišta se obavještava o ovim ugovorima.
5. Proizvođači iz obnovljivih izvora sklapaju fiktivne ugovore sa snabdjevačem na osnovu prognoze proizvodnje (ili sa Operatorom za obnovljivu energiju) za specificiranu količinu energije.
6. Prognoze za pojedine kupce se sabiru tako da čine prognozu za snabdjevača; prognoze za proizvođače se zajedno čuvaju.
7. Prognoze za snabdjevača i proizvođača se sumiraju kako bi se dobila ukupna neto prognoza (ona se naziva neto prognoza zato što proizvodnja ima suprotan znak od potrošnje kupaca).

8. Svi ugovori se sklapaju bilateralno izvan balansnog tržišta na osnovu objavljene ugovorene količine. Izuzetak bi se mogao napraviti za ugovore za proizvodnju iz obnovljivih izvora koji imaju poticaj putem feed-in tarifa. Oni se prije mogu poravnati na osnovu dnevne isporučene energije proizvođača nego na osnovu ugovorene energije (npr. fiktivni ugovor).
9. Nakon jednog sata vrše se očitavanja svakog mjernog uređaja i očitavanja se sabiru da bi se dobilo neto očitavanje mjernih uređaja.
10. BOS vrši procjenu prenosnih gubitaka¹⁰.
11. Debalans balansne grupe čini razlika između neto izmjerene količine i objavljene neto ugovorene količine. Proizvođači iz OIE će, iako će biti plaćeni na osnovu izmjerene količine, još uvijek biti izloženi potencijalnim troškovima debalansa na osnovu razlike između izmjerene i ugovorene količine.
12. BOS-i se naplaćuje (ako ima manjak) ili joj se isplaćuje (ako ima višak) za njen neto debalans po jedinstvenoj cijeni debalansa. Debalans se računa bez izmjerenih gubitaka u mreži.
13. BOS alocira troškove debalansa između snabdjevača i proizvođača u skladu sa balansnim sporazumom. Ovo uključuje finansijske transfere prikupljanja novca od snabdjevača koji su zabilježili manjak (po cijeni debalansa) i isplate snabdjevačima koji su zabilježili višak po istoj cijeni. Potrebno je istaći da će veći proizvođači rijetko biti van balansa zato što se mogu dispečirati i što mogu gotovo u potpunosti ispuniti svoje nominacije, osim ako ne dođe do kvara na elektrani ili prinudnog smanjenja.
14. Snabdjevači će obično izračunati prosječni trošak debalansa i primijeniti ga kroz tarife za kupce. Za proizvođače iz OIE, troškovi debalansa će se izračunati i mogu se primijeniti kao potražnja od pojedinačnog proizvođača.

Osnovna poteškoća prilikom direktnog ugovaranja sa snabdjevačem za proizvođače iz obnovljivih izvora proizilazi iz činjenice da će snabdjevač potraživati cjelokupnu ekonomsku korist (portfolio benefit) iz promjene položaja kupca koji je imao višak u odnosu na ostale kupce koji su imali manjak. S druge strane proizvođači iz obnovljivih izvora će biti plaćeni po njihovim individualnim debalansima bez prilike da ostvare portfolio benefit čak ni od drugih proizvođača.

Situacija se može i pogoršati do te mjere da se od proizvođača iz obnovljivih izvora traži da doprinesu prenosnim i/ili distributivnim gubicima koje bi trebala finansirati balansna grupa.

¹⁰ Potrebno je primijetiti da se gubici dodjeljuju kupcima, a ne proizvođačima

Mogućnost da se zadrži portfolio benefit unutar nezavisne balansne grupe Operatora za obnovljivu energiju bi bio značajan dobitak za proizvođače iz obnovljivih izvora u odnosu na učešće u postojećim balansnim grupama.

3.3 Obezbjedenje pomoćnih usluga proizvođača iz OIE

Trenutno u Tržišnim pravilima nema zahtjeva za obezbjeđenje pomoćnih usluga od proizvođača iz OIE. Iako je mogućnost proizvođača iz OIE da obezbijede takve usluge ograničena, bilo bi prikladno uključiti ovakav mehanizam u Pravila po kojim bi takvi zahtjevi u budućnosti bili mogući.

3.4 Centralno finansijsko poravnanje debalansa

Ako bi postojao zahtjev ili želja za postojanjem više od tri BOS-e u BiH, onda bi bilo neophodno da se pristupi aranžmanu koji bi uključivao centralno finansijsko poravnanje debalansa. Takav potez bi, na primjer, omogućio da Operatori za obnovljive izvore postanu BOS-e.

Centralno poravnanje bi zahtijevalo od NOS-a uspostavu nacionalnog sistema poravnanja koji bi imao i mogućnost i autoritet da poravna sve nastale debalanse učesnika na tržištu uključujući i pripadajuće isplate.

3.5 Prognoza proizvodnje energije vjetra

Postoji veliki broj zainteresovanih koji bi pronašli interes u prognozi proizvodnje vjetroelektrana iz perspektive balansiranja sistema uključujući:

- NOS;
- Tri balansne grupe;
- Dva Operatora za obnovljivu energiju; i
- Operatore vjetroelektrana.

NOS je u okviru ove prognoze zainteresovan za prognozu na nacionalnom nivou i očekivane opsege greške. Tri balansne grupe bi bile zainteresovane za prognozu na nacionalnom nivou, ali bi imale poseban interes za prognozu unutar njihovih geografskih područja. Dva Operatora za obnovljivu energiju bi bili zainteresovani za prognozu za FBiH, odnosno RS, ali i za prognozu na nacionalnom nivou, dok bi Operator za OIE u FBiH takođe bio zainteresovan za prognozu za balansnu grupu kojoj se priključio.

Prognoza vjetra i vezane tehnike prognoze su razmatrane u našem izvještaju za Zadatak 1. Vezano za gore pomenute zainteresovane strane, važno je da se prognoza vjetra vrši na način da se zadovolje potrebe svih zainteresovanih strana

3.6 Nenamjerna razmjena (odstupanja)

NOS upravlja sistemom u skladu sa zahtjevima ENTSO-E kao dio velike sinhronne zone. Nenamjerne razmjene su razmjene energije između kontrolnih područja koje su izmjerene. ENTSO-E vodi program razmjene (opisan u Tržišnim pravilima) u okviru kojeg se nenamjerna razmjena energije u jednom satu vraća nakon približno sedam dana tokom jednog ili više sati razmjene. Poželjan je povrat energije umjesto bilo kakve finansijske transakcije.

Nenamjerna razmjena nastaje kada balansne grupe izađu iz balansa ili slučajno ili namjerno, pri čemu većinu nenamjernih razmjena izaziva kvar generatora u jednom kontrolnom području što rezultira neplaniranim uvozom iz drugih kontrolnih područja.

Zbog netačne prognoze proizvodnje vjetroelektrana, koja se očekuje (i u BiH i u širem području), u budućnosti postoji velika mogućnost redovne pojave povećane nenamjerne razmjene. ENTSO-E će obavijestiti NOS o tome koliko energije NOS treba obezbijediti ili smanjiti proizvodnju u svakom satu kao posljedica nenamjerne prekogranične razmjene prethodne sedmice. NOS će na osnovu ove informacije od ENTSO-E-a obavijestiti BOS-e o njihovom udjelu (pozitivnom ili negativnom) u budućem programu razmjene. Problemi vezani za održanje nenamjerne energije odstupanja na prihvatljivom nivou su razmatrani u našem izvještaju za Zadatak 1.

Svaka BOS će trebati da alocira količinu energije potrebnu za prilagođenje među snabdjevačima i drugim članovima balansne grupe zahtijevajući od njih da obezbijede energiju ili da smanje nominacije kako bi ispunili dodijeljeni program razmjene. Poteškoća za BOS se javlja budući da program razmjene tačno ne odgovara nenamjernoj razmjeni u istom satu prethodne sedmice. U čitavoj Evropi ovo je usluga koju za sebe u ime balansne grupe zadržava BOS (uz naknadu). Za očekivati je da će u BiH svaka BOS željeti da dodijeli program razmjene strani koja je prethodno narušila program – posebno ako je ta strana Operator za obnovljivu energiju ili nezavisni proizvođač.

Postojanje Operatora za obnovljivu energiju će u stvarnosti olakšati proizvođačima iz OIE koji bi njegovim postojanjem postali izolovani od efekata programa nenamjerne razmjene. Razlog za ovo leži u činjenici da će Operatori za obnovljivu energiju imati ugovore sa snabdjevačima u balansnim grupama za prognoziranu proizvodnju iz OIE i količine za razmjenu će činiti dio nominacija iz ugovora – snabdjevači bi, ipak, bili obavezani da plate za OIE u skladu sa naknadom uspostavljenom od strane Operatora za obnovljivu energiju.

Bez Operatora za obnovljivu energiju BOS bi potencijalno mogla nametnuti naplatu energije proizvođačima iz OIE zbog prethodnih debalansa – ovaj proces bi bilo teško regulisati zato što period razmjene ne bi tačno odgovarao periodu kada se nenamjerna razmjena pojavila u prethodnoj sedmici i zato bi bilo teško odrediti troškove balansiranja.

4 Preporuke za tržišna pravila kako bi se prihvatila energija iz obnovljivih izvora

Sljedeće preporuke se mogu primijeniti na obnovljive izvore, ali neke imaju i širu primjenu na konkurentsko tržište.

- ❑ **Balansne grupe.** Operatori za obnovljivu energiju bi trebali od samog početka biti uspostavljeni i u FBiH i u RS. Ovi Operatori bi trebali imati ugovor sa svakim od snabdjevača u BiH za obavezne nominacije prognozirane proizvodnje iz OIE za naredni dan. Ovi ugovori bi bili registrovani kao bilateralni ugovori u rasporedu za naredni dan kako bi se osiguralo da se proizvodnja iz OIE ne označi kao preljev.
- ❑ Potrebno je da Operatori za obnovljive izvore ostvare članstvo uz BOS-u u svakoj od balansnih grupa. Ovo bi uključivalo odgovarajuće uslove potrebne u sporazumu u okviru balansne grupe koji bi osigurali da se debalansi korektno alociraju.
- ❑ Bilo bi potrebno napraviti izmjene Tržišnih pravila i Mrežnog kodeksa. Takve izmjene uključuju:
 - ❑ Krajnji rok za dostavu dnevnog rasporeda mora biti bliže stvarnom vremenu (kao što je to slučaj na Evropskim tržištima); ili
 - ❑ Pravo za renominaciju proizvodnje vjetroelektrana (kako bi se uzela u obzir njena promjenjivost) pri čemu kasniji ugovarači moraju prilagoditi pomoćne usluge kako bi osigurali da Operatori za obnovljivu energiju mogu održati bolji balans, čak i ako ostatak tržišta mora ostati na nominovanom pri krajnjem roku za dostavu dnevnog rasporeda u 14:30 prethodni dan.
 - ❑ Olakšati obezbjeđenje pomoćnih usluga od proizvođača iz OIE.
- ❑ Primjena centralnog finansijskog poravnanja debalansa koji bi bio neophodan ukoliko bi postojale više od tri balansno odgovorne strane.