



Problem i prijedlozi rješenja vezanih uz sudjelovanje OIE u pomoćnim uslugama sustava



Zagreb, studeni, 2020.

Projekt: Integracija vjetroelektrana u elektroenergetski sustava sa smanjenom tromostti

WIND energy integration in Low Inertia Power System - WINDLIPS

Dokument: Problemi i prijedlozi rješenja vezanih uz sudjelovanje OIE u pomoćnim uslugama sustava

Isporuka: 15.4.

Partneri:



Autori:

Tomislav Baškarad, mag.ing., FER
Josip Đaković, mag. ing., FER
Perica Ilak, dr. sc., FER
Matija Zidar, mag. ing., FER
Igor Kuzle, prof.dr.sc., FER
Antun Andrić, mag. ing., HOPS
Igor Ivanković, dr. sc., HOPS
Marko Špoljarić, mag.ing., HEP

Sadržaj

| | | |
|-------|--|----|
| 1 | Uvod | 8 |
| 2 | Vjetroelektrane | 9 |
| 2.1 | Inercijski odziv i primarna regulacija frekvencije | 9 |
| 2.1.1 | Problem | 9 |
| 2.1.2 | Rješenje | 11 |
| 2.2 | Sekundarna i tercijarna regulacija frekvencije | 15 |
| 2.2.1 | Problem | 15 |
| 2.2.2 | Prijedlog rješenja | 19 |
| 2.3 | Regulacija napona i jalove snage | 20 |
| 2.3.1 | Problem | 20 |
| 2.3.2 | Rješenje | 21 |
| 3 | Fotonaponske elektrane | 26 |
| 3.1 | Inercijski odziv i primarna regulacija frekvencije | 26 |
| 3.1.1 | Problem | 26 |
| 3.1.2 | Prijedlog rješenja | 28 |
| 3.2 | Sekundarna regulacija frekvencije | 31 |
| 3.2.1 | Problem | 31 |
| 3.2.2 | Prijedlog rješenja | 31 |
| 3.3 | Regulacija napona i jalove snage | 31 |
| 3.3.1 | Problem | 31 |
| 3.3.2 | Prijedlog rješenja | 33 |
| 4 | Sažetak problema i predloženih rješenja | 36 |
| 4.1 | Vjetroelektrane | 36 |
| 4.2 | Fotonaponske elektrane | 37 |

Popis slika

| | |
|---|----|
| Slika 1: Udio proizvodnje vjetroelektrana u pokrivanju satnog opterećenja EES-a [1] | 10 |
| Slika 2: Kretanje inercijske konstante i kin. energije po mjesecima..... | 11 |
| Slika 3: Koncept virtualnog inercijskog odziva za tip III/IV | 12 |
| Slika 4: Neki virtualni inercijski odzivi: a) izlazna snaga VA; b) mrežna frekvencija..... | 13 |
| Slika 5: Koncept rješenja primarne regulacije frekvencije za tip III/IV | 14 |
| Slika 6: Frekvencijski odziv sustava za različite udjele VE [5] | 14 |
| Slika 7: Maksimalna pozitivna, maksimalna negativna i prosječna apsolutna pogreška satne prognoze proizvodnje vjetroelektrana [6] | 16 |
| Slika 8: Maksimalna pozitivna i maksimalna negativna promjena satne proizvodnje VE u mjesecu [1] | 17 |
| Slika 9: Suma pozitivnih i negativnih pogreški prognoze satne proizvodnje VE u pojedinom mjesecu [6] | 18 |
| Slika 10: Primjer proizvodnje djelatne i jalove energije vjetroelektrane u hrvatskom EES-u [10]. | 22 |
| Slika 11: Primjer pogonske karte DFIG vjetroagregata gledano s niže naponskih stezaljki stroja | 23 |
| Slika 12: Generički regulacijski sustav upravljanja jalovom snagom VA tipa III/IV | 24 |
| Slika 13: Utjecaj promjene konstante tromosti H na frekvencijski odziv | 26 |
| Slika 14: Frekvencijski odziv sustava s obzirom na promjenu udjela FNE u sustavu [12] | 27 |
| Slika 15: Upravljačka shema za sudjelovanje u regulaciji frekvencije [13] | 29 |
| Slika 16: Koncepti upravljanja proizvodnjom radne snage FNE [14] | 30 |
| Slika 17: Variranje napona duž voda uslijed promjene proizvodnje FNE | 32 |
| Slika 18: Pogon invertera | 34 |
| Slika 19: Rješenje za injekciju jalove snage tijekom LVRT | 35 |
| Slika 20: Upravljanje jalovom snagom za FNE [18] | 36 |

Popis tablica

Tablica 1: Usporedba godišnjih troškova uravnoteženja [8].....20

Popis kratica

| | |
|--------------|---|
| AGKKR | Asinkroni generator s klizno-kolutnim rotorom |
| AGKR | Asinkroni generator s kaveznim rotorom |
| CHE | Crpna hidroelektrana |
| CPS | Crpna stanica |
| DFIG | <i>Doubly-Fed Induction Generator;</i> Dvostruko-napajani asinkroni generator |
| EES | Elektroenergetski sustav |
| ELTO | Elektrana-toplana |
| ENTSO-E (CE) | <i>European Network of Transmission System Operators for Electricity (Continental Europe)</i> |
| EU | Europska unija |
| FACTS | <i>Flexible Alternating Current Transmission Systems</i> |
| FN | Fotonaponski |
| FN | Fotonaponske elektrane |
| FRC | <i>Frequency Restoration Control</i> |
| GE | General Electric |
| HE | Hidroelektrana |
| HOPS | Hrvatski operator prijenosnog sustava |
| HVDC | <i>High Voltage Direct Current;</i> Visoki istosmjerni napon |
| IEC/WECC | <i>International Electrotechnical Commission/Western Electricity Coordinating Council</i> |
| KTE | Kombinirana termoelektrana |
| LFSM-O | <i>Limited Frequency Sensitive Mode – Overfrequency</i> |
| LFSM-U | <i>Limited Frequency Sensitive Mode – Underfrequency</i> |
| MPPT | <i>Maximum Power Point Tracking</i> |
| NE | Nuklearna elektrana |
| NP | Niskopropusni |
| OIE | Obnovljivi izvori energije |
| PPM | <i>Power Park Modules</i> |
| PSS | <i>Power System Stabilizer;</i> Stabilizator elektroenergetskog sustava |

| | |
|-------|---|
| PWM | <i>Pulse-Width Modulation; Pulsno-širinska modulacija</i> |
| RH | Republika Hrvatska |
| RHE | Reverzibilna hidroelektrana |
| ROCOF | <i>Rate-of-change-of-frequency, brzina promjene frekvencije</i> |
| SG | Sinkroni generator |
| SGPM | Sinkroni generator s permanentnim magnetima |
| TE | Termoelektrana |
| TETO | Termoelektrana-toplana |
| TS | Transformatorska stanica |
| TSO | Transmission System Operator; Operator prijenosnog sustava |
| VA | Vjetroagregat/i |
| VE | Vjetroelektrana/e |
| VP | Visokopropusni |

1 Uvod

Integracija obnovljivih izvora energije (OIE) u elektroenergetski sustav (EES) postigla je značajan udio diljem svijeta te i dalje nastavlja rasti. Vjetroelektane (VE) i fotonaponske elektrane (FNE) jedan su od najpopularnijih oblika OIE. Većina VE i sve FNE danas se na mrežu spajaju preko sučelja energetske elektronike što za posljedicu ima smanjenje konstante tromosti sustava što je uzrok tome da mreža postaje slabija te se smanjuje njena sposobnost održavanja stabilnosti nakon pojave poremećaja ili kvara. Osim toga, frekvencijska stabilnost narušena je nedostatkom rotirajućih dijelova u FNE koji bi mogli pružiti inercijski odziv, te načinom rada i VE i FNE s ciljem maksimalne proizvodnje snage (tzv. MPPT način) čime se smanjuje ukupna snaga rezerve potrebna za osiguravanje primarne regulacije frekvencije. Naponska stabilnost također je narušena, jer s jedne strane FNE rade na maksimalnoj snazi tijekom popodnevnih sati kada je opterećenje EES-a smanjeno, te uz njihovu varijabilnu i nepredvidljivu proizvodnju, u slučaju visokog udjela FNE u sustavu te nagle promjene u proizvodnji radne snage, može doći do narušavanja naponske stabilnosti. S druge strane, udari vjetra i nagle promjene vjetra uzrokuju promjene i padove napona u čvoristima spoja VE na mrežu. Velikom integracijom VE i FNE mijenja se dosadašnji karakter distribucijske mreže, koja prelazi iz pasivne u aktivnu mrežu.

Navedeni problemi ukazuju na sve veću potrebu uključivanja OIE u aktivno sudjelovanje u pomoćnim uslugama sustava kako bi se moglo nastaviti s njihovim dodatnim integracijama u sustav bez ugrožavanja stabilnosti EES-a. U ovom radu prikazani su problem i prijedlozi rješenja u pogledu sudjelovanje OIE (primarno VE i FNE) u pomoćnim uslugama sustava.

2 Vjetroelektrane

Integracija vjetroelektrana (VE) u prijenosni elektroenergetski sustav (EES) predstavlja izazov koji se tiče usklađenja vrlo varijabilnog izvora električne energije u vođenje i pogon EES-a. Geografski položaj potencijalnih lokacija VE-na i nedostatak dovoljnog prijenosnog potencijala mreže na predmetnim područjima, te nestabilnost uvjeta brzine i smjera vjetra može uzrokovati značajne probleme prilikom planiranja i vođenja EES-a. Stoga, problematiku je potrebno sagledati iz niza aspekata koji se odnose na:

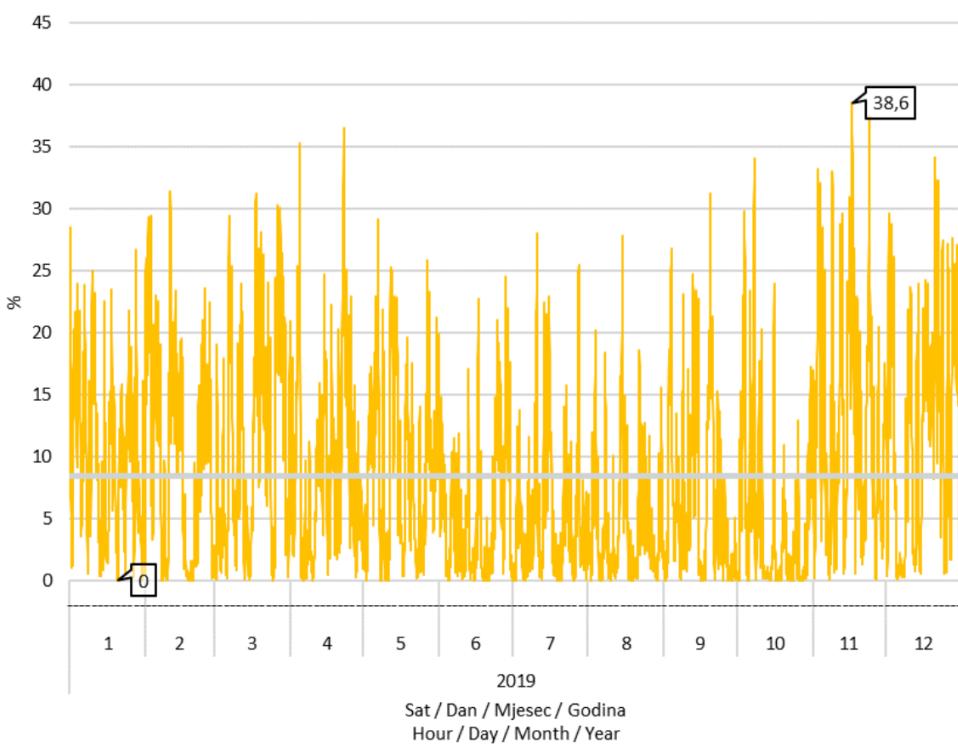
- lokalne značajke mreže,
- planiranje i vođenje EES-a,
- dinamička stabilnost EES-a s velikim udjelom VE.

2.1 Inercijski odziv i primarna regulacija frekvencije

2.1.1 Problem

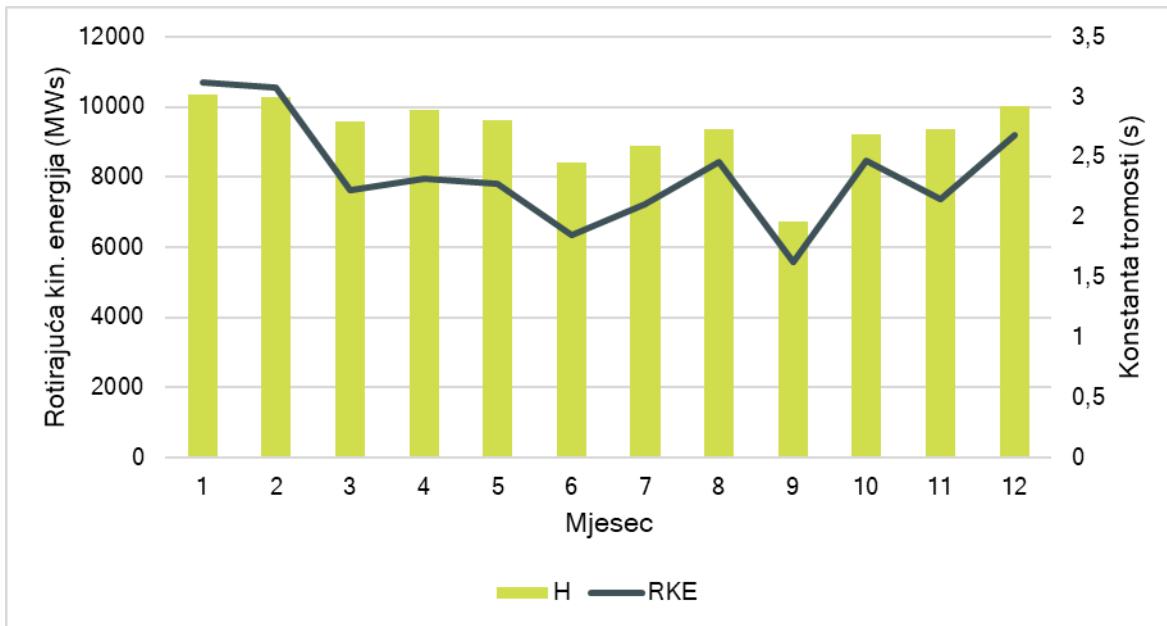
Postoje 4 glavne izvedbe vjetroagregata (VA): VA tipa I i II imaju inherentni inercijski odziv kojim se ne može upravljati te u literaturi nije od pretjeranog interesa. Nadalje, to su agregati starije izvedbe te je njihova zastupljenost u današnjim sustavima vrlo mala. Što se tiče VA tipa III i IV, oni su danas na tržištu najzastupljeniji jer omogućuju maksimalnu aerodinamičku učinkovitost u velikom rasponu brzina vjetra, no s druge strane njihova integracija u sustav smanjuje konstantu tromosti sustava jer VA tipa III i IV imaju smanjen (gotovo zanemariv inercijski odziv), odnosno nemaju inercijski odziv zbog razdvajajućeg učinka frekvencijskih pretvarača.

Dakle, veliki udio proizvodnje vjetroelektrana u sustavu donosi problem: smanjuje se inercija cjelokupnog EES-a, čime se pogoršavaju njegove dinamičke i regulacijske karakteristike. Na slici 1 prikazan je udio proizvodnje vjetroelektrana u odnosu na ukupno opterećenje hrvatskog EES-a tijekom 2019. godine. Vidljivo je kako se u promatranom razdoblju udio proizvodnje vjetroelektrana kreće u rasponu od 0% do 38.6% (ostvareno 17.11.2019. u 4h). Tijekom 1938 sati, taj udio bio je veći od 15%.



Slika 1: Udio proizvodnje vjetroelektrana u pokrivanju satnog opterećenja EES-a [1]

Uzimajući u obzir udio proizvodnje VE u pokrivanju mjesečnog opterećenja hrvatskog EES-a za 2019. godinu, izračunata je ekvivalentna konstanta tromosti hrvatskog EES-a i rotirajuća kinetička energija sinkronih jedinica. Vidljivo je kako se vrijednost konstante tromosti kreće od 1.96 s (rujan) do 3.02 s (siječanj), dok se kinetička energija kreće od 5565 MWs (rujan) do 10710 MWs (siječanj) (Slika 2). Na slici 2 može se također uočiti i korelacija konstante tromosti i kin. energije, no navedeni parametri uvelike ovise o pogonskom stanju mreže.



Slika 2: Kretanje inercijske konstante i kin. energije po mjesecima

Dva glavna problema vezana uz sudjelovanje VE u primarnoj regulaciji frekvencije su:

1. VE rade u načinu da proizvode maksimalnu dostupnu snagu te da bi primarna regulacija frekvencije bila moguća, potrebno je osigurati određenu količinu rotirajuće rezerve
2. Primarni emergent VE je vjetar čija je priroda stohastička i teško predvidljiva

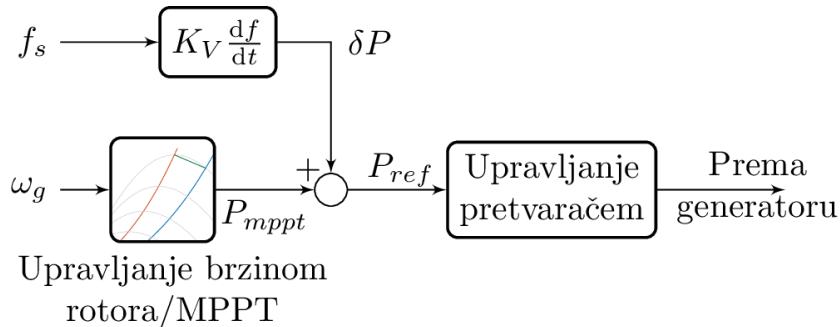
VA tipa I i II ne omogućuju fleksibilno upravljanje zbog čvrste povezanosti s mrežom, dok energetski pretvarači u tipovima III i IV omogućuju fleksibilno upravljanje brzinom rotora za brzine vjetra ispod nazivne.

2.1.2 Rješenje

Mogućnost fleksibilnog upravljanja VA s promjenjivom brzinom vrtnje omogućuje dodavanje umjetnog inercijskog odziva pomoću sekundarnih upravljačkih krugova osjetljivih na ROCOF, što se u literaturi naziva virtualni/sintetički inercijski odziv (*virtual/synthetic inertia*) ili brzi frekvencijski odziv (*fast frequency response*).

Na slici 3 prikazan je koncept rješenja za omogućavanje VE pružanje inercijskog odziva. K_V se naziva virtualnom konstantnom tromosti te se teorijski može postaviti na bilo koju vrijednost,

te je stoga virtualni inercijski odziv, za razliku od stvarnog, u potpunosti upravlјiv: to znači da VA tipa III/IV mogu pružiti čak i veći inercijski odziv nego konvencionalne jedinice.



Slika 3: Koncept virtualnog inercijskog odziva za tip III/IV

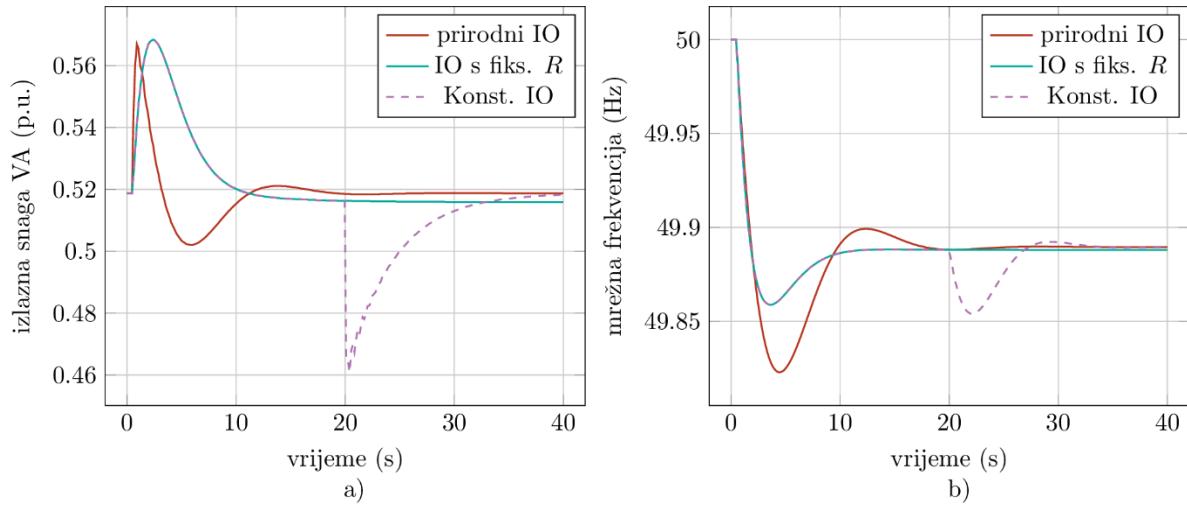
Kako bi se izbjegao problem pada brzine rotora ispod minimalne što inače dovodi do zaustavljanja turbine, maksimalna vrijednost pojačanja K_V ne bi smjela biti veća od $1,85H_{wtg}$ pri čemu je H_{wtg} konstanta tromosti VA.

Prikazani koncept na slici 5 naziva se prirodni jer je proporcionalan ROCOF-u, međutim postoje još neka rješenja koja omogućavaju VA pružanje inercijskog odziva:

1. inercijski odziv s fiksnom statičnosti (*fixed-droop*);
2. inercijski odziv s promjenjivom statičnosti (*variable-droop*);
3. konstantni inercijski odziv (*step-wise inertial control*);
4. virtualni inercijski odziv s optimiziranim praćenjem snage (*virtual inertial control*).

Ono što je zajedničko svim predloženim rješenjima je da se vjetroagregat privremeno preopterećuje gdje dodatna injekcija snage dolazi iz kinetičke energije rotora zbog čega rotor turbine usporava.

Na slici 4 prikazani su inercijski odzivi VE dobiveni izvedbom gore navedenih rješenja.



Slika 4: Neki virtualni inercijski odzivi: a) izlazna snaga VA; b) mrežna frekvencija

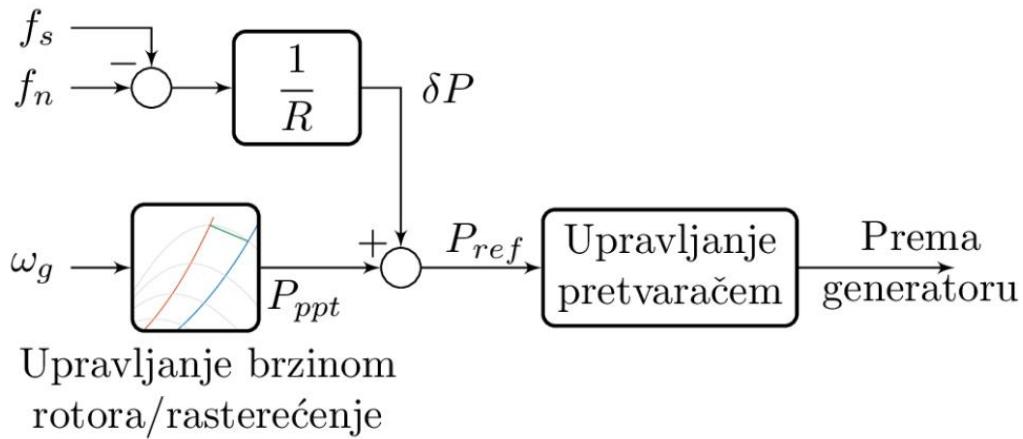
Što se tiče primarne regulacije frekvencije, kao što se već reklo, da bi primarna regulacija frekvencije bila moguća, potrebno je osigurati određenu količinu rotirajuće rezerve. VE su dosad u primarnoj regulaciji frekvencije sudjelovale samo s mogućnošću smanjenja izlazne snage u slučaju viška proizvodnje u sustavu. Primarni frekvencijski odziv u slučaju pada frekvencije može se omogućiti slično virtualnom inercijskom odzivu. Prije svega, da bi se osigurala rotirajuća rezerva, VA se moraju rasteretiti u normalnom pogonu, odnosno raditi sa snagom koja je manja od dostupne snage P_{ava} :

1. Tip I se može rasteretiti preko sustava za zakret lopatica povećanjem kuta zakreta lopatica β .
2. Tip II se može rasteretiti preko upravlјivog otpornika ili isto preko zakreta lopatica.
3. Tip III/IV može se rasteriti pomoću energetskih pretvarača koji omogućuju fleksibilno upravljanje brzinom rotora za brzine vjetra ispod nazivne brzine

Konceptualno, primarna regulacija frekvencije pomoći VA slična je virtualnom inercijskom odzivu i prikazana na slici 5. Dodatna rješenja koja se mogu pronaći u literaturi su:

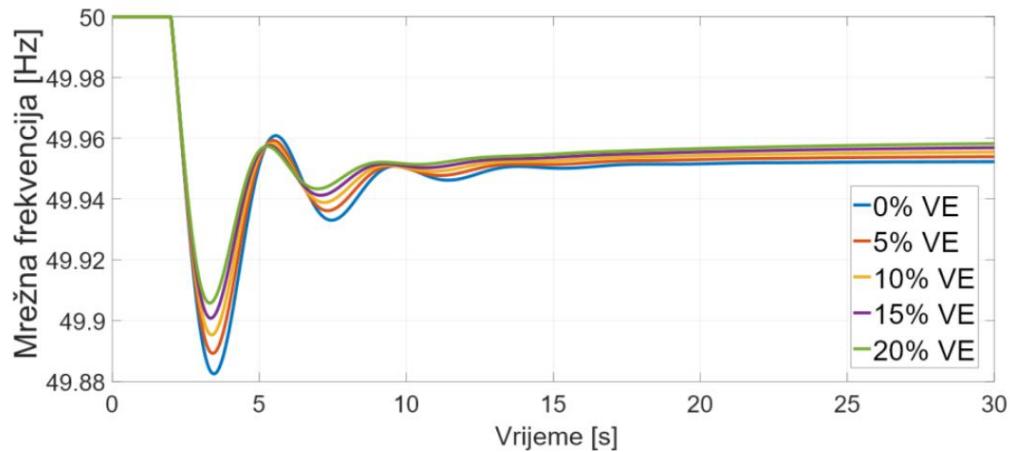
1. koordinacija inercijskog odziva i rotirajuće rezerve za tip IV [2];
2. bolji odziv dinamičkom promjenom statičnosti R tipa III [3];

- sudjelovanje vjetroparka s tip IV agregatima u primarnog regulaciji frekvencije pomoću zakreta lopatica [4];



Slika 5: Koncept rješenja primarne regulacije frekvencije za tip III/IV

Frekvencijski odziv sustava s različitim stopama penetracije VE prikazan je na slici 6. Bez obzira na povećani udio VE u sustavu, njihovo sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije vidljivo poboljšava frekvencijsku stabilnost u odnosu na sustav s visokom stopom penetracije VE bez koje nemaju sposobnost sudjelovanja u regulaciji frekvencije.



Slika 6: Frekvencijski odziv sustava za različite udjele VE [5]

Sudjelovanje vjetroelektrana s promjenjivom brzinom vrtnje u primarnoj regulaciji frekvencije

2.2 Sekundarna i tercijarna regulacija frekvencije

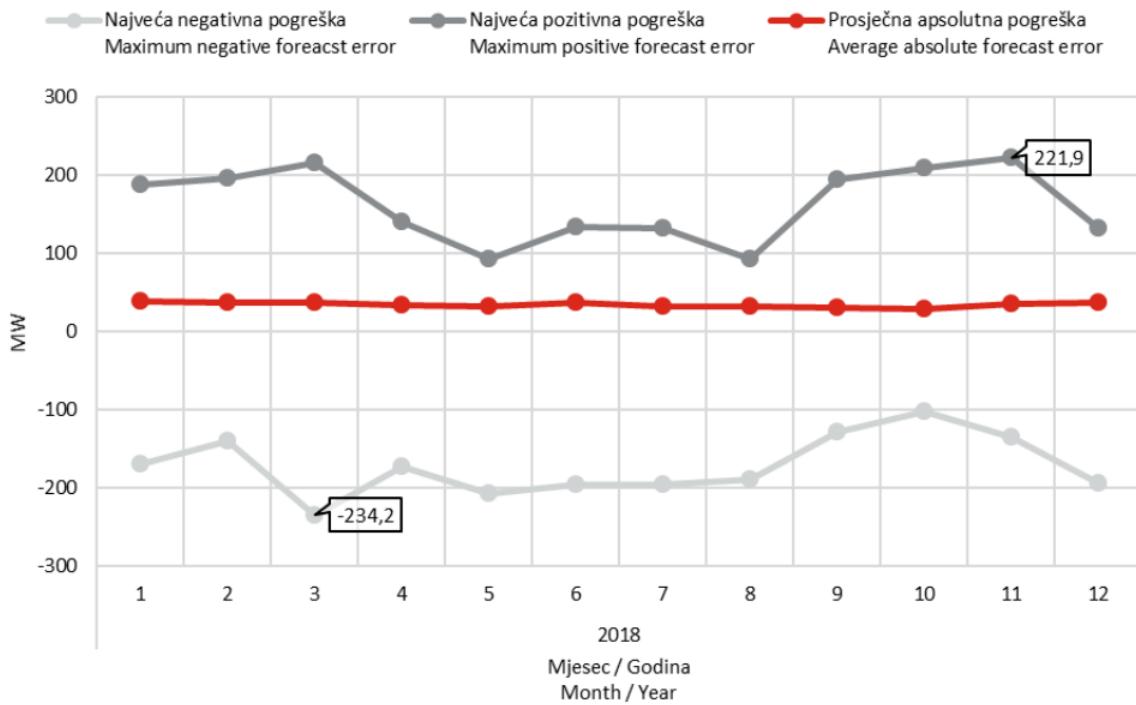
2.2.1 Problem

Posebnost integracije VE u Hrvatskoj je njihova mala geografska raspršenost. Najveća udaljenost između dviju VE iznosi oko 300 km, dok je 19 od ukupno 22 VE s 81% ukupno instalirane snage VE smještano na području sličnog vjetro-klimatskog režima ($110 \times 70 \text{ km}^2$) što uz izraženu promjenjivost brzine i smjera vjetra značajno utječe na promjenjivost ukupne proizvodnje VE, a samim time i na vođenje elektroenergetskog sustava u cjelini [1]

U normalnom pogonu odstupanje konzuma i odstupanja OIE (dominante vjetroelektrana) najviše utječe 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.

Tijekom visokog opterećenja EES-a i veće proizvodnje vjetroelektrana, dodatni problem operatoru prijenosnog sustava prilikom regulacije EES-a predstavlja i hladniji vremenski period koji se obično podudara i s hidrološkim bogatijim dijelom godine. Najčešći problem je nedostatak raspoloživih kapaciteta akumulacija regulacijskih hidroelektrana unutar kojih bi se mogla skladištiti voda za uravnoteživanje odstupanja između ostvarenja i plana rada vjetroelektrana.

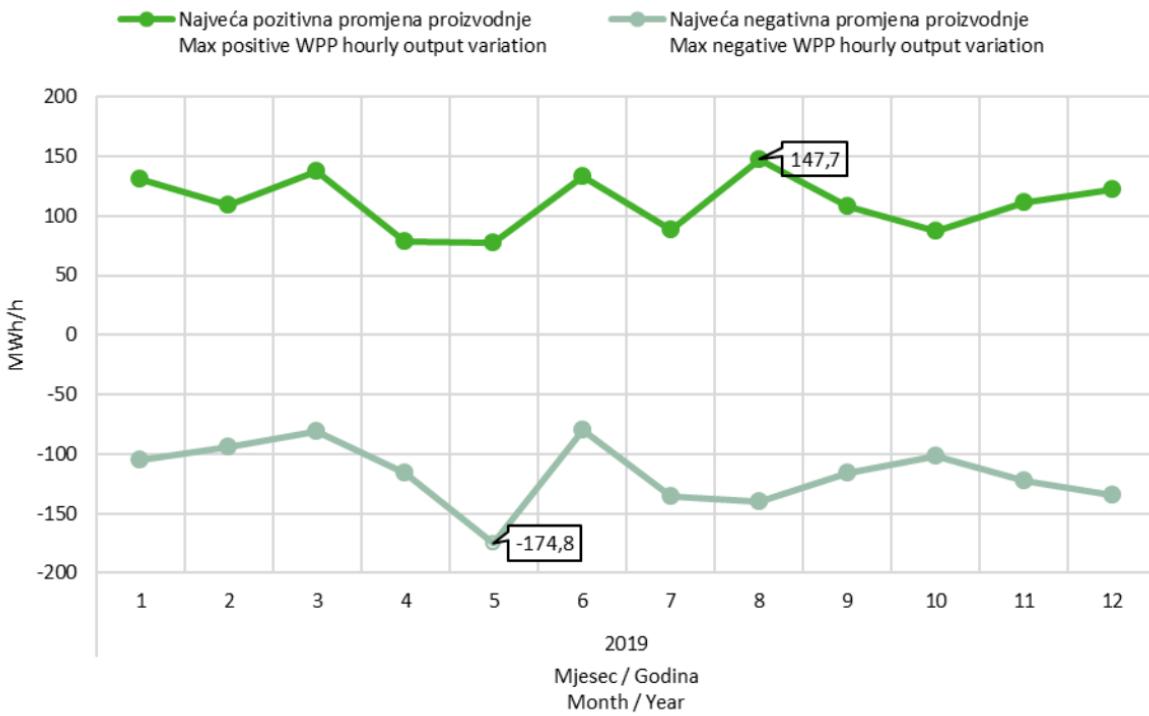
U 2018. godini HOPS je planirao proizvodnju VE uz srednju prosječnu pogrešku od 5.89% (33.94 MW) instalirane snage VE. Maksimalna pozitivna pogreška prognoze proizvodnje VE (prognoza veća od ostvarenja) je iznosila 221.9 MW, a maksimalna negativna pogreška prognoze proizvodnje VE je iznosila -234.2 MW (Slika 7) [6]



Slika 7: Maksimalna pozitivna, maksimalna negativna i prosječna apsolutna pogreška satne prognoze proizvodnje vjetroelektrana [6]

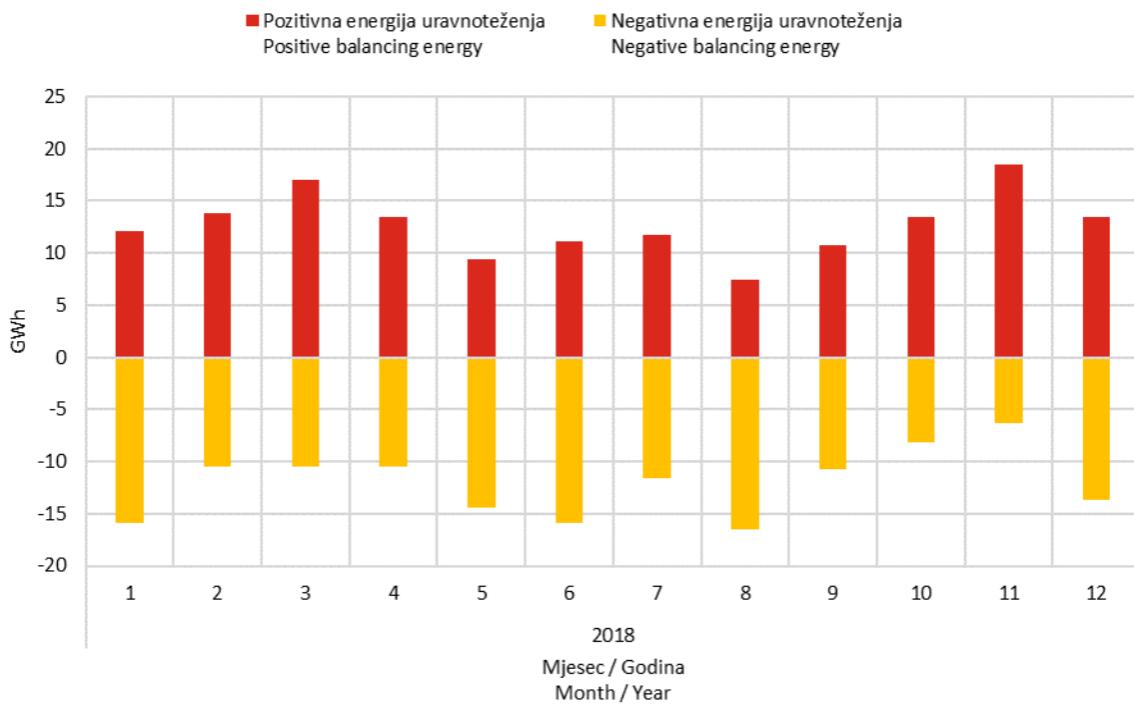
Na slici 7 može se vidjeti da se maksimalna pozitivna pogreška prognoze veća od 100 MW pojavljuje u 10 mjeseci 2018. godine a maksimalna negativna pogreška prognoze u absolutnom iznosu veća od 100 MW pojavljuje se u 12 mjeseci 2018. godine. Prosječna apsolutna pogreška na mjesечnoj razini kreće se u rasponu 29.07–37.72 MW.

Osim pogreški prognozi proizvodnje VE, od posebne važnosti je i promjenjivost proizvodnje VE. Na slici 8 prikazana je maksimalna pozitivna i maksimalna negativna promjena satne proizvodnje VE u pojedinom mjesecu za 2019. godinu. Drugim riječima, prikazana je razlika ostvarene prosječne proizvodnje VE u dva uzastopna sata. Najveća pozitivna satna promjena proizvodnje VE iznosila je 147.7 MW, dok je najveća negativna satna promjena proizvodnje VE iznosila -174.8 MW. Prosječna pozitivna satna promjena proizvodnje u promatranom razdoblju iznosila je 110.8 MW, a prosječna negativna -116.7 MW.



Slika 8: Maksimalna pozitivna i maksimalna negativna promjena satne proizvodnje VE u mjesecu [1]

Proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana ovisi o brzini i smjeru vjetra te je izrazito nepredvidiva, čime je uvećan zahtjev da se prilagođava pogon klasičnih elektrana za osiguranje ravnoteže potražnje i proizvodnje električne energije u sustavu. Na slici 9 prikazana je suma pozitivnih i negativnih pogreški prognoze satne proizvodnje VE u pojedinom mjesecu za 2018. godinu. Suma pozitivnih pogreški prognoze (prognoza veća od ostvarenja) određuje u konačnici potrebnu negativnu energiju uravnoteženja u elektroenergetskom sustavu, a suma negativnih pogreški prognoze predstavlja pozitivnu energiju uravnoteženja. Ukupna suma svih pozitivnih pogreški prognoze satne proizvodnje u cijelokupnom promatranom razdoblju iznosi 152.41 GWh, dok ukupna suma svih negativnih pogreški iznosi -144.8 GWh.



Slika 9: Suma pozitivnih i negativnih pogreški prognoze satne proizvodnje VE u pojedinom mjesecu [6]

Kao što je već rečeno, za vrijeme hladnjeg, vodom i vjetrom bogatijeg vremenskog perioda, odstupanja plana i ostvarenja su veća od planiranih vrijednosti sekundarne regulacije, što stvara dodatne probleme operatoru prijenosnog sustava prilikom uravnoteživanja EES-a. Međutim, ljetni mjeseci također predstavljaju problem jer su to sušni mjeseci, smanjenog hidropotencijala, odnosno smanjene regulacijske sposobnosti hidroelektrana, što uslijed naglih promjena brzine i smjera vjetra može biti kritično za sigurnost vođenja EES-a i opskrbe električnom energijom.

Osiguranje dovoljnih količina regulacijskih rezervi prilikom integracije većeg broja VE u EES ima i veliki utjecaj na tržišnu cijenu električne energije. Pojavljuju se niske tržišne cijene električne energije u trenucima velike proizvodnje iz VE te vrlo visoke cijene električne energije u trenucima niske ili nulte vrijednosti proizvodnje iz VE. Unutar hrvatskog kontrolnog područja, VE su povlašteni proizvođači električne energije, s osiguranim tržištem i nisu financijski odgovorni za odstupanja između plana i ostvarenja rada VE, te nisu obavezni sudjelovati na tržištu pomoćnih usluga [7]

2.2.2 Prijedlog rješenja

Gore navedeni podaci veoma su važni za planiranje i vođenje EES-a jer suma pogreški prognoze satne proizvodnje VE predstavlja potrebnu energiju uravnoveženja, a veća pogreška u prognozi VE podrazumijeva veću potrebnu regulacijsku snagu i energiju uravnoveženja, odnosno veće troškove u toj domeni, a budući da vjetroelektrane u hrvatskom EES-u ne sudjeluju u primarnoj i sekundarnoj regulaciji frekvencije, to znači da tu zadaću u cijelosti moraju obavljati konvencionalne elektrane. Tijekom pogona nužno je konvencionalnim elektranama osigurati dovoljne regulacijske pričuve u slučaju odstupanja proizvodnje VE od planirane vrijednosti u trajanju duljem od 15 min, uobičajeno 1 h. Može se zaključiti da je opravdana preporuka ENTSO-E za uvećavanjem plana sekundarnih regulacijskih rezervi za iznos maksimalne pogreške prognoze rada VE u hladnjem dijelu godine.

S obzirom na navedenu činjenicu da VE nisu obvezne sudjelovati u regulaciji frekvencije u hrvatskom EES-u, potrebno je provoditi studije koje će analizirati povećanje zahtjeva za sekundarnu i tercijarnu regulaciju s obzirom na porast integracije VE u EES-u. Za buduće scenarije integracije VE raspon ukupnih troškova sekundarne i tercijarne regulacije za uravnoveženje najviše ovisi o instaliranoj snazi VE i prosječnoj pogrešci planiranja proizvodnje VE. U jednoj takvoj studiji „Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav“ [8] koju je proveo Energetski institut Hrvoje Požar, za pet scenarija integracije VE (744 MW, 1000 MW, 1200 MW, 1500 MW) izvedena je simulacija troškova uravnoveženja u ovisnosti o greški prognoze proizvodnje VE (9,81%). Zaključeno je da s povećanjem integracije VE najviše se povećava zahtjev na rezervu snage tercijarne regulacije dok je porast energije za uravnoveženje (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 uravnoveženja porasli s postojeće razine od 36 mil. € na oko 50 mil. € uz uvjet da se održi ista prosječna pogreška prognoze VE. U tablici 1 prikazana je usporedba godišnjih troškova uravnoveženja u svim scenarijima i predložena potrebna povećanja tercijarne snage rezerve.

Tablica 1: Usporedba godišnjih troškova uravnoveženja [8]

| Scenarij | 744 MW | 1000 MW | 1200 MW | 1500 MW | 2000 MW |
|-------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Povećanje tercijarne rezervne snage | ± 223 MWh/h | ± 316 MWh/h | ± 385 MWh/h | ± 488 MWh/h | ± 666 MWh/h |
| Ukupni troškovi uravnoveženja | 50 mil. € | 64 mil. € | 74 mil. € | 89 mil. € | 115 mil. € |

2.3 Regulacija napona i jalove snage

2.3.1 Problem

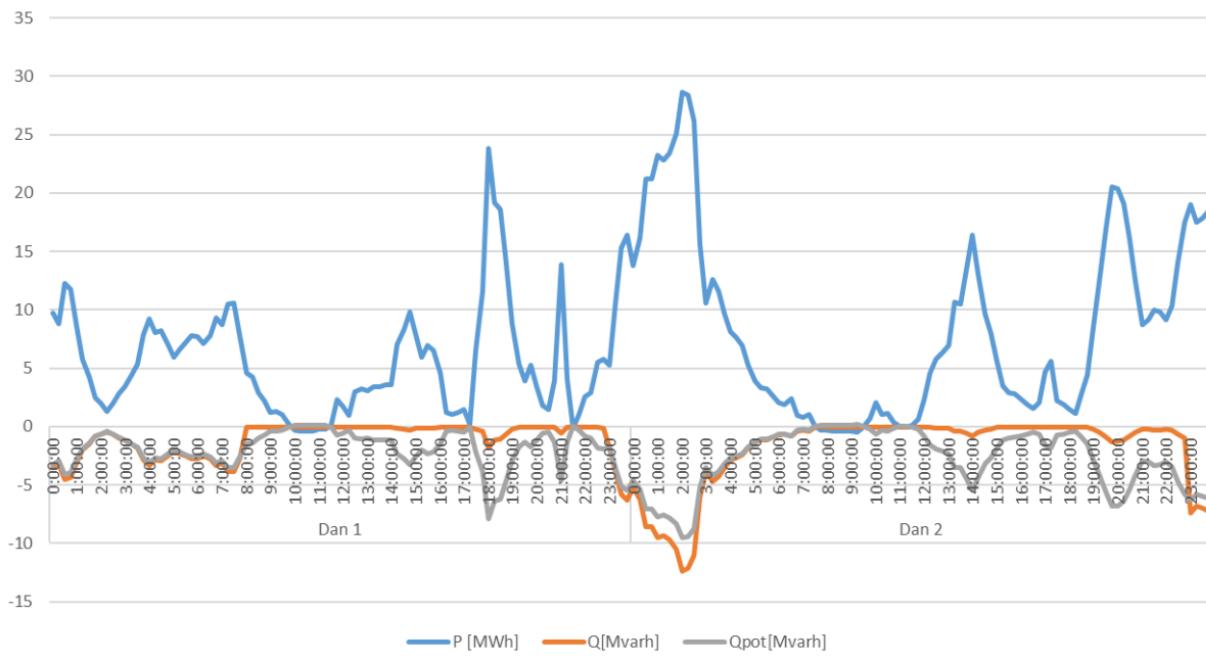
Priklučak vjetroelektrane na distribucijsku mrežu bez obzira na snagu elektrane i naponsku razinu odnosno mjesto priključka, dovodi do značajnih promjena pogonskih značajki distribucijske mreže, pri čemu priključak vjetroelektrane može imati pozitivne i negativne reperkusije, ovisno o tipu i režimu rada distribuiranog izvora s jedne strane, te tehničkih karakteristika distribucijske mreže s druge strane. Promjene pogonskih karakteristika distribucijske mreže koje se javljaju priključkom vjetroelektrane, mogu se grupirati u stacionarne i dinamičke značajke. Promatrujući samo stacionarne značajke, za istaknuti je dva osnovna aspekta: naponske prilike duž izvoda distribucijske mreže na koji je priključena elektrana, te utjecaj na gubitke snage i energije u distribucijskoj mreži. Promjene brzine vjetra, udari vjetra, energetski pretvarači, uključenje/isključenje generatora, sve su to uzroci promjena i pada napona, emisije flikera, pojave harmonika u mreži itd. Značajan problem prilikom integracije vjetroelektrana i ostalih obnovljivih izvora je regulacija napona. Iako se na prvu čini kako bi regulacija uz pomoć generatora kakvu imaju vjetroelektrane trebala biti jednostavnije od regulacije napona promjenom prijenosnog omjera transformatora, u praksi to nije slučaj. Kada je obnovljivi izvor na relativno većoj udaljenosti od mjesta priključka na mrežu većina se napora ulaže u to da se prilikom priključenja održi nepromijenjeni napon u ostatku mreže. Nadalje, neki od uređaja koji zahtijevaju jalovu snagu, poput induksijskog motora, ne mogu sudjelovati u regulaciji napona. Regulacija napona izbjegava se vršiti preko obnovljivih izvora jer postoji mogućnost pojave otočnog pogona. Također, mali vjetroagregati nisu dovoljno snažni da bi regulirali napon te često prilikom priključenja zahtijevaju fiksnu regulaciju jalove snage i fiksni faktor snage. Kada se radi o većim vjetroelektranama, ako se koriste za regulaciju, često su potrebni posebni uređaji za kontrolu i komunikaciju s uređajima za regulaciju napona. Ako obnovljivi izvor preuzme regulaciju napona problem nastaje kada dođe do iznenadnog isključenja izvora s mreže. U tom je

trenutku napon prenizak i ne može izdržati opterećenje te mu je potrebno nekoliko minuta za oporavak. Vjetroelektrane manjih snaga s konstantnim faktorom snage mogu prouzrokovati velike promjene napona prilikom iznenadnih uključenja i isključenja. Promjene mogu trajati nekoliko minuta, sve dok ih sustav za regulaciju napona ne detektira.

Osim toga, ako se u nekom čvoru mreže priključi vjetroelektrana, ona će proizvoditi radnu snagu, te ovisno o svojim tehničkim mogućnostima proizvoditi ili uzimati jalovu snagu, pa se takva mreža naziva „aktivna“ distribucijska mreža. U slučaju da nema potrošnje na izvodu, radna i jalova snaga koju proizvede vjetroelektrana ima tijek prema pojnoj točki i to u jednakom iznosu preko svih grana (uz zanemarene gubitke). Superpozicijom tokova snaga u granama koje su rezultat potrošnje i tokova koji su rezultat proizvodnje vjetroelektrane, dobije se situacija u realnoj distribucijskoj mreži na koju je priključena elektrana. U slučaju da vjetroelektrana injektira i jalovu snagu u mrežu, obje komponente su pozitivnog predznaka, što rezultira dodatnim povećanjem napona. Dakle, utjecaj rada vjetroelektrane na naponske prilike u distribucijskoj mreži, pod pretpostavkom da rade s faktorom snage $\cos\phi=1$, očituje se uglavnom u vidu podizanja naponskog profila duž radijalnog distribucijskog izvoda, ali i povećava učestalost promjene napona u mreži. Smanjenje napona u točki priključka vjetroelektrane moguće je jedino značajnim preuzimanje jalove snage vjetroelektrane iz mreže u slučaju da je to moguće s obzirom na tip vjetrogeneratora [9]

2.3.2 Rješenje

Vjetroelektrane s gledišta operatora prijenosnog sustava često se smatraju negativnim teretima (negativnom potrošnjom) jer im je ponašanje zbog slučajne prirode vjetra vrlo slično. Međutim, distribuiranost VE po prijenosnoj mreži može utjecati na poboljšanje lokalnih naponskih prilika u točkama priključenja s obzirom na mogućnost regulacije jalove snage. Problem povišenih napona u mreži, posebice u vrijeme noćnih sati, moguće je djelomično riješiti uključenjem regulacije jalove snage na mjestu priključka što je i iskorišteno u Hrvatskom operatoru prijenosnog sustava upućivanjem pisanog naloga vjetroelektranama o podešavanju $\cos \phi = 0.95$ kapacitivno u vremenu od 23 h navečer do 08 h ujutro. U ostale sate režim rada je $\cos \phi = 1$ [10]. Primjer takvog režima rada dan je na slici 10, na kojoj je prikazana proizvodnja djelatne i jalove električne energije vjetroelektrane na prijenosnoj razini. Potencijalna jalova energija Q_{pot} je energija koju bi elektrana mogla davati u mrežu s obzirom na pogonski dijagram u ovisnosti o proizvodnji djelatne energije. Vidljivo je da se krivulje stvarno i potencijalno moguće proizvedene jalove energije poklapaju u noćnim satima.

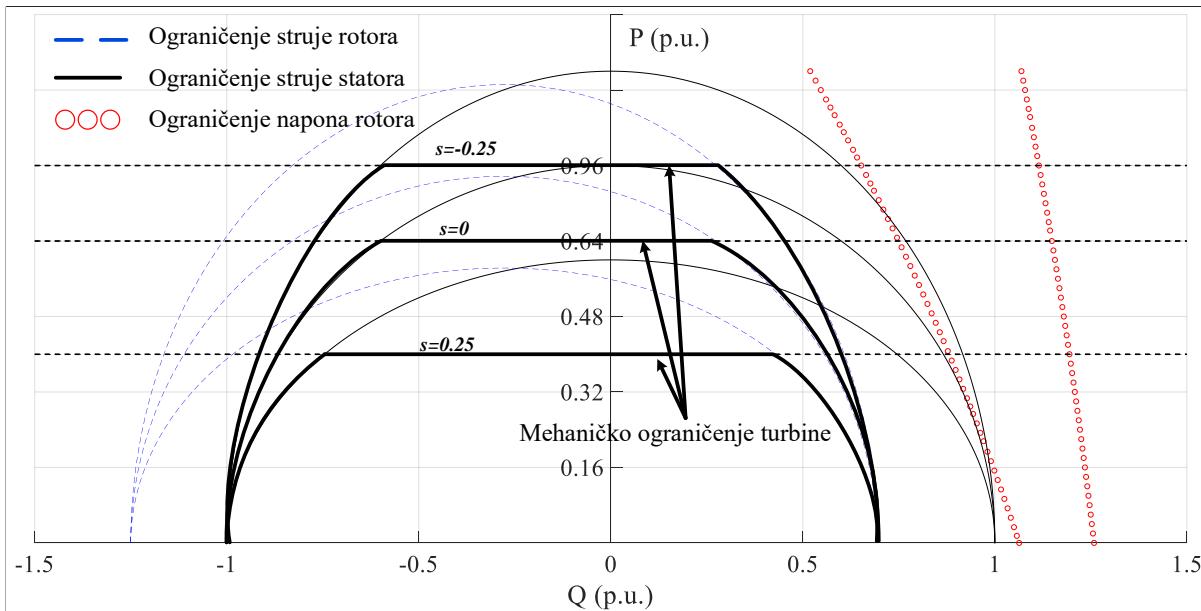


Slika 10: Primjer proizvodnje djelatne i jalove energije vjetroelektrane u hrvatskom EES-u [10].

Danas se koriste isključivo vjetroagregati tipa III i IV koji ujedno mogu fleksibilno upravljati jalovom snagom na mjestu spoja s mrežom. Potrebno je napomenuti da mogućnosti regulacije jalove snage vjetroelektrana ovise o mogućnostima pojedinih vjetroagregata unutar vjetroelektrane (vjetroparka), te je pogonsku kartu potrebno odrediti i za čitavu vjetroelektranu, a ne samo za pojedinačne agregate. Ne postoji neka standardizirana procedura određivanja pogonske karte kompletne vjetroelektrane (koja se može sastojati od stotina agregata) koja još može uključivati i utjecaj blok-transformatora. U literaturi je uobičajena pretpostavka da se pogonska karta jednog aggregata skalira na razinu cijele vjetroelektrane (aggregirani model). Mogućnosti jalove snage vjetroagregata u DFIG izvedbi ovise termičkoj granici statorskih namota, termičkoj granici rotorskih namota i granici maksimalnog napona rotorskih namota. Granica maksimalnog rotorskog napona proizlazi iz upravljanja brzinom jer je napon rotorskog namota potreban za uspostavljanje određenog magnetskog polja proporcionalan klizanju.

Pogonska karta DFIG-a crta se uzimajući u obzir gore navedena ograničenja u kojima se granice određuju najstrožim od svih krivulja. Pogonski dijagram može se crtati za cijeli raspon klizanja, odnosno cijeli raspon brzina vjetra u normalnom pogonu. Slika 11 prikazuje primjer pogonske karte DFIG vjetroagregata bez blok transformatora, s faktorom snage GSC-a 1,00 i pri nazivnim naponima i strujama statora i rotora. U naduzbuđenom režimu rada ograničavajuća je

maksimalna struja rotora, dok je u poduzbuđenom režimu rada ograničavajuća maksimalna struja statora. Radnu snagu ograničava trenutna maksimalna dostupna snaga vjetra koja ovisi o brzini vjetra, odnosno brzini vrtnje generatora/klizanju. Ograničenje napona rotora može, ali i ne mora biti relevantno u normalnom području rada. Uključivanjem GSC-a u regulaciju jalove snage može dodatno proširiti dozvoljeno područje rada. Naravno, pogonska karta se dodatno može crtati za napone na stezaljkama statora različite od nazivnog da bi se odredila područja rada u drugim naponskim uvjetima.



Slika 11: Primjer pogonske karte DFIG vjetroagregata gledano s niže naponskih stezaljki stroja

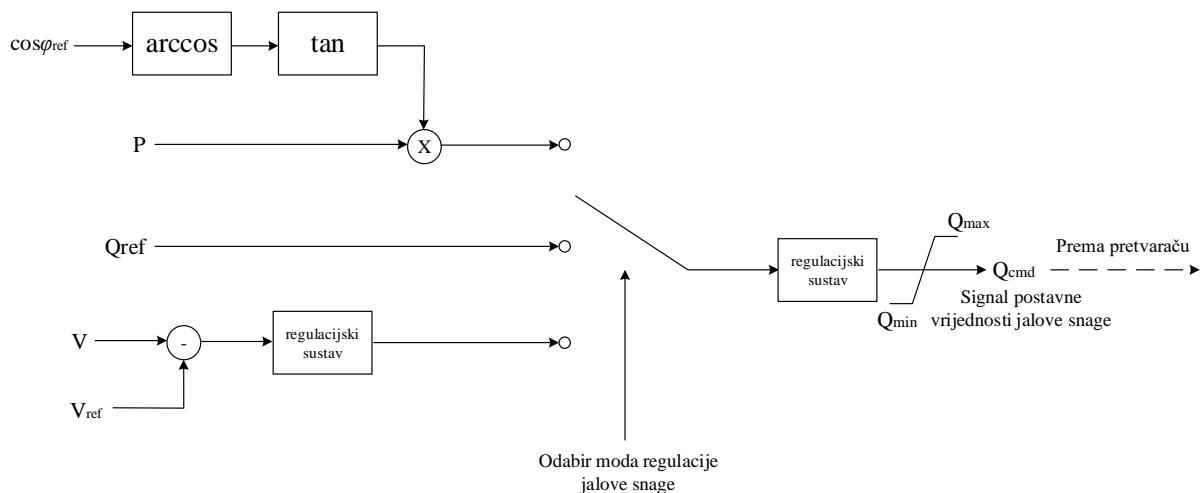
Upravljački sustavi modernih vjetroelektrana imaju mogućnosti rada u raznim režimima rada kao i sinkroni generatori:

- regulacija napona u čvorištu spoja s mrežom ili u udaljenom čvorištu;
- konstantni iznos jalove snage u čvorištu;
- konstantni faktor snage na spoju s mrežom;
- regulacija jalove snage bez proizvodnje jalove snage (STATCOM režim rada)

Zadnju točku ne može ostvariti svaki sinkroni generator (rad kao sinkroni kompenzator). Također, današnji su vjetroagregati također opremljeni naprednim upravljačkim funkcijama koje

poboljšavaju stabilnost sustava kao što je upravljačka funkcija prolazak kroz kvar (*low voltage ride through*—LVRT) koja omogućuje da vjetroelektrane ostaju spojene na sustav prilikom kratkih spojeva i propada napona i da injektira jalovu snagu u mrežu tijekom kvara.

Slika 12 prikazuje generički sustav za regulaciju napona i jalove snage VA tipa III/IV s različitim režimima regulacije. Naravno, postoji i nadređeni sustav cijele VE koji zatim propagira postavne vrijednosti prema pojedinim agregatima.



Slika 12: Generički regulacijski sustav upravljanja jalovom snagom VA tipa III/IV

Današnje vjetroelektrane imaju mogućnost rada s velikim rasponom faktora snage, no mogućnosti ovise o trenutnoj proizvodnje djelatne snage kao i naponu mreže. Primjera radi, tip IV VA može raditi s faktorom snage 0,85 ind./kap. Pri nazivnoj radnoj snazi i nazivnom naponu mreže, dok kada nema vjetra (djelatna snaga je 0), pretvarač može injektirati i apsorbirati jalovu snagu u iznosu svoje nazivne snage (rad s faktorom snage 0 ind/kap). Promjenom napona na stazejkama agregata mijenjaju se i mogućnosti jalove snage, no u većini slučajeva vjetroagregati tipa III/IV mogu bez problema raditi s faktorom snage <0,95 ind./kap.

U cilju sigurnog vođenja EES-a sa značajnijim udjelom VE, tadašnji HEP – Operator prijenosnog sustava d.o.o. (HEP-OPS, današnji Hrvatski operator prijenosnog sustava—HOPS) krajem 2008. godine propisao je vjetroelektranama dodatne tehničke zahtjeve s aspekta priključenja i pogona [11], među kojima se nalaze i zahtjevi na regulaciju napona i jalove snage. Od vjetroelektrana se zahtijeva posjedovanje određenih sposobnosti upravljanja jalovom

snagom. Na taj se način vjetroelektranama omogućuje i sudjelovanje na eventualnom budućem tržištu jalove snage.

S obzirom na regulaciju napona i jalove snage, od VE spojenih na prijenosni EES Hrvatske zahtijeva sljedeće:

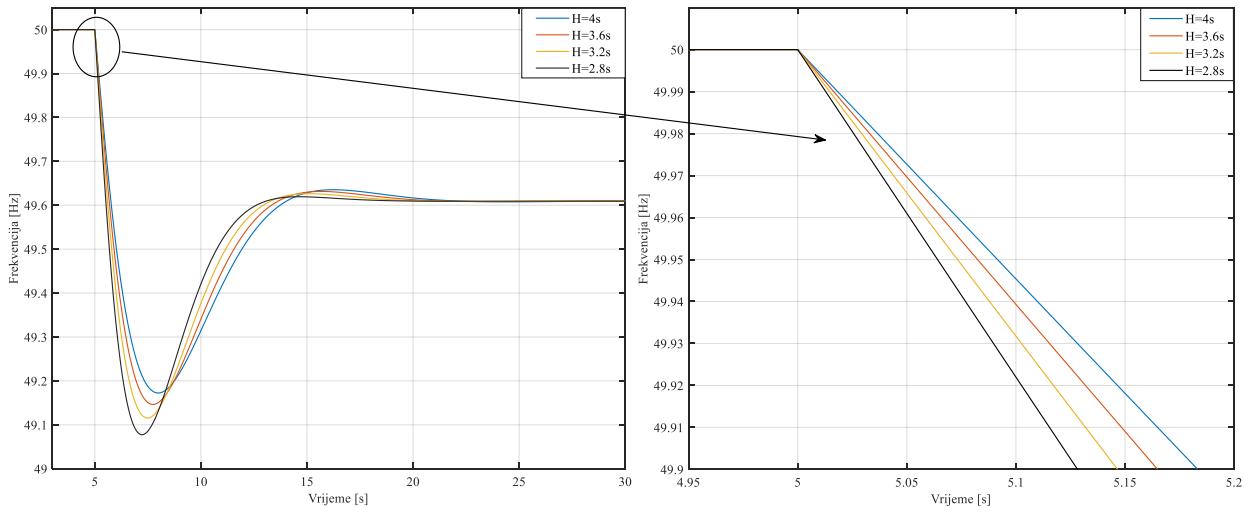
- vjetroelektrana koja je na prijenosnu mrežu priključena preko istog transformatora zajedno s drugim potrošačkim teretima treba također imati regulaciju faktora snage;
- ukoliko se regulacija napona izvodi na razini cijele vjetroelektrane umjesto na razini pojedinačnih vjetroagregata, tada raspon raspoloživog faktora snage ne smije biti manji od onog koji bi bio raspoloživ kada bi se regulacija napona izvodila korištenjem pojedinačnih vjetroagregata;
- vjetroelektrana treba biti sposobna regulirati iznos napona u čvorištu priključenja na prijenosnu mrežu te postići njegov iznos prema postavnoj vrijednosti koju određuje operator prijenosnog sustava, unutar raspona njenog faktora snage između 0.95 ind. i 0.95 kap.;
- ovisno o opravdanim potrebama u sustavu HEP-OPS može zatražiti brzinu odziva sustava za regulaciju napona takvu da nakon skokovite promjene iznosa napona u čvorištu priključenja vjetroelektrana postiže 90% od njezine stacionarne jalove snage unutar jedne sekunde;
- nakon provedenih razmatranja navedenih opcija za vrijeme injektiranja djelatne snage u sustav, vjetroelektrana mora biti sposobna voditi pogon uz raspon faktora snage od 0.95ind do 0.95kap. Neophodno je spomenuti da se ovaj zahtjev postavlja na cijelu vjetroelektranu, što znači da je u postupak neophodno uključiti transformatore i srednjenačinski distribucijski sustav unutar vjetroelektrane.

3 Fotonaponske elektrane

3.1 Inercijski odziv i primarna regulacija frekvencije

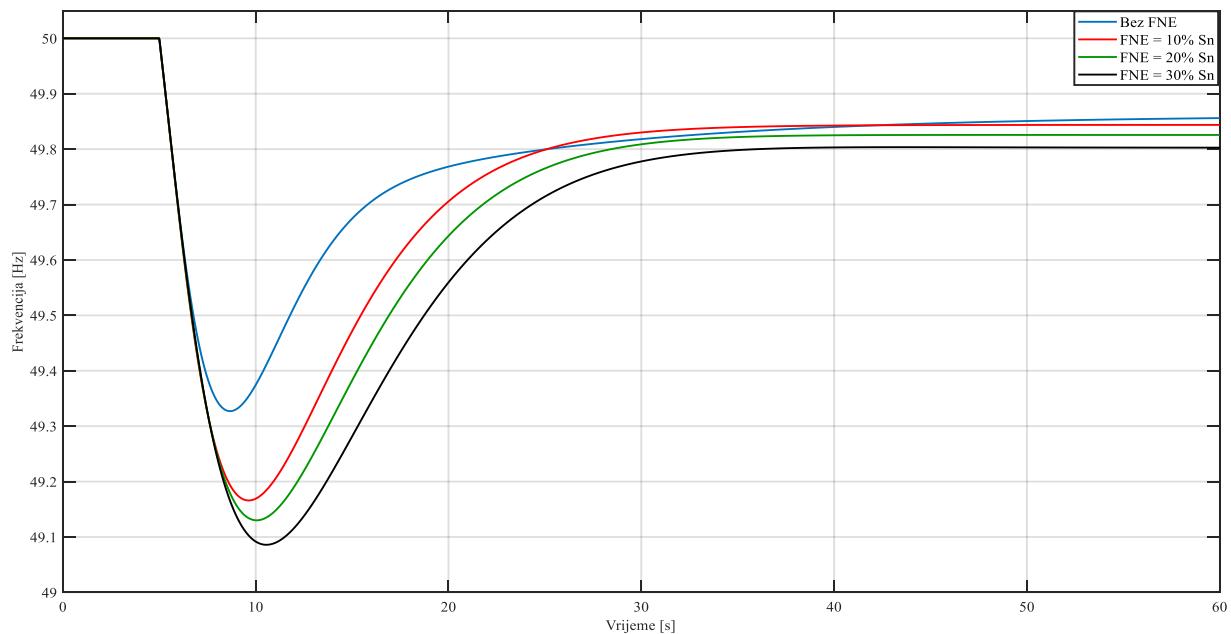
3.1.1 Problem

Porast integracije FNE negativno utječe na stabilnost frekvencije elektroenergetskog sustava (EES) jer s jedne strane zamjenjuju konvencionalne sinkrone generatore koji se isključuju iz pogona te se time smanjuje rotirajuća kinetička energija EES-a, dok s druge strane FNE su spojene na mrežu preko sučelja energetske elektronike čime su u potpunosti neosjetljive na promjene mrežne frekvencije. S obzirom na činjenicu da nemaju rotirajućih dijelova koji bi mogli smanjiti ili povećavati svoju kinetičku energiju, FNE ne doprinose inercijskom odzivu što će u sustavima s visokim udjelom proizvodnje iz FNE uzrokovati pojavu većih iznosa ROCOF-a. Činjenica koja dodatno narušava inercijski odziv sustava je ta da obnovljivi izvori energije pa time i FNE zamjenjuju u pogonu termoelektrane što utječe na smanjivanje ekvivalentne konstante tromosti jer termoelektrane su elektrane s najvećim vrijednostima konstante tromosti. Manja vrijednost ekvivalentne konstante tromosti uzrokovati će bržu promjenu frekvencije kada se u sustavu dogodi poremećaj ravnoteže između mehaničke i električne snage. Na slici 13 prikazan je utjecaj promjene konstante tromosti H na frekvencijski odziv. Može se uočiti da konstanta tromosti ima izravan učinak na iznos ROCOF-a i minimalne frekvencije tijekom poremećaja, međutim ne utječe na iznos odstupanja frekvencije u privremenom stabilnom stanju [12].



Slika 13: Utjecaj promjene konstante tromosti H na frekvencijski odziv

Nakon inercijskog odziva, u narednih 20-25 sekundi djeluje primarna regulacija frekvencije čiji je cilj uravnotežiti proizvodnju i potrošnju radne snage te stabilizirati frekvenciju na nekoj vrijednosti različitoj od nazivne. S obzirom da FNE uobičajeno rade s ciljem proizvodnje maksimalne snage, to znači da za potrebe primarne regulacije frekvencije u slučaju pada frekvencije ne mogu proizvesti dodatnu potrebnu snagu. Ipak, u slučaju porasta frekvencije, FNE bi mogle smanjiti svoju proizvodnju te na taj način doprinijeti regulaciji frekvencije. Već navedena činjenica da FNE u EES-u zamjenjuju konvencionalne elektrane koje izlaze iz pogona pogoršava djelovanje primarne regulacije frekvencije. Jedan razlog je taj što se smanjuje ukupna snaga rezerve potrebna za osiguravanje primarne regulacije frekvencije, drugi razlog je povećanje ukupne statičnosti sustava što se očituje u povećanju odstupanja frekvencije od nazivne vrijednosti u privremenom stacionarnom stanju koje nastupa nakon završetka djelovanja primarne regulacije. Na slici 14 prikazane su simulacije frekvencijskog odziva sustava s obzirom na promjenu udjela FNE u sustavu [12]. Kao što je bilo očekivano, dobiveni rezultati simulacija pokazali su pogoršanje frekvencijskog odziva u vidu pojave povećanja odstupanja frekvencije i niže minimalne frekvencije tijekom poremećaja.



Slika 14: Frekvencijski odziv sustava s obzirom na promjenu udjela FNE u sustavu [12]

Osim toga, ako FNE ne sudjeluju u pomoćnim uslugama sustava, to dodatno povećava zahtjeve na fleksibilnost preostalih konvencionalnih jedinica koje zbog smanjene tromosti sustava, uslijed čega dolazi do pojave većih vrijednosti ROCOF-a tijekom poremećaja, trebaju reagirati u kraćem vremenu.

Dodatni problemi su nagle promjene okolišnih uvjeta te zasjenjenje FN modula jer pri takvim uvjetima dolazi do nagle promjene proizvedene snage FNE.

3.1.2 Prijedlog rješenja

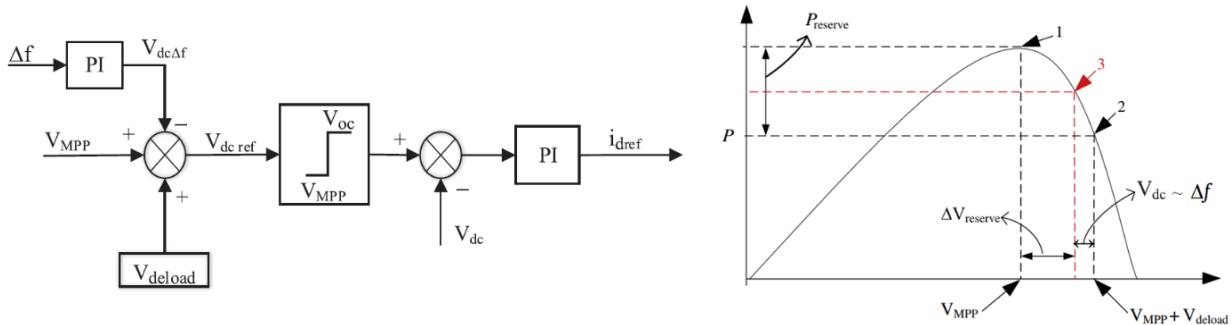
Zahvaljujući brzom odzivu pretvarača, FNE mogu reagirati na promjenu frekvencije u vremenskom okviru jednakom inercijskom odzivu sinkronih generatora što znači da mogu doprinijeti poboljšanju frekvencijskog odziva tijekom poremećaja ako bi imale upravljačke petlje koje bi omogućile sudjelovanje u regulaciji frekvencije.

Jedno rješenje za poboljšanje inercijskog odziva tijekom regulacije frekvencije temelji se na korištenju kondenzatora na DC spoju pomoću kojeg se može ostvarati mogućnost sudjelovanja u inercijskom odzivu, tzv. virtualni inercijski odziv. Pri odstupanju frekvencije od nazivne vrijednosti, kondenzator će apsorbirati ili otpustiti energiju podešavanjem vrijednosti napona prema:

$$U_{dc} = \frac{2H_{dc}f_0}{C_{dc}U_{dc0}} (f - f_0) + U_{dc0} = K_{in}(f - f_0) + U_{dc0} \quad (1)$$

pri čemu je U_{dc} napon kondenzatora pri promjeni frekvencije, U_{dc0} nazivni napon kondenzatora, C_{dc} kapacitet kondenzatora, H_{dc} virtualna konstanta tromosti kondenzatora, f frekvencija mreže, f_0 nazivna frekvencija. Sposobnost regulacije frekvencije je u ovom slučaju ograničena količinom apsorbirane ili otpuštene energije tj. kapacitetom kondenzatora. Jednaku funkciju koju obavlja kondenzator mogu obavljati velike baterije odnosno spremnici energije. Međutim, problem je cijena spremnika energije koja je još uvijek velika, a i njihov životni vijek je kraći nego FNE.

Rješenje za omogućavanje FNE sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije temelji se na radu FNE u točki ispod maksimalne snage kako bi se osigurala dodatna snaga koja bi se mogla injektirati u mrežu tijekom pada frekvencije. Uobičajeni koncept te ideje prikazan je na slici 15.



Slika 15: Upravljačka shema za sudjelovanje u regulaciji frekvencije [13]

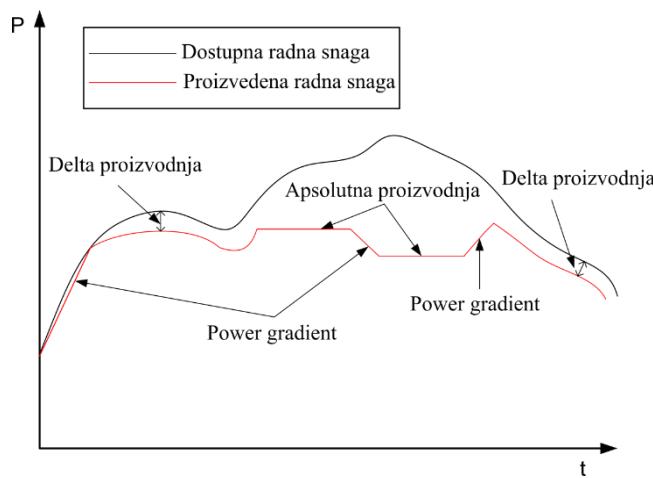
Dodavanjem napona V_{deload} naponu V_{MPP} koji odgovara MPP (engl. Maximum Power Point) podešava se radna točka FNE u točku $V_{dcref} = V_{MPP} + V_{deload}$ u kojoj FNE proizvodi radnu snagu manju od maksimalne te na taj način se osigurava snaga rezerve. Pri odstupanju frekvencije od nazivne vrijednosti, generira se dodatni signal $V_{dc\Delta f}$ koji smanjuje napon V_{dcref} što uzrokuje povećanje proizvodnje radne snage te na taj način FNE otpušta snagu rezerve u mrežu. S obzirom da je P - V krivulja "okomitija" na dijelu desno od MPP nego na lijevom dijelu, radna točka FNE podešava se u napon veći od napona u točki MPP jer se u tom slučaju za manju promjenu napona dobiva veća promjena snage.

Međutim, svakako treba naglasiti da iako su gore navedeni koncepti izvediva rješenja za omogućavanje FNE sudjelovanje u primarnoj regulaciji frekvencije, postoje dodatna pitanja koja je potrebno razmotriti:

- Koliki iznos dodatne snage ($P_{reserve}$ na slici 15) osigurati s obzirom na maksimalnu snagu P_{MPP} jer što je veći $P_{reserve}$ to su veći gubici zbog neiskorištenog potencijala.
- Koliko dugo vremenski zahtijevati rad ispod točke maksimalne snage?
- Analiza utjecaja promjene okolišnih uvjeta (ozračenja i temperature)

S obzirom da je regulacija frekvencije usko povezana s regulacijom radne snage, upravljanje proizvodnjom radne snage FNE je od velike važnosti. Na slici 16 prikazana su tri koncepta upravljanja radnom snagom:

- **Apsolutna proizvodnja** – FNE proizvodi radnu snagu koju određuje OPS
- **Delta proizvodnja** – FNE održava proizvodnju radne snage na određenom postotku s obzirom na maksimalnu snagu. Ovaj način pogona omogućuje održavanje snage rezerve potrebne za primarnu regulaciju frekvencije u slučaju poremećaja.
- **Power gradient** – povećanje i smanjivanje radne snage mora u svakom trenutku biti unutar određenog intervala MW/min.



Slika 16: Koncepti upravljanja proizvodnjom radne snage FNE [14]

3.2 Sekundarna regulacija frekvencije

3.2.1 Problem

Dva problema mogu se izdvojiti vezana uz sudjelovanje FNE u sekundarnoj regulaciji frekvencije:

1. Proizvodnja snage iz FNE ovisna je o okolišnim uvjetima (ozračenje i temperatura) te u slučaju neočekivanih promjena vremenskih uvjeta i loše prognozirane proizvodnje, u sustavima s visokim udjelima proizvodnje iz FNE, mogu se pojaviti velika odstupanja plana i ostvarenja što stvara probleme operatoru prijenosnog sustava prilikom uravnoveživanja EES-a.
2. FNE najčešće rade s ciljem maksimalne proizvodnje snage tzv. MPPT način te stoga nemaju mogućnost proizvesti dodatnu snagu koju bi injektirali u mrežu tijekom sekundarne regulacije frekvencije kako bi se frekvencija vratila na nazivnu vrijednost te oslobođila primarna rezerva snage.

3.2.2 Prijedlog rješenja

1. Prvi problem vezan je uz prognoziranje proizvodnje iz FNE, stoga razvijenjem i unaprijedivanjem modela za točnije prognoziranje proizvodnje iz FNE, minimizirati će se odstupanja plana i ostvarenja što će olakšati operatoru prijenosnog sustava uravnoveživanje EES-a.
2. Kombiniranjem FNE sa spremnicima energije, kao npr velike baterije, povećava se fleksibilnost sustava. Razvojem algoritama za međusobnu koordinaciju FNE i baterijskog spremnika energije, omogućava se s jedne strane FNE da radi u MPPT načinu dok s druge strane, energija iz baterije može se koristiti za potrebe sekundarne regulacije frekvencije. U radu [15] može se pronaći detaljan model za upravljanje koordinacijom FNE i baterijskog spremnika energije.

3.3 Regulacija napona i jalove snage

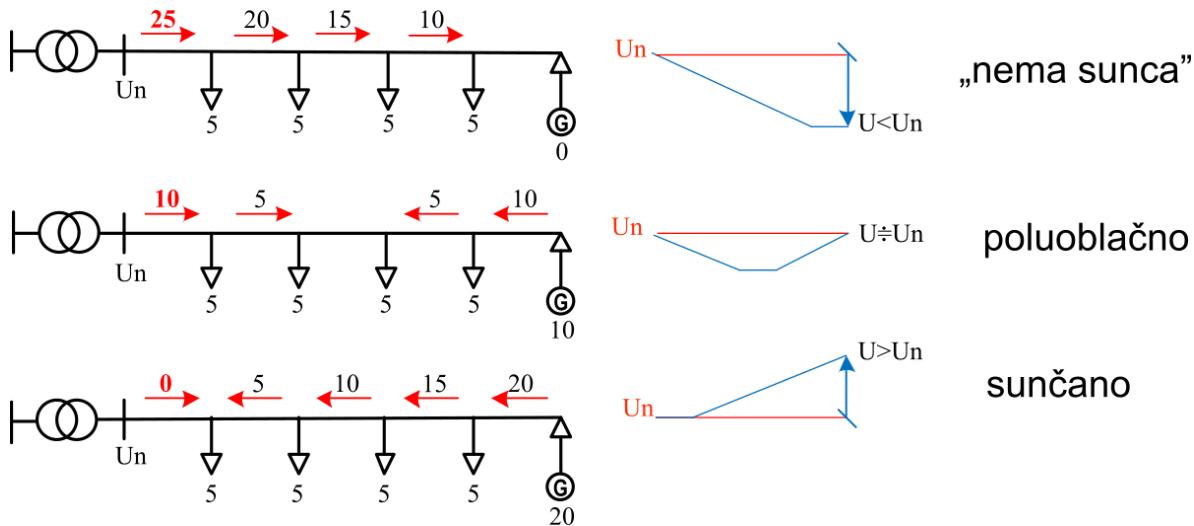
3.3.1 Problem

Spajanjem velikog broja FNE na distribucijsku mrežu, mijenja se dosadašnji karakter mreže te ona postupno postaje aktivna mreža što znači da tokovi snaga ovise o trenutnoj potrošnji

i proizvodnji distribuiranih izvora. U trenucima malog opterećenja i velike proizvodnje FNE, što se najčešće događa tijekom popodnevnih sati, napon u pojedinim dijelovima mreže poraste. Osim toga, proizvodnja iz FNE je varijabilna i sklona naglim propadima ili porastima snage u slučaju brzih promjena ozračenja što također negativno utječe na održavanje naponske stabilnosti.

Na slici 17 prikazano je kako FNE utječe na raspodjelu napona duž voda s obzirom na promjenu vremenskih uvjeta. Problem koji se pojavljuje je kako regulirati napon u pojnoj trafostanici kada su padovi napona u svakom od izvoda značajno različiti. Nekad minimalno opterećen kraj radijalnog voda, dimenzioniran za napajanje samo nekolice malih udaljenih potrošača, sada postaje najopterećenija dionica.

Jedan od problema je i prolazak oblaka iznad velikih FNE koji negativno utječe na naponske prilike mreže na distribucijskoj mreži jer djelovanje regulacijske preklopke transformatora nije dovoljno brzo da se održi stabilan napon. To pojava je detaljno istražena u radu [16].



Slika 17: Variranje napona duž voda uslijed promjene proizvodnje FNE

Prilikom spajanja na mrežu, FNE mora zadovoljiti dva uvjeta:

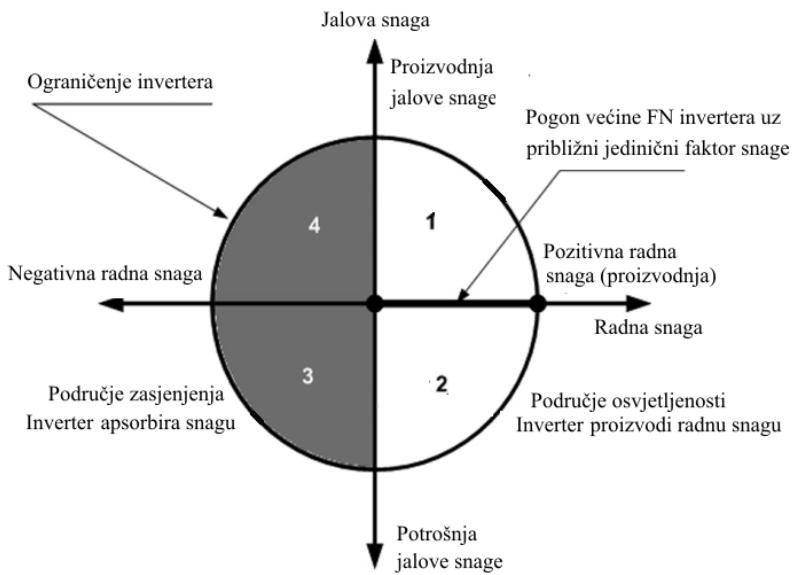
1. Napona se mora održavati unutar propisanog intervala od strane OPS
2. FNE mora imati mogućnost regulacije radne-jalove snage po krivulji koju propisuje OPS

3.3.2 Prijedlog rješenja

U literaturi ne postoji značajan broj konkretnih rješenja te većina radova je predloženim idejama kao što su:

1. ograničenje radne snage uz porast napona,
2. ograničenje brzine promjene radne snage,
3. kompenzacija jalove snage s obzirom na funkciju $Q(U)$,
4. kompenzacija jalove snage s obzirom na faktor snage odnosno funkciju $PF(P)$.

S obzirom da pretvarač ima najznačajniju ulogu u regulaciji jalove snage u FN sustavu, analiza pretvarača zastupljena je u većini radova. Mogućnosti pretvarača da proizvode jalovu snagu se razlikuju s obzirom na tip i samu izvedbu pretvarača. Najbolji pretvarači sposobni su proizvesti bilo koju vrijednost jalove snage u skladu sa zahtjevima automatske regulacije faktora snage. Ključni faktor koji određuje sposobnost pretvarača u regulaciji napona je broj kvadranta u kojem mogu raditi, slika 18. Pogon u dva kvadranta uključuje proizvodnju radne snage uz proizvodnju ili potrošnju jalove snage i to je trenutno najčešća i sasvim dovoljna regulacija napona. Pogon u 3. i 4. kvadrantu moguće je uz ugradnju spremnika energije.



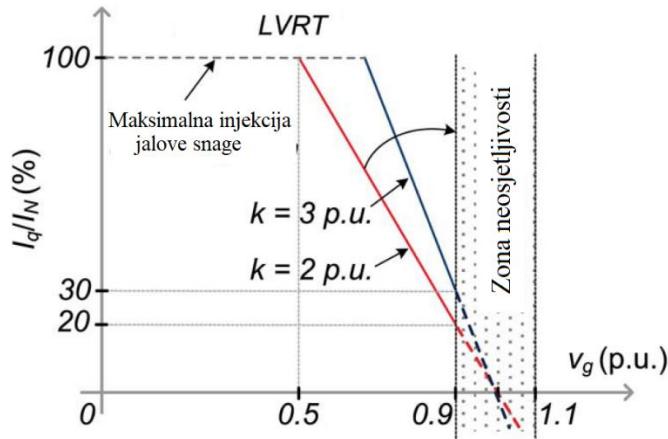
Slika 18: Pogon invertera

Vrlo jednostavno rješenje koje se nameće je korištenje invertera s većom prividnom snagom nego nazivna snaga FNE. Npr. inverter s 10% većom prividnom snagom omogućuje povećanje kapaciteta jalove snage do 46% u uvjetima proizvodnje maksimalne radne snage (2).

$$S = 1.1P \rightarrow Q_1 = \sqrt{(1.1P)^2 - P^2} = 0.458P \quad (2)$$

Međutim, nedostatak ovog rješenja je porast gubitaka pretvarača koji rastu uz pad faktora snage.

Da bi FNE mogle sudjelovati u pomoćnoj usluzi regulacije napona i jalove snage, prije svega moraju imati sposobnost prolaska kroz kvar tijekom sniženog napona. U uobičajenim situacijama, FNE će se isključiti s mreže tijekom kvara jer npr. u slučaju kratkog spoja, izlazni napon invertera se smanjuje dok struja raste, a kako FNE radi u MPPT načinu, to znači da na ulaz invertera nastavlja dolaziti jednaka snaga koja će podizanjem struje i DC napona pokušati uravnotežiti ulaznu i izlaznu snagu i na taj način uzrokovati isključenje s mreže. Kako bi se to sprječilo i omogućilo FNE ostanak na mreži tijekom kvara, FNE bi trebala injektirati jalovu snagu u mrežu. Rješenje koliko i kada injektirati jalovu snagu s obzirom na napon prikazano je na slici 19.



Slika 19: Rješenje za injekciju jalove snage tijekom LVRT

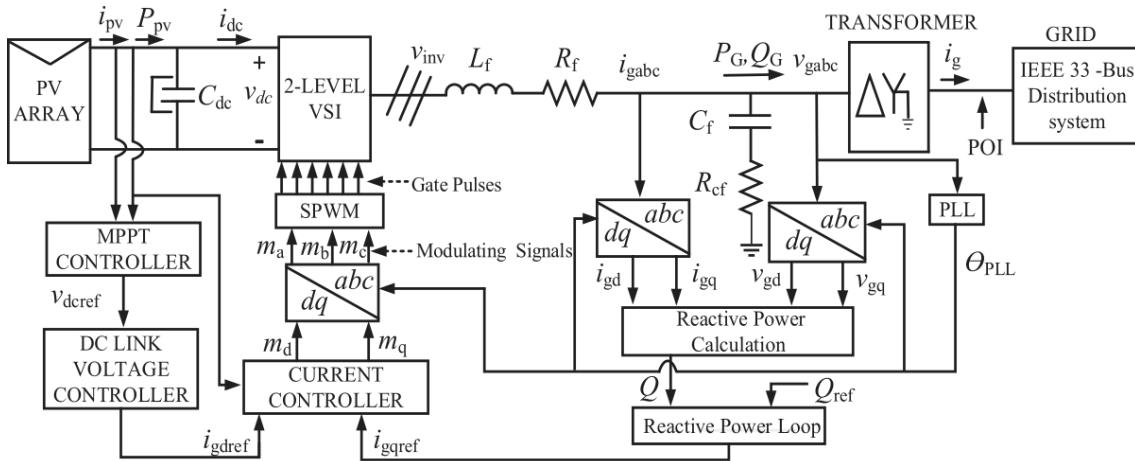
Vrijednost koeficijenta k se može izračunati prema:

$$k = \frac{(I_q - I_{q0}) I_N}{(1 - v_g)} \quad (3)$$

pri čemu su I_q iznos jalove struje tijekom kvara, I_{q0} iznos jalove struje prije kvara, v_g je trenutni napon tijekom kvara u p.u., I_N nazivna struja. S obzirom da FNE rade u normalnom pogonu uz jedinični faktor snage, slijedi da je $I_{q0} = 0$ te minimalna vrijednost k treba iznositi 2 p.u.

S obzirom da FNE ne proizvode radnu snagu tijekom noći, u tom periodu FNE mogu u potpunosti doprinositi regulaciji napona regulirajući jalovu snagu. Detaljno istraživanje ove mogućnosti provedeno je u pri čemu se FN inverteri tijekom noći koriste kao STATCOM uređaji [17].

Potpuna shema upravljanja jalovom snagom s FNE predstavljena je na slici 20 [18].



Slika 20: Upravljanje jalovom snagom za FNE [18]

4 Sažetak problema i predloženih rješenja

4.1 Vjetroelektrane

- *Inercijski odziv* - Smanjenje konstante tromosti EES-a → Upravljački algoritmi za pružanje sintetičkog inercijskog odziva
- *Sekundarna regulacija frekvencije* → Potrebno uvećavanje plana sekundarnih regulacijskih rezervi za iznos maksimalne pogreške prognoze rada VE (za 2018. godinu maksimalna pogreška proizvodnje VE iznosila -234.2 MW)
- *Tercijarna regulacija frekvencije* → Potrebno povećanje tercijarne rezerve snage (prosječno za dodatnih 20 MW integracije VE, potrebna rezervna snaga raste za 6,92 MWh/h)
- *Povećanje ukupnih troškova za energiju uravnoveženja* (prosječno za dodatnih 20 MW integracije VE, troškovi se povećaju za 1 mil. €.)
- Pojavljuju se niske tržišne cijene električne energije u trenucima velike proizvodnje iz VE, i vrlo visoke cijene električne energije u trenucima niske ili nulte vrijednosti proizvodnje iz VE
- Problem hladnjeg vremenskog perioda: nedostatak raspoloživih kapaciteta akumulacija regulacijskih hidroelektrana

- *Problem nedostatka dovoljnog prijenosnog potencijala* mreže na predmetnim područjima → Unaprjeđenje prijenosne mreže
- *Regulacija napona* – promjena napona, padovi napona, emisije flikera, harmonici → reguliranje napona u čvorištu, reguliranje konstantnog iznosa jalove snage u čvorištu, reguliranje konstantnog faktora snage na spoju s mrežom

4.2 Fotonaponske elektrane

- *Inercijski odziv* – smanjenje rotirajuće kinetičke energije → Upravljački algoritmi za pružanje brzog frekvencijskog odziva
- *Primarna regulacija frekvencije* – zamjena konvencionalnih elektrana smanjuje primarnu rezervu, povećava statičnost sustava → Upravljački algoritam za rad FNE u rasterećenom pogonu kako bi se osigurala određena rezerva snage
- *Sekundarna regulacija frekvencije* – ovisnost proizvodnje o okolišnim uvjetima, odstupanja plana proizvodnje i potrošnje → Razvoj točnijih metoda prognoziranja proizvodnje, kombinacija FNE sa spremnicima energije
- *Promjena karaktera distribucijske mreže* - Veliki broj spojenih FNE na distribucijsku mrežu uzrokuje da mreža postaje aktivna tj. tokovi snaga ovise o trenutnoj potrošnji i proizvodnji DG
- *Problem popodnevnih sati* – opterećenje EES-a nisko, dok FNE rade na nazivnoj snazi → ograničenje brzine promjene radne snage
- *Regulacija napona* – isprekidanost proizvodnje snage uzrokuje oscilacije napona, FNE se isključuju s mreže prilikom kvara → kompenzacija jalove snage s obzirom na funkciju $Q(U)$, kompenzacija jalove snage s obzirom na faktor snage odnosno funkciju $PF(P)$.

Literatura

- [1] H. Hrvatski operator prijenosnog sustava, "GODIŠNJI IZVJEŠTAJ O PROIZVODNJI VJETROELEKTRANA U HRVATSKOJ," Zagreb, 2020.
- [2] M. Abbes and M. Allagui, "Participation of PMSG-based wind farms to the grid ancillary services," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 201–211, Jul. 2016.
- [3] K. V. Vidyanandan and N. Senroy, "Primary frequency regulation by deloaded wind turbines using variable droop," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 837–846, 2013.
- [4] Z. Wu, W. Gao, J. Wang, and S. Gu, "A coordinated primary frequency regulation from permanent magnet synchronous wind turbine generation," in *PEMWA 2012 - 2012 IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications*, 2012.
- [5] I. K. Matej Krpan, "Sudjelovanje vjetroelektrana s promjenjivom brzinom vrtnje u primarnoj regulaciji frekvencije," *Hrvat. Ogran. MEĐUNARODNOG VIJEĆA ZA Velik. Elektroenerg. SUSTAVE – CIGRÉ*, pp. 1–10, Nov. 2017.
- [6] H. Hrvatski operator prijenosnog sustava, "Godišnji izvještaj o proizvodnji vjetroelektrana u Hrvatskoj," 2019.
- [7] A. Horvat, T. Plavšić, and I. Kuzle, "Planiranje i vođenje elektroenergetskog sustava u uvjetima značajne integracije vjetroelektrana," in *10. simpozij o sustavu vođenja EES-a HRO CIGRE*, 2012.
- [8] D. Bajs, S. Mikulić, and G. Majstorović, "»Mogućnosti prihvata obnovljivih izvora energije u hrvatski elektroenergetski sustav," Zagreb, May 2016.
- [9] R. Goić, D. Jakus, J. Krstulović, and J. Vasilj, "ANALIZA NAPONSKIH PRILIKA U MREŽI 30 kV NAKON PRIKLJUČKA VE ORLICE," in *HRVATSKI OGRANAK MEDUNARODNE ELEKTRODISTRIBUCIJSKE KONFERENCIJE*, 2010.
- [10] R. Rubeša and H. Pandžić, "Analiza zahtjeva prilikom priključenja i pogona vjetroelektrana u hrvatski elektroenergetski sustav," 2018.
- [11] HEP, "Dodatni tehnički uvjeti za priključak i pogon vjetroelektrana na prijenosnoj mreži," Zagreb, 2008.
- [12] T. Baškarad and I. Kuzle, "Utjecaj fotonaponskih elektrana na stabilnost frekvencije u elektroenergetskom sustavu," in *14. savjetovanje HRO CIGRE*, 2019.
- [13] C. Rahmann and A. Castillo, "Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The necessity of new grid requirements and definitions," *Energies*, vol. 7, no. 10, pp. 6306–6322, 2014.
- [14] A. Cabrera-Tobar, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, and O. Gomis-Bellmunt,

“Review of advanced grid requirements for the integration of large scale photovoltaic power plants in the transmission system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62. Elsevier Ltd, pp. 971–987, 01-Sep-2016.

- [15] S. Adhikari and F. Li, “Coordinated V-f and P-Q Control of Solar Photovoltaic Generators With MPPT and Battery Storage in Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1270–1281, May 2014.
- [16] R. K. Varma, S. A. Rahman, A. C. Mahendra, R. Seethapathy, and T. Vanderheide, “Novel nighttime application of PV solar farms as STATCOM (PV-STATCOM),” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [17] R. Yan and T. K. Saha, “Investigation of voltage stability for residential customers due to high photovoltaic penetrations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 651–662, May 2012.
- [18] M. K. Mishra and V. N. Lal, “An improved methodology for reactive power management in grid integrated solar PV system with maximum power point condition,” *Sol. Energy*, vol. 199, pp. 230–245, Mar. 2020.