

SVEUČILIŠTE U ZAGREBU
FAKULTET ELEKTROTEHNIKE I RAČUNARSTVA

KREŠIMIR BENČIĆ, VJEKOSLAV NEMEC

**DINAMIČKO MODELIRANJE FLEKSIBILNIH
MIKROMREŽA I METODE ODREĐIVANJA
GRANICA SIGURNOSTI PRILIKOM
PRELASKA U OTOČNI POGON**

Zagreb, 2016

Ovaj rad izrađen je na Zavodu za visoki napon i energetiku Fakulteta elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu pod vodstvom doc. dr. sc. Tomislava Capudera i izv. prof. dr. sc. Marka Delimara i predan je na natječaj za dodjelu Rektorove nagrade u akademskoj godini 2015./16.

POPIS OZNAKA I KRATICA

POPIS OZNAKA:

$\cos(\varphi)$ – faktor snage

f - frekvencija

f_s – sinkrona frekvencija,

f_n – nazivna frekvencija

I – struja

J – moment tromosti

H – konstanta inercije

P – djelatna snaga

Q – jalova snaga

S – prividna snaga

T_m – mehanička vremenska konstanta

t – vrijeme

U – napon

X_d – sinkrona reaktancija u uzdužnoj osi

α – kut statora

δ – kut opterećenja generatora

ω – kutna brzina

ω_r – kutna brzina rotora

ω_s – sinkrona kutna brzina

ω_0 – nazivna kutna brzina

POPIS KRATICA:

EES – elektroenergetski sustav

ENTSO-E – *engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity*

FACTS – *engl. Flexible Alternating Current Transmission System*

GAMS – *engl. General Algebraic Modeling System*

HOPS – Hrvatski operator prijenosnog sustava

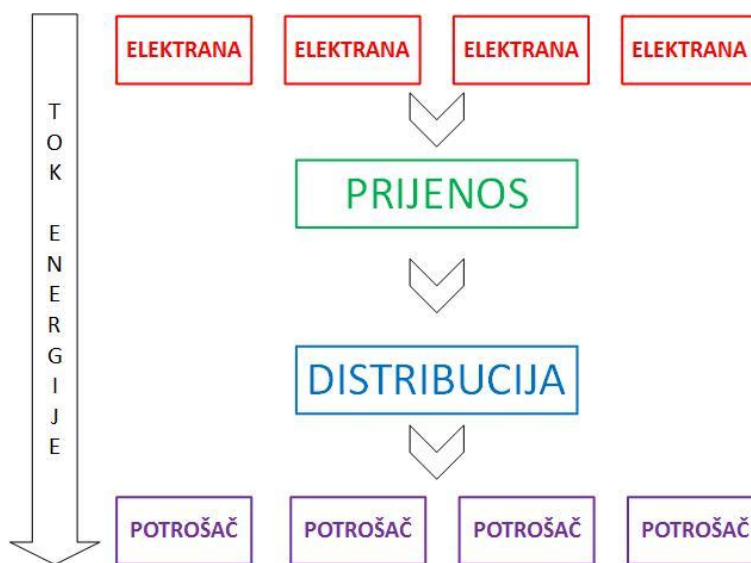
SADRŽAJ

1. UVOD	1
1.1. FORMULACIJA PROBLEMA.....	1
1.2. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV.....	6
1.3. OSNOVNI ELEMENTI EES-A.....	8
1.4. SINKRONI GENERATOR.....	9
1.5. MEĐUSOBNE OVISNOSTI ELEKTRIČNIH VELIČINA I REGULACIJA U EES-U.....	15
1.6. MIKROMREŽA.....	20
2. CILJEVI RADA	29
3. MODELIRANJE SUSTAVA	30
3.1. MODELIRANJE SUSTAVA U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN.....	30
3.2. MODELIRANJE SINKRONIH STROJEVA.....	34
3.3. MODELIRANJE SUSTAVA UZBUDE.....	37
3.4. MODELIRANJE SUSTAVA PRIMARNE TURBINSKE REGULACIJE.....	41
3.5. MODELIRANJE SUSTAVA SEKUNDARNE TURBINSKE REGULACIJE.....	44
3.6. MODELIRANJE TERETA.....	47
3.7. TOPOLOGIJA RAZMATRANOG SUSTAVA.....	49
3.8. PODATCI SUSTAVA.....	50
4. REZULTATI RADA	53
4.1. KARAKTERISTIKE RADA AGREGATA.....	53
4.2. STABILNOST MIKROMREŽE PRILIKOM KRATKOG SPOJA BEZ ODVAJANJA.....	56
4.3. ODVAJANJE MIKROMREŽE U UVOZnom REŽIMU UZROKOVANO KRATKIM SPOJEM.....	57
4.4. ODVAJANJE MIKROMREŽE U IZVOZnom REŽIMU UZROKOVANO KRATKIM SPOJEM.....	63
4.5. ODZIV MIKROMREŽE U REŽIMU MIROVANJA ELEKTRANA NA ZAHTJEV DISPEČERA ZA ODVAJANJEM.....	68
5. RASPRAVA	74
6. ZAKLJUČAK	75

1. UVOD

1.1. FORMULACIJA PROBLEMA

Tradicionalni elektroenergetski sustav (EES) moguće je podijeliti na četiri glavne cjeline kao što je prikazano slikom 1.1: proizvodnja, prijenos, distribucija i potrošnja električne energije. Prijenos i distribucija čine jedan skup tog sustava, kralježnicu, koji se naziva elektroenergetska mreža. Tok električne energije slijedi ovu podjelu sustava te se tako električna energija „proizvodi“ (točnije: pretvara iz nekog drugog oblika energije) u velikim jedinicama kao što su hidro i termo elektrane te se preko prijenosne mreže (visokonaponskih dalekovoda) prenosi do energetskih transformatorskih postrojenja i preko distribucijske mreže prenosi do krajnjih potrošača.



Slika 1.1 Tradicionalni ustroj elektroenergetskog sustava

Najveći nedostatak ovako ustrojenog elektroenergetskog sustava je prijenos električne energije od centara proizvodnje do centara potrošnje, koji stvara određene (Jouleove) gubitke u sustavu zbog zagrijavanja vodiča uslijed prolaska električne struje kroz njih. Jedan od načina smanjivanja spomenutih gubitaka je smještanje proizvodnih jedinica bliže centrima potrošnje. Velika mana ovakvog decentraliziranog pristupa je nemogućnost izgradnje velikih proizvodnih jedinica usred centara najveće potrošnje – gradova.

U novije vrijeme sve veća se pažnja u elektroenergetici posvećuje se očuvanju okoliša i povećanoj učinkovitosti proizvodnje električne energije te se tako izrađuju brojne niskouglične strategije razvoja i pogona EES-a. Pri tome se naglasak stavlja na „nove“, obnovljive, izvore energije kao CO₂ neutralne izvore. Uslijed porasta potrošnje električne energije i povećane svijesti o nužnosti ograničenja emisija stakleničkih plinova javlja se potreba za korištenjem distribuiranih, preferencijalno obnovljivih, izvora energije. Njihove značajke su mogućnost ravnomjerne prostorne rasprostranjenosti, zanemarive emisije stakleničkih plinova, u manjoj ili većoj mjeri varijabilnost u proizvodnji te mala gustoća snage. Posljednja dva obilježja razlozi su zbog kojih, s tržišnog aspekta, ali i sa stajališta sigurnosti sustava, oni predstavljaju rizično ulaganje. Ovom problemu doskače se na dva načina. Jedan od njih su političke mjere, a drugi modeli financijskih poticaja [1]. U prvu skupinu svakako se ubraja i Direktiva Europskog parlamenta i Vijeća iz travnja 2009., koja pred države članice, uz smanjenje ukupne potrošnje i smanjenje emisija ugljikovog dioksida za 20% u odnosu na referentnu godinu, postavlja i nacionalne ciljeve povećanja udjela obnovljivih izvora energije u ukupnoj proizvodnji električne energije [2]. Ta skupina obuhvaća vjetroelektrane, solarne elektrane, elektrane na biomasu i bioplin, kogeneracijska postrojenja, geotermalne elektrane te male hidroelektrane. Političke mjere ne utječu na investitore i proizvođače, već na države članice i regionalne vlasti koje uvode model poticaja koji pak stimulira investitore i proizvođače. Pod pojmom obnovljivi izvori energije smatraju se sve jedinice koje ne troše fosilno i nuklearno gorivo za proizvodnju električne energije te imaju vrlo nisku ili nultu proizvodnju CO₂, što je ekološki vrlo prihvatljivo. Kao primjer obnovljivih izvora energije mogu se navesti hidroelektrane, vjetroelektrane, elektrane na biomasu i bioplin te gorivni članci. Budući da su obnovljivi izvori energije većinom male proizvodne jedinice, izuzev velikih hidroelektrana, uglavnom se priključuju na distribucijsku mrežu, bliže krajnjim potrošačima.

Razvoj elektroenergetskog sustava i pojava distribuiranih izvora energije u distribucijskoj mreži znatno narušava paradigmu tradicionalnog ustroja elektroenergetskog sustava i tradicionalni, jednosmjerni, tok električne energije. Distribuirani izvori postaju sveprisutni u sustavu i njihova se pojava nikako ne smije zanemariti budući da njihov utjecaj na mrežu može biti značajan. Pojava

distribuirane proizvodnje omogućuje nove koncepte u elektroenergetici kao što je pojava organiziranih cjelina na distribucijskoj razini: mikromreža i virtualnih elektrana [3]. Mikromreže su organizirane cjeline sastavljene od malih proizvodnih jedinica smještenih na distribucijskoj razini, spremnika energije te upravljive potrošnje [4], [5]. Mikromreže su cjeline koje su dio većeg koncepta nazvanog napredne elektroenergetske mreže ili *Smart Grid* [6] odnosno koncepta naprednog vođenja elektroenergetskog sustava koje bi omogućilo vođenje sustava s maksimalnim udjelom obnovljivih izvora energije te s minimalnim troškovima pogona. *Smart Grid* tehnologije, spremnici energije te promjena ekonomskih uvjeta i liberalizacija elektroenergetskog tržišta, zajedno su omogućili veću razinu autonomije distribucijskog sustava te se grupiranjem subjekata u mikromreže može postići da surađujući zajedno mogu osigurati dva primarna cilja: ekonomski profit ili sigurnost i neprekinutost opskrbe potrošača.

U normalnom pogonu elektroenergetski sustav sastoji se od velikog broja agregata (generatora, elektrana) koji rade paralelno spojeni na mrežu [7]. Međutim, uslijed nepredviđenih okolnosti, kao što su npr. kvarovi, neočekivana prorada zaštite, itd., može doći do odvajanja dijelova sustava. U takvim uvjetima neizbježno je da dio proizvodnih jedinica radi u otočnom radu, odnosno bez spoja na ostatak elektroenergetskog sustava (krutu mrežu). Odvajanje dijela sustava u otočni rad ne mora nužno biti prouzročeno nasilno. Postoje određene ideje u kojima se raspravlja namjerni prelazak mikromreže u otočni pogon kako bi pružila određenu potporu elektroenergetskom sustavu. Primjer takvog slučaja je pružanje potpore elektroenergetskom sustavu pri sekundarnoj regulaciji i podfrekvencijskom rasterećenju te zbog zahtjeva sustava za namjernim odvajanjem zbog ekonomskih razloga. Naime, u određenim slučajevima moguće je da je ekonomski isplativije sufinancirati odvajanje mikromreže (ili više njih) od upuštanja u pogon novih elektrana kako bi se zadovoljila potražnja električne energije u sustavu.

Mogućnost otočnog rada distribucijskog sustava, odnosno mikromreže velika je značajka njene autonomije. U tradicionalnim okvirima otočni rad nije bio moguć budući da je udio proizvodnje na distribucijskoj razini bio zanemariv (izuzetak su pojedina industrijska postrojenja ili bolnice koja sadrže neprekidne izvore napajanja). U uvjetima u kojima imamo proizvodne jedinice blizu mjesta potrošnje, pravilnim dimenzioniranjem samih jedinica i njihovih sustava regulacije moguće je

postići frekvencijski i naponski dinamički odziv koji čuva stabilnost distribucijskog sustava i osigurava siguran prelazak u otočni rad, a samim time i sigurnost opskrbe krajnjih potrošača [8].

Iz gore navedenih razloga važno je provjeriti u kojim uvjetima je pojedini agregat sposoban raditi u otočnom radu, te koliku granicu sigurnosti takav sustav ima. S obzirom da su ispitivanja otočnog rada vrlo kompleksna i skupa te ih se ne može provesti na svakom pojedinom agregatu, na važnosti dobivaju računala i računalne simulacije. Korištenjem računala i matematičkog modeliranja elemenata moguće je steći uvid u ponašanje pojedinog agregata u dinamičkim uvjetima s većom ili manjom preciznošću, ovisno o preciznosti samog matematičkog modela elemenata i elektroenergetskog sustava. Kombiniranjem više agregata u jednoj simulaciji mogu se simulirati različiti scenariji mogući u normalnom pogonu te tako snimiti odziv i odrediti interakciju agregata s drugim agregatima te ostatkom sustava.

Za potrebe ovih simulacija nije moguće koristiti statički pristup analizi elektroenergetskog sustava, već dinamički, koji je znatno složeniji od statičkog pristupa. Budući da se u dinamičkom opisivanju elektroenergetskog sustava ne može koristiti fazorska metoda, potrebno je sve jednadžbe pisati u vremenskoj domeni te se, zbog toga, ovi problemi svode na rješavanje sustava diferencijalnih jednadžbi što bi ručnim rješavanjem bio vrlo zahtjevan, gotovo nemogući posao. Zbog toga je potrebno odabrati odgovarajući programski paket kako bi se numeričkim putem riješio sustav diferencijalnih jednadžbi. Za rješavanje spomenutih problema moguće je koristiti neke od matematičkih simulacijskih alata kao što su Wolfram Mathematica te MATLAB/Simulink ili neke od specijaliziranih programskih paketa za simulaciju elektroenergetskog sustava kao što su PSS/E, NEPLAN, ETAP, PowerWorld i drugi. U ovom radu koristit će se programski paket NEPLAN te je u njemu potrebno modelirati sve elemente sustava. Nakon stvaranja modela sustava potrebno je odrediti pogonsko stanje te ključne parametre stabilnog rada takvih otočnih mikromrežnih sustava.

Važno je napomenuti da, s obzirom na kompleksnost, ali prije svega potencijalnu opasnost na ljudsko zdravlje i život, praktična ispitivanja u elektroenergetici nije moguće provesti na stvarnim sustavima prije izrade, testiranja i validacije preciznih modela. Pri praktičnom ispitivanju koje se temelji na modelima, kao što je onaj

izrađeni opisan u ovome radu, javljaju se iznimno visoke struje do 100 A (napomena, već 10 mA je smrtonosna struja za ljudski organizam), te je potrebna velika sigurnost i točnost modela. U skladu s time, predloženi i izrađen model mikromreže biti će, u nastavku istraživanja, i praktično testiran u laboratorijskim uvjetima Fakulteta elektrotehnike i računarstva. Laboratorij za električna postrojenja zauzima prostor od 200 m² i smješten je u prizemlju Fakulteta elektrotehnike i računarstva Sveučilišta u Zagrebu. Laboratorij je zamišljen kao minijaturni elektroenergetski sustav koji je približan model hrvatskog elektroenergetskog sustava te je u skladu s time opremljen modelom elektroenergetske mreže sa 7 čvorišta i 11 vodova, integriranim sustavom upravljanja, mini hidroelektranom snage 20 kVA, termoelektranom snage 15 kVA te mini kogeneracijskom elektranom snage 1,5 kVA. Obnovljivi izvori zastupljeni su u obliku sunčane elektrane snage 11 kVA te baterijskim sustavom za pohranu energije.

Razvojna vizija Laboratorija uvelike se oslanja na kvalitetne razvijene modele, te ispitivanja fleksibilnosti postojećih, ali i novih tehnologija. Iz tog razloga razvijeni model mikromreže uvelike pridonosi strategiji niskougličnog razvoja, ne samo Laboratorija nego i hrvatske energetike. Predloženim modelima stvara se okvir za veću fleksibilnost elektroenergetskog sustava, a samim time se omogućava veća integracija CO₂ neutralnih obnovljivih izvora energije.

1.2. ELEKTROENERGETSKI SUSTAV

U cilju boljeg razumijevanja problematike ovog rada i primijenjenih metoda, potrebno je dobro poznavati relevantne parametre, elemente i zakonitosti koje vrijede u elektroenergetskom sustavu (EES-u). U ovom dijelu rada ukratko će biti predstavljeni osnovni pojmovi i principi rada elektroenergetskog sustava potrebni za razumijevanje i rješavanje zadanog problema.

1.2.1. OSNOVNE VELIČINE U EES-U

Kao i svaki realan sustav elektroenergetski sustav ima određene tehničke značajke. Kao najbitnije značajke EES-a u [9] su navedeni napon i frekvencija. Zbog ispravnog rada većine uređaja potrebno je da se ovi osnovni parametri kreću unutar relativno strogih granica. Pri tome je važno napomenuti da je frekvencija jedan od rijetkih parametara EES-a koji je globalni, dok je primjerice napon lokalna karakteristika. To znači da je, za razliku od npr. napona, iznos frekvencije jednak ili barem približno jednak u svim dijelovima EES-a bez obzira radi li se o prijenosnoj ili distribucijskoj mreži. U sustavu ENTSO-E (engl. *European Network of Transmission System Operators*, ili europska mreža operatora prijenosnog sustava), nazivni iznos frekvencije je 50 Hz te u normalnom radu EES-a njena vrijednost ne bi smjela pasti ili porasti više od 0,1%, odnosno 50 mHz. Napon, za razliku od frekvencije nije globalna veličina već uvelike ovisi o naponskoj razini koju razmatramo te se tako u hrvatskom EES-u mogu naći naponske razine od 0,4 (kupci, odnosno krajnji potrošači, su priključeni na ovaj napon) do 400 kV (povezni dalekovodi između država). Odstupanja napona dozvoljena su u granicama od $\pm 10\%$ od nazivne vrijednosti za određenu naponsku režimu. Propisi vezani za frekvenciju i iznos napona, ali i drugi propisi, navedeni su detaljnije u [10].

Kao neki od bitnih parametara proizvodne jedinice nameću se radna i jalova snaga te faktor snage. Kada je elektrana priključena na sustav, u idealnom slučaju na priključnicama elektrane vlada sinusni napon. Ukoliko je pogonski stroj (turbina) elektrane opterećena nekim momentom, posredstvom magnetske veze između statora i rotora generatora, na priključnicama elektrane će biti injektirana struja u elektroenergetsku mrežu. I struja i napon su, u idealnom slučaju, sinusnog oblika, jednake frekvencije, ali ne moraju biti u fazi već između njih može biti određeni

fazni pomak. U [11] definiraju se četiri osnovna pojma koje čine temelj za energetske bilancu bilo kojeg elektroenergetskog (pod)sustava:

- djelatna snaga, P
- jalova snaga, Q
- prividna snaga, S
- faktor snage, $\cos(\varphi)$

Prividna snaga S definira se kao umnožak efektivne vrijednosti napona i struje na nekim priključnicama prema (1).

$$S = U \cdot I \quad (1)$$

Djelatna snaga P se definira kao prosječna vrijednost trenutne snage $p(t) = u(t) \cdot i(t)$ a može se matematički dobiti množeći (1) s faktorom snage, kako je prikazano u (2). Formula (2) ujedno je i definicija faktora snage.

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \quad (2)$$

Jalova snaga Q se definira kao onaj dio prividne snage koji titra s nultom prosječnom vrijednošću te se može dobiti kao (3) ili (4).

$$Q = S \cdot \sin(\varphi) \quad (3)$$

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (4)$$

1.3. OSNOVNI ELEMENTI EES-A

Kako bi se pravilno simulirao rad elektroenergetskog sustava potrebno je dobro poznavati sve njegove sastavne elemente te način njihovog modeliranja. Modeliranje elemenata može biti više ili manje složeno ovisno o zahtijevanom problemu, zahtijevanoj točnosti modela te računalnoj snazi.

Osnovni elementi elektroenergetskog sustava su:

- proizvodne jedinice (elektrane)
 - model stroja
 - statički model
 - dinamički model
 - model regulatora
- vodovi
- transformatori
- trošila
 - statički model
 - dinamički model

U elektroenergetskom sustavu nalazi se još značajan broj drugih elemenata, kao što su strujni i naponski mjerni transformatori, elementi za zaštitu sustava (npr. prekidači, releji, rastavljači), te sekundarna oprema potrebna za protok informacija i za normalno funkcioniranje sustava. Detaljniji popis i opis tih elemenata može se pronaći u [12] i [7].

1.4. SINKRONI GENERATOR

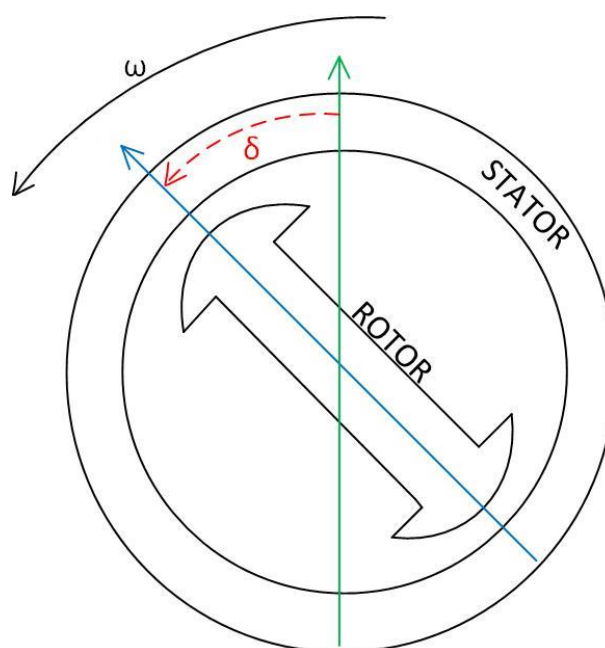
1.4.1. PRINCIP RADA SINKRONOG GENERATORA

Konvencionalna elektrana se, bez ulaženja u detalje, sastoji od dva osnovna dijela: pogonskog stroja i generatora električne energije. Pogonski stroj ovisi o tipu elektrane pa je tako kod hidroelektrana pogonski stroj vodna turbina, kod termoelektrana parna odnosno plinska turbina dok kod vjetroelektrana pogonski stroj čini vjetroturbina sa svojim elisama. Pogonski stroj je, općenito govoreći, dio elektrane u kojem se energija (kinetička energija vjetra ili vode, entalpija pare, itd.) pretvara u mehanički rad. Mehanički se rad preko vratila prenosi na rotor generatora. Generator posredstvom magnetskog polja prenosi mehanički rad dobiven od turbine i pretvara ga u električnu energiju koja se u obliku električne struje šalje u mrežu. Generatore električne energije možemo grubo podijeliti na sinkrone i asinkrone generatore. Detalji o asinkronim strojevima mogu se pronaći u [13], a u ovom radu će pažnja biti posvećena sinkronim generatorima koji su i u većini slučajeva priključeni na elektroenergetski sustav.

Glavna razlika između sinkronih i asinkronih generatora je u tome što sinkroni strojevi rotiraju sinkronom frekvencijom od 50 Hz, koja je jednaka frekvenciji mreže, dok asinkroni generatori rade s nešto većom frekvencijom od 50 Hz ako rade u generatorskom, a s frekvencijom nešto manjom od 50 Hz ako rade u motorskom režimu rada.

Sinkroni stroj najvažnija je proizvodna komponenta svakog elektroenergetskog sustava te je za njegovo proučavanje i modeliranje nužno znati princip njegovog rada. Sinkroni stroj radi na principu stvaranja magnetskog polja pomoću uzbude koja se nalazi na rotirajućem dijelu stroja – rotoru. Uzbudu čine namoti namotani oko pôla rotora učvršćeni polnom papučom kroz koje se pušta istosmjerna struja. Kada je vodič protjecan istosmjernom strujom oko njega se stvara stalno magnetsko polje prema Biot-Savartovom zakonu. Budući da rotor rotira sinkronom frekvencijom od 50 Hz mirna točka na statoru osjeća sinusnu promjenu magnetskog toka što ga stvara rotor. Na mirnom dijelu stroja – statoru namotana su tri različita namota te se kroz svaki pušta sinusna struja jednakog iznosa ali svaka drugačijeg faznog pomaka. Fazni pomak između svih statorskih struja je

120°. Budući da stator miruje fiksna točka na njemu također osjeća promjenjiv sinusni magnetski tok. Tako magnetski spregnuti rotor i stator simplificirano se mogu promatrati kao dva magneta koji se okreću zajedno jednakom kružnom frekvencijom. Kao i svaki magnet tako i stator i rotor imaju svoje polove, sjeverni i južni te ti polovi formiraju magnetski tok koji je određen s osi pola. Ta dva „magneta“, odnosno njihove osi, međusobno su razmaknuta za određeni kut koji se naziva kut opterećenja [14]. Kada je sinkroni stroj opterećen nekom snagom (momentom) na turbini on nastavlja rotirati sinkronom brzinom no kut opterećenja δ se mijenja. Kut opterećenja može se zorno prikazati slikom 1.2. Sinkroni generatori su obično projektirani da im je nazivni kut opterećenja oko 30°.



Slika 1.2 Kut opterećenja sinkronog generatora

Dobro je poznata ovisnost djelatne snage generatora o kutu opterećenja te se, u pojednostavljenom njenom prikazu (5), uz smatranje veličina U , E_0 i X_d konstantna, može vidjeti da ovisi o sinusu kuta opterećenja.

$$P = \frac{U \cdot E_0}{X_d} \cdot \sin(\delta) \quad (5)$$

Ovdje je P djelatna snaga generatora, U napon mreže na koju je generator priključen, E_0 izlazni napon na stezaljkama generatora, a X_d sinkrona reaktancija generatora, čiji iznos ovisi o konstrukciji samoga stroja.

Električno polje statora rotira sinkronom brzinom ω_s u određenom vremenu t prijeđe neki kut α , kao što je opisano u (6). Kut rotora θ može se dobiti zbrajanjem kuta opterećenja δ kutu α , kao što je opisano u (7). Kombiniranjem (6) i (7) dobije se jednadžba (8).

$$\alpha = \omega_s \cdot t = 2\pi \cdot f_s \cdot t \quad (6)$$

$$\theta = \alpha + \delta \quad (7)$$

$$\theta = 2\pi \cdot f_s \cdot t + \delta \quad (8)$$

$$\omega_r = \frac{d\theta}{dt} = \frac{d}{dt}(2\pi \cdot f_s \cdot t + \delta) = 2\pi \cdot f_s + \frac{d\delta}{dt} = \omega_s + \frac{d\delta}{dt} \quad (9)$$

Ukoliko deriviramo po vremenu kut rotora dobije se kružna frekvencija rotora (9). Dakle u stacionarnom stanju rada elektrane, kada je kut opterećenja konstantan, stroj rotira sinkronom kutnom brzinom, no ukoliko je potrebno promijeniti snagu tada je potrebno da stroj ubrza ili uspori kako bi povećao ili smanjio svoj kut opterećenja. Stanja u kojima su frekvencija sustava i frekvencija generatora u njemu različita nazivaju se prijelazna stanja sustava, tj. stanja kada se sustav seli iz jedne radne točke u drugu.

1.4.2. JEDNADŽBE NJIHANJA SINKRONOG GENERATORA

Kada je sustav u ravnoteži tj. kada su snaga proizvodnje i potrošnje jednake kažemo da se sustav nalazi u ravnotežnom (stacionarnom) stanju. Kada je sustav u ravnotežnom stanju električni moment na svakom sinkronom stroju i mehanički moment su jednakog iznosa i međusobno je njihova razlika 0. Osnovna jednadžba sinkronog stroja prikazana je u (10), te govori da je promjena rotorske kružne brzine 0 ako je uspostavljena ravnoteža momenata, a u općenitom slučaju ovisi o razlici tih dvaju momenata te je obrnuto proporcionalna konstanti tromosti stroja, kao što se navodi u [15].

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = M_m - M_{el} \quad (10)$$

Ukoliko se u (10) uvrsti izraz (9) dobije se

$$J \frac{d^2 \delta}{dt^2} = M_m - M_{el} \quad (11)$$

Ukoliko se izraz (11) pomnoži sa sinkronom brzinom ω_0 , uvede pojednostavljenje da je $\omega_r \approx \omega_s$ te uvede relacija da je $P = \omega \cdot M$ dobije se sljedeća relacija:

$$J \cdot \omega_0 \frac{d^2 \omega}{dt^2} = P_m - P_{el} \quad (12)$$

Jednadžba (12) naziva se jednadžba njihanja sinkronog stroja i temeljna je dinamička jednadžba sinkronog stroja kojim se opisuje dinamika rotora. J je ukupni moment tromosti agregata (turbine i generatora sumarno) te se može izraziti na način kao što je to prikazano u izrazu (13), gdje je H konstanta inercije agregata. Veza između konstante inercije i mehaničke vremenske konstante dana je izrazom (14). Mehanička vremenska konstanta predstavlja vrijeme koje je potrebno da se agregat ubrza do nazivne kutne brzine ω_0 ako se na rotor turbine narine nazivni moment.

$$J = \frac{2 \cdot H \cdot S_n}{\omega_0^2} \quad (13)$$

$$T_m = 2 \cdot H \quad (14)$$

Za brze promjene prilikom ispitivanja prijelazne stabilnosti rada jednog agregata na krutu mrežu dovoljno je koristiti Ljapunovu metodu s kriterijem jednaki površina, opisanu u [16].

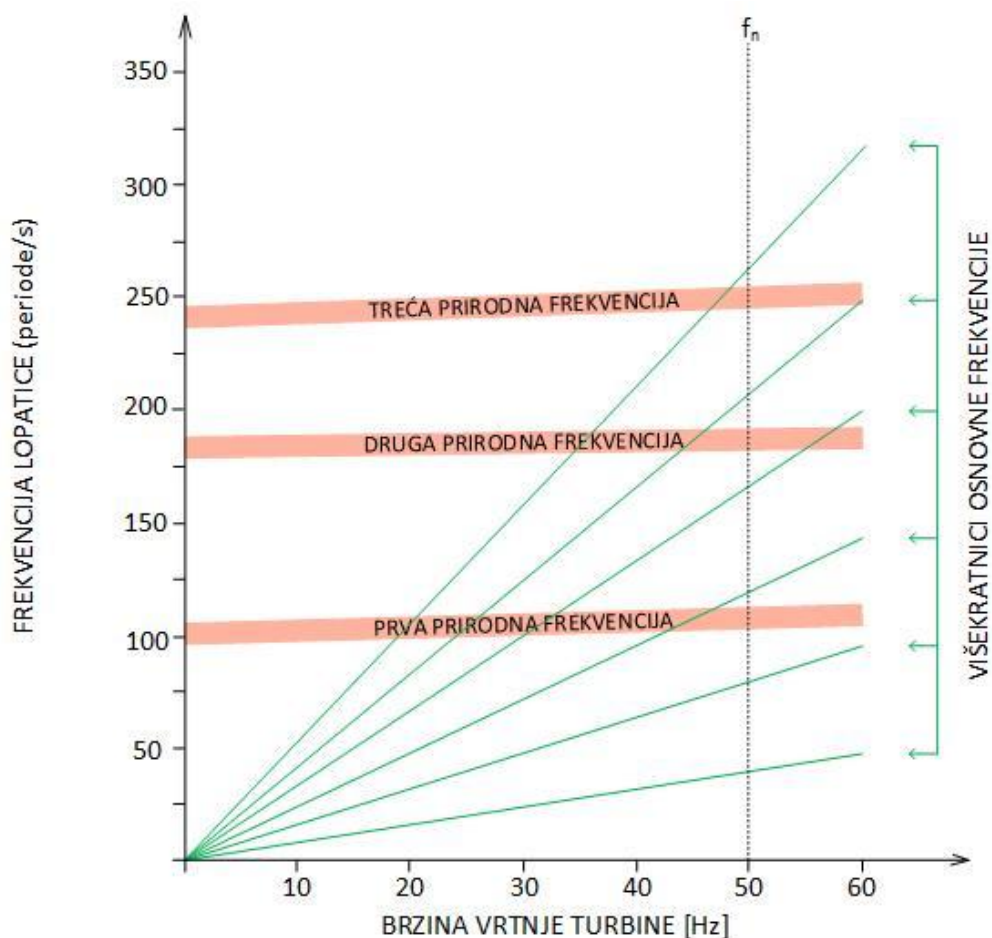
1.4.3. ZAŠTITA SINKRONOG GENERATORA

U [17] može se naći detaljna podjela i izvedba zaštite elektroenergetskog sustava. Zaštitu sinkronog generatora možemo ugrubo podijeliti na:

- nadstrujna zaštita
- podfrekvencijska zaštita
- nadfrekvencijska zaštita
- prenaponska zaštita
- podnaponska zaštita

- nadnaponska zaštita
- zaštita od gubitka uzbude
- zaštita od ispada iz sinkronizma
- zaštita od povratne snage (motorskog rada)

Podfrekvencijska i nadfrekvencijska zaštita iznimno su zanimljive u kontekstu ovog rada. Frekvencija stroja može se promijeniti zbog razlike između snage proizvodnje i potrošnje, neispravnog rada regulatora frekvencije ili prelaska u otočni pogon. Kao i svaki sustav, tako i turbina (prvenstveno lopatice) imaju vlastitu prirodnu frekvenciju. U EES-u nemoguće je postići nepostojanje viših harmonika osnovne frekvencije. Zbog navedenih stvari bitno je da se vlastita frekvencija turbinskih lopatica ne poklopi s nazivnom frekvencijom sustava niti s jednim njenim višekratnikom (harmonikom), kako je zorno prikazano na slici 1.3. Ovaj problem izražen je i s frekvencijom većom i s frekvencijom manjom od nazivne.

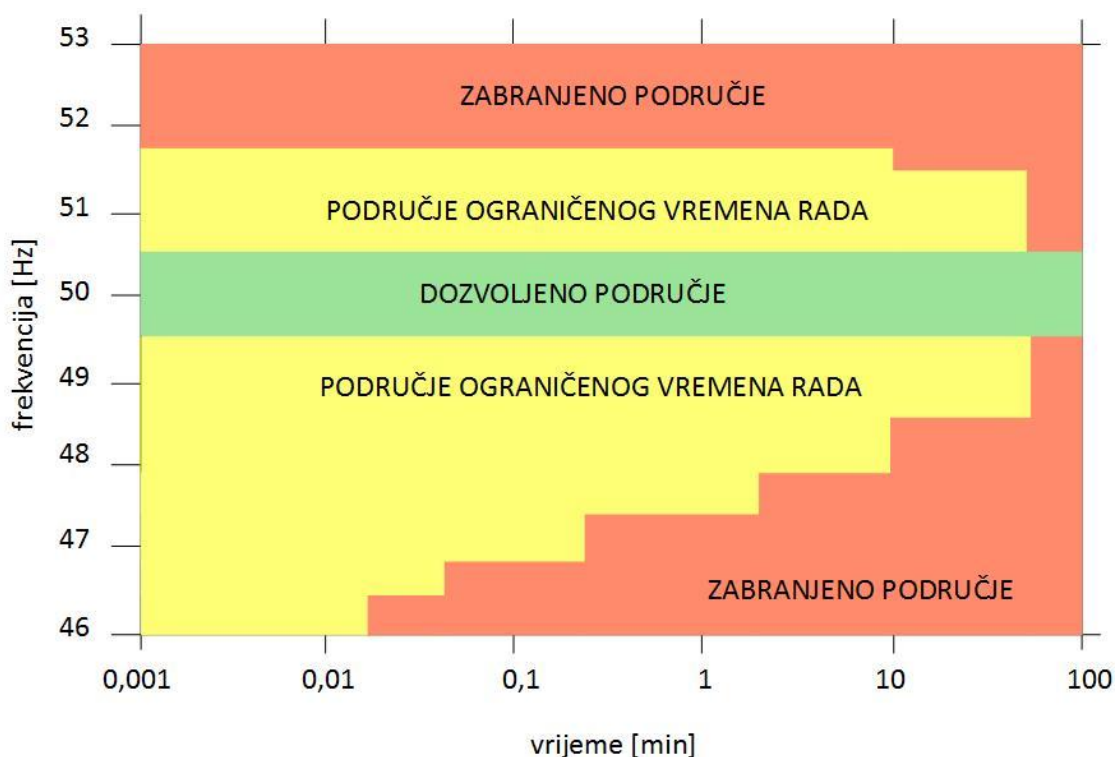


Slika 1.3 Campbellov dijagram za pojedinu lopaticu [18]

Kod pokretanja agregata neminovno je da se brzina vrtnje podiže od vrijednosti 0 do nazivne brzine vrtnje te tako prolazi kroz sve vrijednosti unutar tog intervala. Kao što je ranije navedeno turbina ne smije trajno raditi s nedozvoljenim frekvencijama, ali je dozvoljeno kratkotrajno zadržavanje u određenom pojasu. Mogućnost određenog vremena rada turbine s frekvencijom različitom od nazivne opisana je i slikovito predočena dijagramima u [19], a Campbellov dijagram turbine koja će se razmatrati u ovom radu vidljiv je na slici 1.4. Iz tog dijagrama mogu se očitati dozvoljene radne točke turbine. Ukoliko se turbina nađe u radnoj točki u kojoj joj rad nije dozvoljen dolazi do zatvaranja turbinskog ventila te gašenja elektrane.

U ovom radu će kriterij za zatvaranje turbinskog ventila biti:

- rad turbine na frekvenciji $\leq 46,5$ Hz duže od 1 s
- rad turbine na frekvenciji $\leq 47,0$ Hz duže od 3 s
- rad turbine na frekvenciji $\leq 47,5$ Hz duže od 30 s
- rad turbine na frekvenciji $\leq 48,0$ Hz duže od 60 s
- rad turbine na frekvenciji $\geq 51,8$ Hz bez obzira na vrijeme



Slika 1.4 Dozvoljena frekvencijsko-vremenska područja rada turbine, [19]

1.5. MEĐUSOBNE OVISNOSTI ELEKTRIČNIH VELIČINA I REGULACIJA U EES-U

1.5.1. OVISNOST DJELATNE SNAGE I FREKVENCije SUSTAVA

U svakom energetsom sustavu, u bilo kojem vremenskom trenutku, mora biti zadovoljena ravnoteža snage. U elektroenergetskom sustavu snaga proizvodnje električne energije mora biti točno jednaka snazi njene potrošnje uvećana za gubitke u sustavu. Potrošnja u EES-u je stohastička i stalno se mijenja. Postoje određene pravilnosti u njenom kretanju no svako predviđanje sadrži određenu grešku te ju je nemoguće točno predvidjeti. Još jedna specifičnost električne energije je nemogućnost njezine pohrane. Do danas razvijeni dovoljno učinkoviti spremnici energije koji bi bili u mogućnosti akumulirati značajne količine električne energije te tako u značajnijoj mjeri sudjelovati u energetskej bilanci sustava.

Kada u sustavu dođe do razlike između proizvodnje i potrošnje električne energije, frekvencija sustava se, u skladu s jednadžbom njihanja (12), počne mijenjati. Uslijed viška proizvodnje frekvencija sustava raste, dok s druge strane uslijed manjka proizvodnje frekvencija sustava pada. Kad bi razlika između proizvodnje i potrošnje bila različita od nule sustav bi konstantno ubrzavao odnosno usporavao te bi u konačnici njegov pogon morao biti prekinut. Zadatak elektrana u sustavu je izjednačavanje snaga, tj praćenje potražnje za električnom energijom. To se uobičajeno postiže trostupanjskom regulacijom frekvencije i djelatne snage. Spomenuta regulacija može se podijeliti na:

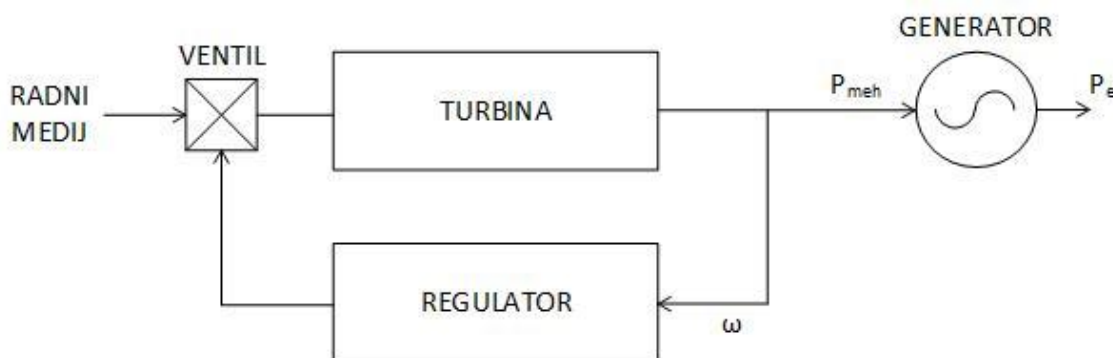
- primarnu regulaciju
- sekundarnu regulaciju
- tercijarnu regulaciju

Primarna regulacija automatska je regulacija koja regulira turbinski ventil u ovisnosti brzine vrtnje agregata, tj. sustava. Sekundarna regulacija je regulacija koja automatski mijenja postavke primarnih regulatora određenih elektrana u sustavu dok se tercijarnom regulacijom smatra svaka intervencija dispečera u sustavu te je ona ručna. U elektroenergetici dobro je poznata veća ovisnost djelatne snage i

frekvencije od jalove snage i frekvencije te kada se govori o regulaciji frekvencije misli se na P-f regulaciju.

1.5.2. PRIMARNA REGULACIJA FREKVENCije I DJELATNE SNAGE

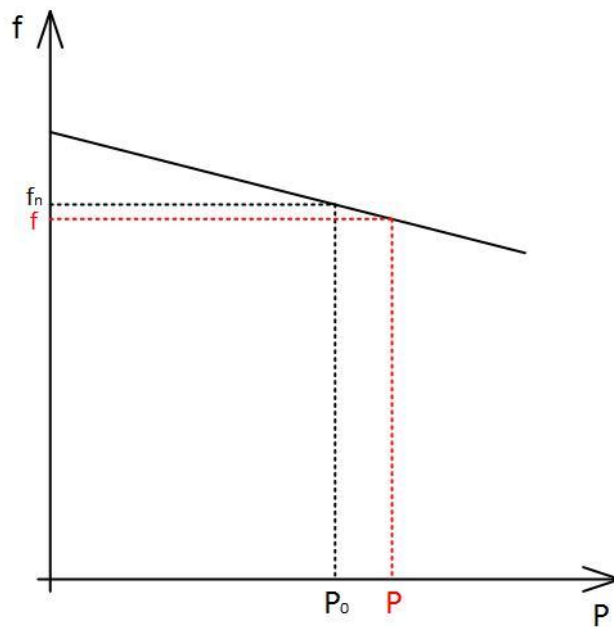
Primarna regulacija frekvencije automatska je prilagodba izlazne djelatne snage elektrane na promjenu frekvencije sustava. Pad frekvencije sustava indikator je manjka snage proizvodnje dok je povećanje frekvencije indikator viška snage proizvodnje. Svaka primarna regulacija sustava određena je primarnim turbinskim regulatorom. Primarni turbinski regulator regulira turbinski ventil te tako mijenja protok radnog medija kroz turbinu, čime utječe na izlazni moment i snagu elektrane. Načelna shema djelovanja primarnog turbinskog regulatora prikazana je na slici 1.5. Valja primijetiti da sunčane i vjetroelektrane upravo zbog nemogućnosti mijenjanja protoka radnog medija i ozračenosti, a posljedično i izlazne snage, ne mogu sudjelovati u primarnoj regulaciji.



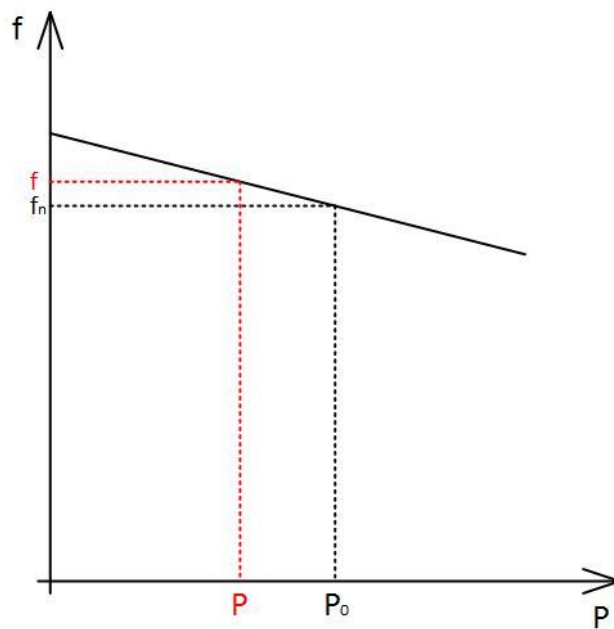
Slika 1.5 Načelna shema primarne regulacije

Promjena snage agregata (što je zajednički naziv za turbinu i generator) može se predočiti slikom 1.6 za odziv prilikom smanjenja frekvencije, te slikom 1.7 prilikom povećanja frekvencije sustava. Vidljivo je da se agregat „seli“ iz jedne radne točke (P_0, f_n) u drugu radnu točku (P, f). Ovakav primarni odziv agregata je automatski te ovisi isključivo o parametrima elektrane te vrsti i konstantama regulatora. Treba napomenuti da ovaj odziv ne govori ništa o dinamičkim prilikama prilikom prelaska iz jedne radne točke u drugu već samo o stacionarnom stanju prije i nakon djelovanja primarnog regulatora.

U [20] je opisana strategija aktivnog upravljanja potrošnjom električne energije kao potpora primarnoj regulaciji u sustavu te je ovaj koncept također dio koncepta *Smart Grid*.



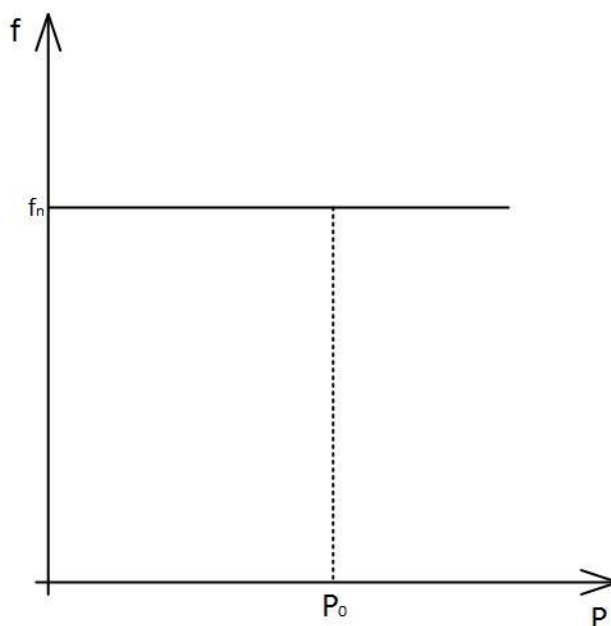
Slika 1.6 Primarni odziv agregata na pad frekvencije EES-a



Slika 1.7 Primarni odziv agregata na porast frekvencije EES-a

1.5.3. ASTATIČKI REGULATOR

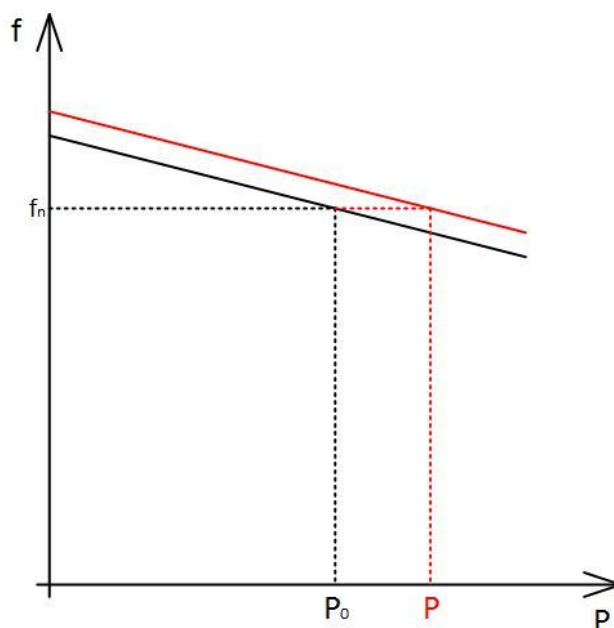
Astatički regulator je regulator koji je zadužen za održavanje frekvencije na konstantnom – nazivnom iznosu [21]. Takav regulator ima f - P karakteristiku prikazanu na slici 1.8. U sustavu je moguće postojanje samo jednog astatičkog regulatora jer astatički regulator, kao i svaki realan sustav, ima određenu grešku. Ukoliko bi se u jednom sustavu našu dva takva regulatora, moguće je da dođe do interferencije u radu dvaju agregata te nepotrebnog njihanja snage. Takva njihanja mogu prouzročiti razne probleme te dovesti sustav izvan granica sigurnosti [22].



Slika 1.8 f - P karakteristika astatičkog regulatora

1.5.4. SEKUNDARNA REGULACIJA FREKVENCije I DJELATNE SNAGE

Sekundarna regulacija frekvencije i djelatne snage također se postiže regulatorom. Sekundarni regulator mijenja postavke primarnog regulatora određenih elektrana te mu diže ili spušta referentnu vrijednost snage postavljenu za nazivnu frekvenciju. Grafički, sekundarna regulacija, se može predočiti translacijom statičkog pravca po ordinati, prikazanoj na slici 1.9. Važno je napomenuti da, dok primarna regulacija ima zadatak zaustaviti nagli propad ili porast frekvencije, sekundarna regulacija nastoji uspostaviti stabilan rad sustava pri frekvenciji što bližoj nazivnoj.



Slika 1.9 Promjena statičkog pravca uslijed sekundarne regulacije

1.5.5. REGULACIJA NAPONA I JALOVE SNAGE

Budući da iznos jalove snage u sustavu znatno više utječe na naponske prilike u sustavu od djelatne snage, kada se govori o regulaciji napona smatra se da govorimo o Q-U regulaciji [23]. Temeljni zadatak regulacije napona i jalove snage jest održavanje napona u svim čvorištima EES-a u dozvoljenim granicama. Napon na stezaljkama elektrane stvoren je strujom uzbude koja uzrokuje magnetsko polje te ono prolazi kroz statorske namote i prema Faradayevom zakonu inducira napon. Kao i kod primarne regulacije frekvencije i primarna regulacija napona je automatska i ostvaruje se sustavom regulacije uzbude. Sekundarna regulacija mijenja referentne postavke sustava regulacije uzbude te time utječe na izlazni iznos napona na stezaljkama agregata. Glavni subjekti u Q-U regulaciji su elektrane i transformatori s mogućnošću uzdužne regulacije napona u pogonu. U iznimnim okolnostima, na mjestima izrazito velikih odstupanja iznosa napona moguća je ugradnja kompenzacijskih prigušnica i kompenzacijskih kondenzatorskih baterija. Razvojem učinkne elektronike pojavljuju se i tzv. FACTS uređaji (eng. *Flexible Alternating Current Transmission System*) koji sve značajnije utječu na naponske prilike te na usmjeravanje tokova snaga kroz sustav [24]

1.6. MIKROMREŽA

Mikromreža [25] je organizacijska cjelina distribuirane proizvodnje, upravljive potrošnje i spremnika energije. Trendovi u elektroenergetici su takvi da se udio obnovljivih izvora energije (OIE) u ukupnoj instaliranoj snazi cjelokupnog sustava povećava konstantno. U prilog tome idu i različiti zakonski akti i propisi kao [26] u kojem je donesena odluka da sve članice Europske unije moraju do 2020. godine imati najmanje 20% udjela u ukupnoj proizvedenoj električnoj energiji iz OIE. Jedno od prvih spominjanja pojma „mikromreža“ je upravo u kontekstu integracije OIE u sustav te je razvijen koncept mikromreže kao aktivne, a ne pasivne jedinice. EES-a [27].

U novoizgrađenim OIE najviše su zastupljeni vjetroagregati te sunčane elektrane. Ovi izvori, s obzirom da im proizvodnja ovisi o jačini vjetra, odnosno jačini i kutu upada sunčevih zraka na panel, su izrazito interminenti, tj. proizvodnja im je nepredvidiva te zbog toga unose određenu nesigurnost u planiranju pogona EES-a. Planiranje pogona EES-a radi se na takav način da je u sustavu u svakom trenutku prisutna određena rezerva snage koja je ovisna o načinu sekundarne regulacije te broju i veličini elektrana angažiranih u njoj. Sve većom zastupljenošću OIE u EES povećava se potreba za rezervom u EES-u što dovodi do većih troškova pogona te potencijalno veće emisije CO₂. Tradicionalno, sekundarna regulacija se vrši pomoću velikih elektrana kao što su velike hidroelektrane, termoelektrane te plinske elektrane. Ove potonje, iako snagom najmanje od navedenih, bitne su zbog mogućnosti vrlo brze promjene snage te mogućnosti brzog upuštanja u pogon. Ukoliko u nekom EES-u nije zastupljen veliki hidropotencijal te postoji mali ili nikakav broj hidroelektrana sekundarna regulacija se vrši preko elektrana koje svojim radom proizvode emisije CO₂ i drugih stakleničkih plinova te tako zagađuju okoliš.

Ukoliko se mikromreža gleda kao cjelina, moguće je odrediti razmjenu djelatne snage koju mikromreža vrši s ostatkom EES-a. Snaga razmjene djelatne snage može biti dvosmjerna, tj. može imati smjer od sustava prema mikromreži ili obrnuto ukoliko se u mikromreži nalazi višak proizvodne snage. Kada se EES nađe u stanju manjka proizvodne snage potrebno je povećati izlaznu snagu elektrana koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji, no ukoliko se želi prekršiti ta

paradigma potrebno je naći nove „izvore“ tih usluga. U konceptu *Smart Grid* razmatra se mogućnost odvajanja mikromreža od EES-a (pod pretpostavkom da mikromreža promatrana kao jedna aktivna jedinica uzima snagu iz EES-a) kako bi se smanjilo ukupno opterećenje sustava te izbjegla promjena snage elektrana. Odvajanje mikromreže moguće je i u suprotnom slučaju, tj. kada u EES-u nastane višak proizvodne snage (pod pretpostavkom da mikromreža promatrana kao jedna aktivna jedinica daje snagu u EES). Tako mikromreže mogu postati aktivni sudionici na tržištu električne energije pružajući pomoćne usluge, tj. svojevrsnu regulaciju [28].

Budući da je trenutak odvajanja mikromreže od sustava nasumičan, kao i zahtjev sustava za namjernim odvajanjem, potrebno je mrežu voditi u sigurnom pogonu kako bi se, ukoliko je to zadaća, mikromreža mogla odvojiti i preći u otočni rad. Jedan od pristupa ovom sigurnosnom problemu je pomoću umjetnih neuronskih mreža [29], dok će se pristup u ovom radu temeljiti na simulaciji dinamičkog odziva. Ukoliko se u mikromreži nalazi veći broj konvencionalnih elektrana kao što su biodizel ili bioplinske elektrane i male hidroelektrane upravljanje takvog sustava vodi se gotovo istim principima kao i vođenje i upravljanje cijelog EES-a. Ukoliko se u mreži nalazi veći broj nekonvencionalnih – obnovljivih izvora energije tada je potrebno primijeniti neke druge strategije upravljanja. Strategije upravljanja mikromrežom s velikim udjelom vjetroagregata prikazane su u [30] dok su u [31] objašnjene strategije upravljanja inverterima sunčanih elektrana kako bi se simulirala primarna regulacija takvih elektrana. Neki koncepti temelje se na primjeni neizrazite logike prilikom osiguravanja primarnog odziva sustava [32].

1.6.1. DISTRIBUIRANA PROIZVODNJA

Distribuirana proizvodnja smještena je na srednjenaponskoj ili niskonaponskoj razini distribucijske mreže [27]. Uglavnom su to jedinice male snage, redovito manje od par MW, te se njihov način priključenja u Republici Hrvatskoj regulira pomoću Mrežnih pravila elektroenergetskog sustava [10] te se propisuje da se jedinice manje od 10 MW mogu instalirati na distribucijsku mrežu dok su one veće snage u nadležnosti HOPS-a (Hrvatskog Operatora Prijenosnog Sustava).

Neki od češće zastupljenih distribuiranih izvora su:

- male hidroelektrane
- sunčane elektrane
- bioplinske elektrane
- vjetroelektrane

Pregled distribuiranih većine distribuiranih izvora, karakteristika i mogućnosti dan je u [33] te se navodi da će, iako manje iskoristivosti od velikih elektrana, i dalje ostati kompetitivni na tržištu zbog manjih gubitaka te zbog ekološke prihvatljivosti.

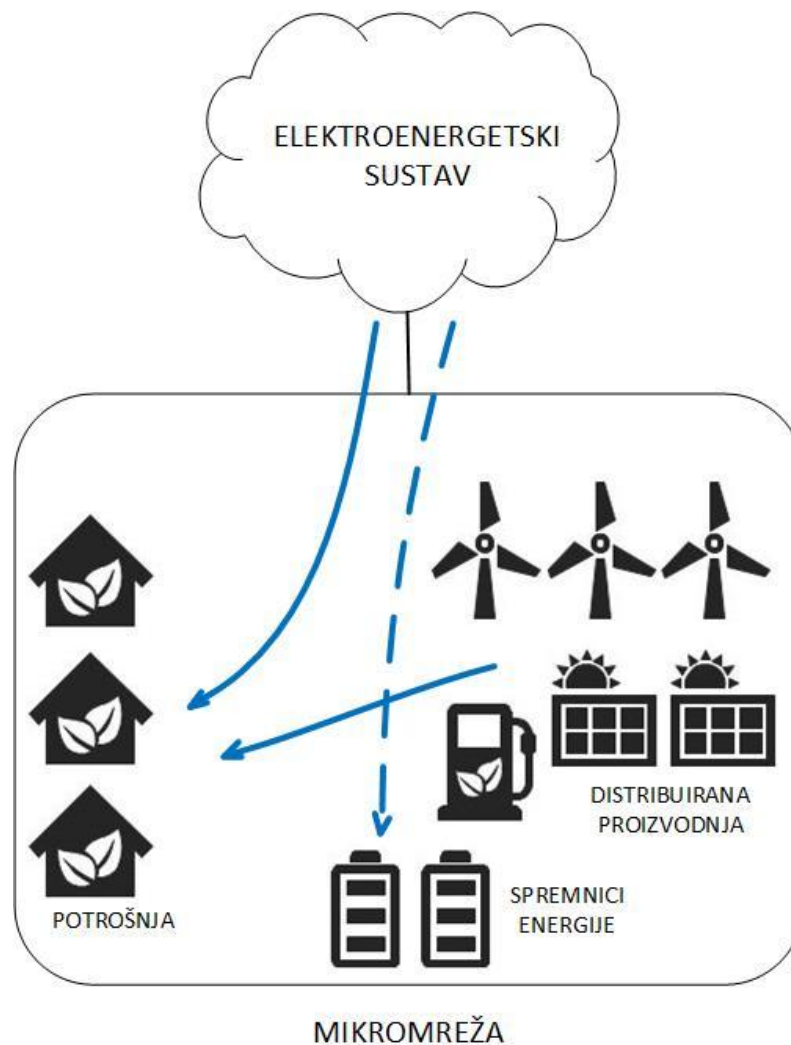
U [34] i [35] predstavljene su metode prenamjene konvencionalnog dizelskog generatora u bioplinski generator. Budući da modifikacije nisu velikih razmjera i uz manja zanemarenja, može se smatrati da se parametri dizelskog i bioplinskog stroja ne razlikuju značajno te da je bioplinski stroj moguće dovoljno precizno modelirati kao dizelski. Samim time, budući da generator ostaje isti parametri agregata se mogu smatrati dovoljno sličnima.

1.6.2. SPREMNICI ENERGIJE

Spremnik energije je sustav koji u određenom trenutku može pohraniti električnu energiju, tj. konvertirati električnu energiju u neki oblik energije prikladan za skladištenje te ju kasnije, kada je potrebna, isporučiti u sustav. Spremnici električne energije postoje u različitim izvedbama: baterijski spremnici, zamašnjaci, ultrakondenzatori, gorivni članci, spremnici s komprimiranim zrakom, itd. Budući da su spremnici energije relativno novi pojam u energetici njihovo dinamičko modeliranje je tek u razvoju, te se može pronaći u [36] i [37] za baterije, u [38] i [39] za zamašnjake, dok se u modeliranje spremnika energije ostvarenog pomoću komprimiranog zraka opisuje u [40]. Koncept spremnika energije u mikromreži, a i općenito u elektroenergetskom sustavu, vrlo je zanimljiva i goruća tema oko koje se danas vode mnoge diskusije [41]. Spremnici energije mogu sustavu davati podršku prilikom poremećaja, služiti za primarnu regulaciju [42] ili biti sredstvo za ostvarivanje profita kupoprodajom električne energije po različitim cijenama ovisno o dobu dana na tržištu električne energije. Spremnici energije mogu služiti i kao podrška sustavu za smanjivanje varijabilnosti izlazne snage intreninentnih izvora kao što su vjetroelektrane [43] ili fotonaponskih moduli. Više

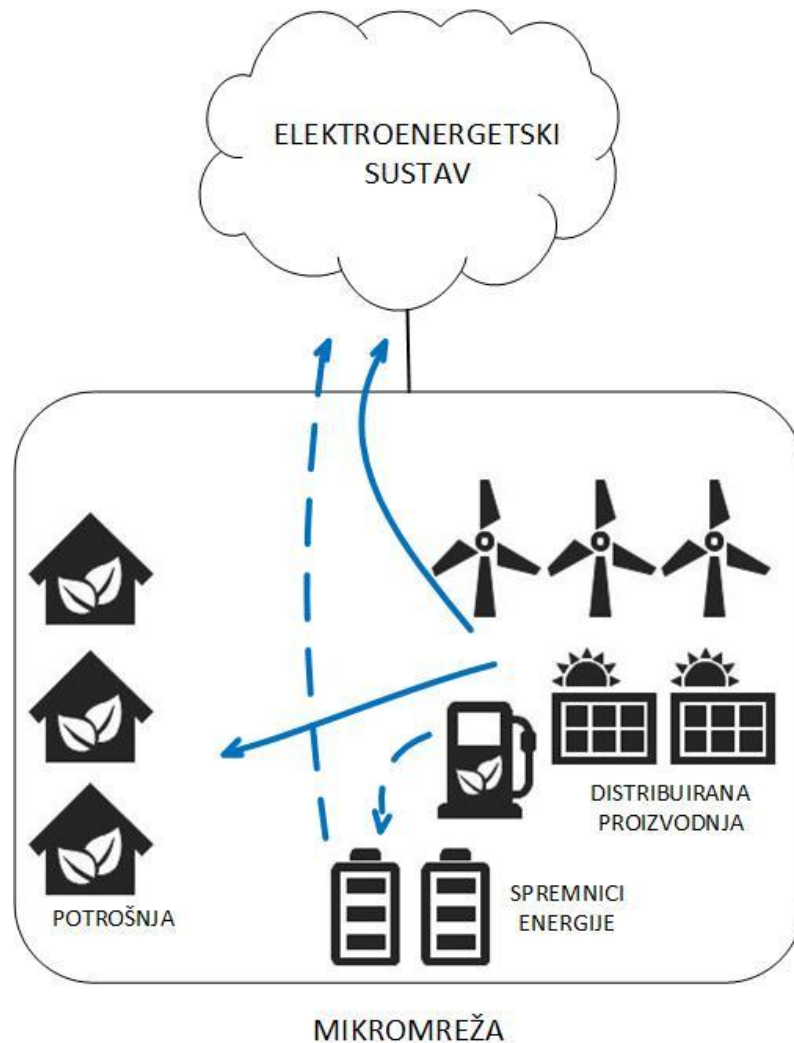
o ulozi spremnika u održivom razvoju i njegova uloga u mikromrežama može se pronaći u [44].

1.6.3. REŽIMI RADA MIKROMREŽE SPOJENE NA EES



Slika 1.10 Mikromreža u uvoznom režimu

Na slici 1.10 vidljivi su tokovi snage unutar mikromreže i razmjena s ostatkom sustava. Distribuirana proizvodnja pokriva dio potrošnje mikromreže dok se ostatak potrošnje podmiruje snagom preuzetom iz ostatka EES-a. Crtkani tok snage predstavlja snagu koja se može ali ne mora prenositi mrežom, budući da je ta snaga predviđena za punjenje spremnika električne energije.

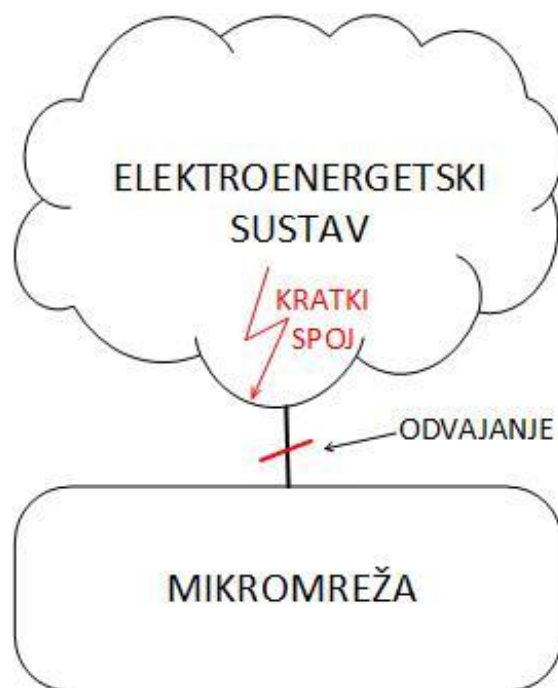


Slika 1.11 Mikromreža u izvoznom režimu

Na slici 1.11 ukupna razmjena snage ima smjer od mikromreže prema sustavu, dakle u sustavu postoji višak proizvodnog kapaciteta. U ovom slučaju moguće je punjenje spremnika energije te, ukoliko je to ekonomski isplativo, prodaja energije spremljene u spremnicima energije na tržištu. Ukoliko spremnici energije sudjeluju u osiguravanju sigurnosti mikromreže potrebno je ostaviti u njima minimalno toliko energije pohranjeno koliko je predviđeno da će se utrošiti prilikom njihovog angažmana u osiguravanju stabilnosti sustava.

1.6.4. ODVAJANJE MIKROMREŽE OD EES-A PRORADOM ZAŠTITE

Ukoliko se u EES-u dogodi poremećaj, pod pretpostavkom ispravno podešene zaštite na spoju mikromreže i sustava, mikromreža će se odvojiti od EES-a (slika 1.12). Ovakvo odvajanje nije namjerno odvajanje mikromreže od EES-a te se mikromreža nema vremena pripremiti za takav događaj promjenom snage elektrana. Očekivano, granica sigurnosti za ovakvo odvajanje bit će manja, tj. na razmjenu djelatne snage s mikromrežom biti će postavljeni stroži kriteriji. Najgori kvar u sustavu je trofazni kratki spoj, tj. stanje sustava kada su na nekom njegovom dijelu sve tri faze sustava kratko spojene. Što je kvar bliže mikromreži u njoj će napraviti veći poremećaj.

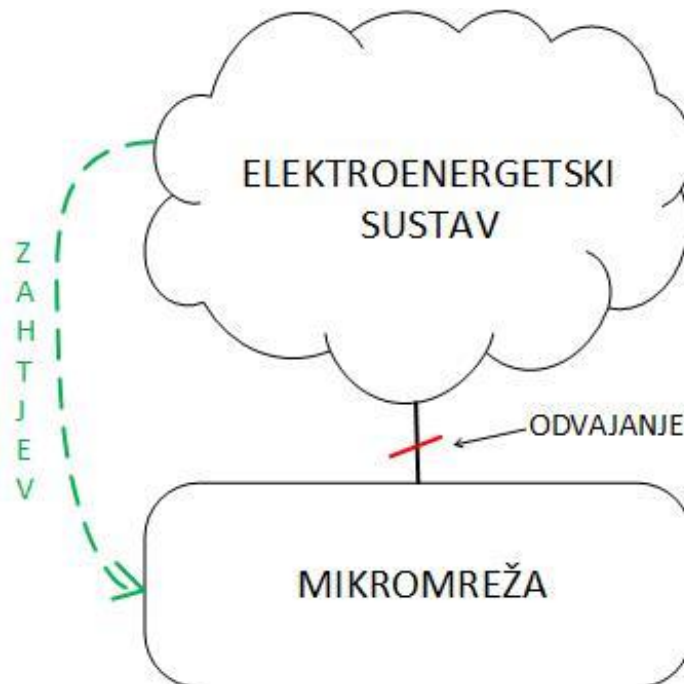


Slika 1.12 Odvajanje mikromreže zbog kratkog spoja u EES-u

1.6.5. PLANIRANO ODVAJANJE MIKROMREŽE OD EES-A

Kao što je već ranije objašnjeno, moguć je slučaj u kojem se mikromreža na zahtjev dispečera sustava odvaja od EES-a (slika 1.13). U tom slučaju mikromreža ima određeno vrijeme da prilagodi snagu svojih agregata kako bi postigla stabilan prijelaz u otočni pogon. U ovakvom scenariju mogu se razmatrati dva glavna parametra ključna za stabilan odziv mikromreže:

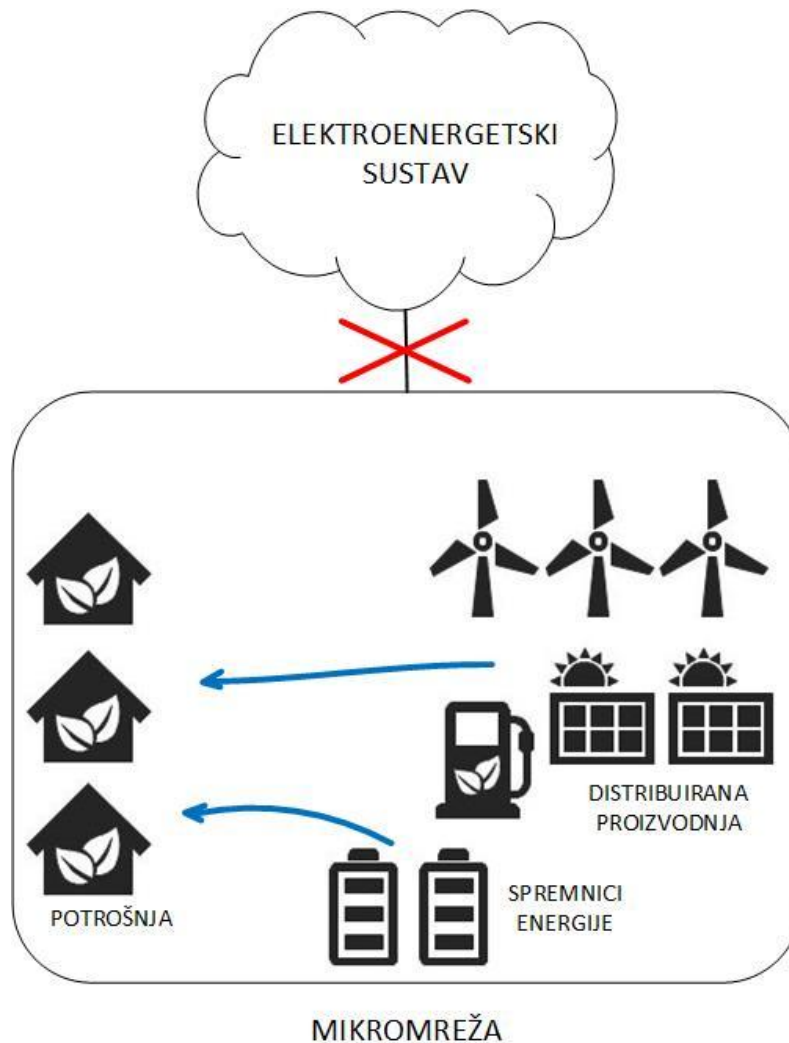
- snaga prije odvajanja
- vrijeme dostupno za prilagodbu snage



Slika 1.13 Odvajanje mikromreže radi zahtjeva dispečera EES-a

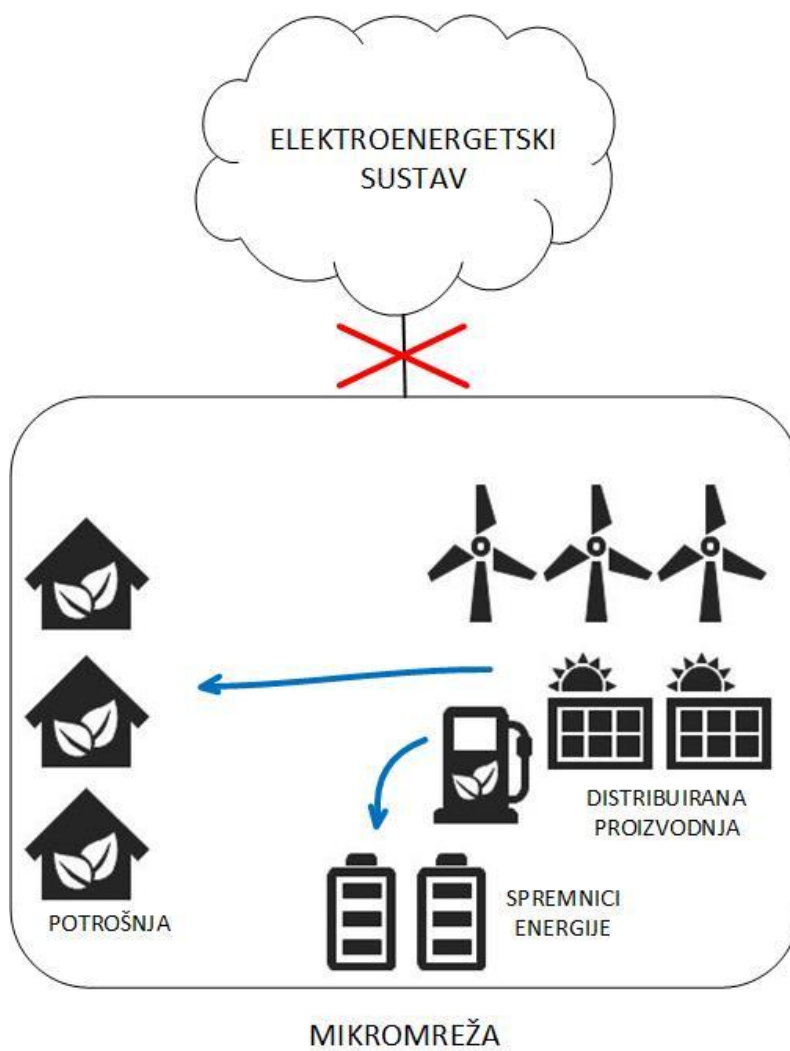
1.6.6. TOKOVI SNAGA U MIKROMREŽI NAKON ODVAJANJA

Ukoliko je, prije odvajanja od EES-a, u mikromreži postojao manjak snage koja se dopremala iz EES-a tada će u mreži doći do propada frekvencije kako bi se angažirala primarna regulacija te kako bi se snaga proizvodnje ujednačila sa snagom potrošnje. Ovaj scenarij prikazan je na slici 1.14. Ukoliko u mreži postoje spremnici energije tada će se oni uključiti kako bi injektirali snagu u sustav i kako bi zajedno s generatorima zadovoljili potrošnju. Ukoliko u mikromreži postoje spremnici spremni za takav režim rada tada je za očekivati da će propad frekvencije mikromreže biti manji.



Slika 1.14 Mreža s deficitom proizvodne snage

Drugi slučaj je odvajanje mikromreže u trenutku kada se snaga izvozila u ostatak EES-a. U tom slučaju frekvencija mikromreže će porasti te će je potrebno da generatori smanje svoju snagu kako bi se frekvencija vratila na nazivnu vrijednosti. Za vrijeme prijelazne pojave, ukoliko u sustavu postoje, spremnici se mogu brzo angažirati te ući u način rada u kojem uzimaju snagu iz sustava. Tako će smanjiti povišenje frekvencije sustava. Ovaj scenarij prikazan je na slici 1.15.



Slika 1.15 Mikromreža sa suficitom proizvodne snage

2. CILJEVI RADA

U razmatranom sustavu potrebno je odrediti područje sigurnog rada sustava s gledišta prelaska mikromreže u otočni pogon. Prvi kriterij koji će se razmatrati bit će mogućnost prelaska mikromreže u otočni pogon nakon kvara u sustavu. U drugom kriteriju razmatrat će se i mogućnost odvajanja mikromreže u procesu davanja pomoće usluge EES-u. U spomenutom slučaju mikromreža ima određeni vremenski interval u kojem je potrebno da prilagodi proizvodnju svojih agregata kako bi sačuvala integritet i kako bi taj sustav mogao preći u otočni pogon. Za oba, gore navedena slučaja, potrebno je odrediti granicu sigurnosti mikromreže, tj. pogonsko stanje svih agregata koje osigurava stabilan prelazak u otočni rad, za prvi slučaj, te minimalno vrijeme odvajanja, za drugi slučaj. Cilj ovog rada ispitati je mogućnost takvog ponašanja jedne zamišljene mikromreže te utvrditi primijenjivost metode korištene u radu.

Razlika između potrošnje (s uračunatim gubicima) i proizvodnje električne energije u mikromreži pokriva se „uvozom“, odnosno „izvozom“ električne energije iz EES-a. Odvajanjem od vanjske mreže u mikromreži se stvara manjak odnosno višak električne snage te je za očekivati da će upravo ta djelatna snaga razmjene s ostatkom sustava biti glavni pokazatelj za mogućnost očuvanja sigurnosti mikromreže i stabilnog prelaska u otočni rad prilikom nasilnog odvajanja mikromreže. Prilikom zaprimanja zahtjeva dispečera za odvajanjem mikromreža ima određeno vrijeme kako bi prilagodila proizvodnju svojih agregata (posljedično i razmjenu snage s EES-om) te je u ovom slučaju potrebno odrediti najkraće vrijeme prilagodbe mikromreže koje osigurava stabilan prelazak u otočni rad.

3. MODELIRANJE SUSTAVA

3.1. MODELIRANJE SUSTAVA U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN

Problemi vezani uz elektroenergetiku i elektroenergetske sustave od početka su bili matematički intenzivni. Velik broj ulaznih varijabli, iterativni postupci, nelinearne ovisnosti i sl. stvarali su velike probleme inženjerima u doba prije masovne dostupnosti računala.

Međutim, pojava i razvoj računala imali su za posljedicu i pojavu i razvoj brojnih programskih alata dostupnih sistemskim inženjerima specijaliziranih za takve proračune. Programski paket NEPLAN jedan je od dostupnih i trenutno prilično popularnih alata za analize i proračune elektroenergetskog sustava.

NEPLAN je programski paket za analizu, planiranje, optimiziranje i simuliranje električnih, vodenih, plinskih i toplinskih mreža. Iako je u početku bio namijenjen isključivo za analizu električnih mreža, danas su mu mogućnosti značajno proširene.

NEPLAN je jedan od starijih alata dostupnih na tržištu. U početku razvijan od strane ABB-a i Švicarskog Federalnog Instituta za Tehnologiju (godina početka razvoja nije dostupna), od 1988 godine razvija ga privatna firma Busarello Cott & Partners.

Jedan od glavnih razloga popularnosti NEPLANA je velik broj unaprijed implementiranih funkcija za provedbu različitih tipova proračuna. Proračuni za koje NEPLAN ima implementirane gotove funkcije uključuju:

- proračun tokova snaga
- statički proračun tokova snaga
- optimalni proračun tokova snaga
- proračun naponske stabilnosti
- proračun statičke stabilnosti
- proračun prijelazne stabilnosti

- harmonička analiza
- optimalno mjesto razdvajanja sustava

Dodatno, važna karakteristika programskog paketa NEPLAN je orijentiranost na grafički unos podataka. Iako ova karakteristika nije prednost s aspekta performansi programskog paketa, ipak čini program intuitivnijim i jednostavnijim za korištenje.

3.1.1. PRORAČUN PRIJELAZNE STABILNOSTI U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN

Dinamička simulacija bilo kojeg fizikalnog procesa, pa tako i pojava u elektromagnetizmu, tipično se sastoji od 3 faze:

- Modeliranje sustava setom diferencijalnih jednadžbi koje opisuju dinamičko vladanje sustava
- Određivanje niza parametara koji opisuju stanje sustava u nekoj odabranoj radnoj točki
- Integracija diferencijalnih jednadžbi s parametrima izračunatima u prethodnom koraku kao početnim uvjetima

Važna činjenica, koju moramo imati na umu prilikom dinamičkih simulacija, je ta da se integracija vrši numerički, u diskretnim vremenskim koracima Δt . Ukoliko uzimamo preveliki korak integracije, rezultati simulacije mogu značajno odstupati od stvarnih vrijednosti, dok s druge strane uzimanje premalog koraka integracije može rezultirati predugačkim vremenom simulacije.

Za proračun prijelazne stabilnosti u programskom paketu NEPLAN koristi se poseban modul pod imenom NEPLAN Simulator. Za modeliranje ponašanja elektroenergetskog sustava svi elementi predstavljaju se svojim matematičkim modelima. Sinkroni strojevi, zajedno sa svojim regulacijskim sustavima opisani su setom jednadžbi, koji se sastoji od algebarskih i diferencijalnih jednadžbi. Zajedno s algebarskim jednadžbama sustava taj set jednadžbi formira kompletan matematički model cijelog sustava .

Cilj simulacije je trenutno rješavanje svih algebarskih i diferencijalnih jednadžbi kojima je sustav opisan u bilo kojem vremenskom trenutku. Algebarske jednadžbe

mreže opisuju elemente elektroenergetskog sustava u stacionarnom stanju. Statički modeli elemenata mreže dani su preko njihove Y matrice. Algebarski set jednadžbi koji je direktna posljedica ulaznih parametara elemenata mreže i topologije mreže može se zapisati u matičnom obliku kao pomoću (15).

$$\mathbf{u} = \mathbf{Y}^{-1} \cdot \mathbf{i} \quad (15)$$

gdje je \mathbf{u} matrica napona čvorišta sustava, \mathbf{Y} matrica admitancija sustava, a \mathbf{i} matrica struja u čvorištima sustava.

Kako bi proračun bio što brži prilikom računanja inverza matrice admitancija provodi se i istovremena faktorizacija te matrice. Također, struje u čvorištima su naponski ovisne, ukoliko se u dinamičkim uvjetima napon čvorišta mijenja, rješavanje jednadžbe (15) postaje nelinearan problem.

Dinamičko vladanje elemenata sustava zapisivanjem svih algebarskih i diferencijalnih jednadžbi u obliku jednadžbi stanja prikazanima u (16) i (17).

$$\frac{d\mathbf{x}}{dt} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{B} \cdot \mathbf{u} \quad (16)$$

$$\mathbf{y} = \mathbf{C} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{D} \cdot \mathbf{u} \quad (17)$$

gdje su \mathbf{u} ulazne varijable (npr. d i q komponente napona na izvodima generatora, napon uzbude i moment turbine za sinkroni generator), \mathbf{y} izlazne varijable (npr. struja na izvodima generatora) te \mathbf{x} varijable stanja, koje su ovisne o odabranom matematičkom modelu i ne trebaju odgovarati stvarnim fizičkim veličinama.

Koraci iterativnog proračuna u proračunu prijelazne stabilnosti su sljedeći:

- statički proračun (inicijalni proračun tokova snaga, ili rezultati zadnjeg iterativnog koraka integracije) kojim se dobiva procjena ulaznih varijabli \mathbf{u}
- rješavanje sustava stanja (16) i (17) te određivanje izlaznih varijabli \mathbf{y} (odnosno struja u čvorištima)
- uvrštavanje struja čvorišta u jednadžbu (15) i rješavanje algebarskog seta jednadžbi. Kao rezultat se dobivaju novi iznosi napona čvorišta
- provjera konvergencije usporedbom napona čvorišta u dva susjedna koraka. Ukoliko uvjet konvergencije nije zadovoljen, započinje se s idućim korakom integracije

Proračun prijelazne stabilnosti u programskom paketu NEPLAN također je moguće proračunati sa modelima relejnih uređaja, različitih modela opterećenja, itd.

U idućem poglavlju biti će opisani dinamički modeli elemenata sustava na temelju kojih se formiraju jednadžbe stanja (16) i (17).

3.2. MODELIRANJE SINKRONIH STROJEVA

3.2.1. UVOD U MODELIRANJE SINKRONIH STROJEVA

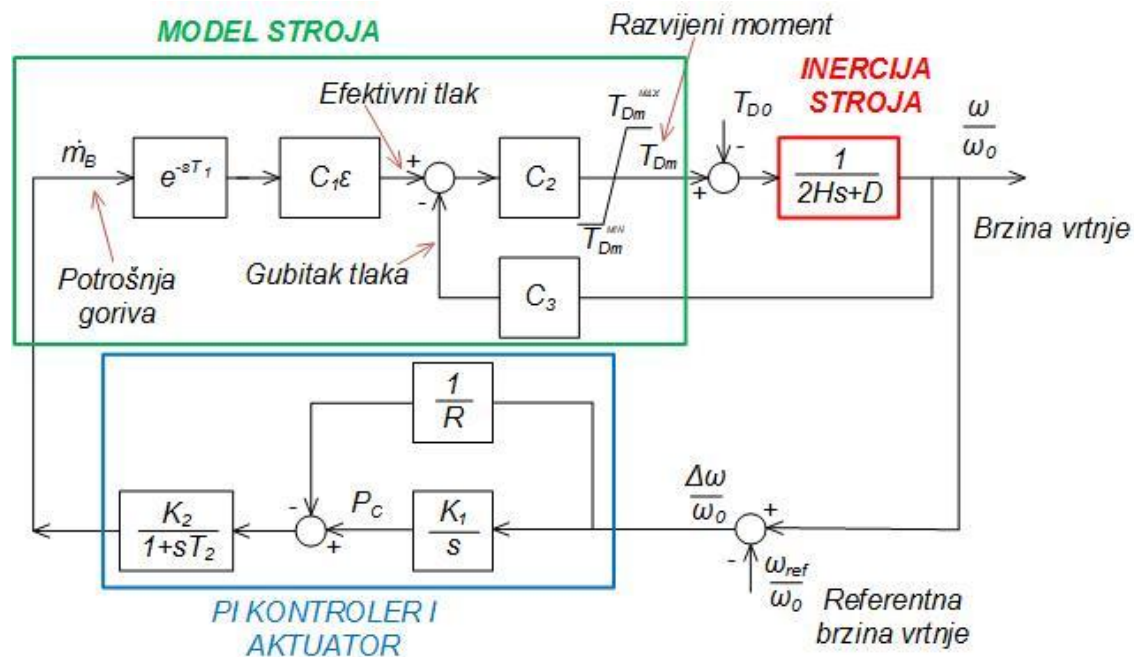
Modeliranje sinkronih strojeva i njihovih sustava inženjerski je problem na kojem se kontinuirano radi još od 20-tih godina prošlog stoljeća. Brojne knjige i publikacije već pokrivaju teoriju i princip rada sinkronih strojeva te je kroz godine razvijen značajan broj različitih modela koji više ili manje precizno opisuju rad sinkronih strojeva, u ovisnosti o vrsti analize za koju je određeni model potreban.

Međutim, usprkos određenim generalnim smjernicama potkrijepljenim teoretskim saznanjima, modeliranje svakog pojedinog stroja još uvijek ostaje izrazito individualan problem. Strojevi se međusobno razlikuju po instaliranoj snazi, veličini, tromosti i ostalim parametrima te njihovo ponašanje nikada nije predvidivo isključivo u teoriji, već je potrebno izvršiti cijeli niz ispitivanja i simulacija kako bismo mogli sa sigurnošću tvrditi da stroj pouzdano vrši svoju ulogu za koju je namijenjen na točno određenom mjestu u sustavu. Čak se i strojevi sličnih ili bliskih parametara instalirani na različita mjesta u sustavu mogu ponašati na potpuno različite načine, ovisno o stanju u sustavu ili dijelu sustava u kojem su instalirani (veličina potrošnje, duljina vodova, broj i parametri okolnih bliskih strojeva...). Ukoliko svemu tome dodamo da je ponekad vrlo teško doći do kompletnog seta parametara određenog stroja (i njegovih sustava regulacije, zaštite i sl.), iz razloga što ih je proizvođač učinio nedostupnima ili iz razloga što nije moguće uvijek izvršiti željeno ispitivanje (primjerice ispitivanje bliskog kratkog spoja na agregatima nuklearnih elektrana), važnost modeliranja i računalnih simulacija postaje sve veća i očitija jer se na temelju simulacija moguće je na temelju rezultata rekonstruirati željeni parametar.

Moderni računalni alati imaju implementirane različite modele sinkronih strojeva. Međutim, usprkos međusobnim razlikama pojedinih alata, ulazni podatci koje većina alata zahtijeva su tipično podatci o početnoj, prijelaznoj i trajnoj reaktanciji u uzdužnoj (d) i poprečnoj (q) osi, te podatci o početnoj, prijelaznoj i trajnoj vremenskoj konstanti u d i q osi (naravno, ovisno o modelu, ovaj osnovni set ulaznih podataka može biti proširen). Bez ulaženja u matematički izvod, koji se može pronaći u [45], može se pokazati da su ti parametri izvedeni na temelju

stvarnih fizičkih parametara agregata koji uključuju induktivitete i otpornosti statorskih i rotorskih namota, induktivitet zračnog raspora između rotora i statora, itd.

Na slici 3.1 prikazana je shema razmatranih bioplinskih elektrana, a detaljniji opis se može pronaći u [46].



Slika 3.1 Model bioplinskog agregata

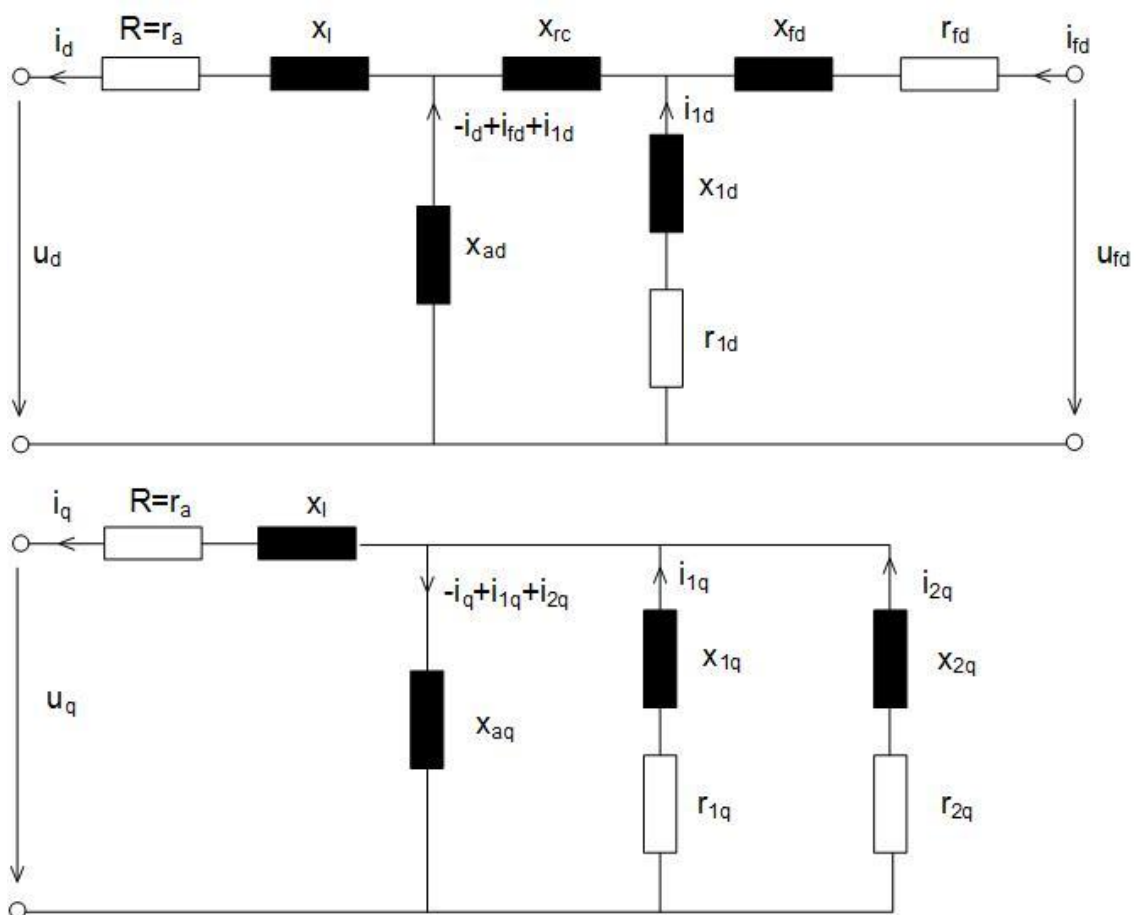
3.2.2. MODELIRANJE SINKRONIH STROJEVA U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN

Programski paket NEPLAN ima implementirano ukupno sedam različitih modela generatora [47]. U ovom poglavlju bit će spomenuta osnovna tri modela, dok su preostala četiri modeli namijenjeni za vrlo specifične simulacije čije korištenje nije bilo potrebno prilikom izrade ovog rada. Osnovna tri modela generatora su:

- Klasični model generatora – najjednostavniji model generatora kao konstantnog naponskog izvora iza konstante impedancije. Za model konstantne impedancije kao ulazni podatak zahtijeva se jedino prijelazni iznos reaktancije u d osi. Dodatno, modelira se i jednadžba nihanja generatora te se u tu svrhu zahtijevaju i konstanta tromosti i konstanta prigušenja mehaničkih oscilacija.

- Početni model generatora – ovaj model je nešto složeniji od klasičnog modela jer osim jednadžbe njihanja u obzir uzima i prijelazne efekte d i q osi. U odnosu na najsloženiji prijelazni model generatora, nadomjesna shema generatora ne uzima u obzir prijelazne veličine, odnosno rasipna reaktancija statorskog namota je u ovom modelu zanemarena
- Prijelazni model generatora – najkompletniji model generatora koji uzima u obzir i rasipne reaktancije statorskog namota i kao ulazne podatke zahtijeva podatke i o početnim i o prijelaznim vremenskim konstantama i reaktancijama. Nadomjesne sheme ovog modela prikazane su na slici 3.2.

Za potrebe ovog rada sinkroni generatori modelirani su prijelaznim modelom.



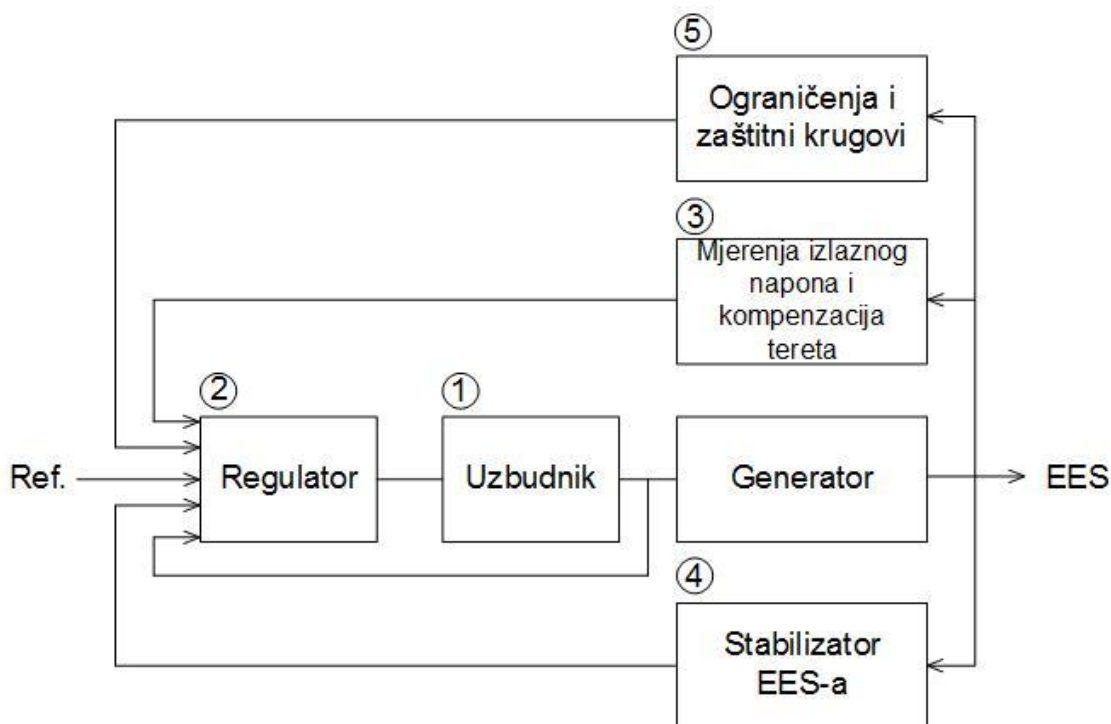
Slika 3.2 Nadomjesne sheme prijelaznog modela generatora u d i q osima

3.3. MODELIRANJE SUSTAVA UZBUDE

3.3.1. UVOD U SUSTAVE UZBUDE

Sustav uzbude služi kao izvor istosmjerne struje koja stvara magnetsko polje u rotoru generatora. Važna značajka sustava uzbude je mogućnost upravljanja; sustav uzbude mora biti sposoban automatski regulirati iznos struje uzbude s ciljem postizanja i održavanja željenog napona na izlazu generatora. Sustav uzbude dijeli se na dva podsustava: sustav regulacije uzbude, čija je funkcija regulacijom postizati upravo željenu izlaznu veličinu generatora, i sam uzбудnik, fizički sklop koji osigurava potrebnu uzбудnu struju i koji, kao što će se pokazati, može izveden na različite načine.

Brzina odziva sustava uzbude vrlo je važna u dinamičkim uvjetima jer se dovoljno brzom reakcijom na vanjski poremećaj može povećati granica sigurnosti sustava. Također, u normalnom pogonu, pravilno dimenzioniranje i modeliranje sustava uzbude omogućuje rad generatora u dozvoljenim granicama s obzirom na pogonska ograničenja, što sve skupa znači da sustav uzbude ima i određenu zaštitnu ulogu. Opća shema sustava uzbude prikazana je na slici 3.3.



Slika 3.3 Blok dijagram sustava uzbude

Dijelovi uzbudnog sustava su:

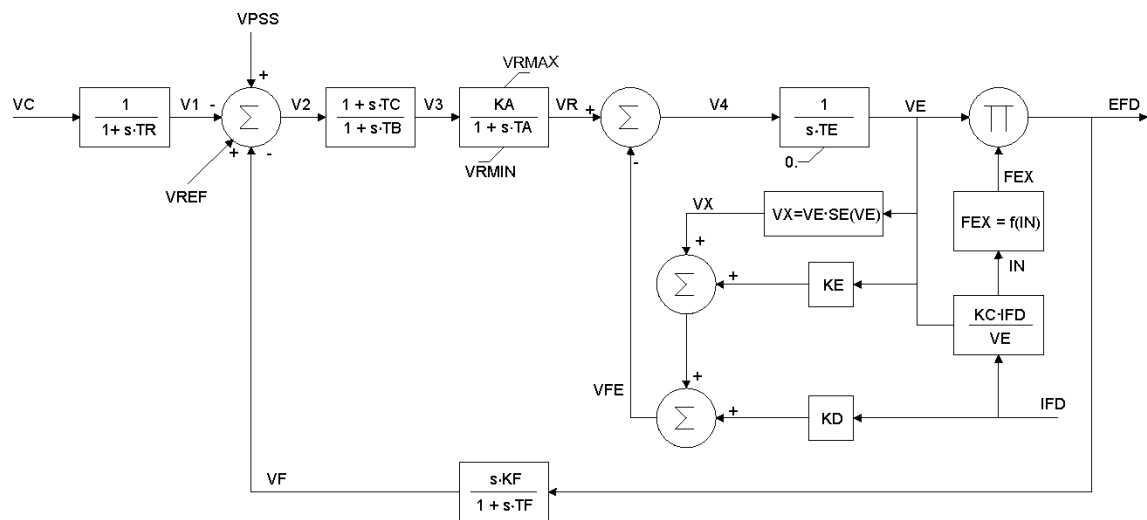
- Uzbudnik - osigurava istosmjernu struju za uzbudni namot sinkronog generatora
- Regulator - upravljački član, obrađuje ulazne signale i stvara upravljački signal na izlazu
- Blok koji mjeri napon na izlazu iz generatora, obrađuje taj signal i dovodi ga na ulaz regulatora. Može uključivati i kompenzaciju tereta.
- Stabilizator elektroenergetskog sustava - uvodi dodatni signal u referencu ovisan o brzini vrtnje koji smanjuje oscilacije snage.
- Ograničenja i zaštitni krugovi, npr. V/Hz zaštita, zaštita od prekomjerne ili premale uzbude, zaštita od gubitka uzbude i sl.

Postoji nekoliko različitih tipova sustava uzbude. Bez ulaženja u detalje, koji se mogu pronaći u [24], ovdje će biti naveden samo osnovni pregled:

- Istosmjerni
- Izmjenični
 - Statički
 - Rotacijski
- Statički sustavi uzbude
 - Bez kompaundacije
 - S kompaundacijom

3.3.2. MODELIRANJE SUSTAVA UZBUDE U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN

Generatori korišteni u okviru ovoga rada imaju implementiran statički izmjenični sustav uzbude. U ulaznim podacima za sustave uzbude već je naveden model izmjeničnog sustava uzbude EXAC1A zajedno sa svojim parametrima kao model uzbude kojeg koriste svi promatrani generatori. Blok dijagrama modela EXAC1A prikazan je na slici 3.4.



Slika 3.4 Shema EXAC1A modela sustava uzbude

Dijelovi sheme sustava uzbude su:

- blok $\frac{1}{1+sTR}$ modelira kašnjenje krugova za mjerenje izlaznog napona generatora koji napon na izvodima generatora dovodi na ulaz u regulator kako bi mogao biti uspoređivan sa referentnim naponom
- blok $\frac{sK_F}{1+sTF}$ modelira povratnu stabilizacijsku petlju (inherentna stabilizacijska karakteristika regulatora)
- blok $\frac{1+sTC}{1+sTB}$ modelira serijsku stabilizacijsku petlju. Ovaj blok ima istu funkciju kao povratna stabilizacijska petlja te je ovdje dan samo radi potpunosti. U realnim regulatorima stabilizacija se uvijek implementira povratnom stabilizacijskom petljom ili serijskom stabilizacijskom petljom, a nikada istovremeno na oba načina
- blok $\frac{K_A}{1+sT_A}$ je sklop za pojačavanje ulaznog signala. Što je iznos proporcionalnog pojačanja veći, to je regulator osjetljiviji na promjene i ima brži odziv
- blokovi $\frac{1}{sT_E}$, $V_X = V_E * S_E(V_E)$, K_E i K_D kao cjelina predstavljaju model glavnog uzbuđnika

- blokovi $FEX = f(I_N) i \frac{K_C I_{FD}}{V_E}$ predstavljaju model trofaznog tiristorskog mosnog spoja (s obzirom da je izlazni napon izmjeničnog uzbudnog sustava izmjenična veličina, potrebno je tu veličinu ispraviti kako bi na izlazu bila zahtijevana istosmjerna veličina)

3.4. MODELIRANJE SUSTAVA PRIMARNE TURBINSKE REGULACIJE

3.4.1. UVOD U MODELIRANJE SUSTAVA PRIMARNE TURBINSKE REGULACIJE

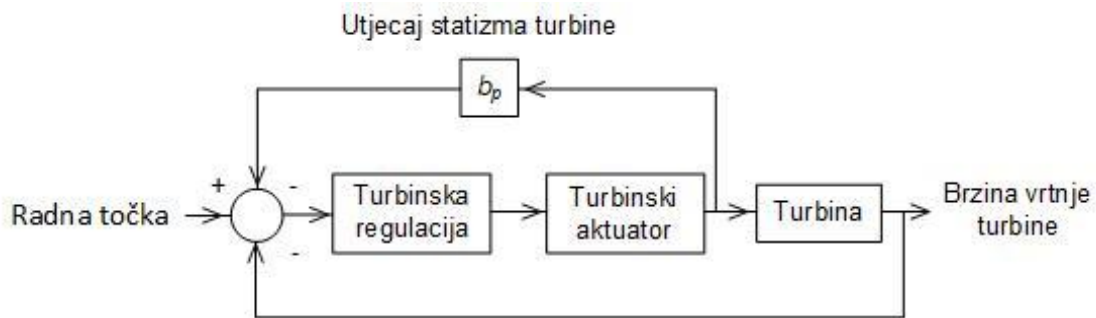
Sustav turbinske regulacije agregata koristi se za regulaciju frekvencije, odnosno brzine vrtnje te za promjenu snage agregata radi zadovoljavanja balansa između potrošnje i proizvodnje u sustavu. S obzirom da su u elektroenergetskom sustavu prisutne konstantne promjene opterećenja, sustav koji će u skladu s tim promjenama regulirati izlaznu snagu agregata nužan je za normalno funkcioniranje sustava kao takvog; bez primarnih regulatora pri većim promjenama opterećenja došlo bi do velikog nesrazmjera između zahtijevane snage potrošnje i snage proizvodnje te bi, u skladu s jednadžbama gibanja agregata, došlo do nekontroliranog ubrzavanja odnosno usporavanja agregata. Za sinkrone strojeve regulatori su bitni jer održavaju konstantnu brzinu vrtnje, a samim time i frekvenciju, a sinkroni strojevi su građeni za rad samo u uskom pojasu frekvencija.

Kao i kod sustava uzbude, sustav turbinske regulacije uključuje dva podsustava: regulator i turbinu. S obzirom na različite vrste turbina nema smisla pokušavati dati sveobuhvatni pregled. U okviru ovoga rada korišteni su bioplinski agregati koji se sastoje od sinkronog stroja i bioplinske turbine uključivo s njenim regulatorom, te će ukratko biti opisan model bioplinske turbine.

Kod bioplinske turbine, slično kao i kod parne i kod plinske, izlazna snaga ovisna je o dotoku goriva na ulazu turbine. Ta ovisnost tipično se modelira funkcijom prvog reda, dok se za efikasnost procesa izgaranja goriva radi jednostavnosti pretpostavlja da je konstantna.

Ulazna veličina u turbinski regulator može biti brzina vrtnje ili izlazna snaga generatora. U oba slučaja ulazna veličina uspoređuje se s referentnom te se na temelju razlike tih dvaju signala formira upravljački signal koji upravljanjem nekim od mehanizama turbine regulira dotok primarnog energenta te na taj način regulira izlaznu snagu agregata. U sustavima je češća strategija regulacija u režimu brzine

vrtnje. Blok dijagram turbine zajedno sa turbinskim regulatorom za takav slučaj upravljanja prikazan je na slici 3.5.

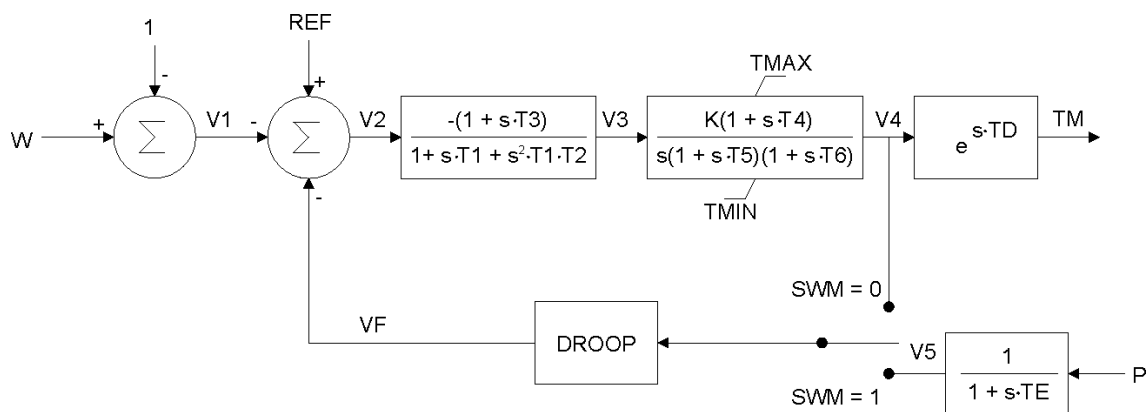


Slika 3.5 Blok dijagram turbine i sustava turbinske regulacije za slučaj kada je ulazni signal brzina vrtnje i regulator radi u statičkom režimu

Važno je napomenuti da regulator bioplinske turbine može raditi u dva režima rada, statičkom ("droop"), ili astatičkom (izokronom).

3.4.2. MODELIRANJA SUSTAVA PRIMARNE TURBINSKE REGULACIJE U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN

Generatori korišteni u okviru ovoga rada imaju implementiran identičan sustav primarne turbinske regulacije. Blok dijagrama modela sustava primarne turbinske regulacije prikazan je na slici 3.6.



Slika 3.6 Blok dijagram modela primarne turbinske regulacije DEGOV1.

Treba napomenuti da model DEGOV1 uključuje i model primarnog regulatora i model turbine (za razliku od nekih drugih modela koji modeliraju turbinu zasebno i primarni regulator zasebno). Blok dijagram DEGOV1 modela turbine sadrži:

- blok $\frac{1+sT3}{1+sT1+s^2T1T2}$ predstavlja model regulatora, tipično elektroničke upravljačke kutije
- blok $\frac{K(1+sT4)}{s(1+sT5)(1+sT6)}$ predstavlja model aktuatora, sklopa koji slično kao i kod sustava uzbude pojačava ulazni signal i definira osjetljivost regulatora
- blok *droop* kojim se modelira nagib statičke upravljačke karakteristike
- blok e^{-sTD} kojim se modelira turbina

Na shemi također je uočljivo da podešenjem upravljačkog signala SWM može biti odabran način regulacije po brzini vrtnje, odnosno po snazi. Signal REF predstavlja vrijednost koja se dovodi iz sekundarnog sustava regulacije ukoliko on postoji.

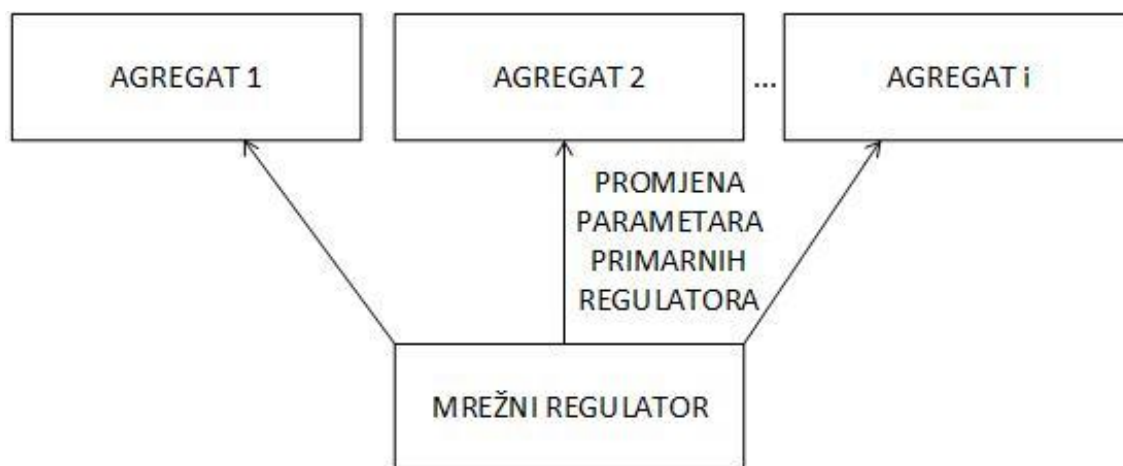
3.5. MODELIRANJE SUSTAVA SEKUNDARNE TURBINSKE REGULACIJE

3.5.1. UVOD U MODELIRANJE SUSTAVA SEKUNDARNE TURBINSKE REGULACIJE

Modeliranje sustava sekundarne regulacije potrebno je kako bi se u dinamičkim simulacijama mogla mijenjati radna točka pojedinog primarnog regulatora elektrane te kako bi se u konačnici mogao implementirati model elektrane koji će nakon određenog događaja u sustavu vratiti frekvenciju na nazivnu vrijednost od 50 Hz. Sekundarna regulacija složen je proces, automatski vođen iz dispečerskog centra, koji putem mrežnog regulatora mijenja snagu elektrana koje sudjeluju u sekundarnoj regulaciji. U ovom radu sustav sekundarne regulacije služi za:

- vraćanje frekvencije na nazivnu vrijednost
- podizanje snage pojedinih agregata radi pripreme mreže za najavljeni odvajanje

Načelna shema sekundarne regulacije pojedinog agregata prikazana je na slici 3.7.



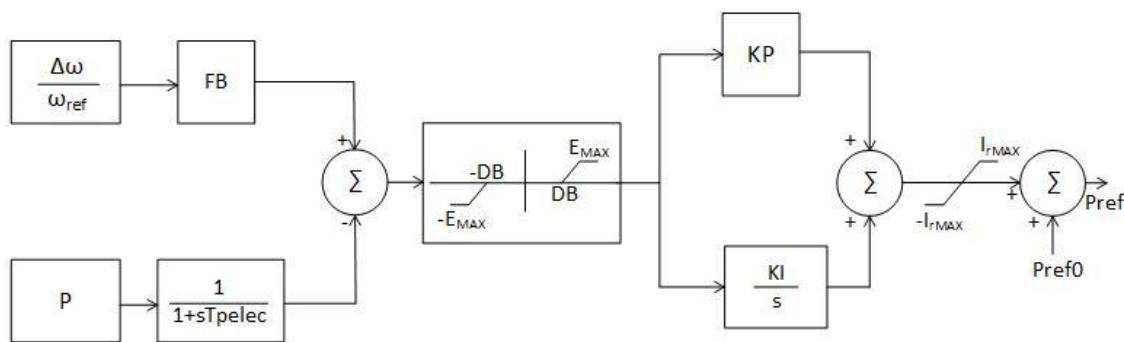
Slika 3.7 Shema djelovanja sekundarne regulacije

U ovom radu nije modeliran mrežni regulator koji bi optimalno koordinirao promjenu izlazne snage svakog agregata, a samim time ni automatska sekundarna regulacija za svaki agregat mikromreže. Implementiran je regulator

koji može raditi u dva načina rada: zadanom djelatnom snagom ili regulirati frekvenciju mikromreže. Regulatoru se može zadati naredba kojom može promijeniti izlaznu snagu agregata za određeni postotak nazivne snage agregata.

3.5.2. MODELIRANJE SUSTAVA SEKUNDARNE REGULACIJE U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN

U programskom paketu NEPLAN modeliran je sustav sekundarne regulacije LCFB1. Ovaj sustav, ovisno o ulaznim podacima, može mijenjati izlaznu snagu generatora ili raditi u režimu konstantne regulacije frekvencije. Shema sustava LCFB1 prikazana je na slici 3.8.



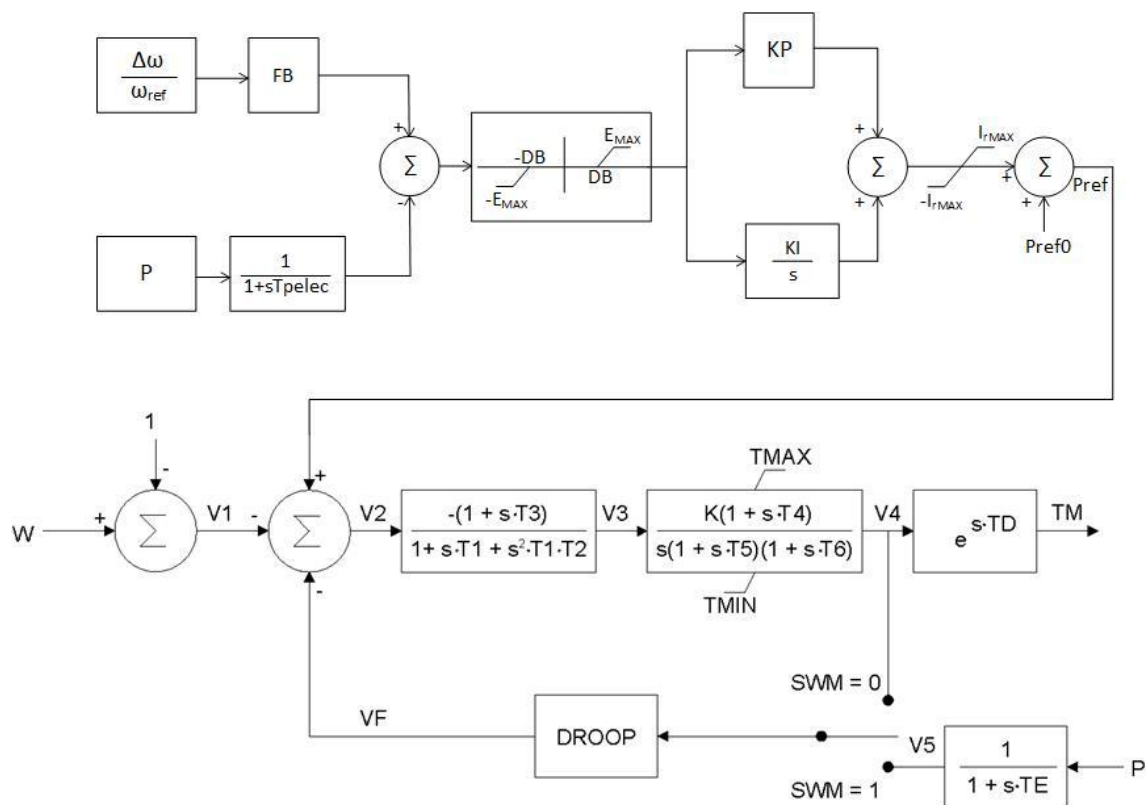
Slika 3.8 LCFB1 model sustava sekundarne regulacije u programskom paketu NEPLAN

Uloga LCFB1 regulatora je regulacija rada primarnog turbinskog regulatora, odnosno, LCFB1 nadzire rad primarnog turbinskog regulatora osiguravanjem potrebne referentne veličine snage, odnosno brzine vrtnje, na ulazu u primarni turbinski regulator. LCFB1 uzima u obzir postojanje dva alternativna načina definiranja ulazne referentne veličine na ulazu u primarni turbinski regulator te uvisnosti o ulaznim parametrima omogućuje rad s jednom ili drugom vrstom turbinskih regulatora. Blok dijagram LCFB1 model sadrži sljedeće blokove:

- blok FB služi za pojačavanje ulaznog signala brzine vrtnje
- blok $\frac{1}{1+sT_{pelec}}$ modelira sklop koji dovodi signal radne snage na ulaz regulatora
- središnji blok s parametrima DB i Emax predstavlja kašnjenje i maksimalnu grešku LCFB1 regulatora (modelira stvarne elektroničke komponente)

- upravljačka funkcija LFCB1 regulatora implementirana je u obliku PI regulatora s parametrima KP i KI

Izlazni signal iz LFCB1 regulatora P_{ref} dovodi se na ulaz primarnog turbinskog regulatora, na ulaz REF , te zajedno s primarnim turbinskim regulatorom predstavlja sustav regulacije frekvencije, prikazan na slici 3,9.



Slika 3.9 Shema potpunog sustava turbinske regulacije implementiranog u programskom paketu

NEPLAN

U programskom paketu NEPLAN postavljene su vrijednosti regulatora tako da jedna elektrana radi u režimu konstantnog održavanja frekvencije mikromreže nakon prelaska u otočni režim rada dok su druge dvije elektrane podešene da rade s konstantnom izlaznom snagom zadanom na regulatoru.

3.6. MODELIRANJE TERETA

3.6.1. UVOD U MODELIRANJE TERETA

Modeliranje tereta razlikuje se za statičke i dinamičke analize. U statičkim uvjetima, ovisnost tereta o naponu čvorišta može se klasificirati u tri grupe:

- teret konstantne snage – nema ovisnosti snage opterećenja o naponu čvorišta
- teret konstantne struje – linearna ovisnost snage opterećenja o naponu čvorišta
- teret konstantne impedancije – kvadratna ovisnost snage opterećenja o naponu čvorišta

Ovako definirani tereti pomoću algebarskih relacija mogu se koristiti i u dinamičkim simulacijama. Međutim, za veću preciznost u dinamičkim simulacijama potrebno je osim naponske uzeti u obzir i frekvencijsku ovisnost potrošnje o prilikama u mreži. Pravi dinamički modeli tereta opisuju se sustavima algebarskih i diferencijalnih jednadžbi na sličan način kao i ostale dinamičke komponente u sustavu.

3.6.2. MODELIRANJE TERETA U PROGRAMSKOM PAKETU NEPLAN

U programskom paketu NEPLAN postoji ukupno osam načina na koje teret može biti modeliran u dinamičkim uvjetima. Od tih osam načina, četiri modela su specijalizirani modeli (tereti s eksponencijalnim povratom snage, adaptirajući tereti, vremenski ovisni dinamički model tereta). Od konvencionalnijih modela, NEPLAN ima implementirane sljedeće modele za dinamičke simulacije:

- teret konstantne impedancije Z
- ZIP model tereta, koji omogućuje raspodjelu dinamičkog tereta na teret konstantne snage, konstantne struje i konstantne impedancije
- IEEE generički model tereta – sličan ZIP modelu
- eksponencijalni model tereta

Svi ovi oblici, osim naponske, u obzir uzimaju i frekvencijsku ovisnost tereta.

U okviru ovoga rada korišten je zadnji oblik, eksponencijalni model tereta. Jednadžbe koje opisuju vladanje takvog opisani su jednadžbama (18) i (19).

$$P(U, f) = P_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N0P} \cdot \left(1 + \frac{f - f_0}{f_0} \cdot CFP \right) \quad (18)$$

$$Q(U, f) = Q_0 \cdot \left(\frac{U}{U_0} \right)^{N0Q} \cdot \left(1 + \frac{f - f_0}{f_0} \cdot CFQ \right) \quad (19)$$

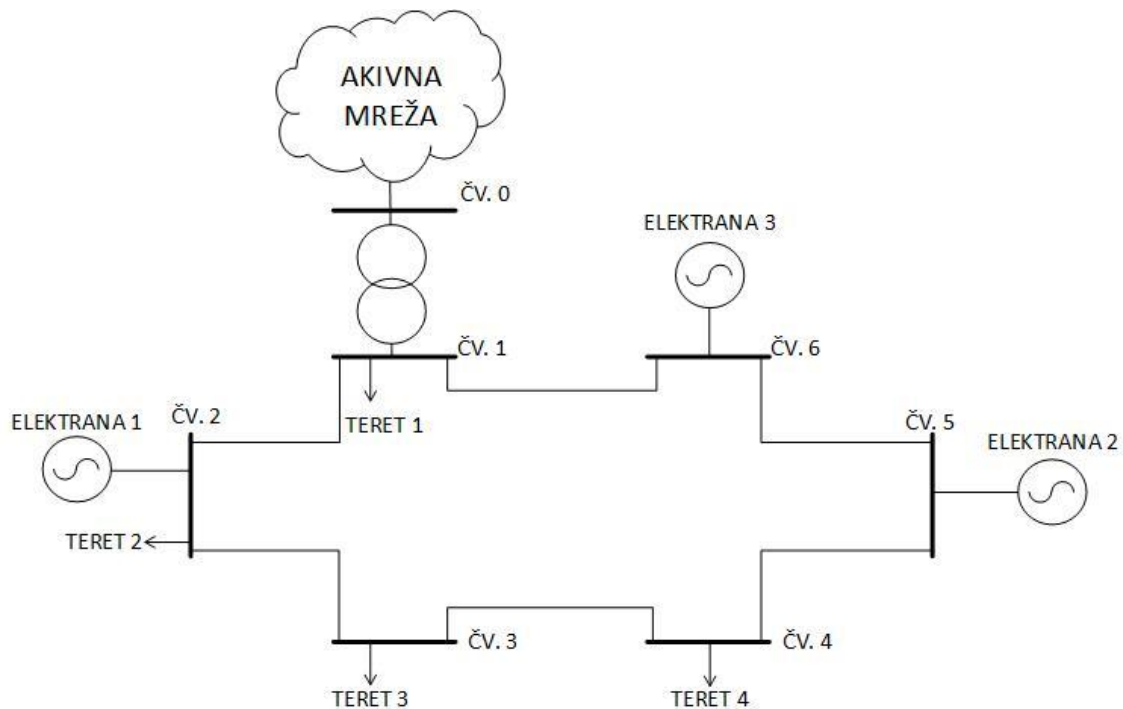
Vidimo da ponašanje ovih modela ovisi o koeficijentima N0P i N0Q. Ukoliko odaberemo njihove vrijednosti kao 0, 1 i 2, dobivamo upravo modele konstantne snage, struje ili impedancije. Korištene vrijednosti parametara N0P, N0Q, CFP i CFQ mogu se pronaći u tablici 3.1 a prosječne vrijednosti tih koeficijenata preuzete su iz [48].

Tablica 3.1 Podatci o koeficijentima za dinamičko modeliranje tereta

N0P	N0Q	CFP	CFQ
1,3	2,75	0,85	-1,8

3.7. TOPOLOGIJA RAZMATRANOG SUSTAVA

Razmatrana mikromreža sadrži 6 čvorišta nazivnog napona 10 kV, 3 sinkrona generatora pogonjena bioplinskim strojem s unutarnjim izgaranjem te 4 trošila koja predstavljaju transformatorske stanice 10/0,4 kV. U razmatranom pogonskom stanju mikromreža je spojena na elektroenergetski sustav (aktivnu mrežu) jednim transformatorom. Shema mikromreže prikazana je na slici 3.10.



Slika 3.10 Topologija razmatranog sustava

3.8. PODATCI SUSTAVA

Podatci korišteni u ovom radu dani su u ovom poglavlju u sljedećim tablicama.

Tablica 3.2 Podatci o vodovima

Naziv	Od	Do	U_n [kV]	Duljina [km]	$R(1)$ [Ω /km]	$X(1)$ [Ω /km]	$C(1)$ [μ F/km]	I_{max} [A]
Vod 1	čv. 1	čv. 2	10	0,95	0,3	0,41	0,006369	290
Vod 2	čv. 1	čv. 6	10	0,42	0,3	0,41	0,006369	290
Vod 3	čv. 2	čv. 3	10	0,9	0,3	0,41	0,006369	290
Vod 4	čv. 4	čv. 3	10	0,67	0,3	0,41	0,006369	290
Vod 5	čv. 5	čv. 4	10	0,71	0,3	0,41	0,006369	290
Vod 6	čv. 6	čv. 5	10	0,325	0,3	0,41	0,006369	290

Tablica 3.3 Podatci o elektranama

Naziv	ELEKTRANA 1	ELEKTRANA 2	ELEKTRANA 3
S_n [MVA]	6,4	9	6,4
U_n [kV]	10,5	10,5	10,5
$\cos(\varphi)$	0,9	0,9	0,9
$x_{d\ sat}$ [%]	130	160	130
$x_{d' \ sat}$ [%]	40	32,5	40
$x_{d'' \ sat}$ [%]	12	21,8	12
$x(2)$ [%]	130	160	130
H [s]	2	3,284	2
x_d [%]	110	160	110
$x_{d'}$ [%]	35	32,5	35
$x_{d''}$ [%]	23	21,8	23
x_q [%]	75	85	75
$x_{q'}$ [%]	120	0	120
$x_{q''}$ [%]	23	21,8	23
x_L [%]	15	12,6	15
$T_{d0'}$ [%]	2,8	4,1	2,8
$T_{d0''}$ [%]	0,035	0,024	0,035
$T_{q0'}$ [%]	1,5	0	1,5
$T_{q0''}$ [%]	0,05	0,098	0,05

Tablica 3.4 Podatci o teretima

Naziv	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	$\cos(\phi)$	N0P	N0Q	CFP	CFQ	TV [s]	TF [s]
TERET 1	4	1,704	4,348	0,95	1,3	2,75	0,85	-1,8	0,02	0,02
TERET 2	4	1,704	4,348	0,95	1,3	2,75	0,85	-1,8	0,02	0,02
TERET 3	2	0,852	2,174	0,95	1,3	2,75	0,85	-1,8	0,02	0,02
TERET 4	1,2	0,511	1,304	0,95	1,3	2,75	0,85	-1,8	0,02	0,02

Tablica 3.5 Podatci o uzbudnom sustavu

Naziv	ELEKTRANA 1	ELEKTRANA 3	ELEKTRANA 3
T	0,02	0,02	0,02
TB	0	0	0
TC	0	0	0
KA	350	350	350
TA	0,1	0,1	0,1
VRMAX	5,9	5,8	5,9
VRMIN	-5,3	-5,2	-5,3
TE	2	2	2
KF	0,055	0,052	0,055
TF	0,6	0,65	0,6
KC	0,3	0,3	0,3
KD	0,5	0,5	0,5
KE	1	1	1
E1	5,15	5,1	5,15
SE1	0,15	0,15	0,15
E2	3,86	3,8	3,86
SE2	0,05	0,05	0,05

Tablica 3.6 Podatci o sustavima primarne regulacije

Naziv	ELEKTRANA 1	ELEKTRANA 3	ELEKTRANA 3
T	0,02	0,02	0,02
TB	0	0	0
TC	0	0	0
KA	350	350	350
TA	0,1	0,1	0,1
VRMAX	5,9	5,8	5,9
VRMIN	-5,3	-5,2	-5,3
TE	2	2	2
KF	0,055	0,052	0,055
TF	0,6	0,65	0,6
KC	0,3	0,3	0,3
KD	0,5	0,5	0,5
KE	1	1	1
E1	5,15	5,1	5,15
SE1	0,15	0,15	0,15
E2	3,86	3,8	3,86
SE2	0,05	0,05	0,05

Tablica 3.7 Podatci parametara regulatora za određivanje Pref signala

Naziv	ELEKTRANA 1	ELEKTRANA 2	ELEKTRANA 3
FBF	1	0	0
PBF	0	1	1
FB	-0,5	0	0
TPELEC	0,001	0,01	0,01
DB	0	0	0
EMAX	0,3	0,2	0,2
KP	0,2	0,01	0,005
KI	0,03	0,01	0,004
KG	0,1	0,01	0,05
IRMAX	2	5	1

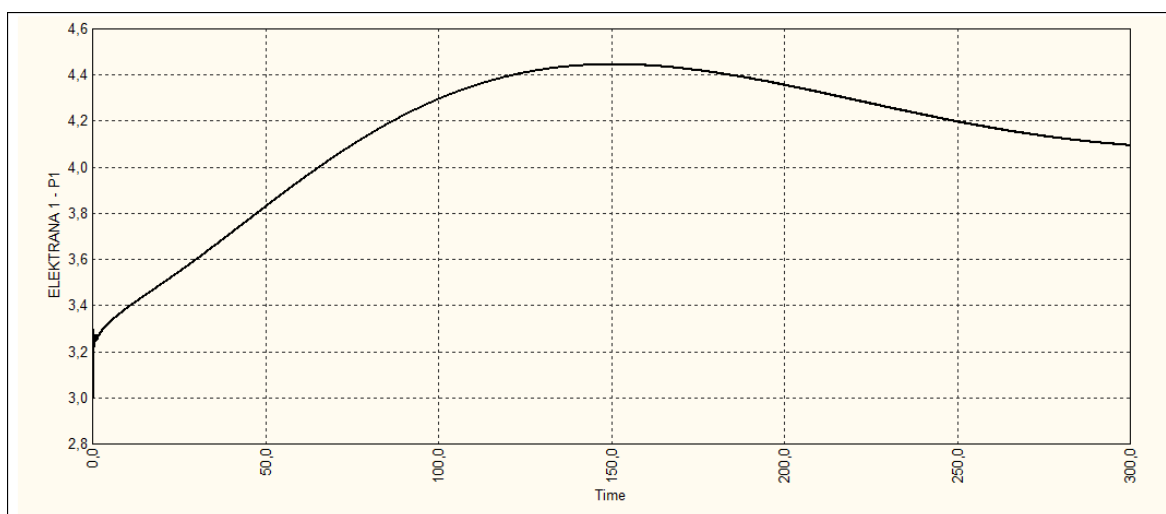
4. REZULTATI RADA

4.1. KARAKTERISTIKE RADA AGREGATA

U ovom poglavlju prikazano je karakteristično vladanje svih elektrana u sustavu kako bi se mogao steći uvid u njihovu ulogu unutar mikromreže. Budući da je razlika frekvencije svih čvorišta, osim kod pojave poremećaja, zanemarivo mala jednim grafom će se prikazati njena vremenska ovisnost. Uz minimalnu grešku može se reći da je upravo prikazana frekvencija na svim čvorištima. Za sve prikazane grafove vrijedi da je krivulja obojana plavom bojom veličina Elektrane 1, krivulja zelene boje veličina je Elektrane 2, dok je krivulja crvene boje pripada veličini Elektrane 3. Ukoliko je graf crne boje odnosi se samo je jedinicu navedenu u opisu slike. Ukupna potrošnja za promatrani trenutak u sustavu je konstantna te iznosi 11,2 MW.

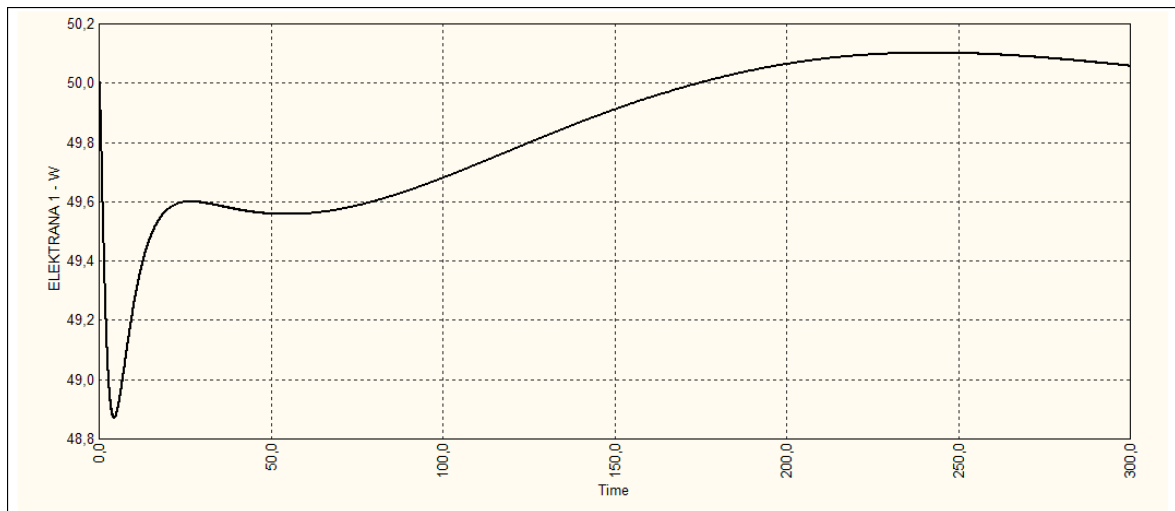
4.1.1. KARAKTERISTIČNO PONAŠANJE ELEKTRANE 1

Rezultati prikazani na slikama pokazuju ovisnost proizvedene snage Elektrane 1 u ovisnosti o vremenu prilikom odvajanja mikromreže od EES-a. U promatranom trenutku mikromreža je uzimala snagu od oko 1 MW. Vidljivo je da Elektrana 1 podizanjem snage vraća frekvenciju na nazivnu vrijednost od 50 Hz.



Slika 4.1 P-t graf Elektrane 1 – karakteristično vladanje

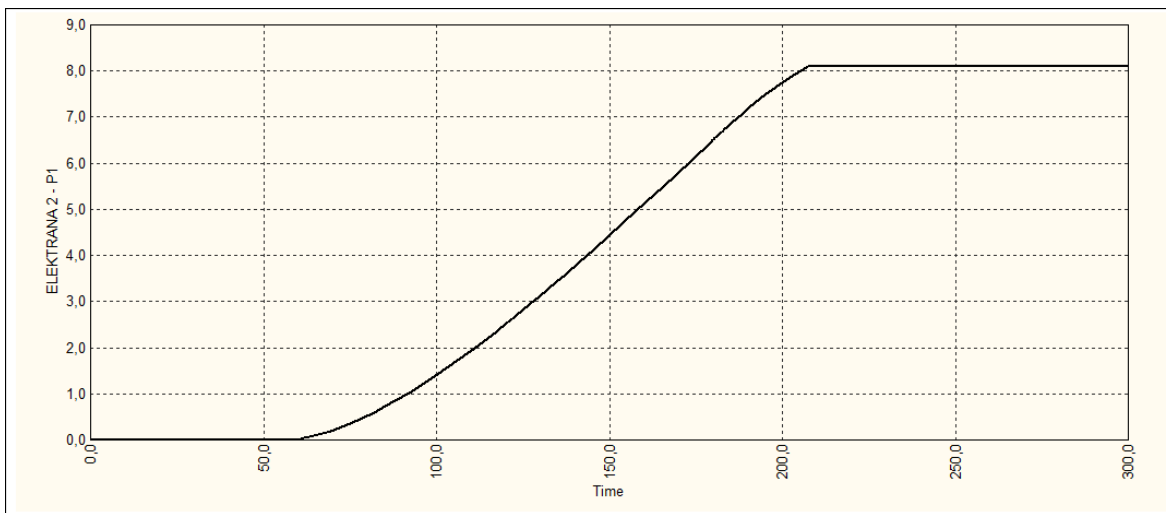
Prilikom ispada vidljiv je nagli propad frekvencije te se nakon nekog vremena vidi i povratak frekvencije na 50Hz. Elektrana 2 i Elektrana 3 u novom stacionarnom stanju, nakon ove prijelazne pojave, u mikromrežu daju snagu istu kao i prije poremećaja.



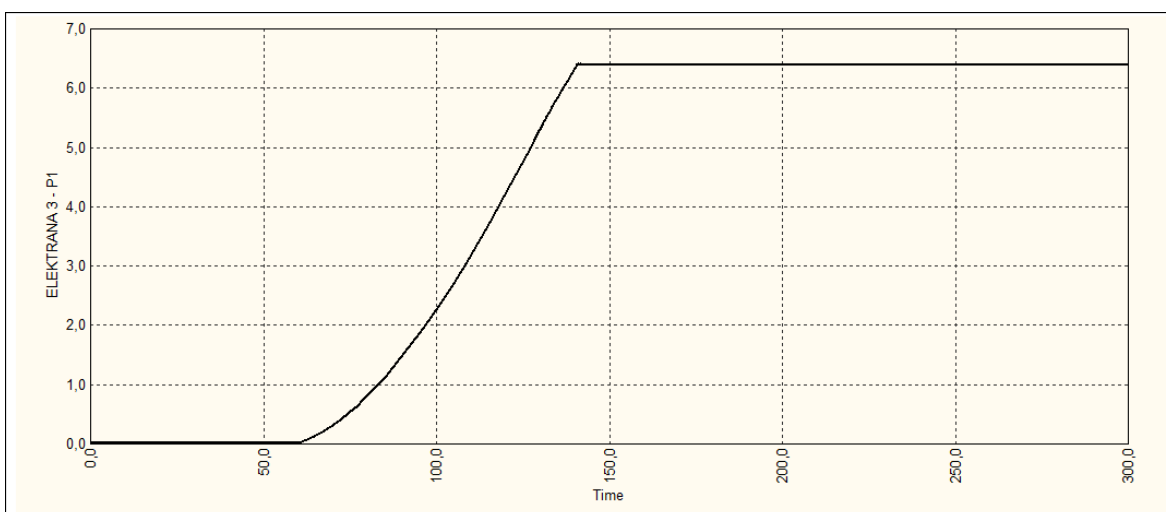
Slika 4.2 ω -t graf Elektrane 1 – karakteristično vladanje

4.1.2. KARAKTERISTIČNO PONAŠANJE ELEKTRANE 2 I 3

U ovom poglavlju bit će prikazan odziv promjena snage od mirovanja elektrane do rada s punom snagom Elektrane 2 i Elektrane 3. Kao vrijeme potrebno da bi se bioplinaska elektrana upustila u pogon uzeto je vrijeme od 60 s (vrijeme potrebno za ubrzavanje do nazivne frekvencije i pokretanje svih potrebnih mehanizama; izlazna snaga elektrane je duž cijelog tog vremena 0 MW). Ukoliko elektrana u početku simulacije radi i daje neku djelatnu snagu u mrežu to znači da vrijeme upuštanja elektrane u pogon nije potrebno.



Slika 4.3 P-t graf Elektrane 2 – karakteristično vladanje



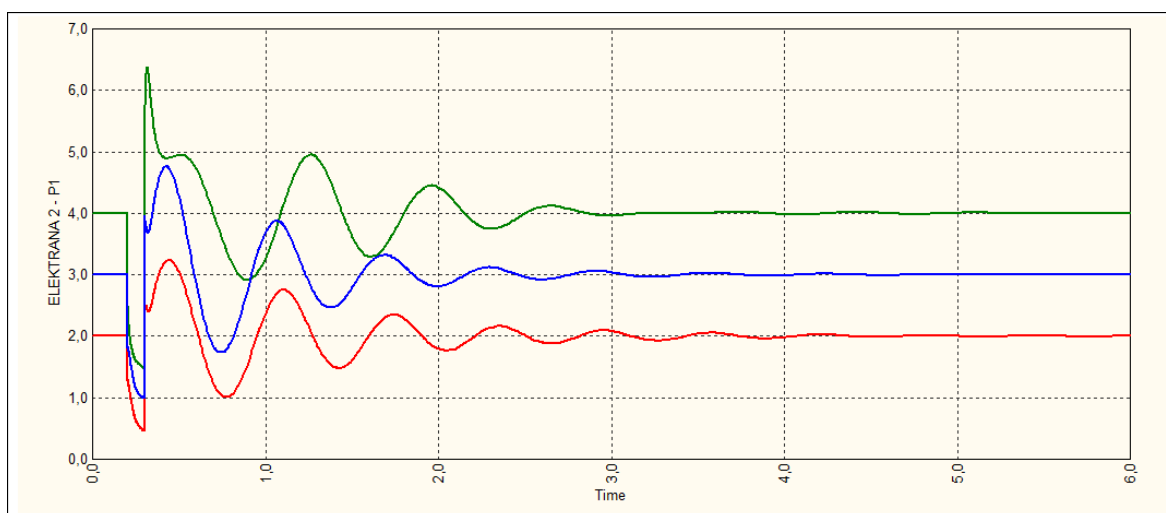
Slika 4.4 P-t graf Elektrane 3 – karakteristično vladanje

Iz ovih grafova vidljivo je da Elektrana 3 ima mogućnost bržeg mijenjanja svoje izlazne snage od Elektrane 2. Razlog tomu su postavke regulatora ovih elektrana te veća konstanta tromosti Elektrane 2.

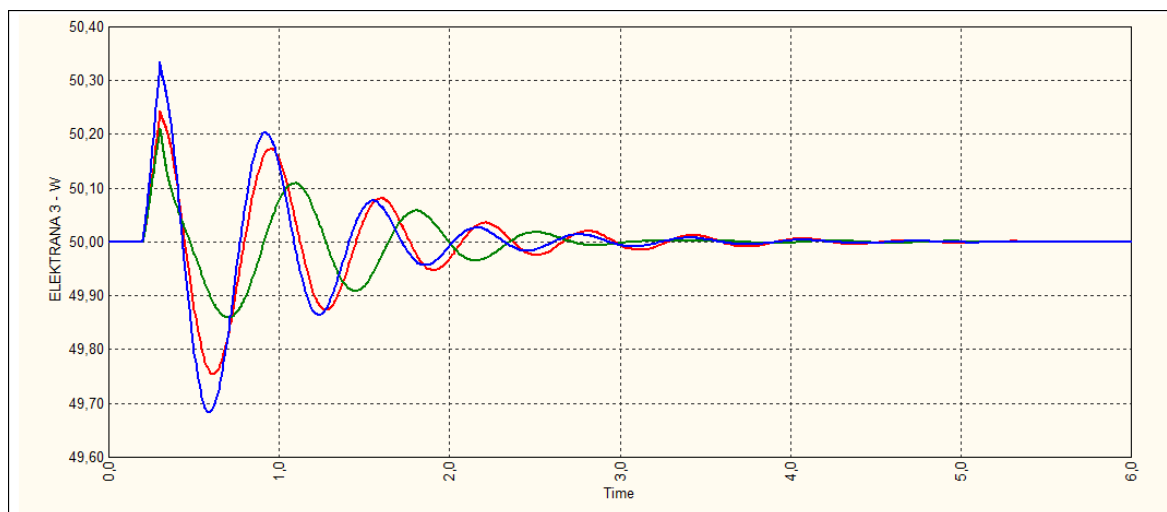
4.2. STABILNOST MIKROMREŽE PRILIKOM KRATKOG SPOJA BEZ ODVAJANJA

Razmatrani slučaj je bliski trofazni kratki spoj prilikom kojeg dolazi do isključivanja jedine veze mikromreže s EES-om tj. prisilnog odvajanja u otočni pogon. Vrijeme od pojave kratkog spoja do odvajanja mikromreže je 100 ms što odgovara vremenu djelovanja zaštitnog sustava [17] čiji je zadatak, detekcija kvara te odvajanje mikromreže od EES-a.

Na slikama 4.5 i 4.6 vidljiv je odziv mikromreže na kratki spoj, u uvjetima kada ne dolazi do odvajanja od EES-a, već do otklanjanja kratkog spoja nakon 100 ms od njegovog nastanka. Iz slika je vidljivo da je propad frekvencije mikromreže relativno mali te iznosi oko 0,3 Hz. Ovakav odziv sustava je stabilan, a sustav se vraća u istu radnu točku u kojoj je i bio prije poremećaja. Valja napomenuti da odziv sustava uvelike ovisi o trajanju kratkog spoja. Ispitivanje stabilnosti bez odvajanja mikromreže bitno je iz razloga što ukoliko mikromrežni sustav nema stabilan odziv na ovakav događaj nema smisla proučavati njegovo odvajanje u samostalni, otočni, pogon prilikom kratkog spoja. Takvo odvajanje bi uvijek bilo nestabilno.



Slika 4.5 P-t graf odziva svih elektrana u mikromreži na kratki spoj



Slika 4.6 ω - t graf odziva svih elektrana u mikromreži na kratki spoj

4.3. ODVAJANJE MIKROMREŽE U UVOZONOM REŽIMU UZROKOVANO KRATKIM SPOJEM

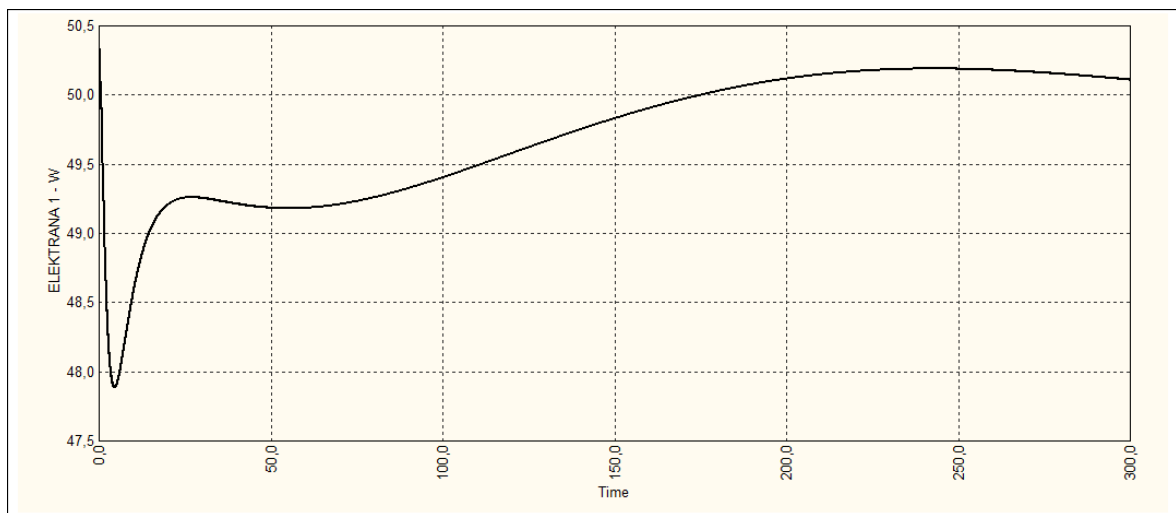
U ovom slučaju mikromreža, promatrana kao cjelina, uvozi snagu iz EES-a, što znači da je u njoj prisutan deficit proizvodne snage. Odvajanjem mikromreže od EES-a dolazi do propada frekvencije te je potrebno odrediti granicu sigurnosti prilikom kojeg taj propad neće biti dovoljan za ulazak mikromreže u područje nestabilnosti, ali će biti maksimalan moguć. Djelatna snaga koju elektrane u tom slučaju proizvode definira se kao granica sigurnosti u uvoznom režimu rada mikromreže.

4.3.1. PRIMJER STABILNOG ODZIVA

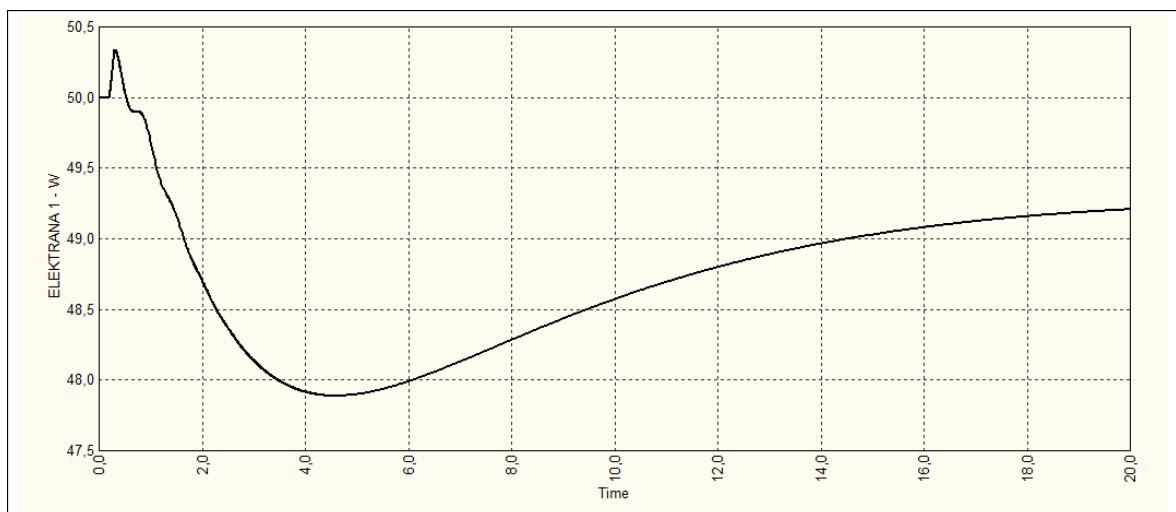
Na slikama 4.7 - 4.10 vidljiv je odziv sustava kada nakon pojave kratkog spoja dolazi do odvajanja mikromreže od sustava. Ukupna proizvodnja po elektranama sustava za promatrano pogonsko stanje iznosi 3 MW, 4 MW i 2 MW za Elektranu 1, Elektranu 2 te Elektranu 3, slijedno. Elektrane sumarno daju 9 MW dok se preostala snaga od 1,2 MW uvozi iz EES-a. Kao rezultat toga nakon odvajanja mikromreže od ostatka EES-a dolazi do naglog propada frekvencije. Na slici 4.7 vidljiva je uloga Elektrane 1 koja podizanjem svoje snage (slika 4.9) vraća frekvenciju na nazivni iznos. Moguće je, očitavanjem podataka iz programskog

paketa NEPLAN ili uvidom u graf na slici 4.8 očitati da frekvencija nije pala ispod 47,5 Hz, 2,5 s je bila ispod 48 Hz, a niti u jednom trenutku nije porasla iznad 51,8 Hz. Moguće je zaključiti da je ovakav odziv mikromreže stabilan te da je odvajanje mikromreže u ovakvom pogonskom stanju uslijed pojave trofaznog kratkog spoja u EES-u moguće. Na slici 4.8 uočljiv je skok frekvencije te je bitno znati da je to posljedica naglog ubrzavanja agregata tijekom trajanja trofaznog kratkog spoja.

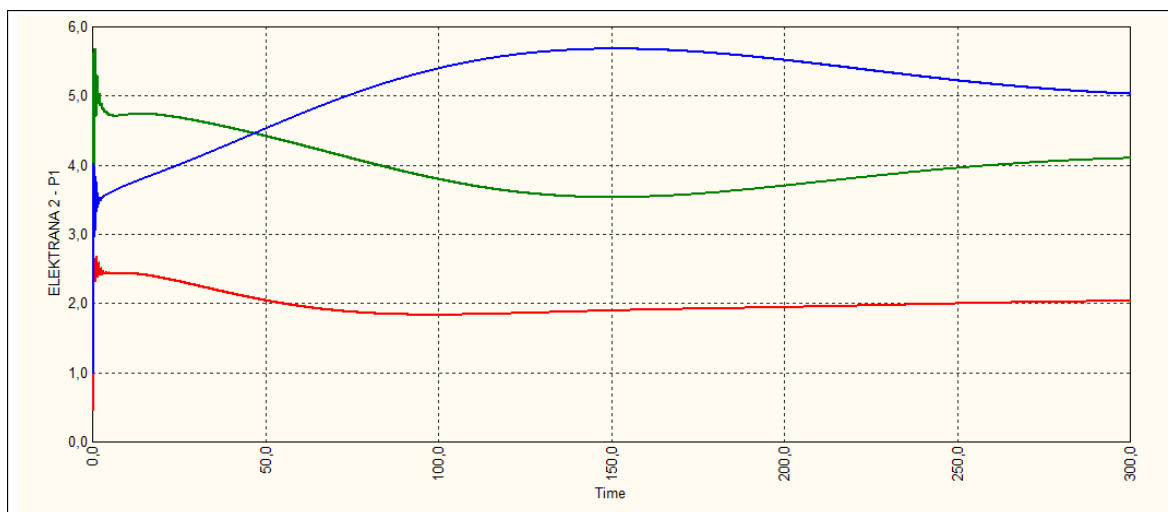
Ovakva sposobnost stabilizacije mikromrežnog sustava izuzetno je bitna, posebno u kontekstu veće sigurnosti opskrbe krajnjih potrošača. Naime, ovakvi napredni koncepti upravljanja distribuirane proizvodnje omogućili bi krajnjim potrošačima da, usprkos kvarima kao što je promatrani kratki spoj, uz fleksibilnu lokalnu proizvodnju ne osjete prekide u napajanju električnom energijom.



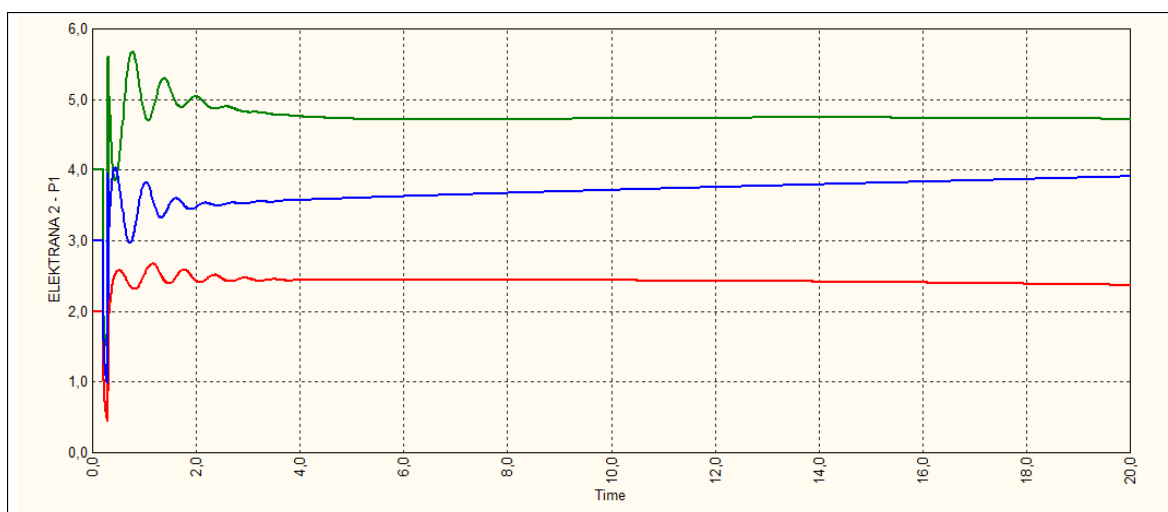
Slika 4.7 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno)



Slika 4.8 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj



Slika 4.9 P- t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno)

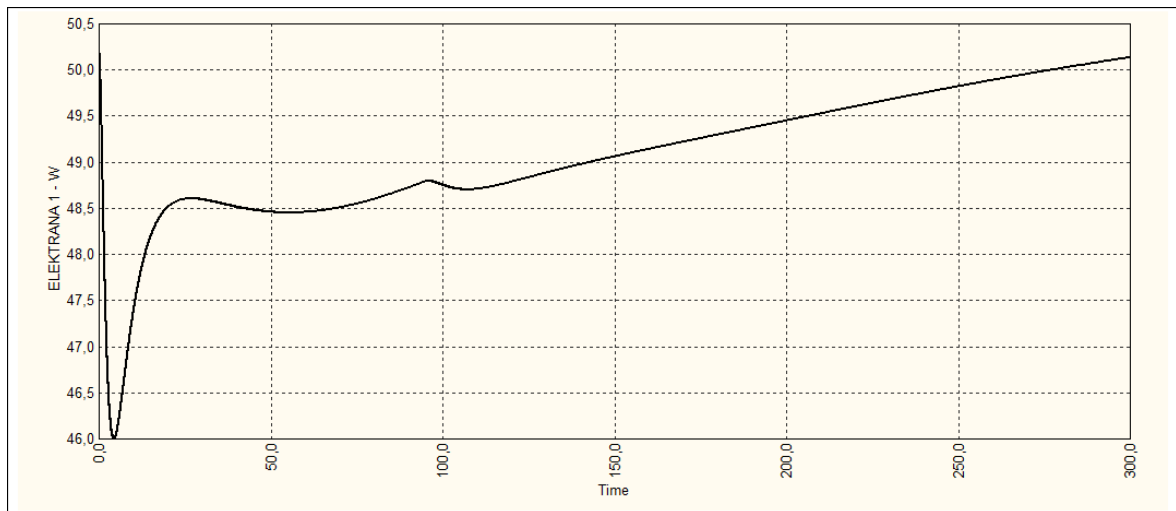


Slika 4.10 P- t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj

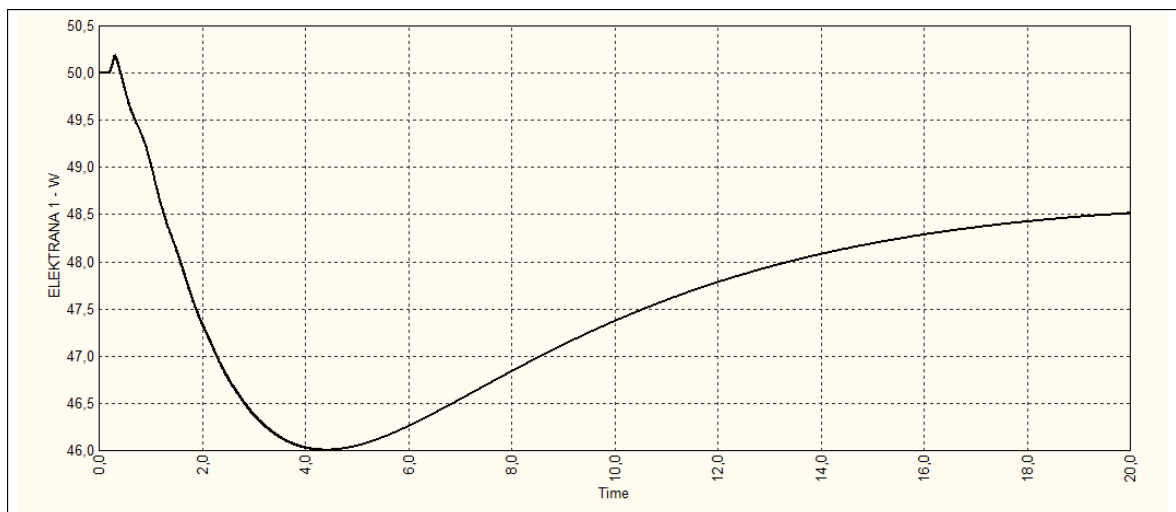
4.3.2. PRIMJER NESTABILNOG ODZIVA

Za demonstraciju nestabilnog odziva mikromreže, postavljeno je takvo pogonsko stanje pri kojem mikromreža, zbog nedostatka vlastite proizvodnje, uvozi 4,2 MW snage iz EES-a. Proizvodnja po elektranama je 2 MW, 3 MW te 2 MW slijedno za Elektranu 1, Elektranu 2 te Elektranu 3, tj. elektrane sumarno daju snagu od 7 MW. Odziv sustava prikazan je slikama 4.11 - 4.14., a iz slike 4.12 lako je vidjeti koliko je vremena sustav proveo na frekvencijama na kojima može raditi ograničeno vrijeme. Sustav je proveo 3,5 s na frekvenciji manjoj od 46,5 Hz, 6,2 s na frekvenciji manjoj od 47,0 Hz, 9s na frekvenciji manjoj od 47,5 Hz, te 11,8s na frekvenciji manjoj od 48,0 Hz. Prema kriterijima stabilnosti razmatrane mreže

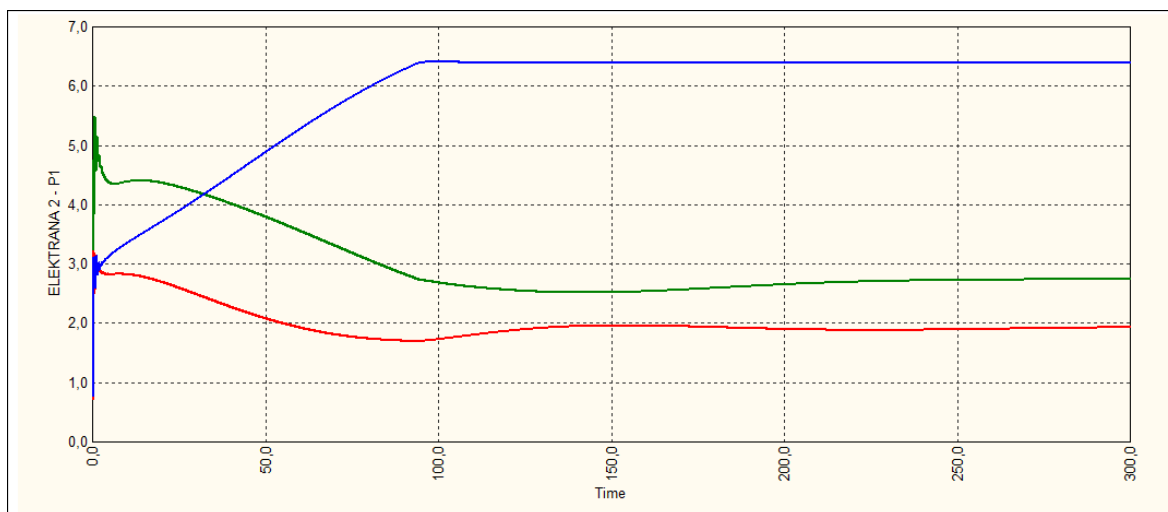
ovakav odziv sustava nije stabilan te bi u konačnici doveo do gašenja svih elektrana u mikromreži ,odnosno prekid pogona iste. Moguće je zaključiti da, iz ovakvog pogonskog stanja mikromreža ne može preći u otočni pogon te da bi, u slučaju kratkog spoja krajni korisnici ostali bez napajanja.



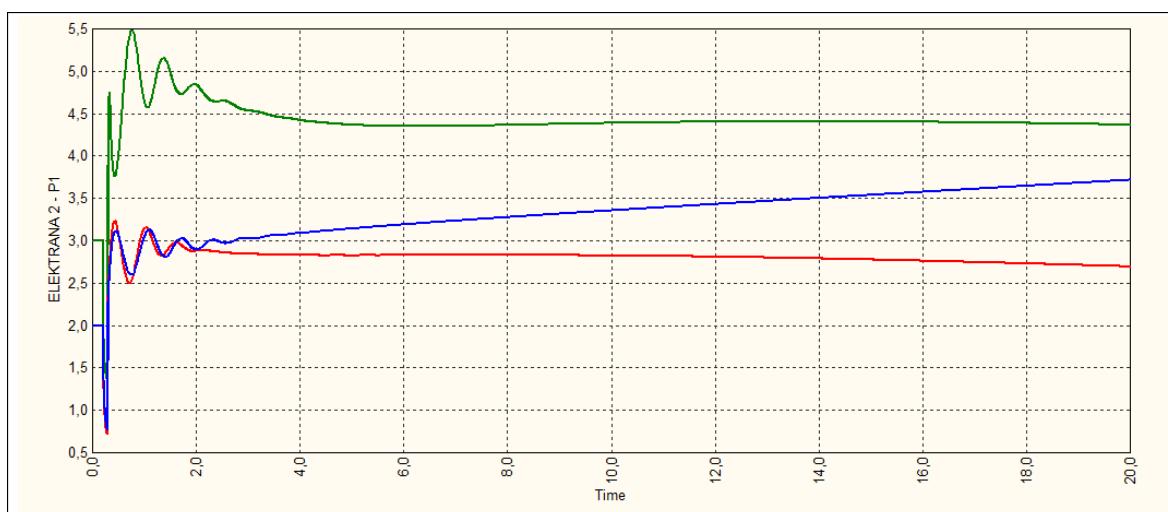
Slika 4.11 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, nestabilno)



Slika 4.12 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (nestabilno), detalj



Slika 4.13 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, nestabilno)



Slika 4.14 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, nestabilno)

4.3.3. POSTUPAK ODREĐIVANJA GRANICE SIGURNOSTI

Iz gornjih slučajeva moguće je zaključiti da mikromreža s ukupnom proizvodnjom od 9 MW može preći u otočni rad, dok u slučaju kada je ukupna proizvodnja 7 MW to nije moguće. Za očekivati je da će se granica sigurnog pogona nalaziti negdje između spomenute dvije vrijednosti. U tablici 4.1 prikazana je iterativna metoda određivanja granice sigurnosti, tj. najmanje ukupne snage proizvodnje za osiguravanje sigurnog odvajanja mikromreže.

Valja napomenuti da se u nekim slučajevima (npr. slučaj 4) frekvencija nije vratila na vrijednost 50 Hz već se ustalila na nekoj manjoj vrijednosti koja ne odstupa dovoljno da bi bila razlog gašenja elektrane (npr. 49 Hz) zbog dostizanja

maksimalne izlazne snage Elektrane 1. Ovo se smatra stabilnim odzivom budući da je jednostavnim podizanjem snage neke druge elektrane taj problem moguće lako riješiti. Iz podataka prisutnih u tablici 4.1 moguće je zaključiti s procjenom pogreške od oko 1% (10 kW) da je potrebno da zbroj snaga elektrana prisutnih u mikromreži bude 7,78 MW kako bi se osigurao siguran prelazak u otočni pogon.

Tablica 4.1 Iterativno određivanje granice sigurnog pogona – uvozni režim mikromreže

korak iteracije	Snaga [MW]					Vrijeme sustava u [s] provedeno na frekvenciji koja je					STABILAN ODZIV
	ELEKTRANA 1	ELEKTRANA 2	ELEKTRANA 3	Σ snaga elektrana	Ulazak snage iz EES-a	≤ 46,5 Hz	≤ 47,0 Hz	≤ 47,5 Hz	≤ 48,0 Hz	≥ 51,8 Hz	
1	3	4	2	9	2,2	0	0	0	2,5	0	DA
2	2	3	2	7	4,2	3,5	6,2	9	11,8	0	NE
3	3	3	2	8	3,2	0	0,43	5	7,9	0	DA
4	3	2,5	2	7,5	3,7	0,21	4,35	6,98	9,94	0	NE
5	3	2,75	2	7,75	3,45	0	3,09	6,05	9,01	0	NE
6	3	2,8	2	7,8	3,4	0	2,81	5,85	8,79	0	DA
7	3	2,77	2	7,77	3,43	0	3,08	5,96	8,81	0	NE
8	3	2,78	2	7,78	3,42	0	2,9	5,7	8,78	0	DA

Iako je predloženim modelom određena granica stabilnosti od 7,78 MW praktična iskustva dispečera današnjih sustava govore da se ovakvi podatci uvijek moraju uzeti s određenom rezervom. O okviru razmatranja ovog rada modelom dobivena granica sigurnosti uvećati za 2% kako bi se s većom sigurnošću moglo zaključiti:

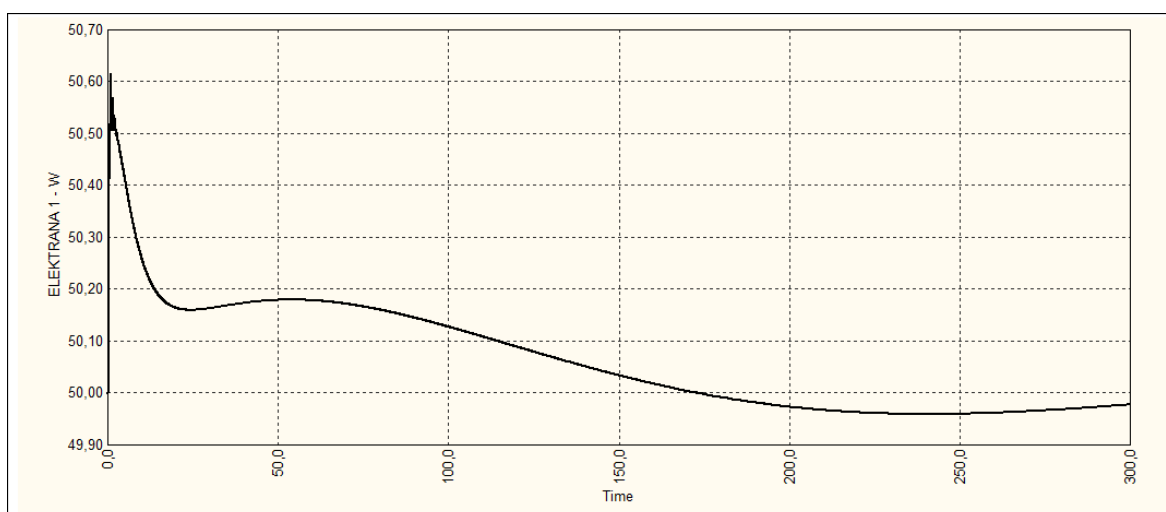
- Mikromreža može preći u otočni pogon ako uvozi iz EES-a ako je ukupna proizvodnja svih elektrana u mikromreži veća ili jednaka od 7,94 MW
- Ukoliko mikromreža proizvodi manje od 7,78 MW ne može preći u otočni pogon

4.4. ODVAJANJE MIKROMREŽE U IZVOZONOM REŽIMU UZROKOVANO KRATKIM SPOJEM

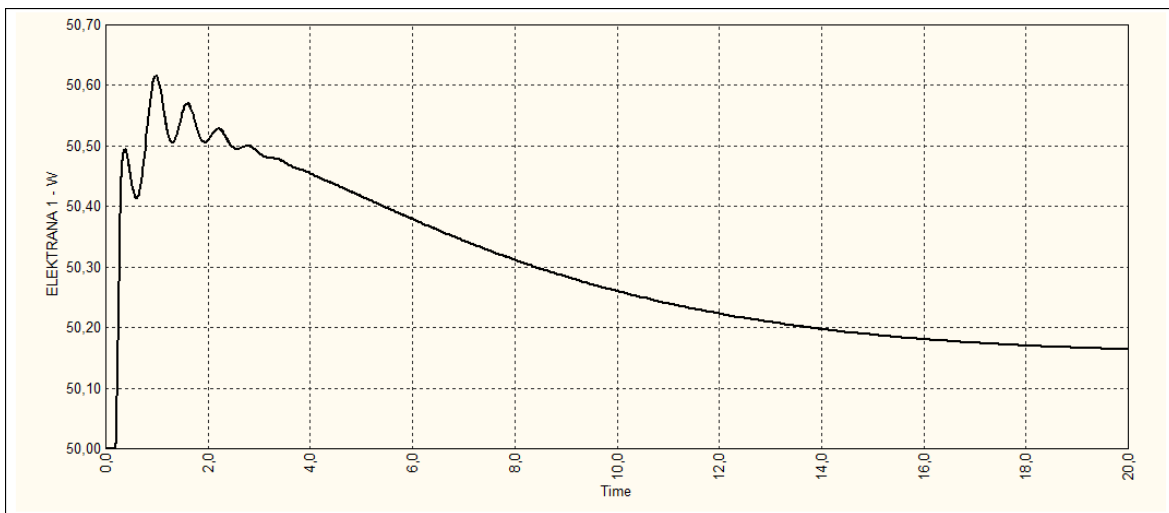
U ovom slučaju mikromreža, promatrana kao cjelina, izvozi snagu u EES tj. u njoj se nalazi suficit proizvodne snage. Odvajanje koje se dogodi u ovakvom režimu rada imaće za posljedicu povišenje frekvencije. Ukoliko frekvencija mikromreže poraste iznad 51,8 Hz dolazi do odvajanja elektrana u njoj te do raspada sustava. Potrebno je odrediti ukupnu snagu agregata koja frekvenciju, nakon odvajanja, diže na graničnu vrijednost. Upravo ta ukupna proizvodna snaga agregata naziva se granica sigurnosti u izvoznom režimu rada mikromreže.

4.4.1. PRIMJER STABILNOG ODZIVA

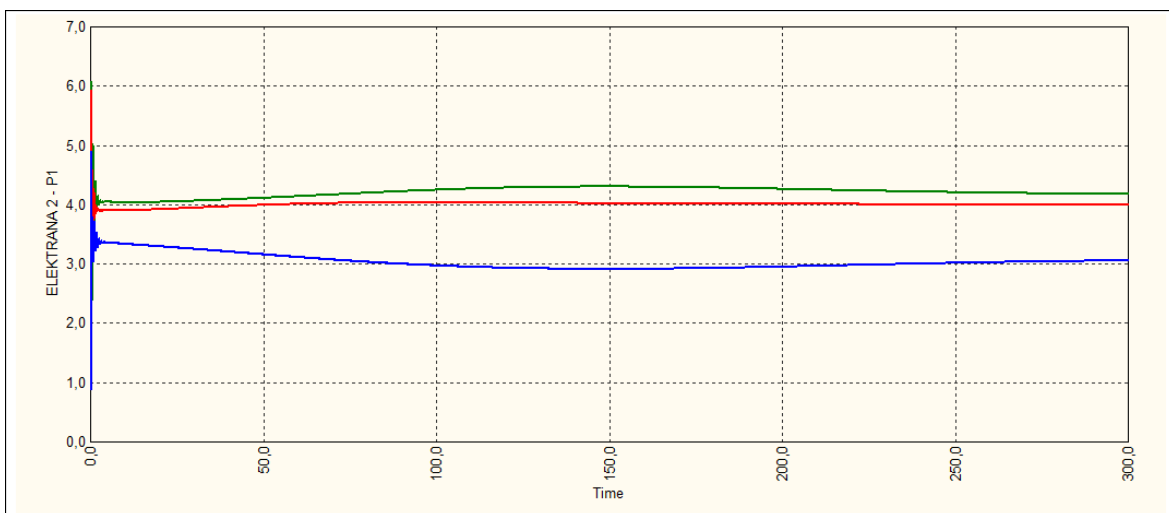
Kao primjer stabilnog odziva u ovom slučaju može poslužiti pogonsko stanje u kojem Elektrana 1 proizvodi 3,5 MW, Elektrana 2 proizvodi 4,2 MW dok proizvodnja Elektrane 3 iznosi 4 MW. Sumarno ove elektrane proizvode 11,7 MW te se 0,5 MW izvozi u EES. Odziv mikromreže vidljiv je na slikama 4.15 - 4.18. Maksimalna vrijednost koju frekvencija sustava dostiže je 50,62 Hz te ju je lako očitati na slici 4.16. Zbog povišenja frekvencije sustava dolazi do smanjenja proizvodnje Elektrane 1 te je njen odziv vidljiv na slici 4.17. Ovaj odziv sustava smatra se stabilnim budući da nije ostvaren niti jedan kriterij za odvajanje elektrana od mikromreže.



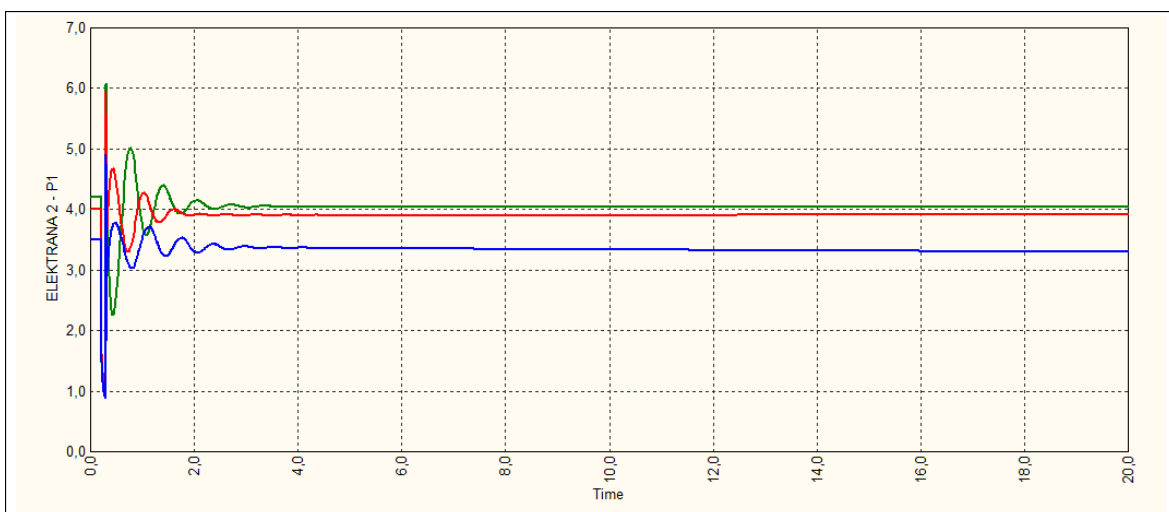
Slika 4.15 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, stabilno)



Slika 4.16 $w-t$ graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj



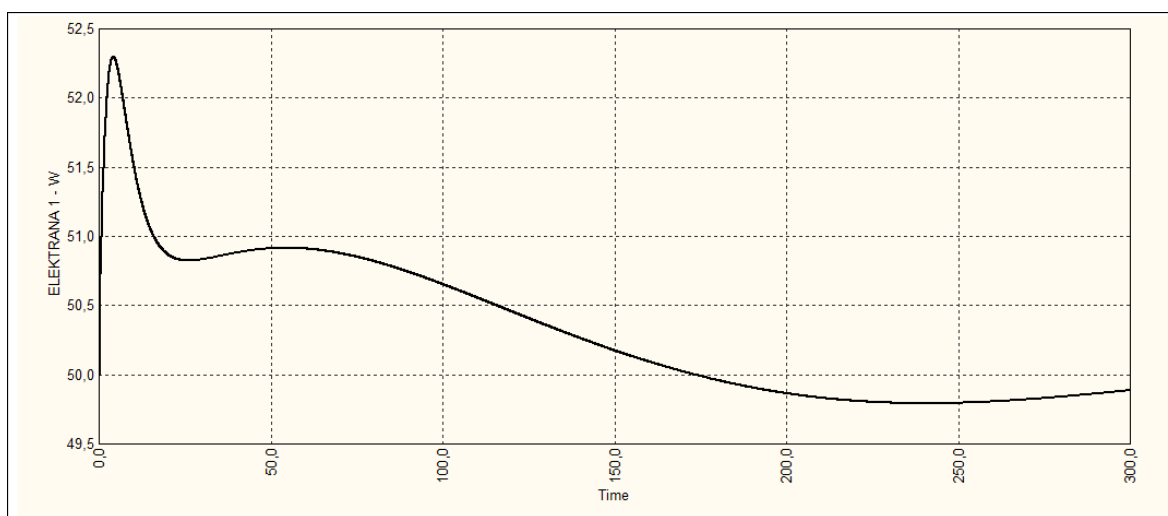
Slika 4.17 $P-t$ graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, stabilno)



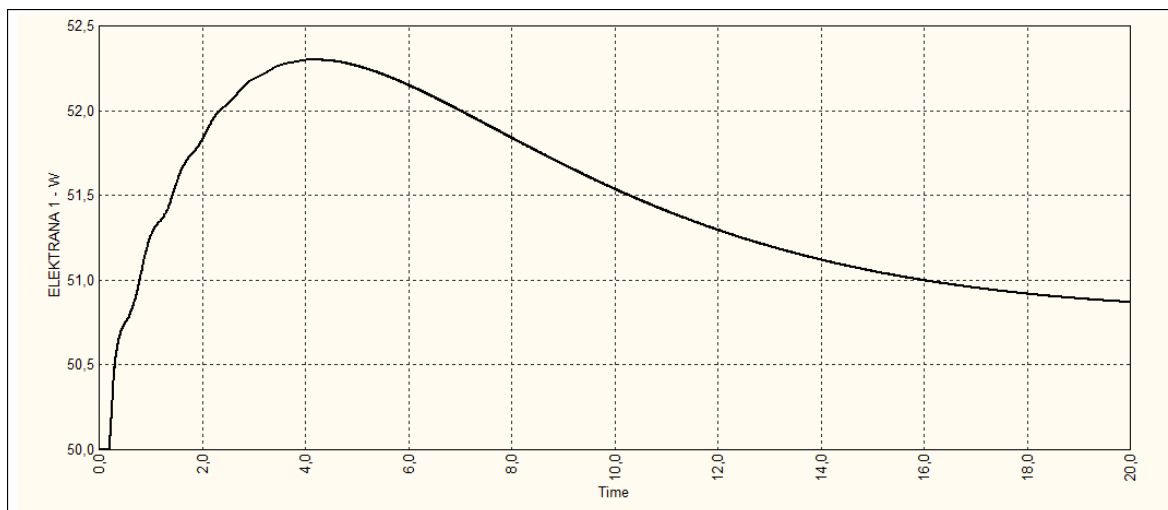
Slika 4.18 $P-t$ graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj

4.4.2. PRIMJER NESTABILNOG ODZIVA

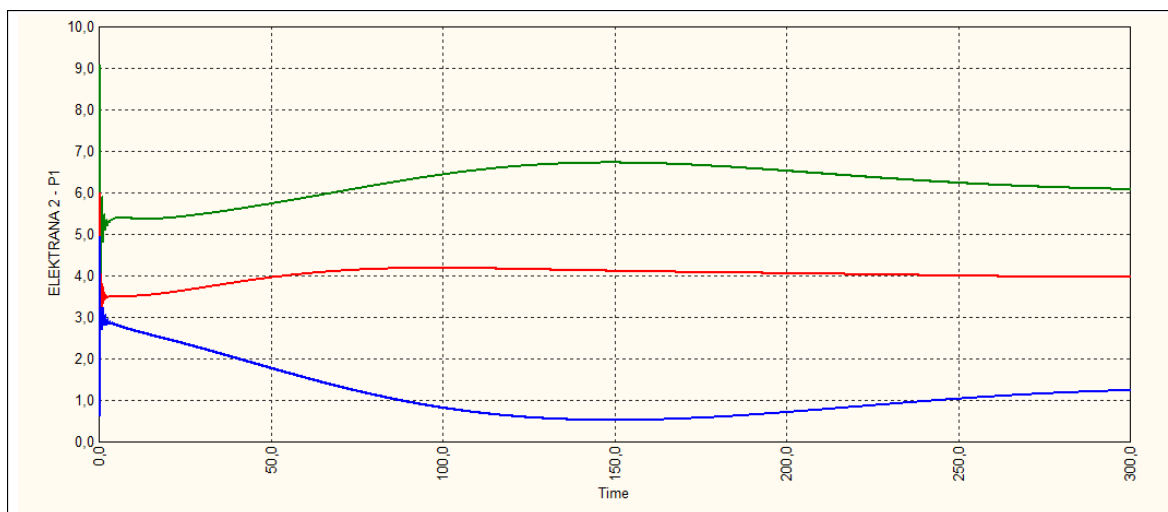
Na slikama 4.19 - 4.22 prikazan je nestabilni odziv sustava u režimu izvoza snage u EES. U ovom slučaju Elektrana 1 proizvodi 3,5 MW, Elektrana 2 proizvodi 6,2 MW, a proizvodnja Elektrane 3 iznosi 4 MW. Kao i u stabilnom slučaju postoji određena snaga koja se izvozi iz mikromreže te ta snaga iznosi 2,5 MW. Iz slike 4.20 jasno se može vidjeti da frekvencija sustava u nekom trenutno prelazi 51,8 Hz te se ovakav odziv sustava smatra nestabilnim odzivom.



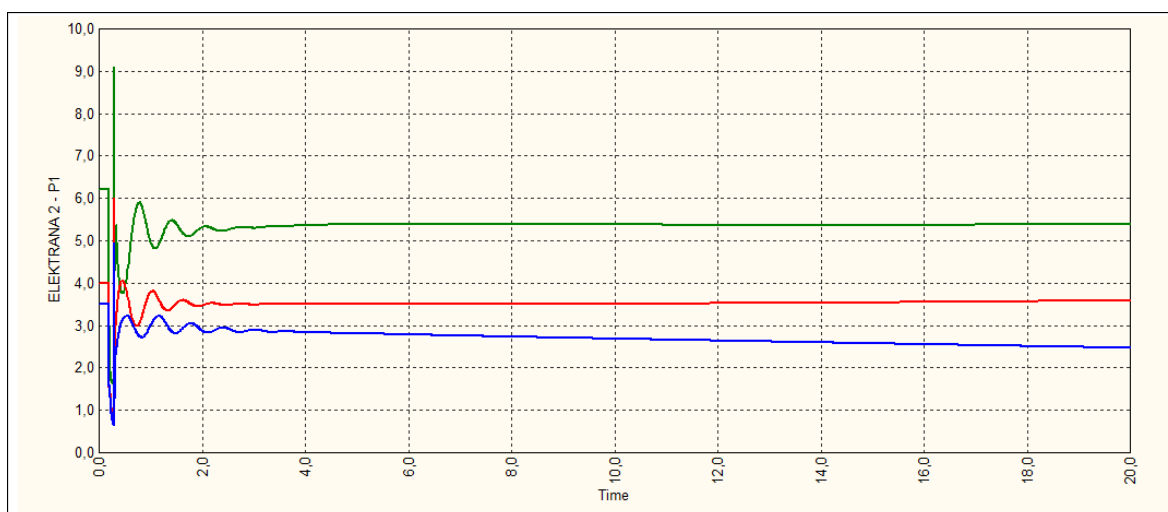
Slika 4.19 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno)



Slika 4.20 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno), detalj



Slika 4.21 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno)



Slika 4.22 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno), detalj

4.4.3. POSTUPAK ZA ODREĐIVANJE GRANICE SIGURNOSTI

Iz gornjih slučajeva moguće je zaključiti da će stabilan odziv mikromreža imati u slučaju kada izvozi u EES snagu veću od 0,5 MW dok ta snaga za stabilan odziv mora biti manja od 2,5 MW. Ovi podatci predstavljaju osnovu iteracijskog proračuna prikazanog tablicom 4.2, te se na osnovu njih može zaključiti kako je maksimalna snaga koju mikromreža u trenutku odvajanja može proizvoditi 13,15 MW.

Tablica 4.2 Iterativno određivanje granice sigurnog pogona – izvozni režim mikromreže

korak iteracije	Snaga [MW]					Vrijeme sustava u [s] provedeno na frekvenciji koja je					STABILAN ODZIV
	ELEKTRANA 1	ELEKTRANA 2	ELEKTRANA 3	M	Izlazak snage iz mikromreže	≤ 46,5 Hz	≤ 47,0 Hz	≤ 47,5 Hz	≤ 48,0 Hz	≥ 51,8 Hz	
1	3,5	4,2	4	11,7	0,5	0	0	0	0	0	DA
2	3,5	6,2	4	13,7	2,5	0	0	0	0	6,381	NE
3	3,5	5,2	4	12,7	1,5	0	0	0	0	0	DA
4	3,5	5,7	4	13,2	2	0	0	0	0	1,97	NE
5	3,5	5,6	4	13,1	1,9	0	0	0	0	0	DA
7	3,5	5,67	4	13,17	1,97	0	0	0	0	1,03	NE
6	3,5	5,65	4	13,15	1,95	0	0	0	0	0	DA
7	3,5	5,66	4	13,16	1,96	0	0	0	0	0,42	NE

Kao i u prethodnom primjeru, uzet će se određena rezerva prilikom određivanja granice sigurnosti te će se granica sigurnosti, dobivena iteracijskim postupkom, umanjiti za 2%. Nakon korekcije može se zaključiti:

- Mikromreža može preći u otočni pogon ukoliko u EES izvozi manje od 5,54 MW
- Mikromreža nema stabilan prelazak u otočni pogon ako izvozi više od 5,65 MW

4.5. ODZIV MIKROMREŽE U REŽIMU MIROVANJA ELEKTRANA NA ZAHTJEV DISPEČERA ZA ODVAJANJEM

Kao bitna značajka fleksibilne mikromreže nameće se mogućnost brzog odvajanja, odnosno sposobnost mikromreže da brzo pruži određenu pomoćnu uslugu sustavu. Iz navedenog razloga, cilj svake mikromreže koja želi sudjelovati u pružanju pomoćnih usluga je da joj vrijeme odvajanja od EES-a bude što kraće. Ovakav scenarij počinje automatskom dojavom dispečera EES-a nakon kojeg operator mikromreže započinje postupak odvajanja mikromreže od ostatka sustava.

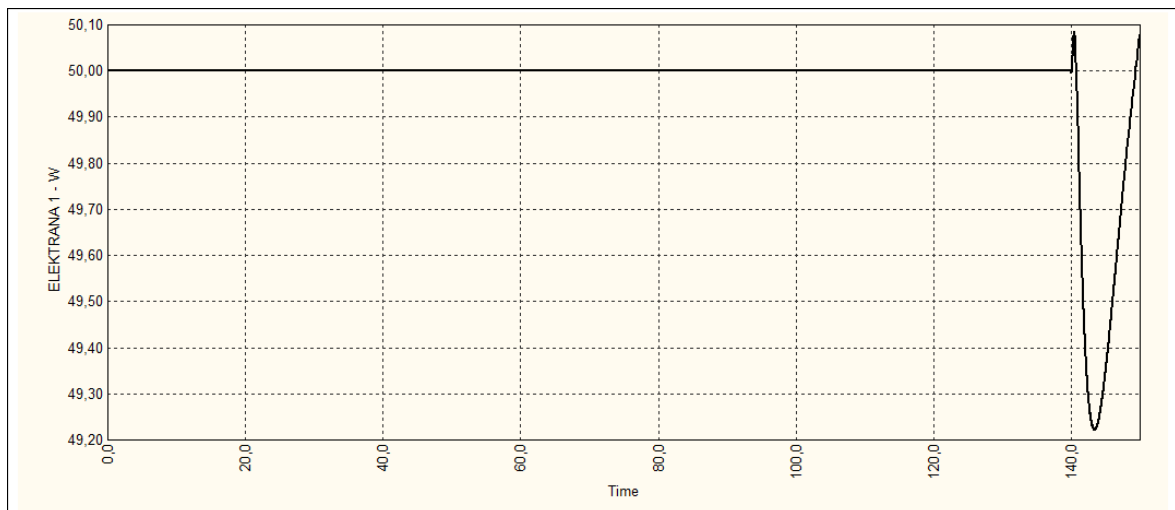
U prethodnom poglavlju predložena je metoda određivanja raspona snaga razmjene pri kojima mikromreža može preći u tzv. otočni režim i zadržati stabilnost rada. Ekstremni slučaj u kojem operator mikromreže mora biti u mogućnost odvojiti mikromrežu od ostatka EES-a i omogućiti daljnju nesmetanu opskrbu kupcima električne energije unutar mikromreže je onaj u kojem, u trenutku poziva dispečera, sva električna energija dolazi iz EES-a odnosno proizvodnja mikromreže jednaka je 0 te elektrane nisu sinkronizirane. Iz navedenih razloga biti će razmatran slučaj u kojemu mikromreža prima zahtjev za odvajanjem u vremenu $t = 0$ s te u nekom vremenskom intervalu od zaprimanja zahtjeva mora doći do njenog odvajanja. U najpovoljnijem slučaju mikromreža se može dovesti u takvo stanje da je razmjena snage s EES-om 0 MW, no da bi se postiglo ovakvo stanje potrebno je duže vrijeme nego da se postignu minimalni dovoljni uvjeti za stabilno odvajanje. Budući da su u modelu mikromreže implementirane mogućnosti mijenjanja snage Elektrane 2 i Elektrane 3 potrebno je naći najbliži vremenski trenutak u kojem je moguće odvojiti mikromrežu od sustava.

Vrijeme potrebno dok se bioplinske elektrane ne sinkroniziraju na mrežu (postignu nazivnu frekvenciju) procijenjeno je na 60 s. Nakon tog vremena elektrane u mreži počinju postupno dizati svoju snagu.

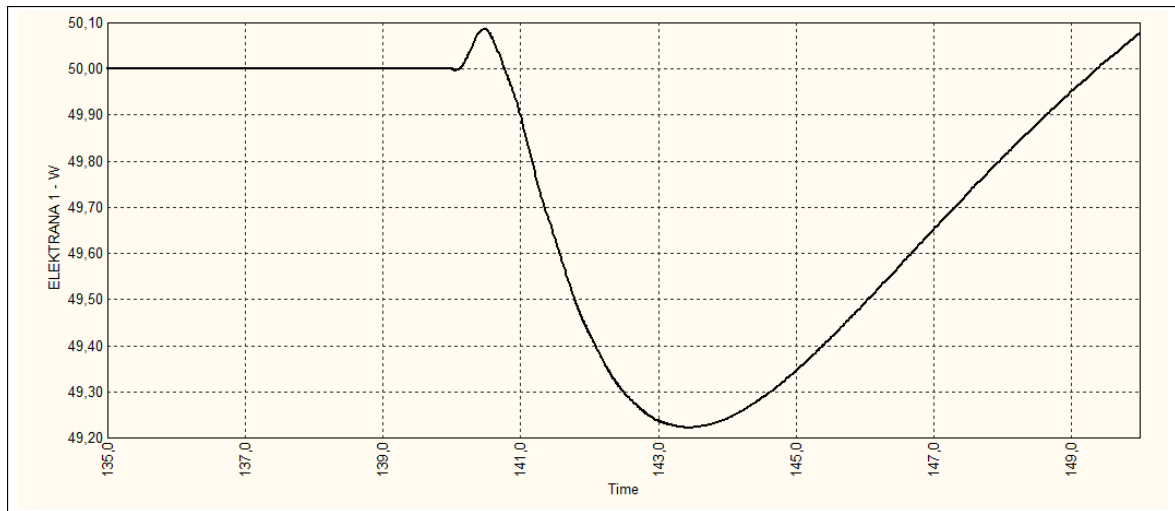
4.5.1. STABILAN ODZIV

Na slikama 4.23 - 4.25 prikazan je stabilan odziv odvajanja mikromreže na zahtjev dispečera. Odvajanje se događa 140 s nakon zaprimanja zahtjeva za odvajanjem. Pri tome je moguće uočiti da do 60 s sve elektrane mikromreže ne mijenjaju svoju izlaznu snagu zbog procesa sinkronizacije koji se mora odvititi prije postupka injektiranja snage u sustav. Vidljivo je da frekvencija sustava ne pada ispod 49,2 Hz te nije zadovoljen niti jedan kriterij ispada elektrana pa se ovakav odziv mikromreže može smatrati stabilnim.

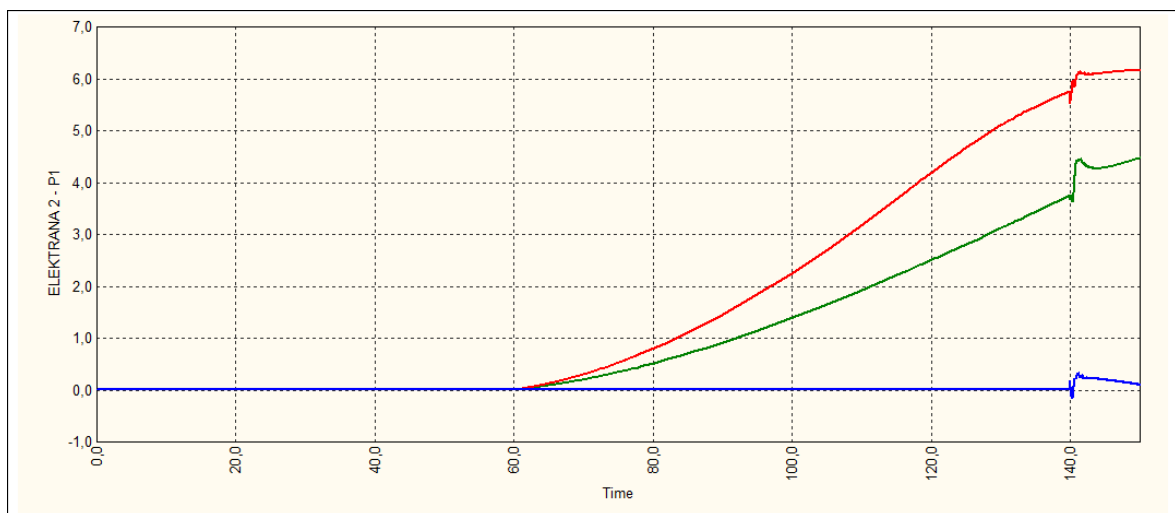
Sumarna proizvodnja elektrana u ovom slučaju iznosi 9,32 MW, a mikromreža uvozi iz EES-a snagu od 1,88 MW. Ovaj odziv je stabilan što se poklapa sa zaključcima iznesenima u prethodnom poglavlju.



Slika 4.23 ω - t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (stabilno)



Slika 4.24 $w-t$ graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (stabilno), detalj

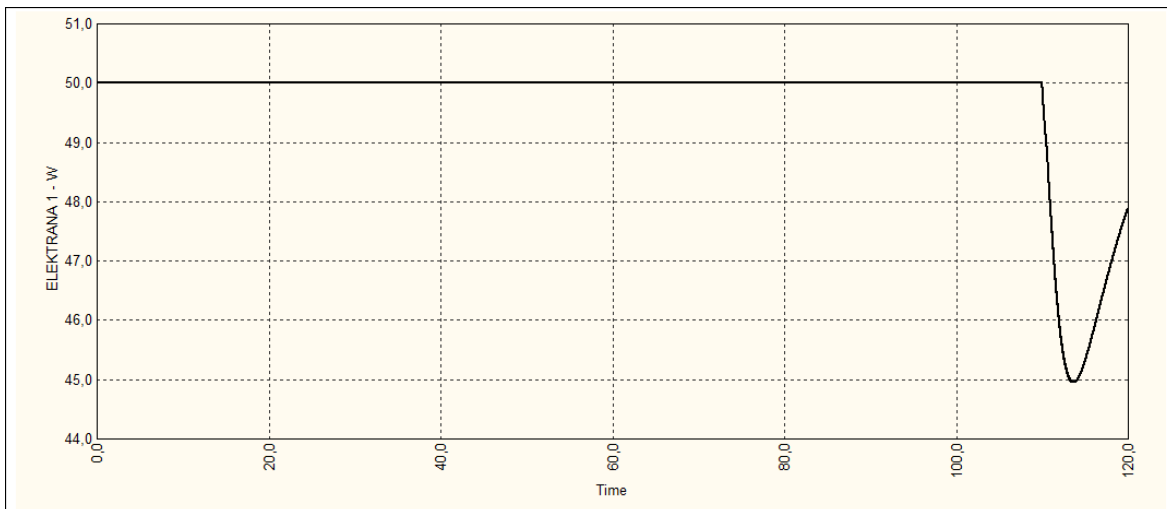


Slika 4.25 $P-t$ graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (stabilno), detalj

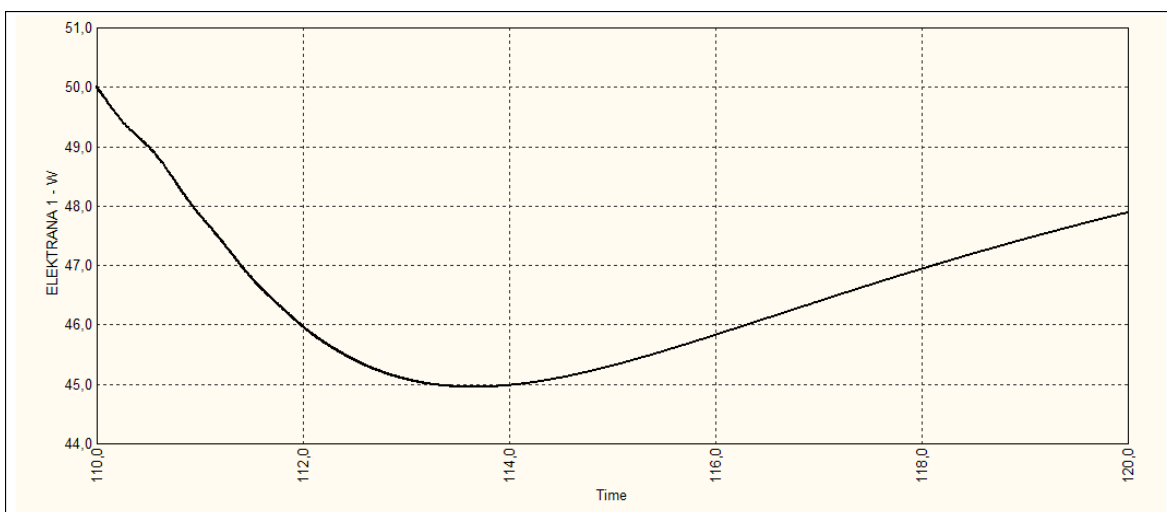
4.5.2. NESTABILAN ODZIV

U ovom potpoglavlju prikazan je slučaju odvajanja mikromreže 110 s nakon zaprimanja zahtjeva za odvajanjem u kojem nije moguće postići njen stabilan odziv. Odziv je vidljiv na slikama 4.26 - 4.28, a iz slike 4.27 može se očitati da je sustav proveo 5,4 s na frekvenciji manjoj od 46,5 Hz, 6,7 s na frekvenciji manjoj od 47,0 Hz, 8 s na frekvenciji manjoj od 47,5 s te 10,2 s na frekvenciji manjoj od 48,0 Hz. Iz ovih podataka, prema kriteriju odvajanja elektrana na vremenu provedenom u određenom pojasu frekvencija, može se zaključiti da je ovakav odziv sustava nestabilan.

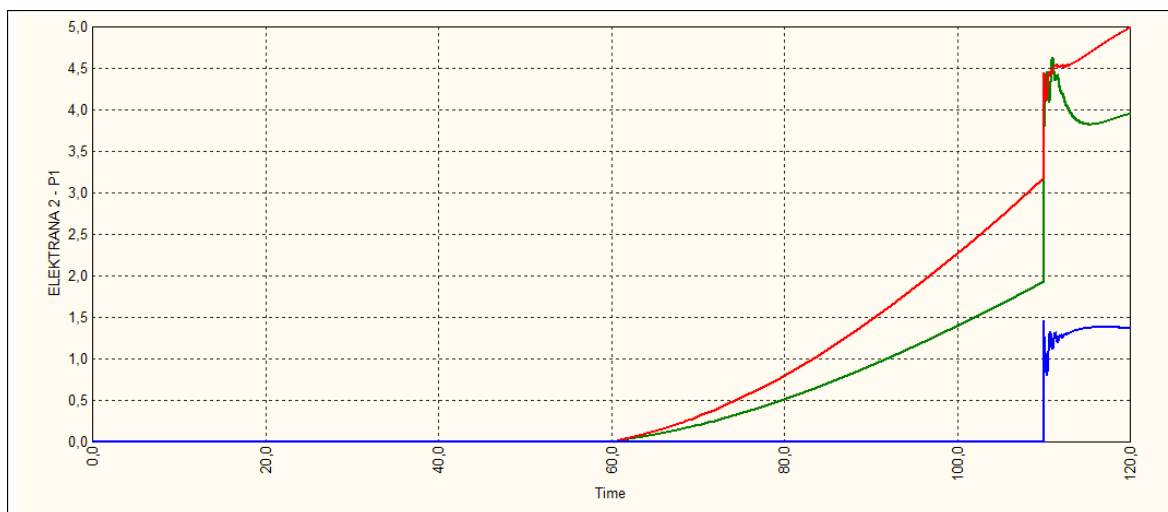
U ovom slučaju sumarna proizvodnja elektrana u mikromreži iznos 5,11 MW te mikromreža uvozi 6,1 MW djelatne snage iz EES-a te se i po kriterijima stabilnog prelaska u otočni rad, iznesenima ranije može zaključiti da mikromreža u ovom pogonskom stanju nema stabilan odziv.



Slika 4.26 ω -t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (nestabilno)



Slika 4.27 ω -t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (nestabilno), detalj



Slika 4.28 P-t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (nestabilno)

4.5.3. POSTUPAK ODREĐIVANJE MINIMALNOG VREMENA ODVAJANJA

Iz gornjih simulacija moguće je zaključiti da će mikromreža u ovom režimu rada imati stabilan odziv u vremenu odvajanja koje nastupa za više od 110 s ili manje od 140 s od zaprimanja zahtjeva za odvajanjem. Ove dvije simulacije početni su koraci su za iteracijski postupak prikazan tablicom 4.3.

Tablica 4.3 Iterativno određivanje vremena odvajanja prilikom režima nulte proizvodnje

korak iteracije	Vrijeme odvajanja [s]	Vrijeme sustava u [s] provedeno na frekvenciji koja je					STABILAN ODZIV
		≤ 46,5 Hz	≤ 47,0 Hz	≤ 47,5 Hz	≤ 48,0 Hz	≥ 51,8 Hz	
1	140	0	0	0	0	0	DA
2	110	5,4	6,7	8	10,2	0	NE
3	120	0	3,4	5,1	6,6	0	NE
4	125	0	0	2,67	4,7	0	DA
5	122	0	2,16	4,33	6,02	0	DA
6	121	0	2,88	4,7	6,38	0	DA

Ukupni zbroj proizvodnje djelatnih snaga elektrana u trenutku odvajanja iznosi 6,85 MW te se iz EES-a uvozi 4,35 MW djelatne snage. Kao kriterij u prethodnom

poglavlju u slučaju deficita snage u mikromreži postavljen je uvjet da mikromreža u trenutku odvajanja mora proizvoditi minimalno 7,94 MW. U ovom slučaju ta granica sigurnosti pomaknuta je na manju vrijednost, a razlog tomu je ubrzavanje agregata koje počinje prije odvajanja mreže te je na turbini, u trenutku odvajanja, prisutan veći moment nego kada je agregat u stacionarnom stanju. Navedeno ima za posljedicu brže djelovanje sekundarne regulacije implementirane u programskom paketu NEPLAN te ona pruža veću podršku poremećaju nastalom odvajanjem nego da se spomenuta regulacija aktivira tek nakon odvajanja mikromreže od sustava .

5. RASPRAVA

Kroz modeliranje sinkronih generatora i tereta mikromreže pokazane su mogućnosti stabilizacije pogona mikromreže u slučaju odvajanja od ostatka EES-a i definirane su granice sigurnog pogona. Predložene modele bilo bi zanimljivo, i potrebno, provesti na realnom mikromrežnom sustavu sa stvarnim parametrima. Također, modeliranje podfrekvencijske zaštite generatora te uključivanje vjetroagregata i sunčanih elektrana u mikromrežu bio bi korak više prilikom što realnijeg modeliranja sustava.

Programski paket NEPLAN pokazao se kao vrlo dobar alat prilikom dinamičkog proračuna prijelazne stabilnosti zbog intuitivnog korištenja te mogućnosti grafičkog prikazivanja rezultata. Ovakav proračun za jedno pogonsko stanje i događaj u njemu traje oko 10 s, što ga čini neprimjenjivim za proračun sigurnost u realnom vremenu, s obzirom da je za procjene granice sigurnosti određenog stanja potrebno i više desetaka ovakvih proračuna (ovisno o željenoj preciznosti). Ova metoda se može primijeniti na bilo koju mikromrežu te se, povezivanjem npr. programskog paketa MATLAB i programskog paketa NEPLAN, može automatiziranim procesom riješiti velik broj različitih pogonskih stanja i scenarija te tako dobiti diskretizirano područje sigurnog rada mikromreže. Praktična primjena ove metode moguća je, osim u mikromrežama, i u velikim industrijskim postrojenjima koja žele svoj energetska sustav voditi u sigurnom području obzirom na potencijalno odvajanje od EES-a.

Ukoliko se želi dobiti podatak o sigurnom vođenju neke mikromreže pri izvoznom režimu, metoda je ista kao i prikazana za uvozni režim. Ovom metodom može se dobiti maksimalna izlazna snaga mikromreže u cjelini prema EES-u. Koristeći neki od optimizacijskih programskih paketa (npr. GAMS) moguće je napraviti ekonomsku optimizaciju proizvodnje po elektranama mikromreže kako bi se ostvario najveći profit, a ujedno i zadržao siguran pogon.

Implementacijom spremnika energije u postojeći sustav mogao bi se analizirati njihov utjecaj na pogon i sigurnost rada mikromreže te bi ova analiza mogla biti značajna prilikom određivanja snage i kapaciteta spremnika energije ukoliko je njegova primarna zadaća podrška mreži prilikom prelaska u otočni rad.

6. ZAKLJUČAK

U okviru ovoga rada promatran je dinamički model fleksibilne mikromreže spojene na EES (tzv. krutu mrežu) i njezino ponašanje u različitim dinamičkim uvjetima u sustavu. Dinamičke simulacije izvođene su računalno, korištenjem programskog paketa NEPLAN, a promatrana su dva scenarija.

U oba tipa simulacija primijenjena je i opisana iterativna metoda određivanja dinamičkih parametara fleksibilnih mikromreža s aspekta stabilnog dinamičkog odziva. Metoda je pokazala zadovoljavajuće rezultate, a kao najveći nedostatak nameće se duljina izvođenja zbog ručnog pokretanja svakog iteracijskog koraka, što se može riješiti automatizacijom spomenutog procesa.

Inicijalno je promatran odziv mikromreže uslijed nastanka trolejnog kratkog spoja u sustavu. U takvim uvjetima, uslijed prorade elemenata zaštite, dolazi do neželjenog odvajanja mikromreže od ostatka elektroenergetskog sustava i prelaska u stabilan otočni pogon. Mikromreža je promatrana u dva pogonska stanja:

- snaga proizvodnje mikromreže manja je od snage potrošnje te se manjak snage uvozi iz ostatka EES-a
- snaga proizvodnje mikromreže veća je od snage potrošnje te se višak snage izvozi iz ostatka EES-a

U simulacijama ovoga tipa istraživano je u kojim je uvjetima mikromreža sposobna prijeći u stabilan otočni pogon, s naglaskom na njezine frekvencijske karakteristike. Iterativnom metodom određene su minimalna dopuštena snaga agregata i maksimalna dopuštena snaga uvoza za slučaj smanjene proizvodnje mikromreže, odnosno maksimalna dopuštena snaga agregata i maksimalna dopuštena snaga izvoza za slučaj povećanje proizvodnje mikromreže, za koje mikromreža prilikom odvajanja prelazi u stabilan otočni pogon. Time je demonstrirana mogućnost otočnog pogona promatrane mikromreže za zadan iznos opterećenja.

U drugom dijelu računalnih simulacija promatrana je mikromreža u uvjetima u kojima dispečer prijenosnog sustava zahtijeva odvajanje mikromreže od ostatka

sustava. Dispečer sustava takav zahtjev može poslati radi lakšeg upravljanja elektroenergetskim sustavom; odvajanje mikromreže predstavlja značajno rasterećenje sustava te uslijed nastanka poremećaja takvo rasterećenje može imati značajan pozitivan utjecaj na uspostavljanje dinamičke ravnoteže u ostatku sustava. U uvjetima liberaliziranog tržišta mogućnost prelaska u otočni pogon može se smatrati pomoćnom uslugom u sustavu te bi agregator mikromreže dobivao određenu naknadu za pružanje takve usluge.

Prilikom zahtjeva operatera sustava za odvajanjem mikromreže, presudnu ulogu, osim pogonskog stanja mikromreže, igra i vrijeme koje mikromreža ima na raspolaganju da redistribuira svoju proizvodnju na način da bude spremna za stabilan prelazak u otočni pogon. Optimiranje pogona mikromreže u ovom slučaju postaje dvodimenzionalan problem, osim iznosa snage proizvodnje i snage razmjene sa sustavom, također je vrlo bitno koliko vremena je proteklo od slanja zahtjeva za odvajanje mikromreže do samoga odvajanja.

U okviru ovoga rada promatran je ekstreman slučaj u kojem je proizvodnja svih agregata u mikromreži nula, te je korištenjem iteracijske metode ispitivano minimalno vrijeme proteklo od slanja zahtjeva do samoga odvajanja, u kojem mikromreža zadržava stabilan odziv. Demonstrirana je mogućnost odvajanja mikromreže i prelaska u otočni pogon pokretanjem agregata iz stanja mirovanja u periodu od dvije minute.

Daljnji razvoj elektroenergetskog sustava neizbježno je vezan uz povećanje udjela distribuirane proizvodnje, zbog izrazito povoljnog utjecaja na okoliš i smanjenja emisija CO₂. Simulacijama u okviru ovoga rada demonstrirano je da je agregiranje generatora distribuirane proizvodnje u mikromreže poželjno sa stajališta dispečera prijenosnog sustava jer olakšava upravljanje i vođenje sustava, dok je s druge strane poželjno i sa stajališta vlasnika distribuiranih izvora jer, kao što je demonstrirano, u okviru mikromreže vlasnici imaju mogućnost pružati i pomoćne usluge (dok samostalno njihova snaga nije dovoljna za takve usluge). Može se zaključiti da su mikromreže perspektivan koncept u nastojanju prelaska na niskouglični elektroenergetski sustav te je poznavanje njihovih statičkih i dinamičkih karakteristika temelj za napredno vođenje elektroenergetskog sustava zamišljenog u konceptu zvanom *Smart Grid*.

SAŽETAK

NASLOV : *Dinamičko modeliranje fleksibilnih mikromreža i metode određivanja granica sigurnosti prilikom prelaska u otočni pogon*

AUTORI: *Krešimir Benčić, Vjekoslav Nemeč*

MENTORI: *doc. dr. sc. Tomislav Capuder, izv. prof. dr. sc. Marko Delimar*

U okviru rada modelirana je mikromreža s tri bioplinske jedinice. Na modeliranoj mreži provedene su dinamičke simulacije korištenjem programskog paketa NEPLAN, specijaliziranog za analize i proračune u elektroenergetskom sustavu. Promatrana je mogućnost odvajanja mikromreže od ostatka elektroenergetskog sustava i prijelaz u otočni pogon sa stajališta zadržavanja frekvencijske stabilnosti. Simulirana su dva scenarija, nenamjerno odvajanje mikromreže uzrokovano trolnim kratkim spojem kao poremećajem u sustavu, i namjerno odvajanje mreže uzrokovano zahtjevom operaterom sustava za odvajanjem. U oba scenarija ispitana je granica sigurnosti za prelazak u otočni pogon i demonstrirano da u određenim pogonskim stanjima i periodima mikromreža zadržava frekvencijsku stabilnost i prijelazi u stabilan otočni pogon.

KLJUČNE RIJEČI: *mikromreža, frekvencijska stabilnost, otočni pogon, NEPLAN, dinamičke simulacije*

ABSTRACT

TITLE: *Flexible microgrid dynamic modelling and methods for determining security margins during transition to islanded operation mode*

AUTHORS: *Krešimir Benčić, Vjekoslav Nemeč*

MENTORS: *doc. dr. sc. Tomislav Capuder, izv. prof. dr. sc. Marko Delimar*

The paper presents a model of a microgrid with three biogas units. Dynamic simulations are carried out using NEPLAN programming package, a specialized tool for power system analysis and calculations. The ability of a microgrid to separate from the rest of the power system is analyzed, focusing on the stable transition into the islanding operation mode from the perspective of frequency stability. Two different scenarios are simulated, unintentional separation of the microgrid caused by the three phase short circuit fault in the system, and intentional separation caused by the request of the power system operator. In both scenarios, the security margin for transiting to islanded operation mode is tested and the ability of the microgrid to stay within the boundaries of frequency stability and transition to stable islanding operation mode is demonstrated.

KEY WORDS: *microgrid, frequency stability, islanded operation mode, NEPLAN, dynamic simulations*

LITERATURA

- [1] M. G. Polit, »The future of electricity (and gas) regulation in a lowcarbon policy world,« *Energy*, svez. 29, pp. 63-94, 2008.
- [2] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, »Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC,« *Official Journal of the European Union*, svez. L 140/16, 2009.
- [3] S. Sučić, T. Dragičević, T. Capuder i M. Delimar, »Economic dispatch of virtual power plants in an event-driven service-oriented framework using standards-based communications,« *Electric Power Systems Research*, svez. 81, br. 12, p. 2108–2119, 2011.
- [4] H. Al Yammahi i A. Al-Hinai, »Intelligent Frequency Control Using Optimal Tuning and Demand Response in an AC Microgrid,« u *International Conference on Solar Energy and Building*, Sousse, 2015.
- [5] Z. Shuai, Y. Sun, J. Z. Shen, W. Tian, C. Tu i X. Yin, »Microgrid stability: Classification and a review,« *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, svez. 58, pp. 167-179, 2016.
- [6] J. Momoh, *Smart Grid: Fundamentals of Design and Analysis*, Wiley-IEEE Press, 2012..
- [7] H. Saadat, *Power System Analysis*, McGraw-Hill, 1999.
- [8] N. Holjevac, T. Capuder i I. Kuzle, »Adaptive control for evaluation of flexibility benefits in microgrid systems,« *Energy*, svez. 92, p. 487–504, 2015.
- [9] M. Kalea, *Prijenos električne energije, što je to?*, Zagreb: KIGEN, 2006..

- [10] Ministarstvo gospodarstva, rada i poduzetništva, »Mrežna pravila elektroenergetskog sustava,« [Mrežno]. Available: <http://narodne-novine.nn.hr/clanci/sluzbeni/126651.html>. [Pokušaj pristupa 25 ožujka 2016].
- [11] V. Pinter, Osnove elektrotehnike, Zagreb: Tehnička knjiga, 1994..
- [12] H. Požar, Visokonaponska rasklopna postrojenja, Zagreb: Tehnička knjiga, 1990.
- [13] B. Mitraković i N. L. Nikolić, Asinhronne mašine, Beograd, Srbija: Naučna knjiga, 1989.
- [14] R. Wolf, Osnove električnih strojeva, Zagreb: Školska knjiga, 1985.
- [15] M. Jadrić i B. Frančić, Dinamika električnih strojeva, Zagreb: GRAPHIS, 1997.
- [16] G. E. Gless, »Direct Method of Liapunov Applied to Transient Power System Stability,« *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Sves. %1 od %2PAS-85, pp. 159-168, 1966.
- [17] C. Prévé, Protection of Electrical Networks, London: Wiley-ISTE, 2006..
- [18] I. Kuzle, *Identifikacija dinamičkih parametara srednjerazvijenog elektroenergetskog sustava s obzirom na promjene frekvencije*, Zagreb: FER, Sveučilište u Zagrebu, 2002.
- [19] A. N. S. Institute, »IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants,« ANSI/IEEE , New York, 1987.
- [20] M. R. Khalghani, M. H. Khooban, E. Mahboubi-Moghaddam, N. Vafamand i M. Goodarzi, »A self-tuning load frequency control strategy for microgrids: Human brain emotional learning,« *Electrical Power and Energy Systems*, svez. 65, p. 311–319, 2016..
- [21] V. Vienkov, D. Fry i W. Higinbotham , *Transient Phenomena in Electrical Power Systems*, Moscow: Pergamon press, 1964.

- [22] I. Kuzle, Regulacija frekvencije i djelatne snage i podfrekvencijsko rasterećenje elektroenergetskog sustava, Zagreb, 2013..
- [23] J. Machowski, J. W. Bialek i J. R. Bumby, Power System Dynamics: Stability and Control, Chichester, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [24] P. Kundur, Power System Stability and Control, USA: McGraw-Hill, 1994.
- [25] N. Harziargyriou, Microgrids: Architectures and Control, Wiley-IEEE Press, 2014..
- [26] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, »Decision No 406/2009/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the effort of Member States to reduce their greenhouse gas emissions to meet the Community's greenhouse gas emission reduction commitments up to 2020,« *Official Journal of the European Union*, svez. L 140/136, 2009.
- [27] B. Lasseter, »Microgrids [distributed power generation],« u *Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE*, Columbus, 2001.
- [28] H. Asano i S. Bando, »Economic evaluation of microgrids,« u *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, Pittsburgh, 2008.
- [29] C. L. Moreira i P. J. A. Lopes, »MicroGrids Dynamic Security Assessment,« u *2007 International Conference on Clean Electrical Power*, Capri, 2007.
- [30] M. N. Ambia, A. Al-Durra, C. Caruna i S. M. Mueeen, »Islanding operation of hybrid microgrids with high integration of wind driven cage induction generators,« *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, svez. 13, pp. 68-75, 2016.
- [31] T. Green i M. Prodanović, »Control of inverter-based micro-grids,« *Electric Power Systems Research*, svez. 77, p. 1204–1213, 2007.

- [32] S. Ahmadi, S. Shokoohi i H. Bevrani, »A fuzzy logic-based droop control for simultaneous voltage and frequency regulation in an AC microgrid,« *Electrical Power and Energy Systems*, svez. 64, p. 148–155, 2015.
- [33] L. H. Willis i W. G. Scott, *Distributed Power Generation: Planning and Evaluation*, New York: Marcel Dekker, Inc, 2000.
- [34] S. Siripornakrachai, »Conversion of Large Diesel Engine to Run on,« *Agricultural Mechanization in Asia, Africa & Latin America*, 2009.
- [35] C. J. Ortiz, »Diesel Engine Modification to operate on Biogas,« *Transactions of the ASAE*, 1981.
- [36] N. K. Medora i A. Kusko, »Dynamic Battery Modeling of Lead-Acid Batteries using Manufacturers' Data,« u *INTELEC 05 - Twenty-Seventh International Telecommunications Conference* , Berlin, 2005.
- [37] M. Chen i G. A. Rincon-Mora, »Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I-V performance,« *IEEE Transactions on Energy Conversion*, svez. 21, br. II, pp. 504 - 511 , 2006.
- [38] T. D. Nguyen, K. J. Tseng, S. Zhang i H. T. Nguyen, »On The Modeling and Control of a Novel Flywheel Energy Storage System,« u *2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics* , Bari, 2010..
- [39] L. Zhou i Z. p. Qi, »Modeling and control of a flywheel energy storage system for uninterruptible power supply,« u *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, Nanjing, 2009.
- [40] M. Martinez, M. G. Molina, F. Frack i P. E. Mercado, »Dynamic Modeling, Simulation and Control of Hybrid Energy Storage System Based on Compressed Air and Supercapacitors,« *IEEE Latin America Transactions*, svez. 11, br. I, pp. 466 - 472, 2013..
- [41] M. G. Molina, »Distributed Energy Storage Systems for Applications in Future

Smart Grids,« u *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, Montevideo, 2012..

- [42] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury i P. Crossley, *Microgrid and active distribution networks*, London: The Institution of Engineering and Technology, 2009..
- [43] T. K. A. Brekken, A. Yokochi, A. von Jouanne, Z. Z. Yen, H. M. Hapke i D. A. Halamay, »Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications,« *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, svez. 2, br. I, pp. 69 - 77 , 2011..
- [44] D. W. Gao, *Energy Storage for Sustainable Microgrid*, Academic Press, 2015.
- [45] R. H. Park, »Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part I,« *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, svez. 48, br. III, pp. 716 - 727, 1929..
- [46] R. Murty, *Diesel Engine Governor Model*.
- [47] NEPLAN AG, *NEPLAN 5.5.3. User's guide*, 2014..
- [48] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, »Load representation for dynamic performance analysis,« *IEEE Transactions on Power Systems*, svez. 8, p. 472–82, 1993.

POPIS SLIKA

Slika 1.1 Tradicionalni ustroj elektroenergetskog sustava	1
Slika 1.2 Kut opterećenja sinkronog generatora	10
Slika 1.3 Campbellov dijagram za pojedinu lopaticu [18].....	13
Slika 1.4 Dozvoljena frekvencijsko-vremenska područja rada turbine, [19].....	14
Slika 1.5 Načelna shema primarne regulacije	16
Slika 1.6 Primarni odziv agregata na pad frekvencije EES-a.....	17
Slika 1.7 Primarni odziv agregata na porast frekvencije EES-a.....	17
Slika 1.8 f-P karakteristika astatičkog regulatora	18
Slika 1.9 Promjena statičkog pravca uslijed sekundarne regulacije	19
Slika 1.10 Mikromreža u uvoznom režimu	23
Slika 1.11 Mikromreža u izvoznom režimu.....	24
Slika 1.12 Odvajanje mikromreže zbog kratkog spoja u EES-u.....	25
Slika 1.13 Odvajanje mikromreže radi zahtjeva dispečera EES-a.....	26
Slika 1.14 Mreža s deficitom proizvodne snage.....	27
Slika 1.15 Mikromreža sa suficitom proizvodne snage	28
Slika 3.1 Model bioplinskog agregata	35
Slika 3.2 Nadomjesne sheme prijelaznog modela generatora u d i q osima	36
Slika 3.3 Blok dijagram sustava uzbude	37
Slika 3.4 Shema EXAC1A modela sustava uzbude	39
Slika 3.5 Blok dijagram turbine i sustava turbinske regulacije za slučaj kada je ulazni signal brzina vrtnje i regulator radi u statičkom režimu	42
Slika 3.6 Blok dijagram modela primarne turbinske regulacije DEGOV1.	42
Slika 3.7 Shema djelovanja sekundarne regulacije.....	44
Slika 3.8 LCFB1 model sustava sekundarne regulacije u programskom paketu NEPLAN	45
Slika 3.9 Shema potpunog sustava turbinske regulacije implementiranog u programskom paketu NEPLAN	46
Slika 3.10 Topologija razmatranog sustava	49
Slika 4.1 P-t graf Elektrane 1 – karakteristično vladanje.....	53
Slika 4.2 ω -t graf Elektrane 1 – karakteristično vladanje	54

Slika 4.3 P-t graf Elektrane 2 – karakteristično vladanje.....	55
Slika 4.4 P-t graf Elektrane 3 – karakteristično vladanje.....	55
Slika 4.5 P-t graf odziva svih elektrana u mikromreži na kratki spoj	56
Slika 4.6 ω -t graf odziva svih elektrana u mikromreži na kratki spoj.....	57
Slika 4.7 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno)	58
Slika 4.8 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj ..	58
Slika 4.9 P- t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno).....	59
Slika 4.10 P- t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj	59
Slika 4.11 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, nestabilno)	60
Slika 4.12 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (nestabilno), detalj.....	60
Slika 4.13 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, nestabilno).....	61
Slika 4.14 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, nestabilno).....	61
Slika 4.15 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, stabilno)	63
Slika 4.16 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj	64
Slika 4.17 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, stabilno).....	64
Slika 4.18 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (uvozni režim, stabilno), detalj .	64
Slika 4.19 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno)	65
Slika 4.20 ω -t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno), detalj	65
Slika 4.21 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno)	66
Slika 4.22 P-t graf – kratki spoj i odvajanje mikromreže od EES-a (izvozni režim, nestabilno), detalj	66
Slika 4.23 ω -t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (stabilno)	69
Slika 4.24 ω -t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (stabilno), detalj.....	70
Slika 4.25 P-t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (stabilno), detalj	70
Slika 4.26 ω -t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (nestabilno)	71
Slika 4.27 ω -t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (nestabilno), detalj.....	71
Slika 4.28 P-t graf – odvajanje mikromreže iz stanja nulte proizvodnje (nestabilno).....	72

POPIS TABLICA

Tablica 3.1 Podatci o koeficijentima za dinamičko modeliranje tereta	48
Tablica 3.2 Podatci o vodovima	50
Tablica 3.3 Podatci o elektranama	50
Tablica 3.4 Podatci o teretima	50
Tablica 3.5 Podatci o uzbudnom sustavu	51
Tablica 3.6 Podatci o sustavima primarne regulacije	51
Tablica 3.7 Podatci parametara regulatora za određivanje Pref signala	52
Tablica 4.1 Iterativno određivanje granice sigurnog pogona – uvozni režim mikromreže	62
Tablica 4.2 Iterativno određivanje granice sigurnog pogona – izvozni režim mikromreže	67
Tablica 4.3 Iterativno određivanje vremena odvajanja prilikom režima nulte proizvodnje	72