



**MOGUĆNOSTI PRIHVATA OBNOVLJIVIH IZVORA
ENERGIJE U HRVATSKI ELEKTROENERGETSKI SUSTAV
(SAŽETAK)**

svibanj 2016.

Naručitelj:



Hrvatski operator prijenosnog sustava d.o.o.

Kontakt:

Mate Lasić, dipl. ing.

**MOGUĆNOSTI PRIHVATA OIE U HRVATSKI
ELEKTROENERGETSKI SUSTAV
(S ASPEKTA REGULACIJE SUSTAVA)**

Konačna verzija nakon recenzije 10.5.2016.

(SAŽETAK)

Autori:

Dr.sc. Davor Bajs, dipl. ing.

Stipe Mikulić, dipl. ing.

Dr.sc. Goran Majstrović, dipl. ing.

ENERGETSKI INSTITUT
HRVOJE POŽAR
ZAGREB, SAVSKA CESTA 163

Ravnatelj:

dr. sc. Goran Granić, dipl. ing. el.

Energetski institut Hrvoje Požar
Savska cesta 163
10000 Zagreb, Hrvatska
<http://www.eihp.hr>

svibanj, 2016. godine

UVOD / PROBLEMATIKA

Prema pravilima rada ENTSO-E (udruženje europskih operatora prijenosnih sustava) svaki operator prijenosnog sustava odgovoran je za raspoloživost, aktivaciju i pružanje dostatne primarne i sekundarne rezerve (P/f regulacije odnosno regulacije snage i frekvencije) kako bi razmjene svog kontrolnog područja mogao održavati unutar planiranih vrijednosti. Čitava europska interkonekcija podijeljena je na kontrolne blokove koji se sastoje od jednog ili više kontrolnih područja. UCTE (sada ENTSO-E) Priručnik za vođenje pogona, kao i nova ENTSO-E Mrežna pravila za uravnoteženje u interkonekciji propisuju da kontrolni blok mora biti u stanju održavati razmjene sa susjednim kontrolnim blokovima unutar programiranih (planiranih) vrijednosti. Unutar kontrolnog bloka kojeg čine Slovenija (ELES), Hrvatska (HOPS) i BiH (NOS BiH) regulacija snage i frekvencije organizirana je tako da je za sekundarnu regulaciju odgovorno svako kontrolno područje zasebno, dok voditelj kontrolnog bloka (ELES) poravnava razmjene sa susjednim kontrolnim blokovima nastale ukupnim odstupanjima kontrolnih područja, odnosno bloka u cjelini, prilikom čega je pravilo da svako kontrolno područje zasebno izvodi izravnavanje odstupanja unutar svog sustava kako bi se minimizirala odstupanja kontrolnog bloka u cjelini. **Discipliniran pogon elektroenergetskog sustava unutar europske interkonekcije i pridržavanje propisanih pravila rada od ključnog je značaja za integraciju OIE u čitavoj Europi čija je RH dio. Primjenom dostupnih mjera, HOPS mora biti u stanju uravnotežiti odstupanje između planirane i ostvarene proizvodnje i potrošnje hrvatskog sustava u najvećem broju sati godišnje.**

* * *

Glavni predmet analize u Studiji je procjena mogućnosti veće integracije vjetroelektrana s aspekta korištenja sekundarne i tercijarne regulacije te utjecaj troška regulacije na rizik poslovanja Hrvatskog operatora prijenosnog sustava (HOPS). **Stanje 2015. godine:** Unutar EES RH u normalnom pogonu nalazi se 339,65 MW vjetroelektrana dok se još 81,5 MW (odobrena priključna snaga) u vjetroelektranama nalazi u pokusnom radu. Ukupna snaga instaliranih VE prema tome iznosi 421,15 MW.

Za potrebe uravnoteženja sustava HOPS nabavlja energiju uravnoteženja (sekundarna i tercijarna regulacijska energija) od HEP Proizvodnje putem bilateralnih ugovora. Većom integracijom OIE¹ (dominanto vjetroelektrana) porasla je potreba za uravnoteženjem sustava što je dovelo HOPS u financijski nepovoljan položaj budući da troškove uravnoteženja podmiruje iz vlastitih izvora bez adekvatne kompenzacije. Trenutno stanje posljedica je i sljedećih koraka integracije OIE u hrvatskom sustavu:

- Integraciju OIE pratila je česta promjena zakonodavne regulative što je u konačnici rezultiralo brojnom i složenom regulativom i nejasnim zakonskim okvirima.
- Funkcionirajući unutar HEP-a, HOPS (tada HEP Operator prijenosnog sustava) nije na zadovoljavajući način riješio međusobne odnose s HEP Proizvodnjom u pogledu pružanja pomoćnih usluga (bilateralno ugovaranje, paušalno plaćanje neovisno o realizaciji, nepraćene aktivacije pomoćnih usluga).

¹ U kontekstu ove Studije pod pojmom „OIE“ podrazumijevaju se povlašteni proizvođači u sustavu poticaja (PPuSP) i to prvenstveno vjetroelektrane obzirom da su iste najdominantnije a niti jedna nije izgrađena izvan sustava poticaja.

- Većina subjekata odgovorih za odstupanje sustava (Proizvođači, Opskrbljivači, Trgovci) nisu financijski odgovorni za svoja odstupanja stoga njihovo ponašanje nije u smjeru smanjenja neravnoteže sustava.
- Izuzimajući najvećeg opskrbljivača iz mehanizma uravnoteženja (HEP ODS), kao i dominantnog proizvođača (HEP Proizvodnja), te prebacujući trošak uravnoteženja na preostale opskrbljivače koji nisu u obvezi javne usluge i djelomično HROTE (do 2013. godine), stvorene su podloge za kontinuiran manjak financijskih sredstava u poslovanju HOPS-a koje je potrebno prikupiti za uravnoteženje sustava.
- Velike OIE (osobito vjetroelektrane) u potpunosti su izuzete od financijske odgovornosti u pogledu planiranja svoje proizvodnje pa tako i odstupanja koja uzrokuju. Trošak za odstupanje OIE bio je određen paušalno (do 2013. godine plaćao HROTE iz poticaja) stoga je HOPS sam planirao proizvodnju VE.
- Uredbom iz 2013. godine, Vlada RH je obustavila isplate HROTE-a prema HOPS-u za trošak na ime odstupanja OIE, dovodeći HOPS u daljnji nepovoljan položaj budući da je morao podmiriti troškove uravnoteženja iz vlastitih izvora.
- Radi ograničenih mogućnosti uravnoteženja sustava HOPS je 2007. godine uveo Kvotu za mogući prihvata VE u iznosu od 400 MW (ista je dostignuta 2015. godine). HOPS je 2014. godine proveo dodatne analize mogućnosti integracije VE koje su pokazale da je Kvota od 400 MW bila ispravno određena.
- Aktualnim izmjenama i dopunama Zakona o tržištu električne energije Zakonodavac je ukinuo Kvotu te naložio HOPS-u da bezuvjetno sklopi ugovor o priključku s projektima VE koji su prethodno zaključili ugovor o otkupu proizvedene energije s HROTE-om (dodatnih 324 MW; do ukupne snage 744 MW) čime je naloženo da se poveća integracija vjetroelektrana izvan Kvote bez da je prethodno uređen odgovarajući izvor financiranja za uravnoteženje sustava.

Daljnjim povećanjem integracije vjetroelektrana neminovno je povećanje potrebe za regulacijom sustava, odnosno pripadajućih troškova. U Studiji je za pet različitih scenarije integracije VE (744 MW / 1000 MW / 1200 MW / 1500 MW / 2000 MW) simulirana potrebna sekundarne i tercijarna regulacija za uravnoteženje sustava. Procijenjen je utjecaj troška uravnoteženja na poslovanje HOPS-a te je provedena analiza osjetljivosti troška uravnoteženja na kvalitetu prognoze proizvodnje VE i na promjenu jedinične cijene tercijarne regulacije (najdominantnija za potrebe uravnoteženja VE).

POSTOJEĆE STANJE

U normalnom pogonu odstupanje konzuma i odstupanja OIE (dominanto vjetroelektrana) najviše utječu na potrebe za uravnoteženjem sustava. Kako su navedena odstupanja neovisne varijable ukupna aktivacija regulacije dodatno ovisi da li se nezavisna odstupanja superponiraju ili poništavaju stoga je izrazito bitna kvaliteta njihovog pojedinačnog planiranja kako bi se minimizirala ukupna pogreška sustava i posljedični troškovi uravnoteženja.

U 2015. godini HOPS je planirao proizvodnju VE s prosječnom pogreškom od 9,81 % (33 MWh/h) instalirane snage VE uz maksimalnu pogrešku od +174 MWh/h (ostvarenje veće od plana), te -219 MWh/h (ostvarenje manje od plana). U prognozi planiranja proizvodnje VE je vidljiv napredak, odnosno trend smanjenja pogreške prognoze u razdoblju od 2011. godine kada je prognoza započela do 2015. godine. Za razliku od HOPS-a, **HROTE** kao obveznik planiranja proizvodnje OIE u sustavu poticaja, nije planirao satnu proizvodnju OIE već **je planirao konstantnu mjesečnu proizvodnju svih OIE čija je prosječna pogreška iznosila 16,91% (76 MWh/h)** u odnosu na instaliranu snagu OIE što je neupotrebljivo za vođenje sustava. Nastavak takve prakse povećat će troškove uravnoteženja stoga je nužno da HROTE poboljša prognozu proizvodnje OIE obzirom da će od 01.01.2017. započeti primjena pravila za vođenje EKO bilančne grupe² i planiranje proizvodnje električne energije EKO bilančne grupe.

Planovi **konzuma** koje je izvodio HOPS i HEP Trgovina rezultirali su **prosječnim odstupanjima manjim od 2%** u odnosu na ostvarenje konzuma u 2015. godini, pri čemu se prognoza HOPS-a u danu D-1 pokazala najboljom s prosječnom apsolutnom vrijednosti odstupanja konzuma u iznosu od **1,49%** (29 MWh/h) uz maksimalnu pogrešku od +175 MWh/h (ostvarenje veće od plana), te -225 MWh/h (ostvarenje manje od plana) što je red veličine kao i odstupanje VE. Za razliku od vjetroelektrana prognoza konzuma već je dovedena do svog optimuma i ne očekuje se daljnje značajno poboljšanje u smanjenju odstupanja konzuma.

Tijekom 2015. godine za potrebe uravnoteženja sustava HOPS je od HEP Proizvodnje ugovorio sekundarnu i tercijarnu regulaciju na način da se rezerva snage plaća „fiksno“ dok se energija uravnoteženja plaća „varijabilno“ ovisno o aktiviranoj (izmjerenoj) vrijednosti regulacijske energije. **Ukupan trošak uravnoteženja u 2015. godini iznosio je 36 mil. €** od čega je **fiksni dio** troška uravnoteženja (rezerva snage) iznosio **25,8 mil. € (78%)** a varijabilni dio troška (aktivacija) iznosio **10,2 mil. € (28%)**.

Korelacijska analiza je pokazala da su u 2015. godini **Konzum i OIE** (odnosno, njihova odstupanja) **približno jednako utjecali na aktivaciju energije za uravnoteženje** (aktivacija sekundarne i tercijarne regulacijske energije), što se odnosi samo na varijabilni trošak uravnoteženja sustava. **Povećanjem integracije VE** uz postojeću razinu pogreške planiranja proizvodnje VE (9,81%) i uz postojeću razinu potrošnje dodatno će rasti zahtjevi na **aktivaciju regulacijske energije** ali i na **povećanje rezerve snage** kako slijedi:

- Veća integracija VE uzrokovat će veća ukupna odstupanja sustava pa će biti potrebno više rezerve snage tercijarne regulacije (sekundarna rezerva snage određuje se prema opterećenju sustava neovisno o VE).

² EKO bilančna grupa formira se u sklopu uvođenja modela bilančnih grupa kojima će tržišni sudionici preuzimati odgovornost za svoja odstupanja. Eko bilančnu grupu činit će proizvođači električne energije koji imaju pravo na poticajnu cijenu električne energije (svih 744 MW VE promatranih u ovoj Studiji).

- Većom integracijom VE povećat će aktivacija energije za uravnoteženje čime će se korelacija između odstupanja VE i aktivirane regulacijske energije biti znatno veća od korelacije odstupanja konzuma i aktivirane regulacijske energije.

Nužno je istaknuti da se postojeća razina integracije VE u 2015. godini (oko 400 MW) uklopila u postojeće iznose ugovorene rezervu snage za potrebe pokrivanja odstupanja konzuma. Naime, tijekom 2015. godine hrvatsko kontrolno područje nije uzrokovalo visoku neravnotežu unutar kontrolnog bloka ENTSO-E, što je u skladu s pravilima rada europske interkonekcije. Usprkos tomu, na poslovanje HOPS-a sveo se najveći dio financijskog pritiska u cilju uravnoteženja sustava budući da je od 2013. godine ukinuta naknada koju je HROTE plaćao HOPS-u za uravnoteženje OIE, a njihova se instalirana snaga u međuvremenu kontinuirano povećavala.

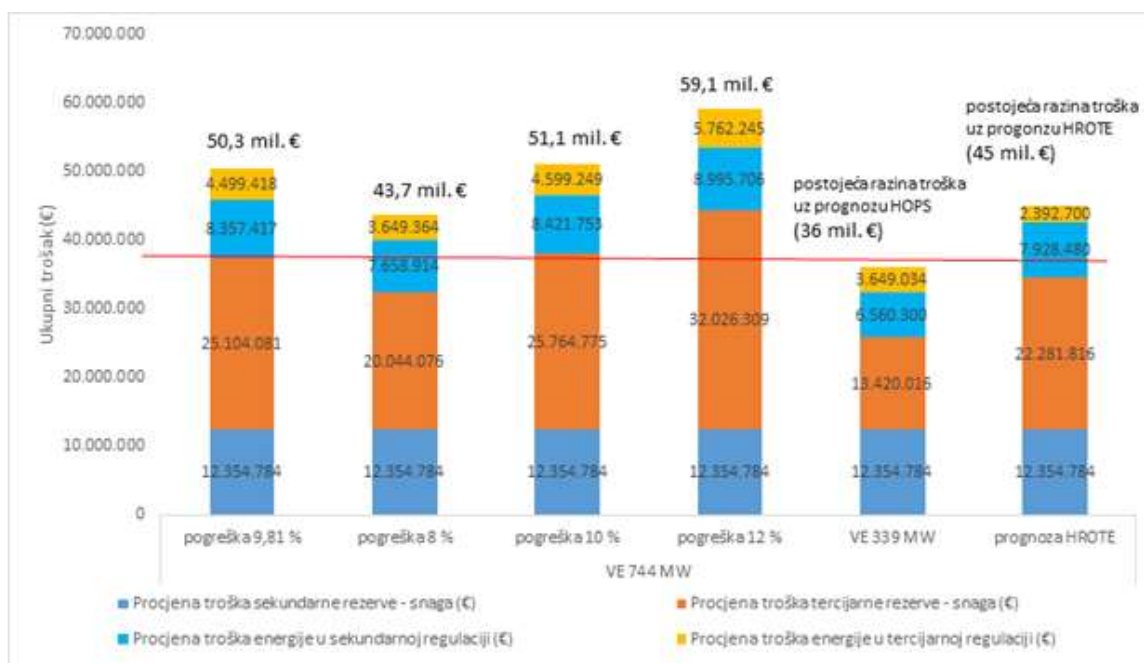
PROJEKCIJA TROŠKOVA URAVNOTEŽENJA OVISNO O RAZINI INTEGRACIJE OIE

Za buduće scenarije integracije VE raspon ukupnih troškova sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje najviše ovisi o instaliranoj snazi VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE. Obzirom da nakon 01.01.2017. godine stvarnu obavezu planiranja proizvodnje VE preuzima HROTE, za iznos troška uravnoteženja (koji je rashod u poslovanju HOPS-a) od velike će važnosti biti točnost prognoze HROTE-a. Postojeća prognoza proizvodnje OIE koju HROTE dostavlja HOPS-u nedovoljno je kvalitetna, te ne omogućava zadržavanje ni postojeće razine troškova uravnoteženja čak i ako se na sustav ne priključi niti jedna nova VE. Za slučaju da je za vođenje sustava u 2015. godini korišten HROTE-ov plan proizvodnje VE ukupan trošak uravnoteženja porastao bi sa ostvarenih **36. mil. €** na čak **45 mil. €**.

U Studiji je za pet scenarija integracije VE (744 MW / 1000 MW / 1200 MW / 1500 MW / 2000 MW) izvedena simulacija troškova uravnoteženja u ovisnosti o greški prognoze proizvodnje VE (8%, 10%, 12% i postojeća razina 9,81%). Svi promatrani scenariji nisu jednako vjerojatni, ni ostvarivi ali se za scenarij 744 MW može tvrditi da je realno ostvariv i siguran a pripadajući rezultati najrelevantniji.

Sa povećanjem integracije VE **najviše se povećava zahtjev na rezervu snage tercijarne regulacije** dok je porast energije za uravnoteženje (aktivacija) manji. Tako je za realno ostvariv scenarij **VE 744 MW** potrebno povećati tercijarnu rezervu snage na **±223 MWh/h** (u odnosu na sada ugovorenih ±120 MWh/h).

Integracijom VE ukupne snage **744 MW** procjenjuje se da bi ukupni troškovi uravnoteženja porasti s postojeće razine od 36 mil. € na oko **50 mil. €** uz uvjet da se održi **ista prosječna pogreška prognoze VE (9,81%)** nakon što obvezu prognoze proizvodnje preuzme HROTE. Porast od 14 mil. € velikim dijelom se odnosi upravo na povećanje troška rezerve snage tercijarne regulacije (povećanje za oko 11,5 mil. €) dok se preostali dio odnosi na povećanje troška energije za uravnoteženja (povećanje za 2,5 mil. €) kako je prikazano na slici (Slika 1).



Slika 1 Usporedba procjene godišnjeg troška uravnoteženja po stavkama (sekundarna i tercijarna regulacija, snaga i energija) za scenarij integracije VE 744 MW u ovisnosti o pogreški prognoze VE

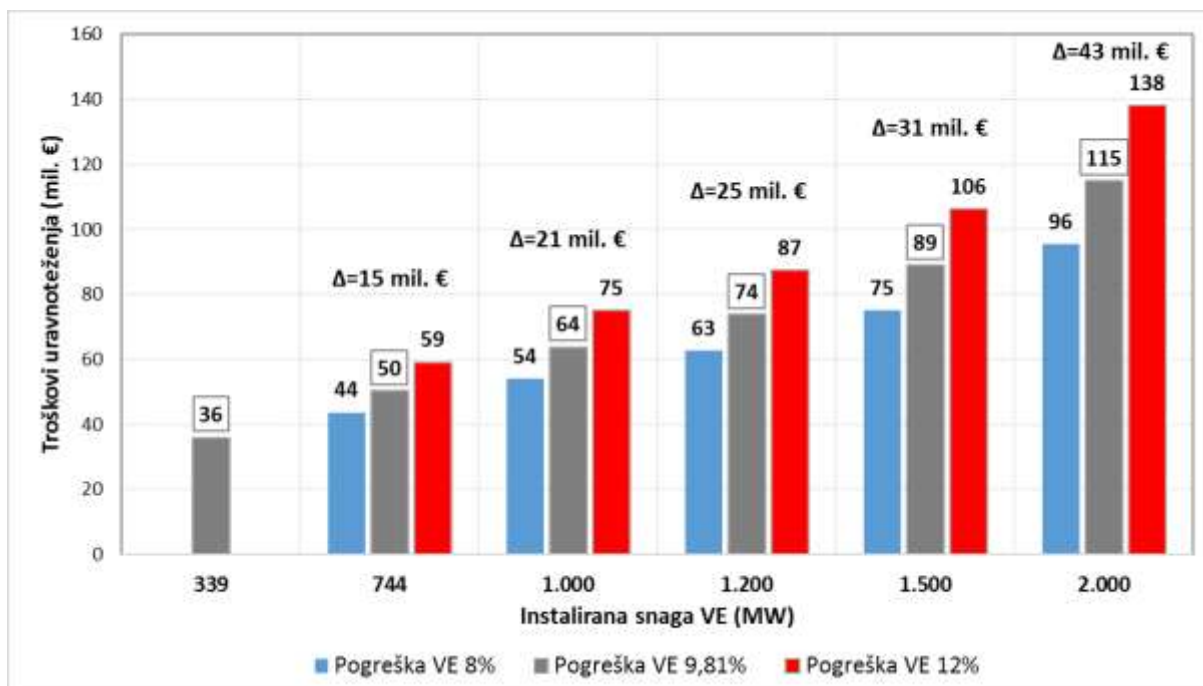
Usporedba procjene ukupnih troškova uravnoteženja i ostalih scenarije integracije VE prikazana je sumarno na slici (Slika 2) a glavni rezultati su sljedeći:

Integracijom VE ukupne snage 1000 MW zahtjev na tercijarnu rezervu snage porastao bi na ± 316 MWh/h a ukupni troškovi uravnoteženja porasti bi s postojeće razine od 36 mil. € na oko **64 mil. €** uz istu prosječnu pogrešku prognoze VE (9,81%) nakon što obvezu prognoze proizvodnje preuzme HROTE. U slučaju kada bi se kvaliteta prognoze pogoršala, troškovi uravnoteženja mogli bi narasti do 75 milijuna € (12% pogreška) ili više.

Integracijom VE ukupne snage 1200 MW zahtjev na tercijarnu rezervu snage porastao bi na ± 385 MWh/h a ukupni troškovi uravnoteženja porasti bi s postojeće razine od 36 mil. € na oko **74 mil. €** uz istu prosječnu pogrešku prognoze VE (9,81%) nakon što obvezu prognoze proizvodnje preuzme HROTE. U slučaju kada bi se kvaliteta prognoze pogoršala, troškovi uravnoteženja mogli bi narasti do 87 milijuna € (12% pogreška) ili više.

Integracijom VE ukupne snage 1500 MW zahtjev na tercijarnu rezervu snage porastao bi na ± 488 MWh/h a ukupni troškovi uravnoteženja porasti bi s postojeće razine od 36 mil. € na oko **89 mil. €** uz istu prosječnu pogrešku prognoze VE (9,81%) nakon što obvezu prognoze proizvodnje preuzme HROTE. U slučaju kada bi se kvaliteta prognoze pogoršala, troškovi uravnoteženja mogli bi narasti do 106 milijuna € (12% pogreška) ili više.

Integracijom VE ukupne snage 2000 MW zahtjev na tercijarnu rezervu snage porastao bi na ± 666 MWh/h a ukupni troškovi uravnoteženja porasti bi s postojeće razine od 36 mil. € na oko **115 mil. €** uz istu prosječnu pogrešku prognoze VE (9,81%) nakon što obvezu prognoze proizvodnje preuzme HROTE. U slučaju kada bi se kvaliteta prognoze pogoršala, troškovi uravnoteženja mogli bi narasti do 138 milijuna € (12% pogreška) ili više.



Slika 2 Usporedba godišnjih troškova uravnoteženja (sekundarna i tercijarna regulacija, snaga i energija) u svim scenarijima integracije VE u ovisnosti o pogreški prognoze VE

U svim scenarijima integracije VE pretpostavljeno je da se 99% svih odstupanja može uravnotežiti unutar sustava, stoga 1% najvećih odstupanja ostaje uravnoteženo izvan hrvatskog sustava. Dodatno, trošak uravnoteženja procijenjen je korištenjem istih jediničnih cijena koje je HOPS ugovorio za 2015. godinu i realno je očekivati da će rastom zahtjeva na tercijarnu rezervu snage rasti i cijena po kojoj se ista može pružiti.

Zbog najdominantnijeg utjecaja povećanja integracije VE na trošak tercijarne rezerve snage provedena je analiza osjetljivosti istog na jedinične cijene. Uz pretpostavku da će se potrebna tercijarna rezerva do ± 120 MW (postojeća) nastaviti plaćati po sadašnjoj jediničnoj cijeni (6,46 €/MW) dok će se iznad ± 120 MW plaćati po jediničnoj cijeni 25% višoj od postojeće (8,08 €/MW) ili 50% višoj od postojeće (9,69 €/MW) rezultati analize osjetljivosti su sljedeći:

Scenarij VE 744 MW: Za 25% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 2,9 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 53 mil. €. Za 50% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 5,8 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 56 mil. €

Scenarij VE 1000 MW: Za 25% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 5,6 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 69 mil. €. Za 50% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 11,1 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 75 mil. €

Scenarij VE 1200 MW: Za 25% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 7,5 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 81 mil. €. Za 50% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 15 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 89 mil. €

Scenarij VE 1500 MW: Za 25% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 10,4 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 99 mil. €. Za 50% veću jediničnu cijenu

trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 20,8 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 110 mil. €

Scenarij VE 2000 MW: Za 25% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 15,5 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 130 mil. €. Za 50% veću jediničnu cijenu trošak tercijarne rezerve porastao bi za oko 30,9 mil. € a ukupni trošak uravnoteženja na oko 146 mil. €

Budući da se najveći dio povećanih troškova koje će HOPS plaćati za pomoćne usluge sekundarne i tercijarne regulacije odnosi upravo na troškove tercijarne rezerve za uravnoteženje, pri čemu ista značajno raste s porastom integracije VE, HOPS eventualno može smanjiti te troškove na nekoliko načina:

- Ugovarajući nesimetričnu tercijarnu rezervu za uravnoteženje, temeljem analize niza podataka o godišnjim odstupanjima unutar sustava koje je potrebno kontinuirano provoditi prije samog ugovaranja te usluge.
- Ugovarajući nesimetričnu tercijarnu rezervu na mjesečnoj ili sezonskoj razini, ukoliko se jedinična cijena za tu vrstu tercijarne rezerve ne bi promijenila u odnosu na jediničnu cijenu temeljenu na godišnjem ugovoru.
- Korištenjem, odnosno dnevnim aktivacijama tercijarne rezerve za sigurnost, u satima kada ugovorena tercijarna rezerva za uravnoteženje nije dovoljna da pokrije ukupna odstupanja kada je u sustavu manjak energije.
- Povremenim ograničavanjem proizvodnje VE, gdje je to ili će biti ugovorom definirano s korisnikom mreže, u satima kada ugovorena tercijarna rezerva za uravnoteženje nije dovoljna da pokrije ukupna odstupanja kada je u sustavu višak energije.
- Kupujući i prodajući električnu energiju na unutar dnevnom tržištu (burzi), jednom kada takvo tržište bude organizirano u RH ili njenom okruženju, te dovoljno likvidno.
- Ugovarajući pomoćne usluge tercijarne regulacije za uravnoteženje i sigurnost na regionalnom tržištu pomoćnih usluga, jednom i ako isto bude organizirano.
- Pravovremeni razvoj i usklađenost zakonske regulative sa stvarnim prilikama u sustavu. Zakonsku regulativu treba koncipirati tako da su svi sudionici zainteresirani i motivirani za snižavanje troškova integracije OIE u EES.

PREGLED RIZIKA ZA HOPS, UTJECAJ NA MREŽARINU

Najvažniji rizici koje HOPS-u donosi povećanje integracije VE grupiranu su kako je navedeno:

Povećanje troškova poslovanja

Povećanjem integracije OIE, a posebno VE, povećati će se troškovi za pomoćne usluge sekundarne regulacije i tercijarne regulacije za uravnoteženje koje sada HOPS plaća pružatelju pomoćnih usluga (HEP Proizvodnja) temeljem bilateralnih ugovora. Integracijom VE povećati će se značajno troškovi tercijarne rezerve za uravnoteženje, a ti troškovi povećati će svoj udio u ukupnim troškovima za uravnoteženje (značajna će biti izdvajanja za sekundarnu i tercijarnu regulacijsku rezervu, dok će troškovi za energiju proizvedenu u sekundarnoj i tercijarnoj regulaciji za uravnoteženje umjereno porasti).

U slučaju kada bi se zadržalo postojeće stanje (postojeća naknada za prijenos električne energije i postojeći prihodi u mehanizmu uravnoteženja iz 2016. godine) dodatni troškovi HOPS-a za promatrane razine integracije VE i prosječne pogreške planiranja proizvodnje VE bili bi kako je prikazano u tablici (Tablica 1).

Tablica 1 Dodatni troškovi u poslovanju HOPS-a (mil. kuna) uz postojeću naknadu za prijenos električne energije ovisno o razini integracije VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE

Instalirana snaga VE	Prosječna pogreška predviđanja proizvodnje VE (% P _{instVE})			
	9,81 %	8 %	10 %	12 %
339	0	-	-	-
744	-122,9	-72,7	-129,2	-190,0
1000*	-225,3	-151,7	-233,4	-310,4
1200*	-301,5	-216,2	-310,4	-404,8
1500*	-416,9	-310,4	-427,9	-548,0
2000*	-614,3	-466,4	-630,3	-790,5

Napomena: iznosi se temelje na HOPS-ovom planu troškova za potrebe uravnoteženja za 2016. koji je umanjen za 14 mil.kn u odnosu na ostvarenje u 2015.

* - bez nužnih dodatnih investicija u pojačanja i revitalizaciju prijenosne mreže radi integracije VE

Tako se za scenarije **VE 744 MW dodatni trošak HOPS-a** za uravnoteženje sustava kreće u rasponu **od 73 mil. kn do 190 mil. kn** ovisno o grešci planiranja proizvodnje VE. U ovom je trenutku još uvijek nepoznato kako će se i u kojem iznosu kroz mehanizam uravnoteženja dio tih troškova kompenzirati HOPS-u u smislu financijske odgovornosti bilančnih grupa za svoja odstupanja.

Iznos naknade za prijenos električne energije (povećanje mrežarine za pokrivanje cjelokupnih dodatnih troškova uravnoteženja)

U slučaju namirenja navedenih dodatnih troškova u cijelosti iz mrežarine (kao danas, jer je 2013. ukinut pripadni dio iz poticaja), povećala bi se naknada za prijenos električne energije u cilju ostvarenja nultog salda troškova i prihoda u poslovanju HOPS-a. Povećanje naknade ovisi o scenariju integracije VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE a novi iznosi mrežarine (kn/kWh) iznosili bi kako je prikazano u tablici (Tablica 2).

Tako bi se za scenarija **VE 744 MW**, ovisno o pogrešci prognoze VE, iznos mrežarine povećao 5,5% (0,08951 kn/kWh) za poboljšanu prognozu planiranja VE (pogreška 8%), **9,3% (0,09274 kn/kWh)** za postojeću razinu pogreške VE (9,81%) ili **14,4% (0,09704 kn/kWh)** za slučaj pogoršanja prognoze planiranja proizvodnje VE (pogreška 12%).

Tablica 2 Procjena potrebne naknade za prijenos električne energije (kn/kWh) ovisno o razini integracije VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE uz pokrivanje ukupnih dodatnih troškova uravnoteženja (snaga + energija) u cijelosti iz mrežarine

Instalirana snaga VE	Prosječna pogreška planiranja proizvodnje VE (% P_{instVE})			
	9,81 %	8 %	10 %	12 %
339	0,08484	-	-	-
744	0,09274	0,08951	0,09314	0,09704
1000*	0,09931	0,09459	0,09984	0,10478
1200*	0,10421	0,09873	0,10478	0,11084
1500*	0,11162	0,10478	0,11233	0,12004
2000*	0,12431	0,11480	0,12533	0,13563

* - bez nužnih dodatnih investicija u pojačanja i revitalizaciju prijenosne mreže radi integracije VE

Iznos naknade za prijenos električne energije (povećanje mrežarine ali samo za pokrivanje troška rezerve snage u ukupnim troškovima uravnoteženja)

Ukoliko bi se kroz izmjenu sadašnje podzakonske regulative odredilo da se kompletna aktivacija sekundarne i tercijarne regulacije (energija) pokriva iz mehanizma uravnoteženja od strane bilančnih grupa (uključujući i EKO bilančnu grupu), a kompletna rezerva (snaga) sekundarne i tercijarne regulacije pokriva iz mrežarine tada bi dodatni troškovi uravnoteženja u poslovanju HOPS-a na ime rezerve snage sekundarne i tercijarne regulacije (fiksni dio troška uravnoteženja) iznosio kako je prikazano u tablici (Tablica 3).

Tablica 3 Dodatni troškovi u poslovanju HOPS-a (mil. kuna) uz planirane prihode i troškove za 2016. ovisno o razini integracije VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE gdje se iz mrežarine pokriva samo trošak rezerve snage za uravnoteženje

Instalirana snaga VE	Prosječna pogreška predviđanja proizvodnje VE (% P_{instVE})			
	9,81 %	8 %	10 %	12 %
339	0	-	-	-
744	-54,7	-16,3	-59,7	-107,3
1000*	-134,7	-77,3	-141,2	-200,3
1200*	-193,4	-127,6	-200,3	-273,1
1500*	-282,4	-200,3	-290,8	-384,0
2000*	-435,7	-320,4	-448,3	-572,5

Napomena: iznosi se temelje na planu HOPS-a za 2016. koji se razlikuje od ostvarenja za 2015.

* - bez nužnih dodatnih investicija u pojačanja i revitalizaciju prijenosne mreže radi integracije VE

U tom slučaju povećanje naknade bilo bi manje ali bi također ovisilo o scenariju integracije VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE a novi iznosi mrežarine (kn/kWh) iznosili bi kako je prikazano u tablici (Tablica 4).

Tako bi se za scenarija **VE 744 MW**, ovisno o pogrešci prognoze VE, iznos mrežarine povećao 1,2% (0,08588 kn/kWh) za poboljšanu prognozu planiranja VE (pogreška 8%), **4,1% (0,08836**

kn/kWh) za postojeću razinu pogreške VE (9,81%) ili **8,1% (0,09173 kn/kWh)** za slučaj pogoršanja prognoze planiranja proizvodnje VE (pogreška 12%).

Tablica 4 Procjena potrebne naknade za prijenos električne energije (kn/kWh) ovisno o razini integracije VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE gdje se iz mrežarine pokriva samo trošak rezerve snage za uravnoteženja

Instalirana snaga VE	Prosječna pogreška predviđanja proizvodnje VE (% P_{instVE})			
	9,81 %	8 %	10 %	12 %
339	0,08484	-	-	-
744	0,08836	0,08588	0,08868	0,09173
1000*	0,09350	0,08980	0,09391	0,09771
1200*	0,09727	0,09304	0,09771	0,10238
1500*	0,10298	0,09771	0,10352	0,10951
2000*	0,11283	0,10542	0,11364	0,12162

* - bez nužnih dodatnih investicija u pojačanja i revitalizaciju prijenosne mreže radi integracije VE

Velika ovisnost troškova poslovanja o kvaliteti planiranja proizvodnje VE/OIE koje će provoditi HROTE

Troškovi sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoteženje značajno će ovisiti o kvaliteti prognoze konzuma i proizvodnje VE. S obzirom da će od 01.01.2017. godine prognozu proizvodnje OIE u sustavu poticaja izvoditi HROTE, neizvjesno je kolika će biti točnost njihove prognoze. U slučaju smanjene kvalitete prognoze HROTE značajno bi mogli porasti troškovi poslovanja HOPS-a. Sve prethodno navedeno vrijedi i za ostale prognoze bilančnih grupa kada se iste formiraju. Autori očekuju da HOPS nastavi izvoditi svoje prognoze konzuma i proizvodnje VE, te potrebne regulacijske rezerve i njihovu aktivaciju određuje i dalje temeljem vlastitih prognoza, sve dok prognoze HROTE (te ostalih bilančnih grupa) ne postanu kvalitetnije od prognoza HOPS-a.

Neizvjestan trošak (jedinična cijena) tercijarne rezerve za uravnoteženje

Budući da se pomoćne usluge ugovaraju s jednim pružateljem (HEP Proizvodnja), te isti iskazuje nezadovoljstvo ugovorenim jediničnim cijenama, postoji rizik da će iste u budućnosti porasti bez obzira nastavi li se bilateralno ugovaranje istih s HEP Proizvodnjom ili se dio pomoćnih usluga nabavi preko javnih nadmetanja. Autori smatraju da se provedbom javnih natječaja za pružanje dijela ili u cijelosti pomoćne usluge tercijarne regulacije za uravnoteženje može ustanoviti realna tržišna cijena te usluge, no u slučaju odabira pružatelja te usluge na javnom nadmetanju u ugovor o pružanju te pomoćne usluge trebalo bi uvesti penalizaciju pružatelja kada neopravdano propusti pružiti traženu uslugu.

Ograničenost mogućnosti za osiguranje dostatne sekundarne i tercijarne rezerve za uravnoteženje unutar EES RH

S obzirom da su u automatsku sekundarnu regulaciju unutar hrvatskog EES uključene tri hidroelektrane (Zakućac, Senj, Vinodol), uz mogućnost uključivanja još dvije (Orlovac, Dubrovnik), postoji visoka vjerojatnost nastavka smanjene raspoloživosti potrebne sekundarne rezerve u ljetnim i ostalim sušnim razdobljima, odnosno u situacijama izuzetno nepovoljnih hidroloških okolnosti. Takva nepovoljna situacija vezana za raspoloživost sekundarne rezerve nastaviti će se sve dok u automatsku sekundarnu regulaciju ne bude uključen stabilni termoelektroenergetski objekt (KTE) čija proizvodnja neće biti ovisna o trenutnim klimatskim i hidrološkim

prilikama. Vezano za tercijarnu rezervu za uravnoteženje, Autori smatraju da će porastom integracije VE nastati, odnosno intenzivirati se, tehnički problem u osiguravanju iste na dolje (TR-).

Investicije u potrebna pojačanja prijenosne mreže

Iako u ovoj Studiji nije analizirana problematika potrebnih pojačanja i revitalizacije mreže radi prihvata većeg broja vjetroelektrana, Autori temeljem prethodnih studija i vlastitog iskustva u analizama razvoja prijenosne mreže ocjenjuju da će veće investicije u razvoj mreže i revitalizaciju trebati poduzeti pri veličini izgradnje VE oko 1000 MW i više. U trenutku izgradnje VE te snage bit će potrebno prvo formirati tzv. zonske priključke (TS 220/110 kV i/ili TS 400/110 kV) preko kojih će se proizvodnja VE koncentriranih na užem prostoru plasirati u udaljenija područja, uz istodobnu revitalizaciju i povećanja prijenosnih moći pojedinih dionica 110 kV i 220 kV mreže, a zatim i kroz pojačanja mreže 400 kV. Iznos investicija koje će tada trebati poduzeti mogao bi značajno utjecati na naknadu za prijenos električne energije, uz još uvijek jasno nedefinirane podzakonske okvire u smislu financiranja tih investicija (Investitori i/ili HOPS, u pogledu sudjelovanja pojedinih Investitora u stvaranju tehničkih uvjeta u mreži).

Zaključne preporuke

Temeljem svih provedenih analiza autori smatraju da je za mogućnosti buduće integracije vjetroelektrana od presudne važnosti sljedeće:

1. Povećanje integracije VE potrebno je u budućnosti provoditi postupno, uz odgovarajuće pripreme i analize dotadašnjeg utjecaja izgrađenih VE na pogon sustava.
2. Osigurati provođenje odgovarajućeg mehanizma uravnoteženja u kojem bi trebali sudjelovati svi subjekti odgovorni za odstupanje te osigurati odgovarajuću naknadu za prijenos u cilju pokrivanja troškova uravnoteženja VE koje neće ugrožavati poslovanje HOPS-a.
3. Dinamiku integracije VE potrebno je uskladiti s procesom povećanja kvalitete prognoze proizvodnje VE, odnosno prognozu proizvodnje VE potrebno je kontinuirano unaprjeđivati, a ukoliko se kvaliteta prognoze pogoršava s integracijom VE potrebno je tu integraciju usporiti.
4. Za određenu razinu integracije VE potrebno je ugovoriti dostatnu sekundarnu i tercijarnu P/f rezervu za uravnoteženje, ukoliko su iznosi iste tehnički i ekonomski dostupni od strane pružatelja tih usluga u RH, odnosno ukoliko bilo koji pružatelj tih usluga može i želi ugovoriti te usluge s HOPS-om.
5. HOPS treba koristiti i druge mehanizme uravnoteženja sustava, na primjer sudjelujući na unutardnevnom (likvidnom!) tržištu električne energije u RH i tržištu uravnoteženja (jednom kada i ako bude organizirano).
6. Veća integracija VE (okvirno snage veće od 1000 MW) osim u pogledu uravnoteženja sustava ima značajan utjecaj i na potrebna pojačanja prijenosne mreže, stoga HOPS na vrijeme treba organizirati i administrativno pripremiti izgradnju potrebnih pojačanja mreže, u smislu upisivanja neophodnih novih vodova i transformatorskih stanica u prostorne planove, definiranju trasa, rješavanju imovinsko-pravnih odnosa na trasa ili lokacijama prijenosnih objekata, izradi projektne dokumentacije i drugom.

