

UNIVERZITET U BEOGRADU  
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET

Jelena Č. Stojković

NOVI DECENTRALIZOVANI PRISTUP ZA  
PRIMENU BRZE REGULACIJE FREKVENCije U  
ELEKTROENERGETSKIM SISTEMIMA SA  
MALOM INERCIJOM

doktorska disertacija

Beograd, 2021

UNIVERSITY OF BELGRADE  
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

Jelena Č. Stojković

**A NOVEL DECENTRALIZED APPROACH FOR  
IMPLEMENTATION OF FAST FREQUENCY  
CONTROL IN LOW-INERTIA POWER SYSTEM**

Doctoral Dissertation

Belgrade, 2021

## **PODACI O MENTORU I ČLANOVIMA KOMISIJE**

### **Mentor:**

dr Predrag Stefanov, vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet.

### **Članovi komisije:**

dr Željko Đurišić, vanredni profesor, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet,

dr Dragan Tasić, redovni profesor, Univerzitet u Nišu - Elektronski fakultet,

dr Tomislav Šekara, redovni profesor, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet,

dr Jovan Mikulović, redovni profesor, Univerzitet u Beogradu - Elektrotehnički fakultet.

### **Datum odbrane:**

# ZAHVALNICA

Postoji mnogo osoba čija imena bi trebalo da se nađu među ovim redovima, i ja ću pokušati da imenujem one najznačajnije, u nadi da mi ovi ostali, čije sam imena nenamerno izostavila, neće zameriti.

Na početku moram da zahvalim svom mentoru, prof. Stefanovu, što je imao razumevanja za moja lutanja, kako fizička, tako i psihička. Ona su bila neophodni deo ovog procesa i jedan put sazrevanja. Ja sam sigurna da nisam bila najjednostavniji kandidat, ali se nadam da nisam bila i najzahtevniji. Hvala na korisnim sugestijama, konsultacijama i podršci, a najviše hvala na jednoj prijatnoj saradnji u kojoj ja nikad nisam osetila negativnu atmosferu ili pritisak.

Neizostavnu zahvalnost dugujem i članovima komisije koji su svojim dobronamernim savetima i komentarima doprineli da ova disertacija bude mnogo bolja i kvalitetnija. Moram da zahvalim i Aleksandri čiji je doprinos ovom doktoratu jako značajan.

Tu su i moje najbolje drugarice Ana i Mara, koje su titulu doktora nauka stekle pre mene i kojima sam zahvalna na deljenju iskustava i izazova sa kojima se doktorandi susreću. Svakako su me pripremile na prilike i neprilike koje su sastavni deo procesa istraživanja. Žao mi je što ste mnogo puta čitale i ispravljale moje radove, ali to ide uz titulu najbolje drugarice. Ne mogu da ne pomenem Micu, Cecu, i Danijelu koje možda nisu bile aktivno uključene u proces stvaranja ovog doktorata, ali su dale svoj indirektan doprinos tako što su bili dobri prijatelji i podrška u mnogim životnim izazovima. Ne bih mogla da izostavim i Milana koji je, pored mene, iskusio čari pisanja doktorata i imao razumevanja za izazove tokom ovog procesa.

Na kraju, najveću zahvalnost dugujem svojim roditeljima i sestri. Hvala vam što ste me podržavali u raznim mojim idejama i verovali u meni. Tokom rada na ovom doktoratu sam nebrojeno puta osetila zahvalnost za porodicu koju imam i sigurna sam da bi ovaj put bio mnogo teži bez njihove potpore.

# Novi decentralizovani pristup za primenu brze regulacije frekvencije u elektroenergetskim sistemima sa malom inercijom

## Rezime

Predmet istraživanja doktorske disertacije je razvoj metodologije za brzu regulaciju frekvencije koja je bazirana na lokalnim merenjima i primenjiva u elektroenergetskim sistemima male inercije. Najvažniji doprinosi disertacije su sledeći:

1. Razvijena je originalna upravljačka strategija za višestepenu brzu regulaciju frekvencije koja obezbeđuje da više rezerve bude aktivirano u delovima sistema koji su više ugroženi poremećajem, a istovremeno uvažava i troškove usluge.

U ovoj disertaciji je predložen jednostavan dizajn brze regulacije frekvencije koja koristi isključivo lokalno merene vrednosti frekvencije i brzine promene frekvencije. Predložena upravljačka strategija ne zahteva postojanje telekomunikacione infrastrukture, te predstavlja jednostavno i ekonomično rešenje. Na taj način su i izbegnuta kašnjenja usled prenosa upravljačkih signala, što doprinosi bržem reagovanju rezerve. Korišćenjem lokalno merenih vrednosti brzine promene frekvencije, postignuta je brža detekcija poremećaja i pravovremeno aktiviranje brzog frekvencijskog odziva. Predloženi višestepeni dizajn omogućava da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju, uz uvažavanje prostornih karakteristika, kako raspoložive rezerve, tako i sistema u celini. Postojanje više stepeni, koji se aktiviraju pri različitim vrednostima brzine promene frekvencije, omogućava da najviše rezerve bude aktivirano bliže poremećaju, a prvenstveno u delovima sistema sa malom inercijom. Na taj način se smanjuje propagacija uticaja poremećaja na stabilnost sistema. Takođe, višestepenim dizajnom je postignuto da trošak za isporučenu rezervu bude manji. Simulacijama na jednomašinskom sistemu potvrđena je prednost višestepenog u odnosu na jednostepeno rešenje. Osnovni uvid u prostornu aktivaciju brze regulacije frekvencije nakon poremećaja dobijen je simulacijama na jednostavnom sistemu od tri oblasti, dok je simulacijama na sistemu jugoistočne Australije i IEEE sistemu sa 68 čvorova potvrđena primenljivost predložene upravljačke strategije. Dodatni doprinos ove disertacije je i predlog potencijalnog okvira tržišta za brzu regulaciju frekvencije kao nove systemske usluge čime se obuhvata ekonomski aspekt pružanja ove usluge.

2. Razvijeno je upravljanje HVDC sistema za pružanje usluge brze regulacije frekvencije.

HVDC sistemi mogu brzo da promene aktivnu snagu, te predstavljaju značajan resurs koji može da učestvuje u brznoj regulaciji frekvencije. Oni mogu da pruže frekvencijsku podršku sistemu neposredno nakon poremećaja, a znatno pre nego što frekvencija dostigne minimalnu vrednost. Zbog toga je u ovoj disertaciji analizirana primena HVDC sistema u brznoj regulaciji frekvencije i razvijena kontrola bazirana na lokalnim merenjima frekvencije i brzine promene frekvencije. Predstavljeno je adaptivno upravljanje HVDC sistema koje uzima u obzir veličinu poremećaja i inerciju sistema u kom se desio poremećaj. Predložena upravljačka strategija se sastoji od dva koraka. U prvom koraku je odgovor HVDC sistema konstantan, dok se u drugom koraku prilagođava procenjenoj veličini poremećaja, čime se pruža adekvatnija podrška za očuvanje frekvencijske stabilnosti u kritičnim uslovima. Novina predloženog rešenja je u primeni adaptivnog koraka kojim je omogućeno da HVDC sistem, iako nema informacije o elektroenergetskom sistemu i poremećaju, efikasno proceni poremećaj i aktivira dovoljne rezerve kojom se obezbeđuje stabilnost sistema. Predložena upravljačka strategija je implementirana u MATLAB/Simulinku i verifikovana simulacijama na IEEE test sistemu sa 39 čvorova.

3. Razvijena je metodologija kojom se kvantifikuje vrednost resursa za brzu regulaciju frekvencije u zavisnosti od njegove lokacije.

Iako se pokazalo da je lokacija resursa koji pruža uslugu brze regulacije frekvencije bitna u pogledu doprinosa poboljšanju frekvencije u sistemu sa heterogenom raspodelom inercije, nijedno istraživanje nije kvantifikovalo vrednost resursa u zavisnosti od lokacije. Performanse resursa zavise i od udaljenosti od mesta poremećaja, te je u ovoj disertaciji definisan kvantifikator pomoću kojeg se mogu porediti različite lokacije resursa za pružanje usluge brze regulacije frekvencije za određeni poremećaj i definisanu raspodelu inercije. Ovaj kvantifikator daje informaciju koja lokacija rezerve najviše doprinosi poboljšanju frekvencijske stabilnosti sistema i može pružiti koristan podatak operatoru prenosnog sistema u aktivnostima operativnog planiranja rada sistema. Pored definisanja kvantifikatora, u disertaciji je predložena i procedura kojom se porede različite lokacije resursa za brzu regulaciju frekvencije za listu poremećaja i određenu raspodelu inercije. Rezultati ove procedure mogu koristiti operatoru prenosnog sistema prilikom postupka alociranja rezerve za brzu regulaciju frekvencije za dan unapred kada je poznato angažovanje agregata u nekom vremenskom intervalu, a sa tim i očekivana raspodela inercije u sistemu. Još jedan od naučnih doprinosa ove disertacije je i metodologija za valorizaciju resursa za brzu regulaciju frekvencije koja nije ograničena na definisani poremećaj i radno stanje, kao ni na određenu raspodelu inercije u sistemu. Korišćenjem Monte-Carlo metode uvažen je veliki broj potencijalnih radnih stanja, raspodela inercije i poremećaja. Ova procedura može biti od značaja operatoru prenosnog sistema kao sredstvo poređenja resursa na različitim lokacijama sa aspekta planiranja razvoja sistema. Takođe, rezultati ove procedure mogu dati smernice investitorima na kojim lokacijama treba postaviti resurse za brzu regulaciju frekvencije, odnosno na kojim lokacijama su ovakvi resursi najznačajniji. Predložene procedure su primenjene na jednostavnom sistemu od tri oblasti i sistemu jugoistočne Australije koji su modelovani u MATLAB/Simulinku.

**Ključne reči:** regulacija frekvencije; frekvencijska stabilnost; dinamika elektroenergetskog sistema; elektroenergetski sistemi male inercije.

**Naučna oblast:** Tehničke nauke - Elektrotehnika

**Uža naučna oblast:** Elektroenergetski sistemi

**UDK:** 621.3

# **A novel decentralized approach for implementation of fast frequency control in low-inertia power system**

## **Abstract**

The subject of the doctoral dissertation is the development of a methodology for fast frequency control in low-inertia power systems based on local measurements. The most important contributions of the dissertation are the following:

1. An original control strategy for multi-stage fast frequency control has been developed to ensure that more reserves are activated in parts of the system that are more vulnerable to disturbance, considering service provision costs.

This dissertation presents a simple design of a fast frequency control strategy that uses only local measurements of frequency and rate of change of frequency. The proposed control strategy does not require the existence of a telecommunications infrastructure and is a non-complex and cost-effective solution. In this way, delays due to the transmission of control signals are avoided, which contributes to a faster response of the reserve. By using the locally measured value of the rate of change of frequency, faster detection of disturbances and consequently timely activation of the fast frequency response is enabled. The proposed multi-stage design allows the activated reserve to be proportional to the disturbance while respecting the spatial characteristics of the available reserve and the system, thus minimizing the propagation of the disturbance impact on system stability. By having several stages that are activated at different values of the rate of change of frequency, it has been achieved that most reserves are activated closer to the disturbance and in low-inertia parts of the system. Also, the multi-stage control strategy prioritizes the use of a low-cost fast frequency response reserve. Simulations on a single-machine system confirmed the advantage of a multi-stage over a single-stage solution. The basic insight into the spatial activation of fast frequency control after a disturbance was obtained by simulations on a simple three-area system, while simulations on the system of southeast Australia and IEEE 68 bus system confirmed the applicability of the proposed control strategy. An additional contribution of this dissertation is a potential market framework for fast frequency control as a new ancillary service, which includes the economic aspect of providing this service.

2. The control of the HVDC system has been developed to provide fast frequency control service.

HVDC systems can quickly change the active power and, as such, represent a significant potential resource that can participate in fast frequency control. They can provide frequency support to the system immediately after a disturbance, well before the frequency reaches a minimum value. Therefore, in this dissertation, an analysis of the application of the HVDC system in fast frequency control is provided and control based on local measurements of frequency and rate of change of frequency is developed. Adaptive control of the HVDC system is presented, which considers the size of the disturbance and the inertia of the system in which the disturbance occurred. The proposed control strategy consists of two steps. In the first step, the HVDC response is constant while in the second step, the HVDC response is adapted to the estimated size of disturbance providing more adequate support to preserve frequency stability during emergency conditions. The novelty of the proposed solution is in the adaptive step which enables the HVDC system, although there is no information on the power system and disturbance, to efficiently assess and activate sufficient reserves to ensure the stability of the system. The proposed control strategy was implemented in MATLAB/Simulink and verified by simulations on the IEEE 39 bus system.

3. A methodology has been developed to quantify the value of fast frequency control resources depending on their location.

Although the location of a resource that provides a fast frequency control service is important regarding frequency improvement in a system with a heterogeneous inertia distribution, no research has quantified the value of control resources based on their location. The performance of resources also depends on the distance from the location of the disturbance. In this dissertation, a quantifier is defined by which different locations of resources for providing fast frequency control service for an exact disturbance and defined distribution of inertia can be compared. This quantifier can provide useful information to the transmission system operator in the operational planning activities, which would provide information on which location reserve contributes most to the improvement of the frequency stability of the system. In addition to defined quantifiers, the dissertation proposes a procedure that can compare resource locations based on their contribution to frequency stability for the list of disturbances and specific distribution of inertia. The results of this procedure may be useful to the transmission system operator during the reserve allocation procedure for the day ahead planning when the operating state is identified and thus the expected distribution of inertia in the system is known. Another scientific contribution of this dissertation is the methodology for the valorisation of resources that is not limited to specific disturbance and operating system state, as well as for specific distribution of system inertia. Using the Monte-Carlo method, a large number of potential operating states, inertia distributions, and disturbances are taken into account. This procedure can be important for transmission system operators as a means of comparing resources in different locations from the aspect of system development planning. It can answer where such resources are most important, as well as guide investors where to install fast frequency control resources. The proposed procedures were applied to a simple three-area system and a system of Southeast Australia modelled in MATLAB/Simulink.

**Keywords:** frequency control; frequency stability; power system dynamics; low-inertia power systems.

**Scientific filed:** Technical science – Electrical engineering

**Scientific subfield:** Power Systems

**UDK:** 621.3



# SADRŽAJ

1. UVOD.....	1
1.1. Motivacija za istraživanjem.....	1
1.2. Pregled resursa koji mogu da pruže uslugu brze regulacije frekvencije .....	5
1.2.1. HVDC sistemi .....	5
1.2.2. Upravljanje potrošnjom.....	6
1.2.3. Vetroelektrane .....	7
1.2.4. Solarne elektrane.....	8
1.2.5. Uređaji za skladištenje električne energije.....	9
1.3. Usluga BRF u prenosnim sistemima u svetu .....	10
1.3.1. EES Velike Britanije.....	10
1.3.2. EES Irske.....	10
1.3.3. EES Teksasa.....	10
1.3.4. EES Australije.....	11
2. REGULACIJA FREKVENCije .....	12
2.1. Osnovni princip regulacije frekvencije .....	12
2.2. Frekvencijski odziv sistema od dve oblasti.....	14
2.2.1. Analitički pristup.....	14
2.2.2. Frekvencijski odziv dobijen simulacijama.....	20
3. VIŠESTEPENA BRZA REGULACIJE FREKVENCije BAZIRANA NA LOKALNIM MERENJIMA .....	22
3.1. Dizajn višestepene brze regulacije frekvencije .....	22
3.2. Merenje RoCoFa od strane PMUova .....	25
3.3. Predlog okvira tržišta za brzu regulaciju frekvencije.....	26
3.4. Simulacije na jednomašinskom sistemu.....	28
3.5. Simulacije na jednostavnom sistemu od tri oblasti .....	30

3.6.	Simulacije na test sistemu jugoistočne Australije .....	36
3.7.	Simulacije na IEEE test sistemu sa 68 čvorova .....	42
3.8.	Zaključna razmatranja .....	45
4.	UPRAVLJANJE HVDC SISTEMA ZA PRUŽANJE USLUGE BRZE REGULACIJE FREKVENCije .....	46
4.1.	Adaptivna BRF od strane HVDC sistema.....	47
4.2.	Modelovanje MMCa .....	49
4.2.1.	Implementacija kontrolnih petlji.....	52
4.2.2.	Upravljanje aktivnom i reaktivnom snagom.....	53
4.2.3.	Dizajn <i>sliding mode</i> kontrole .....	53
4.3.	Simulacije i rezultati.....	54
4.4.	Zaključna razmatranja .....	63
5.	METODOLOGIJA ZA KVANTIFIKACIJU VREDNOSTI RESURSA ZA BRZU REGULACIJU FREKVENCije U ZAVISNOSTI OD LOKACIJE U EESU .....	64
5.1.	Potreba za analizom uticaja lokacije resursa za BRF.....	64
5.2.	Analiza lokacijskog uticaja resursa za BRF na frekventijski odziv .....	65
5.3.	Definicija indeksa kojim se opisuje vrednost resursa za BRF u zavisnosti od lokacije.....	69
5.4.	Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i određeni poremećaj .....	69
5.5.	Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja – Procedura 1 .....	69
5.6.	Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja .....	70
5.7.	Simulacije na jednostavnom sistemu od tri oblasti .....	71
5.8.	Simulacije na složenijem test sistemu .....	74
5.8.1.	Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i određeni poremećaj.....	74
5.8.2.	Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja.....	81

5.8.3. Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja.....	82
5.9. Zaključna razmatranja .....	83
6. ZAKLJUČAK.....	84
LITERATURA.....	86
BIOGRAFIJA AUTORA.....	98

## LISTA SLIKA

Slika 1.1: Stalna tendencija smanjenja inercije od 2025. do 2040.god [4] .....	1
Slika 1.2: Prognozirane vrednosti RoCoFa u prenosnom sistemu Australije [32] .....	4
Slika 1.3: Osnovna konfiguracija VSC-HVDC sistema kojim se prenosi energija od vetroelektrane do AC mreže na kopnu .....	5
Slika 1.4: Prikaz HVDC sistema koji povezuje dve AC mreže .....	6
Slika 1.5: HVDC interkonekcije[44] .....	6
Slika 1.6: Povećanje proizvodnje vetroturbina, (a) približan prikaz prekomerne proizvodnje vetroturbine, (b) detaljan prikaz prekomerne proizvodnje energije vetroturbina, (c) karakteristika snaga-brzina rotora prekomerne proizvodnje vetroturbina [71] .....	8
Slika 1.7: Moguće karakteristike vetroturbine prilikom rada u rezervi, (a) rad u rezervi za brzine iznad nazivne brzine, (b) rad u rezervi za brzine ispod nazivne brzine, (c) rad u rezervi za brzine za sve brzine [35] .....	8
Slika 1.8: Rad solarne elektrane u podoptimalnom režimu [89] .....	9
Slika 2.1: Primarna regulacija – idealizovana karakteristika turbinskog regulatora .....	13
Slika 2.2: Sekundarna regulacija – idealizovana karakteristika turbinskog regulatora .....	13
Slika 2.3: Frekvencijski odziv i vremenska dekompozicija regulacije frekvencije .....	13
Slika 2.4: Maksimalne vrednosti RoCoFa u oblastima u zavisnosti od distribucije inercije .....	16
Slika 2.5: Maksimalne vrednosti RoCoFa u oblastima u zavisnosti od udaljenosti oblasti .....	16
Slika 2.6: Maksimalne vrednosti RoCoFa u oblastima u zavisnosti od koeficijenta prigušenja .....	17
Slika 2.7: Frekvencija međuzonskih oscilacija u zavisnosti od distribucije inercije .....	17
Slika 2.8: Frekvencija međuzonskih oscilacija u zavisnosti od koeficijenta sinhronizacione snage .....	17
Slika 2.9: Frekvencija međuzonskih oscilacija u zavisnosti od koeficijenta prigušenja .....	17
Slika 2.10: Vrednost RoCoFa u oblasti 1 u zavisnosti od frekvencije međuzonskih oscilacija .....	18
Slika 2.11: Vrednost RoCoFa u oblasti 2 u zavisnosti od frekvencije međuzonskih oscilacija .....	18
Slika 2.12: Razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od koeficijenta sinhronizacione snage .....	19
Slika 2.13: Razlika brzina promene frekvencije u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od koeficijenta sinhronizacione snage .....	19
Slika 2.14: Razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od raspodele inercije .....	20
Slika 2.15: Razlika brzina promene frekvencije u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od raspodele inercije .....	20
Slika 2.16: Kundurov test sistem od dve oblasti .....	21
Slika 2.17: Frekvencijski odziv za različite dužine vodova koji povezuju oblasti .....	21
Slika 2.18: Frekvencijski odziv za različitu raspodelu inercije .....	21
Slika 3.1: Dizajn upravljačke šeme za BRF .....	22
Slika 3.2: Promena aktivne snage pri isporuci usluge BRF .....	23
Slika 3.3: Prikaz prenosne mreže podeljene na koherentne oblasti .....	23
Slika 3.4: Vremenski okvir i troškovi povezani sa uslugom BRF .....	27
Slika 3.5: Troškovi usluge BRF u zavisnosti od poremećaja .....	28
Slika 3.6: Jednomašinski test sistem [21] .....	28
Slika 3.7: Odziv sistema u slučaju velikog poremećaja .....	30

Slika 3.8: Odziv sistema u manje kritičnog poremećaja .....	30
Slika 3.9: Jednostavan test sistem od 3 oblasti .....	30
Slika 3.10: Odziv sistema u slučaju jake interkonekcije .....	33
Slika 3.11: Odziv sistema u slučaju slabe interkonekcije .....	33
Slika 3.12: Odziv sistema u slučaju različitih dužina spojnih vodova .....	34
Slika 3.13: Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti male inercije .....	34
Slika 3.14: Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti velike inercije .....	35
Slika 3.15: Brza regulacija frekvencije za poremećaje u različitim oblastima .....	35
Slika 3.16: Troškovi usluge BRF .....	36
Slika 3.17: Modifikovan sistem jugoistočne Australije .....	37
Slika 3.18: Promene frekvencije nakon poremećaja u oblasti 2 .....	39
Slika 3.19: Promene RoCoFa nakon poremećaja u oblasti 2 .....	39
Slika 3.20: Odziv BRF nakon poremećaja u oblasti 2 .....	40
Slika 3.21: Odziv PRF nakon poremećaja u oblasti 2 .....	40
Slika 3.22: Promene frekvencije nakon poremećaja u oblasti 5 .....	41
Slika 3.23: Promene RoCoFa nakon poremećaja u oblasti 5 .....	41
Slika 3.24: Odziv BRF nakon poremećaja u oblasti 5 .....	42
Slika 3.25: Odziv PRF nakon poremećaja u oblasti 5 .....	42
Slika 3.26: IEEE sistem sa 68 čvorova .....	43
Slika 3.27: Promena frekvencije nakon poremećaja u oblasti 1 .....	44
Slika 3.28: Promene RoCoFa nakon poremećaja u oblasti 1 .....	44
Slika 3.29: Odziv BRF nakon poremećaja u oblasti 1 .....	45
Slika 4.1: Algoritam adaptivne BRF od strane HVDC sistema .....	49
Slika 4.2: Model MMC pretvarača .....	50
Slika 4.3: Unutrašnje kontrolne petlje a) cirkulacionu struju; b) izlaznu struju; i v) nultu struju. ....	52
Slika 4.4: Kontrola energije .....	53
Slika 4.5: PI kontroleri za aktivnu i reaktivnu snagu .....	53
Slika 4.6: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju ISMC i PI kontrole .....	54
Slika 4.7: Konfiguracije IEEE test sistema sa 39 čvorova .....	55
Slika 4.8: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji I .....	57
Slika 4.9: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji I .....	57
Slika 4.10: Brzine rotora generatora u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji I .....	58
Slika 4.11: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji II .....	59
Slika 4.12: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji II .....	59
Slika 4.13: Brzine rotora generatora u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji II .....	59
Slika 4.14: Brzine rotora generatora u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji I .....	60
Slika 4.15: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji I .....	61
Slika 4.16: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji I .....	61
Slika 4.17: Brzine rotora generatora u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji II .....	62
Slika 4.18: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji II .....	62
Slika 4.19: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji II .....	62
Slika 5.1: Različiti frekvencijski odzivi neposredno nakon poremećaja [102] .....	64

Slika 5.2: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 1 za različite vrednosti sinhonzacionog koeficijenta .....	67
Slika 5.3: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 2 za različite vrednosti sinhonzacionog koeficijenta .....	67
Slika 5.4: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 1 za različitu distribuciju inercije .....	68
Slika 5.5: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 2 za različitu distribuciju inercije .....	68
Slika 5.6: Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja .....	70
Slika 5.7: Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja .....	71
Slika 5.8: Jednostavan test sistem od 3 oblasti .....	72
Slika 5.9: Frekvencijski odziv za konfiguraciju I .....	73
Slika 5.10: Frekvencijski odziv za konfiguraciju II .....	73
Slika 5.11: Test sistem jugoistočne Australije [130] .....	75
Slika 5.12: Frekvencije u čvorovima gde se dostižu minimalne vrednost lokalne frekvencije u celom sistemu za slučaj poremećaja 1 .....	76
Slika 5.13: Grafički prikaz vrednosti indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 1 .....	77
Slika 5.14: RoCoF na generatorskim čvorovima za slučaj poremećaja 1 kada nema BRF .....	78
Slika 5.15: Frekvencija generatorskih čvorovima za slučaj poremećaja 1 kada ne postoji BRF i kad je BRF u čvoru 202 .....	78
Slika 5.16: Frekvencije u čvorovima gde se dostižu minimalne vrednost lokalne frekvencije u celom sistemu za slučaj poremećaja 2 .....	79
Slika 5.17: Grafički prikaz vrednosti indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 2 .....	79
Slika 5.18: RoCoF na generatorskim čvorovima za slučaj poremećaja 2 kada nema BRF .....	80
Slika 5.19: Frekvencija generatorskih čvorovima za slučaj poremećaja 2 kada ne postoji BRF i kad je BRF u čvoru 501 .....	80
Slika 5.20: Rezultati proračuna najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja .....	82
Slika 5.21: Rezultati proračuna najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja .....	83

## LISTA TABELA

Tabela 1.1. Dogovoren kapacitet HVDC podrške u slučaju pod/nadfrekventnih kritičnih stanja[44]	6
Tabela 3.1. Podaci o jednomašinskom sistemu.....	29
Tabela 3.2. Parametri višestepene BRF .....	31
Tabela 3.3. Podaci o sistemu od tri oblasti .....	31
Tabela 3.4. Podaci o različitim konfiguracijama sistema .....	32
Tabela 3.5. Podaci za simulacije .....	33
Tabela 3.6. Inercije generatora i ekvivalentne inercije oblasti .....	38
Tabela 4.1. Parametri MMC pretvarača.....	55
Tabela 5.1. Parametri test sistema koji se sastoji od 3 oblasti .....	72
Tabela 5.2. Parametri za različite konfiguracije sistema .....	72
Tabela 5.3. Vrednost indeksa za različite lokacije resursa za BRF .....	74
Tabela 5.4. Minimalna frekvencija i njena lokacija za scenario kada nema BRF .....	74
Tabela 5.5. Vrednost indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 1.....	77
Tabela 5.6. Vrednost indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 2.....	79
Tabela 5.7. Lista potencijalnih ispada.....	81

## LISTA SKRAĆENICA

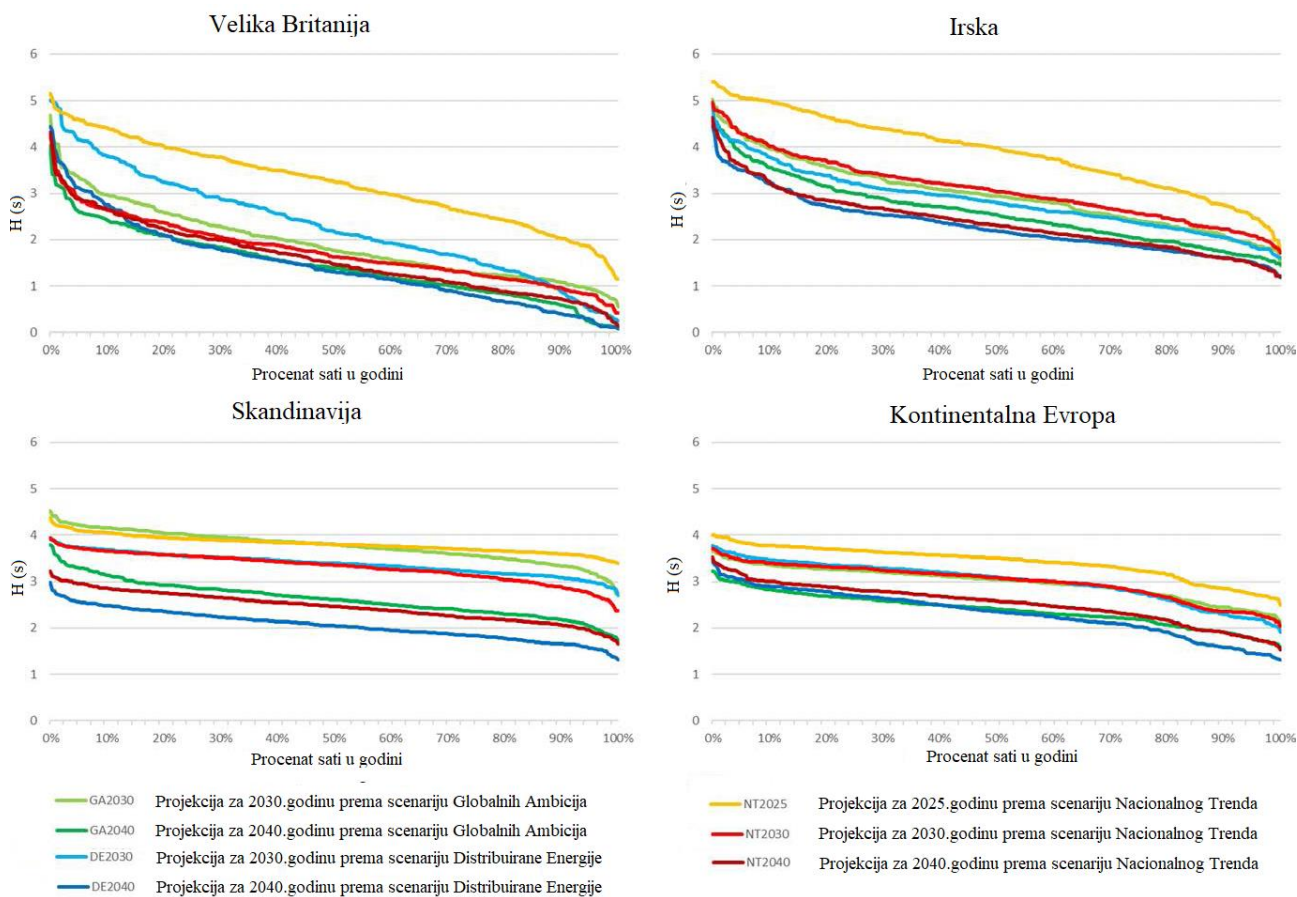
OIE	–	Obnovljivi izvori energije
EES	–	Elektroenergetski sistem
BRF	–	Brza regulacija frekvencije
PRF	–	Primarna regulacija frekvencije
SI	–	Sintetička inercija
OPS	–	Operator prenosnog sistema
HVDC	–	High Voltage Direct Current
VSC	–	Voltage Source Converter
MMC	–	Modular Multilevel Converter
SMC	–	Sliding Mode Control
ISMC	–	Integral Sliding Mode Control
ENTSO-E	–	European Network of Transmission System Operators for Electricity
RoCoF	–	Rate of Change of Frequency
PV	–	Photovoltaic
MPPT	–	Maximum Power Point Tracking
LCC	–	Line Commutated Converter
PWM	–	Pulse-Width Modulation
WAMS	–	Wide Area Monitoring System
PMU	–	Phasor Measurement Unit



# 1. UVOD

## 1.1. Motivacija za istraživanjem

Trend dekarbonizacije elektroenergetskih sistema (EESa) je nametnuo porast udela obnovljivih izvora energije (OIE) u proizvodnji električne energije i postepeno gašenje elektrana na fosilna goriva [1]. OIE ili ne poseduju inerciju obrtnih masa, ili poseduju fizičku inerciju ali su električno raspregnuti od sistema pomoću uređaja energetske elektronike, te zbog toga ne doprinose ukupnoj inerciji obrtnih masa u EESu. S druge strane, postepeno gašenje elektrana na fosilna goriva koje su direktno priključene na mrežu doprinosi smanjenju inercije EESa [2]. Slika 1.1 prikazuje stalnu tendenciju smanjenja inercije u različitim sinhronim oblastima prema scenarijima razvoja EESa definisanim od strane ENTSO-Ea [3]. Prikazane krive trajanja predstavljaju procenat sati tokom cele godine kada je ekvivalentna inercija sinhronne oblasti iznad date vrednosti. Može se uočiti da je za period od 2025. do 2040. godine očekivano smanjenje inercije u svim sinhronim oblastima. Smanjenje inercije je primetno čak i u velikim oblastima kao što je kontinentalna Evropa [4].



Slika 1.1: Stalna tendencija smanjenja inercije od 2025. do 2040.god [4]

Sistemi male inercije su manje otporni na poremećaje u pogledu frekvencijske stabilnosti i beleže brže i veće promene frekvencije nakon ispada proizvodne jedinice [5–7]. Tradicionalno su sinhroni generatori igrali veliku ulogu u regulaciji frekvencije zbog kinetičke energije sačuvane u velikim rotirajućim masama koja se suprotstavlja promeni frekvencije u EESu [8]. Inercija obrtnih masa određuje sposobnost EESa da se odupre promeni frekvencije na račun energije koja je potrebna za ubrzavanje ili usporavanje rotirajućih masa [9]. Ekvivalentna inercija sistema za svako

sinhrono područje je procenjena kinetička energija uskladištena u rotirajućim masama sinhronih generatora, podeljena ukupnom instalisanom snagom svih angažovanih proizvodnih jedinica, kako onih koje su direktno priključene na mrežu, tako i onih koje su povezane preko uređaja energetske elektronike. Što je veći udeo nesinhronne proizvodnje, to je ekvivalentna inercija sistema manja. Tranzicija ka energetskim sistemima koje odlikuje manja emisija CO<sub>2</sub> je doprinela smanjenju inercije obrtnih masa u EESu i otežala održavanje frekvencije u definisanim granicama [10].

Tradicionalna primarna regulacija frekvencije (PRF) od strane sinhronih generatora više nije dovoljno brza i efikasna da spreči pad frekvencije ispod dozvoljene granice [2]. Velika odstupanja frekvencije, kao i velika brzina promene frekvencije (RoCoF), mogu dovesti do kaskadnih ispada generatora i neželjenog isključivanja potrošača. Takođe, može doći i do isključivanja kritičnih deonica prenosne mreže zbog promenjenih tokova snaga, što može rezultovati u raspadu sistema. Iz tog razloga je potrebno razmotriti nove načine regulacije frekvencije i aktivnih snaga koji će usporiti pad frekvencije i biti prilagođeni EESu sa velikim učešćem uređaja energetske elektronike. Jedno od potencijalnih rešenja je ograničenje udela nesinhronne proizvodnje, odnosno ograničenje koje se odnosi na zahtevanu minimalnu inerciju obrtnih masa u sistemu [11]. Ovako postavljen zahtev je implicitno ograničavao maksimalnu vrednost RoCoFa usled ispada najveće proizvodne jedinice, i posledično ograničavao minimalnu vrednost frekvencije u sistemu nakon poremećaja. S druge strane, ovaj način ograničavanja frekvencije u dozvoljenim granicama je ekološki nepovoljan pošto je potrebno držati u pogonu sinhronne generatore koji su sastavni deo elektrana na fosilna goriva. Drugi način za ograničavanje frekvencije u definisanim granica je viđen u ograničenju snage najveće proizvodne jedinice, odnosno veličine najvećeg potencijalnog ispada [12]. Na ovaj način je takođe ograničena maksimalna vrednost RoCoFa u slučaju najkritičnijeg ispada, ali nije ekonomski povoljno rešenje zbog ekonomije veličine, odnosno zbog činjenice da su najveće proizvodne jedinice obično i najekonomičnije u pogledu proizvodnje električne energije. Treće potencijalno rešenje za probleme frekvencijske stabilnosti u sistemima male inercije viđeno je u novim sistemskim uslugama kao što su sintetička inercija (SI) i brza regulacija frekvencije (BRF) [13,14].

SI, takođe pominjana u literaturi pod nazivom virtuelna inercija [15–17], predstavlja promenu aktivne snage odgovarajućeg resursa koja je srazmerna RoCoFu [16,18]. Na taj način se oponaša inercioni odziv sinhronih generatora koji su direktno povezani na mrežu, odnosno inherentno ponašanje obrtnih masa kao reakcija na poremećaj u EESu. RoCoF je najveći u sistemu neposredno nakon poremećaja i posle se smanjuje do trenutka kada frekvencija dostigne minimalnu vrednost. Zbog toga je odziv SI najveći neposredno nakon poremećaja i nakon toga opada sa smanjenjem RoCoFa. Loša strana ovako kontrolisanog odziva je što se doprinos frekvencijskoj stabilnosti smanjuje vremenom iako resurs potencijalno ima dovoljno energije da održava snagu na inicijalnoj vrednosti neposredno nakon poremećaja.

BRF se može posmatrati kao dodatna sistemska usluga koje će se aktivirati neposredno nakon poremećaja i usporiti pad frekvencije [3]. ENTSO-E definiše BRF kao promenu izlazne snage resursa koja je sporija od inercionog odziva, ali brža od primarne regulacije sinhronih generatora [4]. U određenoj literaturi, BRF se definiše kao promena aktivne snage koja je srazmerna odstupanju frekvencije [13], dok neka literatura razlikuje BRF koja je dinamička, odnosno zavisi od odstupanja frekvencije, i statička, odnosno konstantna [19,20]. Dinamička BRF se može posmatrati kao brza primarna regulacija frekvencije i njena nepovoljna strana je što odziv raste sa povećanjem odstupanja frekvencije. Njen doprinos frekvencijskoj stabilnosti je umanjen jer je podrška aktivne snage značajnija što ranije nakon poremećaja [21]. Statička BRF ima konstantan odziv koji se aktivira pri graničnoj vrednosti RoCoFa ili odstupanja frekvencije i može u potpunosti iskoristiti dostupne kapacitete resursa u pogledu maksimalne moguće snage, pod uslovom da resurs raspolaže dovoljnom količinom energije. BRF je sistemska usluga za regulaciju frekvencije koja ima cilj da uspori promenu frekvencije neposredno nakon poremećaja i pruži podršku da vrednost frekvencije ne padne ispod dozvoljene granice. Na taj način, ona daje vremena sinhronim generatorima koji

učestvuju u primarnoj regulaciji da povećaju svoju izlaznu aktivnu snagu i uspostave ravnotežu između proizvodnje i potrošnje.

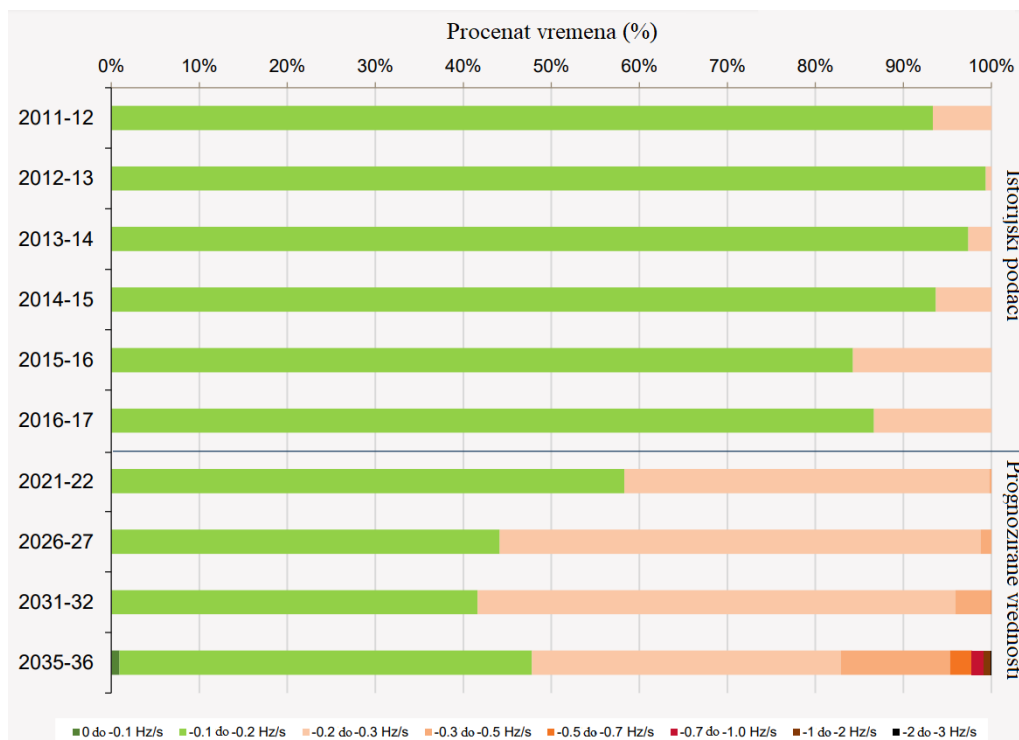
Brze promene frekvencije nakon poremećaja su naročito zastupljene u sistemima koji su delimično izolovani i imaju veliku zastupljenost solarnih i vetroelektrana kao što su Irska, Velika Britanija i Južna Australija. Problemi ove vrste će biti sve više zastupljeni sa povećanjem udela obnovljivih izvora u proizvodnji električne energije i smanjenjem inercije obrtnih masa u sistemu [22–24].

Irska nema nijednu AC interkonekciju sa drugim sistemima, a samim tim ni pristup inerciji obrtnih masa ostalih elektroenergetskih sistema. Zbog toga se suočava sa brzim promenama frekvencije i kad ima relativno manji nivo penetracije obnovljivih izvora u odnosu na druge sisteme. 2009. godine, EirGrid (operator prenosnog sistema za Irsku) i SONI (operator prenosnog sistema za Severnu Irsku) su pokrenuli niz studija pod nazivom “Olakšavanje integracije obnovljivih izvora energije“ osmišljenih da ispituju tehničke izazove u vezi sa postizanjem ambicioznih ciljeva za integraciju OIE [25,26]. Ove studije, objavljene 2010. godine, identifikovale su RoCoF kao jedan od potencijalnih izazova koji je potrebno rešiti. Simulacijama je utvrđeno da je potrebno ograničiti udeo nesinhronih proizvodnih jedinica na 50% kako bi se održala stabilnost sistema u slučaju poremećaja, osim ako RoCoF releji na vetroelektranama i drugim generatorima nisu onemogućeni ili prilagođeni [25].

Velika Britanija takođe nema AC interkonekcije, ali je preko HVDC vodova povezana sa kontinentalnim delom Evrope i Skandinavijom. Preko polovine električne energije Velika Britanija dobija iz obnovljivih izvora [6]. National Grid (operator prenosnog sistema za Veliku Britaniju) je primetio pad nivoa inercije obrtnih masa od 2013. godine [27]. 2015. godine su objavili rezultate studije koja modeluje buduće energetske scenarije za Veliku Britaniju, gde su procenili niz potencijalnih izazova i rešenja za bezbednost sistema, uključujući inerciju, stabilnost i žilavost EESa [28]. Visoka vrednost RoCoFa je identifikovana kao neposredni izazov. Otkriveno je da visoki RoCoF predstavlja problem prvo zbog potencijalnog isključivanja RoCoF releja (ispada generatora), a drugo zbog većih izazova u održavanju frekvencije (sprečavanje kaskadnih ispada u sistemu) [28]. Zabrinutost operatora je potvrdio događaj 9. avgusta 2019. godine kada je u Velikoj Britaniji došlo do ispada vetroelektrane, praćenim ispadom gasne elektrane i manjim gubitkom proizvodnje na distributivnom nivou, koji je rezultovao prekidom napajanja za više od milion potrošača. Nakon poremećaja je aktivirana regulaciona rezerva kako bi se uravnotežio sistem i nadoknadio nedostatak proizvodnje usled ispada dve velike elektrane i distribuirane proizvodnje. Međutim, kako nije bilo na raspolaganju dovoljno rezerve, operatori distributivne mreže su automatski isključili neke potrošače kako bi sprečili dalje poremećaje u celom sistemu. Potrošačima je ponovo uspostavljeno napajanje 45 minuta nakon poremećaja, ali je događaj, zbog prekida napajanja i neisporučene električne energije, izazvao milionsku štetu [29].

Mala inercija sistema je naročito izražena u regionu Južne Australije koji je sa ostalim delom sistema Australije povezan pomoću jedne AC interkonekcije. To znači da ako dođe do kvara na interkonektivnom vodu, Južna Australija može da se električno odvoji od ostatka sistema i u tom slučaju može doći do vrlo visoke vrednosti RoCoFa [30]. Do takve situacije je došlo 28. septembra 2016. godine kad je zbog jakog vetra u Južnoj Australiji došlo do aktiviranja zaštitne funkcije vetrogeneratora i smanjenja snage proizvodnje vetroparkova za 456 MW. Smanjenje proizvodnje vetroelektrana je dovelo do značajnih promena tokova snaga i povećanja uvozne energije što je dovelo do preopterećenja dalekovoda koji povezuju Južnu Australiju sa ostatkom sistema Australije. Isključivanjem dalekovoda EES Južne Australije se odvojio od ostatka interkonekcije i prešao u ostrvski režim rada. Bez značajnog smanjenja opterećenja nakon razdvajanja sistema, preostala proizvodnja bila je mnogo manja od priključene potrošnje i nije bila u stanju da održi frekvenciju sistema u ostrvskom radu. Kao rezultat toga, došlo je totalnog raspada EESa Južne

Australije. Kasnije analize poremećaja su pokazale da je, nakon razdvajanja sistema, kolaps frekvencije i posledični raspad sistema bio neizbežan [31]. Slika 1.2 prikazuje istorijske i prognozirane vrednosti RoCoFa na osnovu strategije razvoja elektroenergetskog sistema Australije prema kojima se mogu očekivati slične situacije u budućnosti.



Slika 1.2: Prognozirane vrednosti RoCoFa u prenosnom sistemu Australije [32]

Velike promene frekvencije nakon poremećaja nisu samo zastupljene u sistemima koji su izolovani i imaju veliki udeo nesinhronne proizvodnje, već mogu biti kritične i u velikim, dobro povezanim interkonekcijama. Jedan od primera je razdvajanje sinhronog područja kontinentalne Evrope na dva dela, koje se dogodilo 8. januara 2021.godine [33]. Ovom događaju prethodio je ispad sabirnice na 400 kV naponskom nivou u trafostanici Ernestinovo u Hrvatskoj koji je doveo do razdvajanja sabirnica u ovoj trafostanici i posledičnih promena tokova snaga. Kao rezultat promena tokova snaga, došlo je do preopterećenja vodova i delovanje zaštite koja je preopterećene vodove isključila sa mreže. Nakon toga je usledilo dalje isključenje vodova zbog distantne zaštite, što je na kraju dovelo do razdvajanja interkonekcije kontinentalne Evrope na dva dela. Odvajanje sistema rezultovalo je deficitom snage od približno 6.3 GW i padom frekvencije na vrednost od 49.74 Hz u severozapadnom delu sistema i identičnim viškom snage u jugoistočnom delu sistema u kojem je došlo do povećanja frekvencije na vrednost od 50.6 Hz. Zbog niske frekvencije u severozapadnom delu došlo je ugovorenog isključenja potrošača sa mreže u Francuskoj i Italiji da bi se smanjilo odstupanje frekvencije. Dodatna podrška aktivne snage isporučena je od strane sinhronog područja Velike Britanije i Severne Evrope što je rezultovalo u smanjenju odstupanja frekvencije na oko 0.1 Hz od nominalne vrednosti. Problem visoke frekvencije u jugoistočnom delu interkonekcije Evrope je ublažen smanjenjem proizvodnje u Turskoj posle čega se frekvencija smanjila na vrednost od 50.2 Hz i ostala u granicama normalnih radnih uslova do trenutka resinhronizacije.

Sličan događaj manjeg intenziteta se odigrao i 24.jula 2021.godine kada su se, nakon poremećaja u Francuskoj, prenosni sistemi Španije i Portugalije, zajedno sa manjim delom francuskog prenosnog sistema, razdvojili od sinhronog područja interkontinentalne Evrope. Neposredno pre poremećaja, Španija je uvozila 2500 MW iz Francuske. Nakon ispada dalekovoda, kao rezultat viška energije došlo je do povećanja frekvencije na 50.06 Hz u znatno većem

severoistočnom delu kontinentalne Evrope koje nije bilo praćeno daljim posledicama. U jugozapadnom delu koji se odvojio od interkonekcije i prešlo u ostrvski rad, deficit energije doveo je do smanjenja frekvencije na 48.65 Hz, što je pokrenulo aktiviranje automatskog rasterećivanja potrošača. Ove protivmere su doprinele brznoj stabilizaciji frekvencije u ovom delu i omogućile resihronizaciju 37 minuta nakon početnog ispada [34].

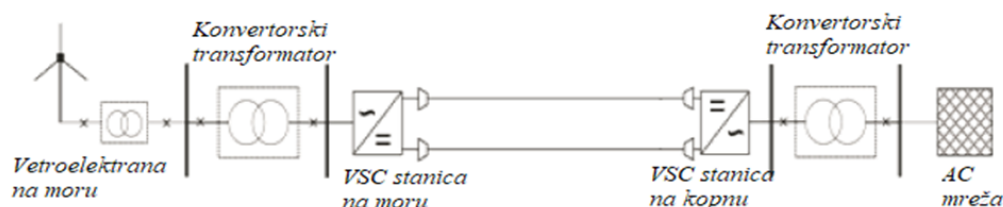
Postojanje brze regulacije frekvencije kao dodatne systemske usluge bi omogućilo da se pomenuti poremećaji ne prošire na celu interkonekciju i da se saniranje posledica poremećaja dešava baš u delovima sistema koji su odgovorni za poremećaj. Na taj način se sprečava dalja eskalacija poremećaja, velike promene tokova snaga i nepotrebno isključivanje potrošača koje je praćeno velikim troškovima zbog neisporučene električne energije.

## 1.2. Pregled resursa koji mogu da pruže uslugu brze regulacije frekvencije

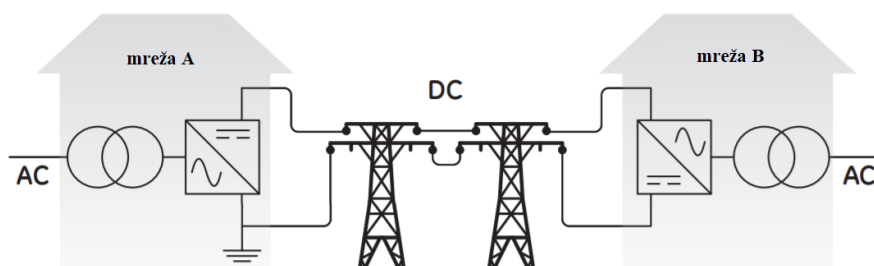
Postoji veliki broj resursa koji su pogodni za pružanje usluge BRF i u ovom potpoglavlju će biti dat njihov pregled i izložene njihove prednosti i ograničenja [35].

### 1.2.1. HVDC sistemi

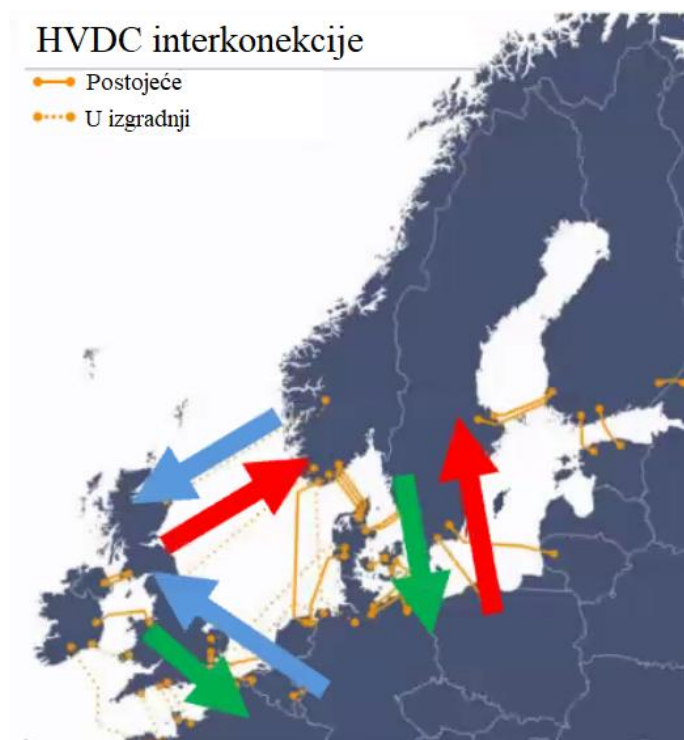
HVDC (High Voltage Direct Current) vodovi omogućavaju prenos električne energije visokim jednosmernim naponom. Manji gubici aktivne snage i izbegnut problem ugaone stabilnosti pri prenosu velikih snaga na velike udaljenosti su stavili HVDC sisteme u prve redove pri integraciji OIE, naročito offshore vetroelektrana [36]. Velike vetroelektrane na moru, instalisane snage i preko 1 GW, se uglavnom grade na rastojanju od 100 do 150 km od obale. Što je razdaljina veća, veći su troškovi izvođenja AC kablova. Takođe, velika je proizvodnja kapacitivne reaktivne snage, zbog čega se smanjuje prenosna moć voda. Za velika rastojanja ekonomičnijim se pokazao DC prenos, naročito kada su u pitanju podvodni kablovi. Primena VSC (Voltage Source Converter) tehnologije koja omogućava odvojenu regulaciju aktivne i reaktivne snage ovde se pokazala naročito pogodnom. Slika 1.3 prikazuje osnovnu konfiguraciju VSC-HVDC sistema kojim se prenosi energija od vetroelektrane do AC mreže na kopnu. U opštem slučaju, HVDC vodovi povezuju dve sinhronne oblasti koje su električno raspregnute u pogledu prenosa poremećaja iz jednog sistema u drugu (Slika 1.4). Međutim, HVDC sistemi imaju mogućnost da brzo promene aktivnu snagu i na taj način pruže uslugu BRF sistemu u kom je došlo do poremećaja [37–41]. Za sisteme koji imaju malu inerciju, BRF od strane HVDC sistema može biti od vitalne važnosti za stabilizaciju frekvencije i već je implementirana u nekim sistemima u svetu. Dve HVDC konekcije između sistema Irske i Velike Britanije se koriste za podršku BRF [42], dok je preporuka ENTSO-Ea da usluga brze regulacije frekvencije postane obavezna za HVDC sisteme [43]. U tabeli 1.1 je prikazan dogovoren kapacitet HVDC sistema za ispomoć u slučaju pod/nadfrekventnih kritičnih stanja u Velikoj Britaniji, Skandinaviji i kontinentalnoj Evropi preko HVDC interkonekcija prikazanih na slici 1.5 [44].



Slika 1.3: Osnovna konfiguracija VSC-HVDC sistema kojim se prenosi energija od vetroelektrane do AC mreže na kopnu



Slika 1.4: Prikaz HVDC sistema koji povezuje dve AC mreže



Slika 1.5: HVDC interkonekcije[44]

Tabela 1.1. Dogovoren kapacitet HVDC podrške u slučaju pod/nadfrekventnih kritičnih stanja[44]

od - ka	Skandinavija		Kontinentalna Evropa		Velika Britanija		Ukupno	
Skandinavija	/		1000 MW	1000 MW	600 MW	400 MW	1600 MW	1400 MW
Kontinentalna Evropa	600 MW	500 MW	/		600 MW	400 MW	1200 MW	900 MW
Velika Britanija	600 MW	500 MW	1000 MW	1000 MW	/		1600 MW	1500 MW

### 1.2.2. Upravljanje potrošnjom

Kako vrednost frekvencije zavisi od ravnoteže između proizvodnje i potrošnje, resursi za regulaciju frekvencije se mogu naći i na strani potrošnje pod uslovom da je komfor krajnjih korisnika minimalno ugrožen [45]. Upravljanje potrošnjom kao podrška regulaciji frekvencije se prvi put pominje još u 1980ih kada je identifikovano pasivno i aktivno upravljanje potrošnjom [46].

Pasivno upravljanje potrošnjom se uglavnom odnosi na nekritična opterećenja koja prirodno koriste radni ciklus i mogu da se uključe/isključe privremeno nakon poremećaja frekvencije da bi se

uspostavio balans između proizvodnje i potrošnje ili da bi se ublažila promenljivost OIE. Termostatski kontrolisani uređaji, koji svojstveno poseduju skladištenje toplotne energije i istovremeno su i veliki potrošači, predstavljaju dobre kandidate za brzu regulaciju frekvencije [47–49]. Takvi uređaji uključuju frižidere, zamrzivače, klima uređaje, bojlere itd. Pored toga, osvetljenje se takođe može uzeti u obzir privremenim zatamnivanjem osvetljenosti kao odgovor na pad frekvencije u mreži [50]. Odziv potrošnje može varirati od 250 do 400 milisekundi [51].

Osim fleksibilnosti koju nudi upravljanje potrošnjom, ono ima i pozitivan uticaj na životnu sredinu. Smanjuje se potreba za rezervom koju pružaju konvencionalne elektrane što dovodi do smanjene emisije CO<sub>2</sub> [52]. U Velikoj Britaniji, agregatori koji imaju više od 3 MW nominalne snage, mogu učestvovati u programima upravljanja potrošnjom ako u roku od 2 sekunde mogu da odgovore na pad frekvencije koji je veći od 0.3 Hz, smanjujući potrošnju u vremenskom intervalu od 30 min, 10 do 30 puta godišnje [53]. Agregatoru se zauzvrat plaća u rasponu od 30000£/MWh do 40000£/MWh za obezbeđivanje brzog frekvencijskog odziva [54]. U Velikoj Britaniji je i definisana sistemska usluga za brzu regulaciju frekvencije poznata kao pojačan frekvencijski odziv (Enhanced Frequency Response (EFR)), gde može da učestvuje bilo koja potrošnja veća od 1 MW koja može da odreaguje u roku od 1 sekunde [55]. Analiza resursa koji mogu da pruže uslugu brze regulacije frekvencije u nordijskih elektroenergetskim sistemima je pokazala da postoji dovoljno kapaciteta rezerve na strani potrošnje, ali da glavni izazov predstavlja monitoring trenutno dostupnih uređaja i sposobnost da oni odreaguju blagovremeno [56,57]. Takođe je navedeno da postoji rizik od suvišnog reagovanja ili pojave oscilacija u sistemske frekvenciji [58].

Za brzu regulaciju frekvencije naročito dobri kandidati mogu biti vehicle-to-grid (V2G) stanice za punjenje električnih automobila [59,60]. V2G stanice za punjenje mogu osetiti lokalnu frekvenciju mreže i kroz prilagođavanje brzine punjenja mogu da upravljaju opterećenjem, odnosno energijom koju uzimaju/vraćaju u mrežu. Studije izvodljivosti učešća V2G u brzom regulaciji frekvencije su sprovedene u zemljama kao što su Švedska [73], Nemačka [61,62], Velika Britanija [63], Francuska [64] i Danska [65]. Učešće električnih vozila u regulaciji frekvencije ima značajan uticaj na smanjenje životnog veka baterije, što se ogleda u ekonomskoj održivosti V2G koncepta. Takođe, omogućavanje usluge dvosmernog punjenja i dalje predstavlja značaj investicioni trošak za vlasnika stanice za punjenje. Vremenski promenljiva snaga punjenja, komfor krajnjih korisnika, fizička ograničenja procesa punjenja i distribuirani punjači predstavljaju dodatne izazove kada se radi o korišćenju električnih automobila u regulaciji frekvencije.

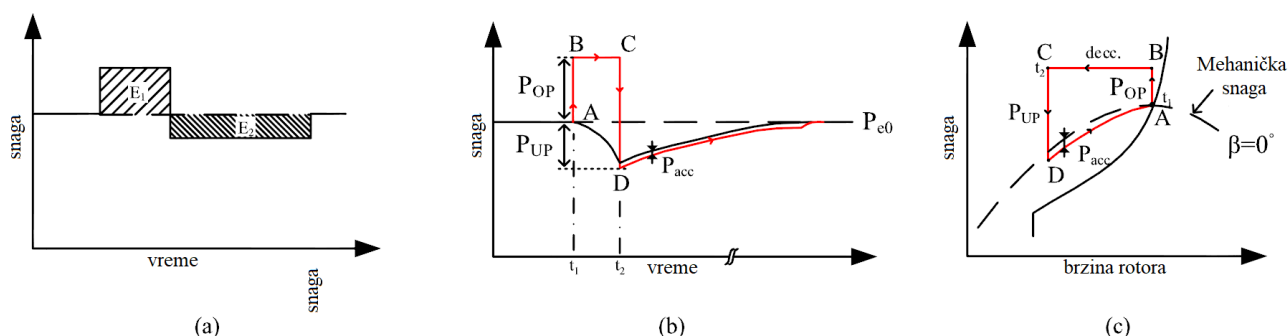
Učešće potrošnje u brzom regulaciji frekvencije nije zahtevano od strane nijednog operatora prenosnog sistema. Međutim, u raznim zemljama, kao što su Velika Britanija, Novi Zeland i neki delovi SADa, definisana je dodatna sistemska usluga koja se odnosi na brzu regulaciju frekvencije i agregisana potrošnja može ravnopravno učestvovati na tržištu [66].

### 1.2.3. Vetroelektrane

Vetroturbine imaju uskladištenu kinetičku energiju u obrtnim masama rotora i njihova konstanta inercije ima tipičnu vrednost od 2–9s [67]. Međutim, vetroturbine sa promenljivom brzinom obrtanja su povezane na mrežu pomoću uređaja energetske elektronike i na taj način je sprečeno njihovo direktno učešće u inercionom odzivu sistema nakon poremećaja. Umesto toga, vetroturbine mogu pružiti uslugu BRF, kroz povećanje proizvodnje ili kroz rad u rezervi [68–70].

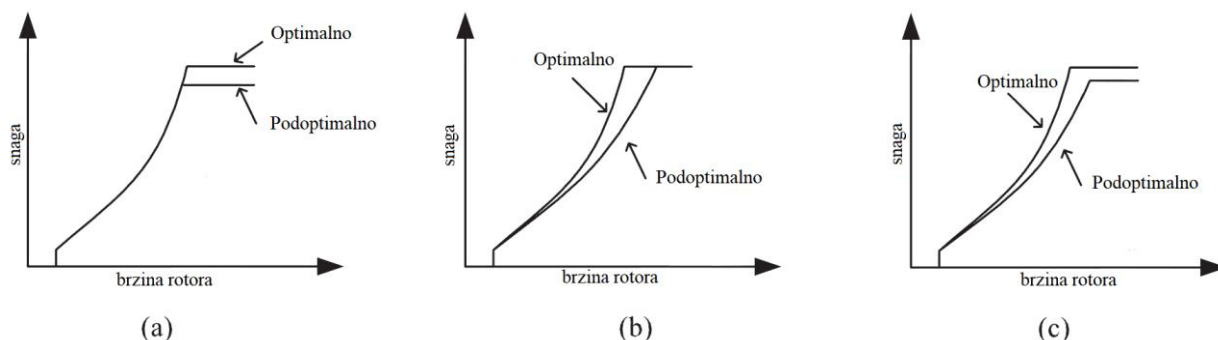
Povećanje proizvodnja se, zbog ograničenja mehaničke stabilnosti, može primeniti samo u kratkom vremenskom intervalu, tj. u vremenskom okviru za brzu regulaciju frekvencije. U svrhu brze regulacije frekvencije, vetroturbine mogu da proizvode aktivnu snagu koja je veća od nazivne snage u slučaju jakog vetra, kao i da daju snagu veću od raspoložive u uslovima kada postoje niže brzine vetra. Vetroturbine sa promenljivom brzinom obrtaja imaju mogućnost prekomerne proizvodnje do 20% tokom 10 sekundi u uslovima relativno velike brzine vetra (11m/s i više), ali

spособnost prekomerne proizvodnje opada sa smanjenjem brzine vetra [71]. Iznad nazivne brzine vetra nagib lopatice može se kontrolisati tako da se obezbedi izlazna snaga veća od nazivne kao odgovor na pad frekvencije u mreži, ali ispod nazivne brzine vetra, turbina radi sa maksimalno raspoloživom snagom, tako da mora doći do dodatne kratkotrajne proizvodnje na račun uskladištene energije rotora, što dovodi do smanjenja brzine rotora turbine. Mana ovog pristupa je u tome što je, nakon inicijalnog povećanja izlazne snage vetroturbine na račun kinetičke energije obrtnih masa rotora, potreban period oporavka brzine rotora. Tada dolazi do smanjenja izlazne snage (Slika 1.6) čiji agregisani uticaj može rezultovati privremenim debalansom između proizvodnje i potrošnje što dovodi do dodatnog poremećaja [71]. Različiti načini da se izbegnu posledice oporavka brzine rotora su predloženi u literaturi [72–74].



Slika 1.6: Povećanje proizvodnje vetroturbina, (a) približan prikaz prekomerne proizvodnje vetroturbine, (b) detaljan prikaz prekomerne proizvodnje energije vetroturbina, (c) karakteristika snaga-brzina rotora prekomerne proizvodnje vetroturbina [71]

U slučaju rada u rezervi, podrška frekvencijskoj stabilnosti se može primeniti na dužem vremenskom intervalu [75–77]. Slika 1.7 prikazuje moguće karakteristike vetroturbine prilikom rada u rezervi. Vetroturbine rade sa izlaznom snagom koja je manja od maksimalne moguće snage za odgovarajuću brzinu vetra. Na ovaj način postoji rezerva koja omogućava brzo povećanje izlazne snage u slučaju smanjenja frekvencije. Mana ovog načina regulacije je što vetroelektrana radi sa snagom manjom od moguće, te gubi potencijalni profit. Učešće vetroturbina u brznoj regulaciji frekvencije takođe može dovesti do povećanog mehaničkog naprežanja turbina kada je potrebno naglo povećati aktivnu proizvodnju električne energije u vrlo kratkom vremenskom periodu [78,79].



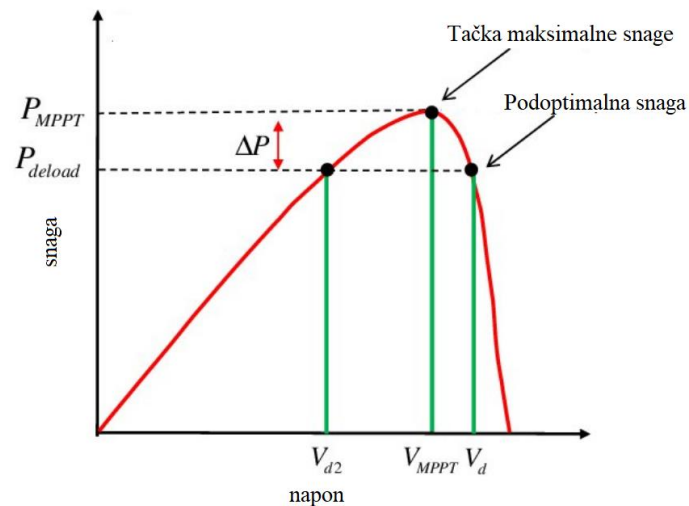
Slika 1.7: Moguće karakteristike vetroturbine prilikom rada u rezervi, (a) rad u rezervi za brzine iznad nazivne brzine, (b) rad u rezervi za brzine ispod nazivne brzine, (c) rad u rezervi za brzine za sve brzine [35]

#### 1.2.4. Solarne elektrane

Zbog svoje statičke prirode solarne elektrane ne poseduju rotirajuću masu koja bi obezbedila inercioni odziv. Pored toga, vrlo promenljiva priroda sunčevog zračenja zahteva brzo i tačno



praćenje tačke maksimalne snage (MPPT) pomoću kontrolnog sistema, što zauzvrat ne dozvoljava održavanje bilo koje rezerve za učešće u brzom regulaciji frekvencije. Ono što je potrebno napomenuti jeste da je održavanje konstantne izlazne snage solarne elektrane velike naznačene snage postala obavezno i važnije od MPPTa [80]. Rad solarne elektrane u podoptimalnom režimu kada je izlazna snaga manja od maksimalne moguće za te radne uslove (Slika 1.8) predstavlja način kako može da se obezbedi brza regulacija frekvencije [81–85]. S druge strane, velika penetracija solarnih sistema dodatno ističe važnost učešća solarnih elektrana u brzom frekvencijskom odzivu i trenutno neki operatori prenosnih sistema zahtevaju mogućnost regulacije frekvencije od solarnih elektrana koje su povezane na srednji i visok napon [86,87]. Međutim, solarne elektrane priključene na niskonaponsku distributivnu mrežu nisu u obavezni da daju brzi frekvencijski odziv, i čak im je često dozvoljeno da se isključe sa mreže u slučaju ekstremnih varijacija frekvencije [88].



Slika 1.8: Rad solarne elektrane u podoptimalnom režimu [89]

### 1.2.5. Uređaji za skladištenje električne energije

Upotreba uređaja za skladištenje energije u regulaciji frekvencije se primenjuje od 1980ih [90]. Međutim, primena je većinom bila ograničena na ostrvske sisteme sa većim fokusom na balansiranje proizvodnje i potrošnje, a ne na BRF. Ubrzani razvoj energetske elektronike i tehnologija za skladištenje energije rezultirao je u poboljšanoj efikasnosti, pouzdanosti, vremenskom odzivu, životnom ciklusu i još važnije, manjoj ceni. Za pružanje usluge brze regulacije frekvencije potrebno je da element za skladištenje energije ima kratko vreme odziva sa brzim stopom pražnjenja, dok je istovremeno kapacitet potreban za tako kratkoročnu primenu relativno mali. Olovne, natrijum-sumporne i litijumske baterije [91–93], superkondenzatori [94,95] i zamajci [96–98] zadovoljavaju uslove potrebne za uslugu brze regulacije frekvencije. Superkondenzatori mogu da obezbede brzo pražnjenje i kratko vreme odziva, ali su oni i dalje jako skupi. Dalji razvoj superkondenzatora može poboljšati njegovu primenu za BRF.

Baterije se mogu koristiti samostalno, ili u sklopu hibridnih sistema sa vetroturbinama i solarnim panelima. Hibridni sistem koji se sastoji od baterije i vetrogeneratora mogu da obezbedi oko 45% veću rezervu za BRF u poređenju sa samo vetroturbinama [99]. Integrisanje baterija u PV sistem može smanjiti rad u rezervi solarnih elektrana [100], ili ga čak eliminisati [15], i tako smanjiti neisporučenu energiju koja je posledica rada u radnoj tački koja ne odgovara MPPTu. Distribuirani elementi za skladištenje se smatraju dobrom alternativom u elektroenergetskim sistema male inercije kada su iscrpljena sva ostala rešenja [101]. Nepovoljna strana ovog pristupa jeste što je trošak po jedinici skladišnog kapaciteta i dalje značajan.

### 1.3. Usluga BRF u prenosnim sistemima u svetu

Potreba za brzom regulacijom frekvencije je prepoznata od operatora prenosnih sistema i neki od njih već imaju implementiranu uslugu BRF.

#### 1.3.1. EES Velike Britanije

Operator prenosnog sistema Velike Britanije je 2016. godine pokrenuo dodatnu sistemsku uslugu EFR (Enhanced Frequency Response) za pružanje frekvencijskog odziva u vremenskom intervalu kraćem od 1 sekunde kao odgovor na brze promene frekvencije nakon poremećaja. Baterije, tj. uređaji za skladištenje energije, su bili identifikovani kao potencijalni pružaoci ove usluge. Tenderi su bili ograničeni na maksimalnu snagu od 50 MW kako bi se omogućio veći broj potencijalnih pružaoca usluge. Zahtev da minimalno trajanje isporuke BRF treba da bude minimalno 15 min je ograničilo ponude resursa na baterije i potrošače. 2019. godine je završen projekat Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) koji je omogućio da širi spektar tehnologija učestvuje u uslugama BRF uključujući solarne i vetroelektrane, pored elemenata za skladištenje i učešća potrošača [102].

#### 1.3.2. EES Irske

EirGrid, operator prenosnog sistema i ujedno i operator tržišta električne energije u Irskoj, ima implementiranu uslugu brze regulacije frekvencije pod nazivom Fast Frequency Response (FFR). Pružaoci ove usluge treba da isporuče podršku sistemu, odnosi moraju biti u mogućnosti da isporuče dodatnu aktivnu snagu u sistem, u roku od 2 sekunde nakon poremećaja i omogućće trajanje isporuke BRF minimalno 10 sekundi nakon poremećaja. Vremenski je ova usluga pozicionirana između inercionog odziva i primarne regulacije frekvencije i ima za cilja da smanji brzinu promene frekvencije (RoCoF) i da omogući da frekvencija dostigne minimum za duže vreme. Dodatni zahtev za pružaoce ove usluge jeste da u period od 10 do 20 sekundi nakon poremećaja ne smeju da iz sistema preuzmu više energije nego što su isporučili tokom isporuke BRF [103]. Ovako definisana usluga je implementirana u oktobru 2018. godine, a pružaoci ove usluge su bile vetroelektrane i potrošnja dok je godinu dana kasnije potpisan šestogodišnji ugovor sa tri baterijska postrojenja ukupne snage 110 MW vrednosti 210 miliona evra [104].

#### 1.3.3. EES Teksasa

ERCOT, operator prenosne mreže Teksasa, definiše BRF kao promenu aktivne snage odgovarajućeg resursa koja je brža od odziva usled primarne regulacije frekvencije, sa punim odzivom u roku od 0.5 sekundi i trajanjem od najmanje 10 minuta. Cilj ovako definisane BRF je da ublaži RoCoF i odloži trenutak kada frekvencija dostiže minimalnu vrednost [105].

ERCOT je podelio BRF na dva tipa [106]:

1. FFR1 (Fast Frequency Response 1) – Trajanje isporuke BRF je najmanje deset minuta i usluga je ponovo dostupna u roku od 15 minuta nakon prestanka isporuke BRF.
2. FFR2 (Fast Frequency Response 2) - Trajanje isporuke BRF je sve dok pružaoci usluge ne prime instrukcije o opozivu od strane operatora sistema ili dok ne istekne ugovoreno vreme trajanja za pomoćnu uslugu. Usluga je ponovo dostupna u roku od 180 minuta nakon prestanka isporuke BRF.

Zahtev da trajanje isporuke BRF od najmanje deset minuta u slučaju FFR1 isključuje vetrogeneratore kao potencijalne resurse za pružanje ove usluge. Ovako definisana usluga BRF ključni fokus daje resursu potrošnje. Takođe, ovako definisani zahtevi za trajanje isporuke BRF daju vremensko preklapanje usluge BRF i primarne regulacije frekvencije koje mogu biti veoma međuzavisne. Zbog preklapanja u vremenskom okviru i sposobnosti supstitucije, preporuka

ERCOTa je da se usluge BRF i PRF tretiraju kao „jedinstveno tržište”. Predloženo je da se za svaki sat dan unapred utvrde ukupni zahtevi za zbirnu uslugu BRF i PRF i da se alocira rezerva za BRF koja zadovoljava te zahteve kako bi se osigurao prihvatljiv odziv sistema [106].

#### **1.3.4. EES Australije**

Operator tržišta električne energije Australije je 2021.godine definisao tehničke preporuke za razvoj BRF kao nove dodatne usluge u sistemu [107]. U preporuci se navodi da, dugoročno gledano, primenom postojećih usluga za regulaciju frekvencije neće moći da se obezbedi potrebna brzina frekvencijskog odziva u uslovima manje inercije. Uvođenjem usluge BRF bi se uvažile mogućnosti brze promene aktivne snage odgovarajućih resursa i pružaoci usluge BRF bi bili adekvatno plaćeni korišćenjem različitih cena koje odražavaju različite nivoe performansi resursa. Pružaoci usluge BRF treba da isporuče podršku sistemu u roku od 1 sekunde nakon poremećaja i omoguće trajanje isporuke BRF od minimalno 6 sekundi.

Usluga BRF odgovara 5-minutnom tržištu, i stav operatora je da se BRF može primeniti na tom vremenskom intervalu pod uslovom da se lokalnim ograničenjima i zahtevima može upravljati na 5-minutnom tržištu. Dizajn tržišta za BRF bi trebalo da uključuje regionalne zahteve za BRF, bilo putem regionalnih maksimuma ili regionalnih minimuma, ili kombinacijom oba. U [107] se navodi da sintetička inercija i BRF pružaju dragocenu podršku frekvencijskoj stabilnosti sistema, međutim, one su fundamentalno različite i ne bi ih trebalo kombinovati u okviru iste usluge.

Zahtevano vreme odziva resursa za BRF od strane operatora prenosnih sistema varira od 0.5 do 2 sekunde. Ovo je znatno sporije od mogućnosti nekih tehnologija (od kojih neke mogu da reaguju u roku od 20 milisekundi). Ovo duže vreme odziva je rezultat opreza oko izazova povezanih sa robusnim otkrivanjem poremećaja i preciznim merenjem RoCoFa neposredno nakon poremećaja [66,108].

## 2. REGULACIJA FREKVENCIJE

### 2.1. Osnovni princip regulacije frekvencije

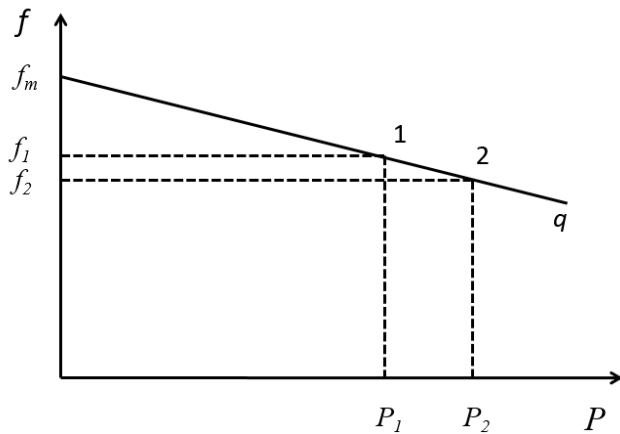
Frekvencija je osnovni pokazatelj stanja u elektroenergetskom sistemu. Sa nominalnom vrednošću od 50Hz, ona je indikator balansa između proizvodnje i potrošnje električne energije. Povećanje proizvodnje u odnosu na potrošnju rezultuje porast frekvencije iznad 50Hz, dok frekvencija manja od 50Hz ukazuje da je potrošnja u sistemu veća od proizvodnje. Frekvencija u sistemu je stalno promenljiva veličina i osnovni zadatak operatora sistema jeste da održava njenu vrednost u uskim granicama oko 50Hz. Osnovni cilj regulacije učestanosti i aktivnih snaga u elektroenergetskom sistemu je održavanje ravnoteže između proizvodnje i potrošnje električne energije. U tradicionalnom EES-u za regulaciju frekvencije bili su odgovorni proizvodni kapaciteti gde je sinhroni generator bio osnovni regulacioni resurs. Regulacija frekvencije se vremenski i funkcionalno deli na primarnu, sekundarnu i tercijarnu kojima prethodi inercioni odziv obrtnih masa.

- Inercioni odziv je inherentno ponašanje sinhronih generatora koji su direktno povezani na mrežu kao reakcija na debalans između proizvodnje i potrošnje. Neposredno nakon poremećaja dolazi do nagle promene izlazne aktivne snage generatora na račun kinetičke energije koja je uskladištena u rotoru sinhronih mašina. Inercioni odziv je srazmeran brzini promene frekvencije i opada sa vremenom.

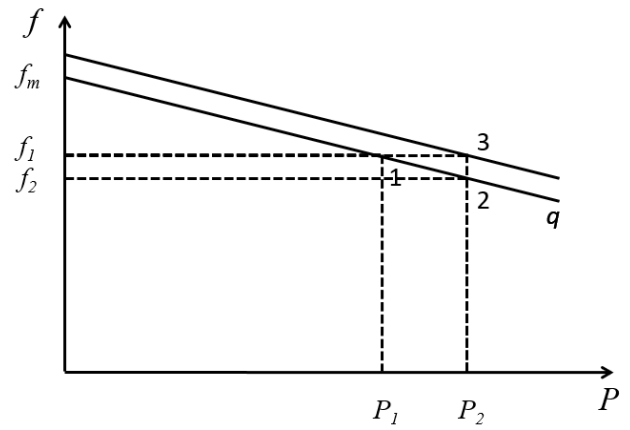
- Primarna regulacija učestanosti predstavlja spontano dejstvo regulatora pogonskih mašina sinhronih generatora koji su osetljivi na promenu frekvencije. Podešavanjem statizma generatora omogućena je promena aktivna snage generatora srazmerno odstupanju frekvencije u sistemu. Osnovni zadatak primarne regulacije frekvencije jeste da obezbedi balans između proizvodnje i potrošnje, odnosno stabilan prelaz u novo radno stanje. Primarnom regulacijom se obezbeđuje stabilizacija frekvencija na vrednost koja se razlikuje od inicijalne (Slika 2.1). Vreme aktiviranja primarne regulacije je najviše 15 sekundi nakon poremećaja za aktiviranje 50% ili manje od ukupne rezerve primarne regulacije, a za aktiviranje od 50% do 100% maksimalno vreme se linearno povećava do 30 sekundi. Trajanje isporuke primarne rezerve je minimum 15 minuta.

- Sekundarna regulacija ima za cilj da vrati frekvenciju na nominalnu vrednost kao i da uspostavi dogovorenu snagu razmene. Frekvencija i tokovi snaga se kontrolišu promenom nivoa proizvodnje generatorskih jedinica koje učestvuju u sekundarnoj regulaciji i na taj način se kompenzuje debalans aktivne snage (Slika 2.2). Delovanjem sekundarne regulacije oslobađa se aktivirana primarna rezerva. Potrebno je napomenuti da se debalans snage kompenzuje samo u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja. Vreme reagovanje sekundarne regulacije je od 30s do 15 min.

- Tercijarna regulacija se superponira na primarnu i sekundarnu regulaciju učestanosti i snage razmene, u cilju najekonomičnije raspodele opterećenja među proizvodnim agregatima. Ona je po svojoj suštini ekonomsko angažovanje agregata. Tercijarna regulacija ima za cilj da oslobodi primarnu i sekundarnu rezervu koja treba da bude dostupna u slučaju sledećeg poremećaja. Tercijarna rezerva se aktivira u periodu od 15 do 30 minuta nakon nastanka poremećaja. Vreme trajanja aktiviranja tercijarne rezerve mora biti dovoljno da obezbedi isporuku energije do otklanjanja uzroka koji je doveo do njenog aktiviranja, a najduže 24 sata.

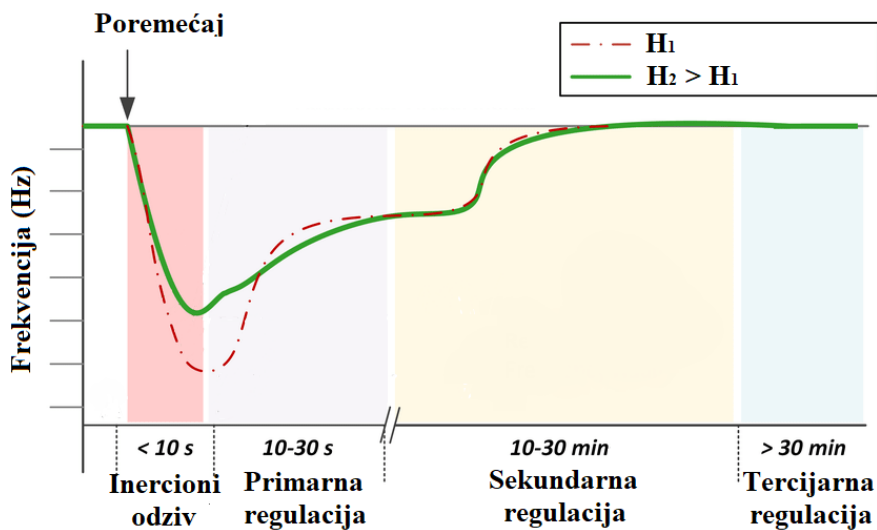


Slika 2.1: Primarna regulacija – idealizovana karakteristika turbinskog regulatora



Slika 2.2: Sekundarna regulacija – idealizovana karakteristika turbinskog regulatora

Na slici 2.3 je prikazan frekvencijski odziv nakon poremećaja i vremenska dekompozicija regulacije frekvencije.



Slika 2.3: Frekvencijski odziv i vremenska dekompozicija regulacije frekvencije

Promena frekvencija  $f$  nakon poremećaja u jednom sistemu se može prikazati pomoću klasične jednačine obrtnih masa [109]:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2HS_b} (-(k_D + k_{prim})\Delta f - \Delta P) \quad (2.1)$$

, gde  $f_0$  odgovara nominalnoj frekvenciji sistema,  $H$  predstavlja konstantnu inercije, a  $S_b$  snagu generisanja u sistemu. Veličina  $k_D$  je recipročna vrednost koeficijenta samoregulacije opterećenja kojim se modeluje osetljivost snage potrošnje na promenu frekvencije. Veličina  $k_{prim}$  je recipročna vrednost statizma generatora. Ukupna snaga debalansa  $\Delta P$  je definisana kao razlika između ukupne snage proizvodnje i ukupnog opterećenja sistema.

Ako ne uzmemo u obzir vremensku zavisnost koeficijentata  $k_{prim}$ , možemo dobiti osnovni oblik frekvencijskog odziva u analitičkom obliku:

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P}{k_D + k_{prim}} \left( 1 - e^{-\frac{(k_D + k_{prim})f_0 t}{2HS_b}} \right) \quad (2.2)$$

Brzina promene frekvencije je opisana izrazom:

$$RoCoF(t) = \frac{\Delta P \cdot f_0}{2HS_b} e^{-\frac{(k_D + k_{prim})f_0 t}{2HS_b}} \quad (2.3)$$

Bez sistema za regulaciju frekvencije, iznenadni poremećaji bi prouzrokovali velika odstupanja frekvencije, prateći nagib koji je obrnuto proporcionalan inerciji sistema. Iz izraza 2.3 se zaključuje da brzina promene frekvencije zavisi od veličine poremećaja, ali i od inercije sistema. Zbog toga su sistemi koji imaju veliki udeo nesinhronne proizvodnje električne energije više osetljivi na poremećaje. Kod njih su više izražene velike brzine promene frekvencije i potrebno je manje vremena da frekvencije dođe do kritične vrednosti (Slika 2.3). Zbog toga je potrebno razmatrati novi vid regulacije frekvencije koji će reagovati pre primarne regulacije, dovoljno brzo da spreči pad frekvencije ispod dozvoljene granice.

## 2.2. Frekvencijski odziv sistema od dve oblasti

### 2.2.1. Analitički pristup

U ovom potpoglavlju je prikazan matematički model za frekvencijski odziv sistema od dve oblasti čijim razmatranjem se mogu izvesti osnovni zaključci na osnovu kojih je predložena upravljačka strategija za brzu regulaciju učestanosti. Radi jednostavnosti je predstavljen dinamički model sistema sa dve oblasti, pri čemu se on može generalizovati na sistem proizvoljnog sastava i dimenzija.

Uprošćeni linearizovani model ovog se sistema može opisati sistemom diferencijalnih jednačina [11]:

$$\frac{d\Delta f_1}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H_1} (-K_1^D \Delta f_1 - \Delta P - \Delta p_{12}) \quad (2.4)$$

$$\frac{d\Delta f_2}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H_2} (-K_2^D \Delta f_2 + \alpha_{12} \Delta p_{12}) \quad (2.5)$$

gde su  $\Delta f_1$  i  $\Delta f_2$  odstupanja frekvencije od nominalne vrednosti u oblastima 1 i 2 izražene u relativnim jedinicama, a  $\alpha_{12}$  odnos snaga ovih oblasti.  $H_1$  i  $H_2$  predstavljaju ekvivalentne konstante inercije u oblastima 1 i 2, dok su  $K_1^D$  i  $K_2^D$  koeficijenti globalne samoregulacije potrošača ovih oblasti. Promena snage po spojnom vodu od oblasti 1 ka oblasti 2  $\Delta p_{12}$  nakon poremećaja  $\Delta P$  u oblasti 1 se može izraziti kao:

$$\Delta p_{12} = m_s \cdot \Delta \theta_{12} \quad (2.6)$$

gde je  $m_s$  koeficijent sinhronizacione snage definisan kao:

$$m_s = \left. \frac{dP_{12}}{d\theta_{12}} \right|_{\theta_{12_0}} = \frac{U'_1 U'_2}{X'_{12}} \cos \theta_{12} \quad (2.7)$$

U prethodnom izrazu,  $U'_1$  i  $U'_2$  predstavljaju napone sabirnica na krajevima spojnog voda,  $X'_{12}$  je reaktansa voda, a  $\theta_{12}$  je razlika u faznim uglovima napona na krajevima spojnog voda između oblasti 1 i oblasti 2. Koeficijent sinhronizacione snage je obrnuto srazmeran dužini spojnog voda i u slučaju slabih interkonekcija (dugih spojnih vodova) koeficijent  $m_s$  ima manju vrednost.

Izraz 2.6 se može prikazati kao:

$$\frac{d\Delta p_{12}}{dt} = m_s (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (2.8)$$

Dinamički model sistema od dve oblasti predstavljen je sistemom diferencijalnih jednačina prvog reda 2.4, 2.5, i 2.8. Ovaj pojednostavljeni model ne uključuje promenu izlazne snage

generatora zbog primarne regulacije frekvencije budući da je vremenski interval od interesa za BRF samo nekoliko sekundi nakon poremećaja. Usvojena pretpostavka je opravdana jer je generatorima koji pružaju uslugu primarne regulacije potrebno vreme za povećanje izlazne snage koje je veće od tog perioda. Očekuje se da se BRF aktivira oko 1 sekund nakon poremećaja.

Zbog jednostavnosti je usvojeno je da je  $\alpha_{12}=1$ , dok je, bez značajnog umanjenja opštosti, usvojeno da važi  $K_1^D/H_1 \approx K_2^D/H_2$  čime je obezbeđena mogućnost nalaženja rešenja sistema diferencijalnih jednačina opštim izrazima u analitičkoj formi:

Uz pretpostavku da su frekvencije u oblastima 1 i 2 pre poremećaja bile jednake nominalnoj vrednosti, dobija se frekvencijski odziv u analitičkom obliku:

$$\Delta f_1 = \left( \frac{H}{4H_1^2\delta} - \frac{1}{4H_1\delta} \right) \Delta P (1 - e^{-2\delta t}) - \frac{H}{2H_1^2\omega} \Delta P e^{-\delta t} \sin \omega t \quad (2.9)$$

$$\Delta f_2 = -\frac{H}{4H_1H_2\delta} \Delta P (1 - e^{-2\delta t}) + \frac{H}{2H_1H_2\omega} \Delta P e^{-\delta t} \sin \omega t \quad (2.10)$$

U izrazima 2.9 i 2.10 su korišćeni sledeći simboli:

$$H = \frac{H_1H_2}{H_1+H_2} \quad (2.11)$$

$$\omega = \sqrt{\frac{m_s}{2H} - \left( \frac{K_1^D}{4H_1} \right)^2} \quad (2.12)$$

$$\delta = \frac{K_1^D}{4H_1} \quad (2.13)$$

gde  $H$  predstavlja ekvivalentnu konstantu inercije sistema od dve oblasti, a  $\omega$  i  $\delta$  su redom frekvencija i koeficijent prigušenja međuzonskih oscilacija između ove dve oblasti.

Kako je u početnom trenutku odstupanje snage razmene jednako nuli, na osnovu izraza 2.4 se može zaključiti da početna vrednost RoCoFa u oblasti 1, u kojoj je došlo do poremećaja, zavisi samo od veličine poremećaja i inercije te oblasti i iznosi:

$$RoCoF_{10} = -\frac{\Delta P}{2 \cdot H_1} \quad (2.14)$$

Inicijalna vrednost RoCoFa u oblasti 2 je, na osnovu izraza 2.5, jednaka nuli.

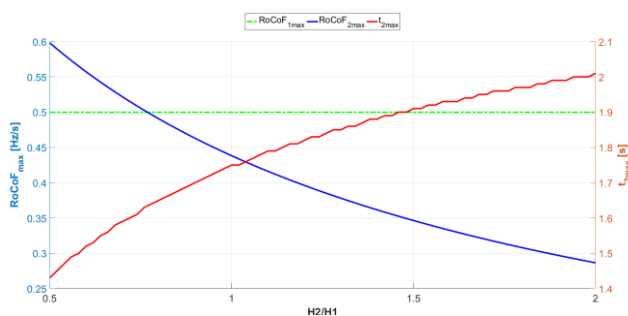
RoCoF u oblasti 1 je najveći<sup>1</sup> u početnom trenutku, dok najveća vrednost RoCoFa u oblasti 2, kao i vremenski trenutak u kom se ona dostiže, zavisi od distribucije inercije, vrednosti koeficijenta sinhronizacione snage (udaljenosti od lokacije poremećaja), i koeficijenta prigušenja.

Maksimalne apsolutne vrednosti RoCoFa u oblastima 1 i 2, kao i trenuci kada se one dostižu, u zavisnosti od raspodele inercije su prikazane na slici 2.4. Maksimalna vrednost RoCoFa u oblasti 1 se dostiže neposredno nakon poremećaja i zbog toga je trenutak kad se ona dostiže izostavljen sa grafika. Maksimalna vrednost RoCoFa u oblasti 1 je nezavisna od raspodele inercije, jer zavisi samo od veličine poremećaja i inercije oblasti 1 (2.14). Za parametre usvojene u modelu, RoCoF u oblasti 1 iznosi 0.5 Hz/s. Maksimalna vrednost RoCoFa u oblasti 2 se dostiže u trenutku  $t_{2max}$  i zavisi od raspodele inercije. Ako oblast 2 ima manju inerciju od oblasti 1 u kojoj se dogodio poremećaj, najveća vrednost RoCoFa u oblasti 2 će biti veća nego u slučaju kada oblast 2 ima veću

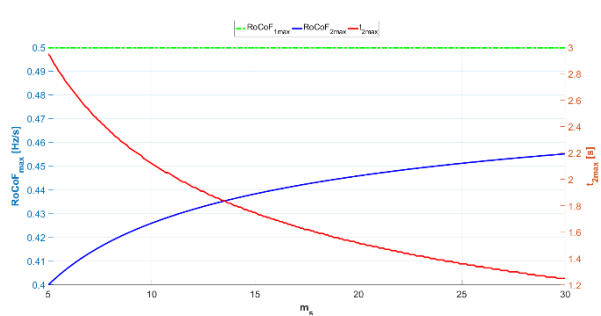
<sup>1</sup> Kako frekvencija opada nakon poremećaja, RoCoF ima negativnu vrednost, ali je ovde usvojeno da se poređenja odnose na apsolutnu vrednost RoCoFa.

inerciju od oblasti 1. Oblast manje inercije će takođe pre osetiti poremećaj nego oblast veće inercije koja je identično udaljena od oblasti 1.

Na slici 2.5 su prikazane maksimalne apsolutne vrednosti RoCoFa u oblasti 1 i 2, kao i trenutak kada se te vrednosti javljaju, u zavisnosti od udaljenosti ove dve oblasti, odnosno vrednosti koeficijenta sinhronizacione snage. Maksimalna vrednost RoCoFa u oblasti 1 se dostiže neposredno nakon poremećaja i zbog toga je trenutak kad se ona dostiže izostavljen sa grafika. Maksimalna vrednost RoCoFa u oblasti 1 je nezavisna od udaljenosti oblasti, jer zavisi samo od veličine poremećaja i inercije oblasti 1 (2.14). Za parametre usvojene u modelu, RoCoF u oblasti 1 iznosi 0.5 Hz/s. Maksimalna vrednost RoCoFa u oblasti 2 se dostiže u trenutku  $t_{2max}$  i zavisi od udaljenosti oblasti. Kao što se vidi na slici 2.5, u slabije povezanom sistemu, razlika maksimalnih vrednosti RoCoFa u oblastima 1 i 2 je veća nego u sistemu sa jačom interkonekcijom i takođe je potrebno više vremena da se dostigne najveća vrednost RoCoFa u oblasti 2. Rezultati pokazuju da će udaljenija oblast biti pogođena poremećajem kasnije i manjim intenzitetom od bližih.



Slika 2.4: Maksimalne vrednosti RoCoFa u oblastima u zavisnosti od distribucije inercije



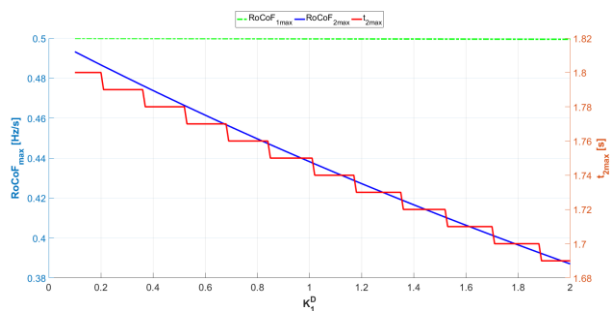
Slika 2.5: Maksimalne vrednosti RoCoFa u oblastima u zavisnosti od udaljenosti oblasti

Maksimalne vrednosti RoCoFa u oblastima u zavisnosti od koeficijenta prigušenja  $K_I^D$  su prikazane na slici 2.6. Rezultati pokazuju da je sa manjim vrednostima koeficijenta prigušenja razlika u maksimalnim vrednostima RoCoF u područjima manja, ali da je potrebno više vremena da RoCoF u oblasti 2 dostigne svoju maksimalnu vrednost.  $t_{2max}$ , trenutak kada se dostiže maksimalna vrednost RoCoFa u oblasti 2 ima stepenast oblik zbog usvojenog koraka u numeričkim simulacijama.

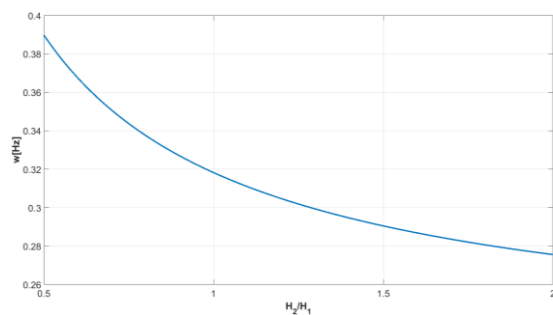
Razlika u frekvencijskim odzivima oblasti 1 i 2 diktirana je međuzonskim oscilacijama i te razlike omogućavaju prostorno zavisnu lokalnu regulaciju frekvencije. U ovom kratkom vremenskom intervalu neposredno nakon poremećaja još uvek nema značajnog dejstva primarne regulacije, te je shodno tome u razmatranom modelu i izostavljen model turbinskog regulatora. Pored toga, pokazuje se da ni postojanje stabilizatora ne utiče na razlike frekvencijskih odziva u vremenskom prozoru od nekoliko sekundi. Reagovanje BRF je neposredno nakon poremećaja, tako da se dalja analiza može ograničiti na analizu uticaja distribucije inercije, koeficijenta sinhronizacione snage i koeficijenta prigušenja, kao ključnih parametara koji utiču na učestanost i amplitudu međuzonskih oscilacija.

Učestanost međuzonskih oscilacija u zavisnosti od raspodele inercije, koeficijenta sinhronizacione snage i koeficijenta prigušenja je prikazana na slikama 2.7- 2.9. Grafici pokazuju da su, u slučaju slabe interkonekcije, frekvencije međuzonskih oscilacije niže u odnosu na slučaj jake interkonekcije kada su oblasti manje udaljene. Niže frekvencije međuzonskih oscilacija su takođe zastupljene u slučaju kada oblast 2 ima veću inerciju od oblasti 1. Sa većim vrednostima koeficijenta prigušenja, učestanost međuzonskih oscilacija je niža, ali nema tako značajan uticaj kao raspodela inercije i koeficijent sinhronizacione snage.

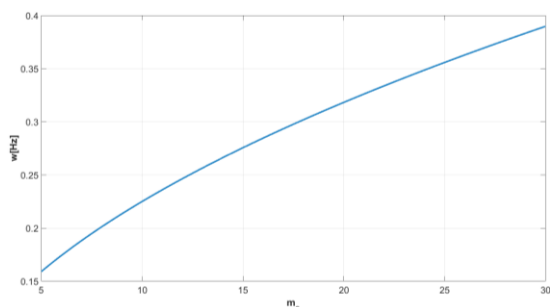




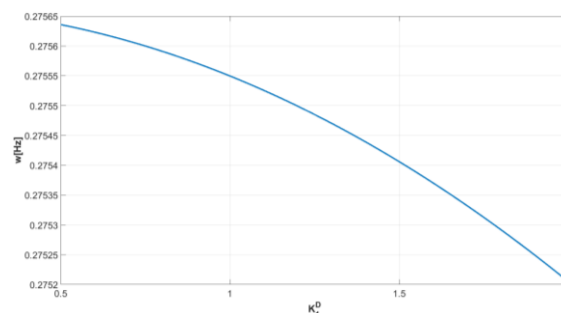
Slika 2.6: Maksimalne vrednosti RoCoFa u oblastima u zavisnosti od koeficijenta prigušenja



Slika 2.7: Frekvencija međuzonskih oscilacija u zavisnosti od distribucije inercije

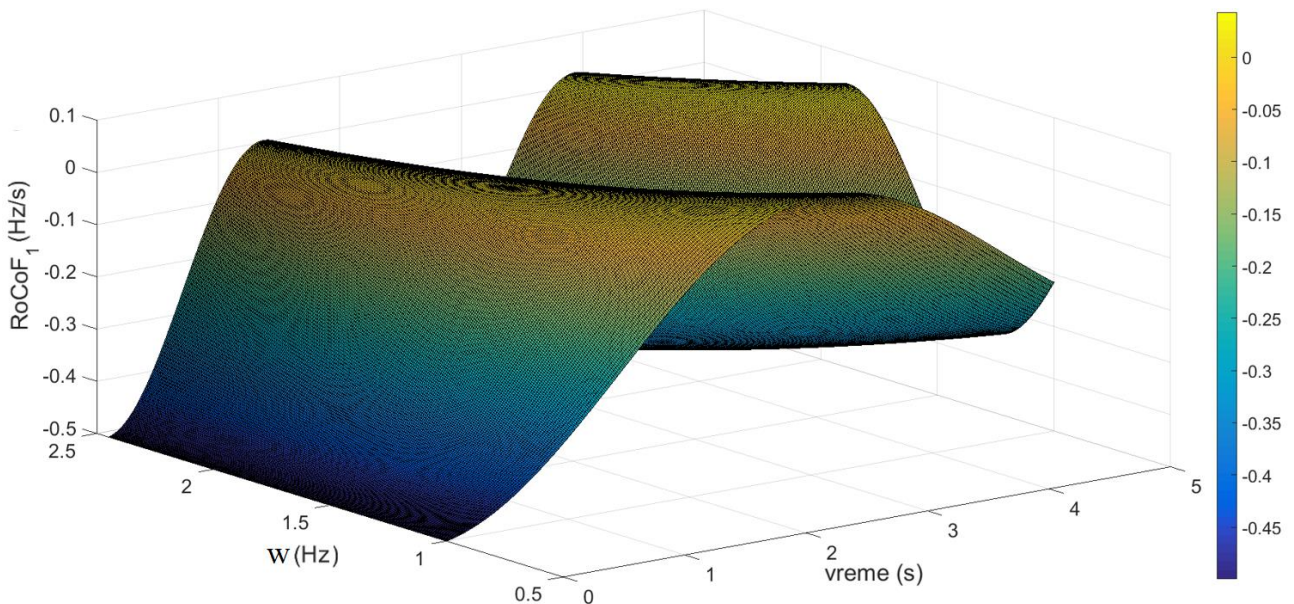


Slika 2.8: Frekvencija međuzonskih oscilacija u zavisnosti od koeficijenta sinhronizacione snage

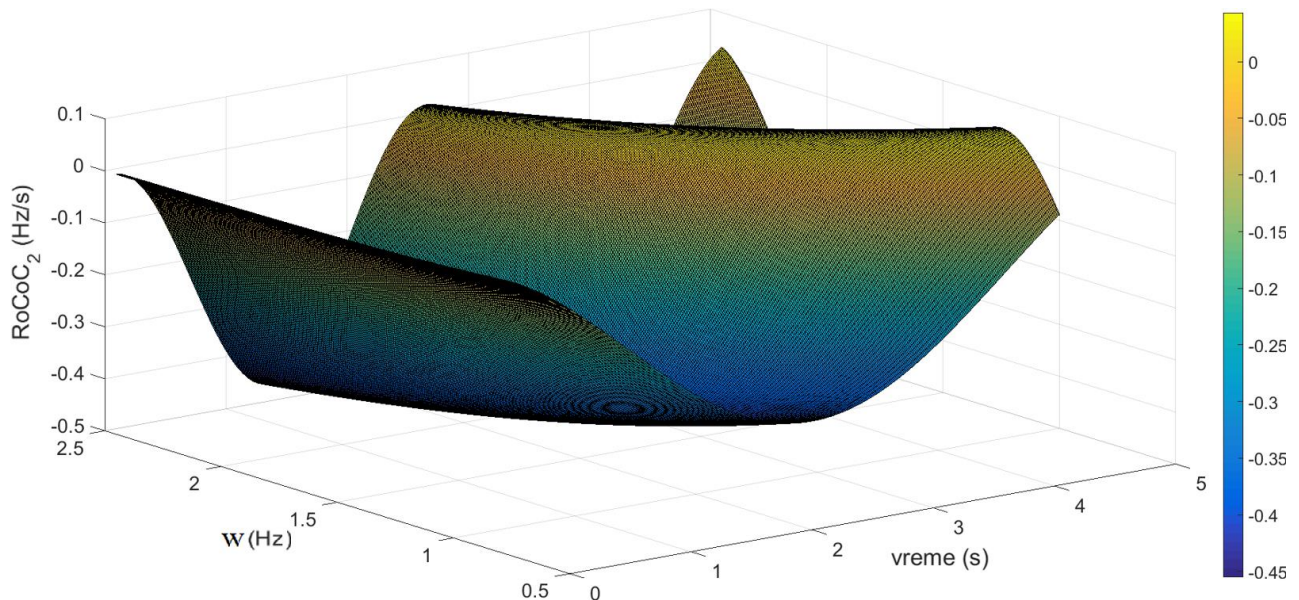


Slika 2.9: Frekvencija međuzonskih oscilacija u zavisnosti od koeficijenta prigušenja

Vrednosti RoCoFa u oblastima 1 i 2 za različite frekvencije međuzonskih oscilacija prikazane su na slikama 2.10 i 2.11. Sa manjim frekvencijama međuzonskih oscilacija postoje veće razlike u vrednostima i vremenskim kašnjenjima RoCoFa u oblastima, dok se sa većim frekvencijama međuzonskih oscilacija promene RoCoFa prenose mnogo brže na druge delove sistema. Upravljačka strategija za BRF može koristiti ova kašnjenja u vrednostima RoCoFa tako da se najbrža i najveća aktivacija BRF izvodi u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja pre aktiviranja BRF u drugim oblastima. Dobijeni rezultati ukazuju na to da se ubrzo nakon poremećaja učestanost i RoCoF više razlikuju u slabo povezanim sistemima, te je potrebno više vremena da frekvencija postane ujednačena u čitavoj interkonekciji. Takvi rezultati idu u prilog BRF koja se aktivira pri određenoj vrednosti RoCoFa jer će resursi bliži poremećaju reagovati ranije. Analiza takođe potvrđuje da će se poremećaj brže preneti na susednu oblast manje inercije i da će RoCoF biti veći u poređenju sa susednom oblašću veće inercije. Ovaj zaključak je pozitivan sa aspekta aktiviranja BRF jer će se resursi u delovima sistema sa manjom inercijom, koji su ugroženiji poremećajem, aktivirati ranije i više.



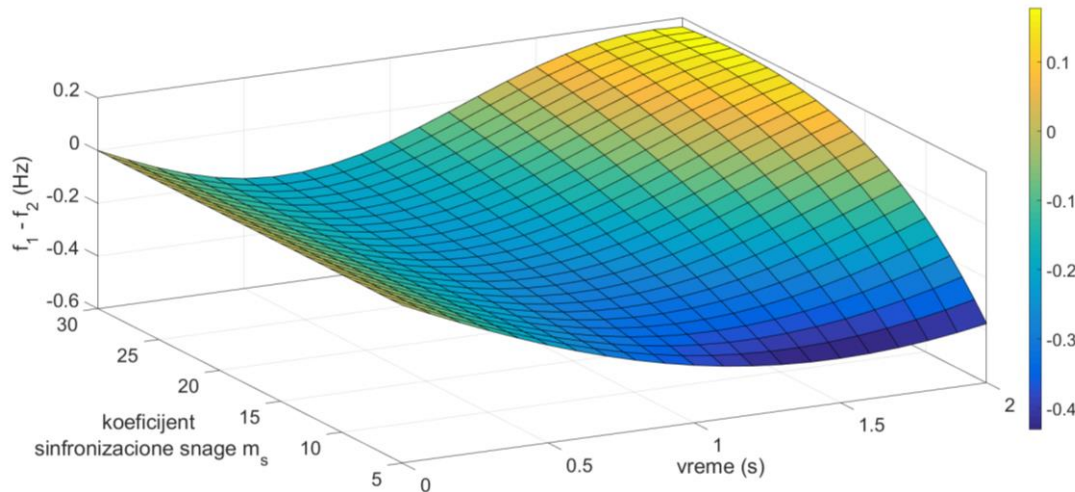
Slika 2.10: Vrednost RoCoFa u oblasti 1 u zavisnosti od frekvencije međuzonskih oscilacija



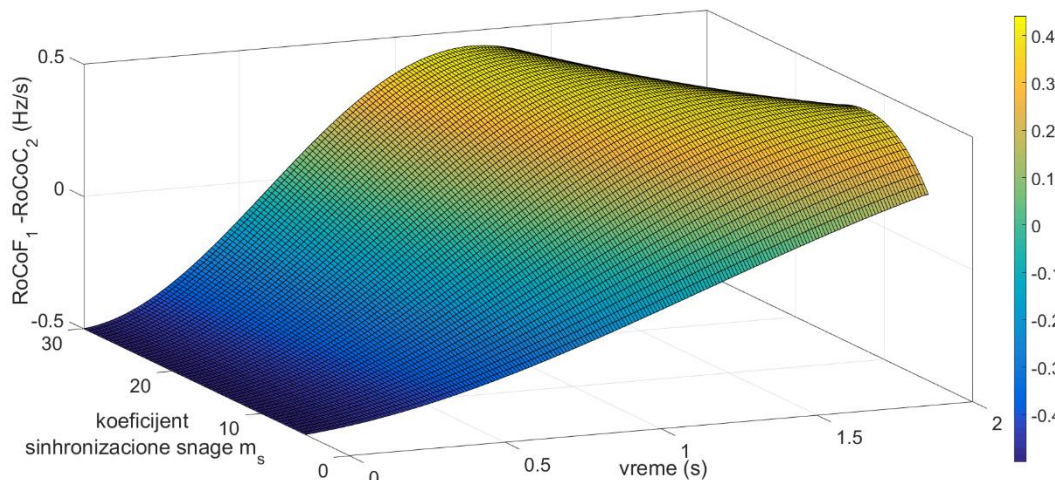
Slika 2.11: Vrednost RoCoFa u oblasti 2 u zavisnosti od frekvencije međuzonskih oscilacija

Slika 2.12 prikazuje razliku frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od jačine veze na vremenskom intervalu od 2 sekunde neposredno nakon poremećaja u oblasti 1. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da je, pri manjim vrednostima koeficijenta sinhronizacione snage, tj. slabijoj vezi, razlika frekvencija u oblastima veća. U trenutku poremećaja, frekvencije u oblastima 1 i 2 su identične, a nakon poremećaja je odstupanje frekvencije u oblasti 1, gde se desio poremećaj, veće od odstupanja frekvencije u oblasti 2. Razlika frekvencija u ove dve oblasti raste do nekog trenutka, nakon čega se smanjuje da bi se u jednom trenutku frekvencije u oblastima 1 i 2 izjednačile, odnosno njihova razlika postaje jednaka nuli kada se dostigne stacionarno stanje (nije prikazano na grafiku). Razlike frekvencija su izraženije u oblastima koje su povezane preko dugog voda i potrebno je više vremena da se frekvencije u obe oblasti izjednače. Slika 2.13 prikazuje razliku RoCoFa u oblasti 1 i 2 u zavisnosti od jačine veze. Neposredno nakon poremećaja razlika RoCoFa je najveća i nezavisna je od jačine mreže. U tom trenutku RoCoF u oblasti 1 jedino zavisi od

veličine poremećaja i inercije oblasti 1, dok je u oblasti 2 jednaka nuli. Vremenom se RoCoF u oblasti 1 smanjuje, a u oblasti 2 povećava tako da se smanjuje njihova razlika. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da se u oblastima koje su slabije povezane, tj. više udaljene, razlika RoCoFa smanjuje sporije nego u jakim mrežama. Dobijeni rezultati ukazuju na to da su neposredno nakon poremećaja, frekvencije, odnosno RoCoF, više razlikuju u oblastima koje su slabije povezane i da je potrebno više vremena da frekvencija postane uniformna u celoj interkonekciji. Ovakvi rezultati idu u prilog brznoj regulaciji frekvencije koja se aktivira na osnovu vrednosti RoCoFa jer će pre reagovati resursi koji su bliži poremećaju.



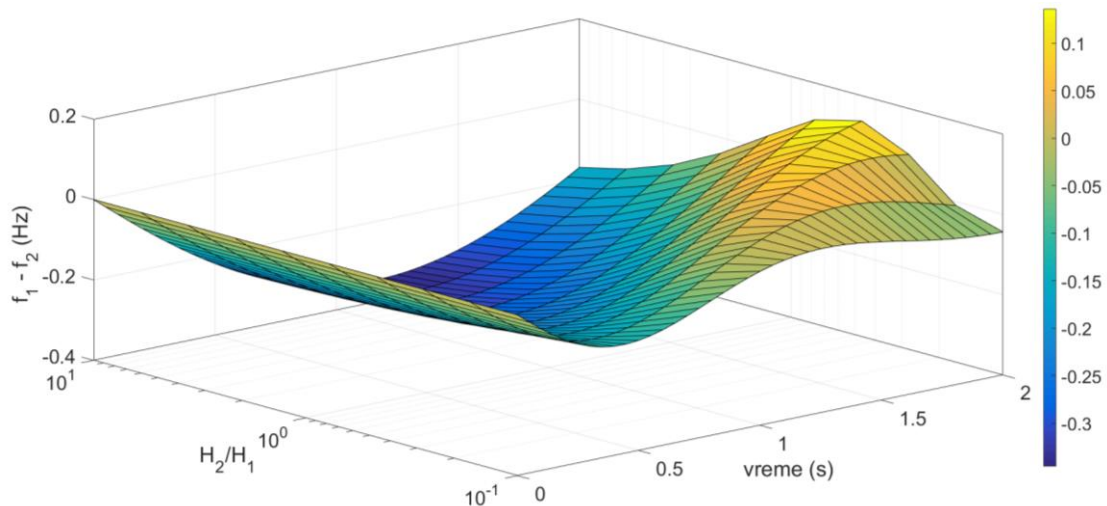
Slika 2.12: Razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od koeficijenta sinhronizacione snage



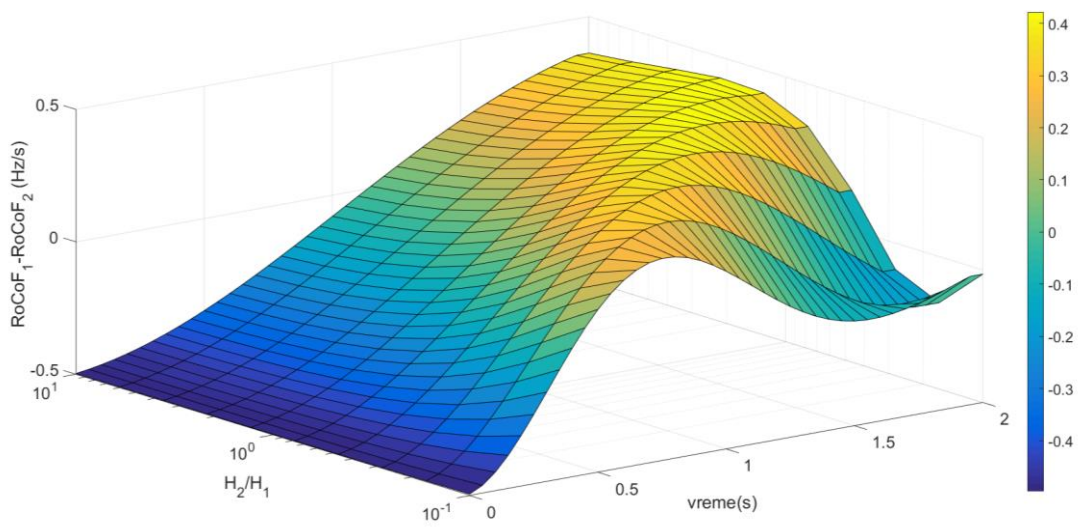
Slika 2.13: Razlika brzina promene frekvencije u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od koeficijenta sinhronizacione snage

Na slici 2.14 je prikazana razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija ove dve oblasti na vremenskom intervalu od 2 sekunde neposredno nakon poremećaja u oblasti 1. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da ukoliko je inercija oblasti 2 manja od inercije oblasti 1, promena frekvencije u oblasti 2 će biti brža i ona će brže osetiti poremećaj. U slučaju da oblast 2 ima veću inerciju od oblasti 1, ona će kasnije osetiti poremećaj i njena frekvencija će se više razlikovati od oblasti 1. Na slici 2.15 je prikazana razlika RoCoFa u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od odnosa inercija. Neposredno nakon poremećaja razlika RoCoFa je najveća i nezavisna od odnosa inercija. U tom trenutku RoCoF u oblasti 1 jedino zavisi od veličine poremećaja i inercije oblasti 1,

dok je u oblasti 2 jednak nuli. Vremenom se RoCoF u oblasti 1 smanjuje, a u oblasti 2 povećava tako da se smanjuje njihova razlika. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da ukoliko je odnos inercija oblasti 1 i 2 veći, razlika RoCoFa se smanjuje sporije nego u obrnutom slučaju. Dobijeni rezultati ukazuju na to da će susedna oblasti manje inercije pre osetiti poremećaj i da će u njoj RoCoF biti veći u poređenju sa susednim oblastima veće inercije. Ovakvi rezultati idu u prilog brznoj regulaciji frekvencije koja se aktivira na osnovu vrednosti RoCoFa jer će resursi u oblasti manje inercije reagovati više i brže.



Slika 2.14: Razlika frekvencija u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od raspodele inercije

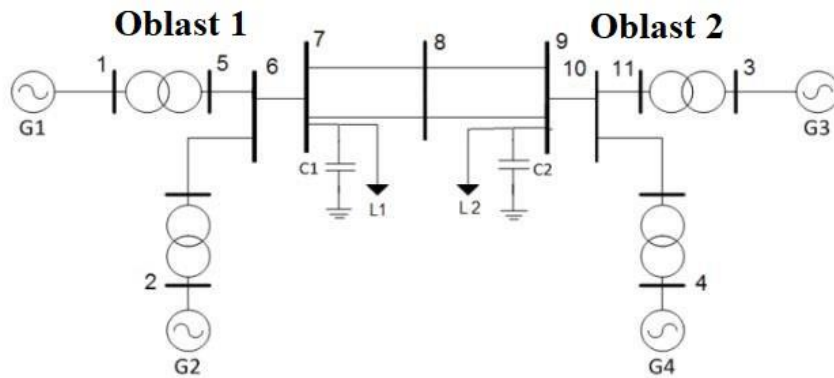


Slika 2.15: Razlika brzina promene frekvencije u oblastima 1 i 2 u zavisnosti od raspodele inercije

### 2.2.2. Frekvencijski odziv dobijen simulacijama

Frekvencijski odziv dobijen kao rešenje sistema diferencijalnih jednačina je validiran simulacijama na standardnom Kundurovom sistemu od dve oblasti [8] koji je modelovan u MATLAB/Simulinku (Slika 2.16). Test sistem se sastoji od dve potpuno identične oblasti povezane pomoću dva 230 kV voda dužine 220 km. U obe oblasti se nalaze dva identična sinhrona generatora snage 900 MVA. Sinhronne mašine imaju identične parametre i konstante inercije koje iznose  $H = 5$ s. Generatori imaju identične turbinske regulatore i brze statičke sisteme pobuda. Opterećenje

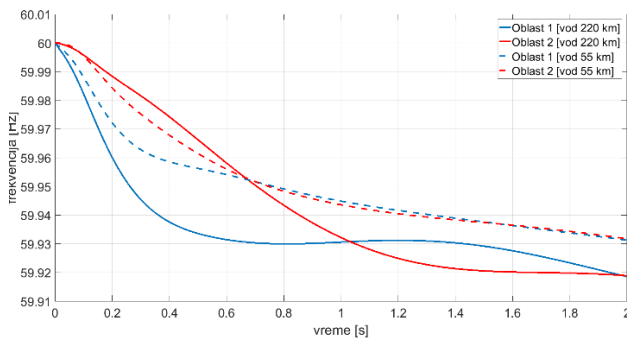
je modelovano konstantnom impedansom i podeljeno između oblasti na takav način da se snaga izvozi iz oblasti 1 u oblast 2.



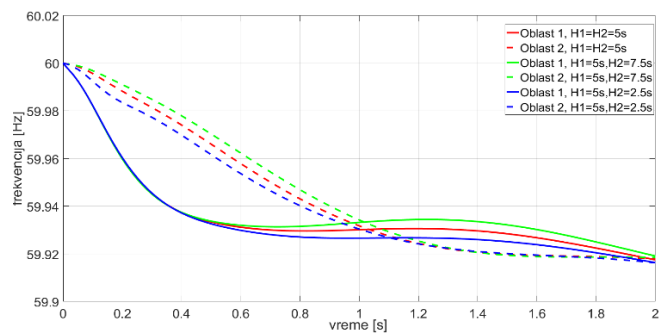
Slika 2.16: Kundurov test sistem od dve oblasti

Slika 2.17 prikazuje frekvencijski odziv za različite dužine vodova koji povezuju ove dve oblasti. U slučaju kraćih vodova, tj. bolje povezanog sistema, frekvencije u oblasti 1 i 2 se razlikuju manje nego u slučaju dužih vodova. Ova simulacija potvrđuje rezultate dobijene matematičkim modelom.

Slika 2.18 prikazuje frekvencijski odziv sistema za različite raspodele inercije između dve oblasti. Simulacije pokazuju da ako oblast 2 ima manju inerciju, frekvencija u toj oblasti će se brže menjati u odnosu na slučaj kada oblast 2 ima veću inerciju. Ovi rezultati dobijeni simulacijama test sistema su u skladu sa rezultatima dobijenim matematičkim modelom.



Slika 2.17: Frekvencijski odziv za različite dužine vodova koji povezuju oblasti

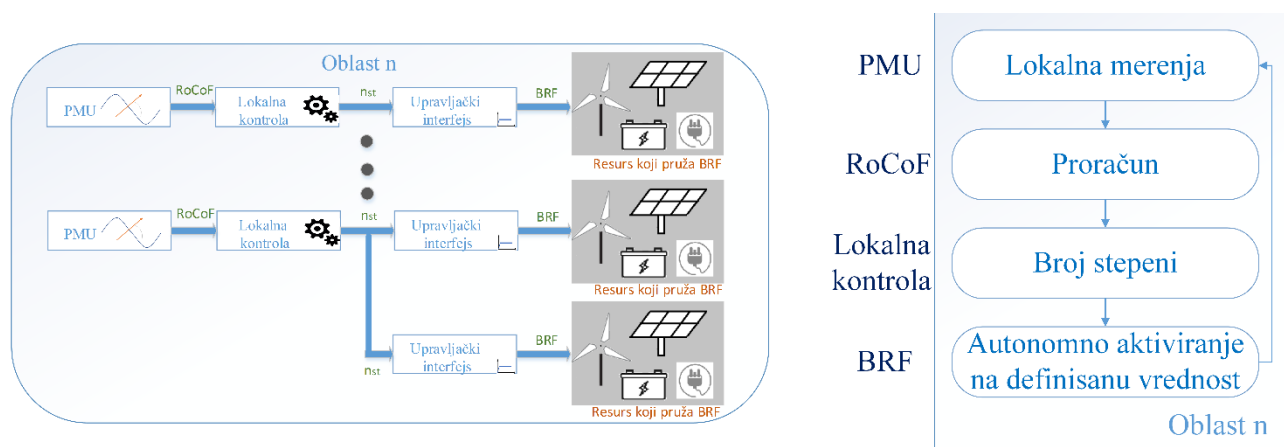


Slika 2.18: Frekvencijski odziv za različitu raspodelu inercije

### 3. VIŠESTEPENA BRZA REGULACIJE FREKVENCije BAZIRANA NA LOKALNIM MERENJIMA

#### 3.1. Dizajn višestepene brze regulacije frekvencije

Zaključci iz prethodnog poglavlja ukazuju da razlike u frekvencijskim odzivima u različitim delovima sistema, neposredno nakon poremećaja, omogućavaju prostorno zavisnu aktivaciju BRF koja je bazirana samo na lokalnim merenjima RoCoFa. U tako definisanoj upravljačkoj strategiji, resursi koji pružaju uslugu BRF ne zahtevaju centralizovani upravljački sistem sa svom pratećom infrastrukturom, kao ni razmenu informacija između pojedinih resursa. Predložena regulacija bazirana je na lokalnom merenju RoCoFa PMU uređajima velike rezolucije i mogućnosti korišćenja lokalne brze regulacije, sa minimalnim vremenima kašnjenja. U najgorem slučaju, kada se merenje ne vrši u tački priključenja regulacionog uređaja, kašnjenja koja se moraju predvideti odnose se na prenos signala RoCoFa od najbliže tačke merenja u sistemu do samog uređaja. Dalje, uređaji rade potpuno nezavisno koristeći samo lokalne regulacione uređaje kojima se vrši brza promena odate aktivne snage i kašnjenja su određena jedino raspoloživom brzinom i ograničenjima regulacionih kontura i samih resursa. Dizajn predložene upravljačke šeme je prikazan na slici 3.1.



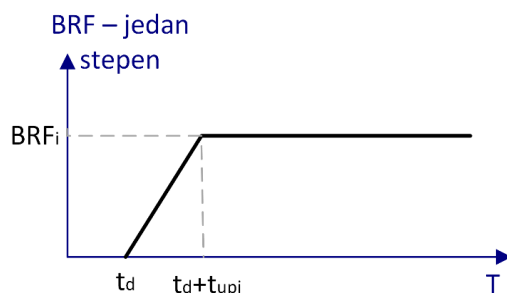
Slika 3.1: Dizajn upravljačke šeme za BRF

Ukupna zahtevana regulaciona rezerva za brzu regulaciju frekvencije određuje se na osnovu najkritičnijih scenarija i mora da obezbedi očuvanje frekvencije sistema pri najvećim simultanim ispadima agregata u sistemu. U cilju prilagođavanja potrebnog nivoa aktivirane rezerve u manje kritičnim situacijama, rezerva za brzu regulaciju frekvencije je podeljena na  $N_{st}$  stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa, pri čemu je  $i$ -ti stepen u potpunosti na raspolaganju nakon vremena  $t_{upi}$ .  $t_d$  je vreme potrebno za pouzdana merenja RoCoFa i uključuje kašnjenje u reagovanju brze regulacije frekvencije. Pretpostavljeno je da se isporučena rezerva za brzu regulaciju frekvencije linearano povećava dok ne dostigne konstantu vrednost (Slika 3.2):

$$FFR(t) = \sum_{i=1}^{N_{st}} FFR_i(t) \quad (3.1)$$

$$FFR_i(t) = \begin{cases} 0 & RoCoF(0_+) < RoCoF_i \\ FFR_i^a(t) & RoCoF(0_+) \geq RoCoF_i \end{cases} \quad (3.2)$$

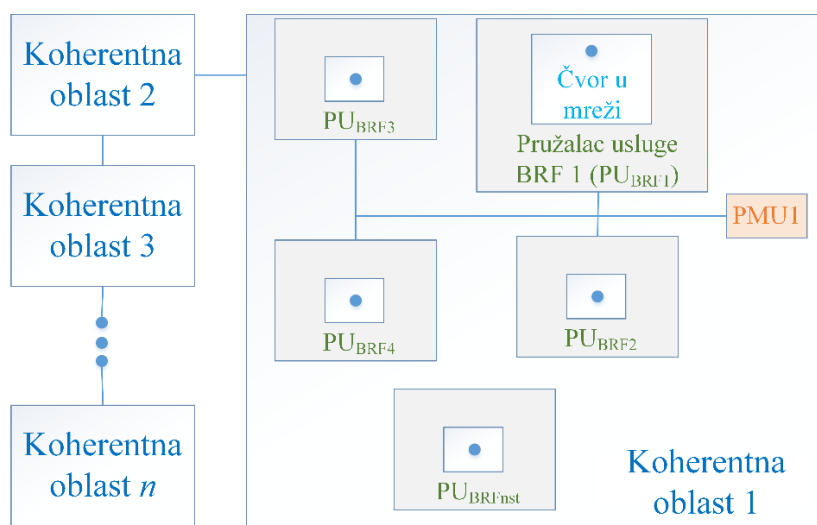
$$FFR_i^a(t) = \begin{cases} 0 & t < t_d \\ \frac{FFR_i}{t_{upi}} \cdot (t - t_d) & t_d \leq t \leq t_{upi} + t_d \\ FFR_i & t > t_{upi} + t_d \end{cases} \quad (3.3)$$



Slika 3.2: Promena aktivne snage pri isporuci usluge BRF

Dok manji broj stepeni daje jednostavniju regulaciju koja se lakše implementira, veći broj stepeni BRF obezbeđuje finiju regulaciju i aktiviranje frekvencijske podrške koja je više prilagođena poremećaju. Stepene brze regulacije frekvencije se razlikuju prema pragu reagovanja i brzini reagovanja. Prvi stepen BRF se aktivira pri najmanjoj vrednosti RoCoFa i potrebno je najviše vremena da dostigne puni kapacitet, tj. najsporiji je u pogledu aktivacije. Svaki sledeći stepen biće aktiviran pri većim vrednostima RoCoFa i brži je nego prethodni. Na ovaj način, višestepeno rešenje obezbeđuje da se u slučaju manjih poremećaja i manjih vrednosti RoCoFa aktivira sporija (jeftinija) rezerva brze regulacije, kada je i stabilnost frekvencije manje ugrožena.

Broj stepeni je ograničen zahtevom da regulacija bude brza i da se svi stepeni aktiviraju znatno pre dostizanja minimuma u odstupanju učestanosti (obično reda nekoliko sekundi). S druge strane, zahtevi selektivnosti višestepene regulacije su određeni razlikama frekvencijskih odziva pojedinih delova sistema uslovljenih međuzonskim oscilacijama. Kako bi se obezbedila i vremenska i prostorna zavisnost podešavanja aktivacije regulacionih uređaja, neophodan korak u definisanju brze frekventne regulacije je i identifikovanje zona sa istim podešenjem. U tom cilju, potrebno je, na osnovu analiza dinamike sistema odrediti koherentne oblasti i definisati resurse koji mogu da nude rezervu za brzu regulaciju učestanosti (Slika 3.3). Budući da se u ovom slučaju koherencija vezuje za PMU merenja, a ne generatore, koherencija se može meriti vremenskim kašnjenjem između pojave maksimuma RoCoFa u tačkama merenja u sistemu. Ovim kriterijumom se koherentna oblast definiše kao oblast u kojoj su ove razlike manje od zadatih vrednosti. Zadati kašnjenja moraju da budu dovoljno velika da obezbede da se u tom vremenu izvrši puna aktivacija odgovarajuće rezerve usled pojave prekoračenja RoCoFa unutar oblasti.



Slika 3.3: Prikaz prenosne mreže podeljene na koherentne oblasti

Malom kašnjenju će odgovarati mali delovi sistema sa približno istim ponašanjem, dok se povećavanjem kašnjenja obuhvataju veći delovi sistema i pridruženi regulacioni resursi. Budući da se ponašanje sistema menja pri promenama radnih režima, ali da modovi oscilovanja ostaju u uskim granicama promene, ove razlike se mogu dobiti statističkom analizom modova sistema u širem spektru promena očekivane strukture proizvodnih kapaciteta i odgovarajućih radnih režima. Zajedno sa zadavanjem broja regulacionih stepeni i njihovim vremenskim podešavanjima, na ovaj način se definiše i prostorni raspored resursa za koje se očekuje da će biti aktivirani pri poremećaju u nekom delu sistema. Pri poremećaju u nekom delu sistema sa istom koherencijom će se trenutno aktivirati prvi stepen rezerve, dok će se odgovarajući prvi stepen rezerve u oblasti manje koherencije aktivirati sa narednim stepenom poremećajem pogođene oblasti, uređaji u drugoj zoni kašnjenja sa trećim stepenom i tako dalje. Pri tom, treba voditi računa da vremenska kašnjenja između pojedinih stepeni omogućavaju da se efekti aktivacije prethodnog stepena vide u trenutku delovanja narednog, tako da se dinamički smanjuje potreba aktivacije u drugim oblastima. Na ovaj način će se dominantno koristiti rezerva bliža poremećaju i time smanjiti promene tokova snaga u sistemu kao i problemi stabilnosti koji ih prate.

Dok se ukupna rezerva u sistemu određuje na osnovu najkritičnijeg očekivanog događaja u celom sistemu, rezerva u svakoj oblasti se određuje na osnovu željenog udela u pokrivanju očekivanog kritičnog događaja u oblasti, a kritične vrednosti RoCoFa korišćenjem relacije 2.14 za početnu vrednost RoCoFa za očekivanu veličinu poremećaja. U ovoj relaciji figuriše samo konstanta inercije oblasti, kao lokalna veličina koju operator sistema treba da definiše. Kao i kod kašnjenja, najkritičnija vrednost ove konstante se može proceniti na osnovu statističke analize mogućih struktura proizvodnih kapaciteta i opsega varijacija nivoa inercije. Stepeni BRF se raspoređuju tako da obezbede prilagođeno dejstvo pri manjim poremećajima, kao i adekvatnu međusobnu ispomoć između oblasti.

Očigledno, ovakva regulacija obezbeđuje da se u sistemima sa manjom inercijom aktivira više rezerve, kao i da se proširi oblast u kojoj će se izvršiti aktivacija rezerve. Takođe, obezbeđuje da se u delovima sistema koji su povezani boljim vezama i kod kojih postoji znatno veća interakcija, istovremenom aktivacijom rezerve obezbedi ravnomernija raspodela regulacionih zahteva.

Ovako definisana višestepena upravljačka strategija omogućava i manje troškove usluge BRF. Postojanje više stepeni u brznoj regulaciji frekvencije omogućava operatoru da čak i u slučaju poremećaja smanji troškove za korektivne akcije, tako što prvo koristi jeftiniju rezervu koja je prilagođena veličini poremećaja. S druge strane, najskuplja (najbrža) rezerva biće aktivirana u slučaju većih poremećaja kada je to potrebno.

Regionalnost RoCoFa prepoznata je kao potencijalni problem u budućim elektroenergetskim sistemima sa malom inercijom, jer RoCoF može značajno varirati u zavisnosti od lokacije poremećaja, kao i lokacijske distribucije i udela nesinhrono proizvodnje povezane na mrežu [110]. Promene frekvencije nisu istovremene u celom sistemu, a oblast niske inercije mogu brzo da se odvoje u frekvenciji i uglu od susednih oblasti. To može dovesti do ugaone nestabilnosti i potencijalnog razdvajanja sistema. Zbog toga BRF koja se aktivira pri određenoj vrednosti RoCoFa ne podržava samo frekvencijsku, već i ugaonu stabilnost. Lokacija poremećaja utiče na frekvencijski odziv elektroenergetskih sistema i početna vrednost RoCoFa može biti indikacija za bližeg ili daljeg poremećaja [111], dok je podrška frekvencijskoj stabilnosti značajnija u oblastima sa manjom inercijom koja će biti podložna većim vrednostima RoCoFa [112]. Predloženom upravljačkom šemom, veća količina rezerve za BRF će se aktivirati u delovima sistema koji imaju nižu inerciju i koji su bliži lokaciji poremećaja, odnosno tamo gde je najpotrebnija.

Glavne prednosti predložene upravljačke strategije za BRF se ogledaju u sledećem:

- Koristi lokalna merenja frekvencije i RoCoFa. Ovim je eliminisana potreba za postavljanjem dodatne telekomunikacione infrastrukture i istovremeno dodatnim



troškovima. Ono što je najvažnije, ovim su izbegnuta nepredvidiva vremenska kašnjenja zbog prenosa podataka što rezultira još bržom i pouzdanijom uslugom brze regulacije frekvencije;

- Lakše je integrisati nove resurse za BRF u dodatnim čvorovima mreže, jer novi resurs jedino zahteva lokalno izmereni RoCoF. Centralizovani pristup je složeniji kada je u pitanju proširenje liste potencijalnih pružaoaca usluga. Komunikaciona mreža bi morala biti nadograđena što bi zahtevalo dodatne troškove.
- Aktiviranje rezerve pri definisanoj vrednosti RoCoFa omogućava brzo reagovanje BRF čak i pre nego što vrednost frekvencije padne ispod postavljene granične granice;
- Pad frekvencije i RoCoF tokom tranzijentnog perioda imaju najveće vrednosti u blizini lokacije poremećaja i u oblasti sa malom inercijom. Zbog toga će najveći deo aktivirane rezerve biti u oblasti koja je odgovorna za poremećaj;
- Višestepena BRF daje prednost jeftinim resursima u slučaju manje kritičnih poremećaja što smanjenje troškove za uslugu BRF.

Predložena upravljačke strategije za BRF je korisna za:

- Operatore sistema: S ekonomskog aspekta, ovako realizovana BRF smanjuje troškove angažovane rezerve za BRF jer je njihova aktivacija proporcionalna veličini poremećaja i prioritet imaju povoljniji resursi za BRF. S tehničkog aspekta, ovako definisana usluga će pre aktivirati resurse u delovima sistema koji su više ugroženi poremećajem i na taj način više doprinosi frekvencijskoj stabilnosti;
- Potrošače: Kako se operativni troškovi sistema preslikavaju na potrošače kroz cenu električne energije, smanjeni troškovi rezerve za BRF će smanjiti troškove potrošača;
- Pružaoce usluge BRF: Predloženo rešenje za BRF favorizuje resurse za BRF koji se nalaze u delovima sistema koji su više osetljivi na frekvencijsku stabilnost (oblasti sa manjom inercijom), što može motivisati investitore da ulažu u resurse za BRF na lokacijama koje više doprinose stabilnosti sistema. Tržišno orijentisano rešenje vodi do efikasne investicione odluke koja će doprineti stabilnosti EESa.

### **3.2. Merenje RoCoFa od strane PMUova**

Da bismo koristili RoCoF merenja pri aktivaciji resursa za BRF, potrebna je merna infrastruktura koja je brza i tačna, a istovremeno robusna na smetnje i šumove. U tom kontekstu, sinhrofazorski uređaji (PMUovi) mogu dati dragocen doprinos razvoju upravljačke strategije za BRF zasnovane na RoCoF merenjima. Visoka rezolucija merenja i odlična preciznost dali su PMUovima primarnu prednost u odnosu na druge merne uređaje [113,114], dok je njihova praktičnost u vremenski osetljivim aplikacijama zasnovanim na RoCoFu dokazana u više implementacija [115,116]. PMUovi postaju sve više zastupljeni u elektroenergetskim sistemima i sa razvojem Wide Area Monitoring System (WAMS), tendencija je da njihov broj u sistemu bude još veći, što je dodatni razlog za njihovu upotrebu u BRF.

PMUovi su merni uređaji koji daju procene sinhrofazora napona i struje, kao i frekvencije i brzine promene frekvencije. Ove veličine se odnose na osnovnu komponentu mernog signala. Ono što daje veliku prednost PMUovima u odnosu na druge merne uređaje jeste da su merenja sinhronizovana prema koordinisanom univerzalnom vremenu (UTC) i da se merenja ažuriraju sa velikom učestanošću (reda milisekunde). IEEE Standardom C37.118.1 definisani su zahtevi koji PMU uređaj mora da zadovolji u pogledu tačnosti i kašnjenja mernih veličina [117]. Prema [117],

osnovna frekvencija i RoCoF su definisani kao prvi i drugi izvod ugla faze sinhrofazora po vremenu.

Standard razlikuje dve klase PMU uređaja, klasu P (bržu i manje tačnu) koja služi za zaštitu i klasu M (sporiju, ali precizniju) koja se koristi za merenja. U slučaju klase P, standard zahteva da greška merenja RoCoF ne pređe 0.1Hz/s u stacionarnom, odnosno 0.3Hz/s u tranzijentnom režimu. Takođe, vreme odziva ne sme da bude veće od 120 ms. Većina novijih algoritama koji se koriste za merenje sinhrofazora nadmašuju ove zahteve i garantuju grešku merenja RoCoFa ispod 0.01Hz/s i vreme odziva koje je manje od 10ms u bilo kojim uslovima [118], [119]. U [120] je napravljen pregled RoCoF releja koji su dostupni na tržištu i koji bi mogli da ispuni zahteve u pogledu merenja RoCoFa za potrebe brze regulacije frekvencije. Autori zatim, u zavisnosti od usvojenog algoritma filtriranja, klasifikuju releje za različite nivoe tačnosti i vremena odziva kada se na ulazu nalazi isti signal. Što se tiče tačnosti, istraživanje pokazuje da razmatrani releji rade unutar granice tačnosti od 0.05Hz/s u slučaju čiste frekvencije rampe. Obrnuto, primećene su velike greške u proračunu u slučaju prisustva šuma i oscilacija frekvencije, pokazujući da RoCoF releji ne reaguju očekivano na promenljive promene frekvencije. Što se tiče vremena odziva, tipične vrednosti za otkrivanje promene u učestanosti variraju između 130ms i 460ms. U ovom kontekstu, glavne prednosti upotrebe PMUova u odnosu na bilo koji RoCoF relej su očigledne. PMU uređaji P klase su tačniji i pouzdaniji u bilo kom režimu rada elektroenergetskog sistema i imaju veću brzinu odziva.

S druge strane, tačnost merenja RoCoF dobijenog od strane PMUa zavisi od dužine prozora za izračunavanje. Korišćenjem većih dužina prozora, tačnost RoCoF merenja se može poboljšati, ali i uzrokovati duže kašnjenje u primeni BRF. Kvalitet RoCoF merenja mora biti što je moguće bolji, tako da se vremenski period može smanjiti, omogućavajući resursu za BRF da brže reaguje. U tom smislu, usvajanje produženih dužina prozora i filtera za usrednjavanje moglo bi poboljšati procenu RoCoFa, ali značajno pogoršati odziv.

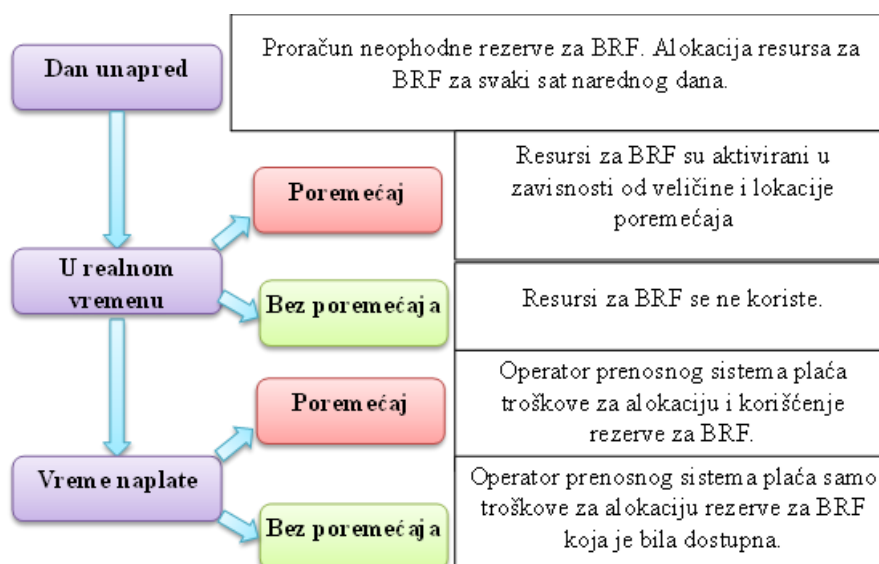
U [121], autori su primenili prozor merenja od 500 ms i potvrdili pogodnost korišćenja RoCoF merenja dobijenih od strane PMUova za pametno rasterećenje potrošnje u slučaju velikih poremećaja. Vremenski prozor od 500 ms takođe je izabran u [122] da bi se izbegli tranzijenti prisutni neposredno nakon poremećaja. Ovako izabran vremenski prozor je i dovoljno kratak da uvaži predikativnu prednost RoCoFa, kao prvog izvoda frekvencije. Prozor merenja od 500 ms je takođe preporučen i od strane ENTSO-Ea [123]. Greška pri merenju RoCoFa u tranzijentnom periodu nakon poremećaja, pored usvojene dužine prozora, veoma zavisi i od algoritma koji se primenjuje. Tačnost merenja RoCoFa nakon poremećaja i dalje je otvoreno pitanje, ali takva istraživanja izlaze iz okvira ove disertacije. U ovoj disertaciji je upravljačka strategija za BRF razvijena nezavisno od pridružene greške merenja.

### **3.3. Predlog okvira tržišta za brzu regulaciju frekvencije**

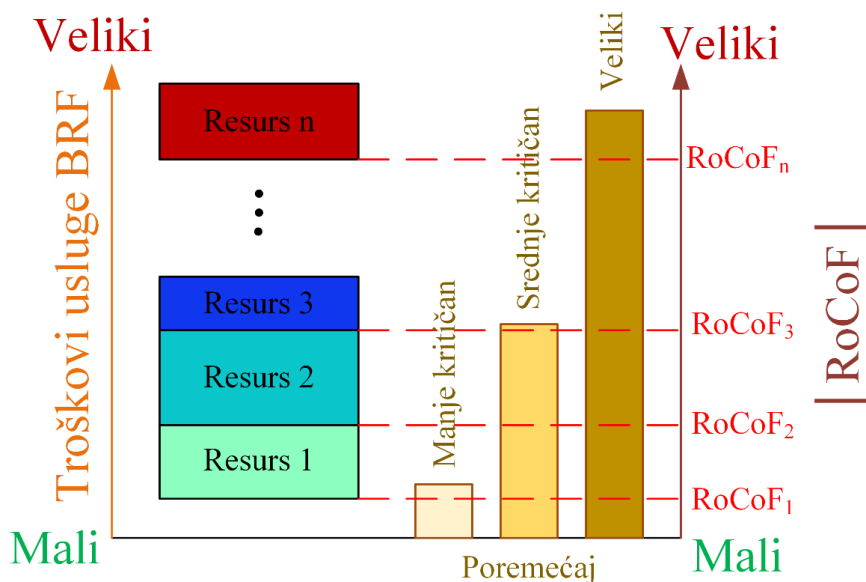
Pre uvođenja nove servisne usluge za BRF, potrebno je razmotriti razvoj tržišnih i regulatornih okvira koji treba da pruže mehanizam kako ova servisna usluga treba da bude implementirana. U okviru planiranja je potrebno dati odgovor kako odlučiti koliko rezerve je potrebno i na kojim lokacija, kako sa aspekta eksploatacije EESa, tako i sa aspekta planiranja i investicija u nove pružaoce usluge BRF. Takođe, jako je bitno definisati na koji način će biti ugovorena usluga BRF. Jedna mogućnost je da se od odgovarajućih resursa zahteva da pruže ovu uslugu, tj. da njihovo učešće u pružanju ove usluge bude obavezno. Sličan mehanizam se primenjuje u slučaju primarne regulacije, gde svaka generatorska jedinica u EESu Srbije čija je nazivna aktivna snaga veća ili jednaka 50 MW, izuzev onih koje imaju mogućnost kombinovane proizvodnje toplotne i električne energije, mora biti osposobljena za izvođenje primarne regulacije. Druga mogućnost je da učešće resursa bude na dobrovoljnoj bazi u zavisnosti od uslova na tržištu. Pored toga, potrebno je razmotriti na koji način će usluga biti vrednovana i plaćena. Treba odlučiti

da li cena treba da reflektuje benefite usluge BRF na sistem ili troškove isporuke ove usluge. Takođe, potrebno je razmotriti da li cena treba da bude regulisana ili tržišno orjentisana. Na kraju je potrebno definisati ko će plaćati za ovu uslugu, da li OPS što se na kraju prenosi na potrošače, ili strane koje su odgovorne za poremećaj.

Operatori prenosnog sistema nastoje da smanje troškove eksploatacije i održe sigurnost sistema u bilo kojim okolnostima. U poremećenim režimima je važno prvo osigurati sigurnost i sprečiti delimični ili potpuni raspad sistema. Da bi se obezbedio normalan rad sistema, OPS izračunava potrebnu rezervu za brzu i primarnu regulaciju frekvencije za radna stanja određena ekonomskim angažovanjem agregata i voznim redom elektrana [124–126]. Dizajn tržišta treba da omogući OPSu da plaća rezervisanje kapaciteta rezerve za BRF. Pružaoci usluge za BRF daju ponudu za cenu rezervisanja i korišćena kapaciteta, a zatim OPS alokira rezervu. U takvom aranžmanu, alocirani resursi su obavezni da pruže uslugu BRF kada se to od njih zahteva, u zamenu za dogovorenu nadoknadu. Plaćanje bi takođe uključivalo element isporučene energije ako bi se koristio resurs za BRF (Slika 3.4). OPS plaća rezervaciju kapaciteta koji su spremni da odgovore na potencijalni zahtev, ali i plaća ako se rezerva koristi u slučaju poremećaja. Ovako organizovano tržište omogućava OPSa da odredi prioritete odgovarajućih BRF resursa u zavisnosti od cene za isporučenu energiju. Troškovi korišćenja rezerve za BRF će se koristiti kao kriterijum za rangiranje BRF resursa, dajući prioritet resursima koji su jeftiniji, tako da OPS može da smanji troškove za uslugu BRF. Postojanje više stepeni, umesto jednostepenog pristupa, pruža prikladniju podršku BRF proporcionalnu veličini poremećaja, ali takođe ima ekonomske koristi. Predložena višestepena upravljačka strategija za BRF u kojoj se različiti stepeni BRF aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa omogućava da se svakom stepenu BRF dodeli odgovarajuća rezerva prema njenoj ceni (Slika 3.5). Manje skupe BRF rezerve će imati prioritet i biće aktivirane pri nižim RoCoF vrednostima i u slučaju manje kritičnih poremećaja. Skuplja rezerva BRF će se aktivirati pri većoj vrednosti RoCoFa samo u slučaju ozbiljnih poremećaja. Korektivne akcije bi trebalo da budu brze, a ekonomska optimizacija upotrebe resursa za BRF u realnom vremenu može oduzeti mnogo vremena. Predložena upravljačka strategija za BRF je koncipirana tako da daje prioritet upotrebi jeftinih resursa u slučaju manje kritičnih događaja kako bi se operativni troškovi sveli na minimum, a takođe održala učestanost unutar definisanih granica. Na ovaj način, OPS može smanjiti troškove koji se odnose na pružanje usluge BRF.



Slika 3.4: Vremenski okvir i troškovi povezani sa uslugom BRF



Slika 3.5: Troškovi usluge BRF u zavisnosti od poremećaja

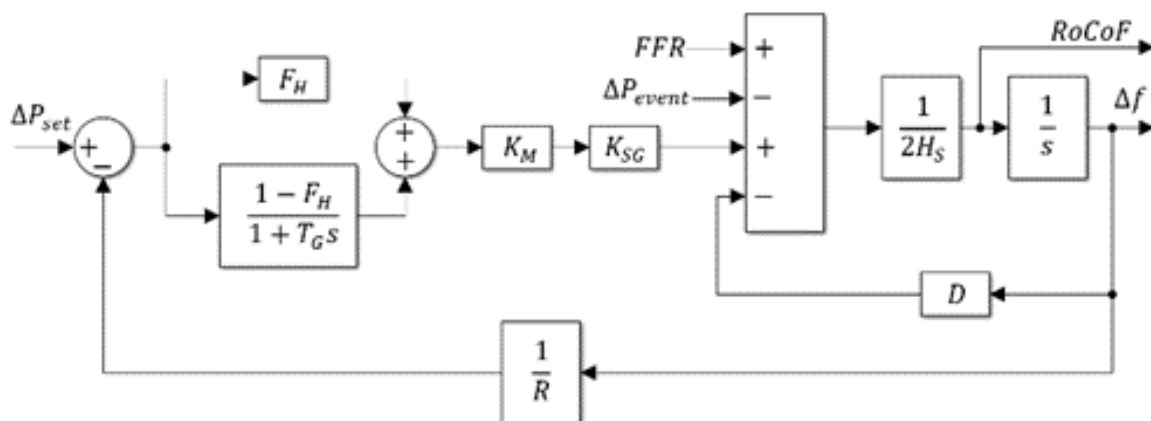
### 3.4. Simulacije na jednomašinskom sistemu

Da bi se pokazala prednost višestepenog u odnosu na jednostepeno rešenje, predložena upravljačka strategija za BRF je prvo testirana na jednostavnom jednomašinskom sistemu (Slika 3.6) [21]. Standardan jednomašinski sistem je modifikovan tako da uključi uticaj nesinhronne proizvodnje.

Simulirana su dva poremećaja:

- Poremećaj 1: Ispad najveće proizvodne jedinice;
- Poremećaj 2: Ispad manje proizvodne jedinice.

Za svaki od poremećaja razmatrala su se tri scenarija: bez BRF, sa jednostepenom BRF i sa višestepenom BRF.



Slika 3.6: Jednomašinski test sistem [21]

Rezerva za BRF je, u izvedenim simulacijama, ista u slučaju kako jednostepenog, tako i višestepenog rešenja. Prag RoCoFa za aktivaciju BRF u slučaju jednostepenog rešenja je 0.2 Hz/s i pri većim vrednostima RoCoFa se aktivira puna rezerva. U slučaju višestepenog rešenja, svakom stepenu BRF je dodeljena ista količina rezerve, a jedina razlika između stepeni je prag reagovanja RoCoFa i brzina promene aktivne snage. Prvi stepen BRF se aktivira pri vrednosti RoCoFa od 0.1

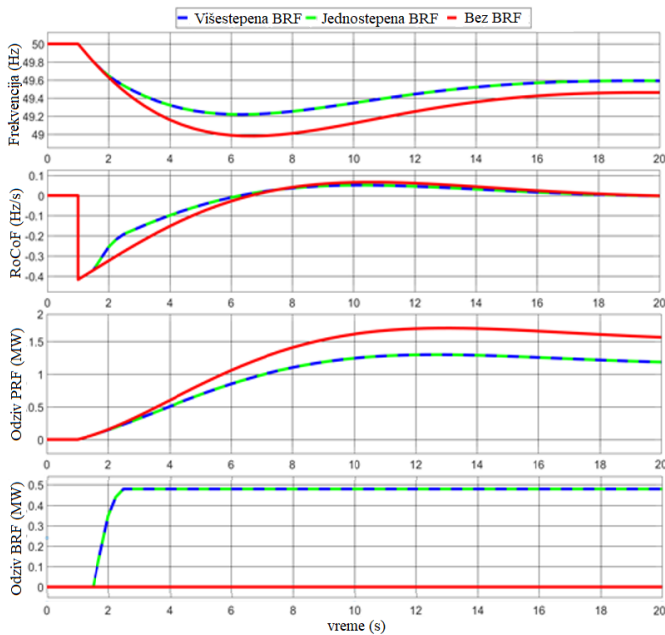
Hz/s i potrebno je vreme od 1 s da dostigne puni kapacitet dodeljene rezerve stepena. Drugi stepen je brži; aktivira se kada vrednost RoCoFa dostigne 0.2 Hz/s i potpuno je dostupan za 0.75 s. Treći stepen BRF je najbrži; aktivira se pri vrednosti RoCoFa od 0.3 Hz/s i u potpunosti je dostupan za 0.5 s. Na ovaj način, višestepeno rešenje predviđa da će se u slučaju manjih poremećaja i manjih vrednosti RoCoFa aktivirati BRF rezerva koja je sporija, a samim tim i jeftinija, jer je frekvencijska stabilnost manje ugrožena. Najbrži (najskuplji) stepen BRF će biti aktiviran u slučaju većih poremećaja kada je to neophodno. U simulacijama su različite cene rezerve za BRF uključene kroz različite brzine promene aktivne snage, pretpostavljajući da sporija rezerva ima manju cenu. Treba napomenuti da se granične vrednosti RoCoFa usvajaju proizvoljno i u ovoj disertaciji nije fokus na praktičnim kriterijumima za definisanje graničnih vrednosti RoCoFa i kapacitetu odgovarajućih rezervi koje treba alocirati. U praktičnim okolnostima, broj stepeni BRF i granične vrednosti RoCoFa treba odrediti na osnovu stanja sistema pre poremećaja. Detaljni podaci o analiziranim scenarijima dati su u tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Podaci o jednomašinskom sistemu

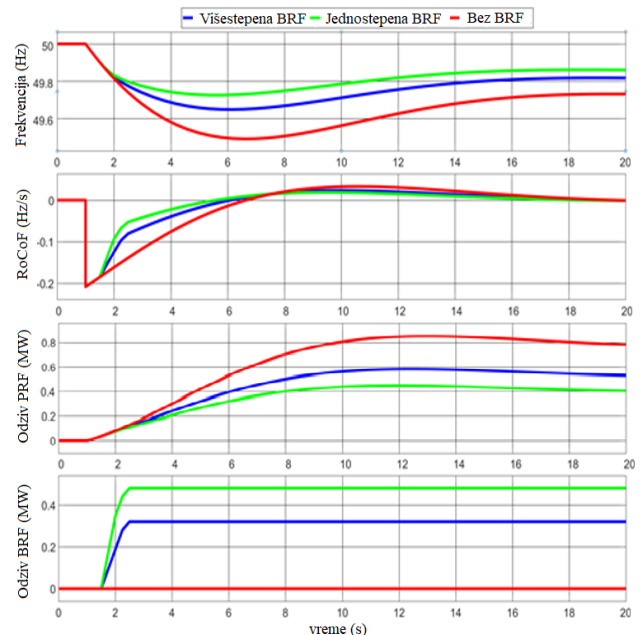
	Poremećaj 1	Poremećaj 2
Potrošnja (GW)	40	40
Inercija H (s)	3.5	3.5
Udeo nesinhronne proizvodnje (%)	40	40
Poremećaj $\Delta P$ (GW)	2	1
Rezerva za BRF (GW)	0.48	0.48

Slika 3.7 prikazuje frekvencijski odziv u slučaju ispada najveće proizvodne jedinice u sistemu. Izračunat je iznos obavezne rezerve da u slučaju ispada najveće proizvodne jedinice (sigurnost N-1), frekvencija ne pada ispod vrednosti 49.2 Hz kada bi se aktiviralo podfrekventno rasterećenje potrošnje. U sistemu bez BRF frekvencija pada ispod 49 Hz, dok u slučaju višestepene, kao i jednostepene BRF, ne pada ispod granice od 49.2 Hz, čime je izbegnuto isključivanje potrošača. Minimalna vrednost frekvencije je poboljšana u poređenju sa originalnim sistemom bez BRF, jer BRF deluje mnogo brže od turbine i primarne regulacije frekvencije. Takođe, odziv primarne regulacije je manji u sistemu sa BRF. U slučaju velikih poremećaja, frekvencijski odziv višestepenog i jednostepenog rešenja je identičan što je i očekivano, jer su aktivirane sve rezerve neophodne za održavanje frekvencije unutar dozvoljene granice.

U slučaju poremećaja koji je manje kritičan, jednostepena BRF aktivira svu rezervu iako poremećaj nije tako veliki, kao što je prikazano na slici 3.8. S druge strane, višestepena BRF je aktivirala dva od tri stepena i uspeła da održi sistemsku frekvenciju u granicama. Ove simulacije potvrđuju da postojanje više stepeni BRF osigurava da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju. U slučaju ispada manje proizvodne jedinice biće aktivirano manje rezervi za BRF. Višestepeno rešenje u poređenju sa jednostepenim rešenjem obezbeđuje adekvatniji odgovor na poremećaj i predstavlja ekonomičnije rešenje, bez ugrožavanja stabilnosti sistema.



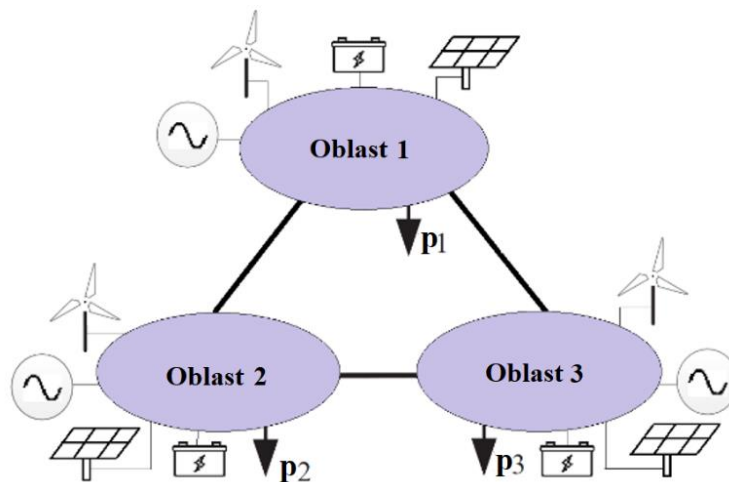
Slika 3.7: Odziv sistema u slučaju velikog poremećaja



Slika 3.8: Odziv sistema u manje kritičnog poremećaja

### 3.5. Simulacije na jednostavnom sistemu od tri oblasti

Predložena upravljačka strategija za BRF je zatim testirana na jednostavnom sistemu koji se sastoji od 3 oblasti (Slika 3.9). Ovaj model se koristi za ispitivanje performansi višestepene BRF u sistemu sa više oblasti za različite jačine interkonekcije i različitu raspodelu inerciju. Simulacije izvedene na ovom sistema treba da daju indicacije o uticaju lokacije resursa za BRF u zavisnosti od udaljenosti od lokacije poremećaja i raspodele inercije u sistemu.



Slika 3.9: Jednostavan test sistem od 3 oblasti

Sistem i frekvencijski odziv u različitim scenarijima simulirani su pomoću softverskog alata MATLAB/Simulink. Svaka oblast se sastoji od sinhronih generatora, OIE koji su povezani preko uređaja energetske elektronike, potrošnje i resursa koji učestvuju u brznoj regulaciji frekvencije. Usvojeno je da sve oblasti imaju istu snagu i dostupnu regulacionu rezervu. Oblasti su predstavljene preko jednostavnog linearnog modela niskog reda za frekvencijski odziv sistema [127]. Test sistem je kreiran tako da bude verni reprezent EESa koji ima malu i neravnomernu raspoređenu inerciju. Treba napomenuti da sekundarna regulacija kojom se frekvencija vraća na nominalnu vrednost nije od posebnog značaja u ovim analizama i nije implementirana u simulacijama. Ova usluga se obično

aktivira u roku od 2-15 minuta nakon poremećaja [109], dok se brza regulacija frekvencije aktivira neposredno nakon poremećaja i osigurava da frekvencija ne padne ispod kritične vrednosti nakon ozbiljnih poremećaja. Iz tog razloga je samo uključena primarna regulacija frekvencije primenom odgovarajućeg statizma u modelu generatora. Treba naglasiti da vreme odziva resursa za BRF nije uzeto u obzir, a vremenska kašnjenja se odnose samo na dužinu prozora za merenje, koja su ista u svakoj simulaciji i jednaka su 500 ms [115]. U ovom trenutku nije razmatran uticaj različitih kašnjenja nametnutih merenjem PMUova i uticaj šuma i različitih smetnji na dobijanje RoCoFa. Što se tiče performansi resursa za BRF, pokazalo se da je brzina promene aktivne snage najvažnija, dok uticaj vremena odziva resursa nije veoma značajan [21]. Treba napomenuti da broj stepeni brze regulacije frekvencije i vrednosti praga RoCoFa nisu od značajne važnosti u ovim analizama. U simulacija je usvojeno da u svakoj oblasti postoji 3 stepena BRF koji imaju iste parametre. Različite cene za uslugu su uključene kroz različite brzine promene aktivne snage stepena, pretpostavljajući da sporija rezerva košta manje kao što je prikazano u tabeli 3.2.

Tabela 3.2. Parametri višestepene BRF

Stepen	1	2	3
Aktivira se za RoCoF (Hz/s)	0.1	0.2	0.3
Potpuno dostupan (s)	1	0.75	0.5
Cena usluge (€/MWs)	1	2	3

U prikazanom test sistemu, Oblast 1 predstavlja deo sistema koji ima malu inerciju i gde nesinhrona proizvodnja ima udeo od 70% u ukupnoj proizvodnji, Oblast 2 ima 50% udela nesinhronu proizvodnje, dok Oblast 3 je deo sistema koji ima 30% udela nesinhronu proizvodnje i veću inerciju u poređenju sa ostalim delovima sistema. Važni parametri za svaku oblast su dati u tabeli 3.3. Da bi se jasnije dobio uticaj određenih parametara, usvojeno je da sve oblasti imaju istu snagu i isti rezervu za BRF. Modelovana rezerva za BRF prestavlja agregaciju više resursa. U ovom koraku, fokus nije na resursima i karakteristikama odziva BRF kao što je vreme odziva, brzina promene aktivne snage resursa i kapacitet rezerve za BRF.

Tabela 3.3. Podaci o sistemu od tri oblasti

	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
Potrošnja (GW)	4	4	4
Udeo nesinhronu proizvodnje (%)	30	50	70
Rezerva za BRF (MW)	120	120	120
Inercija H (s)	3	5	7

Razvijeni su različiti test scenariji kako bi se ispitalo da li upravljačka strategija uzima u obzir regionalni uticaj poremećaja.

Da bi se ispitalo da li u predloženoj višestepenoj BRF, brže reaguju resursu koji su bliži lokaciji poremećaja, razmatrane su tri konfiguracije koje se razlikuju samo po dužinama spojnih vodova:

- Scenario 1.1: Konfiguracija I - Jaka interkonekcija (Oblasti su povezane kratkim vodovima);
- Scenario 1.2: Konfiguracija II - Slaba interkonekcija (Oblasti su povezane dugim vodovima);
- Scenario 1.3: Konfiguracija III – Oblasti su povezane vodovima različitih dužina

Parametri od interesa su predstavljeni u tabeli 3.4. Za sve tri konfiguracije simuliran je identičan poremećaj u oblasti 2 koja predstavlja oblast srednje inercije.

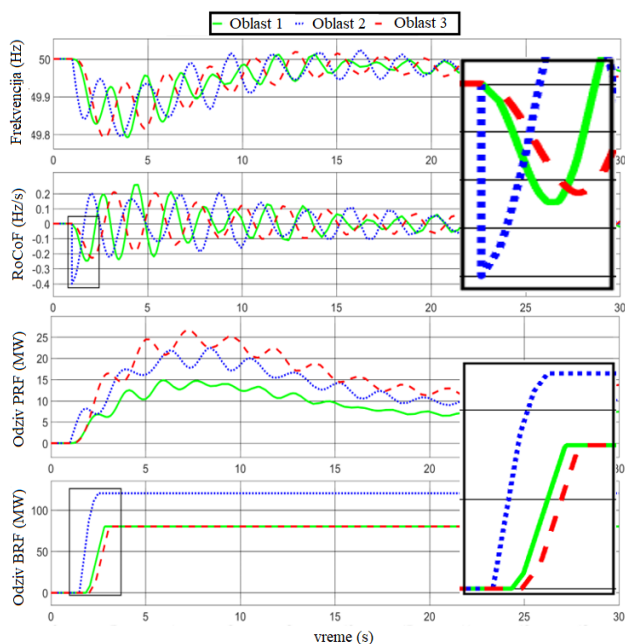
Tabela 3.4. Podaci o različitim konfiguracijama sistema

	Konfiguracija I	Konfiguracija II	Konfiguracija III
Dužina voda 1-2 (r.j.)	1	5	5
Dužina voda 1-3 (r.j.)	1	5	3
Dužina voda 2-3 (r.j.)	1	5	1
Poremećaj $\Delta P$ (MW)	320	320	320
Lokacija poremećaja	Oblast 2	Oblast 2	Oblast 2

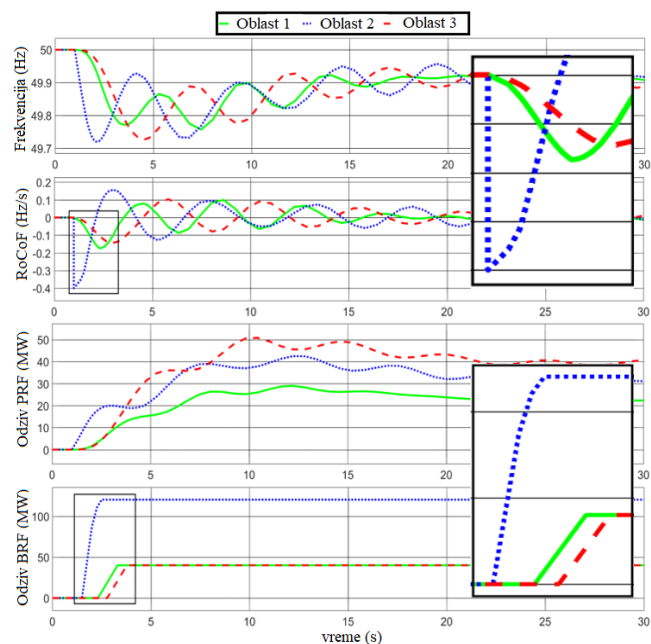
Slika 3.10 prikazuje frekvencijski odziv sistema za konfiguraciju I, kada su oblasti dobro povezane. RoCoF je najveći u oblasti 2 u kojoj je došlo do poremećaja i iznosi 0.400 Hz/s. Oblasti 1 i 3 su osetile poremećaj kasnije i najveće vrednosti RoCoFa su se dogodile pola sekunde kasnije i iznosile su 0.246 Hz/s, odnosno 0.227 Hz/s, respektivno. Najveći pad frekvencije je u oblasti 2 gde je frekvencija dostigla 49.79 Hz, dok je u ostalim oblastima frekvencija dostigla minimum koji ne odstupa mnogo od minimuma u oblasti 2. Što se tiče količine aktivirane brze rezerve, u oblasti 2 gde se dogodio poremećaj, aktivirana su tri stepena BRF, dok su u susednim oblastima aktivirana samo dva.

Odziv konfiguracije II test sistema u slučaju identičnog poremećaja prikazan je na slici 3.11. RoCoF je bio najveći u oblasti poremećaja i bio je jednak 0.400 Hz/s, dok su u oblastima 1 i 3 poremećaj osetio kasnije. Najveće vrednosti RoCoFa izmerene su oko jedne sekunde posle poremećaja i iznosile su 0.174 Hz/s u oblasti 1, odnosno 0.143 Hz/s u oblasti 3. Najveći pad frekvencije se dogodio u oblasti 2 i iznosio je 49.72 Hz. Što se tiče količine aktivirane rezerve, u oblasti 2 gde se dogodio poremećaj, aktivirana su tri stepena BRF, dok je u susednim oblastima samo po jedan. Upoređujući odzive konfiguracije I i II može se zaključiti da je u slučaju jače interkonekcije frekvencijski odziv oblasti bio uniformniji, iako su veličina i mesto poremećaja u oba scenarija identični. U slabijoj interkonekcije, frekvencijski odzivi oblasti se više razlikuju i kao rezultat toga, aktivirano je manje stepeni BRF u susednim oblastima, dok je oblast poremećaja preuzela veću odgovornost u pogledu doprinosa frekvencijskoj stabilnosti. Iz rezultata se može zaključiti da jačina interkonekcije ne utiče na početnu vrednost RoCoFa u oblasti u kojoj se desio poremećaj, ali značajno utiče na vrednosti RoCoFa u susednim oblastima. U slučaju jake interkonekcije, vrednosti RoCoFa u susednim oblastima su bliže vrednosti RoCoFa u oblasti u kojoj se desio poremećaj, dok se u slučaju slabe interkonekcije vrednosti RoCoFa više razlikuju jer su oblasti više udaljene od poremećaja.





Slika 3.10: Odziv sistema u slučaju jake interkonekcije



Slika 3.11: Odziv sistema u slučaju slabe interkonekcije

Frekvencijski odziv konfiguracije III je prikazan na slici 3.12. RoCoF je bio najveći u oblasti 2 sa vrednošću od 0.400 Hz/s, dok su oblasti 1 i 3 osetili poremećaj kasnije i najveće vrednosti RoCoFa su iznosile 0.174 Hz/s i 0.222 Hz/s, respektivno. Iako oblast 3 ima veću inerciju od oblast 1, ona je bila izložena većim vrednostima RoCoFa u odnosu na oblast 1, jer je bila bliže poremećaju. Što se tiče količine aktivirane rezerve, u oblasti 2 su aktivirana 3 stepena, u bližoj oblasti 3 su aktivirana 2, dok je u daljoj oblasti 1 samo jedan stepen BRF aktiviran. Simulacije potvrđuju da predložena upravljačka šema za BRF uzima u obzir lokacijski uticaj poremećaja i aktivira više rezerve u oblastima koja su električno bliže poremećaju.

Da bi se ispitalo da li predložena upravljačka strategija za višestepenu BRF aktivira više rezervi u oblastima manje inercije razmatrana su dva scenarija:

- Scenario 2.1: Poremećaj u oblasti 1 male inercije;
- Scenario 2.2: Poremećaj u oblasti 3 velike inercije.

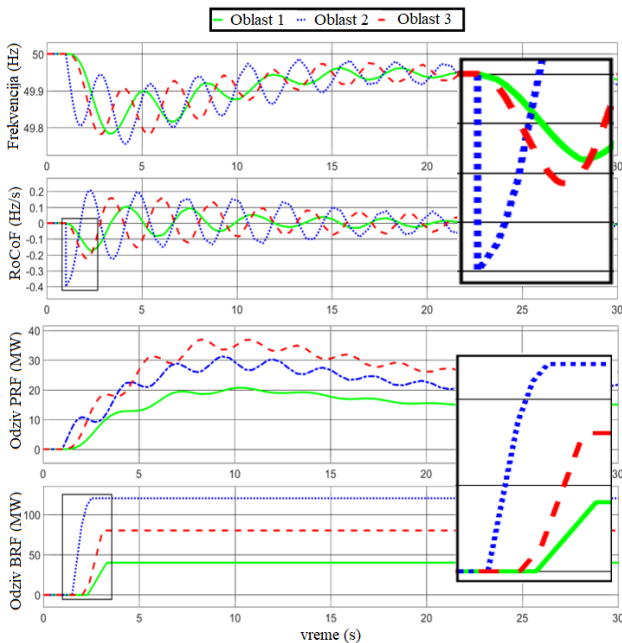
Za oba scenarija simuliran je identičan poremećaj i oblasti su podjednako udaljene. Podaci su dati u tabeli 3.5.

Tabela 3.5. Podaci za simulacije

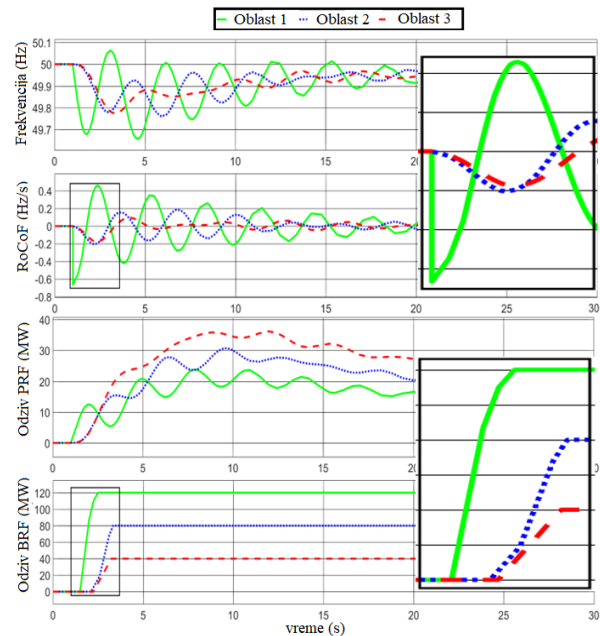
	Scenario I	Scenario II
Poremećaj $\Delta P$ (MW)	320	320
Lokacija poremećaja	Oblast 1	Oblast 3

Slika 3.13 prikazuje frekvencijski odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti male inercije. RoCoF i pad frekvencije su najveći u oblasti 1 u kojoj je došlo do poremećaja, dok su oblasti 2 i 3 osetile poremećaj kasnije i posledično je BRF aktivirana kasnije nego u oblasti poremećaja. Maksimalni RoCoF u oblasti 1 je zabeležen neposredno nakon poremećaja i bio je jednak 0.667 Hz/s, dok su u oblasti 2 i 3 najveće vrednosti RoCoFa zabeležene oko jedne sekunde kasnije i

iznosile redom 0.204 Hz/s i 0.177 Hz/s. Minimalna frekvencija u oblasti 1 je iznosila 49.66 Hz, dok je u oblastima 2 i 3 dostigla vrednosti od 49.76 Hz i 49.78 Hz, respektivno. Što se tiče količine aktivirane brze rezerve, u oblasti 1 gde se dogodio poremećaj, aktivirana su tri stepena BRF, u oblasti 2 su aktivirana dva, a u oblasti 3 samo jedan stepen. Oblast 2 ima manju inerciju od oblasti 3 i osetljivija je na poremećaje u susjednoj oblasti, iako su obe podjednako udaljene od poremećaja.

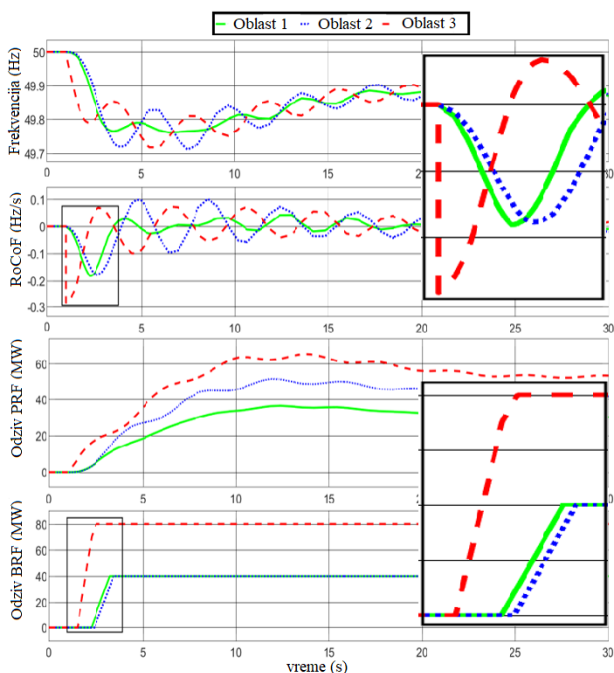


Slika 3.12: Odziv sistema u slučaju različitih dužina spojnih vodova



Slika 3.13: Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti male inercije

Odziv sistema u slučaju poremećaja iste veličine u oblasti velike inercije prikazan je na slici 3.14. RoCoF je bio najveći u oblasti gde se dogodio poremećaj i tamo je aktivirana najveća količina rezerve. Maksimalni RoCoF u oblasti 3 se dogodio neposredno nakon poremećaja i iznosio je 0.286 Hz/s, dok su u oblastima 1 i 2 najveće vrednosti RoCoFa zabeležene oko jedne sekunde kasnije i bile su jednake 0.182 Hz/s i 0.178 Hz/s, redom. Minimalna frekvencija u oblasti 3 je iznosila 49.72 Hz, dok je u oblastima 1 i 2 frekvencija dostigla 49.76 Hz, odnosno 49.71 Hz. Iako su sistem i veličina poremećaja bili isti kao u scenariju 2.1, nije aktivirana ista količina rezerve jer se poremećaj dogodio u oblasti velike inercije. I pored toga, u oba scenarija je najniža učestanost u svim oblastima bila vrlo slična. Početne vrednosti RoCoFa u oblasti gde se dogodio poremećaj je bila veća u scenariju 2.1 kada se poremećaj dogodio u oblasti male inercije. Što se tiče vrednosti RoCoFa u susjednim oblastima, one su takođe bile veće kad je simuliran poremećaj u oblasti male inercije. Može se zaključiti da će poremećaj u delu sistema sa malom inercijom imati veće posledice na frekvencijsku stabilnost sistema u poređenju sa poremećajem iste veličine u delu sa velikom inercijom, pa bi zbog toga trebalo aktivirati više rezerve. Simulacije potvrđuju da predložena upravljačka šema za brzu regulaciju frekvencije uzima u obzir heterogenost inercije elektroenergetskog sistema i aktivira više rezerve u oblastima koja su više osetljive na poremećaj (Slika 3.15).



Slika 3.14: Odziv sistema u slučaju poremećaja u oblasti velike inercije

	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
<b>Poremećaj u oblasti 1</b>	Stepen 1	Stepen 1	Stepen 1
	Stepen 2	Stepen 2	Stepen 2
	Stepen 3	Stepen 3	Stepen 3
<b>Poremećaj u oblasti 3</b>	Stepen 1	Stepen 1	Stepen 1
	Stepen 2	Stepen 2	Stepen 2
	Stepen 3	Stepen 3	Stepen 3

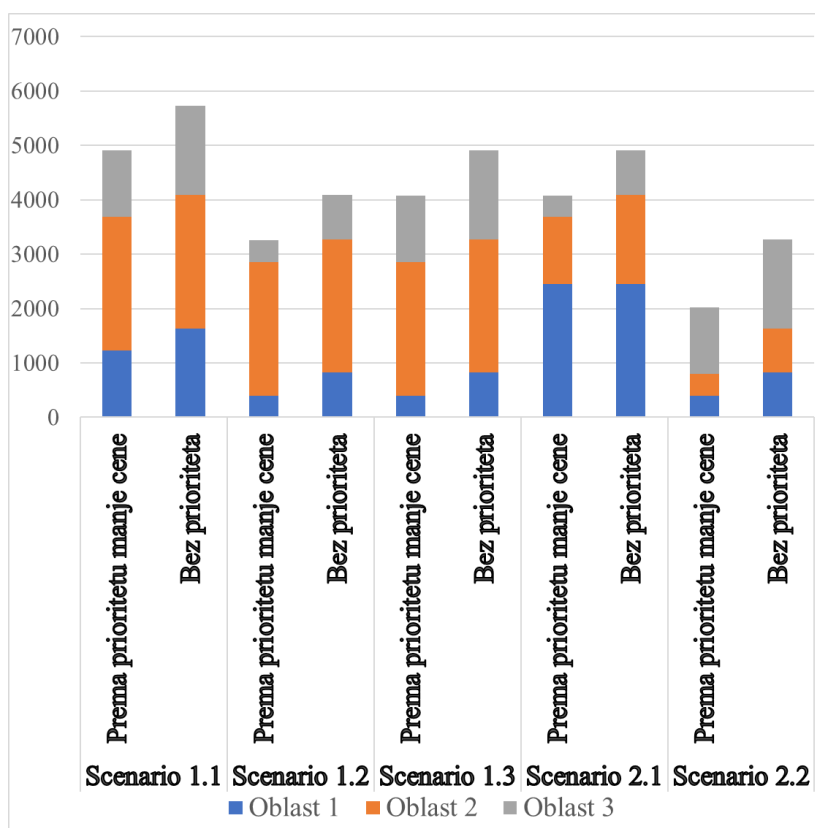
Najveća količina rezerve je raspoređena u oblasti gde se desio poremećaj, a zatim u susednoj oblasti sa manjom inercijom. Upravljačka strategija uzima u obzir lokaciju poremećaja i regionalnost inercije.

- Aktivirani stepen BRF
- Neaktivirani stepen BRF

Slika 3.15: Brza regulacija frekvencije za poremećaje u različitim oblastima

Izvršene simulacije pokazuju da je, nezavisno od raspodele inercije u sistemu, BRF u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja daje brži i veći doprinos aktivne snage nego u drugim delovima sistema. Ovo je potvrda da predložena upravljačka šema za BRF omogućava veću podršku u delovima sistema koji su bliži poremećaju. BRF u drugim oblastima zavisiće od udaljenosti od poremećaja i inercija dela sistema u koje se resurs za BRF nalazi. To znači da ako je sistem bolje povezan, rezervu za BRF treba ravnomerno rasporediti radi bolje koherentnosti, dok u slučaju slabih veza heterogenost inercije postaje evidentnija. U tom slučaju, više rezerve za BRF treba postaviti u delove sistema sa niskom inercijom jer su osetljiviji na poremećaje i beležice veliku vrednost RoCoFa iako se poremećaj događa u susednoj oblasti. Vrednost RoCoF za aktiviranje poslednjeg stepena BRF u pojedinačnoj oblasti bi trebalo postaviti tek neznatno ispod vrednosti RoCoFa koja se očekuje u slučaju najvećeg poremećaja u toj oblasti. Na taj način će se poslednji (najskuplji) stepen BRF aktivirati samo u slučaju ozbiljnih poremećaja. Analiza osetljivosti raspodele inercije i jačine interkonekcije može dati praktičan uvid koliko stepeni BRF treba sprovesti u određenoj oblasti i koliki bi trebao biti kapacitet svakog stepena BRF.

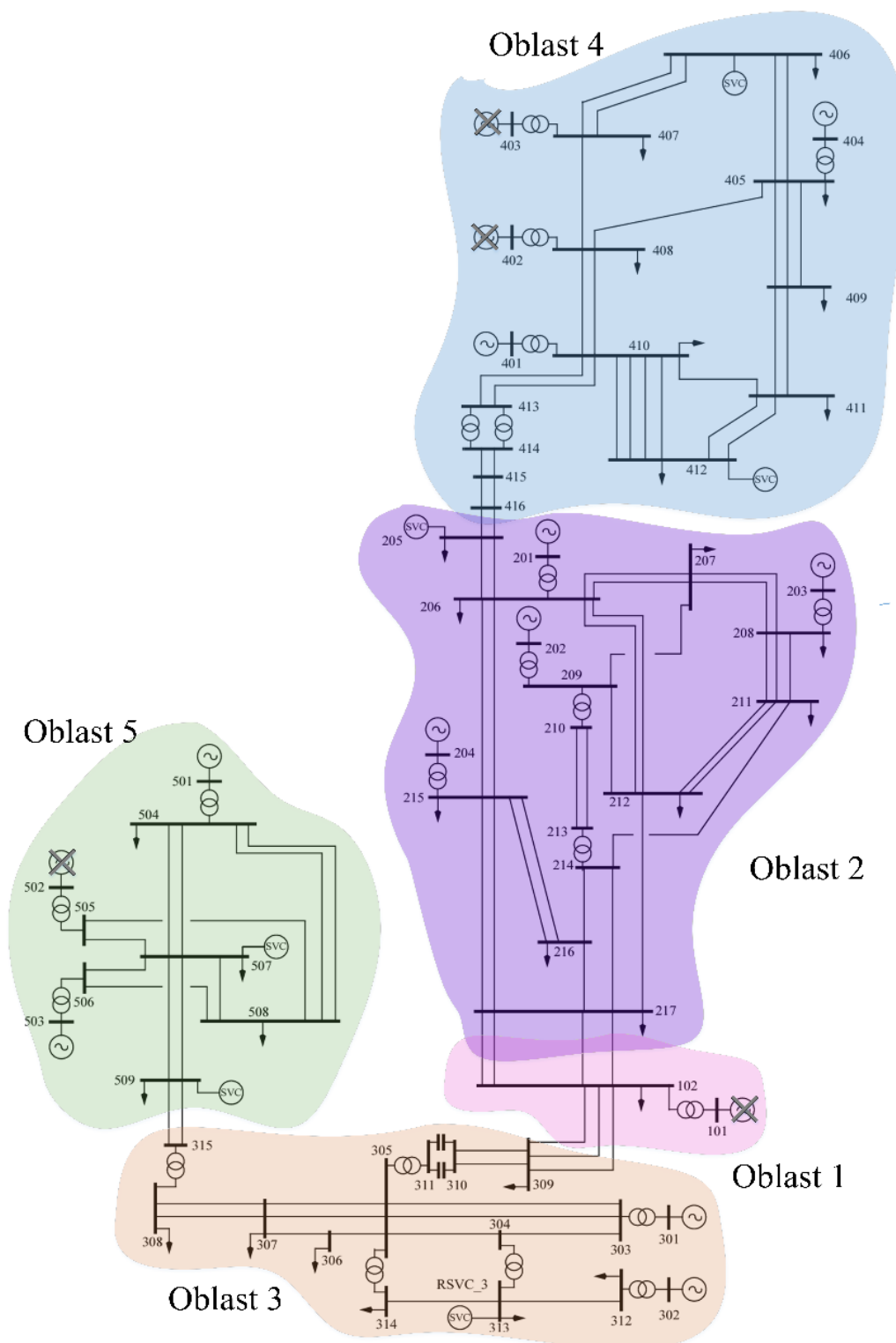
Sa ekonomske strane, Slika 3.16 prikazuje ukupne troškove korišćena rezerve kada se stepeni BRF rangiraju na osnovu troškova u poređenju sa slučajem kada nema prioriteta prema jeftinim resursima. Troškovi pružanja usluge BRF su manji prioritizacijom jeftinijih resursa.



Slika 3.16: Troškovi usluge BRF

### 3.6. Simulacije na test sistemu jugoistočne Australije

Nakon što su na jednostavnom sistemu od tri oblasti izvedeni osnovni zaključci i dobijeno fundamentalno razumevanje dinamike BRF nakon poremećaja, analiza i verifikacija predložene upravljačke strategije za BRF se proširuje na složeniji test sistem jugoistočne Australije sa 59 čvorova i 14 generatora (Slika 3.17) [128,129]. Ovaj sistem je prepoznat od IEEEa kao jedan od osnovnih test sistema za analizu dinamičke i primenu upravljačkih strategija za poboljšanje stabilnosti [130]. Radi praktičnosti, podeljen je na 5 oblasti, pri čemu su oblasti 1 i 2 blisko električno spregnute tako da se mogu posmatrati integralno. Na taj način se mogu identifikovati 4 glavne oblasti: Južna Australija (oblast 5), Kvinslend (oblast 4), Viktorija (oblast 3) i Novi Južni Vels (oblasti 1 i 2). Sistem karakteriše slaba interkonekcija između Južne Australije (oblast 5) i ostatka sistema. U ovim simulacijama je korišćeno radno stanje koje odgovara radnom režimu sa niskim opterećenjem koje je opisano u [128] i modelovano u MATLAB/Simulinku [131]. Za potrebe verifikacije predložene upravljačke strategije za BRF, model iz [131] je modifikovan kako bi se dobio radni režim koji odgovara scenariju sa malom inercijom. Sinhroni generatori koji se nalaze u čvorovima 101, 402, 403 i 502 su zamenjeni vetroelektranama identičnih nazivnih snaga koje su električno raspregnute od mreže preko uređaja energetske elektronike i ne učestvuju u regulaciji frekvencije. Usvojeno je da je izlazna snaga vetroelektrana konstantna u periodu od interesa što je opravdana pretpostavka jer je to period od desetak sekundi nakon poremećaja. Vetroelektrane su modelovane kao negativna potrošnja koja ne zavisi od naponskih prilika i frekvencije. Ovim modifikacijama je dobijen sistem sa 4 vetroelektrane i 10 konvencionalnih sinhronih generatora, što predstavlja podrazumevani test sistem za našu analizu. Ovaj radni režim odgovara visokoj penetraciji OIE koje se očekuje u budućnosti.



Slika 3.17: Modifikovan sistem jugoistočne Australije

Detalji o inercijama generatora i ekvivalentnim inercijama oblasti su prikazani u tabeli 3.6. Simulirana su dva scenarija za isti sistem: bez BRF i sa implementiranom BRF za slučaj poremećaja na različitim lokacijama:

- Poremećaj u oblasti 2: Priključenje potrošnje u čvoru 214, ekvivalentne 8% ukupne potrošnje u sistemu.

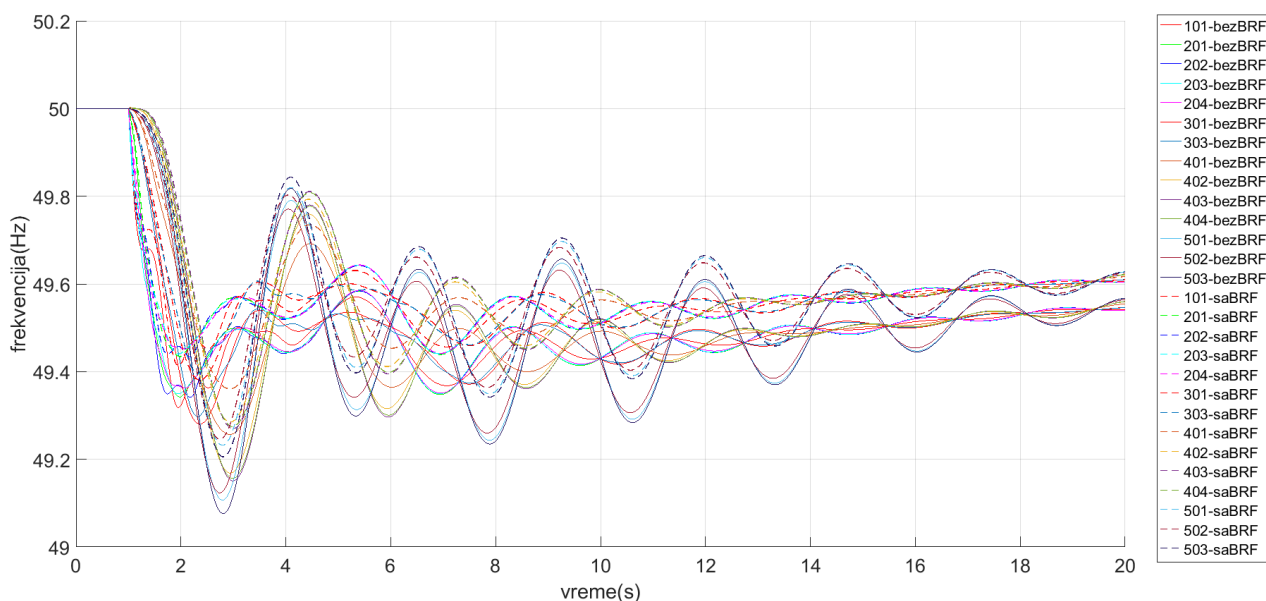
- Poremećaj u oblasti 5: Priključenje potrošnje u čvoru 508, ekvivalentne 4% ukupne potrošnje u sistemu.

U slučaju scenarija u kojem postoji BRF, u svakoj oblasti su implementirana 3 stepena BRF ukupnog kapaciteta od 1% ukupne snage sistema. U simulaciji je usvojeno da se prvi stepen brze regulacije frekvencije aktivira pri vrednosti RoCoFa od 0.1 Hz/s, drugi stepen kada vrednost RoCoFa dostigne 0.2 Hz/s dok se treći stepen aktivira se pri vrednosti RoCoFa od 0.3 Hz/s. Brzina dostizanja punog kapaciteta rezerve stepena se takođe razlikuje pri čemu je prvi stepen najsporiji, a poslednji najbrži. Usvojeni parametri su isti kao i simulacijama na jednostavnom sistemu od tri oblasti, dok su resursi za BRF priključeni u čvorovima 201, 301, 401 i 501.

Tabela 3.6. Inercije generatora i ekvivalentne inercije oblasti

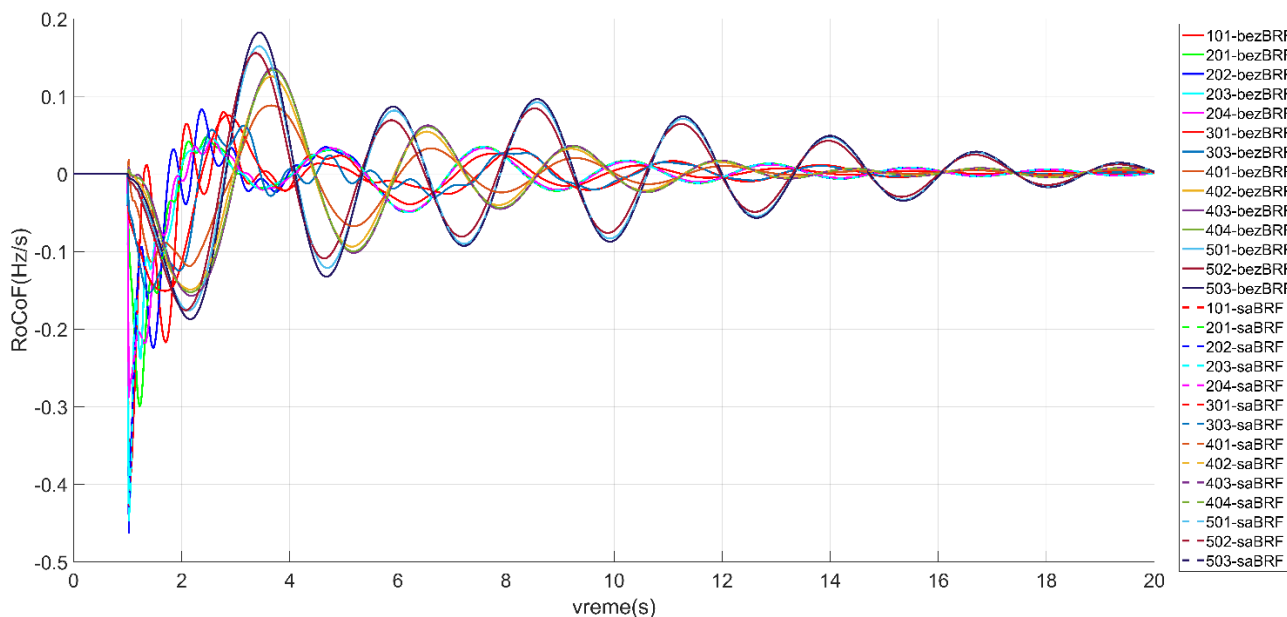
Oblast	Generator	Inercija generatora (s)	Ekvivalentna inercija oblasti (s)
I	101	-	-
II	201	3.2	2.97
	202	2.8	
	203	2.6	
	204	3.2	
III	301	2.8	2.96
	302	3.5	
IV	401	2.6	1.60
	402	-	
	403	-	
	404	4	
V	501	3.5	3.22
	502	-	
	503	7.5	

Na slici 3.18 su prikazane promene frekvencije nakon poremećaja u oblasti 2. Punim linijama su prikazane frekvencije merene u čvorovima u kojima su priključeni generatori za slučaj kada ne postoji BRF, dok su isprekidanim linijama prikazane frekvencije u istim čvorovima kada je implementirana BRF. Ono što se može uočiti sa grafika je da generatori koji pripadaju istoj oblasti imaju slično ponašanje frekvencije nakon poremećaja i da pripadaju istoj koherentnoj zoni. Sa grafika se vidi da generatori iz oblasti 5 imaju značajno drugačije ponašanje frekvencije od generatora u drugim zonama što je rezultat činjenice da ovaj deo sistema nije jako električno spregnut sa ostatkom sistemima. Kada se uporede frekvencije generatora za bazni slučaj i slučaj kad je implementirana BRF može se uočiti da su odstupanja frekvencije manja, kao i da je manji pad frekvencije centra inercije. Ovi rezultati pokazuju da predložena upravljačka strategija za BRF daje bolje vrednosti frekvencije u odnosu na bazni slučaj.



Slika 3.18: Promene frekvencije nakon poremećaja u oblasti 2

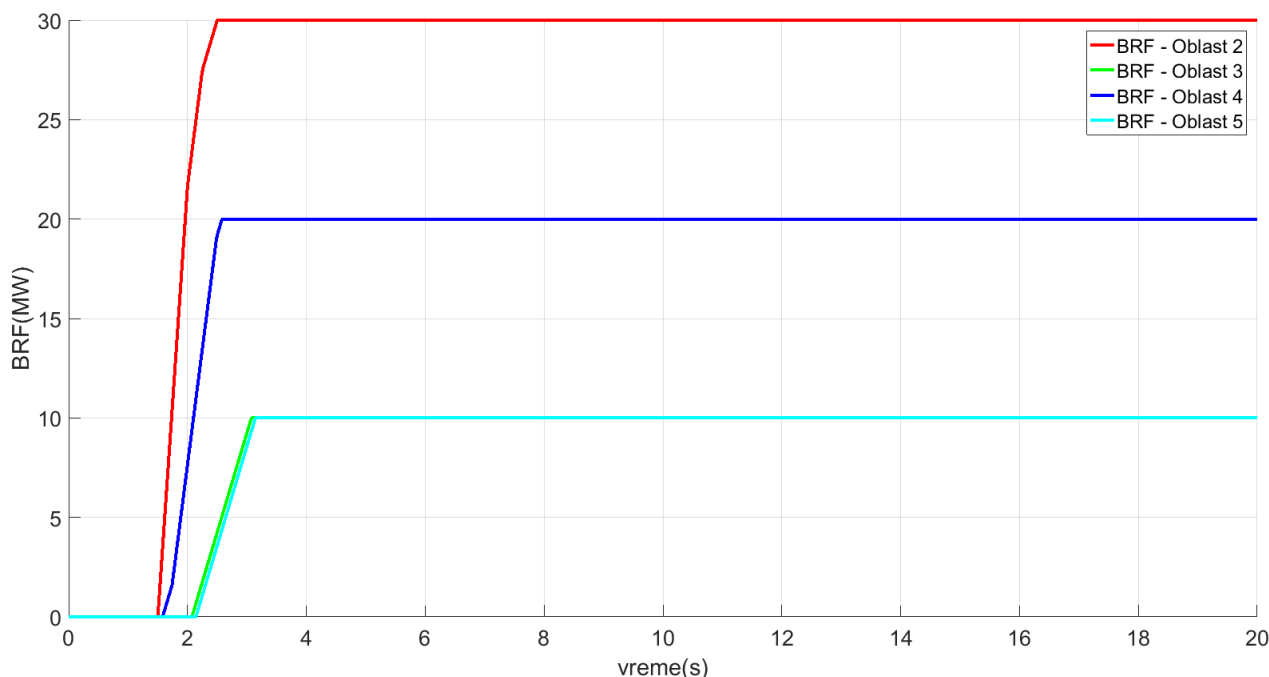
Na slici 3.19 su prikazane vrednosti RoCoFa merene na čvorovima u kojima su priključeni generatori nakon poremećaja u oblasti 2. Sa grafika se može videti da je brzina promene frekvencije najveća u tačkama koje su bliže lokaciji poremećaja i da udaljavanjem od mesta poremećaja opada maksimalna vrednost RoCoFa, kao da se maksimalna vrednost RoCoFa dostiže kasnije. Kao direktna posledica toga, prve rezerve za BRF će se aktivirati u oblasti gde se desio poremećaj kao što je prikazano na slici 3.20 .



Slika 3.19: Promene RoCoFa nakon poremećaja u oblasti 2

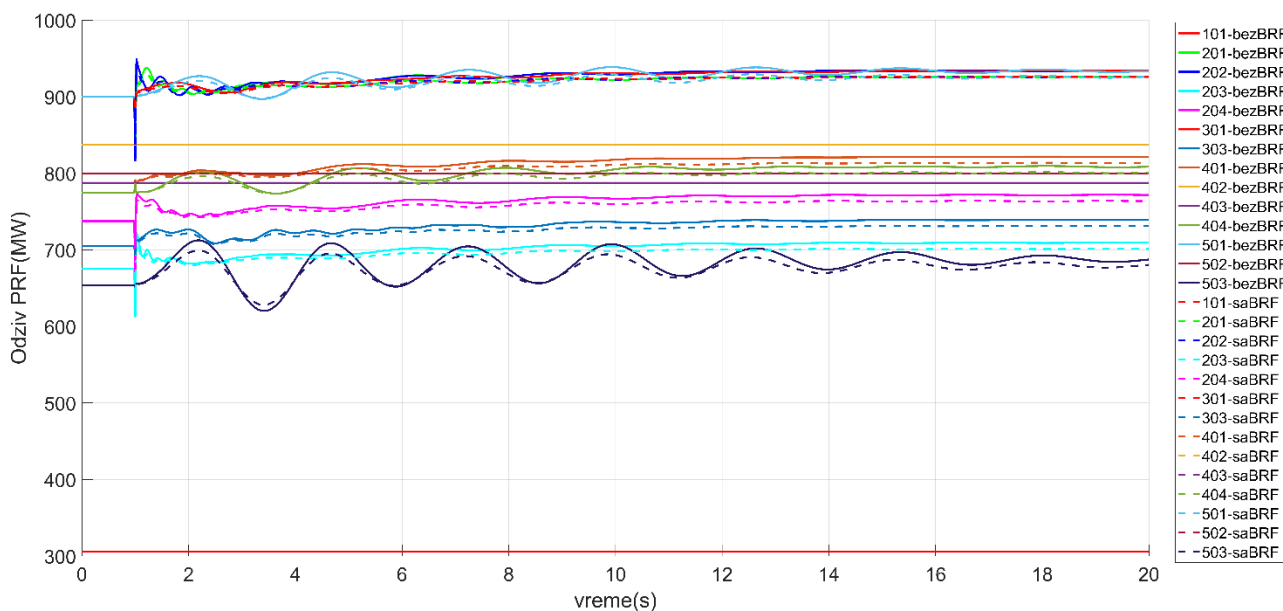
U oblasti gde se desio poremećaj će se aktivirati i najveći broj stepeni rezerve, jer su vrednosti RoCoFa tu najveće. Ovim je potvrđeno da se najviše rezervi aktivira u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja. Na taj način je usporena dalja propagacija poremećaja kroz ostale delove sistema. Zatim se aktiviraju rezerve u oblasti 4 koja je najbliža oblasti u kojoj se desio i poremećaj i ima manju inerciju od susedne oblasti 3. Trenutak aktivacije rezervi u oblasti 3 i 5 je skoro isti, s tim da se u oblasti 3 neznatno ranije aktivira rezerva jer je električno bliža poremećaju nego oblast 5. Što se tiče broja stepeni koji se aktiviraju u različitim oblastima, sa slike 3.20 se može videti da

se u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja aktiviraju sva tri stepena BRF, u oblasti 4 koja je bliža poremećaju i ima manju inerciju se aktiviraju dva, dok se u oblastima 3 i 5 aktiva po jedan stepen BRF.



Slika 3.20: Odziv BRF nakon poremećaja u oblasti 2

Slika 3.21 prikazuje promene aktivnih snaga generatora nakon poremećaja u oblasti 2, odnosno promena aktivne snage usled primarne regulacije. Ono što se može uočiti da je promena aktivne snage generatora manja u slučaju kada imamo brzu regulaciju frekvencije i ovaj rezultat je očekivan jer je deo debalansa između potrošnje i proizvodnje smanjen usled BRF.

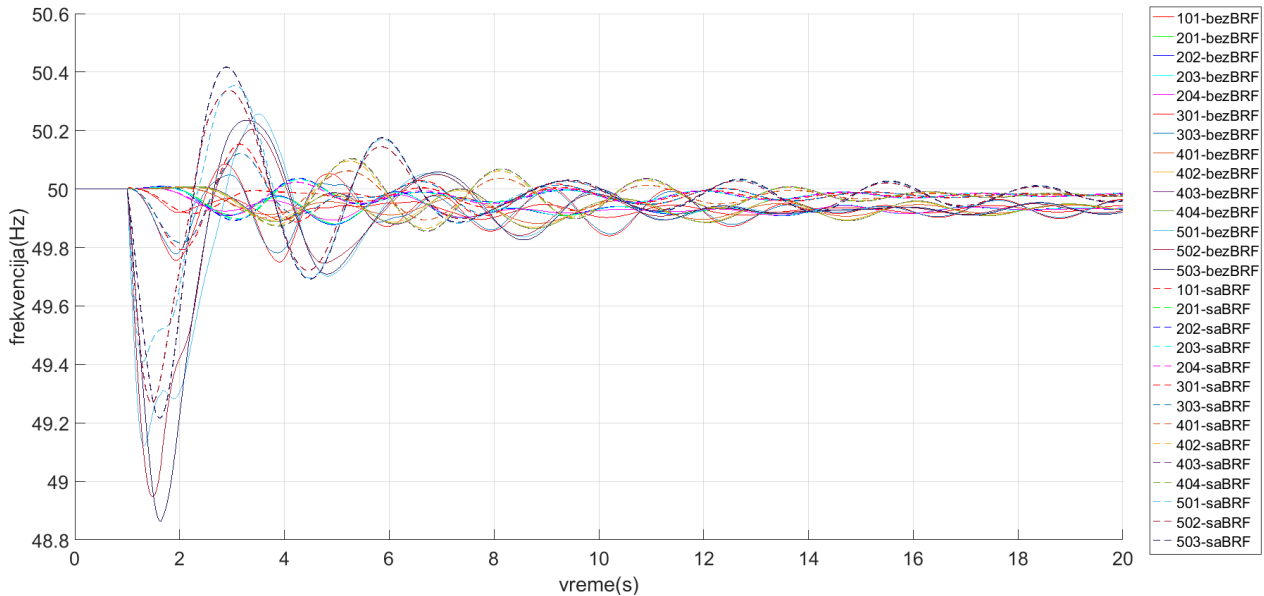


Slika 3.21: Odziv PRF nakon poremećaja u oblasti 2

Na slici 3.22 su prikazane promene frekvencije u čvorovima u kojima su priključeni generatori nakon poremećaja u oblasti 5. Slično kao i u slučaju poremećaja u oblasti 2, može se uočiti da generatori koji pripadaju istoj oblasti imaju slično ponašanje frekvencije nakon poremećaja i da pripadaju istoj koherentnoj zoni. Generatori iz oblasti 5 imaju značajno drugačije

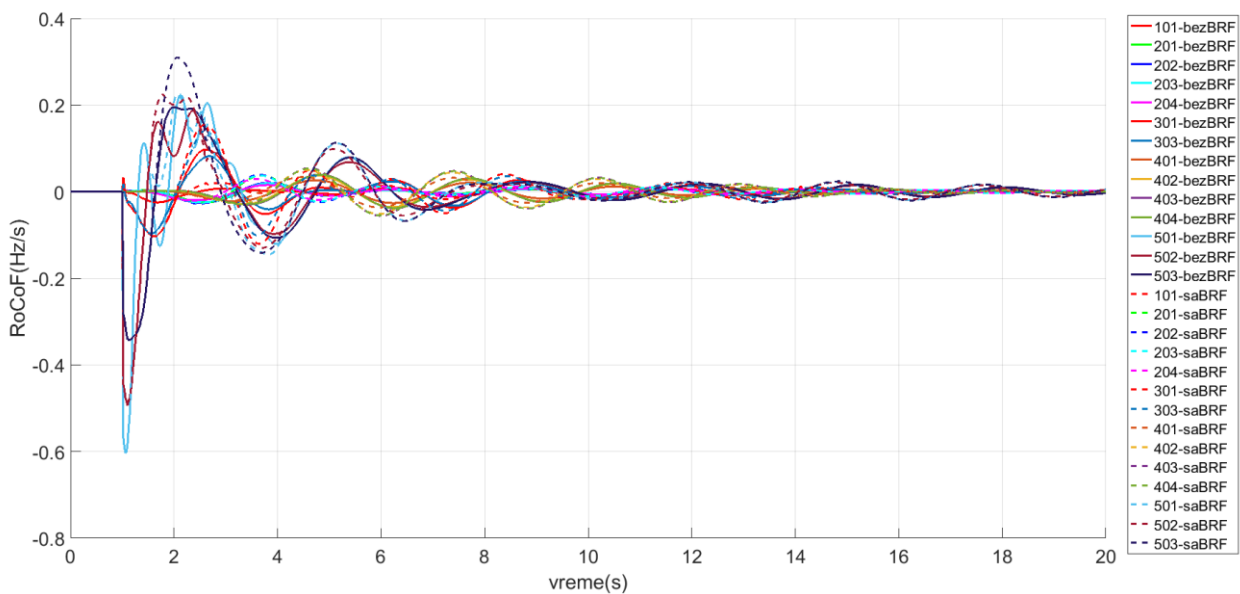


ponašanje frekvencije od generatora u drugim zonama. Odstupanja frekvencije u oblasti 5 u kojoj je došlo do poremećaja su mnogo veća nego u ostalim oblastima i još više su izražena nego u slučaju identičnog poremećaja u oblasti 2. Sa grafika se može uočiti da su odstupanja frekvencije generatora kada je implementirana BRF manja nego u odnosu na bazni slučaj, kao i da je manji pad frekvencije centra inercije. Ovi rezultati potvrđuju da predložena upravljačka strategija za BRF daje bolje vrednosti frekvencije u odnosu na bazni slučaj.



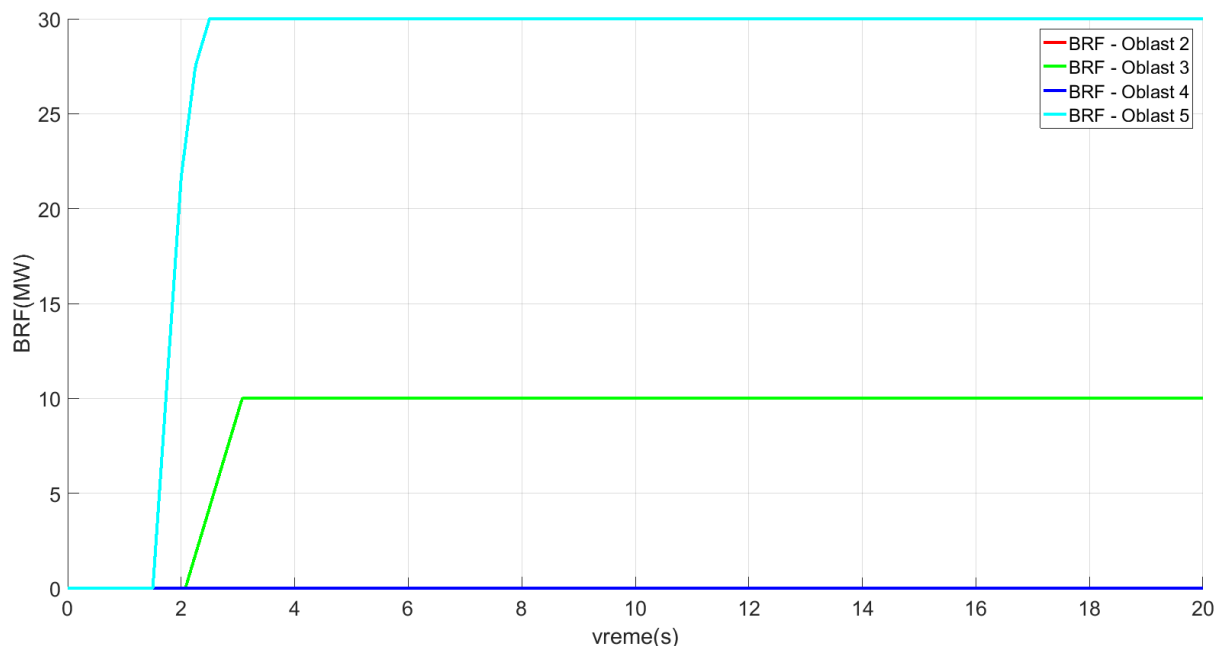
Slika 3.22: Promene frekvencije nakon poremećaja u oblasti 5

Slika 3.23 prikazuje vrednosti RoCoFa merene na čvorovima u kojima su priključeni generatori nakon poremećaja u oblasti 5 gde se može videti da je brzina promene frekvencije najveća u oblasti u kojoj se desio poremećaj, dok je u ostalim delovima sistema značajno manja.



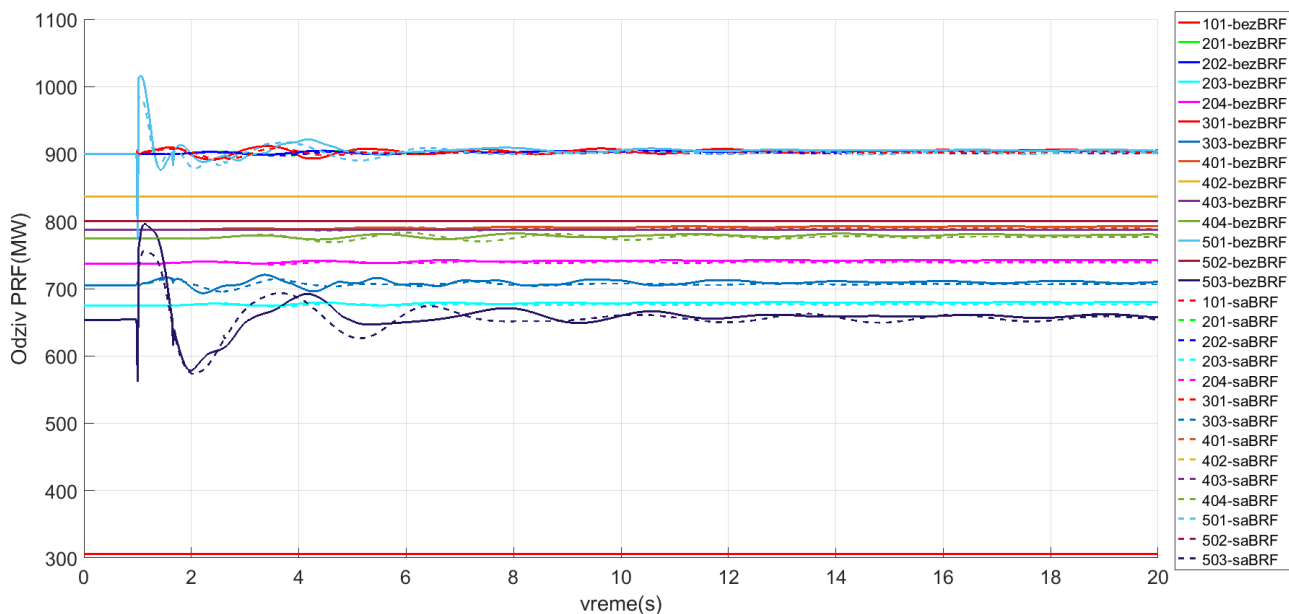
Slika 3.23: Promene RoCoFa nakon poremećaja u oblasti 5

Na slici 3.24 se može videti da se u oblasti gde se desio poremećaj aktivira najveći broj stepeni rezerve, u susednoj oblasti 3 se aktivira samo jedan stepen, dok se u oblastima 2 i 4 neće aktivirati BRF jer nisu značajno ugrožene poremećajem u oblasti 5.



Slika 3.24: Odziv BRF nakon poremećaja u oblasti 5

Na slici 3.25 su prikazane promene aktivnih snaga generatora nakon poremećaja u oblasti 5. Ono što se može uočiti da je promena aktivne snage generatora u oblastima van oblasti 5 manja nego u slučaju poremećaja u oblasti 2 jer su odstupanja frekvencije manja. Promena aktivne snage usled primarne regulacije je manja kada imamo BRF kao i u slučaju poremećaja u oblasti 2.

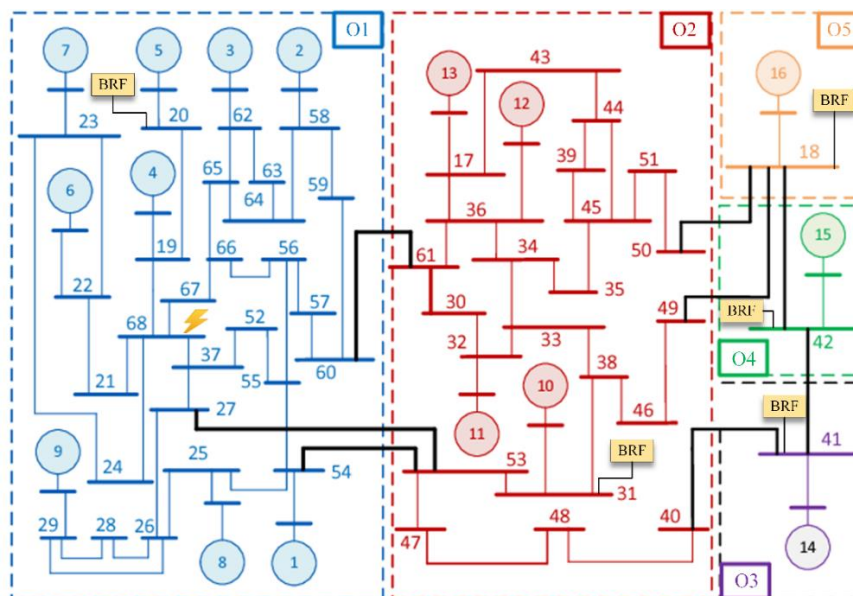


Slika 3.25: Odziv PRF nakon poremećaja u oblasti 5

### 3.7. Simulacije na IEEE test sistemu sa 68 čvorova

Predložena upravljačka strategija za BRF je testirana i na IEEE test sistemu sa 68 čvorova i 16 generatora (Slika 3.26) [132]. Ovaj sistem se sastoji od pet dobro povezanih oblasti i predstavlja

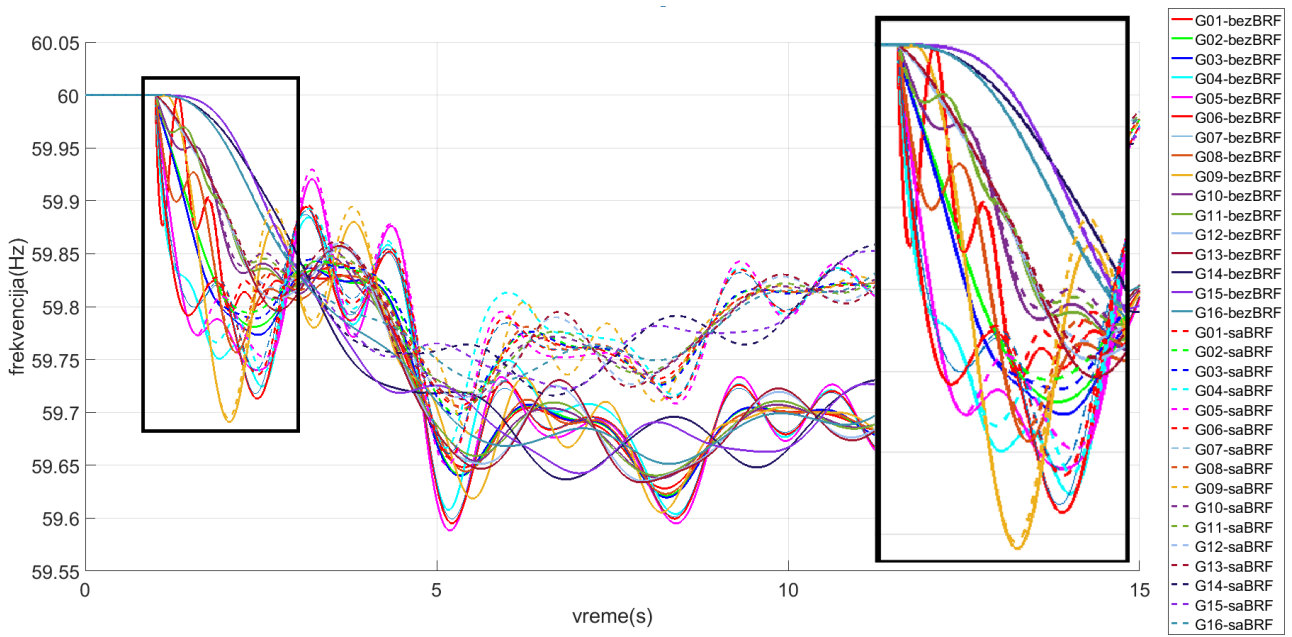
standardni test sistem za analizu dinamičke stabilnosti [129]. Oblast 1 predstavlja sistem Nove Engleske, oblast 2 EES države Njujork, dok su oblasti 3, 4 i 5 predstavljene ekvivalentnim generatorom. U simulacijama je za početno radno stanje izabrano stanje opisano u [132]. Simuliran je poremećaj u oblasti 1 koji odgovara priključenju potrošnje u čvoru 68, ekvivalentno 5% ukupne potrošnje u sistemu. Razmatrana su dva scenarija, bazni scenario kada nije implementirana BRF i scenariju u kom su u svakoj oblasti implementirana 3 stepena BRF ukupnog kapaciteta od 0.1% ukupne snage sistema. Usvojeni parametri za BRF su identični kao i u simulacijama na sistemu jugoistočne Australije, dok su resursi za BRF priključeni u čvorovima 20, 31, 41, 42 i 18 (Slika 3.26).



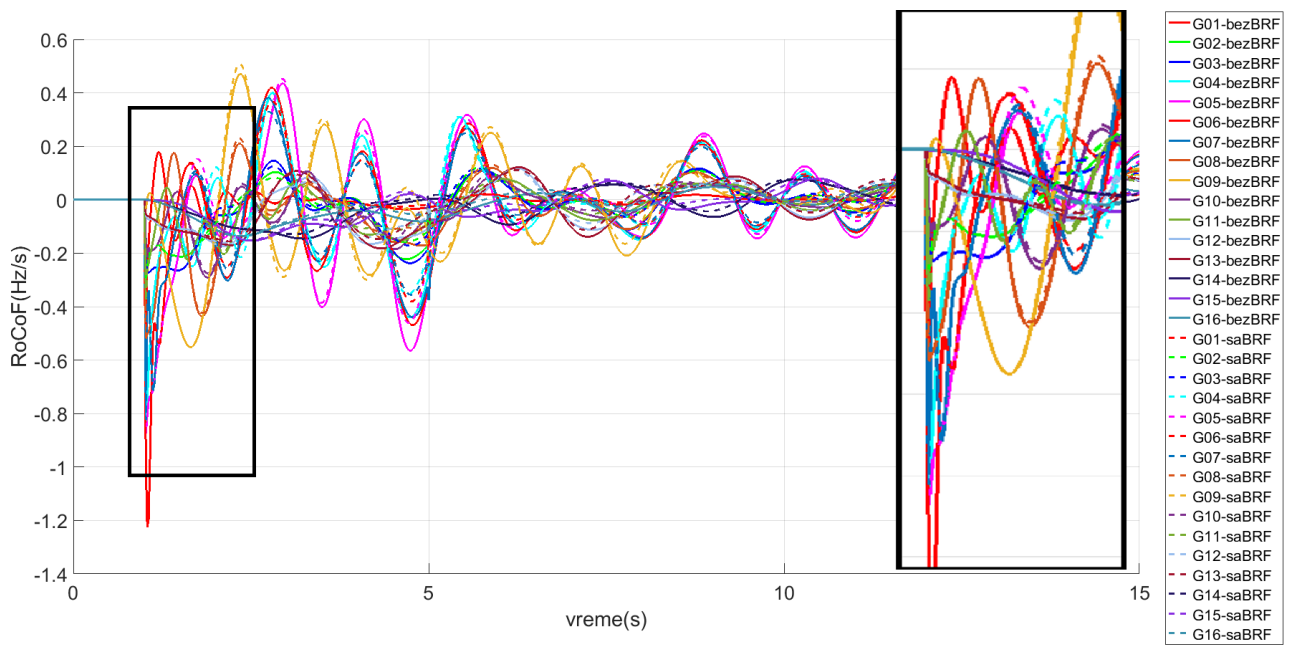
Slika 3.26: IEEE sistem sa 68 čvorova

Na slici 3.27 su prikazane promene frekvencije nakon poremećaja u oblasti 1. Punim linijama su prikazane frekvencije merene u čvorovima u kojima su priključeni generatori za slučaj kada ne postoji BRF, dok su isprekidanim linijama prikazane frekvencije u istim čvorovima kada je implementirana BRF. Sa grafika se može uočiti da generatori koji pripadaju istoj oblasti imaju slično ponašanje frekvencije nakon poremećaja i da pripadaju istoj koherentnoj zoni. Kada se uporede frekvencije generatora za bazni slučaj i slučaj kad je implementirana BRF može se uočiti da su odstupanja frekvencije manja. Ovi rezultati pokazuju da predložena upravljačka strategija za BRF daje bolje vrednosti frekvencije u odnosu na bazni slučaj.

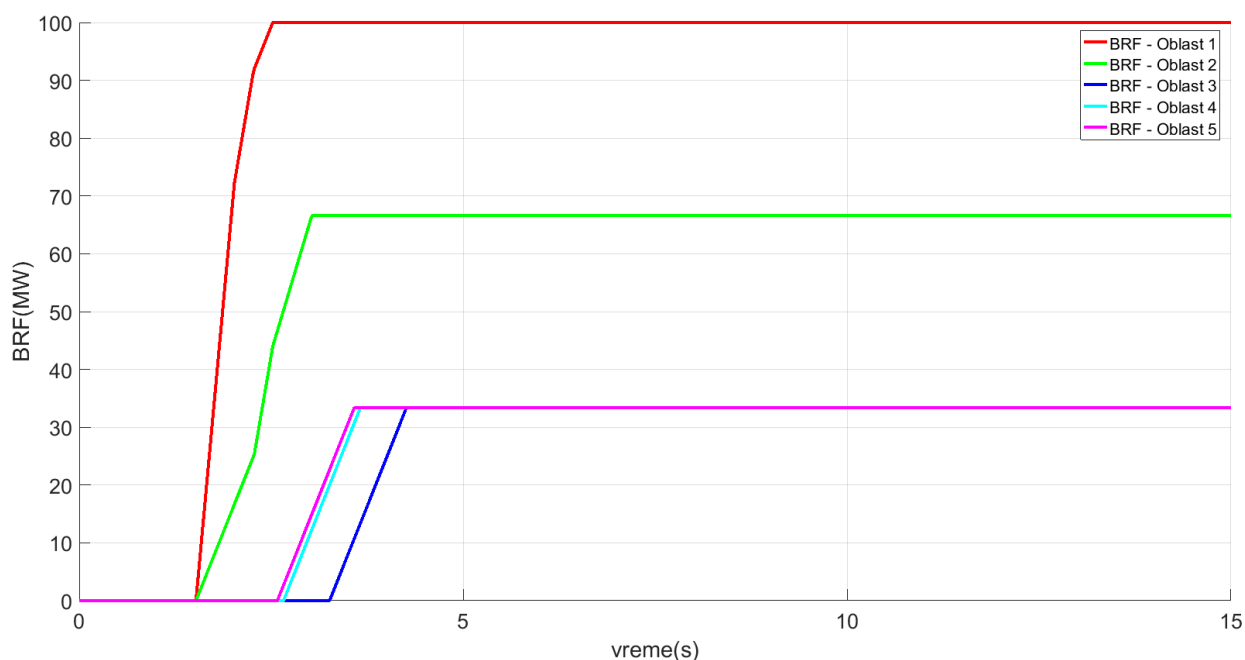
Slika 3.28 prikazuje vrednosti RoCoFa merene na čvorovima u kojima su priključeni generatori nakon poremećaja u oblasti 1. Sa grafika se može videti da je brzina promene frekvencije najveća u tačkama koje su bliže lokaciji poremećaja i da udaljavanjem od mesta poremećaja opada maksimalna vrednost RoCoFa kao i da se maksimalna vrednost RoCoFa dostiže kasnije. Kao direktna posledica toga, prve rezerve za BRF će se aktivirati u oblasti gde se desio poremećaj kao što je prikazano na slici 3.29. U oblasti gde se desio poremećaj će se aktivirati i najveći broj stepeni rezerve jer su vrednosti RoCoFa tu najveće. Ovim je potvrđeno da se najviše rezervi aktivira u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja. Na taj način je usporena dalja propagacija poremećaja kroz ostale delove sistema. Zatim se aktiviraju rezerve u oblasti 2 koja je najbliža oblasti u kojoj se desio poremećaj. Trenutak aktivacije rezervi u oblasti 3, 4 i 5 je skoro isti, s tim da se u oblasti 3 nešto kasnije aktivira rezerva jer je električno dalja poremećaju nego oblasti 4 i 5. Što se tiče broja stepeni koji se aktiviraju u različitim oblastima, u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja aktiviraju sva tri stepena BRF, u oblasti 2, koja je bliža poremećaju, se aktivira dva stepena, dok se u oblastima 3, 4 i 5 aktiva po jedan stepen BRF.



Slika 3.27: Promena frekvencije nakon poremećaja u oblasti 1



Slika 3.28: Promene RoCoFa nakon poremećaja u oblasti 1



Slika 3.29: Odziv BRF nakon poremećaja u oblasti 1

### 3.8. Zaključna razmatranja

Predloženi metod BRF je u potpunosti decentralizovan i primenjuje upravljačku strategiju na nivou pojedinačnog resursa što omogućuje brzo reagovanje. Upravljačka strategija je jednostavna za implementaciju i ne zahteva telekomunikacionu infrastrukturu. Kao takva, predstavlja jeftino rešenje dok su istovremeno izbegnuta vremenska kašnjenja usled prenosa podataka. Postojanje više stepeni koji se aktiviraju pri različitim vrednostima RoCoFa omogućuje da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju i da trošak za isporučenu rezervu bude manji. Takođe, ovako definisana BRF, bazirana na lokalno merenim vrednostima RoCoFa, omogućuje da više rezervi bude aktivirano u delovima sistema koji su bliži poremećaju kao i u oblastima manje inercije koje su više osetljive na poremećaj. Izvršene simulacije na jednomašinskom sistemu potvrđuju prednost višestepene u odnosu na jednostepenu BRF. Simulacijama na složenijim sistemima, kako sa jakim, tako i sa slabom interkonekcijom, potvrđeno je da predložena upravljačka strategija aktivira najviše rezervi u oblasti koja je odgovorna za poremećaj i susednim oblastima male inercije koja su najviše pogođene poremećajem. Aktivacijom BRF bliže lokaciji poremećaja sprečava se dalja propagacija poremećaja u ostatak sistema i ublažavaju posledice poremećaja na frekvencijsku stabilnost.

## 4. UPRAVLJANJE HVDC SISTEMA ZA PRUŽANJE USLUGE BRZE REGULACIJE FREKVENCije

Većina sistema koji su zbog male inercije posebno ugroženi u pogledu frekvencijske stabilnosti, slabo su povezani sa susednim sistemima ili su povezani putem HVDC vodova. HVDC vodovi, iako električno razdvajaju povezane sisteme u pogledu deljenja inercije, imaju velike mogućnosti u pogledu BRF [133–136]. Pored toga što mogu brzo da promene aktivnu snagu i pruže uslugu BRF, predstavljaju i ekonomski povoljan resurs za pružanje ove usluge [137,138]. Autori u [137], procenili su potencijalnu ekonomsku korist korišćenja usluge BRF od strane HVDC vodova kao dopunu tradicionalnoj regulaciji frekvencije gde analize ukazuju da bi operatori mogli da smanje troškove rezerve za čak 70%. Rezultati u [138] pokazuju da deljenje rezervi pomoću BRF od strane HVDC voda može u velikoj meri pomoći održanju frekvencijske stabilnosti nakon ispada proizvodne jedinice, uz smanjenje finansijskih gubitaka usled poremećaja.

HVDC postrojenja poseduju elektroenergetske pretvarače koji pretvaraju naizmničnu struju/napon u jednosmernu struju/napon i obrnuto [139]. U zavisnosti u kom smeru teče snaga, konvertorsko postrojenje na jednom kraju HVDC voda će se ponašati kao ispravljač, dok će se isto postrojenje na drugom kraju ponašati kao inverter. Postoje dve osnovne vrste trofaznih pretvarača koji se koriste u HVDC postrojenjima: LCC (Line Commutated Converter) i VSC (Voltage Source Converter) [140]. Osnovni element u postrojenjima koja koriste LCC pretvarače je tiristor. Radom LCC pretvarača upravlja se dovođenjem impulsa za uključenje tiristora. LCC pretvarači mogu da vode struju samo u jednom smeru, tako da se promena toka snage po vodu postiže promenom polariteta napona u konvertorskim postrojenjima, što se postiže različitim uglom paljenja na pretvaračkim jedinicama. VSC postrojenja koriste punoupravljljive IGBT tiristore koji se mogu uključiti i isključiti u bilo kom trenutku, što je velika prednost u odnosu na LCC pretvarače koji se mogu uključivati i isključivati samo promenom polariteta mrežnog napona. Konfiguracija VSC pretvarača je takva da on može sam da proizvodi svoj prostoperiodičan talas pomoću PWM (Pulse-Width Modulation) tehnologije, nezavisno od naizmničnog sistema. Iz tog razloga, VSC HVDC sistemi se ne oslanjaju na naizmnični sistem kako bi se održala stabilnost napona i frekvencije. Takođe, uz pomoć PWM modulacije može da se kontroliše ugao napona ili amplituda što daje mogućnost da se aktivna i reaktivna snaga kontrolišu nezavisno i praktično trenutno. Kontrola toka aktivne snage između konvertora i mreže vrši se pomoću faznog ugla između napona osnovne frekvencije koji je generisan PWM modulacijom i faznog ugla napona mreže. Tok reaktivne energije određuje amplituda generisanog naizmničnog napona. Reaktivna energija kod LCC HVDC sistema se kontrolišu upotrebom filtera i kondenzatora, što zahteva dodatnu opremu i povećava cenu celom sistemu. Zbog toga se danas u HVDC sistemima najčešće upotrebljavaju VSC pretvarači [36]. Dve uobičajene konfiguracije VSC pretvarača su pretvarači na dva nivoa i modularni pretvarači na više nivoa poznatiji kao MCCs (Modular Multilevel Converters). MMC nudi visoku modularnost primenjenih kontrola i potpunu skalabilnost [141], i zbog toga je izabran kao model u ovoj disertaciji.

Tipično učešće HVDC vodova u regulaciji frekvencije je kroz *droop* kontrolu koja je u različitim varijacijama predložena u [37,142–144]. Iako je *droop* kontrola jednostavna i može se lako implementirati, ona ne koristi u potpunosti sposobnost brzog odgovora HVDC sistema jer se aktivna snaga postepeno povećava. *Sliding mode* kontrola je poznata nelinearna metoda upravljanja koja se koristi u prekidačkim sistemima i ona je često korišćenja za različite unutrašnje i/ili spoljne upravljačke konture MMCa. Diskretni *sliding mode* kontroler je primenjen u [145] za uravnoteženje napona kondenzatora u okviru MMCa. U radu [146] je prikazana primena *sliding mode* kontrole za upravljanje aktivnom i reaktivnom snagom, dok je u [147] korišćena za suzbijanje cirkulacione struje MMCa.

U ovom poglavlju disertacije biće predstavljeno adaptivno upravljanje HVDC sistema za pružanje usluge BRF. Predloženo upravljanje uzima u obzir veličinu poremećaja i inerciju sistema u kom se desio poremećaj. Definisana upravljačka strategija se sastoji od dva koraka. U prvom koraku je promena aktivne snage HVDC sistema nakon poremećaja konstantna i unapred definisana. Usluga BRF je aktivirana na osnovu lokalno izmerene vrednosti RoCoFa kao indikatora poremećaja, a veličina poremećaja se procenjuje na osnovu frekvencijskog odziva i jednačine obrtnih masa jednomašinskog sistema. U drugom koraku se odgovor HVDC sistema prilagođava procenjenoj veličini poremećaja pružajući adekvatniju podršku za očuvanje frekvencijske stabilnosti u kritičnim uslovima. HVDC vod je povezan sa naizmeničnom mrežom preko MMC pretvarača, kojim se upravlja pomoću nekoliko unutrašnjih i spoljašnjih upravljačkih petlji. Predložene su dve metode kontrole snage: jedna koja koristi PI regulator aktivne i reaktivne snage, a druga sa integralnom *sliding mode* kontrolom aktivne i reaktivne snage. Predložena upravljačka strategija za BRF implementirana je u MATLAB/Simulinku i verifikovana simulacijama na IEEE test sistemu sa 39 čvorova.

Novina predloženog rešenja leži u činjenici da HVDC sistem, iako nema informacije o elektroenergetskom sistemu i poremećaju, efikasno procenjuje i aktivira dovoljne rezerve za obezbeđivanje stabilnosti sistema. Predložena metoda u potpunosti koristi mogućnosti brze dinamike HVDC pretvarača, obezbeđujući brzo, gotovo trenutno, povećanje izlazne aktivne snage, za razliku od kontrola gde se aktivna snaga postepeno povećava [148,149]. Na ovaj način predstavljena metoda maksimalno doprinosi održanju frekvencije u definisanim granicama i to je jedna od važnih prednosti predstavljene metode.

#### 4.1. Adaptivna BRF od strane HVDC sistema

Prvi korak upravljačke strategije za BRF je detekcija poremećaja. RoCoF je najveći neposredno nakon poremećaja te se može koristiti kao brzi pokazatelj potencijalno opasnog stanja sistema. Ako je lokalno izmerena vrednost RoCoFa iznad definisanog praga reagovanja, a učestanost ispod vrednosti koja je određena za stabilno radno stanje, MMC će pružiti uslugu BRF. Kada je poremećaj detektovan, odgovor HVDC sistema u prvom koraku je konstantan i jednak unapred definisanoj vrednosti.

Maksimalna vrednost RoCoFa zavisi od veličine poremećaja i inercije obrtnih masa sistema. U sistemima sa malom inercijom, čak i mali poremećaji (ispad manjih proizvodnih jedinica) mogu izazvati visoke vrednosti RoCoFa, a BRF zasnovana samo na vrednostima RoCoFa može pružiti nepotrebno veliki odziv kako bi se sprečio pad frekvencije ispod određene granice. Ovo uzrokuje neželjene troškove i potencijalne probleme oscilovanja sistema zbog čega se javlja potreba za adaptivnim upravljanjem koji uzima u obzir veličinu poremećaja. Veličina poremećaja se procenjuje u drugom koraku predložene upravljačke strategije pomoću klasične jednačine obrtnih masa:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2HS_b} (-k_D \Delta f_0 + \Delta P) \quad (4.1)$$

gde  $f_0$  odgovara nominalnoj frekvenciji,  $H$  predstavlja konstantu inercije, a  $S_b$  snagu proizvodnje u sistemu. Konstanta  $k_D$  je recipročna vrednost koeficijenta samoregulacije potrošnje. Poremećaj  $\Delta P$  je definisan kao razlika između ukupne snage proizvodnje i ukupnog opterećenja u sistemu. Tradicionalna primarna regulacija frekvencije se zanemaruje, jer se ona obično aktivira unutar 5 do 10 sekundi nakon što se izmeri odstupanje frekvencije, s obzirom da je generatorima koji pružaju ovu uslugu potrebno vreme za povećanje izlazne snage. Vremenski interval od interesa za BRF je unutar 2 sekunde nakon poremećaja.

Frekvencijski odziv neposredno nakon poremećaja, a pre promene snage HVDC sistema, se može jednostavno dobiti iz (4.1):

$$\Delta f'(t) = \frac{\Delta P}{k_D} \left( 1 - e^{-\frac{k_D f_0 t}{2HS_b}} \right) \quad (4.2)$$

dok se frekvencija nakon inicijalne pomene aktivne snage HVDC sistema  $\Delta P_{HVDC}$  menja prema:

$$\Delta f''(t) = \Delta f_* \frac{\Delta P - \Delta P_{HVDC} - k_D \Delta f_*}{k_D} \left( 1 - e^{-\frac{k_D f_0 (t-t_1)}{2HS_b}} \right) \quad (4.3)$$

gde je  $t_1$  trenutak inicijalne pomene snage HVDC sistema, a  $\Delta f_*$  odgovara odstupanju frekvencije u tom trenutku.

Razlika između dve vrednosti frekvencije u vremenskom intervalu  $\Delta t$  pre inicijalne promene snage HVDC sistema je:

$$d\Delta f'(t) = \Delta f'(t + \Delta t) - \Delta f'(t) = \frac{\Delta P}{k_D} (e^{-\Delta t} - 1) e^{-\frac{k_D f_0 t}{2HS_b}} \quad (4.4)$$

, a posle promene:

$$d\Delta f''(t) = \Delta f''(t + \Delta t) - \Delta f''(t) = \frac{\Delta P - \Delta P_{HVDC} - k_D \Delta f_1}{k_D} (e^{-\Delta t} - 1) e^{-\frac{k_D f_0 (t-t_1)}{2HS_b}} \quad (4.5)$$

Uzimajući pretpostavku da smanjenje opterećenja zbog samoregulacije nije značajno u odnosu na veličinu poremećaja i promenu aktivne snage HVDC sistema u prvom koraku, veličina poremećaja može se približno proceniti. Ova pretpostavka je opravdana jer je promena opterećenja proporcionalna odstupanju frekvencije koje je, neposredno nakon poremećaja, relativno malo. Veličina poremećaja može se proceniti pomoću (4.4) i (4.5):

$$\Delta P = \Delta P_{HVDC} \frac{d\Delta f'}{d\Delta f' - d\Delta f''} \quad (4.6)$$

Takođe, primarna regulacija i odzivi drugih elektronskih uređaja su izostavljeni što unosi grešku u proceni veličine poremećaja. Predložena kontrola ima za cilj da grubo proceni veličinu poremećaja, brzo, ali ne i sasvim precizno. Stoga je korišćenje jednostavnih relacija i zanemarivanje odziva drugih uređaja opravdano.

Treba napomenuti da bi inicijalnu promenu aktivne snage HVDC sistema  $\Delta P_{HVDC}$  idealno trebalo odrediti offline analizom, na osnovu procene konfiguracije sistema i njegove inercije za taj vremenski okvir na osnovu plana angažovanja agregata za dan unapred. Međutim, elektroenergetski sistem se posmatra kao „crna kutija“ i ako takve informacije nisu dostupne, inicijalna promena aktivne snage HVDC sistema  $\Delta P_{HVDC}$  može se proizvoljno usvojiti kao što je i urađeno u simulacijama. Ona nije od velike važnosti jer se koristi samo za procenu veličine poremećaja. Prilagođen odgovor HVDC sistema u drugom koraku treba da pruži adekvatan odgovor uzimajući u obzir veličinu poremećaja i inerciju sistema.

Trenutak kada dolazi do inicijalne pomene aktivne snage HVDC sistema može biti usvojen proizvoljno i ne utiče na rezultat procenjene veličine poremećaja. Sa aspekta frekvencijske stabilnosti, to bi trebalo biti što je pre moguće. U simulacijama je izabrano da to bude 0.5 s nakon što se poremećaj dogodi na osnovu pretpostavke da je potrebno oko 200 ms da se detektuje poremećaj i 300 ms da se izračuna nagib frekvencije. Usvojene pretpostavke zasnovane su na standardima za merne uređaje.



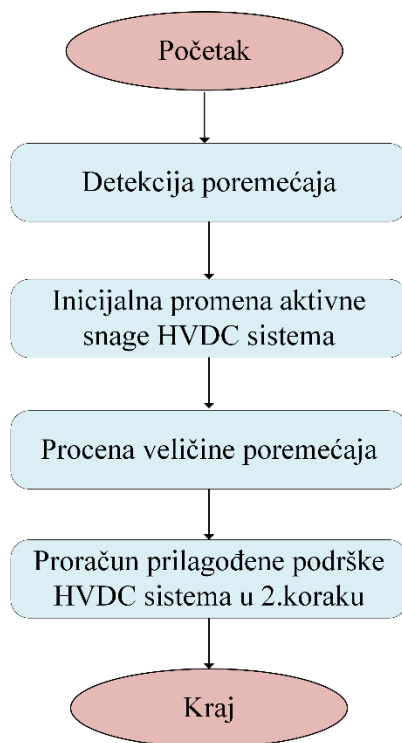
Prilagođen odgovor HVDC sistema se izračunava na osnovu procenjene veličine poremećaja i početne vrednosti  $RoCoF_0$  koja je obrnuto proporcionalna inerciji sistema:

$$\Delta P_{HVDC2} = \Delta P \cdot RoCoF_0 \quad (4.7)$$

Na ovaj način, prilagođen odgovor HVDC sistema će biti veći za poremećaje iste veličine u sistemu male inerciju u odnosu na sistem velike inercije, što je adekvatnije u pogledu frekvencijske stabilnosti. Treba naglasiti da cilj predložene upravljačke strategije nije tačna procena veličine poremećaja i prilagođavanje podrške HVDC sistema u skladu s tim, već dovoljno brz odgovarajući odgovor tako da frekvencija ostane u predviđenim granicama. Drugi korak HVDC podrške eliminiše rizik od toga da početni odgovor bude nepotrebno veliki, ili nedovoljno mali, što se u slučaju jednostepene kontrole svakako mora dogoditi za slučaj različitih poremećaja u sistemu. Treba napomenuti da se izraz 4.7 dimenziono ne slaže, već se odnosi samo na vrednosti.

Predložena kontrola je takođe efikasna za ograničavanje povećanja učestanosti (gubitak opterećenja), ali se zbog manje kritičnosti ne analizira detaljno u disertaciji.

Algoritam predložene upravljačke strategije je prikazan na slici 4.1.



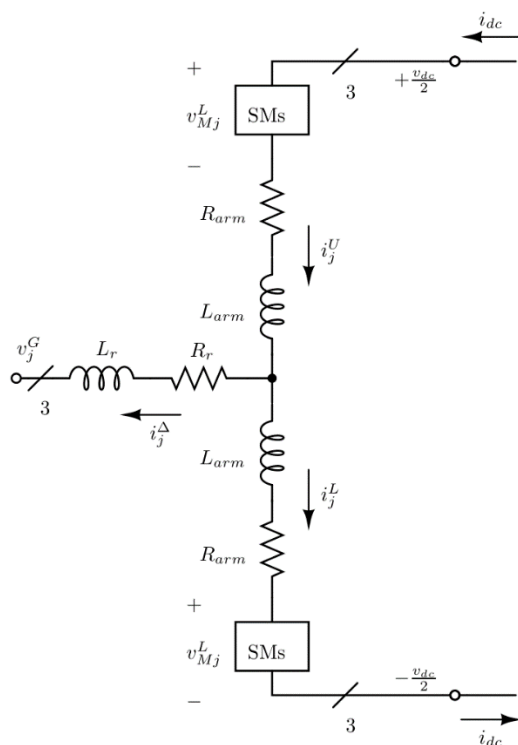
Slika 4.1: Algoritam adaptivne BRF od strane HVDC sistema

## 4.2. Modelovanje MMCa

MMC predstavlja pretvarač koji bi trebalo da odgovori zahtevima naizmjenične mreže pružajući dovoljnu aktivnu snagu i održavajući reaktivnu snagu na stabilnoj vrednosti. Sastoji se od 3 paralelne grane sa dva po dva redna elementa. Redni element ima  $N$  prekidačkih modula koji imaju polumostnu konfiguraciju.

Na slici 4.2 je prikazana jedna paralelna grana (krak) MMCa, gde je gornji indeks  $j \in \{a, b, c\}$ . Sa  $v_j^G$  je označen naizmjenični napon,  $L_r$  i  $R_r$  su induktivnost i otpor reaktora, respektivno, dok  $R_{arm}$  i  $L_{arm}$  predstavljaju ekvivalentni otpor i induktivnost kraka. Ekvivalentni kapacitet jednog kraka označava se kao  $C_{arm} = C/N$ , gde je  $C$  kapacitivnost koja se koristi u podmodulu. Pretpostavlja se da

je mreža i uravnotežena i simetrične monopolarne konfiguracije, te da je napon na HVDC strani jednak  $v_{dc}$ .



Slika 4.2: Model MMC pretvarača

Kako bismo dobili verodostojnije rezultate, korišćen je model koji na jednostavan način uključuje tri harmonika. Ovaj model MMCa je prvi put predstavljen u [150] i pruža linearno rešenje u stacionarnom stanju. Pokazao se pogodnim za implementaciju više kontrolnih petlji. Implementacije kontrolnih petlji su sumirane u [151]. Ovde je korišćen kompletan model iz [150], koji uključuje frekvencije  $\omega$  i  $3\omega$  za  $\Delta$  komponente i jednosmernu i  $-2\omega$  za  $\Sigma$  komponente.

Podmoduli su predstavljeni usrednjenim ekvivalentnim modelom, pa se za gornje i donje redne elemente mogu napisati sledeće jednačine za napon i struju:

$$v_{Mj}^{U,L} = m_j^{U,L} v_{Cj}^{U,L}, i_{Mj}^{U,L} = m_j^{U,L} i_j^{U,L} \quad (4.8)$$

gde se  $m_j^{U,L}$  odnosi na indekse umetanja gornjeg i donjeg rednog elementa.

Model pretvarača razvijen je prema metodologiji navedenoj u [150,151]. Koristeći nomenklaturu  $\Delta - \Sigma$ , promenljive u gornjoj i donjoj ruci pretvarača se mogu odrediti kao:

$$i_j^\Delta = i_j^U - i_j^L, i_j^\Sigma = \frac{i_j^U + i_j^L}{2} \quad (4.9)$$

$$v_{Cj}^\Delta = \frac{v_{Cj}^U - v_{Cj}^L}{2}, v_{Cj}^\Sigma = \frac{v_{Cj}^U + v_{Cj}^L}{2} \quad (4.10)$$

$$m_j^\Delta = m_j^U - m_j^L, m_j^\Sigma = m_j^U + m_j^L, \quad (4.11)$$

$$v_{Mj}^\Delta = \frac{-v_{Mj}^U + v_{Mj}^L}{2} = -\frac{m_j^\Delta v_{Cj}^\Sigma + m_j^\Sigma v_{Cj}^\Delta}{2} \quad (4.12)$$

$$v_{Mj}^\Sigma = \frac{v_{Mj}^U + v_{Mj}^L}{2} = \frac{m_j^\Sigma v_{Cj}^\Sigma + m_j^\Delta v_{Cj}^\Delta}{2} \quad (4.13)$$

Iz prethodnih jednačina je lako odrediti izlaznu naizmeničnu struju  $i_f^A$ . Nakon transformacije u  $dqz$  referentni sistem, MMC je opisan korišćenjem diferencijalnih jednačina:

$$\vec{i}_{dq}^{\Delta} = \frac{\overrightarrow{v_{Mdq}^{\Delta}} - (\omega L_{eq}^{ac} J_2 + R_{eq}^{ac} I_2) \overrightarrow{i_{dq}^{\Delta}} - \overrightarrow{v_{dq}^G}}{L_{eq}^{ac}} \quad (4.14)$$

$$\vec{i}_{dq}^{\Sigma} = - \frac{\overrightarrow{v_{Mdq}^{\Sigma}} + (R_{arm} I_2 - 2\omega L_{arm} J_2) \overrightarrow{i_{dq}^{\Sigma}}}{L_{arm}} \quad (4.15)$$

$$i_z^{\Sigma} = \frac{v_{dc}}{2L_{arm}} - \frac{v_{Mz}^{\Sigma} + R_{arm} i_z^{\Sigma}}{L_{arm}} \quad (4.16)$$

$$\vec{v}_{Cdq}^{\Delta} = \frac{N}{2C} - \overrightarrow{i_{Mdq}^{\Delta}} - \omega J_2 \overrightarrow{v_{Cdq}^{\Delta}} \quad (4.17)$$

$$\vec{v}_{Czdq}^{\Delta} = -\frac{N}{8C} \Psi - 3\omega J_2 \overrightarrow{v_{Czdq}^{\Delta}} \quad (4.18)$$

$$\vec{v}_{Cdqz}^{\Sigma} = \frac{N}{2C} \overrightarrow{i_{Mdqz}^{\Sigma}} + 2\omega J_3 \overrightarrow{v_{Cdqz}^{\Sigma}} \quad (4.19)$$

Gde je

$$\overrightarrow{i_{Mdq}^{\Delta}} = P_{\omega}(t) \left( P_{-2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Sigma}} \circ \frac{P_{\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{i_{dqz}^{\Delta}}}{2} + P_{\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Delta}} \circ P_{-2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{i_{dqz}^{\Sigma}} \right) \quad (4.20)$$

$$\overrightarrow{i_{Mdqz}^{\Sigma}} = P_{-2\omega}(t) \left( P_{-2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Sigma}} \circ P_{-2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{i_{dqz}^{\Sigma}} + P_{\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Delta}} \circ P_{\omega}^{-1}(t) \frac{\overrightarrow{i_{dqz}^{\Delta}}}{2} \right) \quad (4.21)$$

$$\overrightarrow{v_{Mdqz}^{\Delta}} = -\frac{P_{\omega}}{2}(t) \left( P_{\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Delta}} \circ P_{-2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{v_{Cdqz}^{\Sigma}} + P_{2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Sigma}} \circ P_{-\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{v_{Cdqz}^{\Delta}} \right) \quad (4.22)$$

$$\overrightarrow{v_M^{\Sigma}} = \frac{P_{-2\omega}(t)}{2} \left( P_{\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Delta}} \circ P_{\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{v_{Cdqz}^{\Delta}} + P_{-2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{m_{dqz}^{\Sigma}} \circ P_{-2\omega}^{-1}(t) \overrightarrow{v_{Cdqz}^{\Sigma}} \right) \quad (4.23)$$

$$\Psi = \begin{bmatrix} i_d^{\Delta} m_d^{\Sigma} + 2i_d^{\Sigma} m_d^{\Delta} + i_q^{\Delta} m_q^{\Sigma} + 2i_q^{\Sigma} m_q^{\Delta} + 4i_z^{\Sigma} m_{zd}^{\Delta} \\ i_q^{\Delta} m_d^{\Sigma} + 2i_d^{\Sigma} m_q^{\Delta} - i_d^{\Delta} m_q^{\Sigma} - 2i_q^{\Sigma} m_d^{\Delta} + 4i_z^{\Sigma} m_{zq}^{\Delta} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

gde  $P_{\omega}(t)$  označava Parkovu transformaciju na ugaonoj frekvenciji  $\omega$ , a  $P_{\omega}^{-1}(t)$  je inverzna Parkova transformacija na istoj frekvenciji. Treba napomenuti da su svi vektori vremenski zavisni. Kada se prevede u  $dqz$  referentni sistem, napon na AC strani je izražen kao  $v_d^G = V_m \cos(\theta)$  i  $v_q^G = V_m \sin(\theta)$ , gde  $V_m$  predstavlja amplitudu, a  $\theta$  fazni stav.

Model uključuje i  $\Sigma$  komponente u  $dqz$  referentnom sistemu na ugaonoj frekvenciji  $-2\omega$  i komponente za  $\Delta$  promenljive na frekvencijama  $\omega$  i  $3\omega$  kao što je opisano u [150]. Indeksi umetanja  $\vec{m} = \left[ \overrightarrow{m_{dq}^{\Delta}} \ \overrightarrow{m_{zdq}^{\Delta}} \ \overrightarrow{m_{dqz}^{\Sigma}} \right]^T$  su dobijeni pomoću algebarskih izraza:

$$\vec{m} = \frac{2}{v_{dc}} \begin{bmatrix} -\overrightarrow{v_{Mdqz,ref}^{\Delta}} \\ \overrightarrow{v_{Mdqz,ref}^{\Sigma}} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Ovaj model se pokazao pogodnim i za elektromagnetne procese i za spektralnu simulaciju. Takođe, može se uključiti u simulator tokova snaga sa generalizacijom unutrašnjih kontrolnih petlji

[152]. Jedna važna prednost je i prikladnost modela za implementaciju različitih metoda upravljanja [153].

U ovim simulacijama MMC radi kao *grid forming* pretvarač koji može da upravlja aktivnom i reaktivnom snagom. Analizirana su dva različita upravljačka pristupa: linearni PI kontroler i nelinearni kontroler koji koristi kombinaciju PI i *sliding mode* kontrolu, tzv. integralni *sliding mode* kontroler (ISMC).

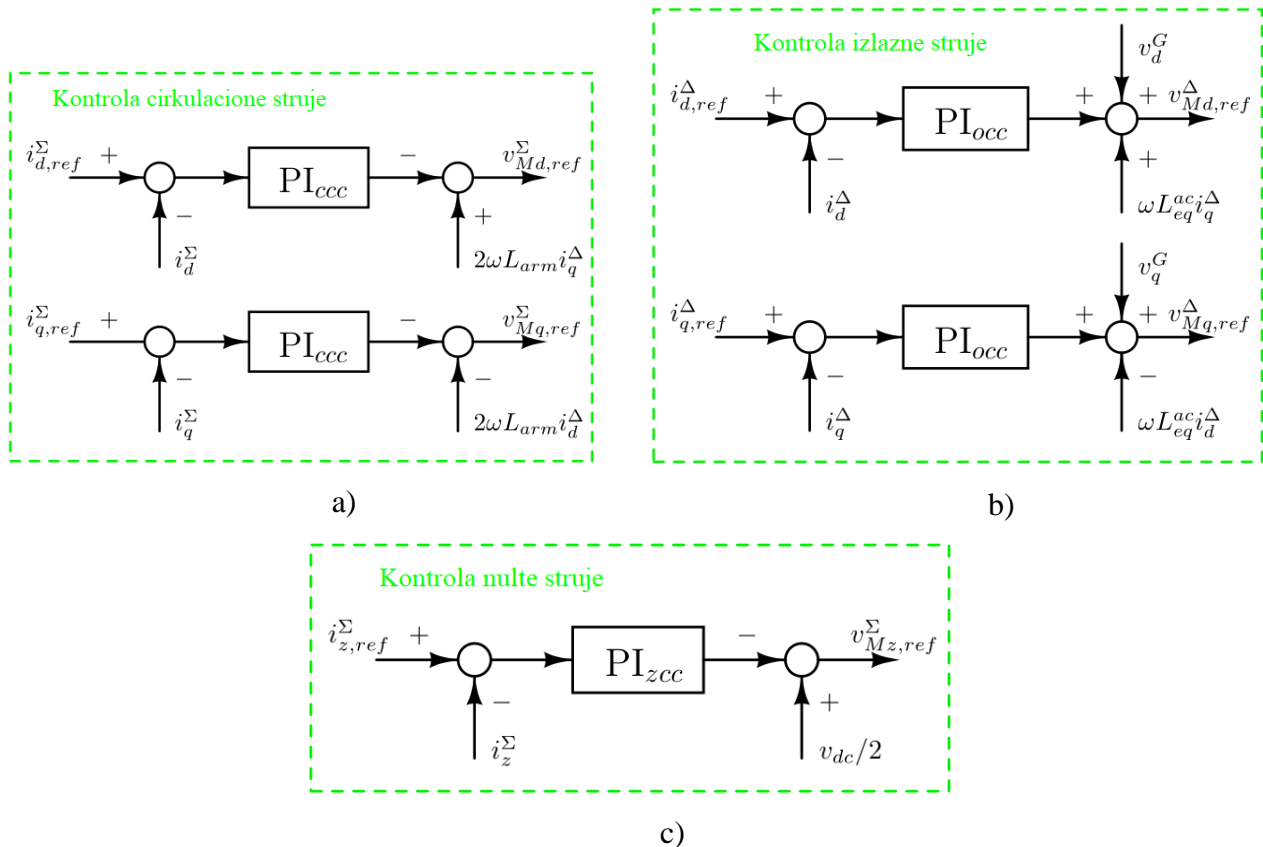
#### 4.2.1. Implementacija kontrolnih petlji

Implementirano je nekoliko unutrašnjih i spoljašnjih kontrolnih petlji. Unutrašnje kontrolne petlje su prikazane na slici 4.3 i sve su implementirane kao PI kontroleri. Unutrašnje kontrolne petlje su kontroleri za kontrolu izlazne struje, cirkulacione struje i nulte struje (Slika 4.3). Parametri za kontrolere sa slike 4.3a-c se dobijaju korišćenjem algoritma za postavljanje polova-nula.

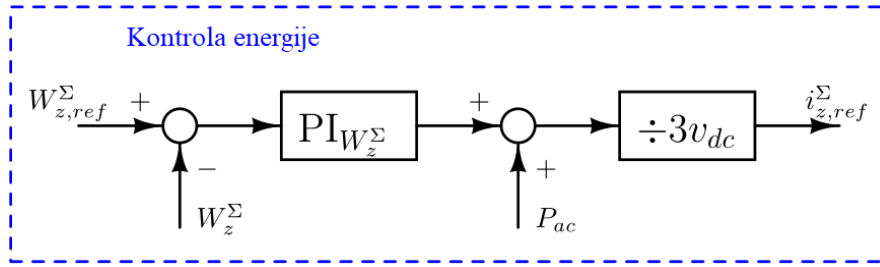
Da bi se postigla stabilna referentna vrednost nulte struje, koristi se regulator nulte energije prikazan na slici 4.4. Treba napomenuti da se energija računa kao:

$$W_z^\Sigma = \frac{3C_{arm}}{2N} \left( v_{Cd}^{\Delta 2} + v_{Cq}^{\Delta 2} + v_{Czd}^{\Delta 2} + v_{Czq}^{\Delta 2} + v_{Cd}^{\Sigma 2} + v_{Cq}^{\Sigma 2} + 2v_{Cz}^{\Sigma 2} \right) \quad (4.26)$$

a prvi izvod nulte energije se koristi za procenu referentne vrednosti za struju  $i_z^\Sigma$  i indirektno utiče na napon  $v_{Cz}^\Sigma$  koji u slučaju kada pretvarač dostigne svoje stabilno stanje ima vrednost  $v_{dc}$ .



Slika 4.3: Unutrašnje kontrolne petlje a) cirkulacionu struju; b) izlaznu struju; i v) nultu struju.



Slika 4.4: Kontrola energije

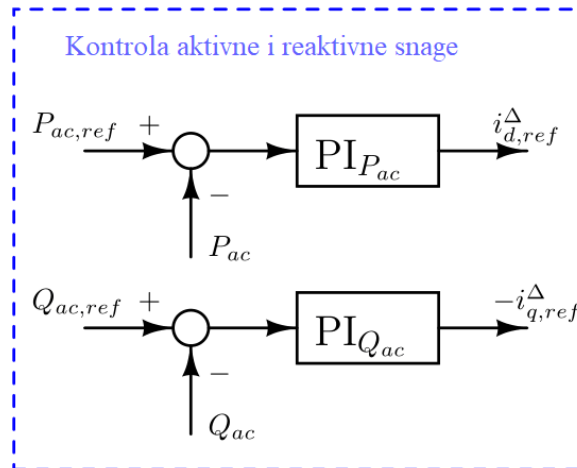
#### 4.2.2. Upravljanje aktivnom i reaktivnom snagom

PI kontroler aktivne i reaktivne snage prikazan je na slici 4.5.

Trenutna aktivna i reaktivna snaga su izražene pomoću izraza:

$$P_{ac} = \frac{3}{2} (i_d^{\Delta} v_d^G + i_q^{\Delta} v_q^G) \quad (4.27)$$

$$Q_{ac} = \frac{3}{2} (-i_d^{\Delta} v_q^G + i_q^{\Delta} v_d^G) \quad (4.28)$$



Slika 4.5: PI kontroleri za aktivnu i reaktivnu snagu

#### 4.2.3. Dizajn sliding mode kontrole

*Sliding mode* kontrola je definisana kao dodatak kontrole izlazne struje. Umesto korišćenja regulatora snage sa slike 4.5 i regulatora izlazne struje sa slike 4.3b, struktura se oslanja na kliznu površinu, koja je definisana kao prošireni regulator izlazne struje sa slike 4.3b. Naime, integralna klizna površina za  $d$  i  $q$  komponentu izlazne struje definisana je kao:

$$S(i_{d,q}^{\Delta}) = i_{d,q,ref}^{\Delta} - i_{d,q}^{\Delta} \quad (4.29)$$

A njen prvi izvod po vremenu je:

$$\dot{S}(i_{d,q}^{\Delta}) = -\dot{i}_{d,q}^{\Delta} = -\sqrt{U} \sqrt{|x_{d,q}^{\Delta}|} \operatorname{sgn}(x_{d,q}^{\Delta}) - 1.1U x_{d,q}^{\Delta} \quad (4.30)$$

sa pozitivnom konstantom  $U$  gde su  $x_{d,k}$  odgovarajući izlazi kontrolera izlazne struje, definisani kao:

$$\dot{\xi}_{dq}^{\Delta} = \overrightarrow{i_{dq,ref}^{\Delta}} - \overrightarrow{i_{dq}} \quad (4.31)$$

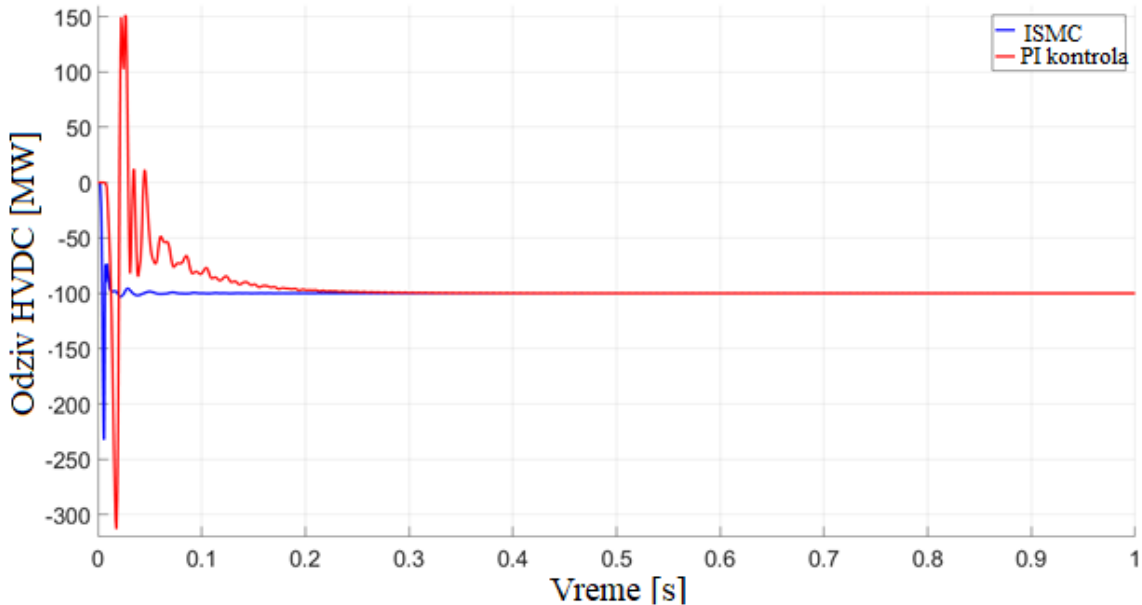
$$\overrightarrow{x_{dq}^{\Delta}} = K_i^{\Delta} \overrightarrow{\xi_{dq}} + K_p^{\Delta} \dot{\xi}_{dq}^{\Delta} \quad (4.32)$$

Uzimajući u obzir izraz 4.14, referenti napon se proračunava kao:

$$\overrightarrow{v_{Mdq}^{\Delta}} = -L_{eq}^{ac} \dot{\overrightarrow{i_{dq}^{\Delta}}} + R_{eq}^{ac} \overrightarrow{i_{dq,ref}^{\Delta}} + \omega L_{eq}^{ac} J_2 \overrightarrow{i_{dq,ref}^{\Delta}} + \overrightarrow{v_{dq}^G} \quad (4.33)$$

Integralna *sliding mode* kontrola je dobro poznata metoda upravljanja i zbog toga je ovde izostavljen dokaz stabilnosti.

Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju predložene ISMC i PI kontrole kada je referentna vrednost aktivne snage na AC strani  $P_{ac} = -100\text{MW}$  je prikazana na slici 4.6. Može se primetiti da ISMC pruža brži odgovor sa manjim preskokom u poređenju sa PI kontrolom kada je potrebno više od 0.2s da izlazna aktivna snaga dostigne referentnu vrednost. Dakle, primena ISMC je opravdana.



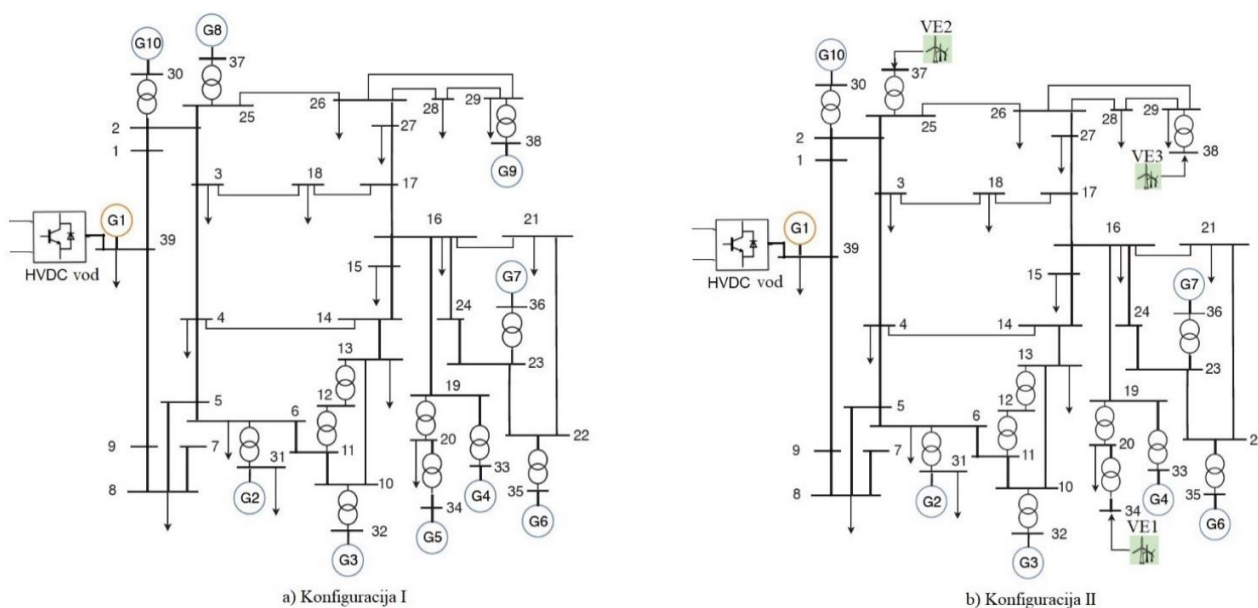
Slika 4.6: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju ISMC i PI kontrole

### 4.3. Simulacije i rezultati

Predloženo upravljanje HVDC sistema za pružanje usluge brze regulacije frekvencije je potvrđeno simulacijama u MATLAB/Simulinku na dve konfiguracije IEEE sistema sa 39 čvorova. Prva konfiguracija se odnosi na originalni IEEE test sistem sa 39 čvorova i 10 sinhronih generatora (Slika 4.7a), dok druga konfiguracija predstavlja modifikovan IEEE test sistem sa 39 čvorova gde su 3 sinhrona generatora zamenjena sa 3 vetroelektrane (Slika 4.7b). Treba napomenuti da je IEEE test sistem sa 39 čvorova baziran na sistemu Nove Engleske koji karakteriše nominalna frekvencija od 60 Hz, ali je u simulacijama korišćen prilagođen model gde je usvojena nominalna frekvencija 50 Hz. MMC pretvarač, čiji su parametri dati u tabeli 4.1, priključen je u čvoru 39.

Tabela 4.1. Parametri MMC pretvarača

$N=50$	$C_{arm}=10 \text{ mF}$	$L_{arm}=50 \text{ mH}$	$R_{arm}=1.07 \Omega$	$L_r=60 \text{ mH}$	$R_r=0.535 \Omega$
$v_{dc}=200 \text{ kV}$	$V_m=345\sqrt{2} \text{ kV}$	$\theta=0$	$U=100$		
$PI_{CCC}, PI_{ZCC}$	$K_i^\Sigma=8500$	$K_p^\Sigma=8500$	$PI_{OCC}$	$K_i^A=85 \cdot 10^3$	$K_p^A=117.93$
$PI_{W^\Sigma}$	$K_i^{W^\Sigma}=400$	$K_p^{W^\Sigma}=120$	$PI_{Pac}, PI_{Qac}$	$K_i^{P,Q}=6.67 \cdot 10^{-7}$	$K_p^{P,Q}=3.33 \cdot 10^{-4}$



Slika 4.7: Konfiguracije IEEE test sistema sa 39 čvorova

Konfiguracija I sa slike se sastoji od deset generatora koji su predstavljeni modelom sinhronne mašine šestog reda u prostoru stanja. Model uključuje regulator brzine i IEEE DC pobudu tipa 1 sistema za automatsku regulaciju napona. Sve elektrane imaju identične regulatore i brze statičke pobude. Model generatora uključuje i primarnu regulaciju frekvencije sa statizmom  $R_p = 5\%$ . Sekundarna regulacija frekvencije nije implementirana u modelu jer se aktivira 30-50s nakon poremećaja što je van vremenskog intervala od interesa. Potrošnja je predstavljena modelom konstantne snage i nezavisna je od varijacija frekvencije, dok su vodovi modelovani  $\pi$  modelom voda. Model trofaznog transformatora uzima u obzir otpornost i induktivnost namotaja i karakteristiku magnećenja jezgra. Generator G1, priključen u čvor 39, predstavlja agregaciju velikog broja generatora elektroenergetskog sistema Njujorka koji je povezan sa elektroenergetskim sistemom Nove Engleske koji je detaljno predstavljen ovim test sistemom. Zbog toga je HVDC sistem takođe priključen u čvor 39 jer povezuje dva elektroenergetska sistema.

Konfiguracija II test sistema je dobijena iz Konfiguracije I zamenom 3 sinhrona generatora (G5, G8 i G9) sa 3 vetroelektrane (VE1, VE2 i VE3). Vetroelektrane su modelovane kao dvostrano napajane asinhronne mašine (DFIG model) dok se profili snage vetra generišu sa rezolucijom od 1 s. Više detalja o ovim konfiguracijama IEEE test sistema sa 39 čvorova se može naći u [122,129].

Predloženo upravljanje HVDC sistema je potvrđeno na dve konfiguracije test sistema, originalnoj i sa smanjenom inercijom, kako bi se pokazalo da predložena kontrola ne zavisi od inercije i da se može koristiti u radnim stanjima u uslovima kako velike, tako i male inercije u

sistemu. Za obe konfiguracije su testirana dva poremećaja kako bi se pokazalo da je predložena kontrola nezavisna od veličine poremećaja i pruži odgovarajući frekvencijski odziv. Analizirane su sledeće simulacije:

1. Simulacija 1: Konfiguracija I - Veliki poremećaj - ispad generatora G6 koji uzrokuje oko 800 MW gubitka proizvodnje.
2. Simulacija 2: Konfiguracija II - Veliki poremećaj - ispad generatora G6 koji uzrokuje oko 800 MW gubitka proizvodnje.
3. Simulacija 3: Konfiguracija I - Mali poremećaj - ispad generatora G7 koji uzrokuje oko 450 MW gubitka proizvodnje.
4. Simulacija 4: Konfiguracija II - Mali poremećaj - ispad generatora G7 koji uzrokuje oko 450 MW gubitka proizvodnje.

Za svaku simulaciju razmatrana su tri scenarija:

- Bez promene aktivne snage HVDC sistema (HVDC sistem ne učestvuje u brzom regulaciji frekvencije).
- Neprilagođen (jednostepeni) HVDC odziv (izlazna aktivna snaga HVDC sistema je konstantna i nezavisna od veličine poremećaja i inercije sistema).
- Adaptivni (dvostepeni) HVDC odziv (izlazna aktivna snaga HVDC sistema je prilagođena veličini poremećaja i inerciji sistema).

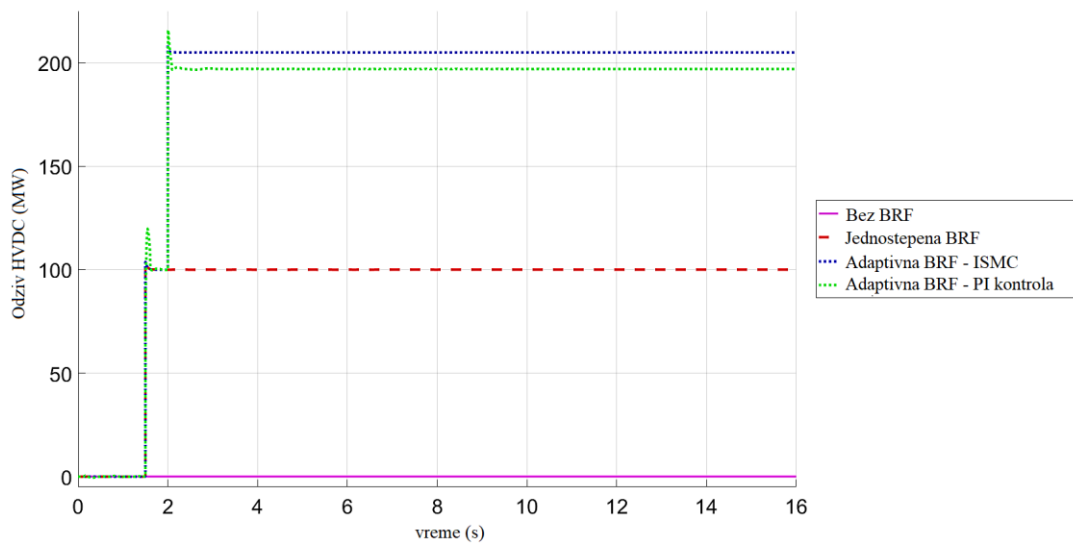
Početna izlazna aktivna snaga HVDC sistema je 100 MW i aktivira se kada je RoCoF veći od granične vrednosti od 0.2 Hz/s, a frekvencija ispod 49.8 Hz. Uzima se da se prva promena aktivne snage HVDC sistema dešava 0.5 s nakon poremećaja, a druga prilagođena promena 0.5 s nakon prve. Veličina poremećaja i odgovarajuća podrška HVDC sistema se procenjuje na osnovu merenja frekvencije u čvoru 39 gde je HVDC povezan. Očekuje se da će merni uređaj da registruje skokove frekvencije neposredno nakon poremećaja, što može uticati na tačnost dobijenih vrednosti frekvencije. Zbog toga se proračun nagiba frekvencije vrši u vremenskom intervalu od 0.2 s do 0.5 s nakon poremećaja. Smatra se da je 0.2 s nakon poremećaja odziv frekvencije stabilizovan. Uzima se da je kritična frekvencija 49.2 Hz kada dolazi do podfrekventnog rasterećenja potrošnje, ali to nije implementirano u simulacijama.

Izlazna aktivna snaga HVDC sistema za tri scenarija u okviru simulacije 1 za slučaj ISMC kontrole i PI kontrole prikazana je na slici 4.8. Upoređujući početnu izlaznu aktivnu snagu HVDC sistema u slučaju ISMC i PI kontrole, može se primetiti da je odgovor HVDC sistema u slučaju PI kontrole sporiji i potrebno je više vremena da se dostigne zadata referentna vrednost aktivne snage. Ovo kašnjenje utiče na tačnost procenjene veličine poremećaja i daje manju vrednost prilagođenog odgovora HVDC sistema. Razlika u izlaznoj i referentnoj vrednosti izaziva pogrešan proračun i daje adaptivni korak koji je potcenjen. Shodno tome, frekvencija ide ispod 49.2 Hz (Slika 4.9) i može doći do neželjenog isključivanja potrošača. Na slici 4.8 se takođe vidi da ISMC pruža manji preskok aktivne snage nego PI kontrola. U slučaju jednostepenog odziva HVDC sistema, izlazna snaga je konstantna i ima vrednost od 100 MW, dok je u slučaju adaptivne kontrole HVDC sistema početna izlazna snaga iznosi 100 MW, dok u drugom koraku ima vrednost 205 MW u slučaju ISMC, dok je sa PI regulacijom jednaka 197 MW. Izlazna snaga prilagođenog odgovora HVDC sistema je manja od veličine poremećaja jer cilj brze regulacije frekvencije od strane HVDC sistema nije uspostavljanje ravnoteže između potrošnje i proizvodnje. Cilj BRF je usporavanje pada frekvencije i obezbeđivanje dodatnog vremena za primarnu regulaciju frekvencije koja će uspostaviti ravnotežu između proizvodnje i potrošnje. Prikaz izlazne reaktivne snage HVDC sistema je namerno izostavljen zato što HVDC sistem ne dovodi reaktivnu snagu u mrežu. To je zato što se konstantna reaktivna snaga ( $Q_{ref} = 0$  Mvar) daje kao referenca kontroleru, a aktivna i

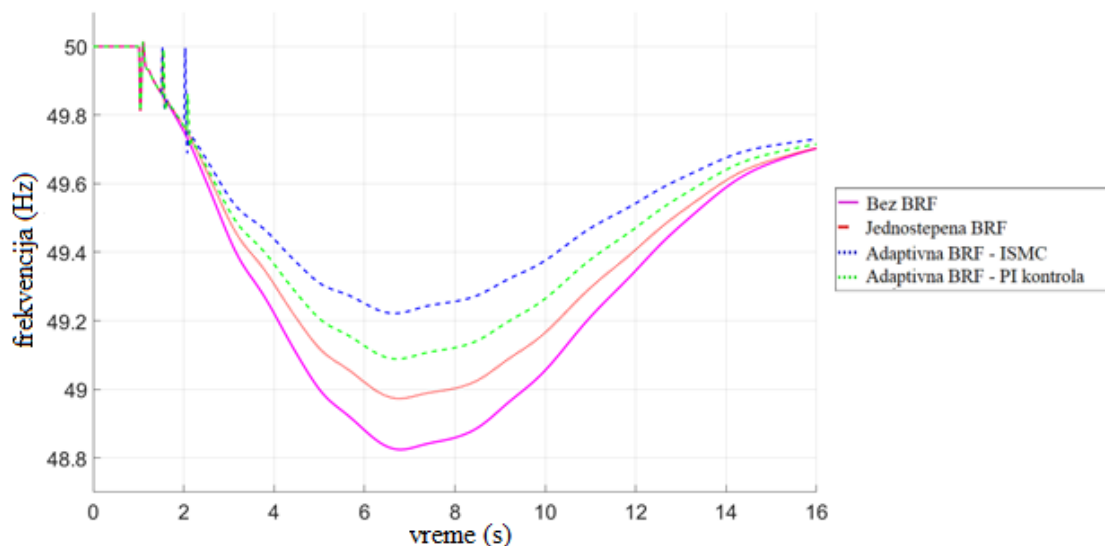


reaktivna snaga se kontrolišu nezavisno. Slika 4.9 prikazuje izmerenu frekvenciju na sabirnici 39 gde je povezan HVDC sistem.

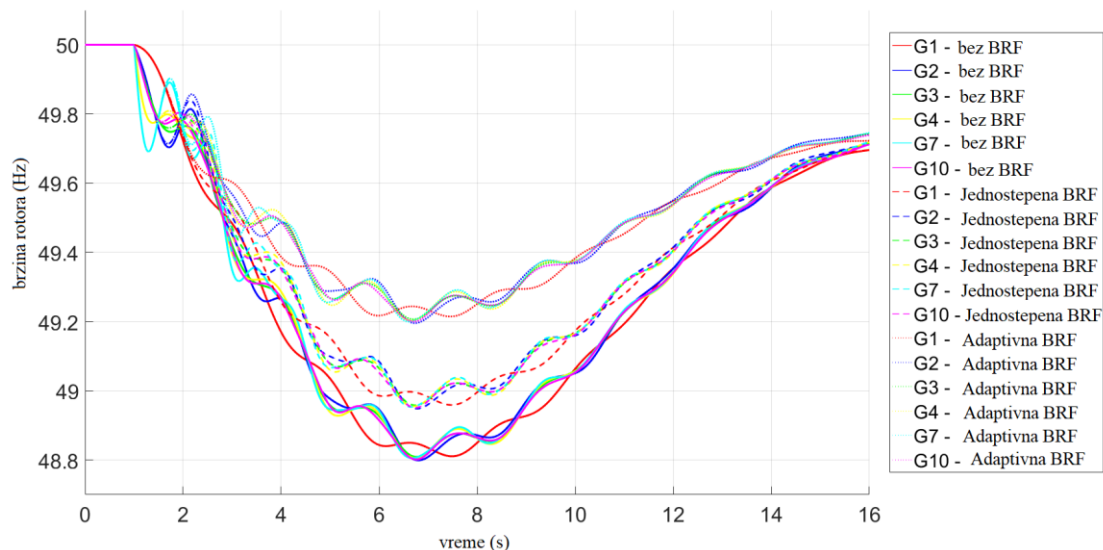
Slika 4.10 prikazuje brzinu rotora generatora nakon isključenja generatora G6 za konfiguraciju I test sistema. Kao što se može videti sa slike, minimalna vrednost frekvencije za slučaj kada HVDC sistem ne učestvuje u brznoj regulaciji frekvencije je značajno niži od one kada HVDC sistem pruža brz frekvencijski odziv. Bez BRF od strane HVDC sistema, frekvencija ide ispod 49.2 Hz i u realnim uslovima eksploatacije bi izazvala neželjeno isključivanje potrošača. Neadaptivni odziv HVDC sistema omogućava manji pad frekvencije, ali je i dalje nedovoljan za ograničavanje frekvencije iznad definisane granice, dok adaptivni uspeva da zadrži frekvenciju iznad navedenog minimuma. U slučaju neadaptivnog odziva HVDC sistema frekvencija je dostigla vrednost od 48.97 Hz, a u slučaju adaptivne kontrole 49.22 Hz što je iznad granice za rasterećivanje potrošnje. Ovo pokazuje značajan uticaj odziva HVDC sistema na frekvencijski odziv elektroenergetskih sistema neposredno nakon ispada proizvodne jedinice.



Slika 4.8: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji I

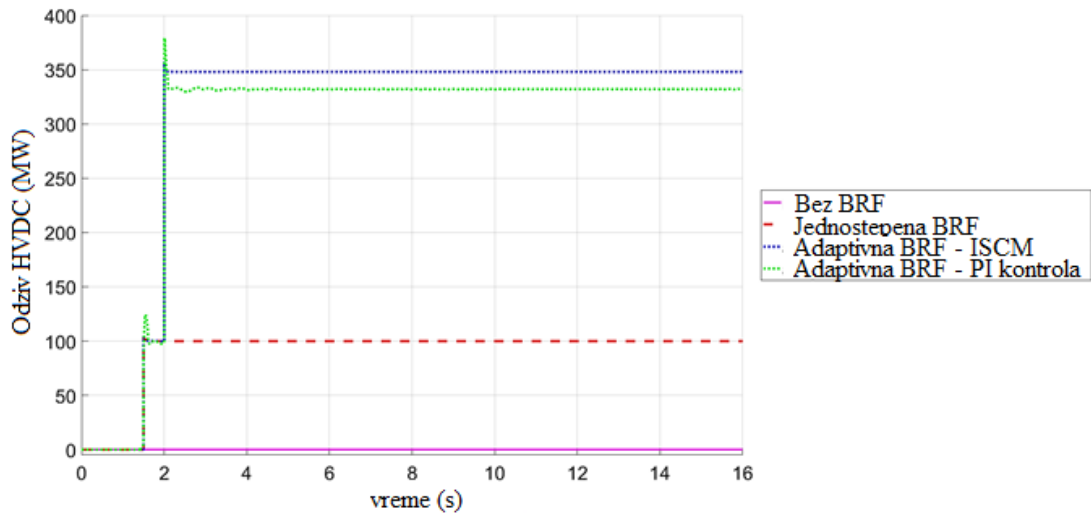


Slika 4.9: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji I

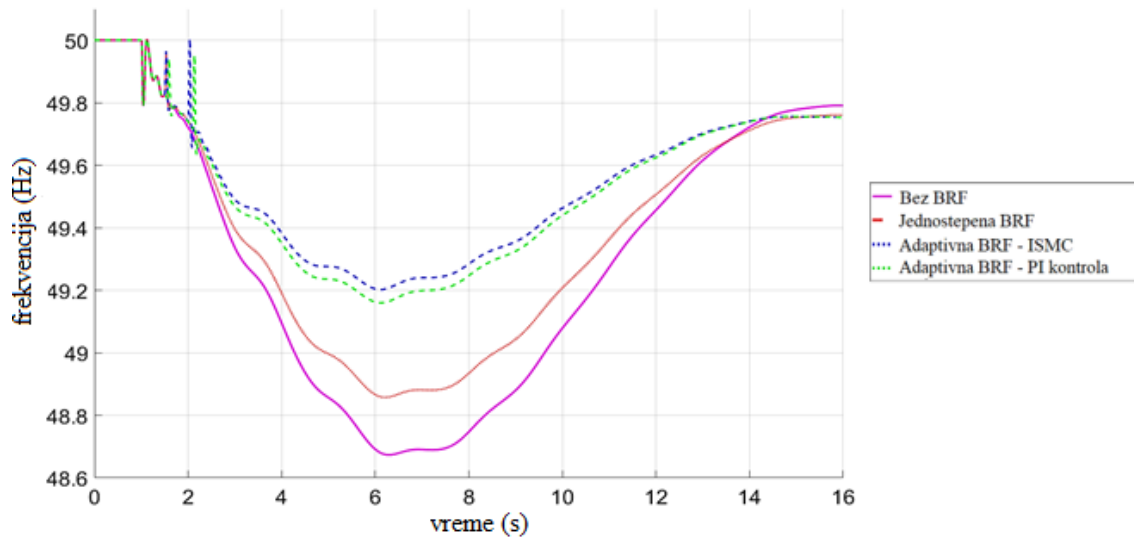


Slika 4.10: Brzine rotora generatora u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji I

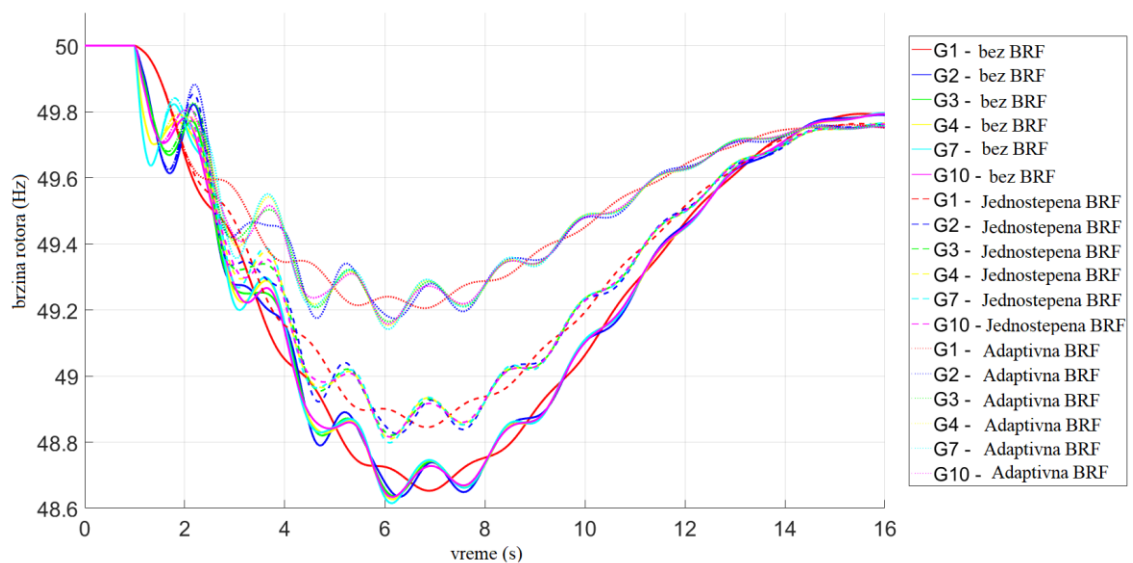
Identičan ispad iz simulacije 1 je simuliran i za konfiguraciju II test sistema, odnosno, ispad generatora G6 koje uzrokuje oko 800 MW gubitka proizvodnje (simulacija 2). Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u tri scenarija za simulaciju 2 za slučaj ISMC i PI kontrole prikazana je na slici 4.11. Slika 4.12 prikazuje izmerenu vrednost frekvencije na sabirnici 39 gde je priključen HVDC sistem. U slučaju jednostepenog odziva, izlazna aktivna snaga HVDC sistema je konstantna i ima vrednost od 100 MW. U slučaju adaptivne kontrole HVDC sistema, početna izlazna snaga jednaka je 100 MW, dok drugi korak ima vrednost od 348 MW u slučaju ISMC, i 334 MW u slučaju PI kontrole. Kašnjenje koje je unela PI kontrola dovodi do potcenjivanja veličine poremećaja što uzrokuje manji odziv HVDC sistema, nedovoljan za održavanje frekvencije iznad 49.2Hz (Slika 4.12). Izlazna aktivna snaga u drugom koraku odziva HVDC sistema je veća za konfiguraciju II male inercije od drugog koraka odziva HVDC sistema u konfiguraciji I veće inercije, čime je potvrđeno da adaptivno upravljanje uzima u obzir inerciju sistema u kome se desio poremećaj. Brzine rotora generatora u simulaciji 2 su prikazane na slici 4.13. Konfiguracija II test sistema predstavlja konfiguraciju male inercije i zbog toga beleži veće i brže promene frekvencije u poređenju sa konfiguracijom I za poremećaj iste veličine. Ovi rezultati su očekivani jer su sistemi male inercije više osetljivi na poremećaje u pogledu frekvencijske stabilnosti. Minimalna vrednost frekvencije za slučaj kada HVDC sistem ne učestvuje u brzom regulaciji frekvencije je ispod granične vrednosti za isključivanje potrošnje i iznosi 48.67 Hz. U slučaju jednostepenog odziva HVDC sistema, minimalna vrednost frekvencije je nešto veća i iznosi 48.83 Hz, ali i dalje ispod granične vrednosti za isključivanje potrošnje. Adaptivnim odzivom HVDC sistema frekvencija ne pada ispod vrednosti od 49.2 Hz i ostaje u granicama sigurnog rada. Rezultati simulacije potvrđuju da predložena kontrola HVDC sistema postiže odgovarajući frekvencijski odziv u okviru postavljenih granica u sistemima sa različitim nivoima inercije, pri čemu je odziv HVDC sistema prilagođen veličini poremećaja. Adaptivni korak odziva HVDC sistema je proporcionalan procenjenoj veličini poremećaja i početnoj vrednosti RoCoFa koji je veći u konfiguraciji male inercije u poređenju sa poremećajem iste veličine u konfiguraciji velike inercije.



Slika 4.11: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji II



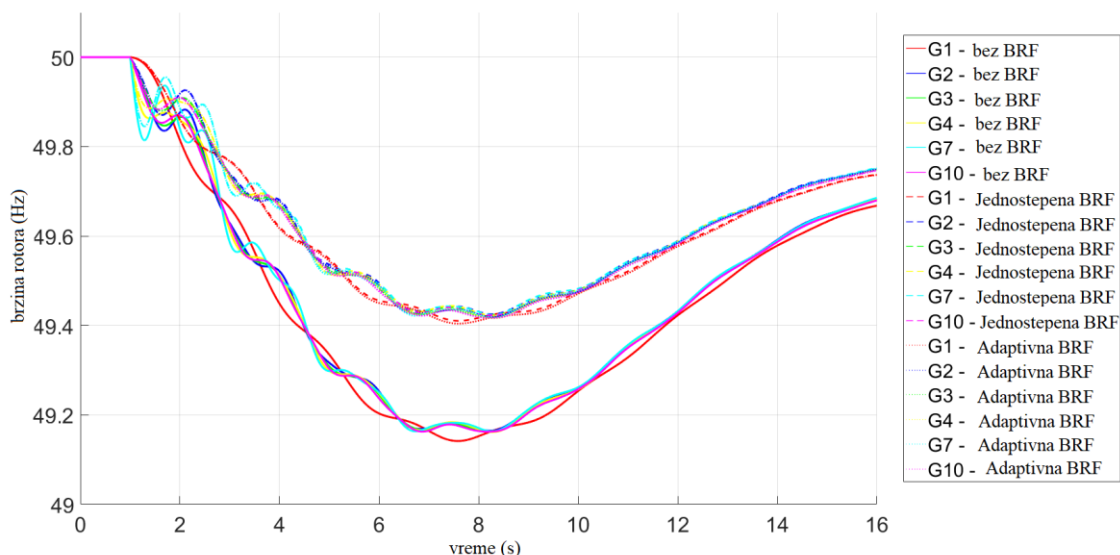
Slika 4.12: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji II



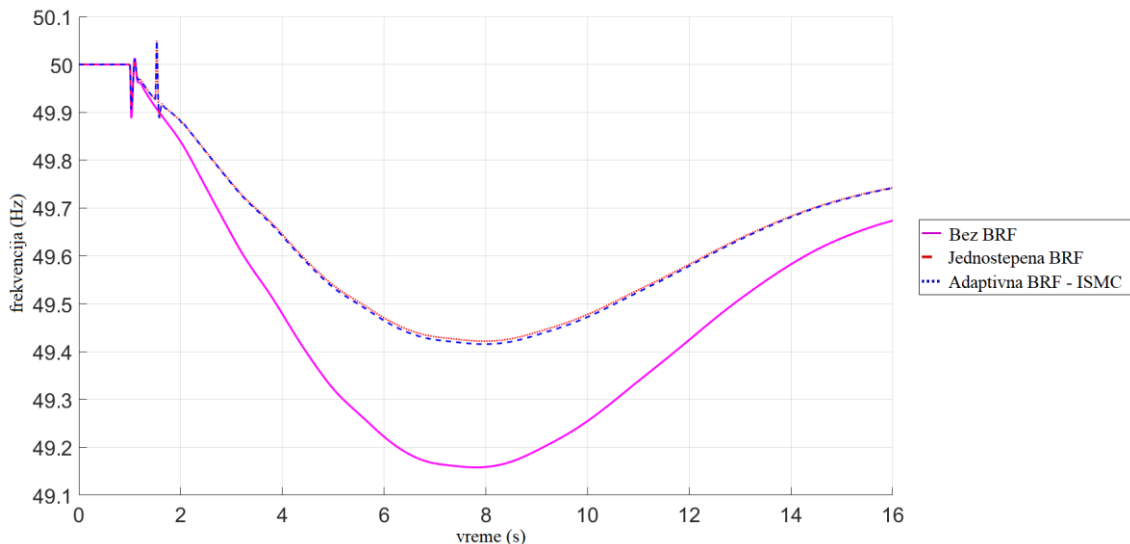
Slika 4.13: Brzine rotora generatora u slučaju velikog poremećaja u konfiguraciji II

PI kontrola uvodi kašnjenje koje se zanemaruje u jednostavnim relacijama za adaptivnu kontrolu (Poglavlje 4.1). Treba napomenuti da su kašnjenja mala, ali su važna pri proceni veličine poremećaja jer uzrokuju grešku koja rezultira nedovoljnim odgovorom HVDC sistema. ISMC omogućava bolji i brži odziv i omogućava efikasniju regulaciju frekvencije bez ugrožavanja stabilnosti HVDC sistema. Zbog toga je u simulacijama 3 i 4 jedino implementirana ISMC.

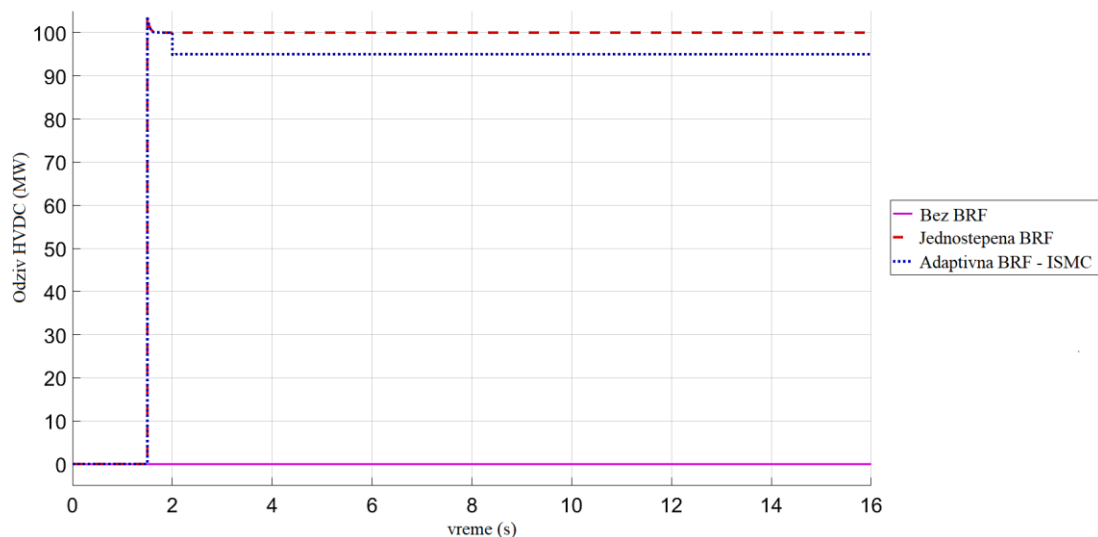
Brzine rotora generatora u slučaju manjeg poremećaja za konfiguraciju I test sistema su prikazane na slici 4.14. Minimalna vrednost frekvencije za slučaj kada HVDC sistem ne učestvuje u brzom regulaciji frekvencije je ispod granične vrednosti za podfrekventno rasterećenje potrošnje i iznosi 49.16 Hz. U slučaju jednostepenog odziva HVDC sistema minimalna vrednost frekvencije iznosi 49.4 Hz što je iznad praga za isključivanje potrošača. Adaptivni odziv HVDC sistema daje manju minimalnu vrednost frekvencije u poređenju sa jednostepenim odzivom HVDC sistema, ali održava frekvenciju unutar sigurnih granica. Upoređujući brzine rotora generatora u slučaju manjeg poremećaja u konfiguraciji I (simulacija 3) sa brzinama u slučaju većeg poremećaja u konfiguraciji I (simulacija 1), može se primetiti da manji poremećaj rezultira u sporijim opadanju frekvencije i manjim padom frekvencije što je i očekivano. Slika 4.15 predstavlja izmerenu frekvenciju na sabirnici 39 gde je priključen HVDC sistema. Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u tri scenarija za simulaciju 3 prikazana je na slici 4.16. U slučaju jednostepenog odziva HVDC sistema, izlazna snaga je konstantna i ima vrednost od 100 MW, dok je u slučaju adaptivne kontrole HVDC sistema početna vrednost izlazne snage 100 MW, dok u drugom koraku ima vrednost od 95 MW. Izlazna snaga u drugom koraku odziva HVDC sistema je manja od prvog jer je početni odziv veći nego što je potrebno i stabilnost frekvencije ne bi bila ugrožena ako se aktivira manja količina rezerve za BRF. Na ovaj način adaptivna kontrola HVDC sistema omogućava ekonomičnije rešenje, oslobađajući deo rezerve za BRF bez ugrožavanja frekvencijske stabilnosti. Upoređujući izlaznu snagu u drugom koraku odziva HVDC sistema i veličinu poremećaja, može se primetiti da je za istu konfiguraciju i inerciju elektroenergetskog sistema podrška HVDC sistema veća u slučaju većeg poremećaja. To je zbog činjenice da je adaptivni korak proporcionalan procenjenoj veličini poremećaja i vrednosti RoCoFa koja je veća u slučaju većih ispada.



Slika 4.14: Brzine rotora generatora u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji I

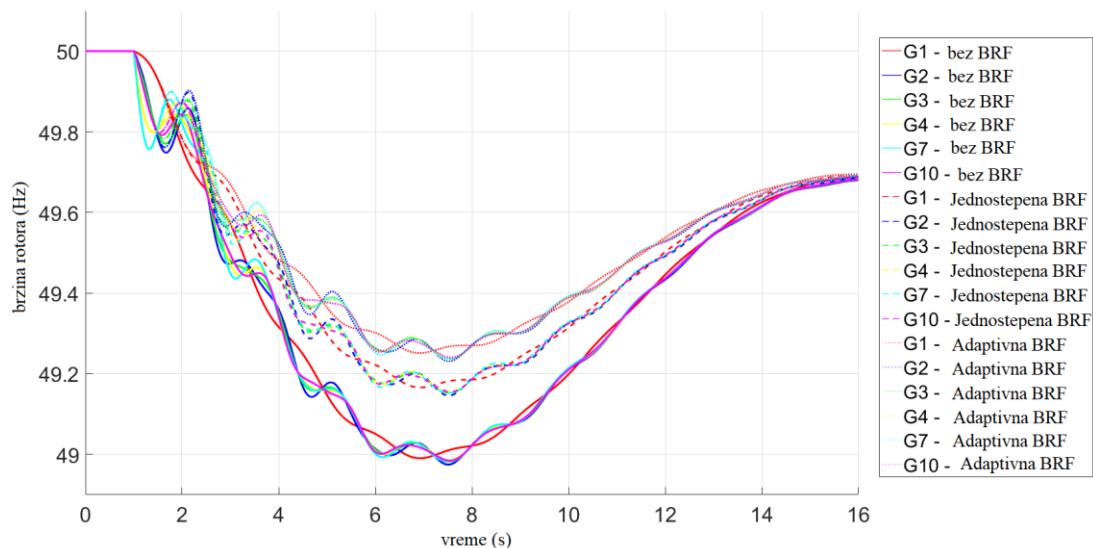


Slika 4.15: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji I

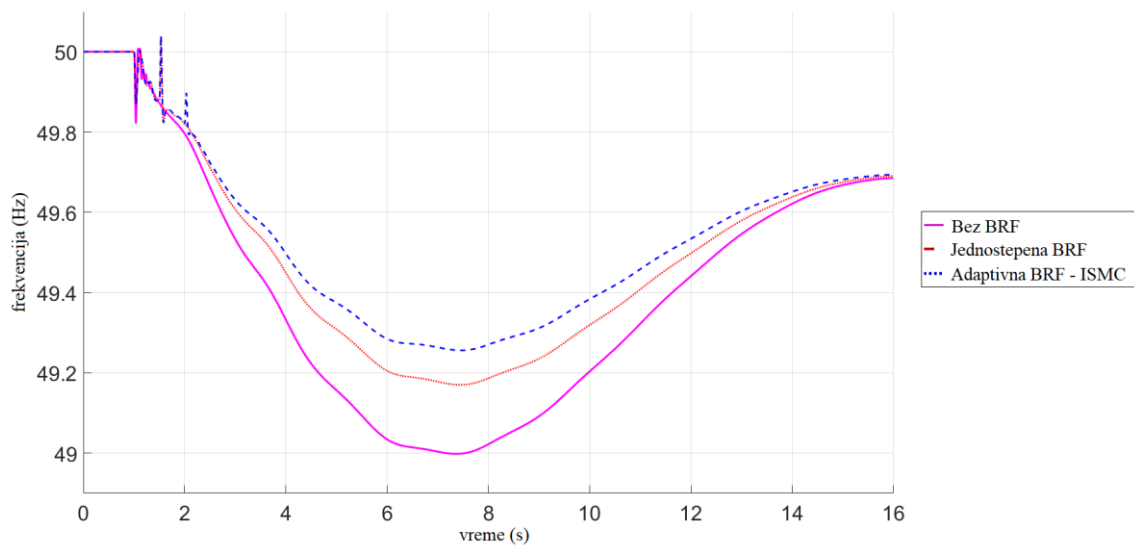


Slika 4.16: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji I

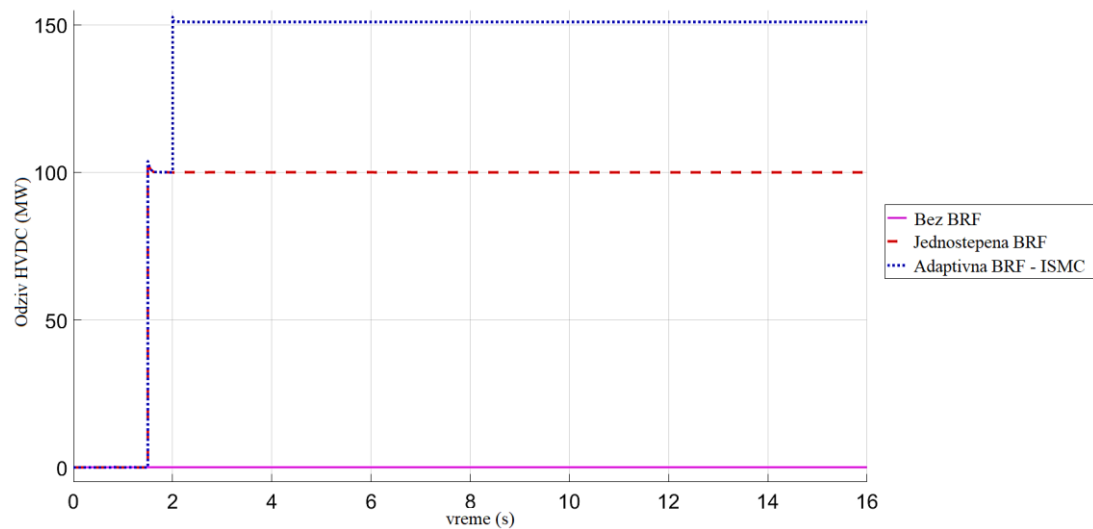
Identičan poremećaj iz simulacije 3 je simuliran za konfiguraciju II test sistema, tj. ispad generatora G7 koji uzrokuje oko 450 MW gubitka proizvodnje (simulacija 4). Brzine rotora generatora u simulaciji 4 su date na slici 4.17. Konfiguracija II je konfiguracija niske inercije i izložena je bržim i većim promenama frekvencije u poređenju sa konfiguracijom I za poremećaj iste veličine, što je i očekivan rezultat. Minimalna vrednost frekvencije za slučaj kada HVDC sistem ne učestvuje u brzom regulaciji frekvencije je ispod granične vrednosti za isključivanje potrošnje i iznosi 49 Hz. U slučaju jednostepenog odziva HVDC sistema dobijen je povoljniji frekvencijski odziv ali je minimalna vrednost frekvencije ispod praga za rasterećenje potrošnje i iznosi 49.17 Hz. Adaptivni odziv HVDC sistema daje minimalnu vrednost frekvencije od 49.24 Hz i održava frekvenciju unutar sigurnih granica. Slika 4.18 predstavlja izmerenu frekvenciju na sabirnici 39 gde je priključen HVDC sistema. Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u tri scenarija za simulaciju 4 je prikazana na slici 4.19. U slučaju adaptivne kontrole HVDC sistema početna izlazna snaga jednaka je 100 MW, dok u drugom koraku ima vrednost od 151 MW. Izlazna snaga u drugom koraku odziva HVDC sistema u konfiguraciji male inercije veća je od drugog koraka odziva HVDC sistema u konfiguraciji veće inercije za isti poremećaj kojim se potvrđuje da adaptivna kontrola uzima u obzir inerciju test sistema.



Slika 4.17: Brzine rotora generatora u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji II



Slika 4.18: Frekvencija u čvoru 39 sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji II



Slika 4.19: Izlazna aktivna snaga HVDC sistema u slučaju malog poremećaja u konfiguraciji II

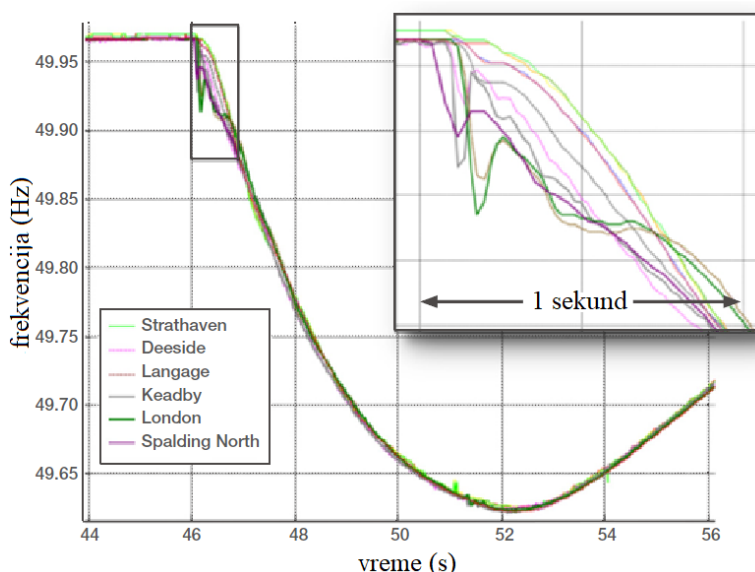
#### 4.4. Zaključna razmatranja

U ovom poglavlju je izloženo adaptivno upravljanje HVDC sistemom sa ciljem poboljšanja frekvencijske stabilnosti u sistemima niske inercije. Predložena adaptivna kontrola se sastoji od dva koraka. Inicijalna promena aktivne snage HVDC sistema, kao podrška sistemu, se aktivira kada vrednost RoCoFa pređe određenu vrednost. U drugom koraku se odziv HVDC sistema prilagođava na osnovu promene frekvencijskog odziva nakon početnog odziva HVDC sistema. Drugi korak predloženog adaptivnog upravljanja HVDC sistema ima za cilj procenu veličine poremećaja i pružanje adekvatnog odgovora koji će zadržati frekvenciju unutar sigurnih granica. Na ovaj način, predložena kontrola je nezavisna od veličine poremećaja i inercije sistema. PI kontrola uvodi kašnjenje u odgovoru HVDC sistema i stvara grešku u proceni poremećaja, što dovodi do nedovoljnog odgovora HVDC sistema u drugom koraku. Stoga je u simulacijama razvijena i implementirana integralna *sliding mode* kontrola koja obezbeđuje brži odziv. Ovim je potvrđeno da predložena upravljačka strategija uspešno koristi brzu dinamiku pretvarača HVDC sistema i proverava primenljivost predložene metode. Performanse predloženog adaptivnog kontrolera verifikovane su simulacijama u MATLAB/Simulinku i testirane su za različite veličine poremećaja i različite inercije elektroenergetskog sistema. Izvedene simulacije verifikuju da predložena adaptivna kontrola HVDC sistema uspeva da zadrži frekvenciju iznad određene granice i pruža bolji frekvencijski odziv u poređenju sa jednostepenom kontrolom. Rezultati simulacija potvrđuju da predložena kontrola daje odgovarajući odgovor za različite veličine poremećaja i različite vrednosti inercije sistema. Budući rad bi se fokusirao na koordinaciju BRF sa tradicionalnom primarnom regulacijom. Adaptivni model upravljanja za BRF bi se proširio kako bi se omogućio adekvatniji odziv uzimajući u obzir primarnu regulaciju i odzive drugih elektronskih uređaja. Takođe, vrednost praga reagovanja za RoCoF će biti pažljivo ispitana kako BRF ne bi bila aktivirana u slučaju nekritičnih poremećaja.

# 5. METODOLOGIJA ZA KVANTIFIKACIJU VREDNOSTI RESURSA ZA BRZU REGULACIJU FREKVENCije U ZAVISNOSTI OD LOKACIJE U EESU

## 5.1. Potreba za analizom uticaja lokacije resursa za BRF

Pored brzih i velikih promena frekvencije u sistemima male inercije, sve više postaju izraženi različiti frekvencijski odzivi kao posledica neravnomerne distribucije inercije u EESu [102,154–158]. Razlike u frekvencijskim odzivima neposredno nakon poremećaja uočene su i od strane operatora prenosne mreže Velike Britanije nakon implementiranja WAMS sistema koji je omogućio sinhronizovana merenja frekvencije u različitim delovima sistema [154]. Na slici 5.1 su prikazane izmerene frekvencije u različitim čvorovima sistema Velike Britanije nakon poremećaja, gde se mogu uočiti velika frekvencijska odstupanja u kratkom intervalu neposredno nakon poremećaja [102]. U [159] je ukazano da različite promene frekvencije u sistemu nakon poremećaja mogu dovesti do velikih razlika u uglovima pojedinih delova sistema, što može rezultovati u razdvajanju delova sistema. U [155] su autori proučavali uticaj distribucije inercije na frekvencijski odziv sistema i sproveli analizu osetljivosti da bi dobili uvid u kojoj meri lokacija inercije u sistemu utiče na dinamičko ponašanje EESa neposredno nakon poremećaja. Nekoliko pokazatelja za kvantifikaciju uticaja lokacije inercije na dinamičke performanse EESa je predloženo u [156], gde su autori pokazali lokalni uticaj inercije, naročito kada je mala inercija bliže poremećaju. Takođe, autori su ukazali da smanjenje regionalne inercije ima veći uticaj na lokalne pokazatelje, nego na ostatak sistema. Zaključak [156] je da je distribucija inercije važan faktor koji treba uzeti u obzir tokom planiranja elektroenergetskog sistema, postavljanja generatora i nekih drugih aplikacija u vezi sa frekvencijskom stabilnošću sistema. Lokacijski uticaj distribucije inercije na frekvencijski odziv sistem istraživan je i u [157], pri čemu su autori predložili integrisanu analizu prostorno-vremenske karakteristike raspodele inercije, jer se raspodela inercije menja sa različitim angažovanjem agregata. U [158] autori su analizirali uticaj heterogene raspodele inercije u sistemu i istakli potrebu da inerciju treba posmatrati lokalno, a ne kao globalan parametar, i da čak i uprošćeni dinamički modeli sistema moraju biti predstavljeni pomoći više oblasti odgovarajućih ekvivalentnih inercija.



Slika 5.1: Različiti frekvencijski odzivi neposredno nakon poremećaja [102]



Doprinos poboljšanju frekvencije od strane različitih pružaoca usluge BRF zavisi od njihovih tehničkih karakteristika u pogledu vremena odziva i brzine promene aktivne snage i mnogi istraživači su analizirali uticaj dinamike resursa na frekvencijski odziv [21,162,163]. U [21] je istraživana uticaj karakteristika resursa za BRF na efikasnost regulacije frekvencije, na osnovu čega su sumirane poželjne specifikacije. Kvantifikator za poređenje resursa različitih dinamičkih karakteristika koji uzima u obzir kašnjenje odziva i brzinu promene aktivne snage je predložen u [162], dok je u [163] predstavljena optimizacija za pružanje usluge BRF koja omogućava da se na odgovarajući način vrednuju pružaoci usluga BRF koji imaju različitu brzinu reagovanja.

Pored dinamičkih karakteristika, istraživači su uvideli da doprinos poboljšanju frekvencije zavisi i od lokacije resursa koji pruža BRF i/ili uslugu SI [164–168]. U [164] je pokazano da performanse BRF u velikoj meri zavise od distribucije inercije u sistemu i topologije mreže, kao i od udaljenosti od poremećaja. Uticaj lokacije baterije koja pruža uslugu BRF na minimalnu vrednost frekvencije sistema i brzinu promene frekvencije za različiti stepen i prostornu raspodelu penetracije vetroelektrana je prikazan u [165]. U [166] je analizirana lokacijska zavisnost uticaja usluge SI na dinamičko ponašanje sistema, dok je u [167] predložena metodologija za optimalno postavljanje sintetičke inercije u zavisnosti od poremećaja i distribucije inercije u sistemu. Različita cena rezerve za regulaciju frekvencije u zavisnosti od lokacije je predložena u [168], ali ne uvažava doprinos rezerve na poboljšanje frekvencije, već odražava samo lokalni marginalni trošak za obezbeđivanje rezerve.

Iako je lokacija resursa koji pruža uslugu BRF pokazana kao bitna u pogledu doprinosa poboljšanju frekvencije u sistemu sa heterogenom raspodelom inercije, nijedno istraživanje nije kvantifikovalo vrednost resursa u zavisnosti od lokacije. Performanse resursa za BRF zavise i od udaljenosti od mesta poremećaja i u ovom poglavlju će biti predložen kvantifikator kojim se mogu porediti različite lokacije resursa za pružanje usluge BRF za određeni poremećaj i definisanu raspodelu inercije. Ovaj kvantifikator može pružiti koristan podatak operatoru prenosnog sistema o lokaciji rezerve koja najviše doprinosi poboljšanju frekvencijske stabilnosti za određeni poremećaj i specifično radno stanje. Pored definisanja kvantifikatora, u ovom poglavlju je predložena i procedura kojom se rangiraju lokacije resursa za BRF u pogledu doprinosa za listu poremećaja i određenu raspodelu inercije. Rezultati ovog postupka mogu biti korisni operatoru prenosnog sistema prilikom postupka alociranja rezerve za BRF za dan unapred kada je poznato angažovanje agregata u nekom vremenskom intervalu i sa tim očekivana raspodela inercije u sistemu. I na kraju će biti izložena procedura za valorizaciju resursa za BRF koja nije ograničena za specifični poremećaj i radno stanje, kao ni za određenu raspodelu inercije u sistemu. Pomoću Monte-Carlo metode uvažen je veliki broj potencijalnih radnih stanja, raspodela inercije i poremećaja. Ova procedura može biti značajna operatorima prenosnog sistema kao sredstvo poređenja resursa na različitim lokacijama sa aspekta planiranja, gde su ovakvi resursi najznačajniji, kao i da pruži smernice investitorima na kojim lokacijama postavljati resurse za BRF.

## 5.2. Analiza lokacijskog uticaja resursa za BRF na frekvencijski odziv

U ovom potpoglavlju je predstavljen dinamički model sistema od dve oblasti na kome se može analizirati lokacijski uticaj resursa za BRF na frekvencijsku stabilnost, odnosno, uticaj na minimalnu vrednost frekvencije u sistemu.

Usvojeno je da je poremećaj  $\Delta P$  u oblasti 1, dok se resurs za BRF nalazi u oblasti 2.

Odstupanje frekvencije od nominalne vrednosti u oblastima 1 i 2,  $\Delta f_1$  i  $\Delta f_2$ , može se opisati sledećim izrazima:

$$\frac{d\Delta f_1}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H_1} (-K_1^D \Delta f_1 - \Delta P - \Delta p_{12}) \quad (5.1)$$

$$\frac{d\Delta f_2}{dt} = \frac{1}{2 \cdot H_2} (-K_2^D \Delta f_2 + \alpha_{12} \Delta p_{12} + BRF_2(t)) \quad (5.2)$$

gde je  $\alpha_{12}$  odnos snaga ovih oblasti, a  $H_1$  i  $H_2$  predstavljaju ekvivalentne konstante inercije u oblastima 1 i 2.  $K_1^D$  i  $K_2^D$  su koeficijenti globalne samoregulacije potrošača ovih oblasti, a  $BRF_2$  se odnosi na promenu aktivne snage resursa za BRF u oblasti 2.  $\Delta p_{12}$  odgovara promeni snage po spojnomvodu od oblasti 1 ka oblasti 2 koja se može izraziti kao:

$$\frac{d\Delta p_{12}}{dt} = m_s (\Delta f_1 - \Delta f_2) \quad (5.3)$$

gde je  $m_s$  koeficijent sinhronizacione snage definisan izrazom 2.7.

Doprinos aktivne snage  $BRF_2$  resursa za BRF u oblasti 2 je definisan kao:

$$BRF_2(t) = \begin{cases} 0 & \left| \frac{d\Delta f_2}{dt} \right| < RoCoF_{gr} \text{ i } BRF_2(t_-) = 0 \\ \Delta P_{BRF_2} & \left| \frac{d\Delta f_2}{dt} \right| \geq RoCoF_{gr} \text{ ili } BRF_2(t_-) = \Delta P_{BRF_2} \end{cases} \quad (5.4)$$

Izrazom 5.4 je definisano da se BRF aktivira kada apsolutna vrednost RoCoFa u oblasti 2 dostigne graničnu vrednost RoCoFa  $RoCoF_{gr}$ , i u tom slučaju je promena aktivne snage resursa jednaka snazi  $\Delta P_{BRF_2}$ . Zbog jednostavnosti je, a bez umanjjenja opštosti, promena aktivne snage resursa za BRF modelovana kao stepena funkcija.

Uz pretpostavku da su frekvencije u oblastima 1 i 2 pre poremećaja bile jednake nominalnoj vrednosti, sistemu diferencijalnih jednačina 5.1-5.3 mogu se dodati početni uslovi:

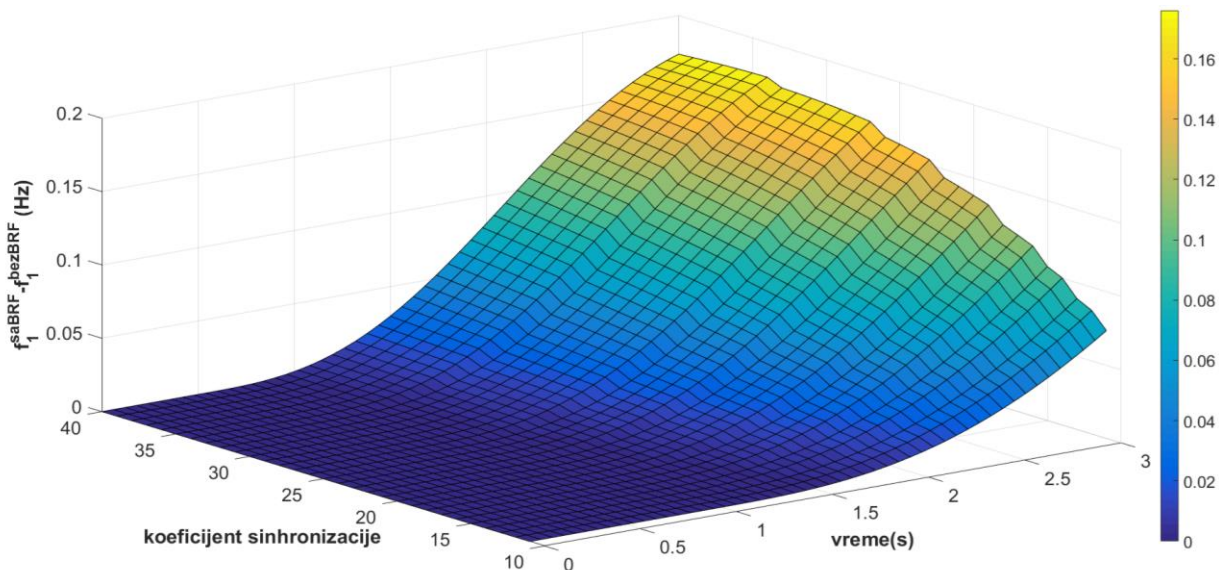
$$\begin{aligned} \Delta f_1(0) &= 0 \\ \Delta f_2(0) &= 0 \\ \Delta p_{12}(0) &= 0 \end{aligned} \quad (5.5)$$

Da bi se jasnije uvideo uticaj lokacije resursa za BRF, pri analizama je usvojeno da su oblasti 1 i 2 približno istih snaga ( $\alpha_{12}=1$ ) i da su koeficijenti  $K_1^D$  i  $K_2^D$  jednaki i imaju vrednost 1.

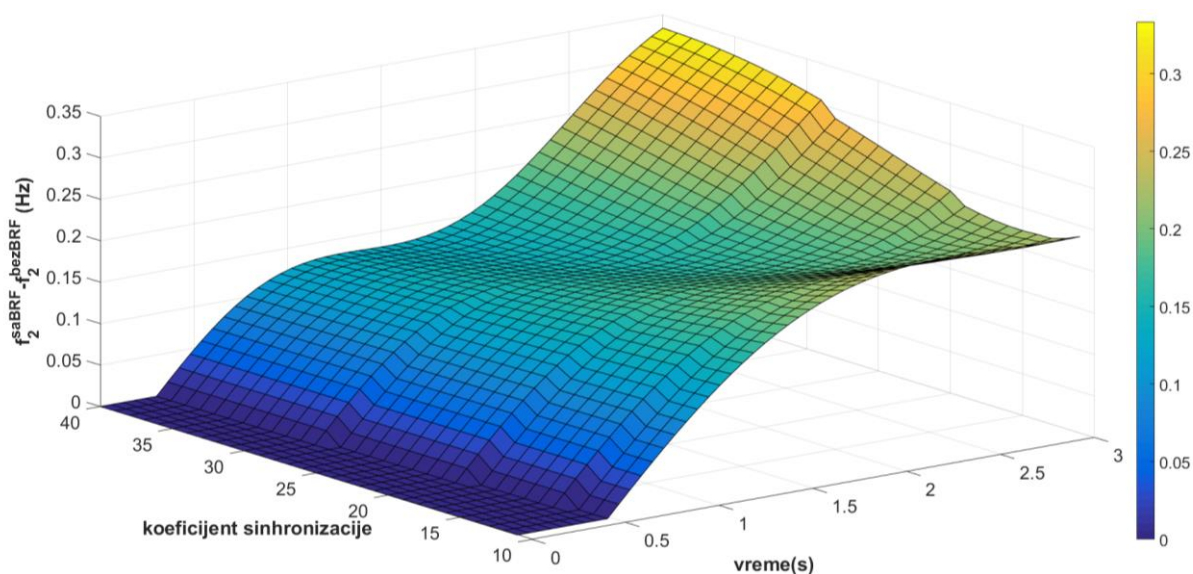
Usvojeno je da je poremećaj u oblasti 1 jednak ispadu koji odgovara 10% snage u sistemu. Za ovakvo usvojene parametre modela, numeričkim rešavanjem sistema diferencijalnih jednačina dobijeni su frekvencijski odzivi oblasti za različite vrednosti sinhronizacionog koeficijenta, kao i za različitu raspodelu inercije.

Na slici 5.2 je prikazana razlika frekvencije u oblasti 1, za slučaj kad postoji resurs za BRF u oblasti 2 i kada ne postoji, za različite vrednosti koeficijenta sinhronizacione snage, na vremenskom intervalu od 3 sekunde neposredno nakon poremećaja. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da je pri manjim vrednostima koeficijenta sinhronizacione snage, tj. većoj udaljenosti resursa za BRF od lokacije poremećaja, doprinos resursa za BRF manji. Neposredno nakon poremećaja, frekvencija u oblasti 1 je ista u oba slučaja jer je potrebno vreme da se poremećaj prenese do oblasti 2 i dovede do vrednosti RoCoFa koji je graničan za aktiviranje BRF. Nakon toga se može uočiti da razlika frekvencije u oblasti 1, za slučaj kada postoji resurs za BRF i kada ne postoji, veća pri većim koeficijentima sinhronizacione snage, odnosno kada je resurs za BRF bliži lokaciji poremećaja. Ovi rezultati upućuju na to da je doprinos resursa za BRF veći ukoliko se on nalazi bliže lokacije poremećaja. Na taj način, on i dodatno prigušuje poremećaj i sprečava da se proširi na dalje delove sistema. Sličan zaključak se može izvesti posmatrajući sliku 5.3 gde je prikazana razlika frekvencije u oblasti 2, za slučaj kad postoji resurs za BRF u oblasti 2 i kada ne postoji, za različite vrednosti koeficijenta sinhronizacione snage. Neposredno nakon poremećaja, frekvencija u oblasti 2 je ista u oba slučaja jer je potrebno vreme da se poremećaj prenese do oblasti 2 i dovede do vrednosti

RoCoFa koji je graničan za aktiviranje BRF. Nakon toga, doprinos frekvenciji u oblasti 2 će biti veći pri većim vrednostima koeficijenta sinhronizacione snage, odnosno manjim udaljenostima od lokacije poremećaja. Dobijeni rezultati ukazuju da je doprinos resursa za BRF na frekvencijski odziv sistema veći ukoliko se resurs za BRF nalazi bliže lokacije poremećaja.



Slika 5.2: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 1 za različite vrednosti sinhronizacionog koeficijenta

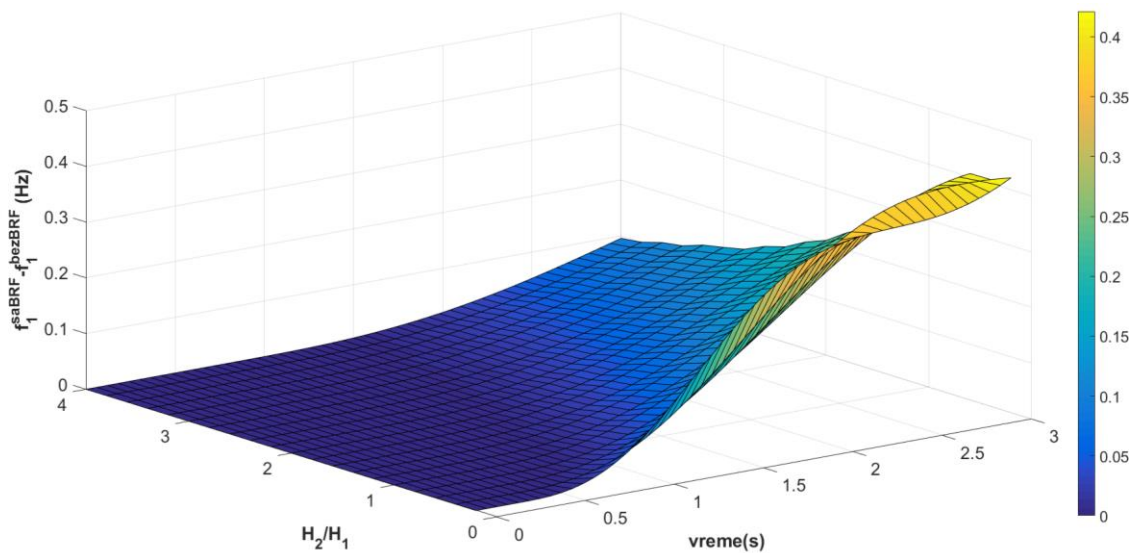


Slika 5.3: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 2 za različite vrednosti sinhronizacionog koeficijenta

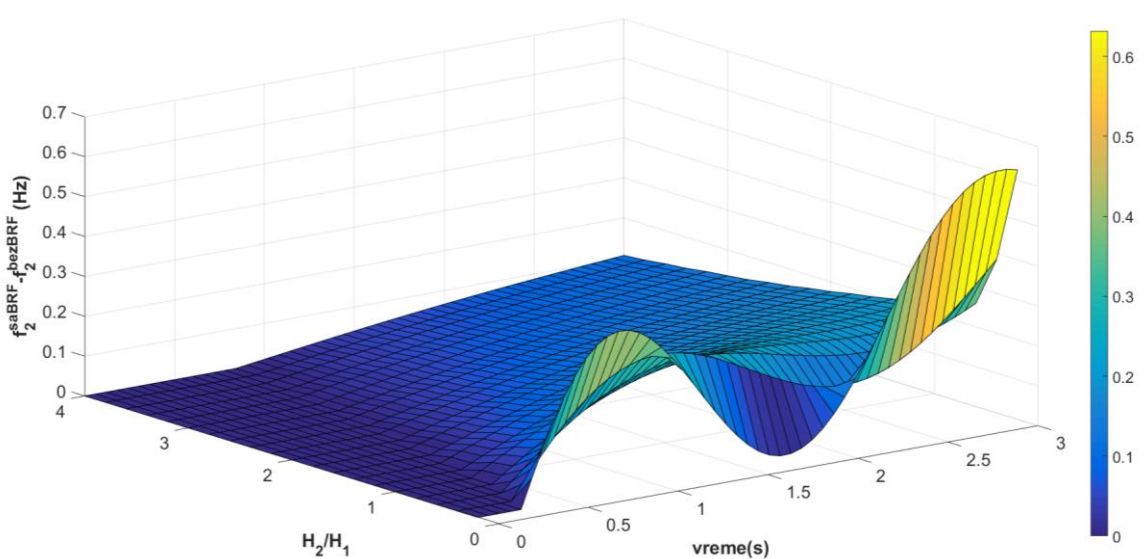
Slika 5.4 prikazuje razliku frekvencije u oblasti 1, za slučaj kad postoji resurs za BRF u oblasti 2 i kada ne postoji, za različitu raspodelu inercije, na vremenskom intervalu od 3 sekunde neposredno nakon poremećaja. Ono što se može uočiti sa grafika jeste da ukoliko je inercija oblasti 2 manja od inercije oblasti 1, doprinos resursa za BRF na poboljšanje frekvencije u oblasti 1, u kojoj je došlo do poremećaja, je veći. U slučaju da oblast 2 ima veću inerciju od oblasti 1, ona će kasnije osetiti poremećaj jer se RoCoF menja sporije u toj oblasti i onda će do aktivacije BRF doći

kasnije jer je potrebno više vremena da RoCoF dostigne graničnu vrednost za aktivaciju BRF rezerve. Na slici 5.5 je prikazana razlika frekvencije u oblasti 2, za slučaj kad postoji resurs za BRF u oblasti 2 i kada ne postoji, za različitu raspodelu inercije na vremenskom intervalu. Doprinos poboljšanju frekvencije u oblasti 2 je sličan kao i za oblast 1. Dobijeni rezultati ukazuju da je doprinos resursa za BRF na frekvencijski odziv sistema veći ukoliko se resurs za BRF nalazi u delu sistema koji ima manju inerciju.

Izvršene analize potvrđuju da doprinos poboljšanju frekvencije u sistemu zavisi od lokacije resursa za BRF, pri čemu veći doprinos imaju resursi bliže poremećaju, kao i resursi u delovima sistema koji imaju manju inerciju.



Slika 5.4: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 1 za različitu distribuciju inercije



Slika 5.5: Doprinos resursa za BRF frekvenciji u oblasti 2 za različitu distribuciju inercije

### 5.3. Definicija indeksa kojim se opisuje vrednost resursa za BRF u zavisnosti od lokacije

Indeks kojim se valorizuje vrednost resursa za BRF na nekoj lokaciji u pogledu doprinosa frekvencijskoj stabilnosti je definisan kroz razliku minimalne vrednosti frekvencije u baznom slučaju kada ne postoji BRF, i u slučaju kada se resurs za BRF nalazi na određenoj lokaciji. Pošto je cilj BRF da spreči da frekvencija padne ispod vrednosti kada dolazi do podfrekventnog rasterećenja potrošnje, kao veličina od interesa je izabrana minimalna vrednost frekvencije. U slučaju heterogene raspodele inercije, ponašanje frekvencije se razlikuje u različitim delovima sistema i minimalna vrednost lokalne frekvencije će se takođe razlikovati. Ovde se indeks računa u odnosu na minimalnu vrednost lokalne frekvencije u celom sistemu, iako lokacija tih veličina u baznom scenariju i scenariju sa BRF može da se razlikuje. Indeks kada je BRF rezerva na lokaciji *loc* se dobija pomoću izraza:

$$k_{loc} = f_{nadir_{BRFloc}} - f_{nadir_{base}} \quad (5.6)$$

Gde je  $f_{nadir_{base}}$  minimalna vrednost frekvencije u baznom scenariju, a  $f_{nadir_{BRFloc}}$  minimalna vrednost frekvencije u scenariju kada je BRF rezerva na lokaciji *loc*. Pomoću ovog indeksa se mogu porediti doprinosi rezerve za BRF na različitim lokacijama za određeni poremećaj i definisanu raspodelu inercije.

### 5.4. Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i određeni poremećaj

Određivanje najpovoljnije lokacije resursa za BRF za definisano radno stanje i specifičan poremećaj se sprovodi jednostavno. Za svaku potencijalnu lokaciju resursa se proračuna vrednost indeksa  $k_{loc}$  prema kom se potencijalne lokacije porede. Najveća vrednost ovog indeksa ukazuje na najveći doprinos poboljšanju minimalne vrednosti frekvencije u celom sistemu i određuju najpovoljniji lokaciju resursa za BRF za taj poremećaj.

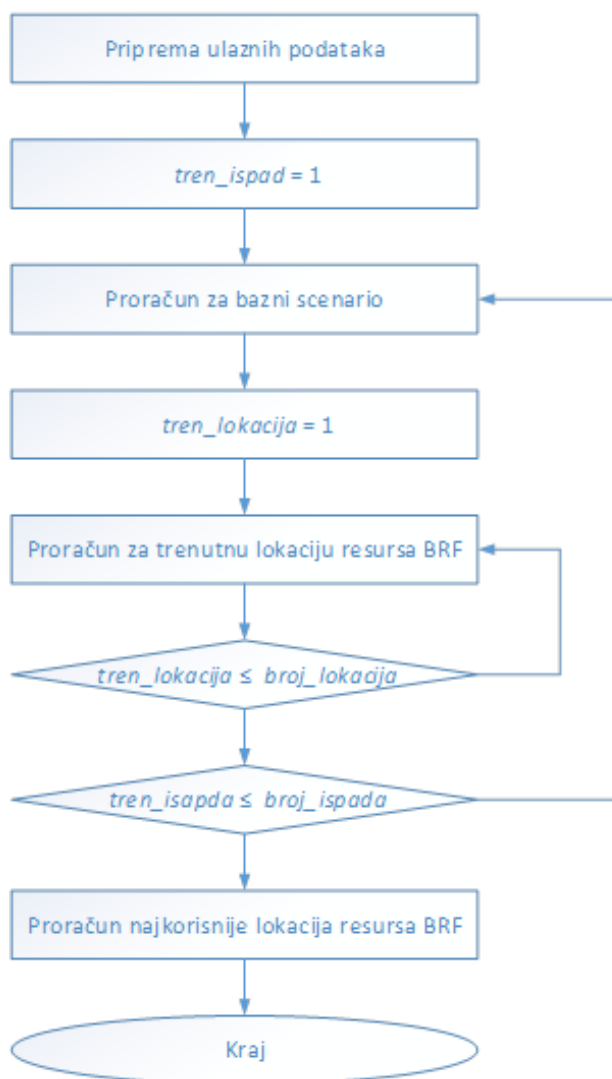
### 5.5. Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja – Procedura 1

Procedura kojom se dobija odgovor koja lokacija resursa za BRF je najpovoljnija u pogledu doprinosa frekvencijskoj stabilnosti za poremećaje sa unapred definisane liste poremećaja i specifično radno stanje sa definisanom raspodelom inercije se sastoji od sledećih koraka:

- Korak 1: Priprema ulaznih podataka i definisanje radnog stanja kojim je određena raspodele inercije u sistemu. Definisanje potencijalnih ispada proizvodnih jedinca – formiranje liste poremećaja sa odgovarajućom verovatnoćom događaja.
- Korak 2: Postavlja se brojač trenutnog ispada na vrednost 1 ( $tren\_ispad=1$ ).
- Korak 3: Proračun parametara frekvencije za bazni scenario kada ne postoji BRF.
- Korak 4: Postavlja se brojač trenutne lokacije resursa za BRF na vrednost 1 ( $tren\_lokacija=1$ ).
- Korak 5: Proračun parametara frekvencije i indeksa za valorizaciju za trenutnu lokaciju resursa za BRF.
- Korak 6: Ako je broj trenutne lokacije resursa za BRF manji od  $broj\_lokacija$ , povećava se brojač trenutne lokacije za 1 i ponavlja se Korak 5, u suprotnom se nastavlja na Korak 7.
- Korak 7: Ako je broj trenutnog ispada manji od  $broj\_ispada$ , povećava se brojač trenutnog ispada za 1 i ponavljaju se koraci od Korak 3, u suprotnom se nastavlja na Korak 8.
- Korak 8: Proračun najkorisnije lokacije na osnovu rezultati pojedinačnih potencijalnih ispada.

Korak 9: Prikaz rezultata i kraj algoritma.

Na slici 5.6 je prikazan celokupan algoritam za ovu proceduru.



Slika 5.6: Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja

## 5.6. Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja

Definisanje najpovoljnije lokacije resursa za BRF za poremećaje sa unapred definisane liste poremećaja i skup potencijalnih radnih stanja može se opisati pomoću sledećih koraka:

Korak 1: Priprema ulaznih podataka. Usvajanje parametara Monte-Carlo simulacija (MCS) - Maksimalni broj iteracija ( $max\_iter=100$ ).

Korak 2: Postavlja se brojač trenutne iteracije na vrednost 1 ( $tren\_iter=1$ ).

Korak 3: Generisanje proizvoljne raspodele inercije za trenutnu iteraciju.

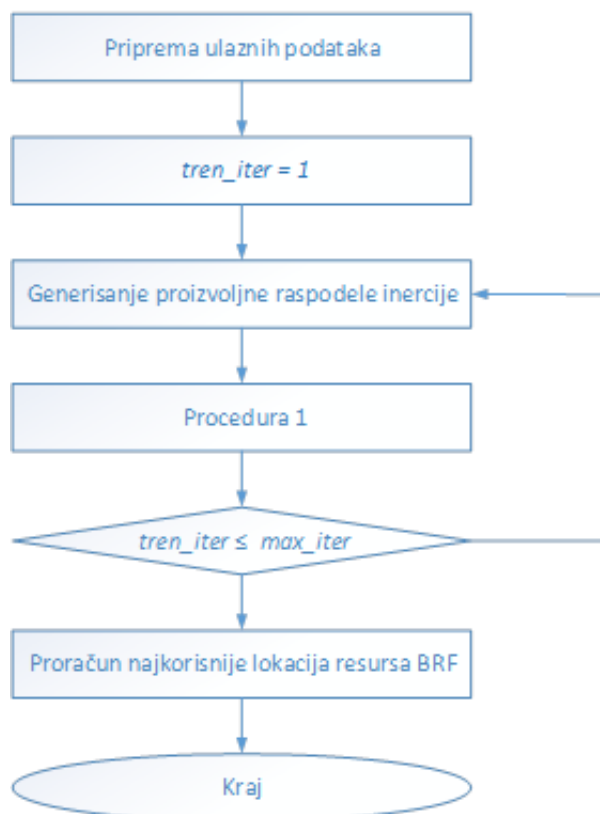
Korak 4: Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za definisanu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja (Procedura 1 iz 5.5).

Korak 5: Provera kriterijuma za izlaz iz MCS. Ako je broj trenutne iteracije manji od  $max\_iter$ , povećava se brojač trenutne iteracije za 1 i ponavljaju se koraci od Korak 3 do Korak 5, u suprotnom se nastavlja na Korak 6.

Korak 6: Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF na osnovu rezultati pojedinačnih iteracija MCS.

Korak 7: Prikaz rezultata i kraj algoritma.

Na slici 5.7 je prikazan celokupan algoritam za ovu proceduru.



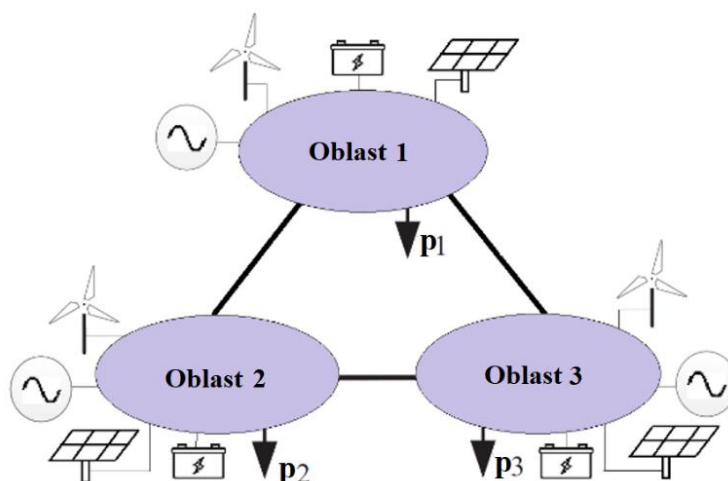
Slika 5.7: Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja

## 5.7. Simulacije na jednostavnom sistemu od tri oblasti

Predložene procedure za kvantifikaciju vrednosti resursa za BRF u zavisnosti od lokacije su implementirane na jednostavnom test sistemu koji se sastoji od 3 oblasti (Slika 5.8). Usvojeno je da sve oblasti imaju istu snagu i dostupnu rezervu za BRF. Podaci o test sistemu su dati u tabeli 5.1. Model sistema i frekvencijski odziv u različitim scenarijima simulirani su pomoću softverskog alata MATLAB/Simulink. U simulaciji je usvojeno da se BRF aktivira pri vrednosti frekvencije manjoj od 49.90 Hz i pri vrednostima RoCoFa većim od 0.1 Hz/s. Razmatrane su dve konfiguracije:

- Konfiguracija I: Oblasti imaju različite inercije i povezani su vodovima istih dužina.
- Konfiguracija II: Oblasti imaju iste inercije i povezani su vodovima različitih dužina.

Parametri od interesa su predstavljeni u tabeli 5.2.



Slika 5.8: Jednostavan test sistem od 3 oblasti

Tabela 5.1. Parametri test sistema koji se sastoji od 3 oblasti

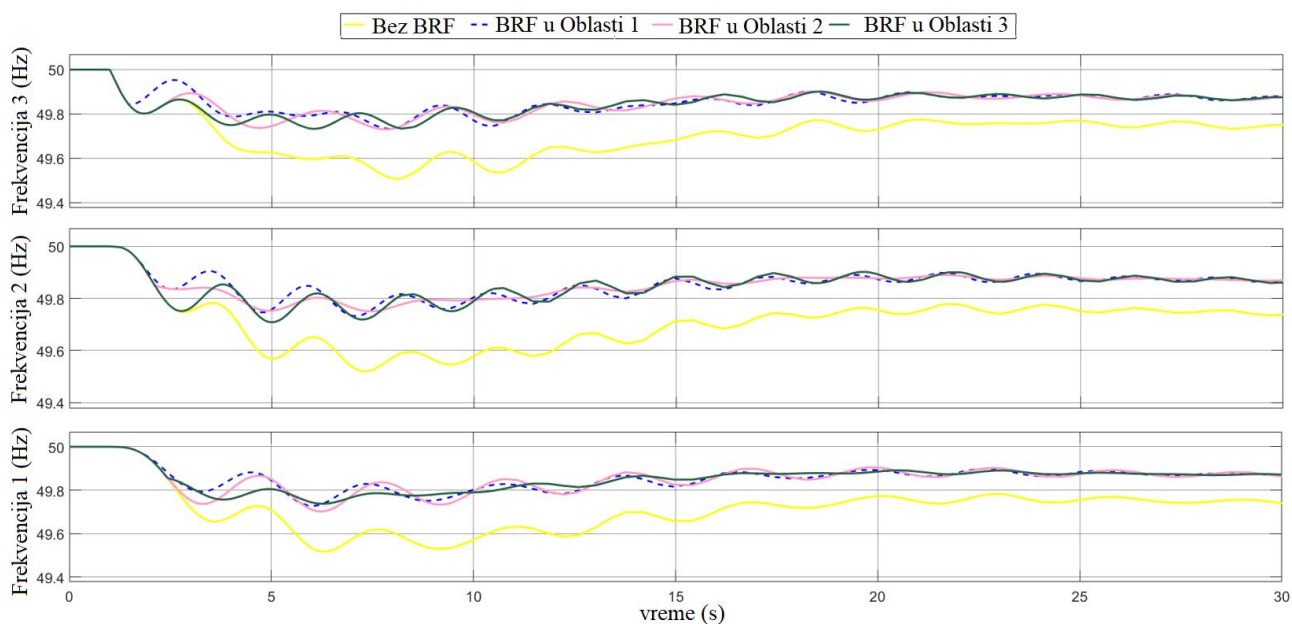
	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
Snaga (r.j.)	1	1	1
Rezerva za brzu regulaciju (r.j.)	0.03	0.03	0.03
Inercija (s) - Konfiguracija I	5	3	7
Inercija (s) - Konfiguracija II	5	5	5

Tabela 5.2. Parametri za različite konfiguracije sistema

	Konfiguracija I	Konfiguracija II
Dužina voda 1 – 2 (r.j.)	2	3
Dužina voda 1 – 3 (r.j.)	2	1
Dužina voda 2 – 3 (r.j.)	2	2
Veličina poremećaja (r.j.)	0.24	0.24
Mesto poremećaja	Oblast 1	Oblast 1

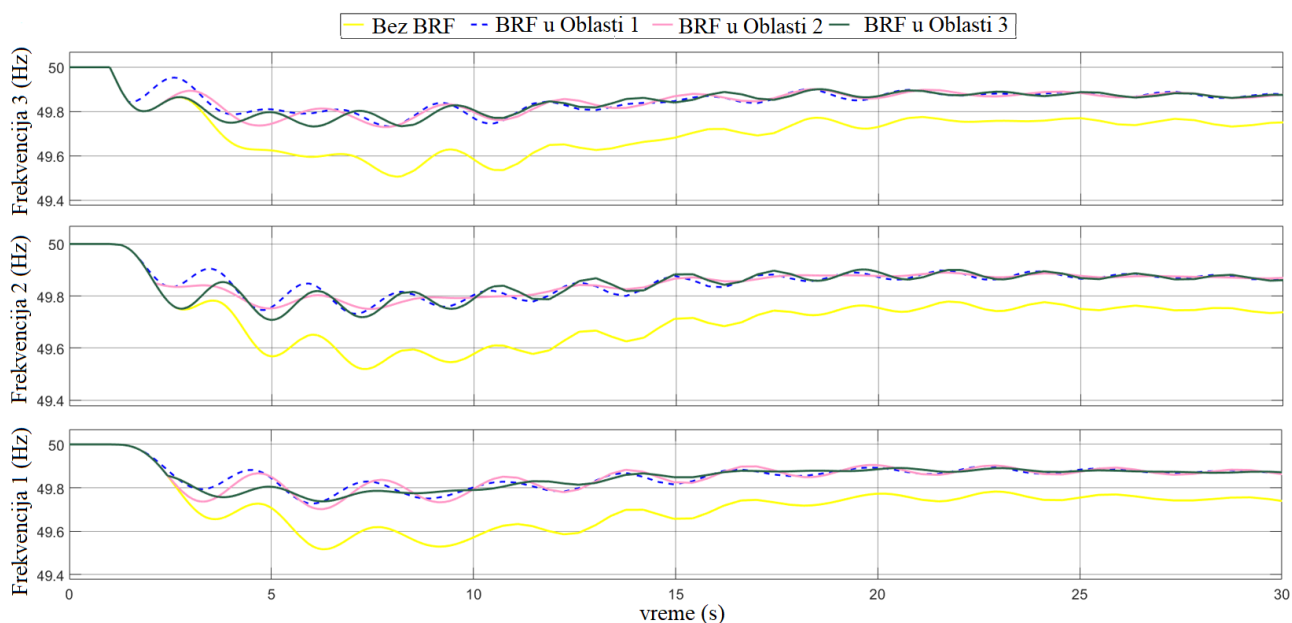
Na slici 5.9 prikazani su frekvencijski odzivi oblasti za različite lokacije resursa za BRF u slučaju konfiguracije I gde su oblasti jednako međusobno udaljene. Ono što se može videti sa slike je da se frekvencijski odzivi sistema razlikuju za različite lokacije resursa za BRF. Najveći doprinos poboljšanju frekvencije ima resurs za BRF u oblasti 1 gde se poremećaj dogodio, dok su doprinosi resursa na lokacijama u oblastima 2 i 3 slični, pri čemu je lokacija resursa za BRF u oblasti 2, koja ima manju inerciju, nešto povoljnija nego lokacija u oblasti 3. Vrednosti indeksa za valorizaciju lokacije su  $k_{Oblast\ 1} = 0.24$ ,  $k_{Oblast\ 2} = 0.18$  i  $k_{Oblast\ 3} = 0.17$ , što ukazuje da je najpovoljnija lokacija resursa za BRF oblast 1, zatim oblast 2 i na kraju oblast 3.





Slika 5.9: Frekvencijski odziv za konfiguraciju I

Slika 5.10. prikazuje frekvencijske odzive oblasti za različite lokacije resursa za BRF za slučaj konfiguracije II. Vrednosti indeksa za valorizaciju lokacije su  $k_{Oblast\ 1} = 0.22$ ,  $k_{Oblast\ 2} = 0.20$  i  $k_{Oblast\ 3} = 0.21$ , što ukazuje da je najpovoljnija lokacija oblast 1, gde se desio poremećaj, zatim oblast 3, koja je bliža poremećaju, i na kraju oblast 2.



Slika 5.10: Frekvencijski odziv za konfiguraciju II

Procedura za proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za moguće poremećaje sa liste poremećaja za definisano radno stanje, odnosno raspodelu inercije, je primenjena na konfiguraciju I. Prvo je formirana lista poremećaja, zatim je za svaki poremećaj izvršen proračun indeksa za potencijalne lokacije resursa, i na kraju je proračunat ekvivalentni indeks za svaku lokaciju resursa. Dobijeni rezultati su prikazani u tabeli 5.3

Procedura za proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za moguće poremećaje sa liste poremećaja za nedefinisanu raspodelu inercije je primenjena na konfiguraciju I, pri čemu su inercije sistema varirane u definisanom opsegu. Jedna raspodela inercije je označavala jednu iteraciju

Monte-Carlo simulacija. Kao i u prethodno opisanoj proceduri, formirana je lista poremećaja. Lista poremećaja nije identična za svaku iteraciju Monte-Carlo simulacija, jer je, u opštem slučaju, za različita radna stanja drugačije angažovanje agregata i samim tim drugačija lista poremećaja, odnosno potencijalnih ispada. Za svaku iteraciju Monte-Carlo simulacije izvršena je opisana procedura za proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za moguće poremećaje sa liste poremećaja za tako definisano radno stanje (raspodelu inercije). Na osnovu rezultata pojedinačnih iteracije Monte-Carlo simulacija je na kraju proračunat ekvivalentni indeks za svaku lokaciju resursa. Dobijeni rezultati su prikazani u tabeli 5.3.

Tabela 5.3. Vrednost indeksa za različite lokacije resursa za BRF

	Oblast 1	Oblast 2	Oblast 3
Za određenu raspodelu inercije	0.20	0.23	0.18
Za neodređenu raspodelu inercije	0.19	0.23	0.18

Dobijeni rezultati su očekivani i pokazuju da je najkorisnije imati resurse za BRF u oblasti koja ima najmanju inerciju. Izabrani test sistem jeste male složenosti, ali se i na njemu mogu primeniti predložene procedure za proračun optimalne lokacije resursa za BRF i dobiti odgovor u kom delu sistema resursi za BRF najviše doprinose frekvencijskoj stabilnosti.

## 5.8. Simulacije na složenijem test sistemu

Za ilustraciju predloženih procedura na složenijem sistemu korišćen je standardan test sistem zasnovan na sistemu jugoistočne Australije koji ima 59 čvorova i 14 generatora (Slika 5.11) [130]. U ovim simulacija je korišćen originalni test sistem razvijen u MATLAB/Simulinku [131].

### 5.8.1. Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i određeni poremećaj

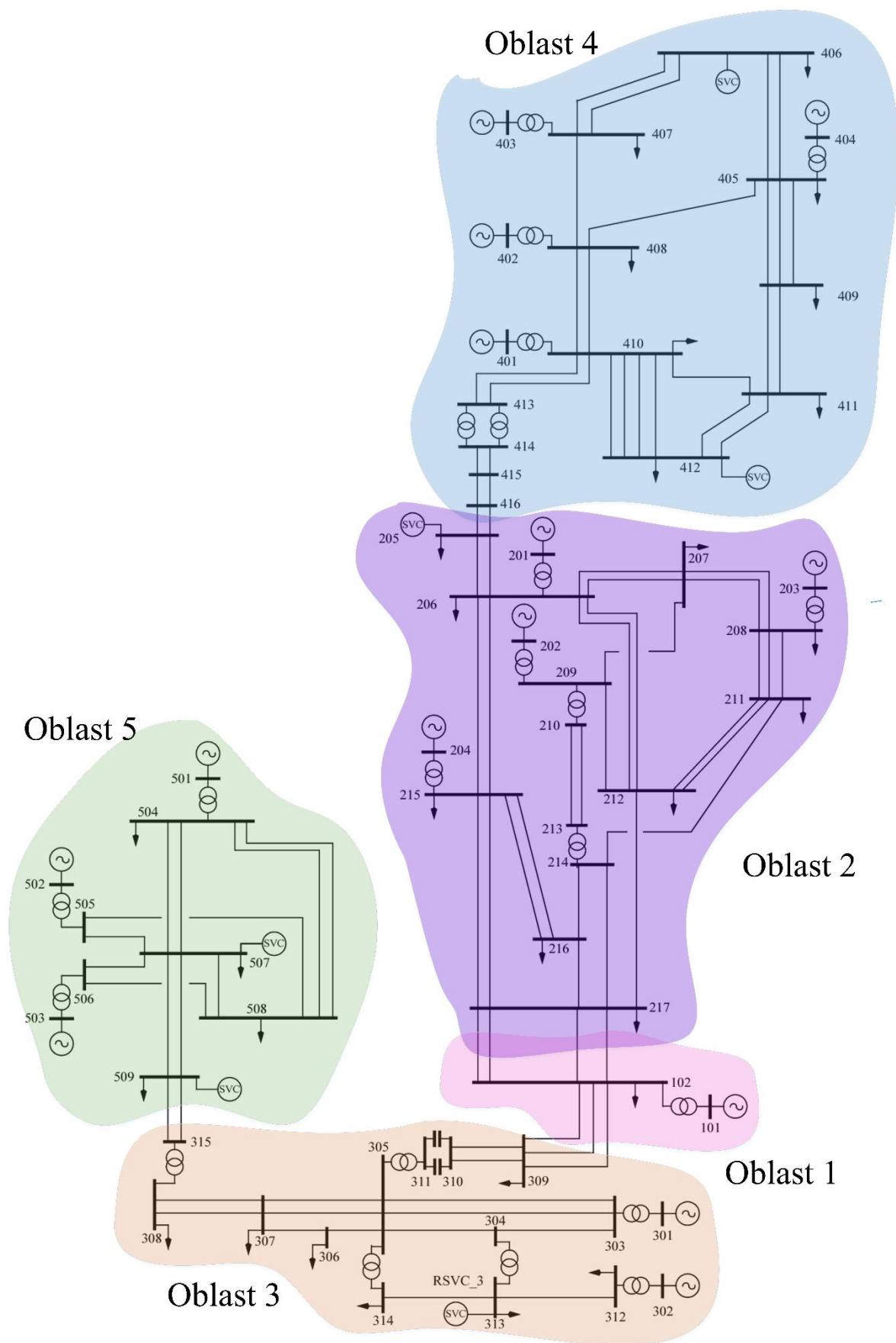
Za demonstraciju proračuna najpovoljnije lokacije resursa za BRF za definisano radno stanje i određeni poremećaj korišćeno je radno stanje sa niskom potrošnjom detaljno predstavljeno u [129]. Simulirana su dva poremećaja:

- Poremećaj 1: Priključenje potrošnje u čvoru 214 ekvivalentno 2% ukupne potrošnje u sistemu.
- Poremećaj 2: Priključenje potrošnje u čvoru 508 ekvivalentno 1% ukupne potrošnje u sistemu.

Prvo je posmatran scenario u kom ne postoji BRF i identifikovana minimalna frekvencija u sistemu. Minimalna frekvencija i čvor u kome se dostiže minimalna vrednost lokalne frekvencije u celom sistemu su prikazani u tabeli 5.4.

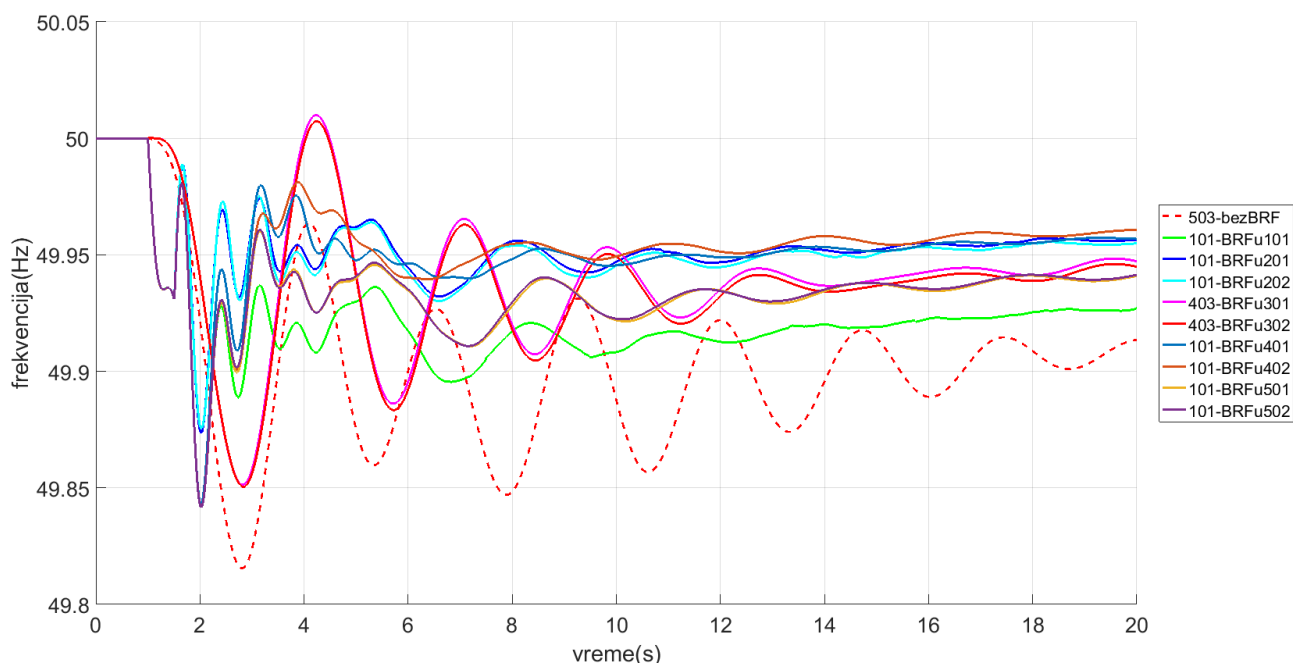
Tabela 5.4. Minimalna frekvencija i njena lokacija za scenario kada nema BRF

	Poremećaj 1	Poremećaj 2
$f_{min}$ (Hz)	49.8156	49.8390
Čvor gde je $f_{min}$	503	503



Slika 5.11: Test sistem jugoistočne Australije [130]

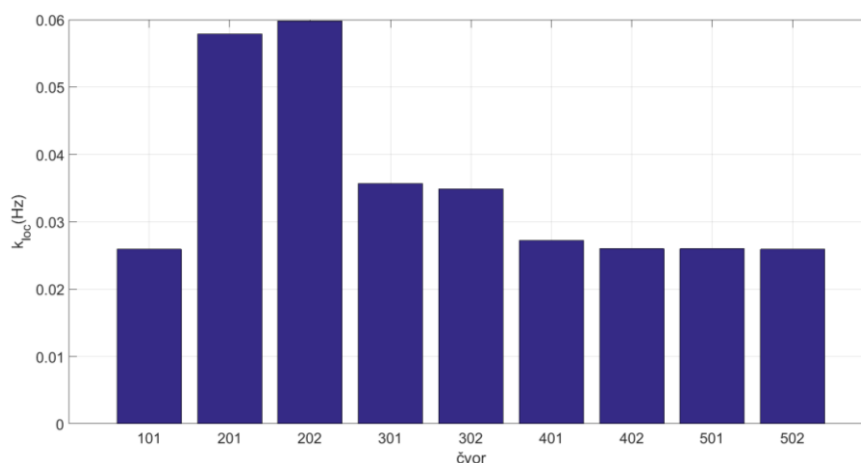
Zatim je za svaku potencijalnu lokaciju resursa za BRF simuliran frekvencijski odziv i dobijena minimalna frekvencija u sistemu koja je potrebna za proračun indeksa kojim se valorizuje vrednost resursa za BRF u zavisnosti od lokacije. Važno je napomenuti da su karakteristike resursa u pogledu brzine odziva iste za sve potencijalne lokacije i da je za svaku lokaciju usvojen kapacitet rezerve od 0.25% ukupne snage potrošnje u sistemu koja se aktivira kada RoCoF dostigne vrednost od 0.1 Hz/s. U simulacijama je izabrano 9 potencijalnih lokacija za BRF rezervu i to u čvorovima: 101, 201, 202, 301, 302, 401, 402, 501 i 502. Ova lista se može proširiti i svim čvorovima u mreži, ali je ovde izbor redukovan zbog preglednijeg prikaza rezultata. Na slici 5.12 prikazane su frekvencije u čvorovima gde se dostižu minimalne vrednosti lokalne frekvencije u celom sistemu za scenario kada ne postoji BRF i kada postoji rezerva u odgovarajućem čvoru za slučaj poremećaja 1. Detalji o minimalnim vrednostima frekvencije za različite lokacije resursa za BRF i vrednosti indeksa kojim se opisuje vrednost resursa za BRF u zavisnosti od lokacije za slučaj poremećaja 1 su prikazani u tabeli 5.5. Sa slike 5.12 i tabele 5.5 se može videti da se minimalne vrednosti lokalne frekvencije dostižu u različitim čvorovima u zavisnosti da li postoji BRF, i u kom čvoru se nalazi resurs za BRF. U scenariju kada ne postoji BRF, minimalna vrednost lokalne frekvencije se dostiže u čvoru 503 i iznosi 49.8156 Hz. Ovaj rezultat nije toliko očekivan s obzirom da je poremećaj nastao u oblasti 2. Međutim, karakteristika ovog test sistema je da je oblast 5 slabo povezana sa ostatkom sistema i poremećaj se zbog karakteristika međuzonskih oscilacija prenosi na oblast 5 i tu ima najveći efekat u pogledu propada frekvencije. Što se tiče lokacije resursa za BRF koja najviše doprinosi poboljšanju frekvencije, simulacijama je dobijeno da su to lokacije 202 i 201, odnosno čvorovi koji se nalaze u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja. Aktivacijom BRF u čvoru 202, odnosno 201, omogućeno je usporavanje i ograničavanje propagacije poremećaja ka daljim delovima sistema. Kao rezultat toga dobijeno je da se minimum lokalne frekvencije ne dostiže u čvoru 503, već u čvoru 101, koji je bliži poremećaju. Što se tiče doprinosa resursa za BRF na drugim lokacijama, može se uočiti da resursi koji se nalaze u istim oblastima imaju sličan doprinos poboljšanju frekvencije i sličnu vrednost indeksa (Slika 5.13). Ono što se isto može videti iz dobijenih rezultata jeste da resursi koji su bliže poremećaju doprinose više poboljšanju frekvencije jer ograničavaju dalju propagaciju poremećaja.



Slika 5.12: Frekvencije u čvorovima gde se dostižu minimalne vrednosti lokalne frekvencije u celom sistemu za slučaj poremećaja 1

Tabela 5.5. Vrednost indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 1

Lokacije BRF	101	201	202	301	302	401	402	501	502
$f_{min}$	49.8715	49.8735	49.8754	49.8513	49.8505	49.8428	49.8416	49.8416	49.8415
Čvor gde je $f_{min}$	101	101	101	403	403	101	101	101	101
$k_{loc}$	0.0559	0.0579	0.0598	0.0357	0.0349	0.0272	0.0260	0.0260	0.0259
$k_{loc, rel}$	0.3031	0.3140	0.3243	0.1936	0.1893	0.1475	0.1410	0.1410	0.1405



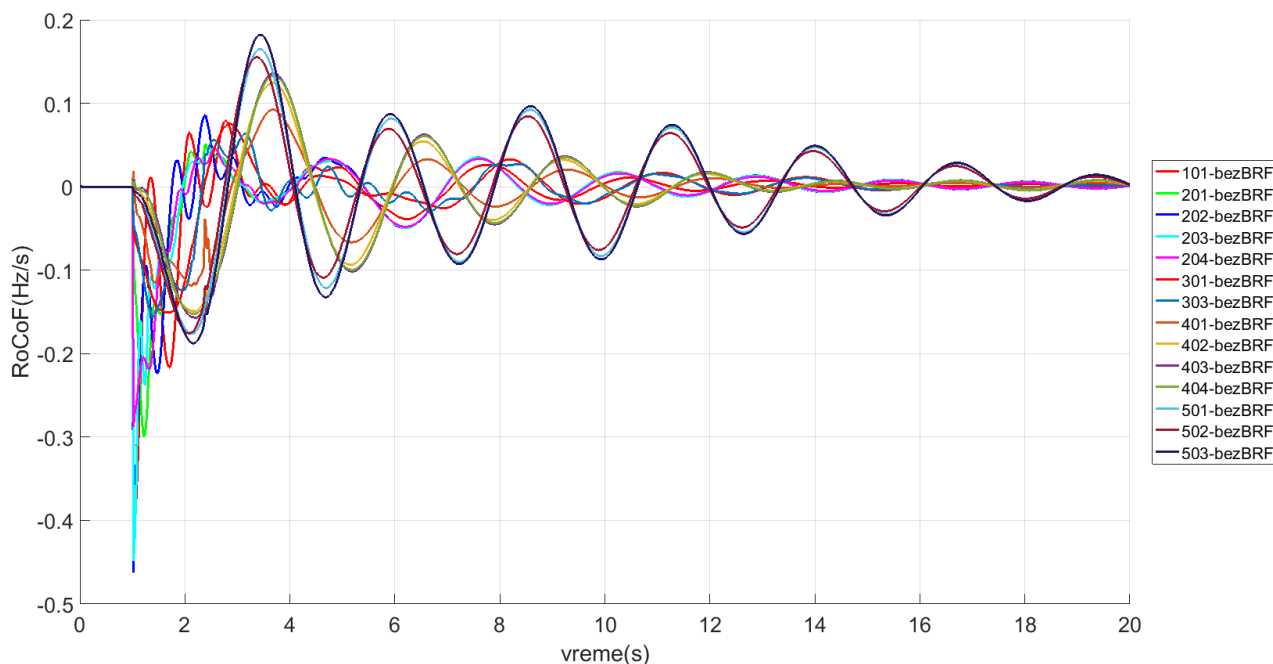
Slika 5.13: Grafički prikaz vrednosti indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 1

Resursi koji se nalaze dalje od poremećaja imaju manji doprinos jer kasnije osete poremećaj i posledično kasnije reaguju. Na slici 5.14 su prikazane brzine promene frekvencije na generatorskim čvorovima nakon poremećaja 1. Ono što se može uočiti jeste da resursi koji se nalaze u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja odmah detektuju poremećaj zbog promene RoCoFa, dok se u drugim delovima sistema granična vrednost RoCoFa za aktivaciju BRF dostiže kasnije i da zbog toga dalji resursi reaguju kasnije i imaju manji doprinos poboljšanju frekvencije. Iz rezultata se može uočiti da se minimalna vrednost frekvencije dostiže u čvoru 101 za sve lokacije resursa za BRF, osim kada su resursi u oblasti 3. Kako je oblast 3 susedna oblasti 1, reagovanje resursa u toj oblasti sprečava dalji prenos poremećaja ka tom delu sistema, ali se prenosi ka oblasti 4 gde se dostiže minimalna vrednost frekvencije.

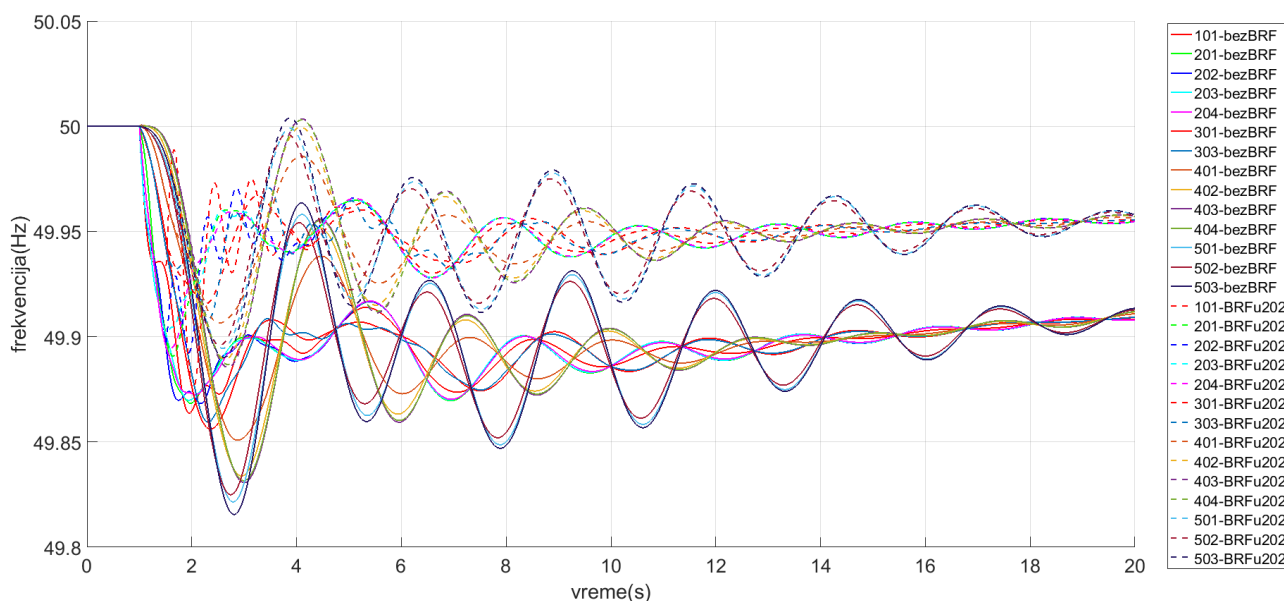
Na slici 5.15 su prikazane frekvencije generatorskih čvorova za slučaja poremećaja 1 kada ne postoji BRF i kada je BRF na najpovoljnijoj lokaciji za taj poremećaj. Sa slike se može videti da generatori u istoj oblasti imaju slično ponašanje frekvencije i u slučaju kada ne postoji BRF, a i kad se BRF nalazi u čvoru 202.

Na slici 5.16 su prikazane frekvencije u čvorovima gde se dostižu minimalne vrednosti lokalne frekvencije u celom sistemu za scenario kada ne postoji BRF i kada postoji rezerva u odgovarajućem čvoru za slučaj poremećaja 2. Detalji o minimalnim vrednostima frekvencije za različite lokacije resursa za BRF i vrednosti indeksa kojim se opisuje vrednost resursa za BRF u zavisnosti od lokacije za slučaj poremećaja 2 su prikazani u tabeli 5.6. Minimalna vrednost lokalne frekvencije se dostiže uvek u oblasti 5 u kojoj je došlo do poremećaja i za scenario kad ne postoji i kad postoji BRF u nekom čvoru. U scenariju kada ne postoji BRF, minimalna vrednost lokalne frekvencije se dostiže u čvoru 503 i iznosi 49.8390 Hz. Što se tiče lokacije resursa za BRF koja najviše doprinosi poboljšanju frekvencije, simulacijama je dobijeno da su to lokacije 501 i 502,

odnosno čvorovi koji se nalaze u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja. Na slici 5.17 je dat grafički prikaz vrednosti indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 2.

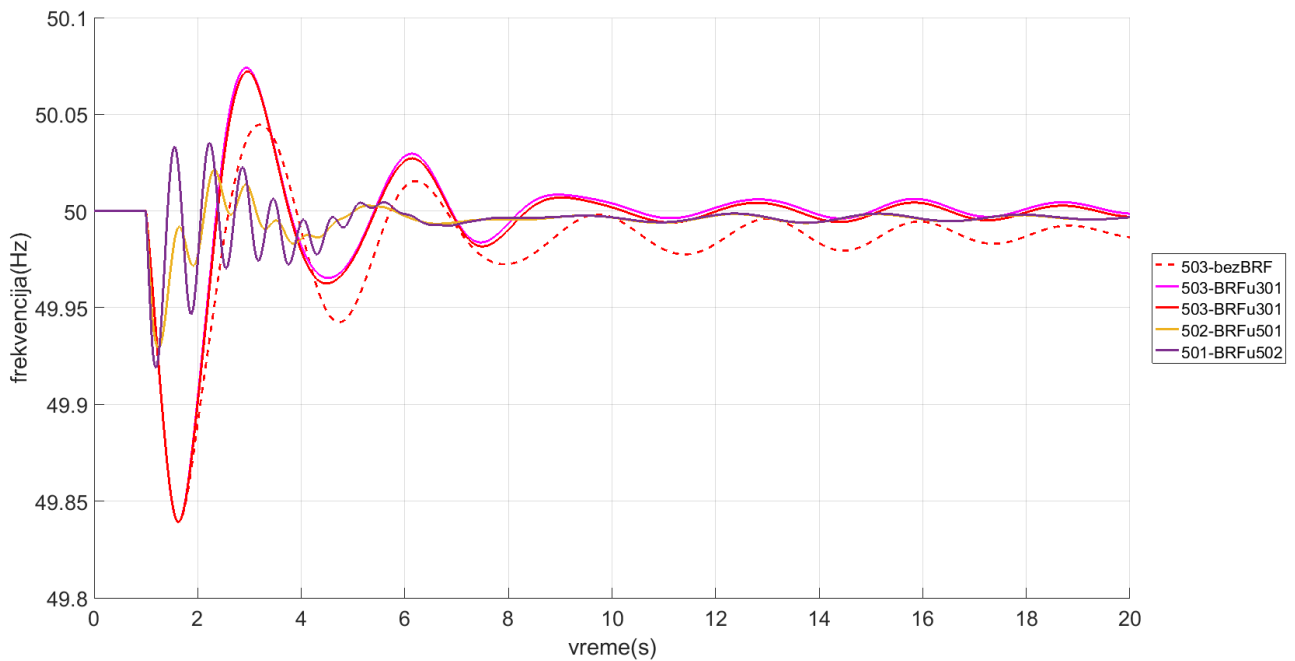


Slika 5.14: RoCoF na generatorskim čvorovima za slučaj poremećaja 1 kada nema BRF



Slika 5.15: Frekvencija generatorskih čvorovima za slučaj poremećaja 1 kada ne postoji BRF i kad je BRF u čvoru 202

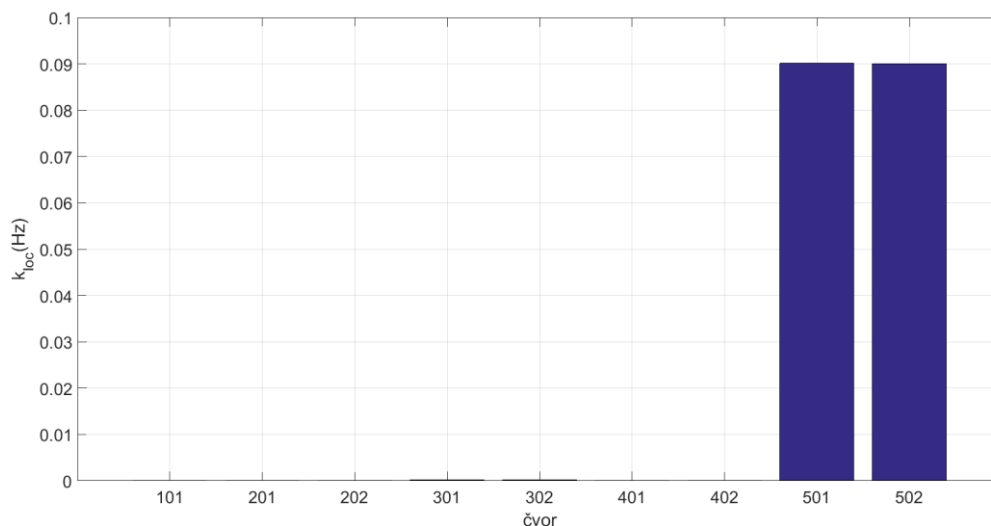
Ono što se isto može videti jeste da za slučaj poremećaja 2 uopšte ne dolazi do aktivacije resursa za BRF u oblastima 1, 2 i 4 koje su najviše udaljene od lokacije poremećaja. Ovo je rezultat činjenice da se u ovim oblastima ne dostiže vrednost RoCoFa potrebna za aktivaciju BRF (Slika 5.18). To znači da se poremećaj u oblasti 5 veoma slabo prenosi do udaljenih oblasti. Oblast 3 će osetiti poremećaj, zato što je najbliža poremećaju u odnosu na ostale delove sistema, ali doprinos resursa za BRF u oblasti 3 je jako mali zato što se u ovoj oblasti granična vrednost RoCoF dostiže kasnije, neposredno pre nego što frekvencija dostigne minimalnu vrednost u oblasti 5.



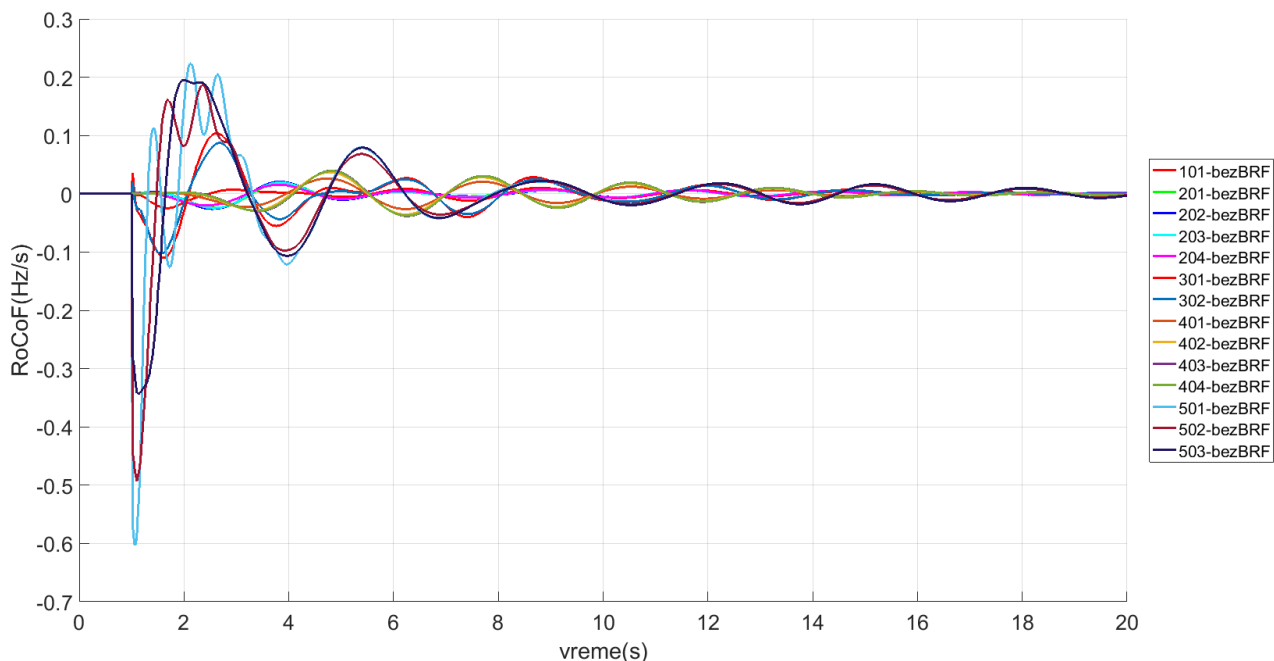
Slika 5.16: Frekvencije u čvorovima gde se dostižu minimalne vrednosti lokalne frekvencije u celom sistemu za slučaj poremećaja 2

Tabela 5.6. Vrednost indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 2

Lokacije BRF	101	201	202	301	302	401	402	501	502
$f_{min}$	49.8390	49.8390	49.8390	49.8392	49.8392	49.8390	49.8390	49.9291	49.9190
Čvor gde je $f_{min}$	503	503	503	503	503	503	503	502	501
$k_{loc}$	0	0	0	0.0002	0.0002	0	0	0.0901	0.0900
$k_{loc, loc}$	0	0	0	0.0012	0.0012	0	0	0.5596	0.5590

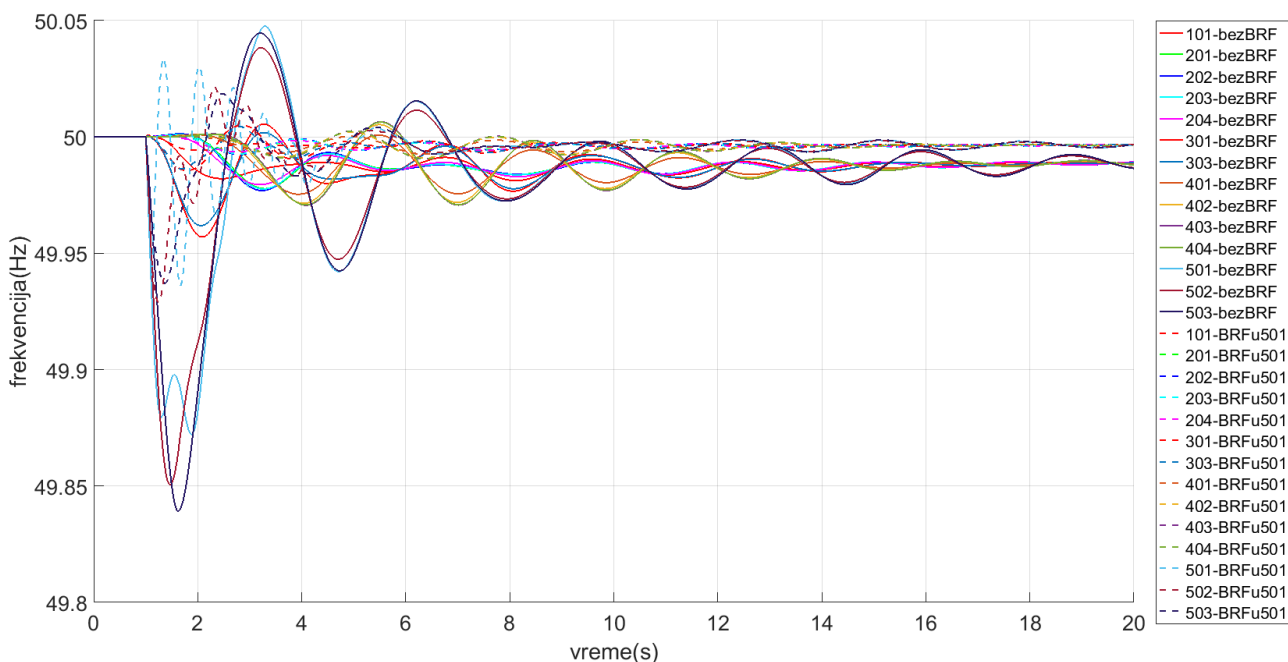


Slika 5.17: Grafički prikaz vrednosti indeksa za različite lokacije resursa za BRF u slučaju poremećaja 2



Slika 5.18: RoCoF na generatorskim čvorovima za slučaj poremećaja 2 kada nema BRF

Na Slika 5.19 su prikazane frekvencije generatorskih čvorova za slučaja poremećaja 2 kada ne postoji BRF i kada je BRF na najpovoljnijoj lokaciji za taj poremećaj. Sa slike se može videti da najveće odstupanje frekvencije imaju upravo generatori u oblasti u kojoj je došlo do poremećaja. Generatori u susednoj oblasti 3 beleže nešto veća odstupanja frekvencije u odnosu na generatore koje se nalaze u oblastima 1, 2, i 4 koje su značajno udaljene od lokacije poremećaja i najmanje su ugrožene u pogledu frekvencijske stabilnosti.



Slika 5.19: Frekvencija generatorskih čvorovima za slučaj poremećaja 2 kada ne postoji BRF i kad je BRF u čvoru 501



### 5.8.2. Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja

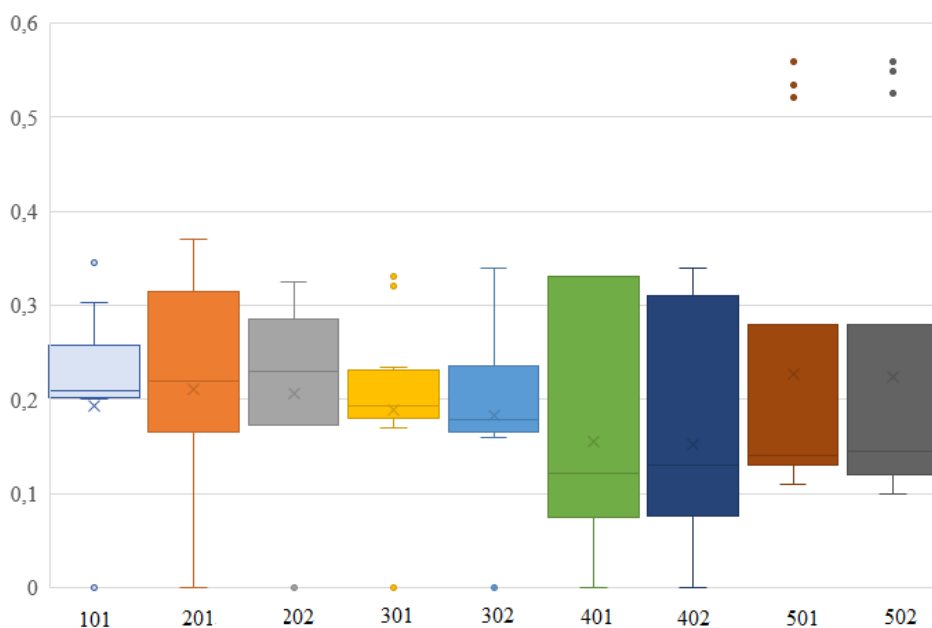
Za demonstraciju proračuna najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inercije i moguće poremećaje sa liste poremećaja korišćeno je radno stanje sa niskom potrošnjom opisano u prethodnom potpoglavlju. Lista potencijalnih poremećaja se u realnim uslovima eksploatacije sistema definiše od strane operatora prenosne mreže, dok je u ovim simulacija definisana lista sa proizvoljnim poremećajima koji bi odgovarali ispadu jedne proizvodne jedinice u čvorovima u kojima su priključeni generatori. Lista potencijalnih ispada je prikazana u tabeli 5.7. Poremećaji se razlikuju prema lokaciji i veličini i shodno tome će se razlikovati i minimalne vrednosti lokalne frekvencije u sistemu kao i lokacija čvora gde se ona dešava. Da bi indeksi kojim se opisuje vrednost resursa za BRF u zavisnosti od lokacije mogli da se porede u pogledu doprinosa poboljšanju frekvencije, oni se normiraju prema odstupanju frekvencije za dati poremećaj, odnosno koriste se relativni indeksi. Usvojene potencijalne lokacije resursa za BRF su identične kao i u prethodnom potpoglavlju i nalaze se u čvorovima: 101, 201, 202, 301, 302, 401, 402, 501 i 502.

Tabela 5.7. Lista potencijalnih ispada

Redni broj poremećaja	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Lokacija poremećaja	101	201	202	203	204	301	302	401	402	403	404	501	502	503
Veličina poremećaja(%) <sup>1</sup>	0.5	1	1	0.5	0.7	0.5	1	0.5	1	0.5	0.7	0.5	1	0.5

<sup>1</sup> procenat ukupne snage potrošnje u sistemu

Na slici 5.20 su prikazani rezultati proračuna za definisanu listu poremećaja i određeno radno stanje. Sa slike se može videti da resursi za BRF u istim oblastima imaju međusobno slične doprinose poboljšanju frekvencije za različite poremećaje. Prema sprovedenim simulacijama, najpovoljnija lokacija resursa za BRF je čvor 202. Ovaj rezultat se može objasniti činjenicom da je u oblasti 2 simulirano 4 poremećaja za koje se očekuje najveći doprinos upravo od resursa iz te oblasti. Takođe, u oblasti 4 koja je susedna oblasti 2 takođe je simulirano 4 poremećaja i tu je očekivan doprinos resursa iz oblasti 2 veći nego iz oblasti 1, 3 i 5 koji su dalje od oblasti 4. Najmanji doprinos poboljšanju frekvencije imaju lokacije u oblasti 4 jer je ova oblast povezana samo sa oblašću 2 i udaljena je od drugih delova sistema. Sličan zaključak važi i za oblast 5 koja je slabo povezana sa ostatkom sistema i veliki indeksi upućuju na poremećaje u toj oblasti, dok je u slučaju poremećaja u drugim oblastima doprinos neznatan. Doprinos resursa u oblasti 1 je sličan doprinosima resursa u oblasti 2, jer su ove oblasti jako električno povezane i mogu se posmatrati gotovo integralno.

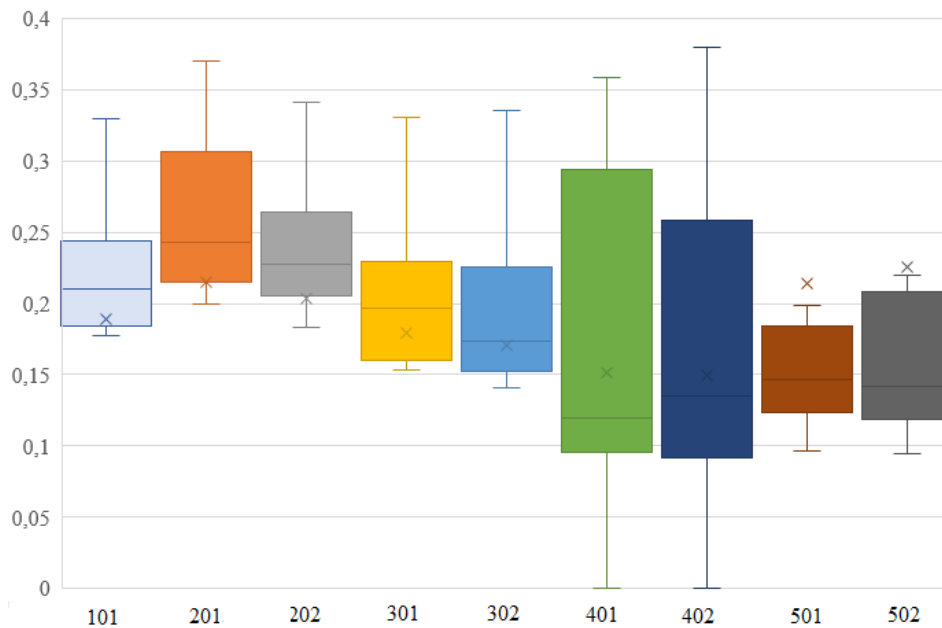


Slika 5.20: Rezultati proračuna najpovoljnije lokacije resursa za BRF za određenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja

### 5.8.3. Proračun najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja

Za demonstraciju proračuna najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inercije i moguće poremećaje sa liste poremećaja potrebno je prvo definisati listu radnih stanja koristeći Monte-Carlo simulacije. Za formiranje potencijalnih radnih stanja korišćeno je inicijalno radno stanje iz prethodnih potpoglavlja i onda su inercije generatora modifikovane u intervalu od 50% do 150% od inicijalne vrednosti. Za definisanje potrošnje i proizvodnje u određenom radnom stanju inicijalne vrednosti su skalirane koeficijentom iz intervala od 0.8 do 1.5. Važno je napomenuti da je prilikom formiranja radnih stanja, potrošnja i proizvodnja skalirana istim koeficijentom da bi se očuvala jednakost tokova snaga, dok su inercije generatora skalirane različitim koeficijentima da bi se dobila drugačija raspodela inercije u sistemu.

Na slici 5.21 su prikazani rezultati proračuna za definisanu listu poremećaja i neodređeno radno stanje. Rezultati pokazuju da je najpovoljnija lokacija resursa za BRF čvor 202. Dobijeni rezultati su slični rezultatima koji su dobijeni za određeno radno stanje, što je i očekivano jer je topologija mreže identična. Doprinos resursa u oblasti 1 je sličan doprinosima resursa u oblasti 2 jer su ove oblasti jako električno povezane. Takođe, resursi u oblasti 3 imaju značajan doprinos poboljšanju frekvencije u sistemu. Ovaj rezultat se može objasniti činjenicom da je oblast 3 u centralnom delu sistema te će verovatno osetiti većinu poremećaja iz drugih oblasti. Najmanji doprinos poboljšanju frekvencije imaju lokacije u oblasti 4, jer je ova oblast povezana samo sa oblašću 2 i udaljena je od drugih delova sistema. Sličan zaključak važi i za oblast 5 koja je slabo povezana sa ostatkom sistema.



Slika 5.21: Rezultati proračuna najpovoljnije lokacije resursa za BRF za neodređenu raspodelu inerciju i moguće poremećaje sa liste poremećaja

## 5.9. Zaključna razmatranja

Ovo poglavlje disertacije daje odgovor na pitanje na kojoj lokaciji resurs za BRF najviše doprinosi poboljšanju frekvencije nakon poremećaja. Definisan je pokazatelj kojim se kvantifikuje doprinos resursa za BRF na određenoj lokaciji za definisan poremećaj i definisanu raspodelu inercije. Ovaj pokazatelj može biti koristan operatoru prenosnog sistema sa aspekta eksploatacije u realnom vremenu. Rezultati procedure kojom se određuju najpovoljnije lokacije resursa za BRF za listu poremećaja i definisano radno stanje mogu biti dragoceni operatoru prilikom alociranja rezerve za dan unapred. Pored toga, definisana je procedura koja daje odgovor koja lokacija resursa za BRF je najviše korisna sa aspekta planiranja na dužem vremenskom periodu. Monte-Carlo simulacijama je uvažen veliki broj scenarija sa različitim potencijalnim raspodelama inercije u sistemu i uvaženi su poremećaji sa liste događaja. Operator prenosnog sistema, na osnovu plana izgradnje novih proizvodnih kapaciteta kao i plana postepenog gašenja elektrana na fosilna goriva, ima informaciju u kojim granicama se očekuje vrednost inercije pojedinih delova sistema. On je odgovoran za sigurnost sistema i od velike važnosti je da planira izgradnju resursa koji mogu da pruže uslugu brze regulacije frekvencije. Rezultat ovog proračuna može da pruži smernicu gde treba da se planiraju resursi za BRF i formira liste prioriteta za investiranje. Predložena procedura je demonstrirana na malom test sistemu koji se sastoji od tri oblasti i pokazano je u kojoj oblasti najviše vredi BRF. Predložene procedure su takođe implemetirane na sistemu jugoistočne Australije, veće složenosti, gde su precizno definisane potencijalne lokacije resursa za BRF. Razmatrala se samo sigurnost N-1, odnosno ispad jedne proizvodne jedinice.

Uticaj lokacije resursa za BRF na frekvencijski odziv sistema može se posmatrati integralno sa dinamičkim karakteristikama resursa u pogledu kašnjenja i brzine promene aktivne snage i tako definisan indeks bi bio sveobuhvatniji u pogledu doprinosa frekvenciji, što će biti urađeno u nastavku istraživanja. Pored uticaja na frekvencijsku stabilnost, moguće je i razmatrati uticaj lokacije resursa za BRF na modove oscilacija gde optimalna lokacija resursa može biti dobijena kao rezultat višekriterijumske optimizacije.

## 6. ZAKLJUČAK

Sve veća zastupljenost obnovljivih izvora energije i uređaja energetske elektronike doprinela je smanjenju ukupne inercije obrtnih masa u elektroenergetskim sistemima. Kao direktna posledica smanjenja inercije, sistemi postaju više ranjivi na poremećaje i beleže značajno veće i brže promene frekvencije. Sa povećanjem penetracije OIE ovi problemi će biti još više izraženi, naročito u sistemima koji su slabo povezani sa susedima. Tradicionalni načini regulacije frekvencije nisu dovoljno brzi i efikasni da spreče pad frekvencije ispod dozvoljene granice koji potencijalno može da dovede do delimičnog ili potpunog raspada sistema. Zbog toga se nameće potreba za novom sistemskom uslugom pod nazivom brza regulacija frekvencije koja će biti brža od primarne regulacije i čiji je zadatak da uspori pad frekvencije. Pored odstupanja frekvencije, ono što se pokazalo kao još bitniji parametar jeste RoCoF, odnosno brzina promene frekvencije jer on ukazuje na veličinu i ozbiljnost poremećaja u sistemu. Zbog toga brza regulacija frekvencije treba da bude osetljiva na brzinu promene frekvencije jer se RoCoF ponaša kao prediktivni filter. U tom kontekstu, PMUovi mogu igrati odlučujuću ulogu za razvoj napredne upravljačke strategije za regulaciju frekvencije koja se oslanja na frekvenciju i RoCoF merenja. Predmet ove doktorske disertacije je razvoj decentralizovane upravljačke strategije za BRF koja je bazirana na lokalnim merenjima frekvencije i RoCoFa dobijenih od strane PMUova.

U prvom poglavlju je dat uvod i detaljno objašnjena motivacija i potreba za istraživanjem koje je predmet ove doktorske disertacije. Zatim je dat pregled različitih resursa koji mogu da pruže uslugu brze regulacije frekvencije i predstavljene su njihove prednosti i ograničenja. U nastavku su prikazani različiti načini implementacije usluge BRF u različitim prenosnim sistemima u svetu.

Drugo poglavlje daje teorijsku osnovu regulacije frekvencije i formulaciju problema na sistemu od dve oblasti. Ponašanje frekvencije za različitu distribuciju inercije i različitu udaljenost od lokacije poremećaja je prikazano u analitičkoj formi i potvrđeno simulacijama na test sistemu od dve oblasti. Glavni doprinosi disertacije su sadržani u poglavljima 3-5.

U trećem poglavlju je predložena upravljačka strategija za brzu višestepenu regulaciju frekvencije koja se aktivira u vremenskom intervalu od 1s nakon poremećaja i ima za cilj da smanji pad frekvencije pre nego što ona dostigne minimum. Različiti stepeni regulacione rezerve se aktiviraju pri različitim vrednosti RoCoFa i na taj način je omogućeno da aktivirana rezerva bude srazmerna poremećaju. Predložena upravljačka strategije ne zahteva telekomunikacionu infrastrukturu i jednostavna je za implementaciju. Kao takva, predstavlja jeftino rešenje dok su istovremeno izbegnuta vremenska kašnjenja usled prenosa podataka. Višestepena regulacija daje mogućnost da se jeftinija (sporija) rezerva koristi u slučaju manje kritičnih poremećaja i na taj način smanjuje trošak operatora pri korišćenju ove korektivne usluge. Izvedene simulaciji potvrđuju da ovako definisana upravljačka strategija omogućava da veća količina rezerve bude aktivirana bliže lokaciji poremećaja i na taj način doprinosi najviše delovima sistema koji su najviše pogođeni poremećajem. Pored toga, u ovom poglavlju je predložen potencijalni okvir tržišta za BRF kojim se obuhvata ekonomski aspekt ove servisne usluge.

U četvrtom poglavlju je predloženo upravljanje HVDC sistema za podršku frekvencijskoj stabilnosti u sistemima male inercije. HVDC sistemi mogu brzo da promene aktivnu snagu i zbog toga predstavljaju jako značajne resurse koji mogu da pruže uslugu BRF s jedne strane, dok je njihova upotreba u stalnom porastu naročito u sistemima sa visokom penetracijom OIE. U disertaciji je predstavljena upravljačka strategija koja je bazirana na lokalnom merenju frekvencije i brzine promene frekvencije pod pretpostavkom da HVDC sistem nema nikakvu informaciju o EES i vidi ga kao "crnu kutiju". Odgovor HVDC sistema se sastoji iz dva koraka gde je promena aktivne snage u prvom koraku konstantna, dok je u drugom koraku odgovor HVDC sistema prilagođen

veličini poremećaja i inerciji EESa. Koristeći promenu frekvencije nakon odgovara HVDC u prvom koraku, procenjuje se veličina poremećaja i odgovor HVDC sistema je adaptiran da adekvatnije odgovori na poremećaj. Predloženo adaptivno upravljanje HVDC sistema verifikovano je simulacijama u MATLAB/Simulinku za različite veličine poremećaja i različite inercije EESa. Rezultati simulacija potvrđuju da predložena kontrola pruža bolji frekvencijski odziv u poređenju sa jednostepenom kontrolom i daje odgovarajući odgovor za različite veličine poremećaja i različite vrednosti inercije sistema.

Lokacija resursa za BRF se pokazala kao izrazito bitna u pogledu doprinosa poboljšanju frekvencije u sistemu sa heterogenom raspodelom inercije i u petom poglavlju je razvijen kvantifikator kojim se valorizuje vrednost resursa za BRF u zavisnosti od lokacije. Pomoću ovog kvantifikatora se mogu porediti različite lokacije resursa za BRF sa aspekta doprinosa frekvencijskoj stabilnosti za različite poremećaje. Pored toga, definisana je i procedura kojom se određuju najbolje lokacije resursa za BRF za listu definisanih poremećaja u sistemu i određeno radno stanje. Rezultati ove procedure mogu biti značajni operatoru prenosnog sistema prilikom planiranja dan unapred. Ova procedura je proširena na veliki broj radnih stanja uvaženih pomoću Monte-Carlo simulacija koja daje odgovor koja lokacija resursa za BRF je najvrednija sa aspekta planiranja budućih resursa za BRF.

## LITERATURA

- [1] Capros P, Paroussos L, Fragkos P, Tsani S, Boitier B, Wagner F, et al. Description of models and scenarios used to assess European decarbonisation pathways. *Energy Strategy Reviews* 2014;2. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2013.12.008>.
- [2] Peng Q, Jiang Q, Yang Y, Liu T, Wang H, Blaabjerg F. On the Stability of Power Electronics-Dominated Systems: Challenges and Potential Solutions. *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 55, 2019. <https://doi.org/10.1109/TIA.2019.2936788>.
- [3] ENTSO - E. TYNDP 2020 Scenario Report – Final Report. 2020.
- [4] ENTSO-E. The inertia challenge in Europe – Present and long-term perspective. 2021.
- [5] Homan S, Mac Dowell N, Brown S. Grid frequency volatility in future low inertia scenarios: Challenges and mitigation options. *Applied Energy* 2021;290. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116723>.
- [6] Hong Q, Khan MAU, Henderson C, Egea-Àlvarez A, Tzelepis D, Booth C. Addressing Frequency Control Challenges in Future Low-Inertia Power Systems: A Great Britain Perspective. *Engineering* 2021. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2021.06.005>.
- [7] Makolo P, Zamora R, Lie TT. The role of inertia for grid flexibility under high penetration of variable renewables - A review of challenges and solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2021;147. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111223>.
- [8] Kundur PS. Power system dynamics and stability. *Power System Stability and Control*, Third Edition, 2017. <https://doi.org/10.4324/b12113>.
- [9] Zografos D, Ghandhari M. Estimation of power system inertia. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, USA, Aug, 2016, Boston, MA, USA: n.d., p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741073>.
- [10] Tielens P, Van Hertem D. The relevance of inertia in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2016;55. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>.
- [11] O’Sullivan J, Rogers A, Flynn D, Smith P, Mullane A, O’Malley M. Studying the maximum instantaneous non-synchronous generation in an Island system-frequency stability challenges in Ireland. *IEEE Transactions on Power Systems* 2014;29. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2316974>.
- [12] Nahid-Al-Masood, Modi N, Yan R. Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution, 2016. <https://doi.org/10.1109/aupec.2016.7749335>.
- [13] Eriksson R, Modig N, Elkington K. Synthetic inertia versus fast frequency response: A definition. *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, 2018. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2017.0370>.
- [14] Ulbig A, Borsche TS, Andersson G. Impact of low rotational inertia on power system stability and operation. *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, vol. 19, 2014. <https://doi.org/10.3182/20140824-6-za-1003.02615>.

- [15] Anzalchi A, Pour MM, Sarwat A. A combinatorial approach for addressing intermittency and providing inertial response in a grid-connected photovoltaic system. IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2016. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7742056>.
- [16] Driesen J, Visscher K. Virtual synchronous generators. IEEE Power and Energy Society 2008 General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES, 2008. <https://doi.org/10.1109/PES.2008.4596800>.
- [17] Rakhshani E, Remon D, Cantarellas AM, Garcia JM, Rodriguez P. Modeling and sensitivity analyses of VSP based virtual inertia controller in HVDC links of interconnected power systems. Electric Power Systems Research 2016. <https://doi.org/10.1016/j.eprsr.2016.07.025>.
- [18] Yu M, Roscoe AJ, Booth CD, Dyśko A, Ierna R, Zhu J, et al. Use of an inertia-less Virtual Synchronous Machine within future power networks with high penetrations of converters. 19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.; 2016. <https://doi.org/10.1109/PSCC.2016.7540926>.
- [19] Dreidy M, Mokhlis H, Mekhilef S. Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2017;69:144–55. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.170>.
- [20] Fernandez-Munoz D, Guisandez I, Perez-Diaz JI, Chazarra M, Fernandez-Espina A, Burke F. Fast frequency control services in Europe. International Conference on the European Energy Market, EEM, vol. 2018- June, 2018. <https://doi.org/10.1109/EEM.2018.8469973>.
- [21] Hong Q, Nedd M, Norris S, Abdulhadi I, Karimi M, Terzija V, et al. Fast frequency response for effective frequency control in power systems with low inertia. The Journal of Engineering 2019;2019:1696–702. <https://doi.org/10.1049/joe.2018.8599>.
- [22] Masood N Al, Modi N, Yan R. Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution. Proceedings of the 2016 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2016, 2016. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2016.07749335>.
- [23] Fang J, Li H, Tang Y, et al. On the Inertia of Future More-Electronics Power Systems. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics 2019;7:2130–46. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2018.2877766>.
- [24] Milano F, Dorfler F, Hug G, et al. Foundations and challenges of low-inertia systems (Invited Paper). 20th Power Systems Computation Conference (PSCC 2018), Dublin, Ireland, June 2018, Dublin, Ireland: IEEE; n.d., p. 1–25. <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880>.
- [25] EirGrid/SONI. All Island TSO Facilitation of Renewables Studies. 2010.
- [26] EirGrid/SONI. Ensuring a Secure, Reliable and Efficient Power System in a Changing Environment. 2010.
- [27] National Grid. Presentation: Rapid Frequency Response - BSSG/CBSG. 2013.
- [28] National Grid. System Operability Framework Summary. UK Electricity Transmission 2015.
- [29] National Grid ESO. Technical Report on the Events of 9 August 2019. 2019.
- [30] Australian Energy Market Operator. Future Power System Security Program - Progress

Report. 2016.

- [31] Australian Energy Market Operator. Black System South Australia 28 September 2016. 2016.
- [32] AEMO. FAST FREQUENCY RESPONSE IN THE NEM. 2017.
- [33] ENTSO-E. Continental Europe Synchronous Area Separation on 8 January 2021. 2021.
- [34] ENTSO-E. Outage of French-Spanish Interconnection on 24 July 2021. 2021.
- [35] Karbouj H, Rather ZH, Flynn D, Qazi HW. Non-synchronous fast frequency reserves in renewable energy integrated power systems: A critical review. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 2019;106:488–501. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.09.046>.
- [36] Xu L, Andersen BR. Grid connection of large offshore wind farms using HVDC. *Wind Energy* 2006;9. <https://doi.org/10.1002/we.185>.
- [37] Huang J, Preece R. HVDC-based fast frequency support for low inertia power systems. *IET Conference Publications*, vol. 2017, 2017. <https://doi.org/10.1049/cp.2017.0040>.
- [38] Adeuyi OD, Cheah-Mane M, Liang J, Jenkins N. Fast Frequency Response from Offshore Multiterminal VSC-HVDC Schemes. *IEEE Transactions on Power Delivery* 2017;32. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2016.2632860>.
- [39] Orellana L, Matilla V, Wang S, Adeuyi OD, Ugalde-Loo CE. Fast frequency support control in the Gb power system using VSC-HVDC technology. 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, ISGT-Europe 2017 - Proceedings, vol. 2018-January, 2017. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2017.8260209>.
- [40] Stojković J, Lekić A, Stefanov P. Adaptive Control of HVDC Links for Frequency Stability Enhancement in Low-Inertia Systems. *Energies* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13236162>.
- [41] Yuan Z, You S, Liu Y, Liu Y, Osborn D, Pan J. Frequency control capability of Vsc-Hvdc for large power systems. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, vol. 2018-Janua, 2018. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2017.8273982>.
- [42] Cashman D, Gillespie D, Eager M, Sweeney E, Power S OJ. Extending the operational capacity for HVDC exports on the power system of Ireland and Northern Ireland. *CIGRE Ireland*, 2017.
- [43] ENTSO-E. Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC connected Power Park Modules. 2016.
- [44] ENTSO-E. Operational Limits and Conditions for Mutual Frequency support over HVDC. 2021.
- [45] Strbac G. Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy* 2008;36. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030>.
- [46] Schweppe FC, Tabors RD, Kirtley JL, Outhred HR, Pickel FH, Cox AJ. Homeostatic utility control. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems* 1980. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1980.319745>.



- [47] Hao H, Sanandaji BM, Poolla K, Vincent TL. Aggregate flexibility of thermostatically controlled loads. *IEEE Transactions on Power Systems* 2015;30. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2328865>.
- [48] Koch S, Mathieu JL, Callaway DS. Modeling and control of aggregated heterogeneous thermostatically controlled loads for ancillary services. *17th Power Systems Computation Conference, PSCC 2011*, 2011.
- [49] Tindemans SH, Trovato V, Strbac G. Decentralized Control of Thermostatic Loads for Flexible Demand Response. *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 2015;23. <https://doi.org/10.1109/TCST.2014.2381163>.
- [50] Liu J, Zhang W, Liu Y. Primary Frequency Response from the Control of LED Lighting Loads in Commercial Buildings. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2017. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2632127>.
- [51] Bao YQ, Li Y. FPGA-based design of grid friendly appliance controller. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2014. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2285178>.
- [52] Aunedi M, Aristidis Kountouriotis P, Ortega Calderon JE, Angeli D, Strbac G. Economic and environmental benefits of dynamic demand in providing frequency regulation. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2013. <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2258047>.
- [53] National Grid. Frequency control by demand management. 2016.
- [54] Curtis M. Overview of the UK demand response market. Int. public conf. and exp. workshop on the challenges and opportun. for DR in the cont. of energy trans, Lausanne, Switzerland: 2015.
- [55] National Grid. Enhanced frequency response, 2019.
- [56] Molina-García A, Bouffard F, Kirschen DS. Decentralized demand-side contribution to primary frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems* 2011. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2048223>.
- [57] Trovato V, Sanz IM, Chaudhuri B, Strbac G. Advanced Control of Thermostatic Loads for Rapid Frequency Response in Great Britain. *IEEE Transactions on Power Systems* 2017. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2604044>.
- [58] Vedady Moghadam MR, Ma RTB, Zhang R. Distributed frequency control in smart grids via randomized demand response. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2014;5. <https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2316913>.
- [59] Tomić J, Kempton W. Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. *Journal of Power Sources* 2007. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2007.03.010>.
- [60] Kempton W, Tomić J. Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources* 2005. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.022>.
- [61] Andersson SL, Elofsson AK, Galus MD, Göransson L, Karlsson S, Johnsson F, et al. Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany. *Energy Policy* 2010. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.006>.

- [62] Dallinger D, Krampe D, Wietschel M. Vehicle-to-grid regulation reserves based on a dynamic simulation of mobility behavior. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2011. <https://doi.org/10.1109/TSG.2011.2131692>.
- [63] Meng J, Mu Y, Jia H, Wu J, Yu X, Qu B. Dynamic frequency response from electric vehicles considering travelling behavior in the Great Britain power system. *Applied Energy* 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.159>.
- [64] Codani P, Petit M, Perez Y. Participation of an electric vehicle fleet to primary frequency control in France. *International Journal of Electric and Hybrid Vehicles* 2015. <https://doi.org/10.1504/IJEHV.2015.071639>.
- [65] Pillai JR, Bak-Jensen B. Integration of vehicle-to-grid in the Western Danish power system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2011. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2010.2072938>.
- [66] Australian Energy Market Operator. International review of frequency control adaptation. 2016.
- [67] Morren J, de Haan SWH, Kling WL, Ferreira JA. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems* 2006. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.861956>.
- [68] Attya AB, Dominguez-Garcia JL, Anaya-Lara O. A review on frequency support provision by wind power plants: Current and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.016>.
- [69] Wu Z, Gao W, Gao T, Yan W, Zhang H, Yan S, et al. State-of-the-art review on frequency response of wind power plants in power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 2018;6. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0315-y>.
- [70] Abad G, López J, Rodríguez MA, Marroyo L, Iwanski G. *Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation*. 2011. <https://doi.org/10.1002/9781118104965>.
- [71] Tarnowski GC, Kjær PC, Sørensen PE, Østergaard J. Variable speed wind turbines capability for temporary over-production. 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09, 2009. <https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275387>.
- [72] Liu K, Qu Y, Kim HM, Song H. Avoiding Frequency Second Dip in Power Unreserved Control during Wind Power Rotational Speed Recovery. *IEEE Transactions on Power Systems* 2018;33. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2761897>.
- [73] Liu Z, Liu F, Mei S, Bi D, Yao Y. Application of extended state observer in wind turbines speed recovery after inertia response control. *Zhongguo Dianji Gongcheng Xuebao/Proceedings of the Chinese Society of Electrical Engineering* 2016;36. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.2016.05.005>.
- [74] Kang M, Lee J, Hur K, Park SH, Choy Y, Kang YC. Stepwise inertial control of a doubly-fed induction generator to prevent a second frequency dip. *Journal of Electrical Engineering and Technology* 2015;10. <https://doi.org/10.5370/JEET.2015.10.6.2221>.
- [75] Holdsworth L, Ekanayake JB, Jenkins N. Power system frequency response from fixed speed and doubly fed induction generator-based wind turbines. *Wind Energy* 2004;7.

<https://doi.org/10.1002/we.105>.

- [76] Pradhan C, Bhende CN. Adaptive deloading of stand-alone wind farm for primary frequency control. *Energy Systems* 2015;6. <https://doi.org/10.1007/s12667-014-0131-7>.
- [77] Pradhan C, Bhende C. Enhancement in Primary Frequency Contribution using Dynamic Deloading of Wind Turbines. *IFAC-PapersOnLine*, vol. 48, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2015.12.346>.
- [78] Camblong H, Vechiu I, Guillaud X, Etxeberria A, Kreckelbergh S. Wind turbine controller comparison on an island grid in terms of frequency control and mechanical stress. *Renewable Energy* 2014;63. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.08.045>.
- [79] Camblong H, Vechiu I, Etxeberria A, Martínez MI. Wind turbine mechanical stresses reduction and contribution to frequency regulation. *Control Engineering Practice* 2014;30. <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2014.03.007>.
- [80] Sangwongwanich A, Yang Y, Blaabjerg F. High-performance constant power generation in grid-connected PV systems. *IEEE Transactions on Power Electronics* 2016. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2015.2465151>.
- [81] Lyu X, Zhao X, Zhao J, Wong KP. Advanced frequency support strategy of photovoltaic system considering changing working conditions. *IET Generation, Transmission and Distribution* 2018;12:363–70. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0700>.
- [82] Yan G, Zhang S, Jia Q, Yang B, Hu W, Yang H. Mechanism analysis of PV generation actively participating in power grid frequency regulation. *Taiyangneng Xuebao/Acta Energiae Solaris Sinica* 2021;42:191–9. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2019-0739>.
- [83] Peng Q, Tang Z, Yang Y, Liu T, Blaabjerg F. Event-Triggering Virtual Inertia Control of PV Systems with Power Reserve. *IEEE Transactions on Industry Applications* 2021;57:4059–70. <https://doi.org/10.1109/TIA.2021.3080227>.
- [84] Baskarad T, Kuzle I, Holjevac N. Photovoltaic System Power Reserve Determination Using Parabolic Approximation of Frequency Response. *IEEE Transactions on Smart Grid* 2021;12:3175–84. <https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3061893>.
- [85] Hoke AF, Shirazi M, Chakraborty S, Muljadi E, Maksimovic D. Rapid Active Power Control of Photovoltaic Systems for Grid Frequency Support. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 2017. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2017.2669299>.
- [86] Gevorgian V, Neill BO. Demonstration of Active Power Controls by Utility- Scale PV Power Plant in an Island Grid. *6th Solar Integration Workshop* 2016.
- [87] Gevorgian V, Neill BO, Gevorgian V, Neill BO. Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants. *NREL Technical Report* 2016.
- [88] Crăciun BI, Kerekes T, Séra D, Teodorescu R. Overview of recent grid codes for PV power integration. *Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM*, 2012. <https://doi.org/10.1109/OPTIM.2012.6231767>.
- [89] Rahmann C, Castillo A. Fast frequency response capability of photovoltaic power plants: The

necessity of new grid requirements and definitions. *Energies* 2014;7:6306–22.  
<https://doi.org/10.3390/en7106306>.

- [90] Kunisch HJ, Kramer KG, Dominik H. Battery energy storage another option for load-frequency-control and instantaneous reserve. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 1986. <https://doi.org/10.1109/TEC.1986.4765732>.
- [91] Poullikkas A. A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013;27. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.07.017>.
- [92] Zhang F, Chen L, Chang H, Chen J, Deng Z, Yang Y. Research on Frequency Control of Grid Connected Sodium-Sulfur Battery. *MATEC Web of Conferences*, vol. 160, 2018. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201816003003>.
- [93] Yan G, Liu D, Li J, Mu G. A cost accounting method of the Li-ion battery energy storage system for frequency regulation considering the effect of life degradation. *Protection and Control of Modern Power Systems* 2018;3. <https://doi.org/10.1186/s41601-018-0076-2>.
- [94] Akram U, Nadarajah M, Shah R, Milano F. A review on rapid responsive energy storage technologies for frequency regulation in modern power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020;120. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109626>.
- [95] Pappachen A, Peer Fathima A. Critical research areas on load frequency control issues in a deregulated power system: A state-of-the-art-of-review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2017;72. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.053>.
- [96] Yu J, Fang J, Tang Y. Inertia Emulation by Flywheel Energy Storage System for Improved Frequency Regulation. 2018 IEEE 4th Southern Power Electronics Conference, SPEC 2018, 2019. <https://doi.org/10.1109/SPEC.2018.8635947>.
- [97] Lazarewicz ML, Ryan TM. Integration of flywheel-based energy storage for frequency regulation in deregulated markets. *IEEE PES General Meeting, PES 2010*, 2010. <https://doi.org/10.1109/PES.2010.5589748>.
- [98] Lazarewicz ML, Rojas A. Grid frequency regulation by recycling electrical energy in flywheels. 2004 IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 2, 2004.
- [99] Muljadi E, Gevorgian V, Hoke A. Energy storage opportunities and capabilities of a type 3 wind turbine generator. *ECCE 2016 - IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Proceedings*, 2016. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2016.7855081>.
- [100] Kakimoto N, Takayama S, Satoh H, Nakamura K. Power modulation of photovoltaic generator for frequency control of power system. *IEEE Transactions on Energy Conversion* 2009. <https://doi.org/10.1109/TEC.2009.2026616>.
- [101] Delille G, François B, Malarange G. Dynamic frequency control support by energy storage to reduce the impact of wind and solar generation on isolated power system's inertia. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2012. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2012.2205025>.
- [102] National Grid ESO. The Enhanced Frequency Control Capability (EFCC) project closing down report. 2019.
- [103] EirGrid S. DS3 System Services Protocol – Regulated Arrangements. 2019.

- [104] EirGrid. Volume capped procurement outcomes. DS3 Consultations and Publications. 2019.
- [105] Matevosyan J, Sharma S, Huang SH, Woodfin D, Ragsdale K, Moorthy S, et al. Proposed future Ancillary Services in Electric Reliability Council of Texas. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015, 2015. <https://doi.org/10.1109/PTC.2015.7232743>.
- [106] ERCOT. Future Ancillary Services in ERCOT. 2013.
- [107] AEMO. Fast Frequency Response Implementation Options. 2021.
- [108] Fernández-Muñoz D, Pérez-Díaz JI, Guisández I, Chazarra M, Fernández-Espina Á. Fast frequency control ancillary services: An international review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2020;120. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109662>.
- [109] Čalović MS. Regulacija elektroenergetskih sistema: Regulacija učestanosti i aktivnih snaga. Elektrotehnički fakultet; 1997.
- [110] Martinez-Sanz I, Chaudhuri B, Junyent-Ferre A, Trovato V, Strbac G. Distributed vs. concentrated rapid frequency response provision in future great britain system. 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, USA, Nov 2016, Boston, MA, USA: IEEE; n.d., p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741970>.
- [111] Terzija V V. Adaptive underfrequency load shedding based on the magnitude of the disturbance estimation. *IEEE Transactions on Power Systems* 2006;21:1260–6. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.879315>.
- [112] Adrees A, Milanovic J V., Mancarella P. The Influence of Location of Distributed Energy Storage Systems on Primary Frequency Response of Low Inertia Power Systems. 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), Portland, , USA, Aug 2018, Portland, OR, USA: n.d., p. 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8585842>.
- [113] Laverty DM, Best RJ, Morrow DJ. Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings. *IET Generation, Transmission and Distribution* 2015;9:146–53. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0106>.
- [114] Power I, Society E. C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems. 2011. <https://doi.org/10.1109/ieeestd.2011.6111219>.
- [115] Frigo G, Derviskadic A, Zuo Y, Paolone M. PMU-based rocof measurements: Uncertainty limits and metrological significance in power system applications. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 2019;68:3810–22. <https://doi.org/10.1109/TIM.2019.2907756>.
- [116] Wall P, Shams N, Terzija V, Hamidi V, Grant C, Wilson D, et al. Smart frequency control for the future Gb power system. 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Ljubljana, Slovenia, Oct 2016, Ljubljana, Slovenia: IEEE; n.d., p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2016.7856265>.
- [117] System P, Committee R, Power I, Society E. IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems -- Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements. *IEEE Std C371181a-2014 (Amendment to IEEE Std C371181-2011)* 2014. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6804630>.

- [118] Derviskadic A, Romano P, Paolone M. Iterative-Interpolated DFT for Synchrophasor Estimation: A Single Algorithm for P-and M-Class Compliant PMUs. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 2018;67:547–58. <https://doi.org/10.1109/TIM.2017.2779378>.
- [119] Castello P, Liu J, Muscas C, Pegoraro PA, Ponci F, Monti A. A fast and accurate PMU algorithm for P+M class measurement of synchrophasor and frequency. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement* 2014;63:2837–45. <https://doi.org/10.1109/TIM.2014.2323137>.
- [120] TRANSPower New Zealand. Rate-of-change-of-frequency (RoCoF) relays bench testing methodology and results. 2010.
- [121] Zuo Y, Frigo G, Derviškić A, Paolone M. Impact of Synchrophasor Estimation Algorithms in ROCOF-Based Under-Frequency Load-Shedding. *IEEE Transactions on Power Systems* 2020;35:1305–16. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2936277>.
- [122] Derviskadic A, Zuo Y, Frigo G, Paolone M. Under Frequency Load Shedding based on PMU Estimates of Frequency and ROCOF. 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Sarajevo, Bosnia-Herzegovina, Oct 2018, Sarajevo, Bosnia-Herzegovina: n.d., p. 1–6. <https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2018.8571481>.
- [123] EirGrid. Rate of Change of Frequency. 2012.
- [124] Teng F, Trovato V, Strbac G. Stochastic Scheduling with Inertia-Dependent Fast Frequency Response Requirements. *IEEE Transactions on Power Systems* 2016;31:1557–66. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2434837>.
- [125] Cobos NG, Arroyo JM, Alguacil N, Street A. Robust Energy and Reserve Scheduling under Wind Uncertainty Considering Fast-Acting Generators. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2019;10:2142–51. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2880919>.
- [126] Prakash V, Sharma KC, Bhakar R, Tiwari HP, Li F. Frequency response constrained modified interval scheduling under wind uncertainty. *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2018. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2017.2731941>.
- [127] Anderson PM, Mirheydar M. A low-order system frequency response model. *IEEE Transactions on Power Systems* 1990. <https://doi.org/10.1109/59.65898>.
- [128] Moeini A, Kamwa I, Brunelle P, Sybille G. Open data IEEE test systems implemented in SimPowerSystems for education and research in power grid dynamics and control. *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, vol. 2015- November, 2015. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2015.7339813>.
- [129] Claudio Canizares, Tatiane Fernandes, Edson Geraldi Jr., Luc Gerin-Lajoie, Michael Gibbard, Jonas Kersulis, et al. Benchmark Systems for Small-Signal Stability Analysis and Control; PES-TR18. IEEE Power & Energy Society 2015.
- [130] Canizares C, Fernandes T, Geraldi E, Gerin-Lajoie L, Gibbard M, Hiskens Tf Past Chair I, et al. Benchmark Models for the Analysis and Control of Small-Signal Oscillatory Dynamics in Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems* 2017;32. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2561263>.
- [131] Patrice Brunelle. Australian simplified 14 generators IEEE benchmark

(<https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/51177-australian-simplified-14-generators-ieee-benchmark>), MATLAB Central File Exchange. Retrieved November 5, 2021. 2021.

- [132] Singh, Abhinav Kumar; Pal BC. IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls Report on the 68-Bus, 16-Machine, 5-Area System. IEEE PES Task Force on Benchmark Systems for Stability Controls 2013;3.
- [133] Kaushal A, Van Hertem D. An overview of ancillary services and HVDC systems in European context. *Energies* 2019;12. <https://doi.org/10.3390/en12183481>.
- [134] Jallad J, Mekhilef S, Mokhlis H. Frequency regulation strategies in grid integrated offshore wind turbines via VSC-HVDC Technology: A review. *Energies* 2017;10. <https://doi.org/10.3390/en10091244>.
- [135] Yu M, Dysko A, Booth CD, Roscoe AJ, Zhu J. A review of control methods for providing frequency response in VSC-HVDC transmission systems. Proceedings of the Universities Power Engineering Conference, 2014. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2014.6934693>.
- [136] LUO P-D, YUAN Z-C, SHENG C, ZHU L-H, YANG F-Y. Review of Frequency Support Control Strategies for Asynchronous AC Systems Connected Through VSC-HVDC. *DEStech Transactions on Environment, Energy and Earth Sciences* 2018. <https://doi.org/10.12783/dtees/epee2017/18161>.
- [137] Tosatto A, Dijokas M, Weckesser T, Chatzivasileiadis S, Eriksson R. Sharing reserves through HVDC: Potential cost savings in the Nordic countries. *IET Generation, Transmission & Distribution* 2021;15. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12035>.
- [138] Sun K, Li KJ, Pan J, Xiao H, Liu Y. Frequency Response Reserves Sharing through VSC-HVDC for Interconnections. IEEE Power and Energy Society General Meeting, vol. 2019-August, 2019. <https://doi.org/10.1109/PESGM40551.2019.8973409>.
- [139] Sharifabadi K, Harnefors L, Nee HP, Norrga S, Teodorescu R. Design, control and application of modular multilevel converters for HVDC transmission systems. 2016. <https://doi.org/10.1002/9781118851555>.
- [140] Guo C, Zhang Y, Gole AM, Zhao C. Analysis of dual-infeed HVDC with LCC-HVDC and VSC-HVDC. *IEEE Transactions on Power Delivery* 2012;27. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2012.2189139>.
- [141] Du S, Dekka A, Wu B, Zargari N. Modular Multilevel Converters: Analysis, Control, and Applications. 2017. <https://doi.org/10.1002/9781119367291>.
- [142] de Haan JES, Escudero Concha C, Gibescu M, van Putten J, Doorman GL, Kling WL. Stabilising system frequency using HVDC between the Continental European, Nordic, and Great Britain systems. *Sustainable Energy, Grids and Networks* 2016;5. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2015.12.003>.
- [143] Shen L, Barnes M, Preece R, Milanovic J V. Frequency stabilisation using VSC-HVDC. IEEE Power and Energy Society General Meeting, vol. 2016- November, 2016. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741259>.
- [144] Lee G, Moon S, Hwang P. A frequency-power droop coefficient determination method of

mixed line-commutated and voltage-sourced converter multi-infeed, high-voltage, direct current systems: An actual case study in Korea. *Applied Sciences (Switzerland)* 2019;9. <https://doi.org/10.3390/app9030606>.

- [145] Da Silva GS, Vieira RP, Rech C. Discrete-Time Sliding-Mode Observer for Capacitor Voltage Control in Modular Multilevel Converters. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 2018;65. <https://doi.org/10.1109/TIE.2017.2721881>.
- [146] Uddin W, Zeb K, Khan MA, Ishfaq M, Khan I, Islam SU, et al. Control of output and circulating current of modular multilevel converter using a sliding mode approach. *Energies* 2019;12. <https://doi.org/10.3390/en12214084>.
- [147] Yang X, Li Z, Zheng TQ, You X, Kobrle P. Virtual Impedance Sliding Mode Control-Based MMC Circulating Current Suppressing Strategy. *IEEE Access* 2019;7. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2900471>.
- [148] Tian S, Campos-Gaona D, Lacerda VA, Torres-Olguin RE, Anaya-Lara O. Novel control approach for a hybrid grid-forming HVDC offshore transmission system. *Energies* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13071681>.
- [149] Unruh P, Nuschke M, Strauß P, Welck F. Overview on grid-forming inverter control methods. *Energies* 2020;13. <https://doi.org/10.3390/en13102589>.
- [150] Bergna-Diaz G, Freytes J, Guillaud X, D'Arco S, Suul JA. Generalized Voltage-Based State-Space Modeling of Modular Multilevel Converters with Constant Equilibrium in Steady State. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 2018;6. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2018.2793159>.
- [151] Freytes J. Small-signal stability analysis of Modular Multilevel Converters and application to MMC-based Multi-Terminal DC grids. Ecole Centrale de Lille, Villeneuve d'Ascq, France, 2017.
- [152] Lekić A, Ergun H, Beerten J. Initialisation of a hybrid AC/DC power system for harmonic stability analysis using a power flow formulation. *High Voltage* 2020;5. <https://doi.org/10.1049/hve.2020.0066>.
- [153] Bergna-Diaz G, Zonetti D, Sanchez S, Ortega R, Tedeschi E. PI Passivity-Based Control and Performance Analysis of MMC Multiterminal HVDC Systems. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 2019;7. <https://doi.org/10.1109/JESTPE.2018.2889152>.
- [154] Wall P, Dattaray P, Jin Z, Mohapatra P, Yu J, Wilson D, et al. Deployment and demonstration of wide area monitoring system in power system of Great Britain. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 2016;4. <https://doi.org/10.1007/s40565-016-0218-3>.
- [155] Xu T, Jang W, Overbye TJ. Investigation of inertia's locational impacts on primary frequency response using large-scale synthetic network models. 2017 IEEE Power and Energy Conference at Illinois, PECE 2017, 2017. <https://doi.org/10.1109/PECE.2017.7935742>.
- [156] Xu T, Liu Y, Overbye TJ. Metric development for evaluating inertia's locational impacts on system primary frequency response. 2018 IEEE Texas Power and Energy Conference, TPEC



2018, vol. 2018- February, 2018. <https://doi.org/10.1109/TPEC.2018.8312056>.

- [157] Xiao Y, Lin X, Wen Y. A Framework for Assessing the Inertia Distribution of Power Systems. 2019 3rd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration: Ubiquitous Energy Network Connecting Everything, EI2 2019, 2019. <https://doi.org/10.1109/EI247390.2019.9061937>.
- [158] Adrees A, Milanović J V., Mancarella P. Effect of inertia heterogeneity on frequency dynamics of low-inertia power systems. *IET Generation, Transmission and Distribution* 2019;13. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6814>.
- [159] Wilson D, Yu J, Al-Ashwal N, Heimisson B, Terzija V. Measuring effective area inertia to determine fast-acting frequency response requirements. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 2019;113:1–8. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.034>.
- [160] EirGrid S. DS3 programme operational capability outlook 2016 2015.
- [161] Australian Energy Market Operator. Power System Security Guidelines. n.d.
- [162] Brogan PV, Best RJ, Morrow DJ, McKinley K, Kubik ML. Effect of BESS Response on Frequency and RoCoF During Underfrequency Transients. *IEEE Transactions on Power Systems* 2019;34. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2862147>.
- [163] Badesa L, Teng F, Strbac G. Pricing inertia and Frequency Response with diverse dynamics in a Mixed-Integer Second-Order Cone Programming formulation. *Applied Energy* 2020;260. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114334>.
- [164] Qureshi FU, Verbic G, Garmroodi M, Chapman A, Ahmadyar AS. Using fast frequency response services to improve frequency stability of low inertia power systems. *Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2018*, 2018. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2018.8757957>.
- [165] Kez D Al, Foley AM, Morrow DJ. A Comparative Assessment of Battery Energy Storage Locations in Power Systems with High Wind Power Penetrations. *Proceedings - 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2020*, 2020. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC/ICPSEurope49358.2020.9160566>.
- [166] Xu T, Jang W, Overbye T. Application of set-theoretic method to assess the locational impacts of virtual inertia services on the primary frequency responses. *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois, PECE 2016*, 2016. <https://doi.org/10.1109/PECE.2016.7459253>.
- [167] Poolla BK, Bolognani S, Dorfler F. Optimal Placement of Virtual Inertia in Power Grids. *IEEE Transactions on Automatic Control* 2017;62. <https://doi.org/10.1109/tac.2017.2703302>.
- [168] Zhang G, Ela E, Wang Q. Market Scheduling and Pricing for Primary and Secondary Frequency Reserve. *IEEE Transactions on Power Systems* 2019;34. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2889067>.

## BIOGRAFIJA AUTORA

Jelena Stojković je rođena 19.08.1991. godine u Vranju, a odrasla u Vladičinom Hanu. Završila je Računarsku gimnaziju u Beogradu, gimnaziju za talentovane učenike, kao nosilac Vukove diplome. Na državnim takmičenjima učenika srednjih škola osvajala je nagrade iz matematike i fizike. 2010. godine je nagrađena za najbolji maturalni rad pod nazivom „Laboratorija za elektroniku u C#-u”.

Osnovne studije na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, Odsek za energetiku, smer Elektroenergetski sistemi, upisala je 2010. godine i završila sa prosečnom ocenom 10, 2014. godine. Za diplomski rad na temu „Primena genetskog algoritma za određivanje optimalne raspodele tokova snaga u EES-u”, pod mentorstvom prof. dr Nikole Rajakovića, nagrađena je prvom nagradom ETF BAFA USA za najbolji diplomski rad na osnovnim akademskim studijama na Elektrotehničkom fakultetu Univerziteta u Beogradu u školskoj 2013/14 godini. Master studije je upisala 2014. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, na modulu Elektroenergetski sistemi. Master studije je završila sa prosečnom ocenom 10, a master rad pod nazivom „Odziv potrošnje kao podrška primarnoj regulaciji frekvencije”, pod mentorstvom prof. dr Nikole Rajakovića, je proglašen za najbolji master rad iz oblasti energetike u 2014/15 godini od strane PU Mašinogradnja. Doktorske studije je upisala 2015. godine na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu, modul Elektroenergetske mreže i sistemi, gde je položila sve ispite sa prosečnom ocenom 10.

2013. godine je dobila nagradu Fondacije prof. Mirka Milića za najboljeg studenta završne godine Elektrotehničkog fakulteta. Od 2011. do 2014. godine je bila izabrana za najboljeg studenta Odseka za energetiku. Tokom studija je završila tri kursa u inostranstvu: u Turskoj, Francuskoj i Rumuniji. Učestvovala je na letnjim školama u Sloveniji, Nemačkoj, Poljskoj, Makedoniji i Bosni i Hercegovini. Kao gostujući istraživač, usavršavala se na Tehničkom univerzitetu u Drezdenu, Tehničkom univerzitetu u Beču i Fakultetu za elektrotehniku u Ljubljani. U okviru evropskog projekta ERIGrid bila je na istraživačkom boravku u Holandiji i Italiji.

Od februara 2015. zaposlena je na Elektrotehničkom fakultetu u Beogradu kao saradnik u nastavi. Februara 2016. je unapređena u zvanje asistent. Angažovana je na više predmeta iz oblasti elektroenergetskih sistema.

Oblasti njenog interesovanja su: regulacija frekvencije, inteligentne mreže, integracija obnovljivih izvora energije u EES i e-mobilnost sa fokusom na izazove i prepreke za integraciju električnih automobila u postojeći elektroenergetski sistem. Autor je više radova publikovanih u međunarodnim i domaćim časopisima, kao i zbornicima međunarodnih, regionalnih i domaćih konferencija. Tečno govori engleski jezik, a služi se nemačkim i španskim.

## Изјава о ауторству

Име и презиме аутора Јелена Стојковић

Број индекса 2015/5024

### Изјављујем

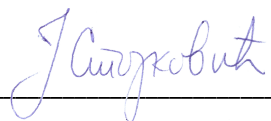
да је докторска дисертација под насловом

Нови децентрализовани приступ за примену брзе регулације фреквенције у  
електроенергетским системима са малом инерцијом

- резултат сопственог истраживачког рада;
- да дисертација у целини ни у деловима није била предложена за стицање друге дипломе према студијским програмима других високошколских установа;
- да су резултати коректно наведени и
- да нисам кршио/ла ауторска права и користио/ла интелектуалну својину других лица.

### Потпис аутора

У Београду, 30.11.2021.године

  
\_\_\_\_\_

## Изјава о истоветности штампане и електронске верзије докторског рада

Име и презиме аутора Јелена Стојковић

Број индекса 2015/5024

Студијски програм Електротехника и рачунарство

Нови децентрализовани приступ за примену брзе регулације фреквенције у

Наслов рада електроенергетским системима са малом инерцијом

Ментор др Предраг Стефанов, ванредни професор


Изјављујем да је штампана верзија мог докторског рада истоветна електронској верзији коју сам предао/ла ради похрањивања у **Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду**.

Дозвољавам да се објаве моји лични подаци везани за добијање академског назива доктора наука, као што су име и презиме, година и место рођења и датум одбране рада.

Ови лични подаци могу се објавити на мрежним страницама дигиталне библиотеке, у електронском каталогу и у публикацијама Универзитета у Београду.

**Потпис аутора**

У Београду, 30.11.2021.године

  
\_\_\_\_\_

## Изјава о коришћењу

Овлашћујем Универзитетску библиотеку „Светозар Марковић“ да у Дигитални репозиторијум Универзитета у Београду унесе моју докторску дисертацију под насловом:

Нови децентрализовани приступ за примену брзе регулације фреквенције у електроенергетским системима са малом инерцијом

која је моје ауторско дело.

Дисертацију са свим прилозима предао/ла сам у електронском формату погодном за трајно архивирање.

Моју докторску дисертацију похрањену у Дигиталном репозиторијуму Универзитета у Београду и доступну у отвореном приступу могу да користе сви који поштују одредбе садржане у одабраном типу лиценце Креативне заједнице (Creative Commons) за коју сам се одлучио/ла.

1. Ауторство (CC BY)

2. Ауторство – некомерцијално (CC BY-NC)

3. Ауторство – некомерцијално – без прерада (CC BY-NC-ND)

4. Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима (CC BY-NC-SA)

5. Ауторство – без прерада (CC BY-ND)

6. Ауторство – делити под истим условима (CC BY-SA)

(Молимо да заокружите само једну од шест понуђених лиценци.

Кратак опис лиценци је саставни део ове изјаве).

**Потпис аутора**

У Београду, 30.11.2021.годин



1. **Ауторство.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце, чак и у комерцијалне сврхе. Ово је најслободнија од свих лиценци.

2. **Ауторство – некомерцијално.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела.

3. **Ауторство – некомерцијално – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела. У односу на све остале лиценце, овом лиценцом се ограничава највећи обим права коришћења дела.

4. **Ауторство – некомерцијално – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца не дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада.

5. **Ауторство – без прерада.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, без промена, преобликовања или употребе дела у свом делу, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела.

6. **Ауторство – делити под истим условима.** Дозвољаваате умножавање, дистрибуцију и јавно саопштавање дела, и прераде, ако се наведе име аутора на начин одређен од стране аутора или даваоца лиценце и ако се прерада дистрибуира под истом или сличном лиценцом. Ова лиценца дозвољава комерцијалну употребу дела и прерада. Слична је софтверским лиценцама, односно лиценцама отвореног кода.