



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

FAASIMÕÕTESEADMETE KARAKTERISTIKUTE TESTIMINE REAALAJASIMULAATORIGA

TESTING THE CHARACTERISTICS OF PHASOR MEASUREMENT UNITS USING
REAL-TIME DIGITAL SIMULATOR

MAGISTRITÖÖ

Üliõpilane: Tarmo Trummal

Üliõpilaskood: 163610AAVM

Juhendajad: nooremteadur Mari Löper
dotsent Jako Kilter

Tallinn, 2018.a.

AUTORIDEKLARATSIOON

Olen koostanud lõputöö iseseisvalt.

Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneridiplomit taotletud. Kõik töö koostamisel kasutatud teiste autorite tööd, olulised seisukohad, kirjandusallikatest ja mujalt pärinevad andmed on viidatud.

“.....” 201.....

Autor:
/ allkiri /

Töö vastab magistritööle esitatud nõuetele

“.....” 201.....

Juhendaja:
/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”201... .

Kaitsmiskomisjoni esimees
/ nimi ja allkiri /

Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> Tarmo Trummal	<i>Lõputöö liik:</i> Magistritöö
<i>Töö pealkiri:</i> Faasimõõteseadmete karakteristikute testimine reaalarajasimulaatoriga	
<i>Kuupäev:</i> 25.05.2018	84 lk
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Inseneriteaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut	
<i>Töö juhendaja(d):</i> nooremteadur Mari Löper, dotsent Jako Kilter	
<i>Töö konsultant (konsultandid):</i> Uku Salumäe, nooremteadur Tanel Sarnet	
<p><i>Sisu kirjeldus:</i> Koostatud lõputöö eesmärgiks on faasimõõteseadmete karakteristikute testimine reaalarajasimulaatoriga ja tulemuste analüüs standardis C37.118.1 väljatoodud nõuetega.</p> <p>Lõputöös on kirjeldatud elektrisüsteemi stabiilsust ning elektrisüsteemis esinevaid stabiilsusega seotud probleeme. Kirjeldatud on faasimõõteseadmete tööpõhimõtet, rakendusvaldkondi ja nende testimise üldist metoodikat. Toodud on koostatud elektrisüsteemi mudel ja sellel elektrisüsteemi sündmuste modelleerimise võimalused. Elektrisüsteemi mudeli aluseks on võetud IEEE 9 sõlmega võrdlusmudel, mida on vastavalt vajadusele muudetud. Kirjeldatud on faasimõõteseadmete testimiseks koostatud katseskeemi ja kasutatud seadmeid. Reaalarajasimulaatorit kasutatakse koostatud elektrisüsteemi mudeli modelleerimiseks ja faasimõõteseadmete testimiseks vajalike signaalide genereerimiseks.</p> <p>Faasimõõteseadmete karakteristikute testimiseks koostati kolm stsenaariumi, iga kohta on koostatud 8 testi erinevate sättegruppidega. Häiringuteks on valitud kolme-ja ühefaasiline lühis ning koormuse ootamatu väljalülitamine ühes sõlmes. Saadud tulemusi on analüüsitud vastavalt standardile C37.118.1 ja hinnatud erinevate sättegruppide sarnasust referentsfaasorile. Töö tulemusena on välja selgitatud faasimõõteseadmete sätted, mille korral on erinevused referentsväärtustest kõige väiksemad.</p> <p>Lõputöö loob eelduse edaspidiseks teadustööks. Võimalik on koostatud mudelit täiendada, saadud teadmisi ja tulemusi ära kasutada tulevikus spetsiifilisemate mudelite koostamisel, näiteks süsteemi, selle osa või üksiku probleemi uurimiseks.</p>	
<i>Märksõnad:</i> C37.118.1, dünaamilise suutlikkuse vastavus, faasimõõteseadmed, faasimõõteseadmete testimine, IEEE 9 sõlme võrdlusmudel, reaalarajasimulaator	

Summary of the Diploma Work

<i>Author:</i> Tarmo Trummal	<i>Type of the work:</i> Master Thesis
<i>Title:</i> Testing the Characteristics of Phasor Measurement Units Using Real-Time Digital Simulator	
<i>Date:</i> 25.05.2018	<i>84 pages</i>
<i>University:</i> Tallinn University of Technology	
<i>School:</i> School of Engineering	
<i>Department:</i> Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
<i>Tutor(s) of the work:</i> Researcher Mari Löper, Associate Professor Jako Kilter	
<i>Consultant(s):</i> Uku Salumäe, Researcher Tanel Sarnet	
<p><i>Abstract:</i> The purpose of this thesis is to test the dynamic performance of phasor measurement units using Real-Time Digital Simulator and evaluate the performance of tested phasor measurement units in accordance of standard C37.118.1.</p> <p>The thesis provides an overview of power system stability and power system issues that affect system stability. Working principles and common testing methods of PMUs are described. The power system model, that was modelled to investigate dynamic performance compliance of PMUs, and the possibilities to simulate power system events are also described. IEEE 9 bus test system is used as the basis of the model. It is modded to suit the purpose of the thesis. This thesis also contains the description of the test bed and the equipment used for testing. Real-Time Digital Simulator is used to model, run and test three different PMUs of which two are physical and one digital.</p> <p>Three different test scenarios are proposed to test the dynamic performance of the phasor measurement units using the system model mentioned prior. Three-phase line-to-line fault, one-phase line-to-ground fault and unexpected tripping of load are studied. The results are analysed using the limit values described in the standard C37.118.1 and the difference between the results and the reference phasor is evaluated.</p> <p>The results and conclusions made in this thesis serve the basis of future research opportunities. It is possible to modify the model further and use the expertise gained form this thesis to research a specific problem or a part of a specific system.</p>	
<i>Keywords:</i> C37.118.1, dynamic performance compliance, IEEE 9 bus test system, phasor measurement units, Real-Time Digital Simulator, testing of phasor measurement units	

Sisukord

Lõputöö ülesanne	6
Eessõna	8
Sissejuhatus	9
1 Elektrisüsteemi stabiilsus	12
1.1 Nurgastabiilsus.....	13
1.2 Pingestabiilsus.....	17
1.3 Sageduse stabiilsus.....	23
1.4 Järeldused.....	26
2 Faasimõõteseadmets testimine	28
2.1 Faasimõõteseadmets tööpõhimõte.....	29
2.2 Faasimõõteseadmets testimise metoodika	31
2.3 Elektrisüsteemi modelleerimine.....	34
2.4 Reaalajasimulaator.....	35
2.5 Koostatud elektrisüsteemi mudel.....	38
2.6 Kasutatud katseseadmed	43
2.7 Katsete kirjeldus.....	46
3 Tulemused ja analüüs	49
3.1 Referentssuurused.....	49
3.1.1 Kolme- ja ühefaasiline lühis.....	49
3.1.2 Koormuse välja lülitumine	53
3.2 PMUA tulemused ja analüüs	54
3.3 PMUB tulemused ja analüüs.....	60
3.4 PMUC tulemused ja analüüs.....	66
3.5 Analüüsi kokkuvõte	72
Lõputöö kokkuvõte	74
Kirjandus	79
Lisad	83

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema:	Faasimõõteseadmete karakteristikute testimine reaalajasimulaatoriga
Üliõpilane:	Tarmo Trummal, 163610AAVM
Eriala:	elektroenergeetika
Lõputöö liik:	magistritöö
Lõputöö juhendajad:	nooremteadur Mari Löper, dotsent Jako Kilter
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	01.07.2018
Lõputöö esitamise tähtaeg:	25.05.2018

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

Teema põhjendus:

Faasimõõteseadmeid testitakse tavaliselt signaaligeneraatorite või lihtsamate elektrisüsteemi mudelite abil. Selline lähenemisviis ei võimalda uurida faasimõõteseadmete tööd elektrisüsteemis reaalsete sündmuste korral. Käesolevas töös on plaanitud faasimõõteseadmete karakteristikute testimiseks kasutada elektrisüsteemi mudelit, mille peal simuleeritakse erinevaid olukordi, mis elektrisüsteemis võivad esineda. Nõnda on võimalik uurida, kuidas faasimõõteseadmed käituvad dünaamiliste protsesside korral. Antud teema on oluline TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudile, mille kaudu tõsta oma kompetentsi ja suurendada võimalusi faasimõõteseadmete testimiseks. Antud teema on oluline ka edasisteks uuringuteks PMU-de valdkonnas ning on hüppelaud laiendamaks saadud teadmisi Eesti põhivõrgu mudelile, mille tulemusena oleks tulevikus võimalik testida PMU-sid Eesti põhivõrgu jaoks ja neid kõige optimaalsemalt ümber konfigurida.

Töö eesmärk:

Töö eesmärgiks on uurida faasimõõteseadmeid kasutades elektrisüsteemi mudelit. Keskendutakse elektrisüsteemi sündmustele, mida seadmed peavad reaalses süsteemis kajastama. Nende põhjal koostatakse RTDS-le mudel mõne elektrisüsteemi mudeli baasil ja testitakse koostatud mudeli kasutamist ning analüüsitakse tulemusi. Luuakse eeldus edasisteks uurimistöödeks.

Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

Missugused on RTDS-i võimalused mudelite koostamiseks?

Missugused sündmused on elektrisüsteemis vaja faasimõõteseadmetega jälgida?

Kuidas sellised sündmused modelleerida?

Kas ja kuidas sobib koostatud mudel faasimõõteseadmete testimiseks?

Lähteandmed:

Töös kasutatakse RTDS-i kasutamiseks vajalikku mudelprogrammi RSCAD, alginfo kogutakse seotud standarditest, artiklitest ja TTÜ-s tehtud lõputöödest.

Lõputöö konsultandid:

Uku Salumäe (allkiri, kuupäev)

Tanel Sarnet (allkiri, kuupäev)

Eessõna

Lõputöö teema valisin ühelt poolt enda huvist faasimõõteseadmete vastu, teiselt poolt olin juba enne kokku puutunud tööalaselt faasimõõteseadmete teoreetilise poole ja ka mõõtetulemuste analüüsiga. Täna oma juhendajaid Mari ja Jakot, kes on mind oma ideedega suunanud ja aidanud see läbi lõputöö kirjutamisega. Tugevad käepigistused lähevad ka konsulantidele Ukule ja Tanelile. Uku aitab ja andis nõu faasimõõteseadmete testimise juures. Tanel tegi mulle sissejuhatuse RTDS-i ja RSCAD-i kasutamisse.

Lõpetaja: Tarmo Trummal

Aadress: Lihula mnt. 5-38, Haapsalu, Läänemaa, 90507

Telefon: +372 5333 8321

Sissejuhatus

Elektrienergia on üks kõige levinum energialiik tänapäeval, mille tõttu on see saanud inimkonna üheks tähtsaimaks alustalaks. Sellest tulenevalt on tähtis katkematu elektrienergia varustatus ühiskonna sõlmpunktidesse, mis omakorda tähendab, et on vajalik täpne ülevaade elektrisüsteemi talitlusest. Elektrisüsteemi talitluse seire ja juhtimine on seni toimunud põhiliselt dispetšisüsteemi (SCADA) andmete alusel, mille mõõtmised toimuvad ajasammuga alates 1...2 sekundist. Siirdeprotsessid elektrisüsteemis kulgevad kiiresti, mistõttu oleks vaja mõõtmisi mõnekümne millisekundilise sammuga. Kasutusel on küll rikkemeerikud, mis registreerivad ja talletavad talitusparameetrite väärtusi mingi teatud häiringu korral piisava sagedusega, kuid need on lokaalse iseloomuga, mistõttu pole neid võimalik kasutada terve süsteemi talitluse jälgimiseks.

Protsesside jälgimiseks ja juhtimiseks ühendalektrisüsteemis oleks vajalikud kooskõlastatud mõõtmised vähemalt süsteemi teatud regiooni ulatuses. Viimasel ajal on hakanud populaarsust koguma sünkronituid faasimõõtmistel põhinevad laiseire süsteemid, mille võimekus on olemas ka Eesti ülekandevõrgus. Laiseire süsteemi nn. südameks võib pidada faasimõõteseadmeid, millega on võimalik mõõta elektrisüsteemi erinevates osades pingeid, voole, sagedust ja sageduse muutumise kiirust ning teha seda sünkronitult, mis tähendab, et iga mõõtetulemus varustatakse GPS-ajasignaali abil ajamärgendina, mis võimaldab hiljem erinevate mõõtepunktide mõõtmisi ajaliselt koos analüüsida. Mitmete faasimõõteseadmete kasutamine laiseiresüsteemis võimaldab elektrisüsteemi talitlust jälgida reaalajas, võrrelda elektrisüsteemi erinevatest sõlmedest pärit informatsiooni ja teha seda suure andmetihedusega. Erinevate rakenduste kasutamine võimaldab uurida elektrisüsteemis esinevaid protsesse, näiteks elektrisüsteemi stabiilsust. Laimõõtmised muutuvad oluliseks väikestes elektrisüsteemis, kus on vajalik hinnata elektrisüsteemi dünaamilist olukorda ja teostada erinevate sündmuste mõõtmisi reaalajas. Eesti puhul muutuvad laiseire erinevad rakendused aktuaalseks, kui toimub desünkroniseerimine Venemaa elektrivõrgust.

Dünaamiliste elektrisüsteemi sündmuste mõõtmine peab olema võimalikult täpne, mis tõttu on oluline teada faasimõõteseadmete käitumist nii elektrisüsteemi püsitalitlusel kui ka siirdeprotsesside ajal. Faasimõõteseadmete testimine elektrisüsteemi mudeliga võimaldab uurida, milline on nende mõõtetäpsus elektrisüsteemi siirdeprotsesside ajal. Varasemalt ei ole kasutatud faasimõõteseadmete karakteristikute testimist elektrisüsteemi mudelit. Tavaliselt hinnatakse nende mõõtetäpsust staatilises ja dünaamilises olukorras standardi C37.118.1-2011

ja selle lisaga C37.118.1a-2014 paika pandud nõuete järgi. Standardiseeritud testide puhul uuritakse ainult ühe parameetri muutusest põhjustatud mõõteviga. Elektrisüsteemi mudeli kasutamine faasimõõteseadmete karakteristikute testimiseks võimaldab uurida, kuidas mõjutavad erinevad sätted mõõtetulemusi, kui toimuvad mitme talitusparameetri muutused. Lisaks võimaldab elektrisüsteemi mudel uurida, kuidas käituvad faasimõõteseadmed reaalsete elektrisüsteemi sündmuste puhul. Mudeli valik sõltub uuritavast probleemist. Käesolevas lõputöös on stsenaariumid valitud uurimaks häiringute järgseid elektrisüsteemi siirdeprotsesse. Häiringuteks on valitud ühefaasiline maalühis, kolmefaasiline lühis ja koormuse välja lülitumine. Lühised on elektrisüsteemis üsna tavalised ning kolmefaasilise lühisel ajal tekkivad lühisvoolud on kõige suuremad. Kolmefaasiline lühis võimaldab vaadata nurgastabiilsust, lisaks mitme generaatoriga mudeli puhul tekib generaatorite omavaheliste võnkumiste võimalus. Ühefaasilise lühise puhul tekivad elektrisüsteemis sümmeetrilised komponendid. Koormuse välja lülitumine on võetud uurimaks elektrisüsteemi reaktsiooni suure genereerimise ja tarbimise eabilanssi korral. Koormuse välja lülitumisega on võimalik vaadelda sageduse stabiilsust. Pingestabiilsust võib täheldada kõikide valitud stsenaariumite puhul. Valitud sündmused mõjutavad kõik pinget ja voolutugevuse efektiivväärtust ja nurka, sagedust ja sageduse muutumise kiirust. Seega on ühe testi ajal vaatluse all kokku kuus parameetrit.

Faasimõõteseadmete karakteristikute testimiseks kasutatakse reaalaajasimulaatorit, mis võimaldab elektrisüsteemi reaalaajas modelleerida ehk igale ajahetkele arvutatakse uus lahend. Lisaks võimaldab reaalaajasimulaator endaga ühendata erinevaid seadmeid, mille tööd on vaja testida. Antud lõputöös saavad faasimõõteseadmed sisendsignaali reaalaajasimulaatorist.

Esimeses peatükis antakse ülevaade elektrisüsteemi stabiilsusest. Tuuakse välja klassikalise elektrisüsteemi stabiilsuse klassifikatsioon. Antakse ülevaade elektrisüsteemi nurga-, pinget- ja sageduse stabiilsusest. Kirjeldatakse elektrisüsteemi stabiilsuse olemust ning igat stabiilsuse liiki. Kirjeldatakse võimalike probleeme, mis elektrisüsteemi stabiilsust mõjutavad.

Teises peatükis antakse ülevaade faasimõõteseadmetest, nende tööpõhimõttest ja testimisest. Kirjeldatakse reaalaajasimulaatori tööpõhimõtet ja selle komponente. Kirjeldatakse koostatud elektrisüsteemi mudelit ja modelleerimise vajadust. Tuuakse elektrisüsteemi sündmuste simuleerimise võimalused koostatud elektrisüsteemi mudeliga. Kirjeldatakse koostatud katseskeemi ja antakse ülevaade kasutatud seadmetest. Kirjeldatakse uuritavaid stsenaariume ning pannakse paika ka faasimõõteseadmete sätteid, mida kasutatakse testimisel. Iga stsenaariumi kohta sooritatakse kaheksa testi kolme erineva faasimõõteseadmega.

Kolmandas peatükis esitatakse kolme faasimõõteseadmeme tulemused ja nende analüüs. Tulemusi võrreldakse referentsfaasoriga, mis on saadud, kui reaajasimulaatori sisene faasimõõteseade on sätestatud tegemaks P-klassi mõõtmisi. Tulemuste analüüsi käigus leitakse igale testitud faasimõõteseadmele sätted, mille korral on erinevus referentsfaasorist kõige väiksem, ja antakse soovitusel, milliseid sätteid kasutada.

Lõputöö tulemusena on koostatud elektrisüsteemi mudel faasimõõteseadmeme karakteristikute testimiseks. Koostatud elektrisüsteemi mudelit on kasutatud faasimõõteseadmeme karakteristikute testimiseks kolme erineva stsenaariumiga. Katsete tulemuste analüüsi kasutatakse faasimõõteseadmeme mõõtevigade hindamiseks. Lõputöö loob võimalused edasisteks uurimistöödeks faasimõõteseadmeme valdkonnas. Võimalik on saadud teadmisi ja tulemusi ära kasutada tulevikus spetsiifilisemate mudelite koostamisel, näiteks süsteemi osa või üksiku probleemi uurimiseks. Lisaks on võimalik antud tööst saadud tulemusi ja teadmisi ära kasutada ka Eesti põhivõrgu mudeli koostamisel faasimõõteseadmeme testimiseks ja konfigureerimiseks.

1 Elektrisüsteemi stabiilsus

Elektrisüsteemi stabiilsus on elektrisüsteemi omadus, mis kirjeldab süsteemi võimet jätkata peale talitluse häiringuid normaalset tööd. Elektrisüsteemis võivad toimuda nii väikesed kui ka suured häiringud. Väikesed häiringud toimuvad elektrisüsteemis koguaeg ning nende all mõeldakse näiteks koormuse muutuseid teatud ajaperioodi lõikes. Elektrisüsteemis esineb aegajalt ka tõsiseid häiringuid, nagu näiteks lühiseid või suurte generaatorite välja lülitumisi, mis võivad süsteemi topoloogiat muuta. Süsteemi stabiilsus sõltub nii lähtetalitlusest kui ka häiringu iseloomust. Normaaltalitluses töötavad elektrisüsteemi generaatorid sünkroonselt ja pinge ning sageduse väärtused on nimiväärtuste suuruste juures. Elektrisüsteem on stabiilne, kui pärast häiringuid siirdub süsteemi talitus tasakaaluolekusse ja süsteem püsib suures osas ühtsena. Väikeste häiringute korral süsteemi talitus ei muutu. Seevastu suurte häiringute, näiteks kui lühise tõttu lülitub välja mõni ülekande elektriliin, puhul ei lange lähtetalitus kokku avariijärgse talitlusega, kuigi see võib olla aktsepteeritav. Elektrisüsteemi olek loetakse stabiilseks, kui süsteem taastab peale häiringuid tasakaaluoleku, mis on suures osas ühte. [1]

Elektrisüsteemi mittestabiilsus võib avalduda mitut moodi olenevalt süsteemi olekust. Elektrisüsteemi stabiilsust saab mõjutatud süsteemi parameetri järgi liigitada järgnevalt [1]:

- nurgastabiilsus
- pingestabiilsus
- sageduse stabiilsus

Nurgastabiilsus tähendab generaatorite sünkroonset tööd ning mittestabiilsuse korral hakkab osa generaatoreid pöörlema teiste suhtes erineva kiirusega. Pingestabiilsus on probleemiks, kui pinge häiringujärgselt oluliselt langeb, võimalik on ka ülemäärane tõusmine ja võnkumine. Sageduse stabiilsus on vaadeldav, kui tekib märkimisväärne ebabilanss elektri genereerimise ja tarbimise vahel. [1]

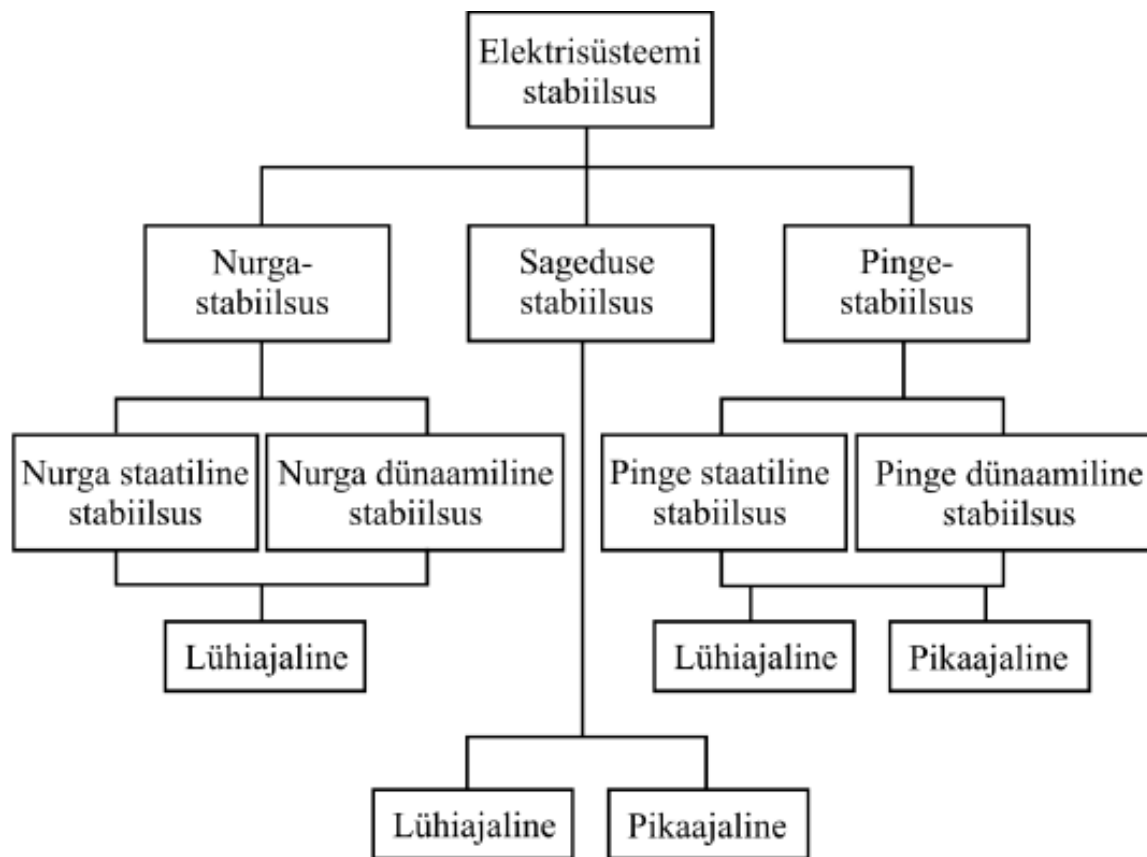
Elektrisüsteemi stabiilsust saab liigitada ka häiringu ulatuse alusel:

- väikesed häiringud – staatiline stabiilsus
- suured häiringud – dünaamiline stabiilsus

Stabiilsuse kaotust põhjustavad mitmed erinevad protsessid, mis on erineva pikkusega. Generaatorid langevad sünkronismist välja mõne sekundi jooksul. Võimalik sageduse mittestabiilsus võtab enamasti aega kümneid sekundeid. Pingestabiilsus haarab endas mitmeid erinevaid protsesse, mis võivad kulgeda mõne sekundi jooksul või võtta aega isegi kuni

paarkümmend minutit. Pinge- ja sageduse stabiilsust jagatakse eraldi veel ka lühi- ja pikaajaliseks stabiilsuseks. [1]

Elektrisüsteemi stabiilsuse klassifikatsioon on toodud joonisel 1.1.



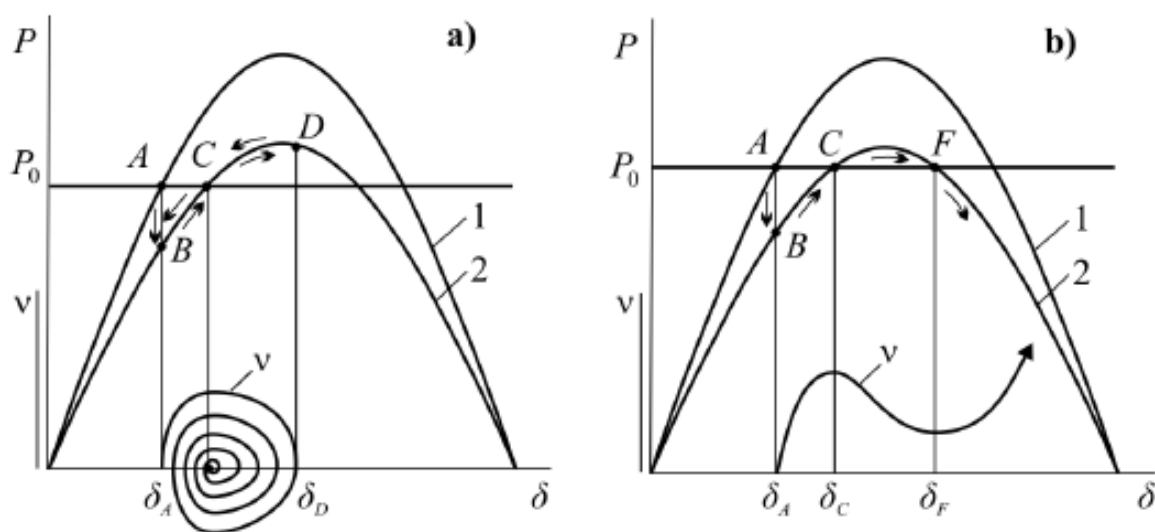
Joonis 1.1. Elektrisüsteemi stabiilsuse klassifikatsioon [1]

1.1 Nurgastabiilsus

Nurgastabiilsus tähendab omavahel sünkroonselt ühendatud sünkroonmasinate võimet säilitada sünkronism nii normaaltalitluses kui ka peale elektrisüsteemi häiringut. Stabiilse oleku säilitamine või taastamine sõltub iga süsteemis oleva sünkroonmasina elektromagnetilise ja mehaanilise momendi tasakaalust. Tekkida võiv mittestabiilsus tuleneb mõne generaatori nurga suurenemisest, mis viib nende süsteemist eraldamiseni. [2]

Nurgastabiilsuse probleem kätkeb endas elektrisüsteemile omaste võnkumiste uurimist. Peamiseks nurgastabiilsust mõjutavaks teguriks on see, kuidas sünkroonmasinate väljundvõimsus muutub nurga muutusega. Sünkroonmasinad säilitavad üksteisega sünkroonset tööd läbi ennistusjõudude (ing. k. *restoring forces*), mis esinevad süsteemis, kui üks või rohkem sünkroonmasin on kiirendanud või aeglustunud võrreldes teiste süsteemis olevate masinatega.

Normaalitalitluses on elektrilise ja mehaanilise momendi vahel tasakaal ja rootori kiirus on konstantne. Kui süsteemis toimub häiring, mis seda tasakaalu häirib, toimub masinate kiirendamine või aeglustumine. Olukorras, kus üks generaator pöörleb kiiremini kui teised, suureneb antud generaatori nurk võrreldes aeglasema masinaga ning nurga erinevuse tõttu kandub osa aeglasema masina koormusest kiiremale masinale, mis sõltub antud generaatori nurkkarakteristikust. [3] Antud protsessi aitab seletada joonisel 1.2 kujutatud generaatori nurkkarakteristikud stabiilse (a) ja mittestabiilse (b) siirdeprotsessi korral. Vaadeldakse olukorda juhul, kui tarbijat ja tootjat ühendav kaheaheelise liini üks ahel välja lülitub. Lähteseisund vastab tööpunktile A. Lülituse tulemusena suureneb süsteemi takistus ja nurkkarakteristik 1 asendub madalama nurkkarakteristikuga 2. Uueks tööpunktiks on B, kuna mehaaniline inerts ei lase aga nurgal δ kohe muutuda. Tööpunktis B on generaatori elektriline võimsus väiksem kui mehaaniline võimsus, mille tõttu generaatori rootor kiireneb ja nurk δ hakkab kasvama. Uueks tööpunktiks on C, kus elektriline ja mehaaniline võimsus on tasakaalus, kuid rootori inerts tõttu nurga suurenemine jätkub. Elektriline võimsus kasvab suuremaks mehaanilisest ja rootori suhteline kiirus v hakkab vähenema. Stabiilse siirdeprotsessi korral nurk kasvab kuni tööpunktis D muutub rootori liikumise suhteline kiirus nulliks. Nurk δ hakkab vähenema ja tööpunkt nihkub tagasi tööpunkti C. Kuna punktis C ei saa tööpunkt rootori inerts tõttu taas peatuda, jätkub liikumine lähtepunkti B suunas, kus liikumine peatub ja kogu protsess uuesti kordub. Tekib perioodiline protsess, milles mehaaniliselt võngub generaatori rootor ja muutuvad elektrilised parameetrid. Protsessi summutavad elektrilised ja mehaanilised kaod ning saabub püsiseisund, mis vastab tööpunktile C. [1]



Joonis 1.2. Elektrisüsteemi stabiilne (a) ja mittestabiilne (b) siirdeprotsess [1]

Mittestabiilse siirdeprotsessi puhul liigub tööpunkt punktist C punkti F ja sealt rootori inertsi tõttu edasi. Punktis F muutub jääkvõimsus ja seega ka rootori kiirenduse märk positiivseks ning nurga δ kasv jätkub pidurdamatult. Järgneb generaatori sünkronismist välja langemine. [1]

Sünkronismi kadumine võib toimuda nii ühe generaatori ja ülejäänud süsteemi vahel kui ka süsteemi mitme eri osa vahel (saartalitluse teke). Eelnevalt mainitud sünkroonmasina elektrilist momenti peale häiringut saab jagada kaheks komponendiks [4]:

- sünkroniseeriv moment (ing. k. *synchronizing torque component*)
- summutav moment (ing. k. *damping torque component*)

Nurgastabiilsus sõltub elektrilise momendi mõlema komponendi olemasolust. Sünkroniseeriva momendi puudus põhjustab aperiodilist mittestabiilsust. Summutava momendi puudus põhjustab omakorda võnkumistest põhjustatud mittestabiilsust. Nurgastabiilsuse puhul vaadeldakse eraldi staatilist ja dünaamilist stabiilsust. Mõlemat stabiilsuse liiki vaadeldakse kui lühiajalist nähtust. [2]

Staatiline nurgastabiilsus on elektrisüsteemi võime jätkata sünkroonset tööd peale talitluse väikeseid häiringuid. Kõne all olevad häiringud on elektrisüsteemi normaaltalitluses pidevad nähud (näiteks väikesed koormuse muutused) ning nende mõju peetakse piisavalt väikesteks, et elektrisüsteemi analüüsi korral on lubatud võrguvõrrandeid lineariseerida. Staatiline nurgastabiilsus sõltub elektrisüsteemi lähteolekust. Tekkiv mittestabiilsus võib olla põhjustatud kahte moodi: generaatori nurga suurenemine aperiodiliselt vähese sünkroniseeriva momendi tõttu või vähese summutava momendi põhjustatud generaatori rootori kasvava amplituudiga võnkumiste tõttu. [3]

Tänapäeval on staatilise nurgastabiilsuse koha pealt peamiseks probleemiks mittepiisav võnkumiste summutamine. Stabiilsuse analüüsi huviobjektiks on 10-20 sekundit peale häiringu toimumist. Eristatakse nelja eri tüüpi võnkumisi [2]:

- kohalikud (ing. k. *local modes*) – hõlmavad ainult üksikuid generaatoreid, piirdudes ühe generaatori või elektrijaama võnkumisega ülejäänud elektrisüsteemi suhtes;
- regioonide vahelised (ing. k. *interaera modes*) – hõlmavad generaatorite gruppi, mis võnguvad ülejäänud elektrisüsteemi suhtes, põhjustatud elektrisüsteemi osade vahelistest nõrkadest ühendustest;
- juhtimisseadmete põhjustatud (ing. k. *control modes*) – seotud tootmisüksuste ja juhtimisega, põhjustatud tavaliselt valesti seadistatud ergutitest, kiirusregulaatoritest, HVDC konverteritest ja SVC-dest;

- torsioon (ing. k. *torsional modes*) – seotud turboagregaatide võllide võnkumisega, põhjustatud ergutite-, kiirusregulaatorite- ja HVDC-kontrolleritest ning pikikompenseeritud elektriliinidest.

Dünaamiline nurgastabiilsus on elektrisüsteemi võime jätkata sünkroonset tööd peale talitluse suuri häiringuid. Suured häiringud toovad kaasa suuri generaatorite nurkade muutusi, mis sõltuvad generaatorite nurkkarakteristikust. Dünaamiline nurgastabiilsus sõltub nii elektrisüsteemi lähteolekust kui ka häiringu raskusest. Tavaliselt toovad sellised häiringud kaasa elektrisüsteemi talitluse muutuse, mistõttu normaal- ja avariijärgne talitus on erinevad. [2] Suure häiringu tagajärjel muutuvad generaatorite rootorite nurgad, võimsusvood, sõlme pinged ja talitluse muud parameetrid. Süsteemi stabiilsus säilib, kui rootorite omavahelised nurgad jäävad häiringu järel kindlatesse piiridesse. Generaatorid võivad sünkronismi kaotada juba rootori esimesel võnkel (ing. k. *first-swing instability*) või pärast mõningat võnkumist. Kasvava amplituudiga võnkumised võivad olla tingitud avariijärgse talitluse perioodilisest mittestabiilsusest. Suures süsteemis toob rootorite võnkumine osale generaatoritest kaasa ebasoodsa olukorra peale mõningat võnkumist. [1] Protsesse jälgitakse süsteemis tavaliselt 3-5 sekundit peale häiringut, suurte süsteemide korral ka kuni 10 sekundit. Tänapäeva elektrisüsteemis peamised nurgastabiilsust mõjutavad probleemid on näiteks elektrisüsteemi võnkumised ja dünaamilise stabiilsuse kriitiliste piiride kitsenemine. Uute võnkumiste esile tulek ja/või olemas olevate võnkumiste kehvem summutamine on eelkõige seotud elektrisüsteemi konfiguratsiooni muutusega, kui seal toimuvad suured muutused, milleks suurenev jõuelektroonikaga tootmisüksuste osakaal kahtlemata on. Jõuelektroonika mõju võnkumistele tuleneb eelkõige asjaolust, et sel juhul väheneb sünkroongeneraatorite ja sellest tulenevalt ka elektrisüsteemi stabilisaatorite osakaal elektrisüsteemis. Halvasti summutatud võnkumised võivad kaasa tuua elektrisüsteemis nurga mittestabiilsust, kuna sünkroongeneraatorite nurkade erinevuste tõttu kandub osa elektrisüsteemi koormust kiiremini pöörlevale generaatorile. Sünkroongeneraatori stabiilne või mittestabiilne töörežiim sõltub selle nurkkarakteristikust. Nurgastabiilsust on pikemalt käsitletud eespool. [5] Nurgastabiilsuse probleemina saab välja tuua ka dünaamilise stabiilsuse kriitiliste piiride vähenemise, mis on eelkõige seotud kriitilise lühise aja vähenemisega. Kriitiline lühise aeg on defineeritud kui pikim lühise aeg, millal ei toimu sünkroongeneraatori sünkronismist välja minemist [6].

1.2 Pingestabiilsus

Pingestabiilsus tähendab süsteemi võimet tagada etteantud piirides pinge olemasolu kõigis süsteemi sõlmedes nii normaaltalitusel kui ka peale häiringuid. Tekkiv mittestabiilsus tekib mõne sõlme pinge järkjärgulise langemise või tõusmise tõttu. Mittestabiilsuse tulemuseks on mõjutatud piirkonna koormuskaotus või elektrisüsteemi terviklikkuse kaotus. Sõlme pingete järkjärguline vähenemine võib seotud olla ka generaatori rootori nurkade sünkronismist välja minemisega. [3] Sarnaselt nurgastabiilsusega jagatakse pingestabiilsus staatiliseks ja dünaamiliseks. Lisaks eristatakse lühiajalist ja pikaajalist pingestabiilsust.

Peamiseks pinge mittestabiilsuse põhjuseks on tavaliselt suuremad reaktiivvõimsuskad ja elektriline läbivad suured aktiiv- ja reaktiivvõimsusvood, mis toovad endaga kaasa pingelangu. Energia ülekanne ja pingetugi (ing. k. *voltage support*) on limiteeritud veel ka generaatorite ergutuse poolt. Pinge mittestabiilsuse peamiseks põhjuseks on tavaliselt tarbijakoormused. Häiringu korral, mille tagajärjeks on võrgu ülene pinge vähenemine, taastatakse koormuste poolt tarbitav energia jaotusvõrgu pingeregulaatorite ja trafode astmelülitite poolt. Taastatud koormused suurendavad koormust kõrgepinge võrgule, mis omakorda suurendab pingelangu veelgi. Koormuse püüetarbida rohkem, kui elektrisüsteemi generaatorid ja ülekandeseadmed seda võimaldavad, tekitabki pinge mittestabiilsust. [3]

Pinge mittestabiilsuse tunnuseks peamiselt sõlme pingete vähenemine, siis mittestabiilsust võib täheldada ka ülepinge korral. Selline olukord võib tekkida, kui ülikõrgepinge ülekandeliinid on koormatud märkimisväärselt alla elektriliini lainetakistuse koormust ja alaergutuspiirikud takistavad generaatoritel või sünkroonkompensaatoritel tarbida üle olevat reaktiivenergiat. Sellise olukorra puhul võivad trafode astmelülitid pinge juhtimisega põhjustada mittestabiilsust. Pingestabiilsuse probleeme on täheldatud ka HVDC-ühenduste juures, peamiselt ühenduste korral, mis on ühendatud nõrga vahelduvvoolu süsteemiga. Õigesti seadistatud HVDC-ühenduste kontrolleritel on mõju sellistele probleemide vähendamisel. [2]

Pinge staatiline stabiilsus on süsteemi võime säilitada pinge peale väikeseid häiringuid, nagu näiteks järkjärgulised koormuse muutused. Staatiline stabiilsus on määratud koormuskarakteristikute, pidevjuhtimise (ing. k. *continuous control*) ja diskreetse juhtimine (ing. k. *discrete control*) kaudu. Põhilised staatilist stabiilsust häirivad protsessid on püsiseisundi laadset, mille tõttu on võimalik kasutada püsitalitluse analüüsi määramaks stabiilsuse kriitilisi piire, tuvastamaks stabiilsust mõjutavaid tegureid, uurimaks erinevaid süsteemi talitlusi ja rikketalitluse stsenaariumeid. [2] Staatilise pingestabiilsuse näitajaks on

UQ-tundlikkus, mis tähendab pinget muutust sõlmes sinna siseneva reaktiivvõimsuse kasvamisel. Sõlme UQ-tundlikkus on positiivne, kui sõlme siseneva reaktiivvõimsuse kasvamisel kasvab ka sõlmepinge, sõlmepinge vähenemisel on see negatiivne. Pinge süsteemis on stabiilne, kui kõigis süsteemi sõlmedes on UQ-tundlikkus positiivne, ning ebastabiilne, kui vähemalt ühes sõlmes on see negatiivne. [1]

Pinge dünaamiline stabiilsus on süsteemi võime säilitada pinget peale suurt häiringut, milleks võib olla näiteks tootmisüksuste rikked või liiniahelate talitlushäiringud. Dünaamiline stabiilsus sõltub süsteemi koormusomadustest ja kontrollite ning kaitseseadmete koordineerimisest. Pinge dünaamilise stabiilsuse määramine eeldab elektrisüsteemi mittelineaarse dünaamika uurimist piisava aja jooksul (huvi pakkuv ajavahemik võib olla mõnest sekundist kuni mõnekümne minutini), et tabada koormuse all olevate trafode astmelülite ja generaatorite ergutusvoolu piirikute mõju. [2]

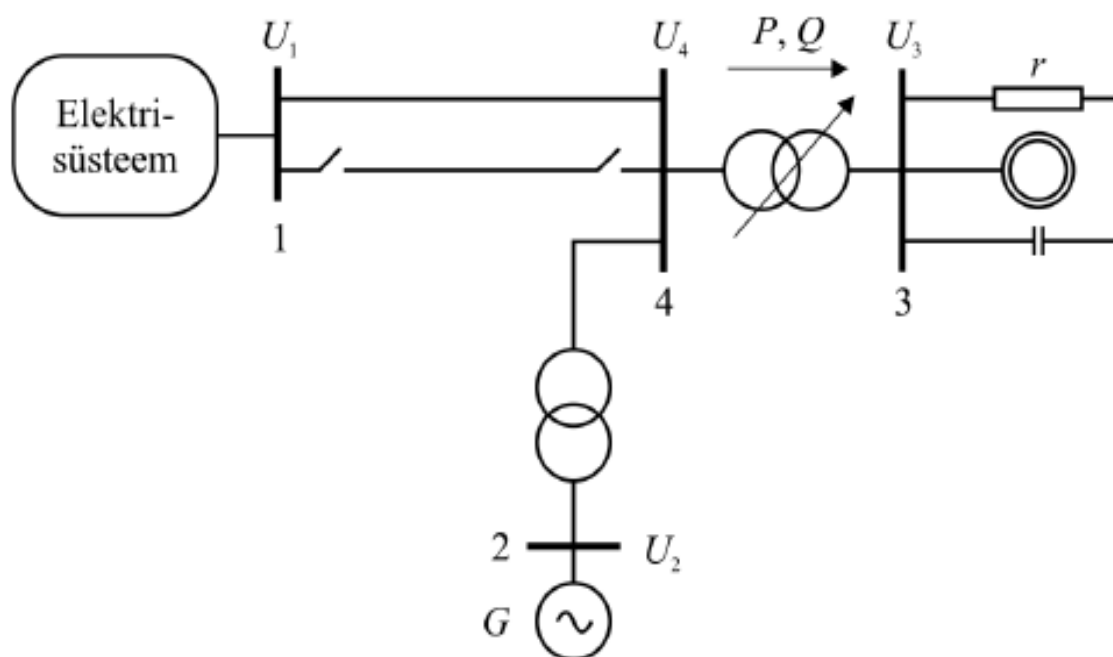
Lühiajaline pingestabiilsus on seotud elektrisüsteemi dünaamiliste protsesside (lühised, liinide lülitused jm) ja kiiresti toimivate seadmete nagu asünkroonmootorite, elektroonika põhiste koormuste ja HVDC-kontrolleritega. Võimalikuks stsenaariumiks on olukord, kui süsteemi tipukoormuse ajal toimub koormuskeskuse, milles suure osa moodustavad näiteks asünkroonmootorid, lähedal rike. Häiringu poolt põhjustatud pinget langemise tõttu võib asünkroonkoormuse toite suurim võimsus langeda alla töövõimsuse, mis toob kaasa mootorite seiskumise ning lühise väljalülitamise järel ei pruugi mootorid käivituda. Nõrga süsteemi korral võib sellele järgneda pingekollaps. Huvipakkuvaks ajaperioodiks on paar sekundit pärast häiringut. Lühiajalise pingestabiilsuse analüüsiks on vajalikud ajadomeenis koormuse dünaamika ja pingeregulaatorite simulatsioonid. [3]

Pikaajaline pingestabiilsus on seotud aeglasemini reageerivate seadmetega, nagu näiteks astmelülitega trafod, termostaadiga juhitud koormused ja generaatorite ergutusvoolu piirikud. Tüüpiline stsenaarium on ülikõrgepinge liini välja lülitumine elektrisüsteemi tipukoormuse ajal, kui ülejäänud elektriliinid on maksimumi lähedalt koormatud ning puudub piisav reaktiivvõimsuse reserv. Sel juhul toimub peale häiringut antud liiniga seotud sõlmedes märkimisväärne pingelang, mis kandub üle jaotusvõrku. Jaotusvõrgu pinget taastamine astmelülite ja fiidrite pingeregulaatoritega taastab küll koormuste poolt tarbitava energia, aga toob endaga kaasa ülikõrgepinge liinide suurema koormatuse ja suurema reaktiivvõimsuse vajaduse süsteemis. Kui süsteemi reaktiivvõimsus on minimaalne, siis lähedal olevate generaatorite ergutus- või ankruvoolud on jõudnud piirväärtuseni, mis vähendab generaatoreid,

mis oleks võimalised pinget reguleerima. Selle tõttu on elektrisüsteem aldis muutuma mittestabiilseks. [2]

Pikaajalise pingestabiilsuse analüüsi huvipakkuva perioodi pikkuseks on paar kuni mõnikümmend minutit peale häiringut, mis tõttu on süsteemi dünaamika uurimiseks vajalikud pikad simulatsioonid. Pingestabiilsus on tavaliselt siiski kindlaks määratud katkestatud seadmetest, mitte häiringu tõsidusest. Mitmel juhul on võimalik rakendada staatilisi analüüsi meetodeid hindamaks stabiilsuse kriitilisi piire, tuvastamaks stabiilsust mõjutavaid tegureid ja uurimaks mitmeid erinevaid stsenaariume. [2]

Pinge pikaajalise stabiilsuse ilminguid võib jälgida lihtsa elektrisüsteemi alusel, mille skeem on toodud joonisel 1.3. Koormust sõlmes 3 toidetakse asuvast piisavalt võimsast võrgust, mis tagab konstantse pinge lattidel 1. Täiendavalt toidetakse koormust lokaalsest elektrijaamast, mis on varustatud pingeregulaatoriga hoidmaks pinget konstantsena lattidel 2. Pinget hoitakse ergutuse reguleerimisega.



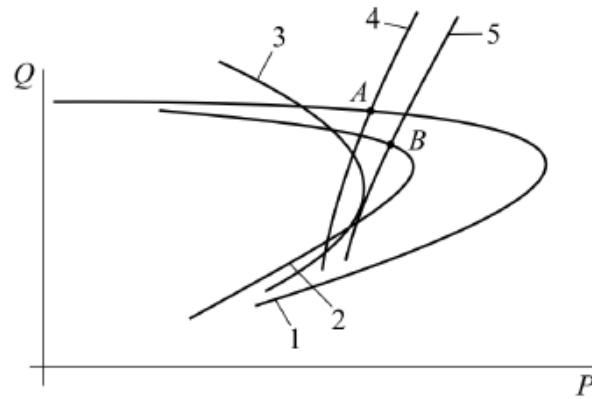
Joonis 1.3. Lihtsa elektrisüsteemi skeem [1]

Pinge suuremate languste korral võib rootori vool ületada nimivoolu. Selline ülekoormus on lubatud teatud aja jooksul vastavalt rootori kuumenemisele. Ergutusvoolu piiraja vähendab vajaduse korral ergutusvoolu vältimaks rootori ülekuumenemist. Üle kuumeneda võivad ka staatori mähised, kui generaatori suhteliselt suurele aktiivvõimsusele lisandub märgatav reaktiivvõimsus. Ka sel juhul vähendatakse generaatori ergutust. Koormuse toitetrafo on

varustatud astmelülitiga, mis püüab säilitada pinget lattidel 3, muutes trafo ülekandesuhet. Muudatused toimuvad astmeliselt sekundaarpinge U_3 teatud vahemikus Pingehälbe korral muutub koormus vastavalt staatilistele karakteristikutele. Elektriliini ühe ahela väljalülitamisel tekib elektromehaaniline siirdeprotsess, kus generaator G hakkab võnkuma. Kui generaator säilitab stabiilsuse, siis lakkab võnkumine umbes 10 s jooksul ning lattidel 4 stabiliseerub pinge 0,96 s.ü. Pärast 20-sekundilist viivitust reageerib pinge alanemisele toitetrafo astmelüliti, mis muudab trafo ülekandesuhet iga 10 s järel tõstmaks koormuse pinget U_3 vajalikule tasemele. Selliselt tõstetakse pinget aga reaktiivvõimsuse suurendamise (õigemini, taastamise) arvel, mis nüüd ühe allesjäänud liiniahela tõttu tähendab pinge U_4 täiendavat langemist. Kuna vastavalt langeb ka pinge U_2 , siis reageerib sellele generaatori pingeregulaator, tõstes ergutusvoolu suhtelise väärtuseni 3. Nii suure voolu tõttu rootor kuumeneb. Ergutusvoolu piiraja aktiveerub 70 s möödudes ja taastab rootori nimivoolu, mis tähendab, et generaator jääb tööle konstantse elektromotoorjõuga. Kuna nüüd koormuse toitepinge taas langeb, jätkab astmelüliti trafo ülekandesuhte muutmist. Piirasendis koormuse toitepingeks moodustub $U_4 = 0,75$ s.ü., mis on koormuse normaalseks toimimiseks vastuvõetamatu. Veelgi enam, kuna koormuse ja süsteemi karakteristikud ei löiku (joonis 1.4), siis puudub uus tööpunkt, mis tähendab, et süsteem on mittestabiilne. Olukord halveneb veelgi, kui generaator G kaotab pinge alanemise tõttu sünkronismi (nurgastabiilsuse). Sel juhul lülitab kaitse generaatori välja ja nii aktiiv- kui reaktiivvõimsuse genereerimine lakkab hoopiski. Trafoastmed lülitatakse ümber vahepealse pingelanguse ajal. Kui trafoastmete ümberlülitamine puudub, võib koormus kasvada konstantse energiaga tarbijate tõttu. Joonisel tähistab A esialgset tööpunkti ja B tööpunkti pärast häiringut. Kuna pärast voolu piiramist tööpunkt puudub, siis tähendab see, et tegemist on pinge kollapsiga. Olukorra täpsem analüüs diferentsiaalvõrrandite alusel näitab, et veel enne staatilise stabiilsuse kadumist, millele eeltoodud arutelu vastab, kaotab stabiilsuse asünkroonkoormus. Igal juhul ei ole antud olukorras pärast häiringut, mis otseselt mittestabiilsust ei põhjusta, süsteemi normaalne talitus võimalik. [1]

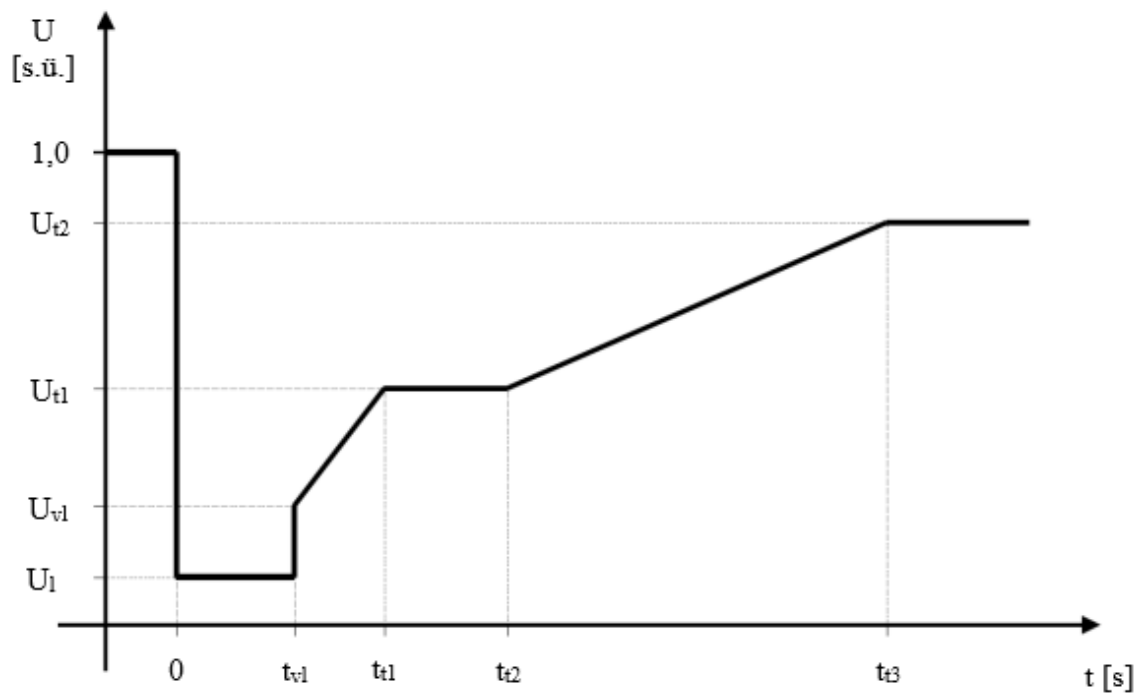
Joonisel 1.4 toodud karakteristikud on:

- 1) süsteemi karakteristik enne häiringut,
- 2) süsteemi karakteristik pärast häiringut (osa seadmeid välja lülitatud)
- 3) süsteemi karakteristik pärast (ergutus)voolu piiramist
- 4) koormuse karakteristik normaalolukorras
- 5) koormuse karakteristik pärast trafoastmete ümberlülitamist (+10%).



Joonis 1.4. Karakteristikud $U = U(P)$, kui asünkroonkoormus on 75% [1]

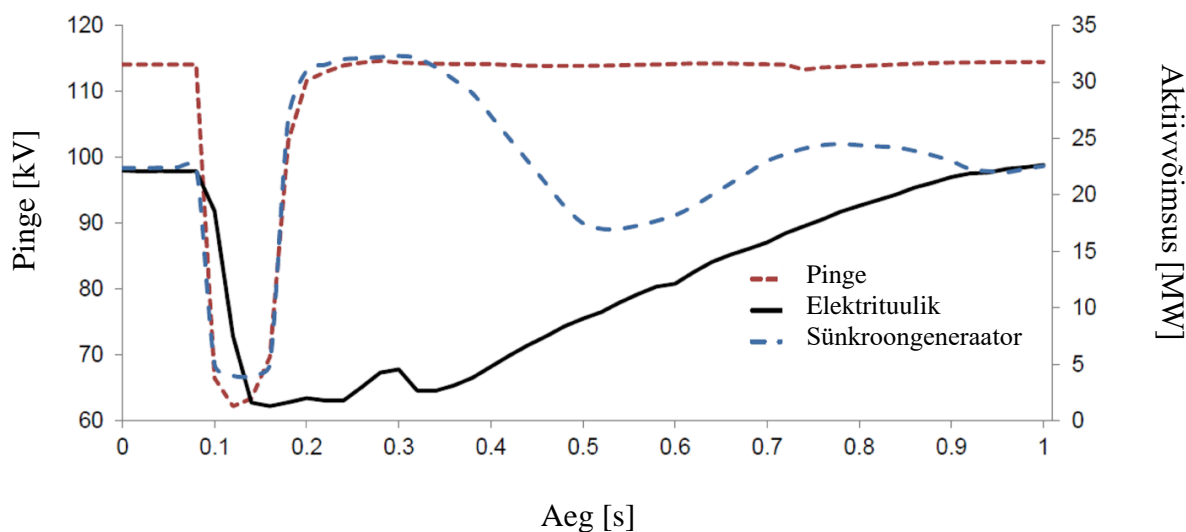
Pingestabiilsuse probleemidena tänapäeva elektrisüsteemis võib näiteks välja tuua lühise läbimise võimekuse, aktiivvõimsuse taastumine häiringu järgselt ning koormuse koosseisu muutuse. Lühise läbimise võimekus on defineeritud, kui pingelohu läbimise kõver lühise ja sellele järgnenud aja suhtes. Joonis 1.5 kujutab mainitud kõverat. Graafikul on 1,0 s.ü. lühise eelne pinge, U_1 on pinge lühise ajal ja U_{v1} on pinge lühise likvideerimisel. Lühis toimub ajal $t = 0$ s ja likvideeritakse ajal t_{v1} . Punktid t_{t1} , t_{t2} ja t_{t3} ja neile vastavad pinged on teatud pinge taastumise alampiirid peale lühist. Pingelohu läbimise kõver sõltub tootmisüksusest ja sünkroon alast. Jõuelektronikaga ühendatud tootjad peavad jääma elektrivõrku ühendatuks kõikide võrgu seisundite korral, mis jäävad antud kõverast üles poole. [5]



Joonis 1.5. Tootmiseadmele kehtestatud pingelohu läbimise kõver [5]

Probleemiks on olukorrad, kus pinge langeb lühise ajal allapoole pingekarakteristikut. Sellisel juhul toimub tootmiseseadme elektrivõrgust eraldamine alapingekaitse poolt. Pinge gradiendi suurus lühise olukorras ja seega ka alapinge poolt mõjutatud seadmete võimalik hulk on negatiivselt sõltuvuses lühise koha lühisvõimsusest. Seega on oluline teada, kuidas jõuelektroonika lisandumine elektrivõrku mõjutab lühisvõimsust. Kuigi üks-ühele sünkroongeneraatori välja vahetamine sama võimsusega jõuelektroonikaga ühendatud generaatoriga vähendab sõlmes lühisvõimsust drastiliselt. Sellele vaatamata pole siiski hetkel teada, kuidas lühisvõimsus muutuks süsteemis üldiselt, kui lisanduks suurem hulk jõuelektroonikat elektrivõrku, kuna lühisvõimsus sõltub lisaks jõuelektroonika tehnoloogiale ka selle osakaalust, lühise eelsest talitlusest, asukohast, kaitsesätetest ja juhtimisest. [5]

Probleemiks on ka vahetult peale lühist aktiivvõimsuse genereerimise taastumine. Sünkroongeneraatorite aktiivvõimsuse taastumine on tihedalt seotud pinge taastumisega, mille tõttu on see üsna kiire. Tuulegeneraatorite aktiivvõimsuse taastumine on aga aeglasem, et kaitsta generaatoreid mehaaniliste kahjustuste eest. [5] Joonisel 1.6 on näha, kuidas erinevad sünkroon- ja tuulegeneraatorite aktiivvõimsuse taastumise karakteristikud.



Joonis 1.6. Aktiivvõimsuse taastumise karakteristikud [5]

Teatud jõuelektroonika tootmisüksuste osakaalu korral hakkab sünkroongeneraatorite hulk elektrisüsteemis vähenema. See toob endaga kaasa pingereguleerimise võimekuse vähenemise sünkroongeneraatorite arvelt, kui jõuelektroonikaga ühendatud tootmine seda ei paku. Sõltuvalt koormuse ja genereerimise asukohtadest võib elektrivõrk olla rohkem koormatud. Lisaks on jõuelektroonika tootmisüksused ühendatud elektrivõrku jaotusvõrgu poolel, mis tõttu on pingetugi ülekandevõrgu jaoks tõkestatud. [5] Probleemiks on ka reaktiivvõimsuse ülejääk süsteemis. Jaotusvõrgus reaktiivvõimsuse nõudluse vähenemine toob kaasa olukorra, kus

süsteemi miinimumkoormuse ajal on vajadus ülekandeliinide poolt genereeritud reaktiivvõimsust tarbida generaatorite ja kompenseerimisseadmete abil. Kui selline kompenseerimine on piiratud, siis võib tekkida süsteemis pinge tõus üle lubatud piiride reaktiivvõimsuse ülejäägi tõttu. [5]

Koormuste pingesõltuvust jagatakse staatiliseks ja dünaamiliseks sõltuvalt koormuse käitumisest peale pingehälvet. Koormus on staatiline, kui pingehälve poolt põhjustatud aktiiv- ja/või reaktiivvõimsuse tarbimise muutus on jääv. Koormus on dünaamiline, kui elektrienergia tarbimine muutub veelgi ilma edasise pingehälveta. Dünaamilised koormused, näiteks asünkroonmootorid, taastavad tavaliselt energiatarbimise peaaegu täielikult. Jõuelektroonikaga ühendatud koormused võivad olla nii staatilised kui ka dünaamilised sõltuvalt juhtimise loogikast. Muutused koormuste dünaamikas on oluline aspekt pingestabiilsuse puhul, kuna koormuse käitumine on üks peamisi pingestabiilsust mõjutavaid tegureid. Koormuse dünaamika sõltub mitmetest teguritest, nagu koormuse koosseisust ja asukohast, pingeregulaatorite tüübist ja asukohast, ning selle hindamine on võimalik ainult konkreetse süsteemi põhjaliku uuringuga. Lisaks pingestabiilsusele mõjutab koormuse dünaamika ka sagedusestabiilsust. Tootmisüksuste väljalangemine on reeglina seotud pinge langemisega, seega on dünaamilistel koormustel sageduse stabiliseerimise mõju, kuna dünaamiliste koormuste võimsus väheneb pinge langedes. Sõltuvalt elektrisüsteemist võib koormuse positiivne pinge sõltuvus olla suurem, kui sageduse sõltuvus. [5]

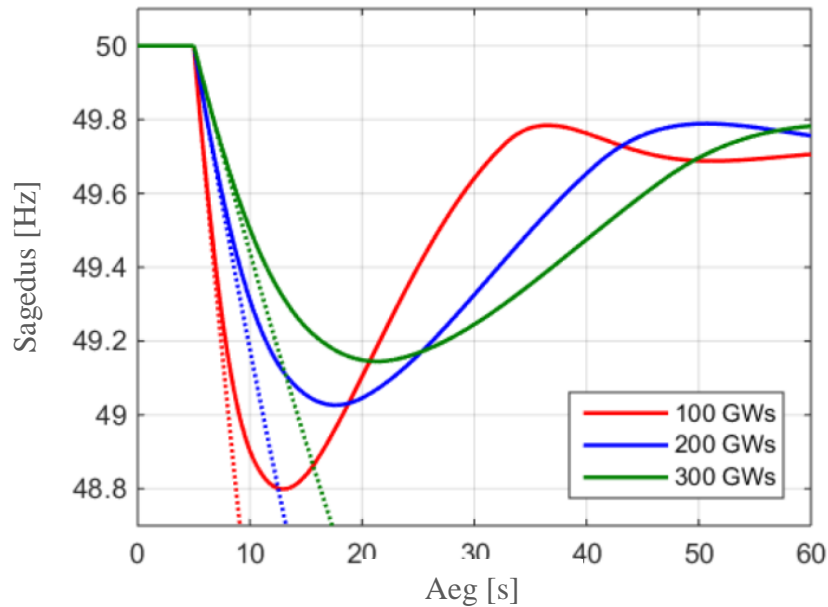
1.3 Sageduse stabiilsus

Sageduse stabiilsus kirjeldab süsteemi võimet hoida süsteemi sagedus ettenähtud vahemikus peale tõsist süsteemi häiringut, mis toob kaasa suure tarbimise ja tootmise eabilansi. Sageduse säilitamine tähendab tarbimise ja tootmise bilansi taastumist ilma, et esineks koormuse mittetahtlikku väljalülitumist. Mittestabiilsus väljendub sageduse suures kõikumises, mis toob endaga kaasa nii generaatorite kui ka koormuse väljalülitamisi. Elektrisüsteemi võime tagada sageduse stabiilsus peale häiringuid sõltub süsteemi lähtetalitlusest, komponentide omadustest, reguleerimissüsteemist ja häiringu iseloomust. Tõsised süsteemiavariid toovad reeglina kaasa suured sageduse, võimsusvoogude, pinge ja muude süsteemi parameetrite kõikumised, millele reageerivad süsteemi kaitse- ja reguleerimisseadmed. Vastavad protsessid võivad toimuda küllaltki aeglaselt, nagu näiteks aurukatelde dünaamika, või ekstreemsetes olukordades ka kiiresti, näiteks turbiinide kaitse, mis lülitab agregaadid välja. Ühendsüsteemides võib see tähendada saartalitluse teket ning stabiilsuse säilitamine on sel

juhul seotud alamsüsteemide võimega saavutada tasakaal ilma koormuse olulise väljalülitamisteta. Reeglina on sageduse mittestabiilsus tulenev seadmete mitteadekvaatsest toimimisest, reguleerimis- ja kaitseseadmete koordineerimatusest ja genereeriva reservi piisamatusest. [4]

Sageduse stabiilsuse puhul on võimalik eristada lühi- ja pikaajalist vormi. Näiteks toimub koormuse avariiline vähendamine ja generaatorite väljalülitamine hetkega, kui sagedus langeb piisavalt madalale. Seevastu sageduse primaarreguleerimine ja pinge reguleerimine võtab aega mõni minut. Saartalitluse korral võib toimuda mõnes alamsüsteemis, kus koormuse avariiline vähendamine on ebapiisav, süsteemi täielik kustumine vaid mõne sekundi jooksul. Seevastu auruturbiinide ja generaatorite reguleerimis- ja kaitseseadmed toimivad kümnetest sekunditest kuni mõne minutini ulatuvas ajavahemikus. [1] Sageduse muutuste korral lisatakse või vähendatakse generaatorite võimsust ja vajaduse korral lülitatakse koormusi välja. Vajalik on kuumreserv, mida nimetatakse ka sageduspõhiseks reserviks. Selline reserv tähendab, et muist süsteemi generaatoritest on normaaltalitluses alakoormatud. Sageduse reguleerimiseks võib rakendada ka alalisvooluülekandeid, mis ühendavad erinevaid sünkroonalasid. Alalisvooluülekannete võimsust saab muuta piisavalt kiiresti. [2]

Sageduse stabiilsust mõjutavateks probleemideks on tänapäeval eelkõige inertsiga vähenemine aga ka sageduse säilitamine peale häiringuid. Elektrisüsteemi inertsiga vähenemine on eelkõige seotud jõuelektronikaga elektrivõrku ühendatud tootmisüksuste osakaalu suurenemisega. Tänapäeva elektrisüsteemides on inerts seotud sünkroongeneraatorite ja nendega samale võllile ühendatud turbiinidega ning vähesel määral ka sünkroonmootoritega. Tavapärased elektrijaamad asendatakse järkjärgult jõuelektronikaga elektrivõrgu ühendatud taastuvate energiaallikatega (näiteks tuul või päike). Jõuelektronika lahutab elektrilise ja mehaanilise (päikesepaneelide puhul fotoelektrilise) tootmisüksuse osa (puudub täiendav juhtimissüsteem), mis toob kaasa ebapiisava inertsireageeringu, kui süsteemi sageduses toimuvad muutused. Lisaks sellele asenduvad ka otse võrku ühendatud mootorid jõuelektronikaga juhitavate mootoritega. Need kaks aspekti toovad kaasa elektrisüsteemi inertsiga märkimisväärse vähenemise. Kuigi elektrisüsteemi inerts väheneb, siis võimsuste ebabilansi tõenäosus jääb samaks või isegi kasvab. Mõlemad tegurid mõjutavad sageduse muutumise kiirust (ROCOF e. ingl.k. *rate of change of frequency*) ja sageduse ülem- ja alampiiri. Joonis 1.7 illustreerib sageduse siirdeprotsessi sama sündmuse korral erinevate inertsiga väärtuste juures. Inertsiga väljendatakse, kui energiat, mis on salvestatud pöörlevasse massi ja mille ühikuks on GWs. [5]



Joonis 1.7. Inertsia mõju sagedusele peale tootmisüksuste väljakukkumist koos kuumreserviga (joon) ja ilma (punktir) [5]

Sündmused, mis jäävad oma suuruselt alla referentsündmusele (näiteks võib referentsündmuseks olla suurima generaatori väljalülitumine), tuleb likvideerida ilma, et ei toimiks tahtlikku koormuse väljalülitamist ning alaseduskaitsese rakendumist. Koormuse avariiline vähendamine on hädaolukordades kasutatav meede, mida tuleks tavaolukordades vältida. Sageduse alampiir on peamine parameeter, mis määrab koormuse avariilise vähendamise, mistõttu peaks olema seega suurem, kui lubatud vähim süsteemisagedus. Suurte süsteemiavariide puhul, mille tulemusel tekib mitu saartalitluses alamsüsteemi, pole enam põhjendatud koormuse mitte vähendamine vaid eesmärgiks on pigem hoiduda süsteemi täielikust kustumisest. [5]

Sageduse säilitamise juures on probleemiks jõuelektroonikaga võrku ühendatud tootmisüksuste ja koormuse vale või puudulik reageerimine. Tõhus sageduse säilitamise kava näeb ette, et soovitatavalt ei toimiks tootmisüksuste ja koormuse mittetahtlikku väljalülitumist nii kaua, kui sagedus jääb lubatud piiridesse, kuna vastasel juhul võib koormuse või genereerimise väljalülitumine võimsuste eabilanssi veelgi suurendada. Mõnel osal koormusel on positiivne sageduse ja tarbimise suhe, näiteks elektripumbad. Sellest tulenevalt sageduse sõltuvust koormusest võib nimetada isereguleerivaks toimeks. Jõuelektroonikaga elektrivõrku ühendatud tootmisüksuste ja koormuste kasvades, võib isereguleerimise toime elektrisüsteemis väheneda, kuna jõuelektroonikaga võrku ühendatud elektriajamid pole reeglina sagedustundlikud. [5]

1.4 Järeldused

Elektrisüsteemi stabiilsuse tagamine on elektrisüsteemi toimise osas väga tähtis. Eriti tuleb see välja dünaamilise stabiilsuse puhul väikestes või nõrgalt ühendsüsteemiga ühendatud elektrisüsteemi osade puhul. Hetkel on Eesti elektrisüsteem osa suurest Venemaa elektrisüsteemist ning elektrisüsteemi stabiilsusega väga probleeme ei ole. Eesti ja ka teiste Baltimaade desünkroniseerimisel sellest suurest süsteemist toob tähelepanu alla Baltimaade elektrisüsteemi dünaamilise stabiilsuse. Baltimaade puhul on oluline, et desünkroniseerimise korral on neil võimekus elektrisüsteemi stabiilsust jälgida. Elektrisüsteemi talitluse jälgimiseks reaalajas on kasulik rakendada sünkroonitud faasimõõtmisi, mis teevad võimalikuks elektrisüsteemi erinevatest sõlmedest pärit informatsiooni võrdlemise. Dünaamiliste elektrisüsteemi sündmuste mõõtmine peab olema võimalikult täpne, mis tõttu on oluline teada faasimõõteseadmete käitumist nii elektrisüsteemi püsitalitlusel kui ka siirdeprotsesside ajal. Faasimõõteseadmete testimine elektrisüsteemi mudeliga võimaldab uurida, milline on nende mõõtetäpsus elektrisüsteemi siirdeprotsesside ajal. Selliste mudelite koostamiseks on oluline teada, millised sündmused valmistavad elektrisüsteemis probleeme.

Eelnevates alapeatükkides 1.1 - 1.3 on kirjeldatud elektrisüsteemi stabiilsust ja stabiilsust mõjutvaid probleeme. Selle alusel saab välja järgmised probleemid:

- Nurgastabiilsus
 - võnkumised
 - dünaamilise stabiilsuse kriitiliste piiride kitsenemine
- Pingestabiilsus
 - lühise läbimise võimekus
 - aktiivvõimsuse taastumine häiringu järgselt
 - koormuse koosseisu muutus
- Sageduse stabiilsus
 - inertsi vähenemine
 - sageduse säilitamine peale häiringuid

Käesolevas lõputöös on uuritavate häiringute valikul lähtunud nii elektrisüsteemis esinevatest stabiilsust mõjutavatest probleemidest kui ka Eesti elektrisüsteemis esinevatest potentsiaalsetest probleemidest. Häiringuteks on valitud ühefaasiline maalühis, kolmefaasiline lühis ja koormuse välja lülitumine. Lühised on elektrisüsteemis üsna tavalised ning kolmefaasilise lühisel ajal tekkivad lühisvoolud on kõige suuremad. Kolmefaasiline lühis

võimaldab vaadata nurgastabiilsust, lisaks mitme generaatoriga mudeli puhul tekib generaatorite omavaheliste võnkumiste võimalus. Ühefaasilise lühise puhul tekivad elektrisüsteemis sümmeetrilised komponendid. Koormuse välja lülitumine on võetud uurimaks elektrisüsteemi reaktsiooni suure genereerimise ja tarbimise eabilanssi korral. Koormuse välja lülitumisega on võimalik vaadelda sageduse stabiilsust. Pingestabiilsust võib täheldada kõikide valitud stsenaariumite puhul. Valitud sündmused mõjutavad kõik pinge ja voolutugevuse efektiivväärtust ja nurka, sagedust ja sageduse muutumise kiirust.

2 Faasimõõteseadmete testimine

Faasimõõteseade ehk PMU (ing. k. *Phasor Measurement Unit*) mõõdab kõrge sagedusega voolu- ja pingefaasoreid, sagedust ja sageduse muutumise kiirust. Üksik PMU on sünkroniseeritud GPS (ing. k. *Global Positioning System*) signaali abil, mis võimaldab teostada elektrisüsteemi erinevates osades sünkroniseeritud faasimõõtmisi. Faasimõõteseadmed leiavad elektrisüsteemis kasutust eelkõige elektriülekandekoridoride talitluse seireks ja laimõõtmiste tegemiseks. Elektriülekandekoridoride töö jälgimine on aktuaalne suurtes ühendsüsteemides ning elektrienergia transportimisel kaugetest elektrijaamadest tarbijateni. [7] Laiseire süsteemides kasutatakse PMU-sid reaajaliste mõõtmiste teostamiseks ning seeläbi elektrisüsteemi talitluse jälgimiseks.

Faasimõõtmiste käigus mõõdetakse kõrge sagedusega (1 – 10 kHz) kolmefaasilise süsteemi pingeid ja voole, millest estimeeritakse põhisagedusele vastavad faasorid. Lisaks mõõdetakse ka sagedust ja sageduse muutumise kiirust. Olenevalt konkreetsest PMU-st võib mõõta ka harmoonikuid, värelust ja teisi suursi. Mõõtmistulemused varustatakse ajamärgendiga ning väljastatakse rist- või polaarkoordinaadistikus. Ajamärgendiga mõõtmistulemused edastatakse andmesidekanalite kaudu andmete kontsentraatorisse ehk PDC (ing. k. *Phasor Data Concentrator*), kus toimub andmete kogumine ja korrastamine, et neid kasutada hilisemaks analüüsiks. [7] Tänu sünkroniseeritud (ajamärgendiga) mõõtmistele ja kõrgele mõõtesagedusele on võimalik elektrisüsteemi talitlust jälgida reaajas, võrrelda elektrisüsteemi erinevatest sõlmedest pärit informatsiooni ja teha seda suure täpsusega. Erinevad võimalikud laiseire rakendused elektrisüsteemis teiste hulgas on näiteks:

- Häirete salvestamine;
- Sündmuste salvestamine;
- Süsteemi stabiilsuse jälgimine;
- Pingestabiilsuse jälgimine;
- Liinide talitluse seire;
- Madalsageduslike võnkumiste ja nende sumbumise seire;
- Saartalitluse avastamine.

Laimõõtmised muutuvad oluliseks väikestes elektrisüsteemis, kus on vajalik hinnata elektrisüsteemi dünaamilist olukorda (elektrisüsteemi stabiilsuse hindamine) ja teostada erinevate sündmuste mõõtmisi. Eesti puhul muutuvad laiseire erinevad rakendused aktuaalsesks, kui toimub desünkroniseerimine Venemaa elektrivõrgust. Elektrisüsteemi stabiilsust ja

probleeme, mis esinevad tänapäeva elektrisüsteemis on pikemalt kirjeldatud lõputöö esimeses peatükis. Võimalikuks laiseire rakenduseks on ka elektriliinide talitluse seire [8], millega on võimalik hinnata näiteks riikide vaheliste ülekandeliinide koormatust ja aktiivkardusid [9]. Laimõõtmiste edasiarendamisel on võimalik luua lajuhtimis- ja -kaitsesüsteeme [10], millega oleks näiteks võimalik juhtida elektrisüsteemi stabilisaatoreid, FACTS-seadmeid ja teostada vajalikke lülitusi, millega reguleeritakse elektrisüsteemi püsitalitlust ja hoitakse ära avariiohtlike olukordi. Lisaks on uuritud PMU-de sobivust hindamaks elektrikvaliteeti [11]. Laikaitse- ja juhtimissüsteemid on võrreldes laiseirega üsna algelised ning olemasolevad rakendused on kas teoreetilised või kasutusel on vaid üksikud. Faasimõõteseadmete kasutamist FACTS-seadmete juhtimiseks on uuritud artiklis [12]. Elektrisüsteemi võnkumiste summutamist on käsitletud artiklites [13] ja [14].

2.1 Faasimõõteseadme tööpõhimõte

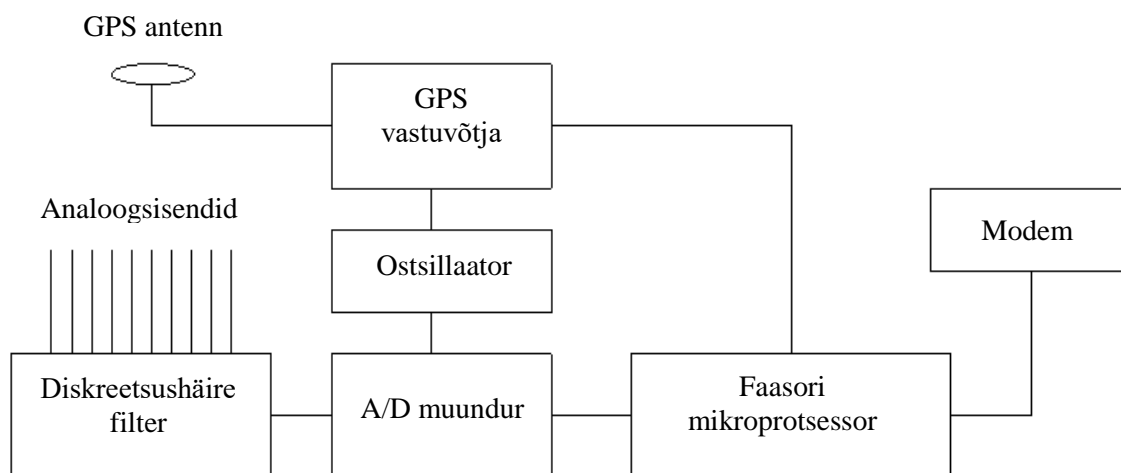
Tänapäeval on turul saadaval lai valik erinevaid PMU-sid erinevatelt tootjatelt. Kõikidel faasimõõteseadmetel on kindlad komponendid ja moodulid, mida on vaja faasimõõtmiste läbiviimiseks. Need komponendid on järgmised [7]:

- Analoogsisendid – mõõtesignaaliid voolu- ja pingetrafoodelt;
- Diskreetsushäire filter – ennetab ja vähendab diskreetimishäireid;
- A/D muundur – muundab analoogsignaali digitaalsignaaliks;
- Ostsillaator – hoiab A/D muunduri diskreetimissagedust täpsena;
- GPS antenn – võtab vastu satelliitide ajasignaali;
- GPS vastuvõtja – hoiab ostsillaatori võnkesagedust ja mikroprotsessori aega täpsena;
- Faasori mikroprotsessor – estimateerib voolud ja pinged, registreerib sageduse ja sageduse muutumiskiiruse, varustab mõõtmised ajamärgenditega;
- Modem – saadab mõõteandmed andmesidekanalite kaudu PDC-sse.

Nimetatud komponente on kujutatud ka joonisel 2.1. Neile lisaks võivad osal PMU-del lisamoodulid, mis on mõeldud mõne spetsiifilise funktsiooni täitmiseks, milleks võib olla näiteks releekaitse või elektrikvaliteedi hindamine.

Faasimõõtmiste esimeseks etapiks on voolu- ja pingetrafoode analoogsignaalide edastamine analoogsisenditesse. Edasi läbivad analoogsignaalid diskreetsushäire filtri, mis kujutab endast madalpääsfiltrit, mille lõikesagedus on väiksem kui pool diskreetimissagedust. Diskreetsushäire filter tagab Nyquisti kriteeriumi täitmise ning ennetab diskreetimishäireid.

Mõõtesignaali filtreerimine on keerukas protsess ning usaldusväärsete tulemuste saamiseks tuleb sisendsignaale põhjalikult filtreerida. Filtri liiga väike ribalaius muudab filtri võimetuks muutlike signaalide filtreerimisel ning liiga suur ribalaius põhjustab soovimatute (kõrgema sagedusega) signaalide läbipääsu. Erinevad filtreerimismeetodid mõjutavad faasimõõtmiste tulemusi suurel määral. [7]



Joonis 2.1. PMU komponendid [7]

Sisendsignaali filtreerimisele järgneb analoogsignaali muundamine digitaalseteks andmeteks analoog-digitaalmuunduriga (A/D muundur). See toimub PMU-le omaselt kõrge diskreetimissagedusega ning ühe põhisageduse perioodi kohta võetakse suur hulk valimeid, mis on vajalikud suure täpsuse saavutamiseks. A/D muunduri diskreetimissagedust hoiab täpsena ostsillaator, mille püsiva võnkesageduse järgi toimub A/D muunduris analoogsignaali diskreetimine. Ostsillaatori võnkesagedust hoitakse täpsena GPS vastuvõtja abil, mis hoiab faasimõõteseadmes universaalaega. [7]

Digitaalsed mõõteandmed edastatakse faasori mikroprotsessorisse, kus mõõtmistulemusi töödeldakse Fourier' teisendustega. Peamiselt kasutatakse diskreetset Fourier' teisendust ehk DFT ja kiiret Fourier' teisendust ehk FFT. Pärast mõõteandmete töötlemist erinevate teisendustega estimateeritakse põhisagedusele vastavad voolu- ja pingefaasorid. Lisaks estimateeritakse sagedus ja sageduse muutumiskiirus ning olenevalt PMU-st ka harmoonikuid ja teisi elektrisüsteemi parameetreid. Mõõtmistulemused varustatakse ajamärgenditega ning saadetakse andmesidekanalite kaudu PDC-sse. [7]

2.2 Faasimõõteseadmete testimise meetodika

PMU mõõtmiste võrreldavuse ja kvaliteedi tagamiseks on faasimõõtmistele esitatavad nõuded standardiseeritud. IEEE standardis C37.118.1-2011 [15] on väljatoodud suurused, mida faasimõõteseadmepid peavad mõõtma ja tingimused, millele need mõõdetud suurused peavad vastama. Standard jaotab PMU-d kahte klassi: P-klass ja M-klass. P-klassi puhul on oluline faasimõõtmiste kiirus ja mittefiltreerimine, mistõttu on sellised PMU-d mõeldud kaitserakenduste jaoks. M-klassi puhul on oluline faasimõõtmiste täpsus, mistõttu on sellised PMU-d mõeldud rakenduste jaoks, kus on oluline suur mõõtetäpsus (nt. laimõõtmised). 2014.aastal avaldati eelnevalt mainitud standardile lisa C37.118.1a-2014 [16], mis muutis osa nõuete piirmäärasid, kuna nende täitmine oli olemasolevate PMU algoritmide jaoks raskendatud. Lisaks nõuete, millele PMU-d peavad vastama, on standardiseeritud ka, kuidas peab PMU-sid katsetama. IEEE standardis C37.242-2013 [17] on väljatoodud vajalikud protseduurid ja tingimised, kuidas PMU-sid sünkroniseerida, kalibreerida, katsetada ja paigaldada.

PMU mõõtetäpsust hinnatakse standardi [15] kohaselt kolme parameetri järgi:

- TVE (ing. k. *Total Vector Error*) ehk sünkrofaasori viga
- FE (ing. k. *Frequency Measurement Error*) ehk sageduse viga
- RFE (ing. k. *Rafe of Change of Frequency (ROCOF) Measurement Error*) ehk sageduse muutumise kiiruse viga

Faasor on mõõdetud pingele ja voolu signaali matemaatiline kujutis, milles on toodud signaali efektiivväärtus ja faasinurk. Sünkrofaasor on defineeritud, kui põhisageduslik faasor ehk antud juhul 50 Hz juures olev faasor, mis arvutatakse koosinusfunktsiooni järgi. Matemaatiliselt on sünkrofaasor defineeritud valemiga 2.1 [15].

$$x(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g(t)dt + \varphi)} \quad (2.1)$$

kus $X_m(t)$ – signaali hetkväärtus

$g(t)$ – tegeliku ja nominaal sageduse vahe

φ – faasinurk

Suurus $g(t)$ taandab sünkrofaasori faasinurga nominaalsagedusele [15], mis tähendab, et konstantse faasinihkega signaali faasinurk püsib konstantne, kui signaali tegelik sagedus ei erine nimisagedusest. Kui suurus $g(t)$ on positiivne, siis tegelik sagedus on suurem kui nominaal

ning sünkrofaasori nurk on kasvav. Kui suurus $g(t)$ on negatiivne, siis tegelik sagedus on väiksem kui nominaal ning sünkrofaasori nurk on kahanev.

Sagedus on defineeritud standardi [15] järgi, kui faasinurga esimene tuletis aja järgi, matemaatiline kujutis on defineeritud valemiga 2.2.

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\Psi(t)}{dt} \quad (2.2)$$

kus $d\Psi(t)$ – signaali nurk ajahetkel t

Sageduse muutumise kiirus on standardi [15] kohaselt defineeritud, kui sageduse esimene tuletis aja järgi, mille matemaatiline kujutis on toodud valemiga 2.3.

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} \quad (2.3)$$

kus $df(t)$ – sagedus ajahetkel t

TVE ehk sünkrofaasori viga on suurus, mis arvestab nii amplituudi kui ka faasinurga viga. TVE on mõõdetud vektori ja tegeliku vektori erinevus, mis üldjuhul avaldatakse protsentides. [15] Sünkrofaasori viga hinnatakse valemiga 2.4.

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{(\hat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \cdot 100\% \quad (2.4)$$

kus $\hat{X}_r(n)$ ja $\hat{X}_i(n)$ – PMU mõõdetud sünkrofaasori reaali- ja imaginaarosa ajahetkel n

$X_r(n)$ ja $X_i(n)$ – sünkrofaasori reaali- ja imaginaarosa tegelikud väärtused ajahetkel n

Sünkrofaasori viga näitab, et PMU amplituudi ja ajasünkroonimise viga on kindlas vahemikus. Standardis [15] määratletud püsitalitluse suurim lubatud TVE on 1%, mis vastab faasinurga veale 0,573 kraadi või aja sünkroniseerimise ebatäpsusele 31,7 μ s 50 Hz korral. Tuleks tähele panna, et kui nurga viga on 0,573 kraadi ja TVE on 1%, siis mooduli viga on 0. Dünaamilise olukorra puhul on suurimaks lubatud sünkrofaasori veaks 3% [16].

Sageduse viga on tegeliku ja mõõdetud sageduse vahe absoluutväärtus, mida on võimalik hinnata valemiga 2.5. Suurim lubatud sageduse viga püsitalitlusel on 0,005 Hz [15] ja dünaamilistes olukordades 50 Hz elektrisüsteemis ja edastussagedusel 50 fps on 0,3 Hz [16].

$$FE = |f_{tegelik}| - |f_{mõõdetud}| = |\Delta f_{tegelik}| - |\Delta f_{mõõdetud}| \quad (2.5)$$

Sageduse muutumise kiiruse viga on tegeliku ja mõõdetud sageduse muutumise kiiruse vahe absoluutväärtus, mida on võimalik hinnata valemiga 2.6 [15]. Sageduse muutumise kiiruse vea suurim lubatud väärtus on püsitalitlusel 0,1 Hz/s ja dünaamilistes olukordades 50 Hz elektrisüsteemis ja edastussagedusel 50 fps on 14 Hz/s [16].

$$RFE = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{tegelik} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{mõõdetud} \right| \quad (2.6)$$

Lisaks eespool toodud kolmele suurusele on standardis [15] välja toodud ka parameetrid, mis on seotud faasimõõtmiste kiirusega:

- mõõtmiste reaktsiooniaeg – aeg, mis kulub faasimõõtmistel üleminekuks ühest staatilisest olekust teise juhul, kui sisendsignaalis esineb hüpe;
- mõõtmiste hilistusaeg – ajavahemik sisendsignaalis esinenud hüpest kuni ajahetkeni, mil faasimõõtmised saavutavad poole oma staatilise olukorra väärtusest;
- mõõtmiste latentsus – aeg sisendsignaalis esineva muutuse ja selle esinemise faasimõõtmistes.

Standard [15] jaotab PMU-de katsed kaheks: staatilisteks ja dünaamilisteks. Esimene neist tähendab olukorda, kus sisendsignaalis katse jooksul muutusi ei toimu, mistõttu ei ole neid antud töös käsitletud. Dünaamilise katse korral toimuvad sisendsignaalis muutused. Püsitalitluses mõõdavad PMU-d süsteemi talitusparameetreid üldjuhul piisava täpsusega ning suuri probleeme püsitalitluse mõõtmisel ei esine. Dünaamilistes protsessides on olukord teine. Siirdeprotsesside käigus võivad PMU-d anda väga erinevaid tulemusi ning nende mõõtmistulemused võivad olla suure veaga.

Faasimõõteseadmeid on uuritud mitmete ülikoolide ja teadusasutuste poolt. Uuritud on nii staatilist kui ka dünaamilist PMU suutlikkust. Dünaamiliste katsete puhul on eelkõige lähtutud standardis C37.118.1 [15] välja toodud tingimusest, et vaatluse all on korraga ainult üks parameeter, mistõttu uuritakse ainult ühe parameetri mõju PMU mõõtetulemustele. Faasimõõteseadmete dünaamilist suutlikkust on uuritud artiklites [18]-[21]. Üldiselt on välja kujunenud asjaolu, et dünaamiliste testide puhul on PMU-del raskusi häiringu ajal jääda standardis C37.118.1 välja toodud suurima lubatud mõõtevea piiridesse. Peale häiringut stabiliseerub pingeline ja voolutugevuse TVE alla 1% ning sageduse ja sageduse muutumise kiiruse viga nulli ümber üsna kiiresti.

Reaalajasimulaatorit on PMU-de testimiseks kasutanud järgmistes artiklites ja töodes [22]-[24]. Artiklis [22] ja [23] on kasutatud RSCAD-is olevat tööriista *PMU Utility*, mis on loodud PMU-

de testimiseks, vigade arvutamiseks ja nende võrdlemiseks standardi C37.118.1-2011 ja selle lisaga C37.118.1a-2014 paika pandud väärtustega. Töös [24] on uuritud nelja erineva PMU mõõtevigu elektrisüsteemi siirdeprotsesside modelleerimisega. Kasutatud on generaatorist, süsteemist ja neid ühendavatest kahest liinist koostatud elektrisüsteemi mudelit.

Käesolevas lõputöös on eesmärgiks uurida faasimõõteseadmeid elektrisüsteemi mudeliga, mis võimaldab uurida erinevate sätete mõju mõõtetulemustele reaalse elektrisüsteemi sündmuste modelleerimise läbi. Reaalse elektrisüsteemi mudeli kasutamisel on võimalik võrrelda mudeliga saadud PMU mõõtetulemusi näiteks elektrivõrgus olevate rikkemeerikute andmetega. See võimaldab valideerida kasutatavat mudelit reaalse andmete põhjal. Antud töös kasutatud elektrisüsteemi mudeli koostamist on lähemalt kirjeldatud alapeatükis 2.5.

2.3 Elektrisüsteemi modelleerimine

Esimesed elektrisüsteemi arvutamise üle arutlevad artiklid on pärit eelmise sajandi algusest. Näiteks on artiklis [25] kirjeldatud tehislukku elektriliini ja süsteemi koostamist ja testimist, mida tänapäevases kontekstis võib pidada elektrisüsteemi modelleerimise eelkäijaks. Elektrisüsteemi modelleerimine on tänapäeval tõusnud üsna tähtsale kohale ning on oluline nii majanduslikust kui ka tehnilisest aspektist. Tänapäeva elektrisüsteemides on vajalik leida tasakaal ökonoomsuse ja piisava varustuskindluse vahel. Võimalikeks simulatsioonideks võivad olla näiteks elektrisüsteemi püsi- ja avariitalitus või elektritootmine. Lisaks reaalse elektrisüsteemi modelleerimisele on oluline ka, et sinna paigaldatud seadmeid on enne piisavalt testitud, seda eriti näiteks uut tüüpi releede, FACTS seadmete või faasimõõteseadmete puhul. Selliste testide tegemise teeb võimalikuks reaalajasimulaatori kasutamine, mis võimaldab koostada elektrisüsteemi mudeleid ning endaga ühendada erinevaid eraldiseisvaid seadmeid.

Reaalse elektrisüsteemi mudeli koostamiseks on vajalikud erinevad andmed modelleeritava süsteemi kohta. Vajaminevaid andmeid võib jagada kaheks püsiseisundi ja dünaamilised andmed. Püsiseisundi andmeteks on näiteks [26]:

- elektrivõrgu topoloogia koos elektrivõrgu sõlmede ja nende vaheliste elektriliinidega;
- elektriliinide parameetrid;
- trafode parameetrid;
- ühendusliinide parameetrid ja läbilaskevõimsused;
- elektritootmise asukohad, võimsused ja piirid;
- koormuste ja kompenseerimise asukohad.

Dünaamiliste andmeteks on näiteks [26]:

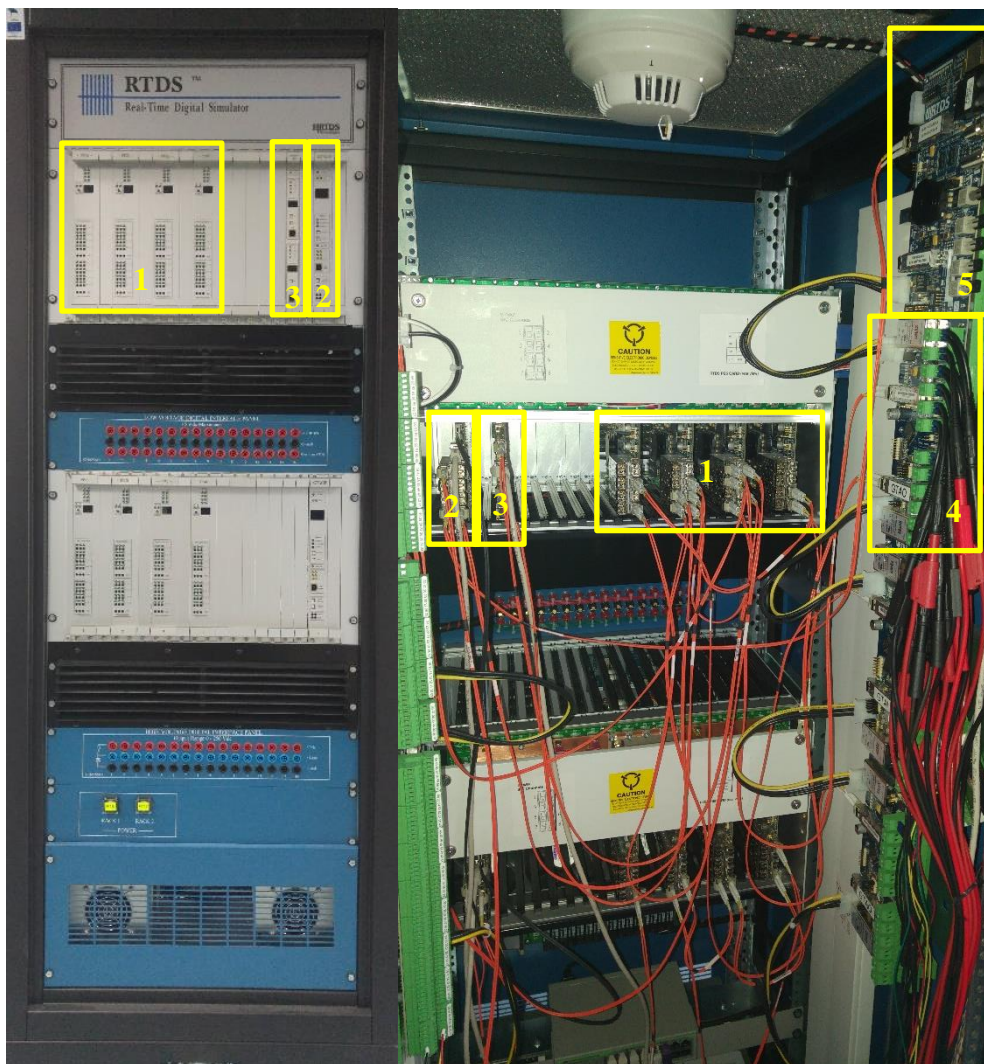
- generaatorite tüüp, arv ja suurused koos olemasolevate mehaaniliste, elektriliste ja juhtimise parameetritega;
- koormuste koosseis igas koormussõlmes;
- kompensaatorite, FACTS seadmete ja koormuse all juhitavate trafode paiknemine ja spetsifikatsioon;
- kaitsereleede paiknemine ja spetsifikatsioon.

Enne elektrisüsteemi mudeli koostamist on vajalik teada, mis on antud modelleerimise eesmärgid ja kuidas neid kõige paremini lahendada. Võimalik on kasutada mõnda elektrisüsteemi võrdlusmudelit, kindlat elektrisüsteemi või selle osa mudelit või ka spetsiaalselt uuritava probleemi jaoks mõne mudeli väljatöötada. Võrdlusmudelit (ing. k. *benchmark model*) võib defineerida, kui standardset mudelit, mille alusel on võimalik erinevaid simulatsioone võrrelda. Seda võib käsitleda ka, kui etalon elektrisüsteemi, milles on näiteks võimalik uurida erinevaid süsteemi protsesse ja elektrisüsteemi elementide käitumist. Võrdlusmudelitena on kirjanduses laialdaselt kasutatud leidnud erinevad IEEE mudelid, artiklis [27] on kirjeldatud IEEE 14, 30 ja 57 sõlmega elektrisüsteemi mudeleid. Erinevad kirjanduse allikad [28]-[33] on kasutanud IEEE 9 sõlmega võrdlusmudeleid elektrisüsteemi protsesside uurimiseks. Lisaks neile on erinevad IEEE töörühmad välja töötanud võimalikud elektrisüsteemi mudelid uurimaks elektrisüsteemi protsesse. Võnkumiste ja nende summutamise võimaluste uurimiseks loodud mudelid on toodud artiklis [34] ja aruandes [35]. Pingestabiilsuse uurimiseks koostatud mudelid on toodud aruandes [36]. Lisaks IEEE-le on omad soovitusel teinud ka CIGRE, mille aruandes [37] on toodud hajaenergeetika lahenduste ja elektrivõrgu ühendamise uurimiseks koostatud mudelid.

2.4 Reaalajasimulaator

Reaalajasimulaator ehk RTDS (ing.k *Real-Time Digital Simulator*) on Kanada ettevõttes RTDS Technologies väljatöötatud riistvara, millega on võimalik elektrisüsteemi reaalajas simuleerida. See seade on oma olemuselt elektromagnetliste protsesside arvutamiseks mõeldud seade, mille arvutusalgorithm põhineb Dommel'i algoritmil ja integreerimisest tuntud trapetsi reeglil. Arvutuse tulemusel arvutatakse igale ajahetkele uus lahend. Olulisemateks uurimisvaldkondadeks on laijuhtimise ja kaitsesüsteemide, hajatootmise, tarkvõrkude, releekaitse uute põhimõtete ja suurte süsteemidega seotud lahendused. Lisaks on võimalik RTDS-i kasutada HIL (*Hardware-in-the-loop*) testimiseks, mis tähendab, et RTDS-iga on

võimalik ühendada erinevaid seadmed, mida enne elektrivõrgu ühendamist uurida. [38] Näiteks on TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudi elektrisüsteemi laboris eelnevalt kasutatud RTDS-i nii PMU-de kui ka erinevate releede testimiseks. Joonisel 2.2 on toodud seadme eest ja tagant vaade. Numbritega on tähistatud faasimõõteseadmete testimiseks vajalikud komponendid.



Joonis 2.2. RTDS (vasakul eest vaade, paremal tagant vaade)

TTÜ elektroenergeetika ja mehhatroonika instituudi elektrisüsteemi laboris oleval RTDS-il on paigaldatud kaks stendi ehk *rack*'i, Mõlemad stendid koosnevad neljast protsessorkaardist (tähistatud numbriga 1) ja GTWIF kaardist (tähistatud numbriga 2). Lisaks on ülemisel stendil GTNETx2 kaart (tähistatud numbriga 3). Protsessorkaardid on ühe stendi lõikes omavahel ühendatud optikafiibritega, stendide vahelised riistvaralised ühendused puuduvad. Ülemise stendi protsessorkaardi number 2 külge on ühendatud GTA0 (tähistatud numbriga 4) ja GTNETx2 I/O-kaardid, millega RTDS-ist edastatakse vastavalt analoogsignaale ja erinevate

andmeside protokollidega andmeid. Lisaks on faasimõõteseadmete testimiseks vajalik kasutada GTSYNC kaarti (tähistatud numbriga 5), mis on ühendatud optikafiibri abil GTWIF kaardiga.

Igal protsessorkaardil on kaks RISC tüüpi mikroprotsessorit. Protsessorkaartide eesmärk on teostada vajalikud arvutused simulatsioonis. Programmis on võimalik määrata, mis on iga protsessorkaardi eesmärk. Võimalikud variandid on kontrollkomponente (loogika- ja juhtimisplokid) või elektrisüsteemi komponente (näiteks trafod, elektriliinid, generaatorid) arvutav protsessor. Üks protsessor on igas simulatsioonis alati määratud süsteemi talitluse ehk *Network Solution*'i arvutamiseks. Simulatsiooni koordineerib GTWIF kaart, mille kaudu edastatakse protsessorkaartidele simulatsiooni läbiviimiseks vajalikud käsud. [39]

Ühe GTA0 I/O-kaardiga on võimalik RTDS-i simulatsioonist edastada kokku kuni 12 analoogväljundit. Ühe mõõtepunkti signaalide edastamiseks on vaja kasutada 6 väljundit (3 pingete ja 3 voolude jaoks). Analoogsignaalide diapason on ± 10 V ja kaardi D/A konverter on 16-bitine ning diskreetimise sagedus on 1 μ s. [39]

RTDS-iga on võimalik simuleerida ka faasimõõteseadme tööd. Selleks on vaja kasutada GTNETx2 kaarti, et edastada digitaalse PMU mõõteandmeid PDC-serverisse. Sünkroniseeritud faasimõõtmiste tegemiseks RTDS-is ja nende edastamiseks C37.118.2-2011 formaadis kasutatakse GTNET PMU protokoll. Seega on vajalik ka täpne GPS-kella ajasignaal, et teostada sünkroniseeritud faasimõõtmisi. Selleks on vaja kasutada GTSYNC kaarti, mis on GPS-kellaga ühendatud läbi koaksiaalkaabli. [39]

RTDS-iga töötamiseks on loodud tarkvara RSCAD, mis oma olemuselt on sarnane PSCAD-iga. RSCAD-is on mitu töökeskkonda, neist põhilisemad on *Draft* ja *Runtime*. *Draft*-is on võimalik kasutajal koostada simulatsiooniks soovitud mudel. Selleks on kasutajal võimalik *Master Library*-ist valida näiteks soovitud elektrisüsteemi, loogika, releekaitse või generaatori juhtimise komponendid ning need *Draft*-i asetada. Elektriline ja -kaableid on võimalik modelleerida vastavalt kasutaja vajadusele. Lisaks on kasutajal ise võimalik soovitud elementide mudeleid koostada RSCAD-is *CBuilder*-i abil. *Runtime*-i kasutatakse koostatud simulatsiooni mudel jooksutamiseks RTDS-il.

Eelnevalt välja toodud aspektide põhjal on RTDS piisavalt võimekas antud töös kasutamiseks, seda nii elektrisüsteemi mudeli loomiseks, selle arvutamiseks ja jooksutamiseks kui ka PMU-de testimiseks. Koostatud elektrisüsteemi mudelit on kirjeldatud järgmises alapeatükis.

2.5 Koostatud elektrisüsteemi mudel

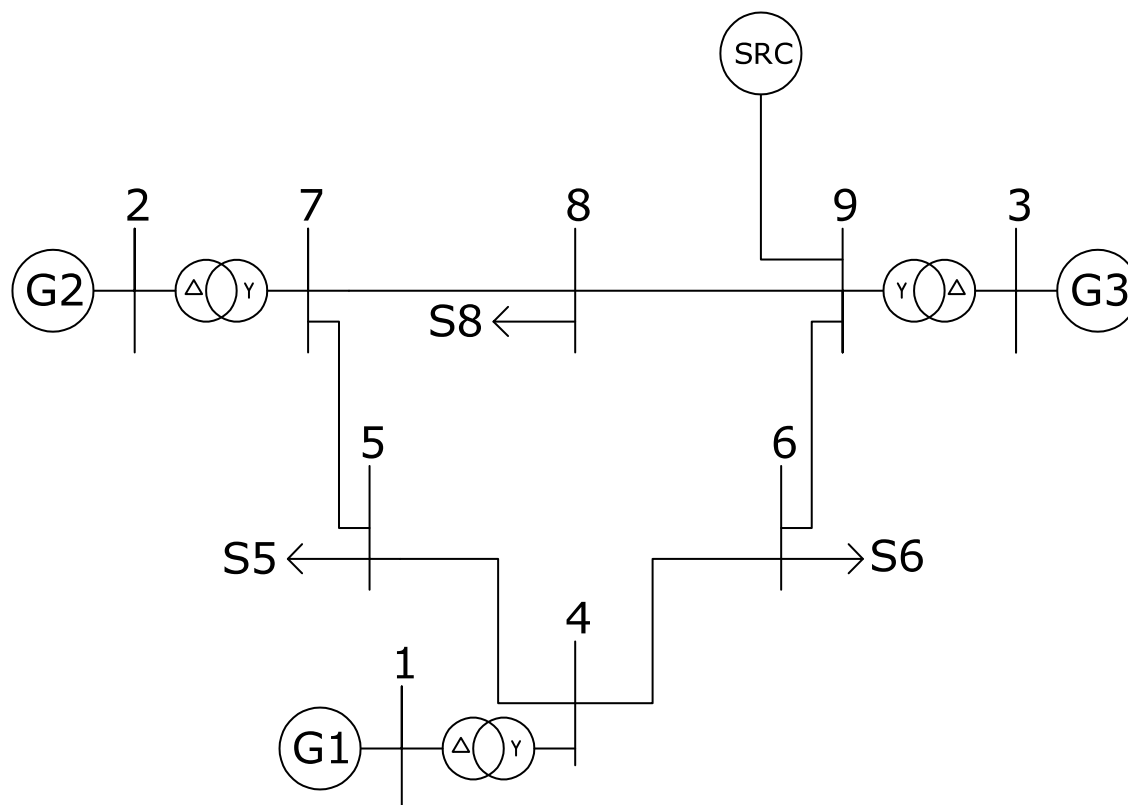
Antud töö eesmärgiks on PMU-de karakteristikute testimine RTDS-ile koostatud elektrisüsteemi mudeliga. PMU-de testimist elektrisüsteemi mudelitega ei ole siiani läbi viidud, põhiliselt on testitud PMU-de käitumist laboritingimustes ühe kindla parameetri uurimise raames. Antud lähenemine ei ole standardiseeritud, sest standardi põhiste katsete jooksul muutub ainult üks parameeter korraga. Selletõttu ei uurita mitme parameetri samaaegset mõju katse tulemustele. Elektrisüsteemi mudeli abil reaalsete sündmuste simuleerimine võimaldab vaadata, kuidas PMU-d käituvad reaalses elektrisüsteemis.

Käesolevas lõputöös on uuritavate häiringute valikul lähtunud nii elektrisüsteemis esinevatest stabiilsust mõjutavatest probleemidest kui ka Eesti elektrisüsteemis esinevatest potentsiaalsetest probleemidest. Häiringuteks on valitud ühefaasiline maalühis, kolmefaasiline lühis ja koormuse välja lülitumine. Lühised on elektrisüsteemis üsna tavalised ning kolmefaasilise lühisel ajal tekkivad lühisvoolud on kõige suuremad. Koormuse välja lülitumine on võetud uurimaks elektrisüsteemi reaktsiooni suure genereerimise ja tarbimise eabilanssi korral. Kolmefaasiline lühis võimaldab vaadata nurgastabiilsust, lisaks mitme generaatoriga mudeli puhul tekib generaatorite omavaheliste võnkumiste võimalus. Ühefaasilise lühise puhul tekivad elektrisüsteemis sümmeetrilised komponendid. Koormuse välja lülitumisega on võimalik vaadelda sageduse stabiilsust. Pingestabiilsust võib täheldada kõikide valitud stsenaariumite puhul. Valitud sündmused mõjutavad kõik pinget ja voolutugevuse efektiivväärtust ja nurka, sagedust ja sageduse muutumise kiirust. Mudel võimaldab ka kahefaasiliste lühiste tagajärgedel ja generaatorite välja lülitamisel tekkivaid siirdeprotsesse uurida. Mudeli edasi arendamisel on võimalik näiteks uurida PMU-de sobivust elektrikvaliteedi hindamisel. See on võimalik näiteks HVDC-ühenduste või konverteritega ühendatud tootmisüksuste lisamisega koostatud mudelisse.

Koostatud elektrisüsteemi mudeli aluseks on võetud IEEE 9 sõlmega võrdlusmudel, mida on erinevate allikate poolt kasutatud elektrisüsteemi stabiilsuse uuringutel. Näiteks on artikli [28] autorid uurinud päikesepaneelide mõju süsteemi dünaamilisele stabiilsusele. Võrdlusmudelit on samuti uuritud artiklis [29], kus kasutati mini FSS simulaatorit uurimaks generaatorisõlmes tekkinud kolmefaasilist lühist. Elektrisüsteemi võnkumisi ja elektrisüsteemi stabilisaatori tööd IEEE 9 sõlmega elektrisüsteemis on uuritud artiklis [30]. Artiklis [31] uuritakse mitme generaatoriga elektrisüsteemi dünaamilise nurgastabiilsuse parendamist. Väljatöötatud lahendust katsetatakse IEEE 9 sõlmega elektrisüsteemi mudelil. Artikli [32] autorid on

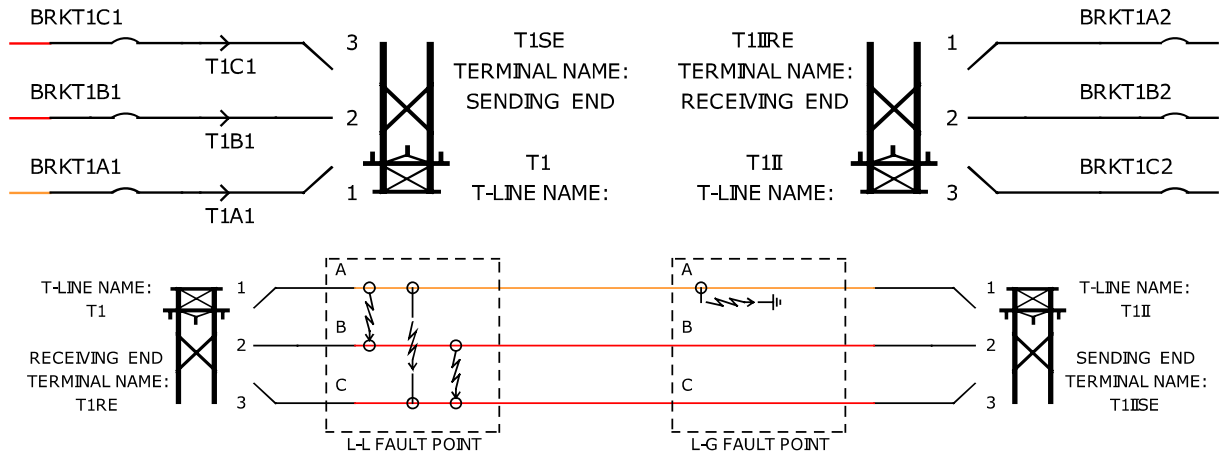
väljatöötanud lahenduse dünaamilise nurgastabiilsuse parendamiseks lähtudes elektrisüsteemi potentsiaalse energia bilanssist. Väljatöötatud lahendust on rakendatud IEEE 9 sõlme mudelile. Kirjandusest lähtuvalt on IEEE 9 sõlme võrdlusmudel piisav antud töös kasutamaks erinevate elektrisüsteemi sündmuste modelleerimiseks.

IEEE 9 sõlme võrdlusmudelil [33] on 9 sõlme, 6 elektriliini, 3 generaatorit ja 3 koormust. Generaatorisõlmed on 1, 2 ja 3 ning nad on ühendatud trafodega vastavalt sõlmedesse 4, 7 ja 9. Koormussõlmed on 5, 6 ja 8. Katses kasutatud mudelit on mõnevõrra muudetud. Sõlme 9 on ühendatud läbi elektriliini 7 süsteem, mille takistust on modelleeritud RRL plokiga ja mille eesmärgiks on tagada süsteemi stabiilsus peale häiringuid. Süsteemi ülekandevõrgu poolses osas on pinge tõstetud 330 kV-ni algse 230 kV asemel, kuna Eesti ülekandevõrgus on kasutusel 330 kV. Sõlme number 8 koormus on katses 200 MW ja 50 Mvar algse 100 MW ja 35 Mvar asemel, mille tõttu on elektriliinid 5 ja 6 rohkem koormatud ning koormuse välja lülitumisel on sündmus suurem, mille tõttu muutuvad talitusparameetrid suuremates vahemikes. Koostatud elektrisüsteemi mudeli üksjooneskeem on toodud joonisel 2.3. RSCAD-is koostatud mudel on toodud lisas L1.



Joonis 2.3. Koostatud elektrisüsteemi mudeli üksjooneskeem

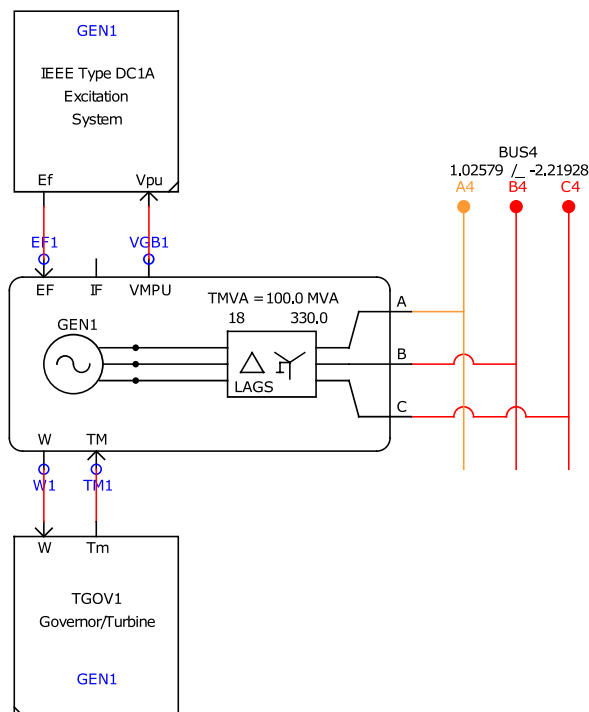
Elektriliinid ja lühise kohad on modelleeritud kasutades joonisel 2.4 toodud plokki.



Joonis 2.4. Elektriliini ja lühise koha modelleerimine

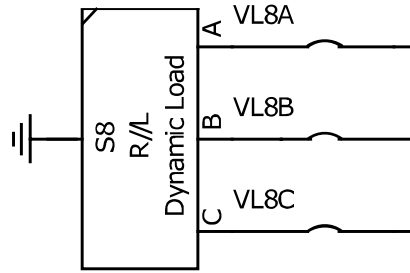
Elektriliini peal lühise tegemiseks on vaja RSCAD-is vaatluse all olevat elektriliini teha kaheks. See võimaldab ka lühise kohta muuta elektriliinil. Jooniselt on näha vasakul olevad TLINE elementid on omavahel ühendatud *sending end* ja *receiving end* terminalide kaudu. Sama on ka paremal pool olevate TLINE elementidega. Joonisel alumisel elektriliini lõigul on näha lühiste tegemise elemente, vasakul kolmeefaasilise ja paremal ühefaasilise lühise jaoks. Elektriliini mõlemas otsas on võimsuslüliti, millega on võimalik liini välja lülitada.

Generaatori plokid (Joonis 2.5) on koostatud generator-trafost, ergutist ja kiirusregulaatorist.



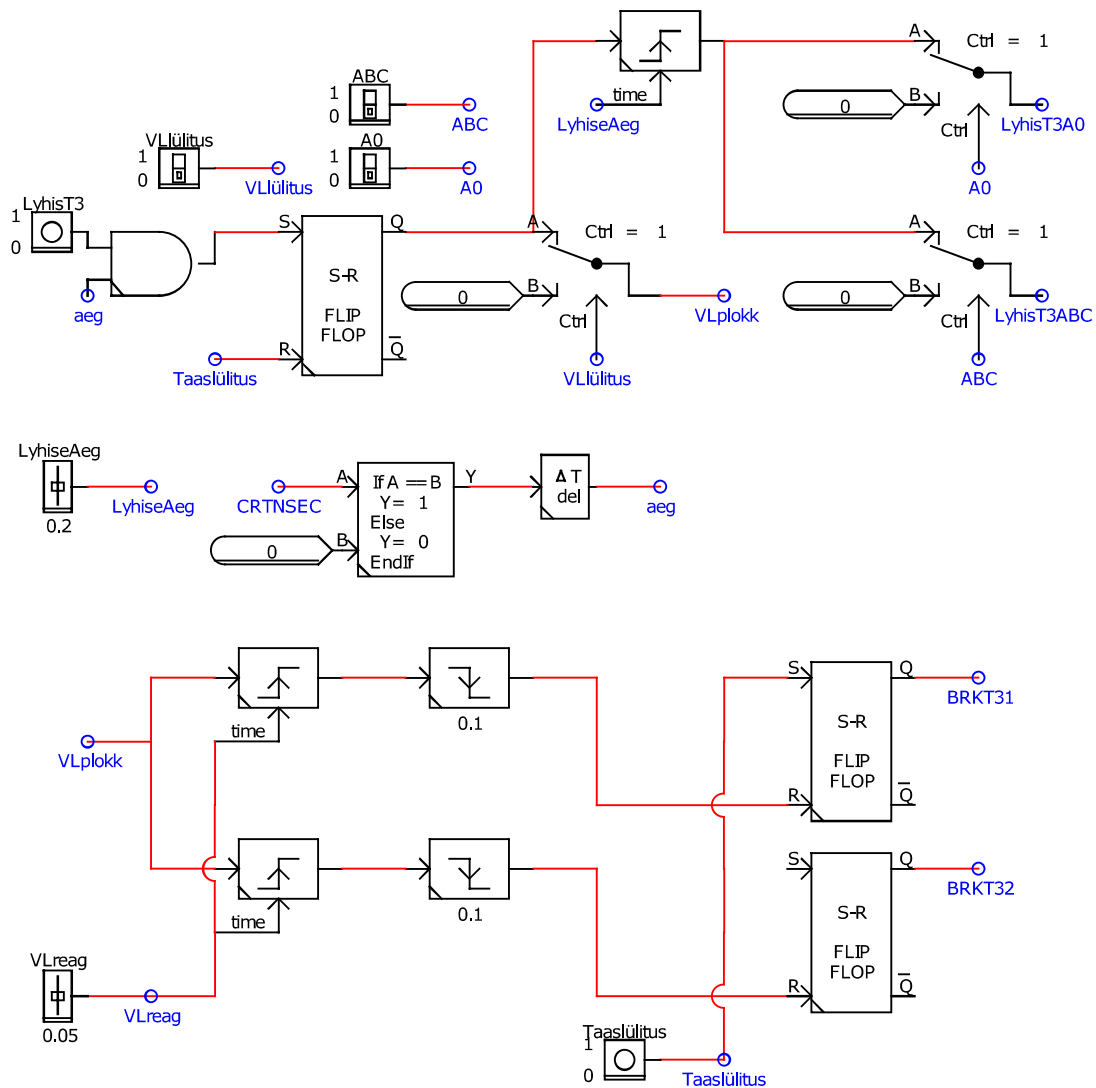
Joonis 2.5. Generaatori ja trafo modelleerimine

Kõik kolm koormust on modelleeritud kasutades dünaamilist koormuse mudelit. Joonisel 2.6 on toodud sõlme 8 koormus S8, millel on näha ka koormuse välja lülitamiseks võimsuslülitit.



Joonis 2.6. Koormuse modelleerimine

Lühiste ja võimsuslülitite lülitamise loogika on toodud joonisel 2.7.



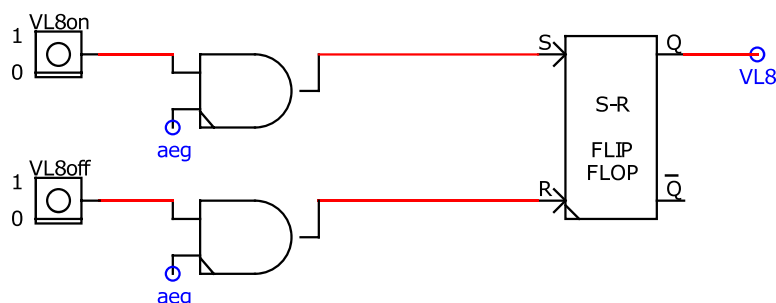
Joonis 2.7. Lühiste ja võimsuslülitite lülitamise loogika

Koostatud mudelis on võimalik lühist teha kõikidel elektriliinidel v.a. 7.ndal. Valida on võimalik ühefaasilise maalühise ja kolmefaasilise lühise vahel (võimalik muuta vastavalt lülitite „A0“ ja „ABC“-ga). Lühise kohta on võimalik liinil muuta muutujaga „TLpikkus“, vaikumisi on see liini keskel. Lülitiga „VLlülitus“ muudetakse liini väljalülitumist lühise tagajärjel. Lisaks on võimalik muuta võimsuslülitite reageerimisaega piirides 0 – 1 s, vaikumisi on selleks 0,25 sekundit. Lühise pikkust on võimalik muuta piirides 0 – 1 s, vaikumisi on selleks 0,25 sekundit. Lühise tekitamine käib vastava nupuga „LyhisT#“, kus # tähistab liini numbrit. Hilisemaks tulemuste analüüsiks on vajalik, et lühis toimub kõigis testides täpselt samal ajahetkel. Selleks kasutatakse GTSYNC kaardi väljundit CRTNSEC, mis näitab käimas olevas sekundis möödunud nanosekundeid. Kui CRTNSEC on 0, siis annab vastav signaal „aeg“ AND-lüli sisendisse 1. Samasse AND-lülisse on ühendatud ka nupp „LyhisT#“. Nupuga „Taaslülitus“ on võimalik võimsuslülititeid tagasi kinni lülitada.

Lühise algoritm on järgmine:

- sisestatakse lühise aja ja liigi, liini väljalülitamise ja võimsuslülitite reageerimisaja väärtused;
- algus nupuga „LyhisT#“;
- kui CRTNSEC = 0, siis antakse ühe ajasammu viitega signaalile „aeg“ väljundväärtus 1;
- kui signaal „aeg“ = 1 antakse valitud lühise signaalile väärtus 1;
- kui „aeg“ = 1 ja „VLlülitus“ = 1 antakse signaalile „VLplokk“ väärtus 1, mille tõttu toimub võimsuslülitete väljalülitus viitega, mis on määratud võimsuslülitite reageerimiseajaga;
- lühis likvideeritakse, kui lühise aeg on läbi või võimsuslülitid on liini väljalülitatud.

Koormuse sisse ja välja lülitamise loogika on toodud joonisel 2.8.

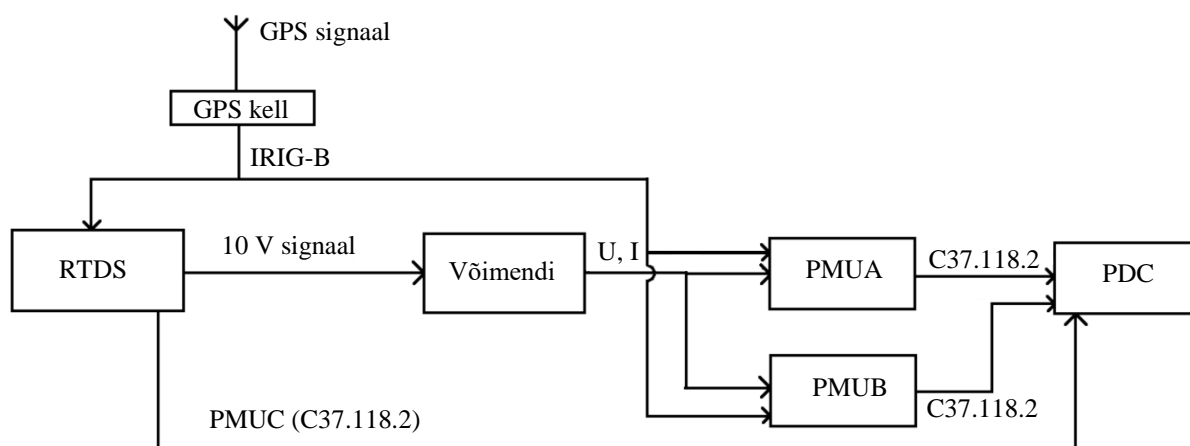


Joonis 2.8. Sõlme nr.8 koormuse sisse ja välja lülitamine

Lisaks eelnevale on loodud võimalus ka sõlme 8 koormust sisse ja välja lülitada. Siin juhul on samuti oluline, et lülitus toimuks erinevate katsete ajal samal ajal, et lihtsustada hiljem andmetöötlust ja katsetulemuste võrdlemist. Selleks kasutati samuti signaali „aeg“

2.6 Kasutatud katseseadmed

Järgnevalt antakse ülevaade katsemudeli loomiseks ja faasimõõteseadmete testimiseks kasutatud riistvarast. Katseskeem koosneb reaajasimulaatorist RTDS, signaalivõimendist OMICRON 356, GPS-kellast SEL-2407 ja kolmest katsealusel faasimõõteseadmest, millest kaks on füüsilised ja üks RTDS-i sisene. Katseskeem on toodud joonisel 2.9.



Joonis 2.9. Koostatud katseskeem

Katsete keskne seade on reaajasimulaator (Joonis 2.2), millega toimub koostatud elektrisüsteemi mudeli arvutamine ning ping- ja voolusignaali edastamine signaalivõimendile. Signaalivõimendi kasutamine on vajalik, sest RTDS annab välja analoogsignaale maksimaalselt 10 V, mille tõttu ei sobi need signaalid otse sekundaarseadmetes kasutamiseks. Signaalivõimendi edastab füüsilistele PMU-dele voolu- ja pingesignaali juba sobivate suurustega. RTDS-i sisene virtuaalne PMU ei vaja signaalide võimendamist, sest see saab õiged voolu- ja pingeväärtused simulatsioonist. Kõik kolm PMU-d saavad oma mõõteandmeid standardi C37.118.2-2011 kohases formaadis andmete kontsentraatorisse ehk PDC-sse. Sünkronitult faasimõõtmiste teostamiseks on vajalik saata nii RTDS-i kui ka PMU-desse GPS ajasignaali, milleks kasutatakse GPS-kella, mis edastab vajalikud andmed IRIG-B formaadis. Andmete kontsentraatorina on kasutusel eraldiseisev PDC server.

Signaalivõimendina kasutatakse võimendit OMICRON 356 [40] (Joonis 2.10), millel on 4 pingesignaali ja 6 voolusignaali väljundit, mis tähendab, et korraga on võimalik genereerida üht

gruppi pingeid ja kaht gruppi voole kolmefaasilises süsteemis. Pinged on võimalik genereerida 0 – 300 V ja voole 0 – 32 A või 0 – 64 A (sel juhul võimalik kasutada ainult üht gruppi voole). Töös on aja sünkroonimiseks kasutusel GPS-kell SEL-2407 [41] (Joonis 2.11). Aja sünkroonimine on oluline töös ühtse faasinurga referentsi ja testsignaali võrreldavuse tagamiseks faasimõõtmistes. GPS aja täpsus sõltub sellisel juhul GPS-kella mõõtemääramatusest ja GPS antenni ning kella vahelisest kaabli viitest. GPS-kella aja määramatus on manuaali järgi 100 ns, kui kasutusel on moduleerimata IRIG-B ajasignaali. GPS-kella ja kaabli vahelise kaabli pikkus on ligikaudu 100 m. Kasutusel on koaksiaalkaabel margiga RF400, mille viide ühe meetri kohta on 3,92 ns. Sellisel juhul on kaabli viide ligikaudu 400 ns. Kokku on ajaallikast tingitud mõõteviga ligikaudu 500 ns, ehk sisuliselt võib selle mõõtmistes arvestamata jätta. [24]



Joonis 2.10. Signaalivõimendi OMICRON 356



Joonis 2.11. GPS-kell SEL-2407

Käesolevas töös on katsetatud kaht füüsilist ja üht virtuaalset PMU-d. Joonisel 2.12 on toodud PMUA (vasakul) ja PMUB (paremal). RTDS-i virtuaalne faasimõõteseade on PMUC.



Joonis 2.12. Katsetatud füüsilised faasimõõteseadmed: PMUA (vasakul) ja PMUB (paremal)

PMUA puhul on tegemist SEL487-ga [42], mille on lisaks faasimõõtmistele ka relekaitse ja monitoorimise funktsioonide võimekus. Antud PMU-l on võimalik muuta nelja faasimõõtmiste sätet: edastamissagedust, filtri tüüpi, sageduse põhist kompenseerimist ja sageduse muutumise kiiruse algoritmi. Edastamissagedusi 50 Hz elektrisüsteemi korral on kokku kuus: 1, 2, 5, 10, 25 ja 50 sõnumit sekundis. Sageduse põhise kompenseerimise (Y – sees, N – väljas) sisse lülitamine aktiveerib algoritmi, mis kompenseerib sünkrofaasori mooduli ja faasinurga vea sageduse hälbel kuni ± 5 Hz põhised sagedusest ehk 50 Hz puhul vahemikus 45 – 55 Hz. Sageduse muutumise kiirusel on kaks sätet: kiire (F) ja aeglane (S), kus sageduse muutumise kiiruse arvutamiseks kasutatakse vastavalt kolme ja üheksa perioodi andmeid. Kiire säte reageerib sageduse muutumisele kiiremini, aga seevastu sisaldab rohkem madalsageduslike võnkumisi. Aeglane säte on stabiilsem, aga seevastu selle reageerimine sageduse muutumisele ei ole nii kiire kui kiirel sätel. Filtri tüübil on kaks võimaliku sätet: kitsas (N) ja lai (F) ribalaius. Kitsa ribalaiusega filtri lõikesagedus on $1/4$ edastussagedusest. Filtri reageering sagedusdomeenis on kitsam ja ajadomeenis aeglasem. Filter peaks tagama moonutuste vaba signaali, mis sobiks hästi häiringujärkseks analüüsiks. Laia ribalaiusega ehk kiire reageeringuga säte peaks tagama filtri kiirema reageeringu ja seega sobiks hästi laimõõtmiste rakendustele, kus on oluline mõõtmiste kiirus. Filtril on veel üks säte 1, mis on saadaval ainult edastamissagedusel 60 ehk 60 Hz elektrisüsteemis.

PMUB puhul on tegu ABB RES670-ga [43]. Antud PMU-l on võimalik muuta kolme sätet: edastussagedust, filtri tüüpi ja andmeakna paiknemist ajamärgise suhtes. Edastamissagedusi 50 Hz elektrisüsteemi korral on kokku viis: 10, 25, 50, 100 ja 200 sõnumit sekundis. Andmeakna paiknemisel ajamärgise suhtes on kolm sätet: keskel, alguses ja lõpus. Filtri tüüpe on kokku kaheksa ning nimetatud vastavalt edastamiskiiruse valikule, mida nad peaksid filtreerima. Sellele vaatamata on võimalik kasutajal valida filtri tüüp sõltumata edastussagedusest, kuigi soovituslik on valida filter sama, mis on edastamissagedus. Madalamatele edastamissagedustele

mõeldud filtrid on kitsama ribalaiusega põhiharmooniku ümber, mille tõttu peaksid nende filtrite kasutamine ribavälise häiringuga signaali korral andma täpsemaid mõõtetulemusi. Tuleb tähele panna ka, et kitsama ribalaiusega filtrid on aeglasemad. Näiteks filtri 10/8,3 fr/s reaktsiooniaeg on 475 ms, aga filtri 60/50 fr/s puhul on see 74 ms.

PMUC puhul on tegemist RTDS-is simuleeritud ehk virtuaalse faasimõõteseadmega [44]. Erinevalt eelnevast kahest PMU-st saab PMUC ping- ja voolusignaali otse simulatsioonist, mistõttu on tegemist ainult faasimõõtmiste estimateerimisega sisendsignaalide põhjal. Seetõttu koosneb antud PMU mõõteviga ainult faasimõõtmiste estimaatori veast. Võimalik on simuleerida nii P-klassi kui ka M-klassi faasimõõteseadmete tööd. Antud PMU-l on võimalik muuta kaht sätet: edastamissagedust ja andmeakna (filtri) tüüpi. Edastamissagedusi M-klassi jaoks on 50 Hz elektrisüsteemi korral kokku viis: 10, 25, 50, 100 ja 200 sõnumit sekundis. P-klassi PMU-l on lisaks neile edastamissagedustele ka 1, 2 ja 5 sõnumit sekundis. M-klassi PMU-l on võimalik valida üheksa erineva andmeakna tüübi vahel: Blackman, Hamming, Hann, Nuttall, Blackman-Harris, Blackman-Nuttall, Kaiser, Dolph-Chebyshev ja Gaussian. P-klassi PMU puhul pole andmeakna tüübi valik võimalik ning vaikeväärtuseks on kolmnurkne filter. Mõlema klassi puhul kasutatakse faasimõõtmiste estimaatorina standardi IEEE C37.118.1-2011 lisas C toodud algoritme.

2.7 Katsete kirjeldus

Katsete tegemiseks koostati kolm stsenaariumi, mille valikut on põhjendatud peatükis 2.5. Käesolevas lõputöös on uuritavate häiringute valikul lähtutud nii elektrisüsteemis esinevatest stabiilsust mõjutavatest probleemidest kui ka Eesti elektrisüsteemis esinevatest potentsiaalsetest probleemidest. Häiringuteks on valitud ühefaasiline maalühis, kolmefaasiline lühis ja koormuse välja lülitumine. Lühised on elektrisüsteemis üsna tavalised ning kolmefaasilise lühisel ajal tekkivad lühisvoolud on kõige suuremad. Koormuse välja lülitumine on võetud uurimaks elektrisüsteemi reaktsiooni suure genereerimise ja tarbimise eabilanssi korral. Kolmefaasiline lühis võimaldab vaadata nurgastabiilsust, lisaks mitme generaatoriga mudeli puhul tekib generaatorite omavaheliste võnkumiste võimalus. Ühefaasilise lühise puhul tekivad elektrisüsteemis sümmeetrilised komponendid. Koormuse välja lülitumisega on võimalik vaadelda sageduse stabiilsust. Pingestabiilsust võib täheldada kõikide valitud stsenaariumite puhul. Valitud sündmused mõjutavad kõik ping- ja voolutugevuse efektiivväärtust ja nurka, sagedust ja sageduse muutumise kiirust.

Koostatud stsenaariumid on järgmised:

- A) Kolmefaasiline lühis pikkusega 250 ms liinil 3, mille tagajärjel lülitub liin mõlemast otsast välja.
- B) Ühefaasiline maalühis pikkusega 250 ms liinil 3, mille tagajärjel lülitub liin mõlemast otsast välja.
- C) Koormuse ootamatu välja lülitumine sõlmes 8.

Stsenaariumite A ja B, vastavalt kolme- ja ühefaasiline lühis, korral algab simulatsioon staatilise olukorraga ning üks sekund peale algust toimub lühis, mille tagajärjel esineb pinges, voolutugevuses, faasinurkades, sageduses ja sageduse muutumise kiiruses järsk muutus (hüpe). Lühis likvideeritakse 250 ms jooksul peale lühise algust, mille tulemusena lülitub lühise liin välja. Peale lühise väljalülitamist toimub pinges, voolutugevuses, faasinurkades, sageduses ja sageduse muutumise kiiruses sumbuvad võnkumised. Kokku on vaadeldava perioodi pikkus algusest lõpuni 11 sekundit.

Stsenaariumi C ehk koormuse ootamatu väljalülitumise puhul algab simulatsioon jällegi staatilise olukorraga ning üks sekund peale algust toimub koormuse ootamatu väljalülitumine sõlmes 8, mille tagajärjel esineb pinges, voolutugevuses, faasinurkades, sageduses ja sageduse muutumise kiiruses järsk muutus (hüpe). Peale esialgset suurt ja kiiret hüpet talitusparameetrites toimuvad sumbuvad võnkumised ning umbes 30 sekundit peale simulatsiooni algust võib elektrisüsteemi talitluse lugeda stabiilseks uute talitusparameetrite juures.

Kõigi kolme stsenaariumi puhul määrati PMU-d mõõtma sõlme 7 pinget ja liini 5 voolutugevust. Kokku sooritati kaheksa testi erinevate PMU sätetega. Testide ajal olid PMU-d ühendatud paralleeli, mis tähendab iga testi puhul võib öelda, et erinevad PMU-d mõõtsid sama sündmust. Kõigi faasimõõteseadmete edastussageduseks valiti 50 fps, kuna see on soovituslik [24]. PMUB puhul on andmeaken jäetud ajamärgise suhtes keskele. Kahe faasimõõteseadme (PMUB ja PMUC) puhul muudeti ainult filtritüüpi. PMUA puhul on muudetud lisaks ka sageduse põhist kompenseerimist ja sageduse muutumise kiiruse (ROCOF) algoritmi. Tabelis 2.1 on toodud kokkuvõtlikult faasimõõteseadmete testitud sätted.

Tabel 2.1. Faasimõõteseadmete sätted

Test nr.	PMUA			PMUB	PMUC
	Filter	Sageduse põhine kompenseerimine	ROCOF algoritm	Filter	Filter
1	F	Y	S	10/8,3	Blackman
2	F	Y	F	12/10	Hamming
3	F	N	F	15/12,5	Hann
4	F	N	S	20/16,7	Nuttall
5	N	N	S	30/25	Blackman-Harris
6	N	Y	F	60/50	Dolph-Chebyshev
7	N	N	F	120/100	Blackman-Nuttall
8	N	Y	S	240/200	Kaiser

3 Tulemused ja analüüs

Antud peatükis on toodud faasimõõteseadmete testimise tulemused ja nende analüüs. Tulemused on toodud kolme faasimõõteseadme kohta eraldi iga stsenaariumi kohta. Tulemusi on hinnatud peatükis 2.2 väljatoodud suuruste alusel: pinge ja voolutugevuse sünkrofaasori viga ehk TVE, sageduse viga ehk FE ja sageduse muutumise kiiruse viga ehk RFE. Suurimad lubatud väärtused dünaamilisel talitlusel M-klassi PMU puhul on [15] [16]: TVE 3%, FE 0,3 Hz ja RFE 14 Hz/s. Nende arvutamiseks on kasutatud valemeid 2.4 – 2.6. TVE on defineeritud kui sünkrofaasori viga ning sünkrofaasor on defineeritud kui põhiseduse faasor. Sellest tulenevalt ei ole põhisedusest erinevatel sagedustel, näiteks lühise ajal, sünkrofaasor oma definitsiooni järgi väga täpne, mille tõttu pinge ja voolutugevuse TVE-d on lühise ajal väga suured. Sellepärast on TVE vaadatud, kui suurimat erinevust referentsist lühise järgsel ajal. Lisaks sellele on hinnatud ka faasimõõtmiste reaktsiooniaega, mis on aeg, mis kulub faasimõõtmisel üleminekuks ühest staatilisest olekust teise juhul, kui sisendsignaalis esineb hüpe. Antud töös on reaktsiooniaja määramiseks vaadeldud pinge ja voolutugevuse TVE väljumist piirist 1% ja lõplikku naasmist 1% piiri ja sinna jäämist. Reaktsiooniaja suurim lubatud väärtus arvutatakse amplituudi ja faasinurga puhul järgmiselt [15] [16]:

$$t_{reaktsioon} = \frac{7}{F_s} \quad (3.1)$$

kus F_s – edastamissagedus

Valemi 3.1 järgi on 50 Hz elektrisüsteemis ja edastussagedusel 50 fps amplituudi ja faasinurga reaktsioonijaks 140 ms.

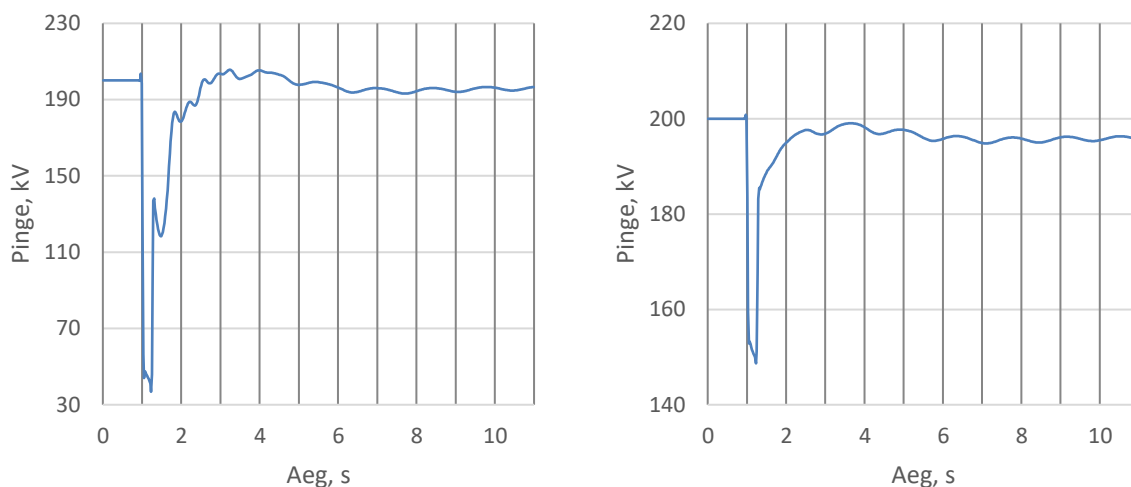
3.1 Referentssuurused

Referentsfaasorina on kasutatud RTDS-i sisemist PMU, kui see on sätestatud P-klassi mõõtmisi läbi viima. Antud P-klassi algoritm on koostatud IEEE standardi C37.118.1-2011 lisa C toodud algoritmi järgi, mistõttu on see erinevate allikate puhul piisavalt täpne, et läbida kõik standardis toodud testid [15] [45]. Pinge ja voolutugevuse väärtused on toodud faasisuurustena.

3.1.1 Kolme- ja ühefaasiline lühis

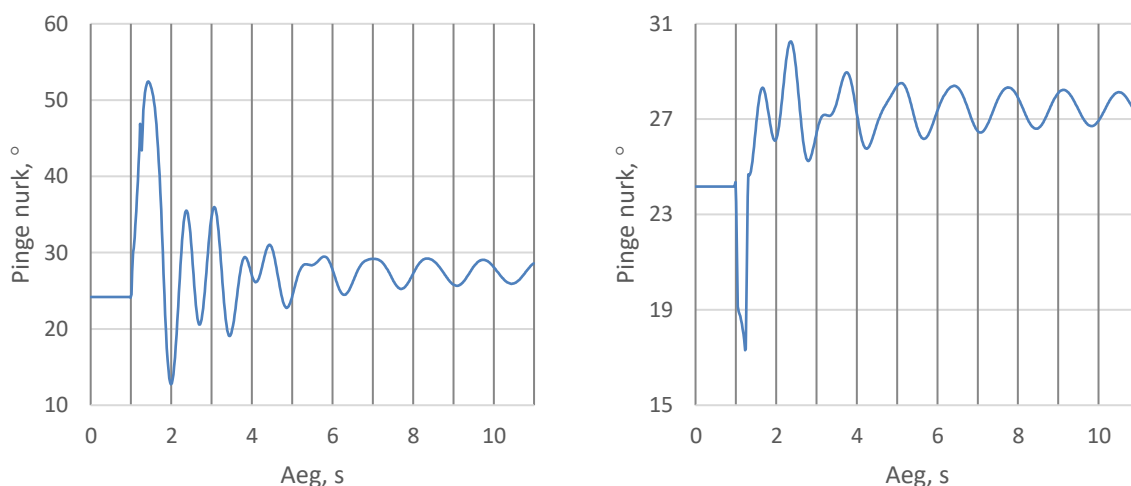
Joonisel 3.1 on toodud referentsfaasori pinge efektiivväärtus kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Graafikutelt on näha, et lühise ajal toimub pingelohk, pinge

taastub lühise eelsele tasemele umbes 2 sekundit peale lühist. Pinge jätkab võnkumist kuni simulatsioonis vaadeldava perioodi lõpuni.



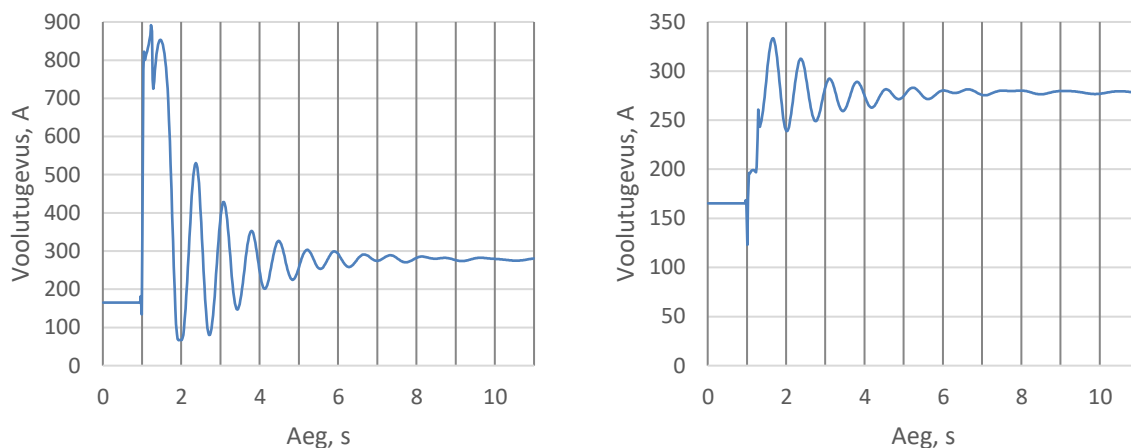
Joonis 3.1. Referentsfaasori pinge efektiivväärtus kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.2 on toodud referentsfaasori pinge faasinurk kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Kolmefaasilisel lühisel toimub lühise ajal pinge nurga järk suurenemine. Ühefaasilisel lühisel toimub esialgu järsk pinge nurga vähenemine peale, mida hakkab nurk kasvama. Peale lühise likvideerimist toimub pinge nurga sumbuv võnkumine ning stabiliseerimine umbes 27° juures. Pinge nurga suurenemine lühise järgsel ajal on tingitud elektriliini suuremast koormusest.



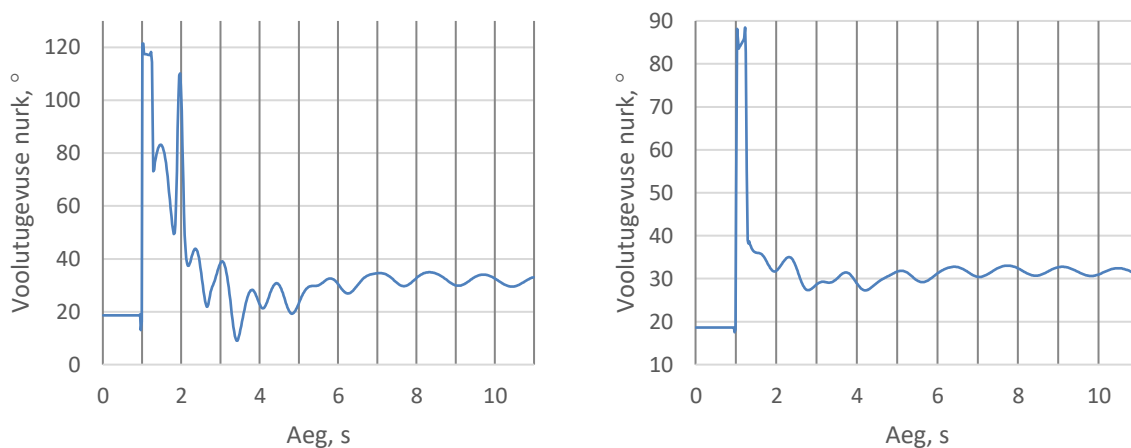
Joonis 3.2. Referentsfaasori pinge faasinurk kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.3 on toodud referentsfaasori voolutugevuse efektiivväärtus kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Graafikult on näha, et lühise tõttu suureneb mõlema lühise stsenaariumi korral voolutugevus. Peale lühise likvideerimist stabiliseerub voolutugevus umbes 280 A juures. Selle põhjuseks on liini 5 väljalülitumine lühise tagajärjel, mille tõttu toimub süsteemis võimsuste ümberjagunemine ning liini 7 koormus suureneb.



Joonis 3.3. Referentsfaasori voolutugevuse efektiivväärtus kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

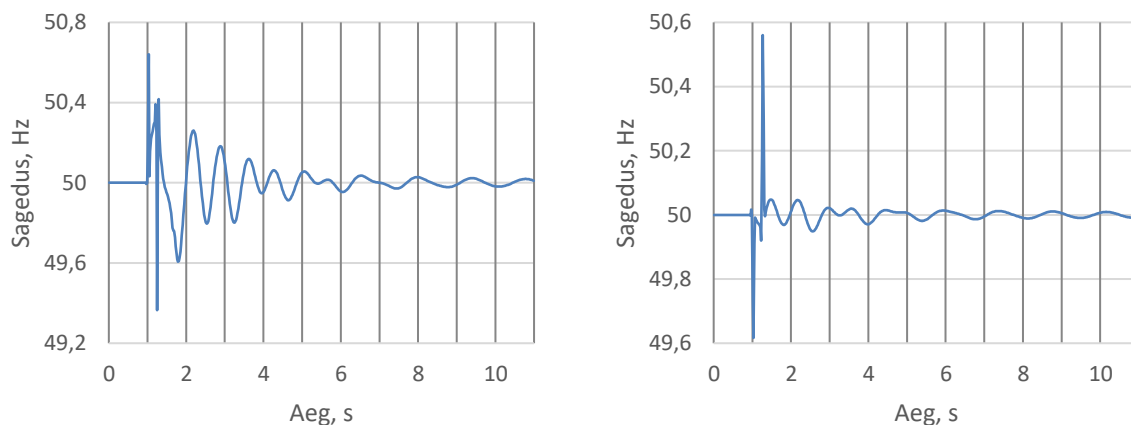
Joonisel 3.4 on toodud referentsfaasori voolutugevuse nurk kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Graafikutelt on näha, et lühise ajal toimub voolutugevuse nurga hüppeline kasv. Peale lühise likvideerimist toimub nurga kiire kahanemine ning stabiliseerumine umbes 31° juures.



Joonis 3.4. Referentsfaasori voolutugevuse nurk kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

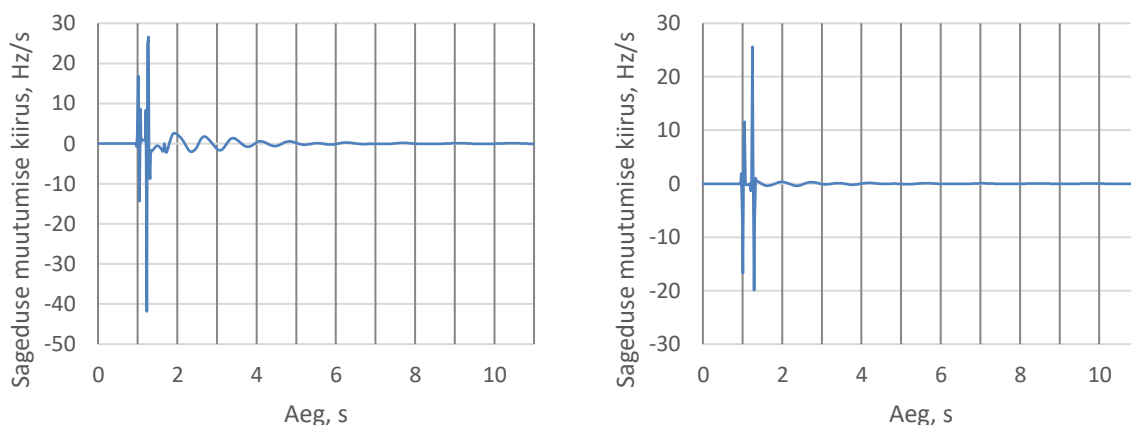
Joonisel 3.5 on toodud referentsagedus kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Kolmefaasilisel lühisel toimub hetk peale lühist sageduses hüpe 50,64 Hz-ni, peale

mida toimub tagasi hüpe ~50 Hz juurde. Lühise ajal toimub sageduse suurenemine 50,4 Hz juurde. Lühise likvideerimisel toimub sarnane olukord nagu lühise alguses ainult vastupidises suunas, hüpe 50,4 Hz-lt 49,3 Hz-ni ja tagasi 50,4 Hz-le. Peale seda toimub sageduse võnkuv sumbumine nimisageduse 50 Hz juurde. Ühefaasilise lühise puhul toimub hetk peale lühist sageduse järsk vähenemine üheks perioodiks. Lühise ajal on sagedus peaaegu 50 Hz. Lühise likvideerimisel toimub sageduses järsk hüpe 50,56 Hz-le üheks perioodiks. Peale seda toimub sageduse sumbuva võnkumine nimisageduse 50 Hz juurde.



Joonis 3.5. Referentsagedus kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

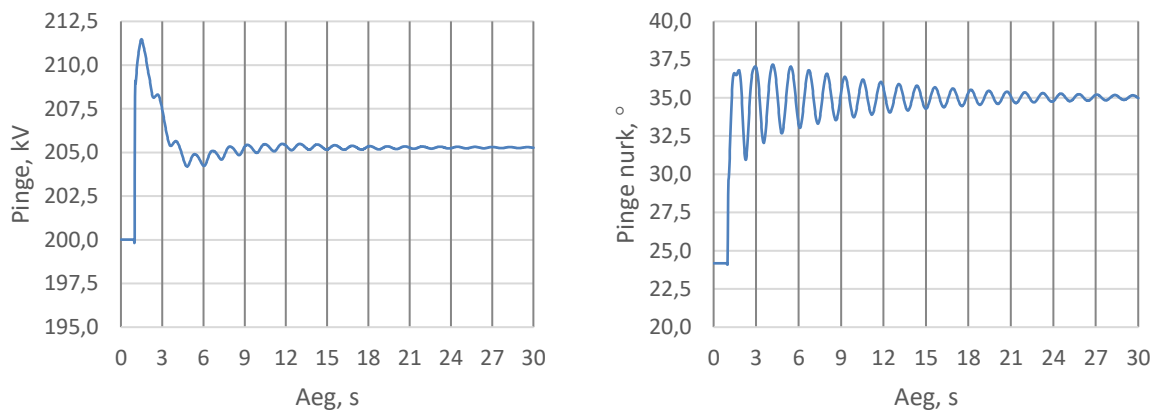
Joonisel 3.6 on toodud referentsageduse muutumise kiirus kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Graafikutelt on näha, et sageduse muutumise kiirus käitub sama moodi nagu sagedus, mis on ka loogiline, kuna sageduse muutumise kiirus näitab sageduse muutumist ajas. Sageduse muutumise kiirus on positiivne kui toimub sageduse suurenemine ja negatiivne kui vähenemine.



Joonis 3.6. Referentsageduse muutumise kiirus (ROCOF) kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

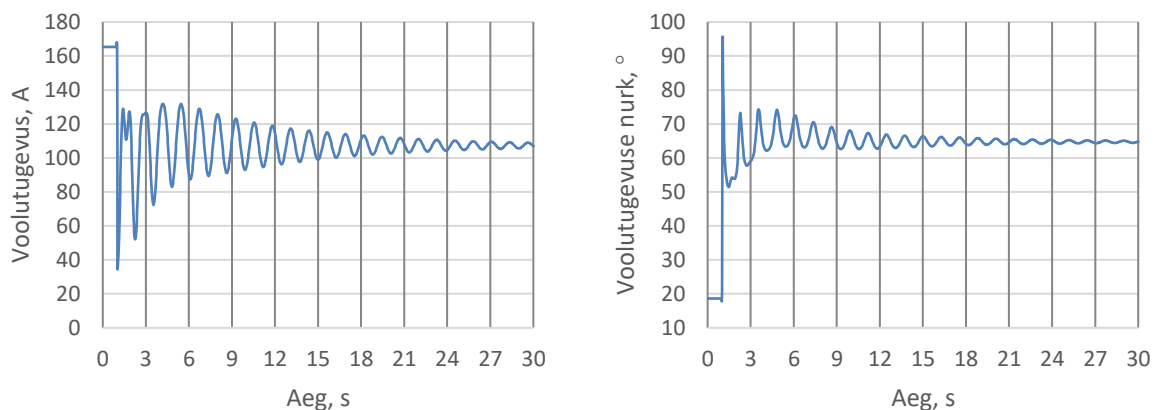
3.1.2 Koormuse välja lülitumine

Joonisel 3.7 on toodud referentsfaasori pingeline efektiivväärtus (vasakul) ja nurk (paremal) koormuse välja lülitumisel. Graafikutelt on näha, et koormuse välja lülitumise stsenaariumi puhul toimub hetk peale häiringut pingeline efektiivväärtus ja nurgas suur hüpe. Peale seda toimub efektiivväärtuse sujuv vähenemine umbes 4 sekundi jooksul. Edasi toimub pingeline efektiivväärtuse võnkumine 205,5 kV juures. Pingeline nurga puhul toimub peale häiringut sellele sumbuva võnkumise 35° juurde.



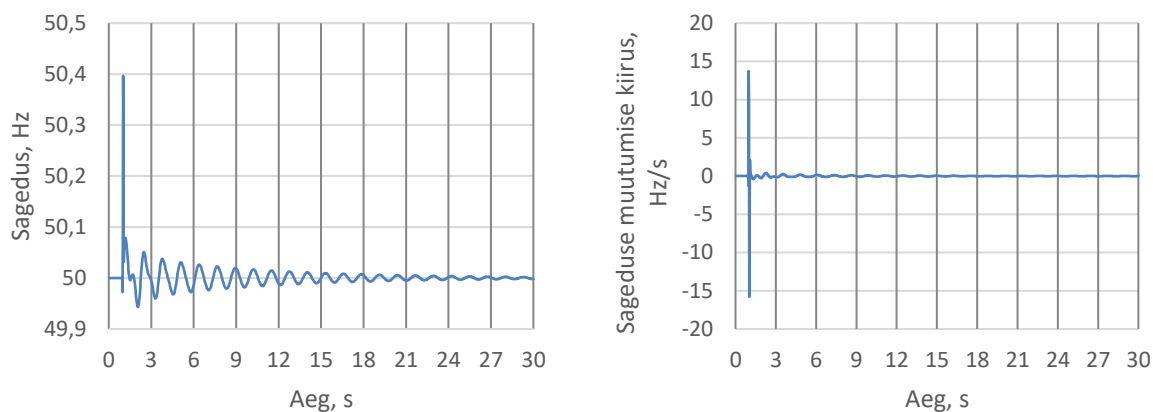
Joonis 3.7. Referentsfaasori pingeline efektiivväärtus (vasakul) ja nurk (paremal) koormuse välja lülitumisel

Joonisel 3.8 on toodud referentsfaasori voolutugevuse efektiivväärtus (vasakul) ja nurk (paremal) koormuse välja lülitumisel. Graafikutelt on näha, et peale häiringut toimub voolutugevuse järsk vähenemine ja sumbuva võnkumine ~110 A juurde. Voolutugevuse nurga puhul on näha peale häiringut järsku suurenemist ja peale seda sumbuvat võnkumist $\sim 65^\circ$ juurde.



Joonis 3.8. Referentsfaasori voolutugevuse efektiivväärtus (vasakul) ja nurk (paremal) koormuse välja lülitumisel

Joonisel 3.9 on toodud referentsagedus (vasakul) ja referents sageduse muutumise kiirus (paremal) koormuse välja lülitumisel. Graafikult on näha, et hetk peale häiringut toimub sageduse järsk hüpe 50,4 Hz juurde, mis on põhjustatud genereerimise ja tarbimise eabilanssist. Peale häiringut toimub sageduse sumbuv võnkumine nimisageduse 50 Hz juurde. Sageduse muutumise kiirus käitub sama moodi nagu sagedus. Sageduse muutumise kiirus on positiivne kui toimub sageduse suurenemine ja negatiivne kui vähenemine.



Joonis 3.9. Referentsagedus (vasakul) ja referents sageduse muutumise kiirus (paremal) koormuse välja lülitumisel

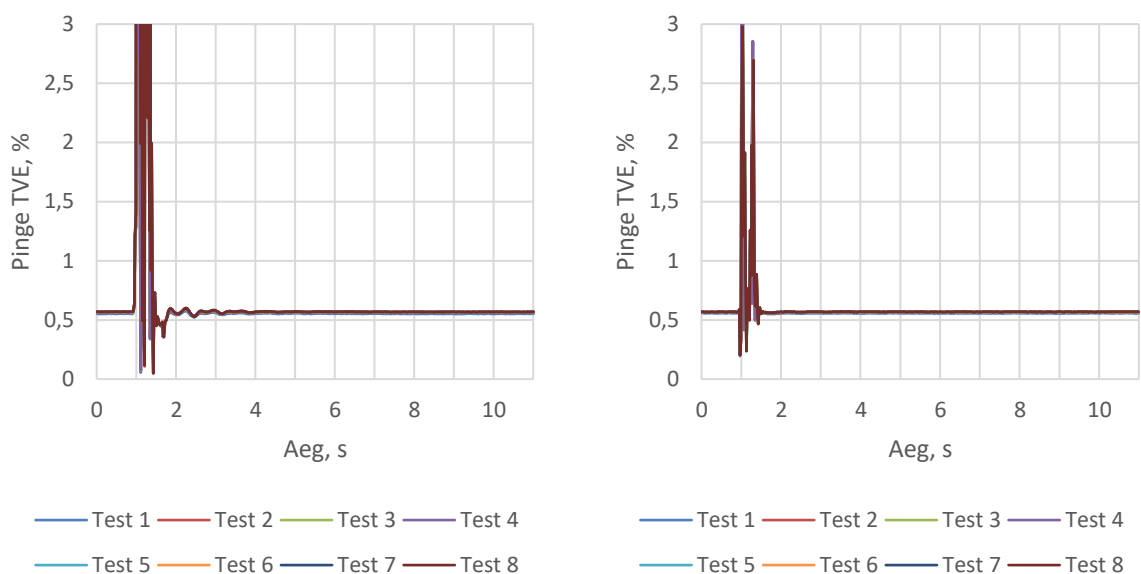
3.2 PMUA tulemused ja analüüs

Antud alapeatükis on toodud PMUA tulemused ja nende analüüs. Tabelis 3.1 on toodud PMUA testitud sättegrupid.

Tabel 3.1. PMUA testitud sättegrupid

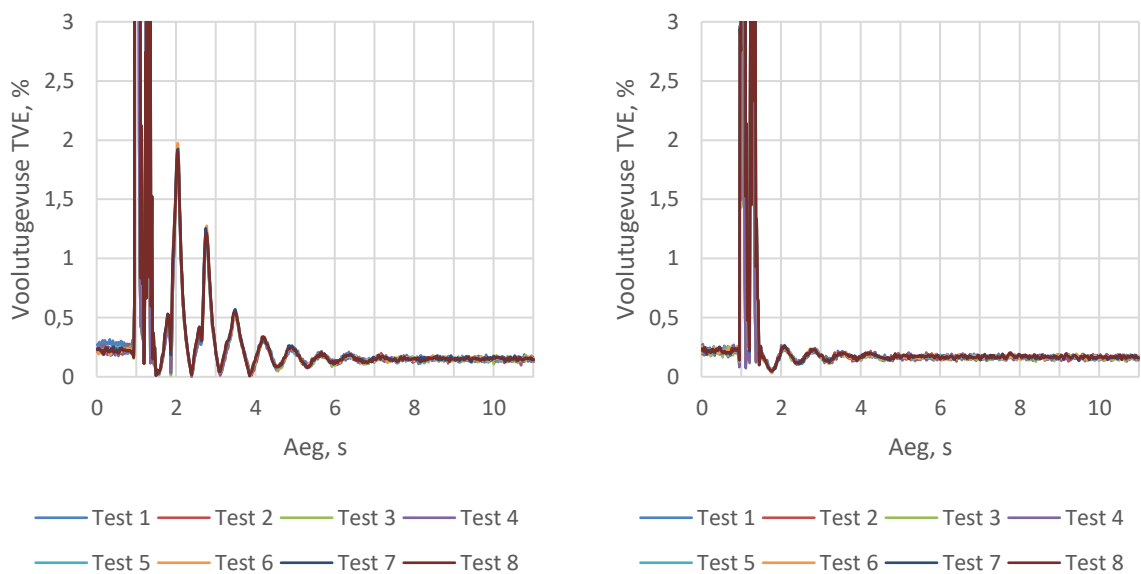
Test nr.	Filter	Sageduse põhine kompenseerimine	ROCOF algoritm	Edastamissagedus
1	F	Y	S	50
2	F	Y	F	50
3	F	N	F	50
4	F	N	S	50
5	N	N	S	50
6	N	Y	F	50
7	N	N	F	50
8	N	Y	S	50

Joonisel 3.10 on toodud Pinge TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



Joonis 3.10. Pinge TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.11 on toodud voolutugevuse TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Tabelis 3.2 on toodud pinge ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist.



Joonis 3.11. Voolutugevuse TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Tabel 3.2. Pinge ja voolutugevuse reaktsiooniaeg ja suurim erinevus referentsist

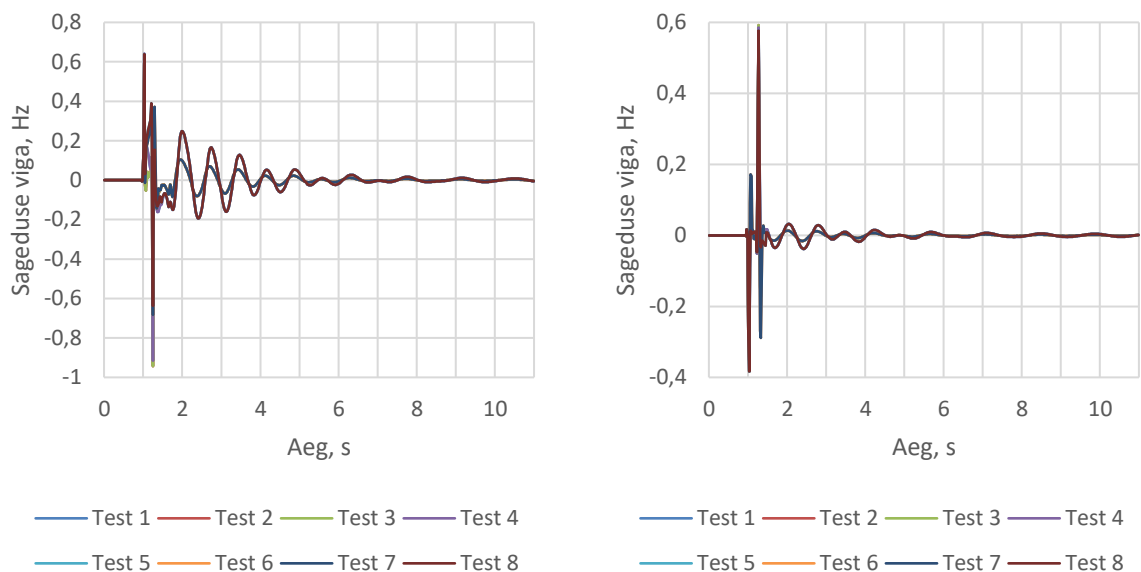
Test nr.	Pinge				Voolutugevus			
	Reaktsiooniaeg [ms]		Suurim erinevus referentsist [%]		Reaktsiooniaeg [ms]		Suurim erinevus referentsist [%]	
	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F
1	380	300	0,58	0,56	1860	380	1,84	0,2
2	380	300	0,59	0,57	1840	380	1,89	0,2
3	380	300	0,59	0,57	1860	380	1,91	0,2
4	380	300	0,59	0,57	1860	380	1,84	0,2
5	440	320	1,99	0,89	1860	440	1,93	1,3
6	440	320	2,00	0,89	1860	440	1,98	1,3
7	440	320	1,99	0,88	1860	440	1,93	1,3
8	440	320	2,00	0,88	1860	440	1,90	1,3

Pinge TVE graafikutelt on näha, et lühise ajal, kui toimuvad suured muutused parameetrites, on suurim erinevus referentsist väga suur väljudes 3% piiridest nii kolme- kui ka ühefaasilise lühise puhul. Siiski peale kiireid muutusi stabiliseerub pinge TVE kõikide testide puhul ~0,6 % tasemele. See on tõenäoliselt põhjustatud filtrite reaktsiooniajast, kuna ka F ehk kiire filtri puhul on ühefaasilisel lühisel reaktsiooniaeg rohkem kui kaks korda suurem (300 ms) kui nõutud piir (140 ms). Tulemustest (Tabel 3.2) on näha, et filtri tüüp mõjutab nii reaktsiooniaega kui ka suurimat erinevust referentsist. Testide 1 – 4 puhul on filtrisätteks F ehk kiire ning on näha, et nii ühe- kui ka kolmefaasilise lühisel puhul on reaktsiooni aeg kiirem kui N ehk kitsa filtriga testide (testid 5 – 8) puhul. Seevastu on filtri F puhul erinevused referentsist suuremad kui N filtri puhul. Filtrite vahel on küll väikene erinevus, aga see on vähe märgatav.

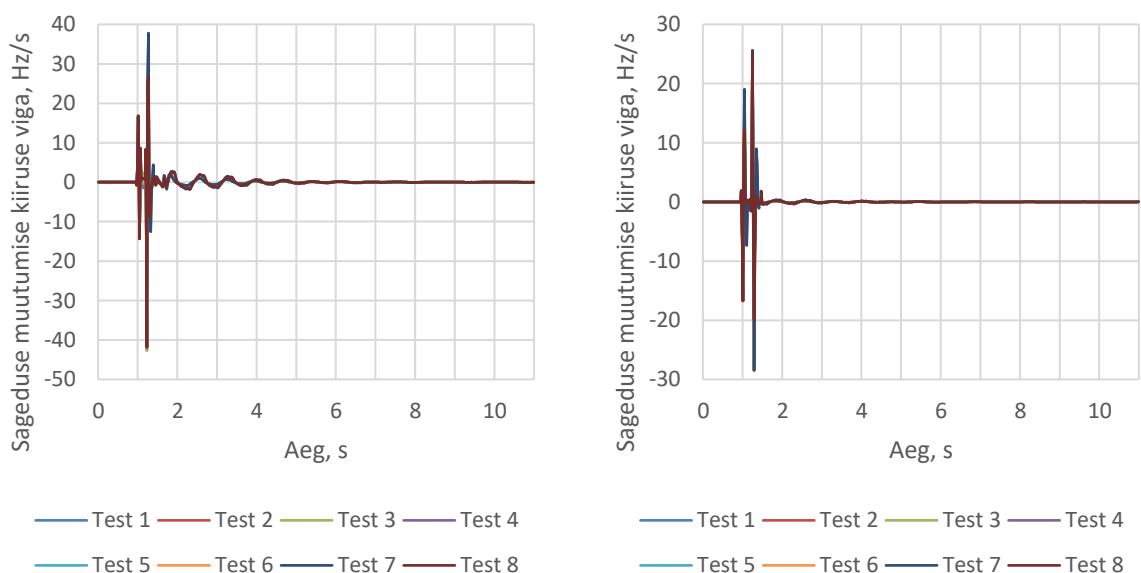
Voolutugevuse TVE puhul on sarnaselt pingele TVE-le näha, et lühise ajal väljuvad väärtused 3% piirist. Peale ühefaasilist lühist toimub TVE stabiliseerumine ~0,2 % juures. Kolmefaasilise lühise testide puhul on näha, et voolutugevuse TVE muutub peale lühist sumbuva võnkumisena, mis on sarnane referentsfaasori voolutugevuse sumbumisega. See on ka tõenäoliselt põhjus, miks kolmefaasilise lühise testidel pole voolutugevuse reaktsiooniaja pikkusel vahet N ja F filtri puhul. Ühefaasilise lühise puhul on N filter aeglasem kui F filter. Sellele vaatamata on näha

sarnaselt pingele filtri mõju suurimale erinevusele referentsist. Kolmefaasilise lühise puhul pole lühise järgsel ajal näha erinevust filtrite vahel. Ühefaasilisel on filtri N puhul suurimad erinevused referentsist küll suuremad kui filtri F puhul, siis on see erinevus vaevu märgatav ning TVE stabiliseerub sama kiiresti mõlema filtri puhul. Sama täheldati ka pinge puhul.

Joonisel 3.12 on toodud sageduse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Joonisel 3.13 on toodud sageduse muutumise kiiruse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



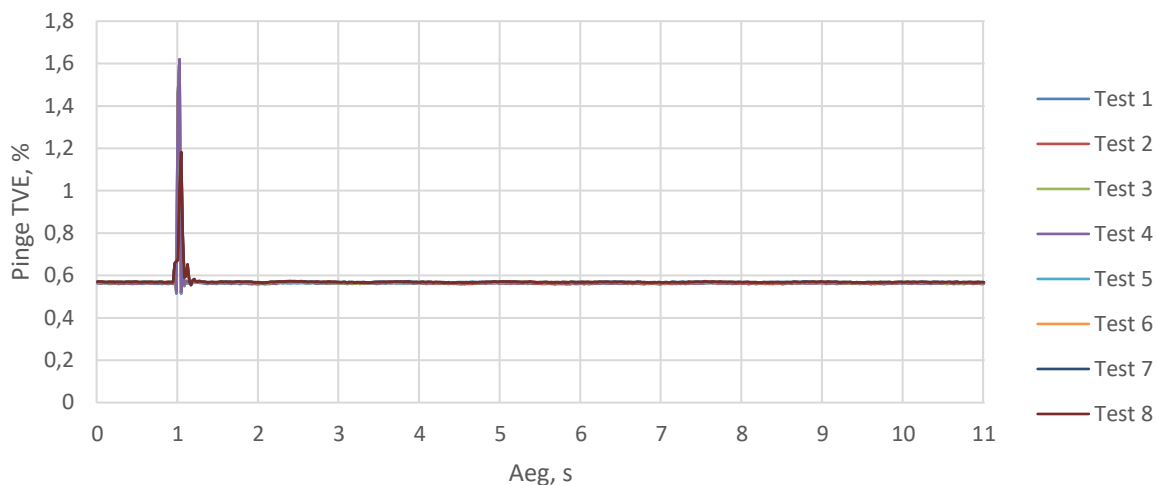
Joonis 3.12. Sageduse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel



Joonis 3.13. Sageduse muutumise kiiruse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

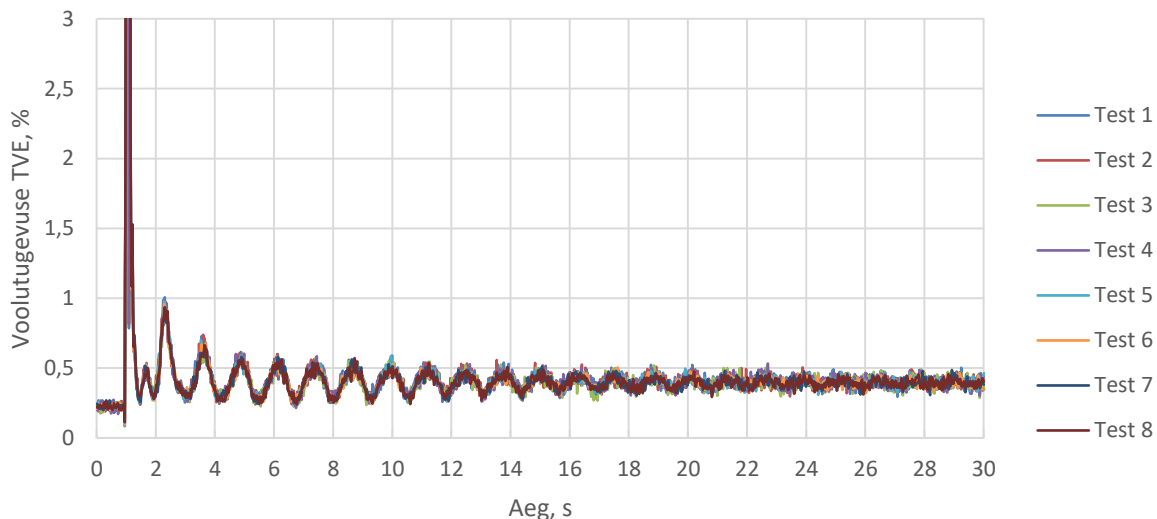
Sageduse vea puhul tuleb graafikult välja, et nii ühe- kui ka kolmefaasilise lühise puhul sõltub see ROCOF algoritmist. Sätte S (aeglane algoritm) puhul on näha, et sageduse viga suureneb kohati peaaegu kaks korda võrreldes sättega F (kiire algoritm). Oodatult on näha, et sageduse muutumise kiiruse viga sõltub kasutatavast algoritmist. Sätte S korral on tulemused ebatäpsemad kui sätte F korral.

Joonisel 3.14 on toodud pinget TVE koormuse välja lülitumisel.



Joonis 3.14. Pinget TVE koormuse välja lülitumisel

Joonisel 3.15 on toodud voolutugevuse TVE koormuse välja lülitumisel.



Joonis 3.15. Voolutugevuse TVE koormuse välja lülitumisel

Tabelis 3.3 on toodud pinget ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja TVE suurimad väärtused koormuse välja lülitumisel.

Tabel 3.3.Pinge ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja TVE suurimad väärtused

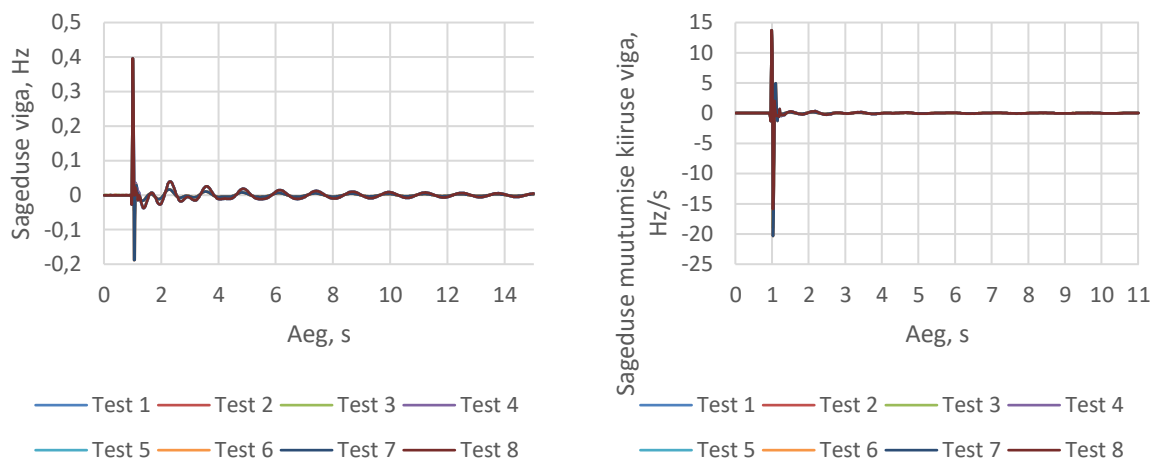
Test nr.	Pinge		Voolutugevus	
	Reaktsiooniaeg [ms]	Suurim erinevus referentsist [%]	Reaktsiooniaeg [ms]	Suurim erinevus referentsist [%]
1	40	0,57	1360	1,36
2	40	0,57	240	1,41
3	40	0,57	240	1,35
4	40	0,57	240	1,44
5	40	0,58	260	2,27
6	20	0,58	260	2,30
7	40	0,58	260	2,30
8	40	0,58	260	2,23

Tulemused on sarnased lühistestidega. Pinge TVE puhul on näha koormuse välja lülitumise hetkel selle suurenemist, siiski väärtused jäävad alla 3%. Filtri säte ei mõjuta lühise järgsel ajal suurimat erinevust referentsist. Mõlemal puhul on see ~0,6 % juures. Peale koormuse välja lülitumist stabiliseerub pingeline TVE ~0,6 % läheduses. Reaktsiooniaegades erinevusi, v.a. test 6 puhul, ei ole. See võib olla tingitud asjaolust, et reaktsiooniaega on võimalik määrata ainult 20 ms sammu täpsusega.

Voolutugevuse puhul on näha, et suurim erinevus referentsist lühise järgsel ajal sõltub filtri sätest. Siiski on nende erinevus üsna väike, filtri F puhul ~1,4 % ja filtri F puhul ~2,3%. Reaktsiooniajad on väiksemad F filtriga testide puhul, kuigi erinevus on ainult 20 ms. Anomaaliana paistab silma test 1 reaktsiooniaeg (TVE väärtus 1,007% enne lõplikku piiridesse jäämisse), selle põhjuseks võib olla katseseadmetest tulenev mõõtemääramatus.

Joonisel 3.16 on toodud sageduse ja sageduse muutumise kiiruse viga koormuse välja lülitumisel. Sarnaselt lühiskatsetega sõltub sageduse viga ja ka sageduse muutumise kiiruse viga koormuse väljalülitamisel ROCOF algoritmist. Sätte S (aeglase algoritmi) puhul on näha, et sageduse viga suureneb kohati peaaegu kaks korda võrreldes sättega F (kiire algoritmi). Oodatult on näha, et sageduse muutumise viga sõltub kasutatavast algoritmist. Sätte S korral on tulemused ebatäpsemad kui sätte F korral.

Mitte ühegi parameetri analüüsi korral ei täheldatud, et sageduse põhine kompenseerimine mõõtetulemusi oluliselt mõjutaks. Põhjuseks võib olla, et sagedushälve kuni ± 1 Hz ei mõjuta mõõtetulemusi oluliselt.



Joonis 3.16. Sageduse ja sageduse muutumise kiiruse viga koormuse välja lülitumisel

PMUA puhul on RTDS-i sisesele PMU-le, kui see on seadistatud tegema P-klassi mõõtmisi, tulemuste põhjal kõige lähemal järgmine sättegrupp:

- Filter N
- Sageduse põhine kompenseerimine Y (sees) või N (väljas)
- ROCOF algoritm F

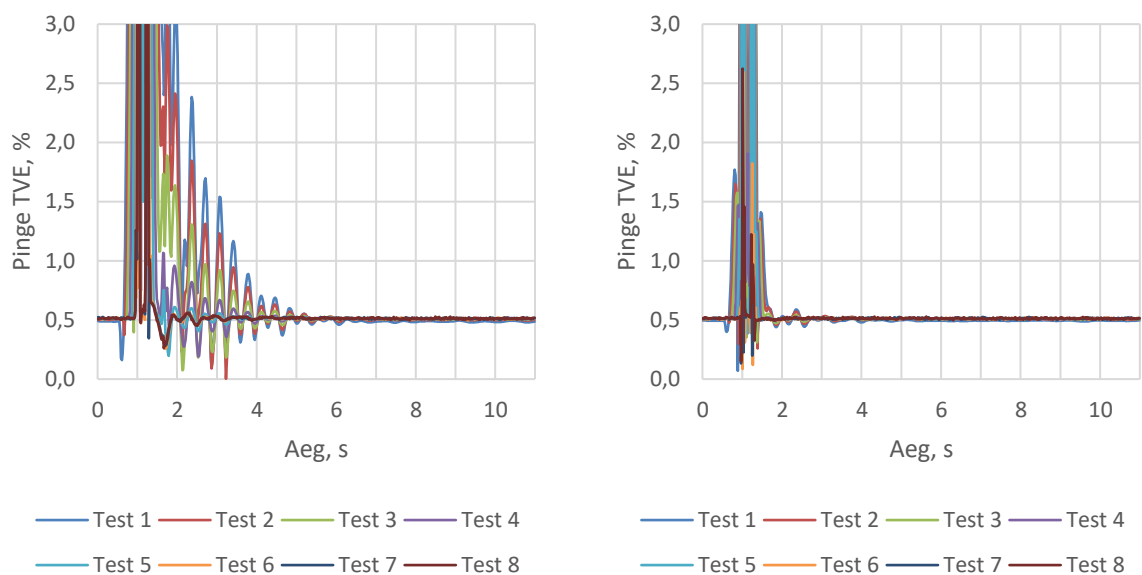
3.3 PMUB tulemused ja analüüs

Antud alapeatükis on toodud PMUA tulemused ja nende analüüs. Tabelis 3.4 on toodud PMUB testitud sättegrupid.

Tabel 3.4. PMUB testitud sättegrupid

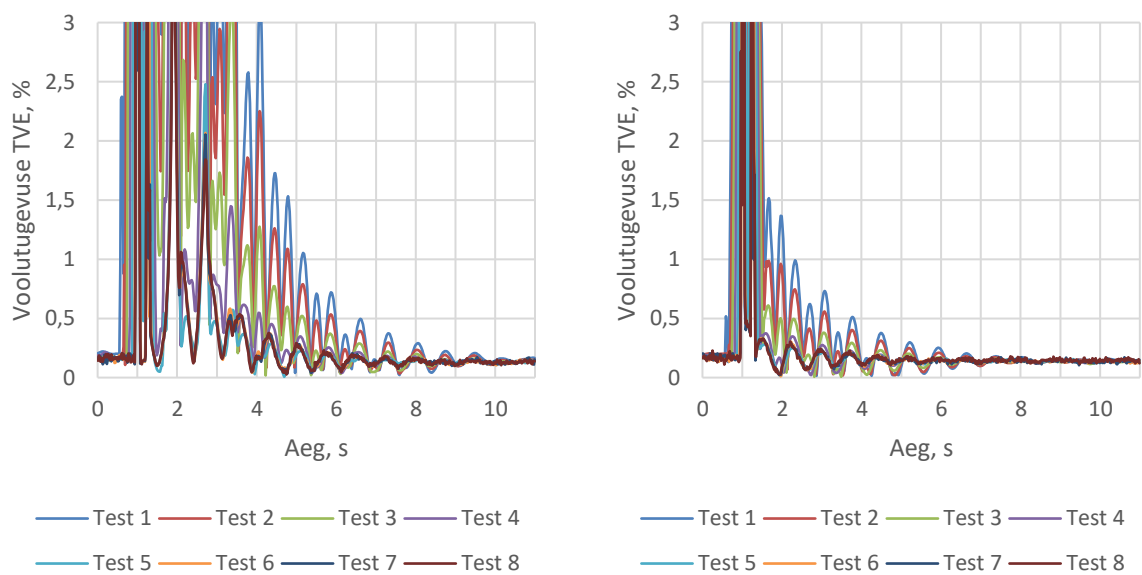
Test nr.	Filter	Edastamissagedus
1	10/8,3	50
2	12/10	50
3	15/12,5	50
4	20/16,7	50
5	30/25	50
6	60/50	50
7	120/100	50
8	240/200	50

Joonisel 3.17 on toodud pinget TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel lühisel (paremal).



Joonis 3.17. Pinge TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.18 on toodud voolutugevuse TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



Joonis 3.18. Voolutugevuse TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Tabelis 3.5 on toodud pinget ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist.

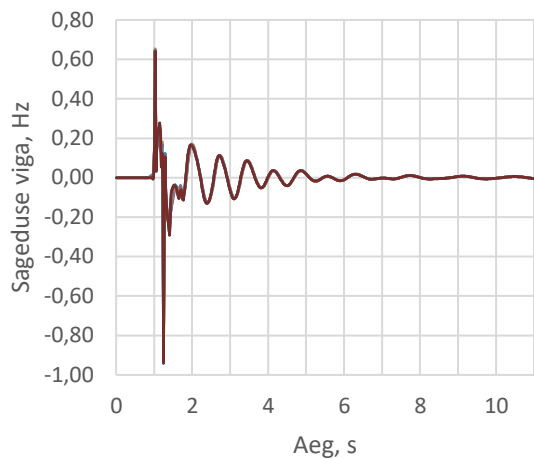
Tabel 3.5. Pinge ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist

Test nr.	Pinge				Voolutugevus			
	Reaktsiooniaeg [ms]		Suurim erinevus referentsist [%]		Reaktsiooniaeg [ms]		Suurim erinevus referentsist [%]	
	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F
1	2780	840	6,57	1,41	4640	1380	48,10	3,36
2	2420	740	5,59	1,36	4120	800	36,52	3,15
3	1660	660	4,93	1,34	3400	700	24,04	3,11
4	860	560	4,40	1,32	2620	580	12,20	2,83
5	500	440	1,16	0,62	1900	480	5,39	0,30
6	360	280	0,65	0,52	1840	340	4,89	0,33
7	360	240	0,63	0,53	1820	360	4,54	0,33
8	320	240	0,62	0,53	1860	360	4,14	0,33

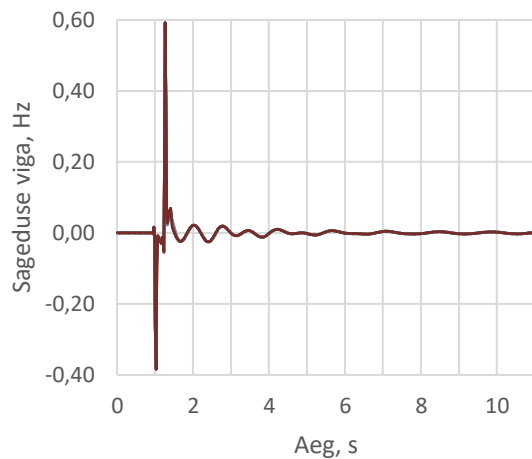
Tulemustest on näha tugevat sõltuvust nii reaktsiooniajal kui ka suurimal erinevusel referentsist lühise järgsel ajal valitud filtrist. PMUB manuaali järgi on soovitatud kasutada edastamissagedusele vastavat filtrit ehk 50 fps edastussageduse puhul on soovituslik kasutada 60/50 fr/s filtrit. Oodatult on madalamatele edastussagedustele mõeldud filtrid pikema reaktsiooniajaga ja kõrgematele edastussagedustele mõeldud filtrid lühema reaktsiooniajaga. Testide tulemused võib vastavalt nende TVE stabiliseerumisega jagada kahte gruppi:

- Testid 1 – 4, mille puhul on näha, et nende reaktsiooniajad on aeglased ning sellest tulenevalt on võimalik graafikutelt näha sarnast TVE väärtuste sumbumist peale lühist.
- Testid 5 – 8, mille puhul on näha, et nende reaktsiooniajad on üsna kiired (vähemalt võrreldes testidega 1 – 4) ning seetõttu on ka peale lühist näha TVE üsna kiiret stabiliseerumist.

Joonisel 3.19 on toodud sageduse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



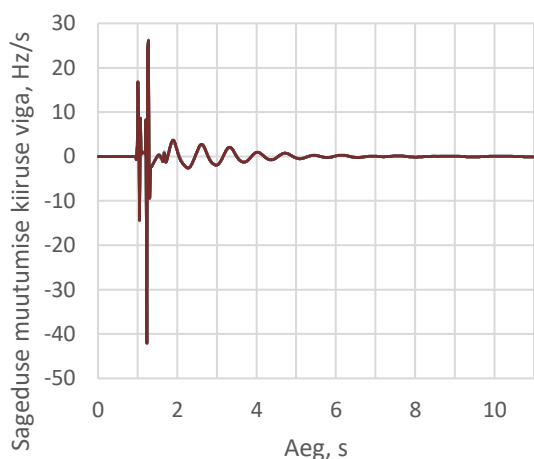
— Test 1 — Test 2 — Test 3 — Test 4
 — Test 5 — Test 6 — Test 7 — Test 8



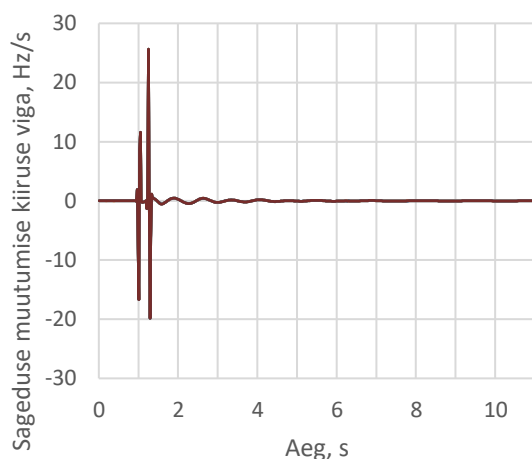
— Test 1 — Test 2 — Test 3 — Test 4
 — Test 5 — Test 6 — Test 7 — Test 8

Joonis 3.19. Sageduse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.20 on toodud sageduse muutumise kiiruse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



— Test 1 — Test 2 — Test 3 — Test 4
 — Test 5 — Test 6 — Test 7 — Test 8

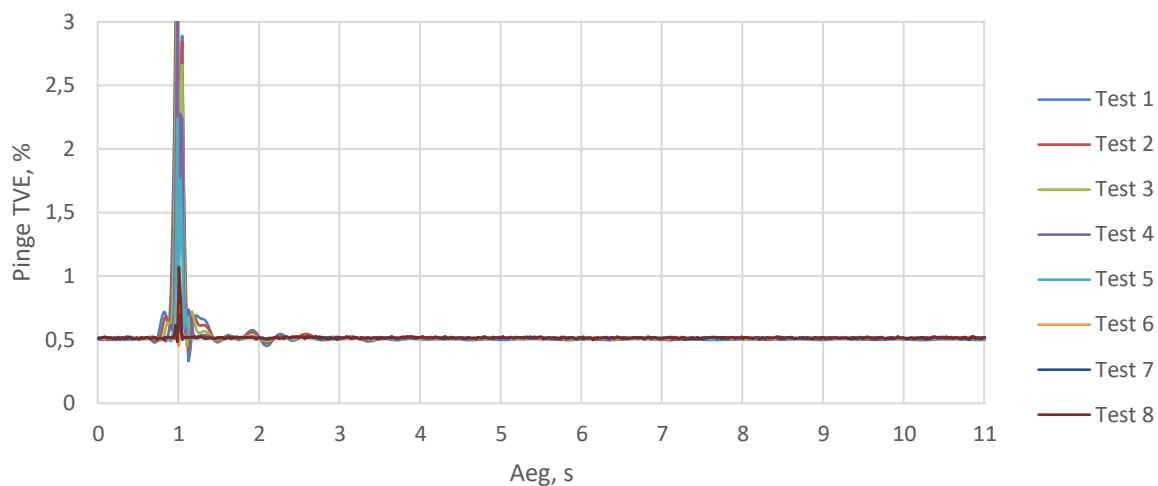


— Test 1 — Test 2 — Test 3 — Test 4
 — Test 5 — Test 6 — Test 7 — Test 8

Joonis 3.20. Sageduse muutumise kiiruse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

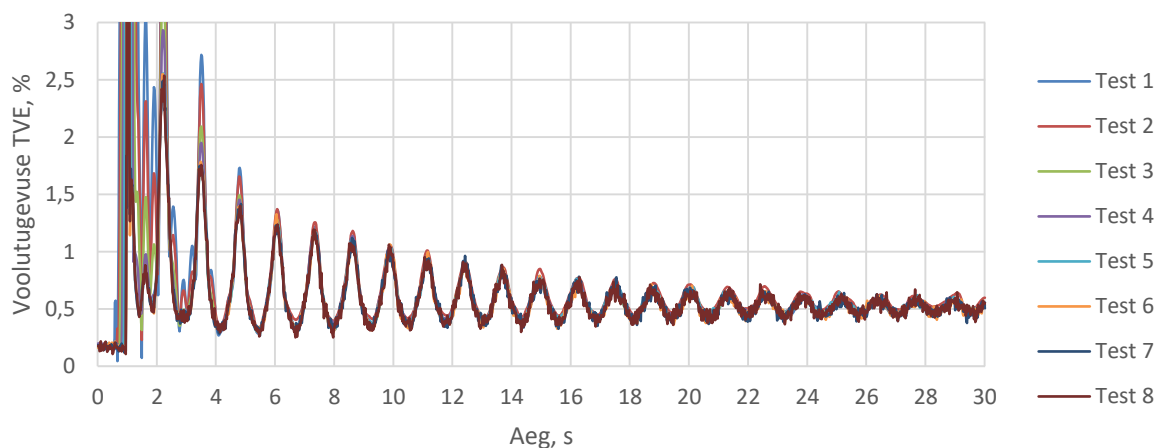
Joonisetal 3.19 ja 3.20 toodud graafikud näitavad väga selgelt, et PMUB puhul sageduse ja sageduse kiiruse muutumise viga ei sõltu valitud filtrist.

Joonisel 3.21 on toodud pinge TVE graafik koormuse välja lülitumisel.



Joonis 3.21. Pinge TVE koormuse välja lülitumisel

Joonisel 3.22 on voolutugevuse TVE graafik koormuse välja lülitumisel.



Joonis 3.22. Voolutugevuse TVE koormuse välja lülitumisel

Tulemustest on näha, et pinge reaktsiooniajad sõltuvad valitud filtrist. Suurim erinevus referentsist lühise järgsel ajal on kõikide testide puhul üsna sarnane. Saab küll välja tuua, et testide 5 – 8 puhul on need väiksemad kui ülejäänud testide puhul. Siiski on need vahed praktiliselt märkamatud. Testide 6 ja 7 puhul on näha, et reaktsiooniajad on pinge puhul 0 ms, mis tähendab, et terve simulatsiooni ajal ei olnud pingefaasori suurim erinevus referentsist suurem kui 1 %. Teistest eristuvad testid 6 – 8, mille puhul testiti suurematele edastamissagedustele mõeldud filtreid. Nende testide puhul on võrreldes teistega pinge reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist ning voolutugevuse erinevused referentsist kordades väiksemad. Kõikide testide puhul pinge TVE stabiliseerub peale koormuse välja lülitumist üsna kiiresti. Siiski on näha, et testide 1 – 3 puhul võtab TVE stabiliseerumine rohkem aega kui ülejäänud testide puhul. Filtrite vahelised erinevused tulenevad asjaolust, et

erinevate filtrite karakteristikud on erinevad ning sellest tulenevalt nende lõikesagedused erinevad üksteisest.

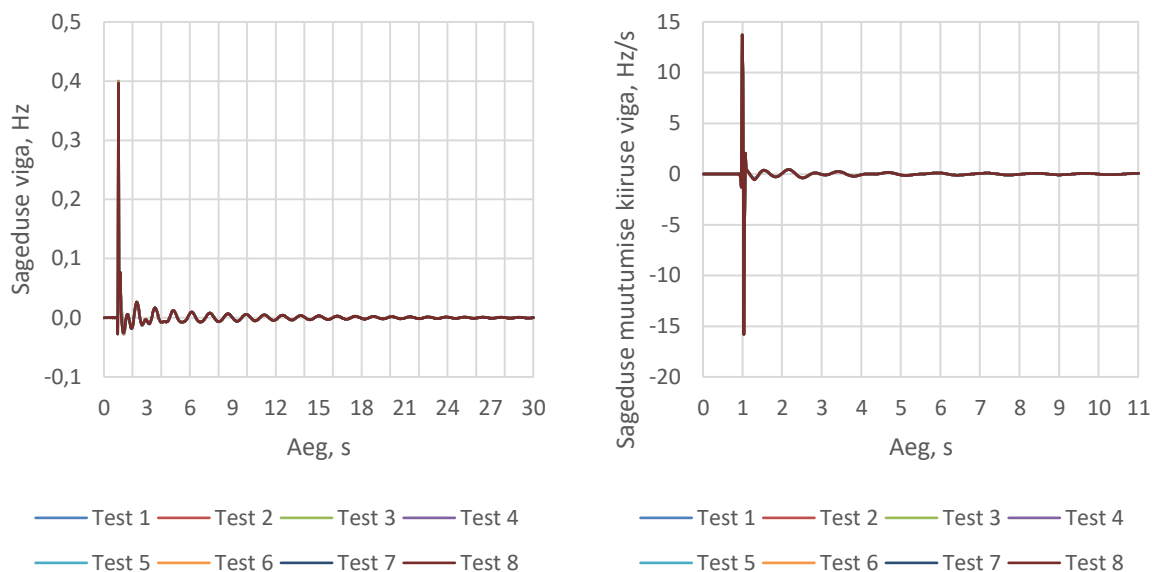
Tabelis 3.6 on toodud pinge ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist.

Tabel 3.6. Pinge ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist

Test nr.	Pinge		Voolutugevus	
	Reaktsiooniaeg [ms]	Suurim erinevus referentsist [%]	Reaktsiooniaeg [ms]	Suurim erinevus referentsist [%]
1	180	0,69	9260	9,74
2	160	0,69	10440	9,60
3	140	0,72	9140	9,88
4	100	0,68	9100	8,72
5	80	0,52	9060	2,56
6	0	0,52	8940	2,55
7	0	0,53	8900	2,49
8	20	0,53	8960	2,54

Voolutugevuse TVE puhul on näha, et peale koormuse välja lülitumist see võngub sarnaselt referentsfaasori voolutugevuse efektiivväärtusele ja faasinurgale. See on tõenäoliselt ka põhjuseks, miks erinevate filtrite voolutugevuse reaktsiooniajad on peaaegu sarnased. Voolutugevuse TVE graafikult ja suurimast erinevusest referentsi suhtes on võimalik näha, et kuigi testide reaktsiooniajad on sarnased, siis esiteks suurimad erinevused referentsist vähenevad kõrgematele edastamissagedustele mõeldud filtrite suunas ja teiseks on madalamatele edastamissagedustele mõeldud filtrite (testid 1 – 4) puhul TVE võnkeamplituudid peale koormuse välja lülitamist suuremad, saades võrdseks ülejäänud testidega umbes 9.ndal sekundil peale sündmust. Testide 5 – 8 puhul on lühise järgsel ajal suurim erinevus referentsist kuni 4 korda suurem. Selle põhjuseks on tõenäoliselt asjaolu, et kõrgematele edastamissagedustele mõeldud filtrid on kiiremad.

Joonisel 3.23 on toodud sageduse ja sageduse muutumise kiiruse viga koormuse välja lülitumisel.



Joonis 3.23. Sageduse viga ja sageduse muutumise kiiruse viga koormuse välja lülitumisel
 Joonisel 3.23 olevate graafikute põhjal ilmneb sama asjaolu nagu see on lühiskatsete puhul. Nimelt ei sõltu PMUB puhul sageduse viga ja sageduse muutumise kiiruse viga koormuse välja lülitumisel valitud filtritest.

PMUB puhul on RTDS-i sisesele PMU-le, kui see on seadistatud tegema P-klassi mõõtmisi, tulemuste põhjal kõige lähemal filtrid 60/50 fr/s ja 120/100 fr/s. Võib kaaluda kasutada ka filtreid 30/25 fr/s ja 240/200 fr/s.

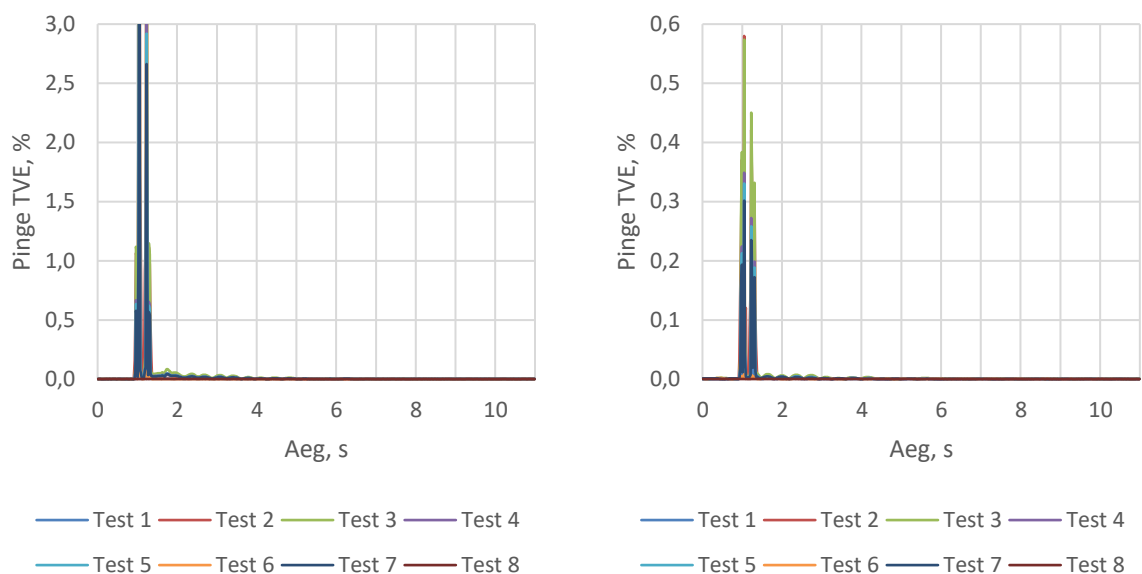
3.4 PMUC tulemused ja analüüs

Antud alapeatükis on toodud PMUA tulemused ja nende analüüs. Tabelis 3.7 on toodud PMUC testitud sättegrupid.

Tabel 3.7. PMUB testitud sättegrupid

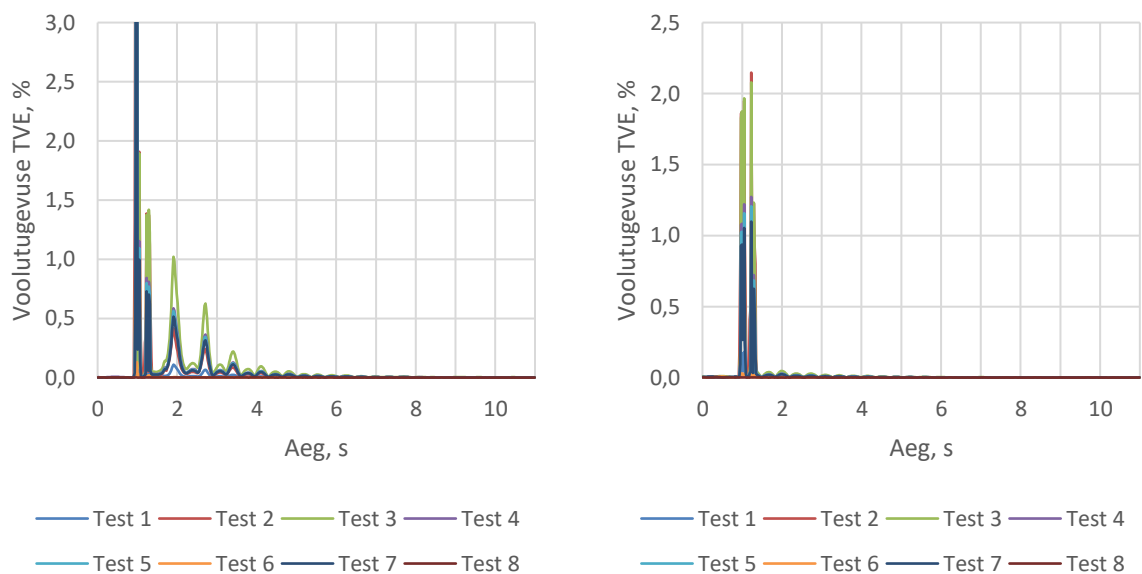
Test nr.	Filter	Edastamissagedus
1	Blackman	50
2	Hamming	50
3	Hann	50
4	Nuttall	50
5	Blackman-Harris	50
6	Dolph-Chebyshev	50
7	Blackman-Nuttall	50
8	Kaiser	50

Joonisel 3.24 on toodud pinge TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



Joonis 3.24. Pinge TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.25 on toodud voolutugevuse TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



Joonis 3.25. Voolutugevuse TVE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Tabelis 3.8 on toodud pinge ja voolutugevuse reaktsiooniaja ja suurimad erinevused referentsist.

Tabel 3.8. Pinge ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused kolme- ja ühefaasilisel lühisel

Test nr.	Pinge				Voolutugevus			
	Reaktsiooniaeg [ms]		Suurim erinevus referentsist [%]		Reaktsiooniaeg [ms]		Suurim erinevus referentsist [%]	
	3F	1F	3F	1F	3F	1F	3F	1F
1	0	0	0,01	0,00	0	0	0,11	0,00
2	380	0	0,04	0,00	400	340	0,92	0,02
3	360	0	0,08	0,01	380	360	1,02	0,05
4	220	0	0,05	0,00	100	280	0,59	0,03
5	220	0	0,05	0,00	100	280	0,56	0,03
6	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
7	220	0	0,04	0,00	40	200	0,52	0,02
8	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00

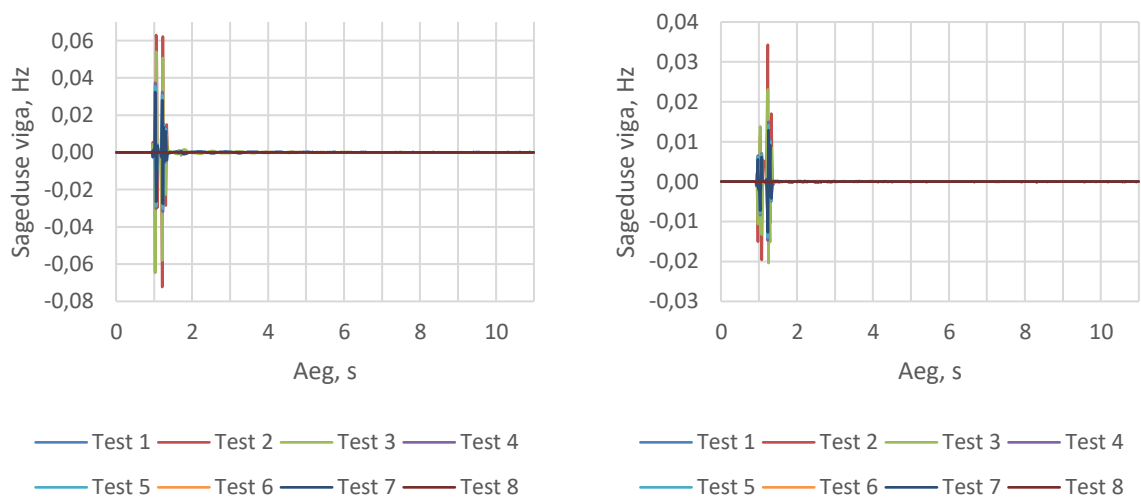
Reaktsiooniaja järgi on näha, et testitud filtreid on võimalik grupeerida kolme erinevasse gruppi:

- Testid 1, 6 ja 8
- Testid 2 ja 3
- Testid 4, 5 ja 7

Pinge TVE stabiliseerub kõigi filtrite puhul peale lühist hetkelist, mistõttu ei sõltu lühise järgsel ajal suurim erinevus referentsist valitud filtrist. Testide Filtri Kaiser algoritm on mõõtevigade põhjal otsustades tõenäoliselt praktiliselt identne RTDS-i sisese P-klassi PMU filtriga, seda ka lühise ajal. Referentsfaasoriga väga sarnane on ka filter Dolph-Chebyshev, millel on lühise ajal väike erinevus referentsfaasoriga (suurim erinevus on alla 0,1%). Sama võib väita ka filtri Blackman kohta, mille suurim erinevus lühise ajal on alla 0,6 %. Ka voolutugevuse puhul on mainitud filtrid praktiliselt sarnased referentsfaasoriga. Reaktsiooniajad on nii pingele kui ka voolutugevuse puhul 0 ms mõlemal lühisel. See võib väita, et antud filtrite algoritmid on praktiliselt sarnased RTDS-i sisese P-klassi PMU filtri algoritmiga. Testide 2 ja 3 (vastavalt filtrid Hamming ja Hann) puhul võib väita, et tegemist on aeglasemate ja suurema ribalaiusega filtritega. Testide 4, 5 ja 7 (vastavalt filtrid Nuttall, Blackmann-Harris ja Blackman-Nuttall)

tulemused jäävad eelpool mainitud gruppide vahel, olles oma reaktsiooniajalt paremad kui testid 2 ja 3, aga samas kehvemad kui filtrid testides 1, 6 ja 8.

Voolutugevuse TVE kolmefaasilise lühise puhul on näha, et testide 2 – 5 ja 7 puhul voolutugevuse TVE võngub sarnaselt referentsfaasori voolutugevuse efektiivväärtusele ja faasinurgale (sama asjaolu on täheldatud ka PMUA puhul). Testide 1, 6 ja 8 puhul sellist võnkumist ei ole täheldada ning voolutugevuse TVE stabiliseerub peale lühist praktiliselt hetkega. Kolmefaasilise lühise puhul on näha, et aeglasema reaktsiooniajaga filtrite puhul on voolutugevuse TVE suurim erinevus referentsist lühise järgsel ajal suurem kui kiirema reaktsiooniaegadega filtrite puhul. Sellele vaatamata on need erinevused üsna väikesed. Ühefaasilise lühise korral ei sõltu lühise järgsel ajal suurim erinevus referentsist valitud filtrist.

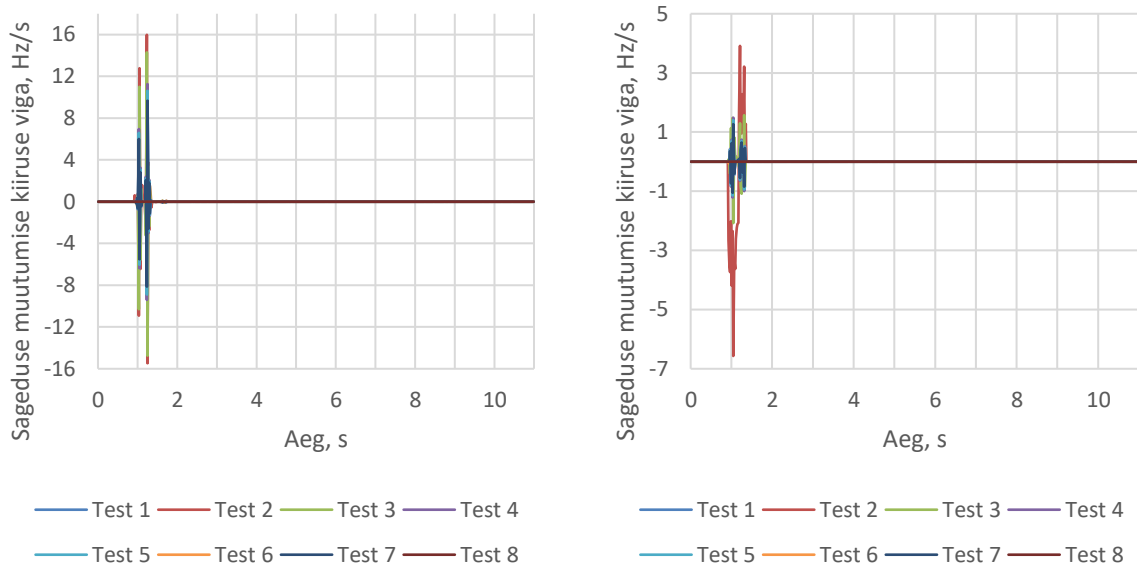


Joonis 3.26. Sageduse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.26 on toodud sageduse viga kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel. Sageduse ja sageduse kiiruse vea puhul on nii kolme- kui ka ühefaasilisel lühisel näha, et testi 8 filter Kaiser on identne RTDS-i sisese P-klassi PMU filtriga. Väga sarnased referentsile on ka filtrid Blackman ja Dolph-Chebyshev. Sarnaselt pingele ja voolutugevuse TVE-le on ka sageduse ja sageduse muutumise kiiruse vea juures näha, et kõige rohkem referentsist erinevad filtrid on testides 2 ja 3. Sageduse puhul on kõigi katsete puhul suurim viga 0,072 Hz (dünaamilise testi lubatud piir standardis 0,3 Hz), mis on üsna tühine võrreldes lubatud veaga. Sageduse muutumise kiiruse vea puhul ületavad standardis toodud piiri (14 Hz/s) testide 2 ja 3 filtrid, suurim väärtus vastavalt 15,98 ja 14,75 Hz/s. Kui vaadata sageduse ja sageduse muutumise kiirust lühise järgsel ajal, siis ei erine testitud filtrid teineteisest peaaegu üldse. Suurim sageduse viga mõlema lühise korral on 0,002 Hz, mis on võrreldes standardis

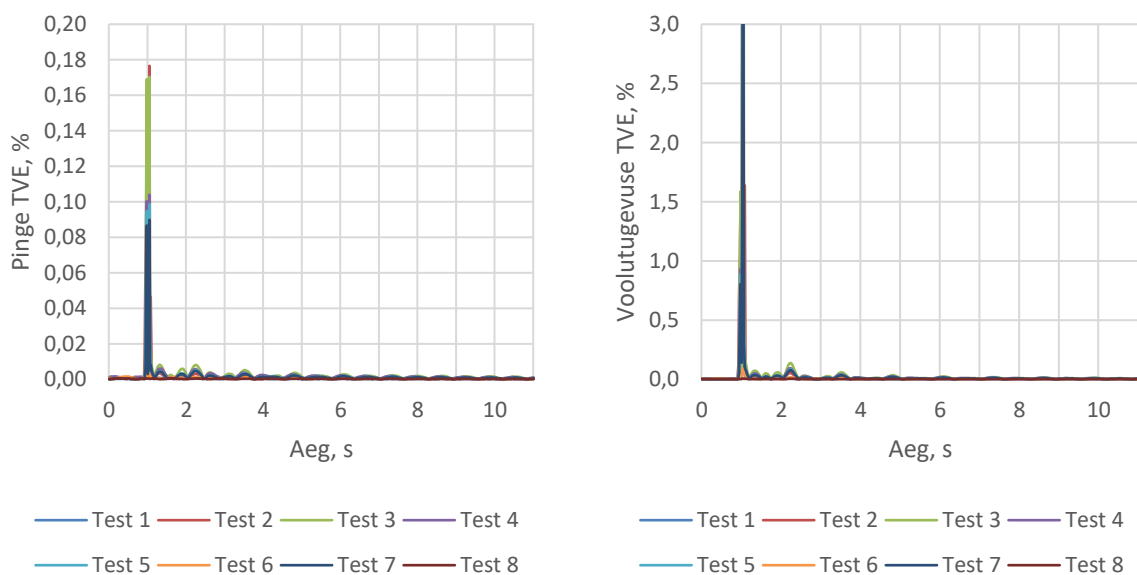
suurima lubatud veaga (0,3 Hz) üsna tühine. Sama kehtib ka sageduse muutumise kiiruse korral, kui suurim viga lühise järgsel ajal on 0,1 Hz/s (standardis suurim lubatud viga 14 Hz/s).

Joonisel 3.27 on toodud Sageduse muutumise kiiruse viga RFE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel.



Joonis 3.27. Sageduse muutumise kiiruse viga RFE kolmefaasilisel (vasakul) ja ühefaasilisel (paremal) lühisel

Joonisel 3.28 on toodud pinget (vasakul) ja voolutugevust (paremal) TVE koormuse välja lülitumisel. Tabelis 3.9 on toodud pinget ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist.

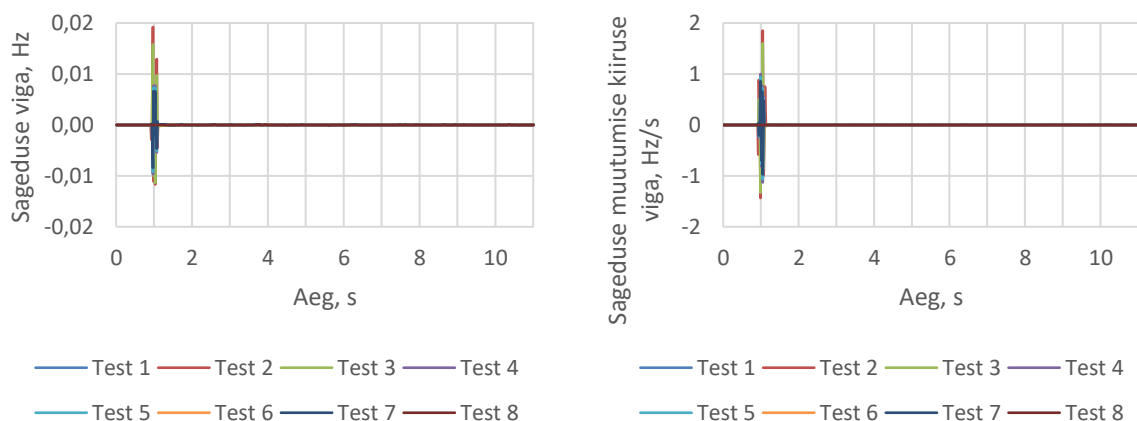


Joonis 3.28. Pinget (vasakul) ja voolutugevus (paremal) TVE koormuse välja lülitumisel

Tabel 3.9. Pinge ja voolutugevuse reaktsiooniajad ja suurimad erinevused referentsist koormuse välja lülitumisel

Test nr.	Pinge		Voolutugevus	
	Reaktsiooniaeg [ms]	TVE suurim väärtus [%]	Reaktsiooniaeg [ms]	TVE suurim väärtus [%]
1	0	0,00	0	0,01
2	0	0,00	140	0,05
3	0	0,01	100	0,14
4	0	0,01	40	0,09
5	0	0,01	40	0,08
6	0	0,00	0	0,02
7	0	0,00	40	0,08
8	0	0,00	0	0,00

Koormuse ootamatu välja lülitumise stsenaariumi puhul on näha, et pinge suurim erinevus referentsist häiringu järgsel ajal ei sõltu valitud filtrist. Kõik filtrid on täpsed ka häiringu toimumise ajal, kuna suurimad erinevused referentsist ei ületa 0,2 %. Sellest tulenevalt on ka pinge reaktsiooniajad 0 ms. Tulemuste põhjal võib väita, et voolutugevuse suurimad erinevused referentsist häiringu järgsel ajal ei sõltu samuti valitud filtrist. Antud stsenaariumi puhul on referentsfaasoriga võrreldes parimad filtrid testides 1, 6 ja 8 ning kõige erinevamad testides 2 ja 3 (sama on ka lühiskatsete puhul).



Joonis 3.29. Sageduse viga (vasakul) ja sageduse muutumise kiiruse viga (paremal) koormuse välja lülitumisel

Joonisel 3.29 on toodud sageduse viga (vasakul) ja sageduse muutumise kiiruse viga (paremal) koormuse välja lülitumisel. Graafikult on näha, et kõige suuremad vead mõlema parameetri korral on võrreldes standardi lubatud piiridega üsna väiksed. Siingi kordub asjaolu, et testide 1, 6 ja 8 filtrid on parimad võrreldes referentsfaasoriga ning testide 2 ja 3 filtrid on referentsfaasorist kõige rohkem erinevad. Häiringu järgsel ajal ei ole filtrite vahel märgatavaid erinevusi, kuna kõik stabiliseeruvad üsna kiiresti nulli.

PMUC puhul on RTDS-i sisesele PMU-le, kui see on seadistatud tegema P-klassi mõõtmisi, tulemuste põhjal kõige lähemal filtrid Dolph-Chebyshev (test 6) ja Kaiser (test 8). Neist filter Kaiser on identne RTDS-i sisese P-klassi PMU filtrile. Kasutada võib ka filtrit Blackman (test 1). Mainitud filtrite vahel on väga väike erinevus ning sobivad ka häiringu ajal pinge ja voolutugevuse faasoreid mõõtma.

Kui on vajalik ainult häiringu järgsed mõõtmised, siis sobivad kõik testitud filtrid, kuna mõõtevead stabiliseeruvad peale häiringuid üsna kiirelt nulli. Väikse mööndusega on kolmefaasilise lühise puhul testid 2 – 5 ja 7, kus voolutugevuse TVE võngub sumbuvalt. Siiski ei ole seda näha koormuse välja lülitumise korral, mistõttu võib väita, et voolutugevuse TVE võnkumine nende filtrite puhul sõltub häiringu voolutugevuse muutusest.

3.5 Analüüsi kokkuvõte

Eelnevalt on toodud koostatud katsemudelit kasutades saadud PMU testide tulemused ja nende analüüs. Tulemuste analüüsi käigus on selgunud iga PMU kohta, mis säte mõjutab selle sarnasust referentsfaasorile kõige rohkem. Valdavalt tulevad sättegruppide omavahelised erinevused esile sündmuste ajal ehk antud töö puhul lühiste ja koormuse välja lülitumise ajal. Tulemustest on näha, et erinevad PMU-de sätted käitusid vastavalt ootustele ehk näiteks suurema ribalaiusega filtrid olid ebatäpsemad ning väiksema viitega filtrite reaktsiooniajad kiiremad. Sellest tulenevalt võib öelda, et koostatud mudel on piisavalt võimekas kasutamaks PMU-de karakteristikute testimiseks.

PMUA puhul on näha, et mõõtmiste reaktsiooniaeg ja suurim erinevus referentsfaasorist sõltub filtri sättest. Kitsa filtri (N) puhul on sündmuse ajal voolutugevuse ja pinge suurim erinevus referentsfaasorist väiksem, samas reaktsiooniaeg aeglasem kui laia pääsufiltri (F) puhul. Sageduse põhine kompenseerimise sätte ei mõjutanud antud katsete käigus mõõtetulemusi. Põhjuseks võib olla, et sagedushälve kuni ± 1 Hz ei mõjuta PMUA puhul oluliselt mõõtetulemusi. Sageduse ja sageduse muutumise kiiruse vea korral on oluline mõju ROCOF

algoritmi sättel. Sätte S ehk aeglane puhul on mõõtevead kohati peaaegu kaks korda suuremad kui sätte F ehk kiire korral. Antud PMU puhul on RTDS-i sisesele PMU-le, kui see on seadistatud tegema P-klassi mõõtmisi, tulemuste põhjal kõige lähemal järgmine sättegrupp:

- Filter N
- Sageduse põhine kompenseerimine Y (sees) või N (väljas)
- ROCOF algoritm F

PMUB puhul on selgelt näha, et valitud filter mõjutab oluliselt mõõtetulemusi. Kehvemad filtrid on madalamatele edastussagedustele mõeldud filtrid, mille puhul on reaktsiooniajad pikemad ja suurimad erinevused referentsfaasorist. Kõrgematele edastussagedustele mõeldud filtrid on referentsfaasoriga kõige sarnasemad. Mitte ükski testitud filter ei mõjutanud sageduse ega sageduse muutumise kiiruse viga. Antud PMU puhul on RTDS-i sisesele PMU-le, kui see on seadistatud tegema P-klassi mõõtmisi, tulemuste põhjal kõige lähemal filtrid 60/50 fr/s ja 120/100 fr/s. Võib kaaluda kasutada ka filtreid 30/25 fr/s ja 240/200 fr/s.

Sarnaselt eelmise PMU-ga sõltub ka PMUC mõõtetulemused valitud filtrist. Tulemuste põhjal võib väita, et filter Kaiser on identne RTDS-i sisese P-klassi PMU filtriga. Referentsfaasoriga sarnaseid tulemusi andsid ka filtrid Dolph-Chebyshev ja Blackman. Nimetatud filtrid sobivad ka häiringu ajal mõõtmisteks. Kui on vajalik ainult häiringu järgsed mõõtmised, siis sobivad kõik testitud filtrid, kuna mõõtevead stabiliseeruvad peale häiringuid üsna kiirelt nulli.

Analüüsist selgub, et põhjalikumalt on vajalik uurida sageduse kompenseerimise algoritmi mõju faasimõõte tulemustele, kuna antud töös ei tulnud selle algoritmi mõju esile. Selleks tuleks hoolikalt valida sündmused, et sageduse hälve nimisagedusest oleks võimalikult suur ning süsteem säilitaks oma stabiilsuse peale häiringut. Lõputöö tegemise ajal ei olnud võimalik testida faasimõõteseadet Arbiter 1133a, mis kasutusel näiteks ka Eesti põhivõrgu laiseire süsteemis. Sel PMU-l on lisaks faasimõõtmistele ka elektrikvaliteedi mõõtmiste tegemise võimekus. Lisaks on sel PMU-l võimalus muuta andmeakna pikkust. Sellest tulenevalt tuleks tulevikus uurida lähemalt ka andmeakna pikkuse mõju faasimõõtmistele. Lisaks võib antud mudeli täiendamisel uurida näiteks harmoonikute mõju mõõtetulemustele, mida on võimalik teha näiteks konverterite põhiste koormuste, tootmisüksuste ja HVDC-ühenduste abil.

Analüüsist selgus ka, et RTDS-i sisese M-klassi PMU filter Kaiser on identne referentsfaasoriga, mistõttu võib tulevikus uurida ka M-klassi PMU kasutamist referentsina.

Lõputöö kokkuvõte

Käeolevas lõputöös kasutatakse faasimõõteseadmete karakteristikute testimiseks reaalajasimulaatorit, millele koostatakse elektrisüsteemi mudel. Elektrisüsteemi mudeli koostamiseks antakse alguses ülevaade elektrisüsteemi stabiilsusest ja seda mõjutavatest probleemidest.

Esimeses peatükis antakse ülevaade elektrisüsteemi stabiilsusest. Elektrisüsteemi stabiilsus on elektrisüsteemi omadus, mis kirjeldab süsteemi võimet jätkata peale talitluse häiringuid normaalset tööd. Elektrisüsteemi mittestabiilsus võib avalduda mitut moodi olenevalt süsteemi olekust. Elektrisüsteemi stabiilsust klassifitseeritakse tavaliselt mõjutatud süsteemi parameetri järgi: nurga-, pinge- ja sageduse stabiilsus. Nurgastabiilsus tähendab generaatorite sünkroonset tööd ning mittestabiilsuse korral hakkab osa generaatoreid pöörlema teiste suhtes erineva kiirusega. Pingestabiilsus on probleemiks, kui pinge häiringujärgselt oluliselt langeb, võimalik on ka ülemäärane tõusmine ja võnkumine. Sageduse stabiilsus on vaadeldav, kui tekib märkimisväärne ebabilanss elektri genereerimise ja tarbimise vahel. Elektrisüsteemi stabiilsust võib liigitada ka häiringu ulatuse järgi staatiliseks ja dünaamiliseks stabiilsuseks. Pinge- ja sageduse stabiilsust jagatakse eraldi veel ka lühi- ja pikaajaliseks.

Teises peatükis antakse ülevaade faasimõõteseadmetest. Faasimõõteseadme mõõdab kõrge sagedusega voolu- ja pingefaasoreid, sagedust ja sageduse muutumise kiirust. Üksik PMU on sünkroniseeritud GPS signaali abil, mis võimaldab teostada elektrisüsteemi erinevates osades sünkroniseeritud faasimõõtmisi. Faasimõõteseadmed leiavad elektrisüsteemis kasutust eelkõige elektriülekandekoridoride talitluse seireks ja laimõõtmiste tegemiseks. Laimõõtmiste rakendused on näiteks häirete ja sündmuste salvestamine, elektrisüsteemi stabiilsuse jälgimine, liinide talitluse seire, madalsageduslike võnkumiste ja nende sumbumise seire ning saartalitluse avastamine. Lisaks neile rakendustele on uuritud ka elektrikvaliteedi hindamise võimalusi PMU-dega. Laimõõtmiste edasiarendamisel on võimalik luua laijuhtimis- ja -kaitsesüsteeme, millega oleks näiteks võimalik juhtida elektrisüsteemi stabilisaatoreid, FACTS-seadmeid ja teostada vajalikke lülitusi, millega reguleeritakse elektrisüsteemi püsitalitlust ja hoitakse ära avariiotlikke olukordi. Kirjeldatud on faasimõõteseadme tööpõhimõtet. Välja on toodud faasimõõteseadmete testimise põhimõtted ja nõuded, millele need peavad vastama. Standardi C37.118.1-2011 ja selle lisaga C37.118.1a-2014 on paika pandud, et faasimõõteseadme mõõtetäpsust hinnatakse kolme parameetri alusel: sünkrofaasori viga (TVE), sageduse viga

(FE) ja sageduse muutumise kiiruse viga (RFE). Lisaks võidakse hinnata ka parameetreid, mis on seotud faasimõõtmiste kiirusega: reaktsiooniaeg, hilistusaeg ja latentsus.

Käesolevas lõputöös on selgitatud ka modelleerimise vajadust ning koostatud elektrisüsteemi mudeli valikut. Kirjeldatud on RTDS-i tööpõhimõtet ja selle komponente. RTDS-iga on võimalik elektrisüsteemi reaalajas simuleerida. See seade on oma olemuselt mõeldud elektromagnetliste protsesside arvutamiseks. Arvutusalgoritm põhineb Dommeli algoritmil ja integreerimisest tuntud trapetsi reeglil ning igale ajahetkele arvutatakse uus lahend. Lisaks on võimalik RTDS-i kasutada HIL testimiseks, mis tähendab, et RTDS-iga on võimalik ühendada erinevaid seadmeid (antud lõputöö puhul on nendeks PMU-d), mida enne elektrivõrku paigaldamist uurida. Koostatud mudeli aluseks on võetud IEEE 9 sõlmega elektrisüsteemi võrdlusmudel, mida on muudetud sobivaks antud lõputöö eesmärkide täitmiseks. Kirjeldatud on mudeli kasutamist ning elektrisüsteemi sündmuste tekitamist. Loodud on võimalused uurimaks kolme- ja ühefaasilist lühist ning koormuse ootamatut väljalülitust. Toodud on katsete läbiviimiseks vajalik katseskeem, mis koosneb RTDS-ist, võimendist OMICRON 356, GPS-kellast SEL-2407 ja kolmest faasimõõteseadmest, millest kaks on füüsilised ja üks virtuaalne (RTDS-i sisene), nimetatud vastavalt PMUA, PMUB ja PMUC. Kõikide kasutatud seadmete kirjeldus on samuti lõputöös toodud. Võimendit kasutatakse RTDS-ist väljuvate voolu- ja pingesignaalide võimendamiseks. Aja sünkroonimiseks kasutatakse GPS-kella SEL-2407. Aja sünkroonimine on oluline töös ühtse faasinurga referentsi ja testsignaali võrreldavuse tagamiseks faasimõõtmistega.

Faasimõõteseadmete karakteristikute testimiseks koostati kolm stsenaariumi:

- A) Kolmefaasiline lühis pikkusega 250 ms liinil 3, mille tagajärjel lülitub liin mõlemast otsast välja.
- B) Ühefaasiline maalühis pikkusega 250 ms liinil 3, mille tagajärjel lülitub liin mõlemast otsast välja.
- C) Koormuse ootamatu välja lülitumine sõlmes 8.

Kolmefaasiline lühis võimaldab vaadata nurgastabiilsust, lisaks mitme generaatoriga mudeli puhul tekib generaatorite omavahelise võnkumise võimalus. Ühefaasilise lühise puhul tekivad elektrisüsteemis sümmeetrilised komponendid. Koormuse välja lülitumisega on võimalik vaadelda sageduse stabiilsust. Pingestabiilsust võib tähelda kõikide valitud stsenaariumite puhul. Valitud sündmused mõjutavad kõik pinget ja voolutugevuse efektiivväärtust ja nurka, sagedust ja sageduse muutumise kiirust. Seega on ühe testi ajal vaatluse all kokku kuus parameetrit. Iga stsenaariumi kohta sooritati kaheksa katset erinevate PMU sättegruppidega.

Kõikide katsete puhul on edastussageduseks valitud 50 fps. PMUA puhul muudetakse filtritüüpi, sageduse põhise kompensereimist ja sageduse muutumise kiiruse algoritmi. Ülejäänud kahe PMU puhul on muudetud ainult filtritüüpi.

Käesolevas lõputöös on toodud eelnevalt kirjeldatud katsete tulemused ja nende analüüs. Katsete käigus saadud tulemusi on võrreldud referentsfaasoriga, mis on koostatud RTDS-i sisese P-klassi PMU mõõtetulemuste alusel. Tulemuste analüüsil on hinnatud TVE, FE ja RFE väärtuste suuruseid. PMUA puhul on näha, et mõõtmiste reaktsiooniaeg ja suurim erinevus referentsfaasoriga sõltub filtri sättest. Kitsa ribalaiusega filtri (N) puhul on sündmuse ajal voolutugevuse ja pinge suurim erinevus referentsfaasoriga väiksem, samas reaktsiooniaeg aeglasem kui laia ribalaiusega filtri (F) puhul. Sageduse põhine kompensereimise sätete ei mõjutanud antud katsete käigus mõõtetulemusi. Põhjuseks võib olla, et sagedushälve kuni ± 1 Hz ei mõjuta PMUA puhul oluliselt mõõtetulemusi. Sageduse ja sageduse muutumise kiiruse vea korral on oluline mõju ROCOF algoritmi sättele. Sätete S ehk aeglane puhul on mõõtevead kohati peaaegu kaks korda suuremad kui sätete F ehk kiire korral. PMUB puhul on selgelt näha, et valitud filter mõjutab oluliselt mõõtetulemusi. Kehvemad filtrid on madalamatele edastussagedustele mõeldud filtrid. Kõrgematele edastussagedustele mõeldud filtrid on referentsfaasoriga kõige sarnasemad. Sarnaselt eelmise PMU-ga sõltub ka PMUC mõõtetulemused valitud filtrist. Tulemustest on näha, et erinevad PMU-de sätted käituvad vastavalt ootustele ehk näiteks suurema ribalaiusega filtrid olid ebatäpsemad ning väiksema viitega filtrite reaktsiooniajad kiiremad. Sellest tulenevalt võib öelda, et koostatud mudel on piisavalt võimekas kasutamaks PMU-de karakteristikute testimiseks.

Testide tulemuste põhjal antakse testitud faasimõõteseadmete konfigureerimiseks elektrisüsteemis järgmised soovitused:

- PMUA
 - filter N
 - sageduse põhine kompensereimine Y (sees) või N (väljas)
 - ROCOF algoritm F
- PMUB
 - filtrid 60/50 fr/s või 120/100 fr/s
- PMUC
 - filtrid Kaiser, Dolph-Chebyshev või Blackman sobivad ka häiringul ajal suure täpsusega faasimõõtmisteks
 - häiringu järgsete siirdeprotsesse sobivad mõõtma kõik testitud filtrid

Käesolev lõputöö on täitnud oma eesmärgi. Faasimõõteseadmete karakteristikuid on testitud kasutades reaalaajasimulaatorit. Testimiseks on reaalaajasimulaatorile koostatud elektrisüsteemi mudel, millega on uuritud faasimõõteseadmete karakteristikuid elektrisüsteemi siirdeprotsesside ajal. Saadud katsete tulemusi on analüüsitud ja selle põhjal antud soovitusel, kuidas testitud faasimõõteseadmed oleks vaja konfigureerida, et nende mõõtevead oleks referentsfaasoriga võrreldes kõige väiksemad.

Lõputöö loob võimalused edasisteks uurimistöödeks faasimõõteseadmete valdkonnas:

- Saadud teadmiste ja tulemuste ära kasutamine spetsiifilisemate mudelite koostamiseks, näiteks süsteemi, selle osa või üksiku probleemi uurimiseks.
- Täiendada koostatud elektrisüsteemi mudelit näiteks HVDC-ühenduste või konverteritega ühendatud tootmisüksustega, mis teeb näiteks võimalikuks harmoonikute mõju uurimise faasimõõtmiste täpsusele.
- Uurida muid elektrisüsteemi sündmuseid, näiteks generaatori ootamatut välja kukkumist elektrisüsteemis, mille tagajärjel tekib geneerimise ja tarbimise vahel eabilanss.
- Saadud tulemuste ja teadmiste ära kasutamine Eesti põhivõrgu mudeli koostamiseks faasimõõteseadmete testimiseks, millel uurida antud lõputöös uuritud häiringuid.
- Muude elektrisüsteemi sündmuste, näiteks elektrisüsteemi piirkondade vaheliste võnkumiste uurimiseks on soovituslik kasutada muid elektrisüsteemi mudeleid.
- Analüüsist selgus, et RTDS-i sisese M-klassi PMU filter Kaiser on identne referentsfaasoriga, mistõttu tuleb tulevikus uurida M-klassi PMU mõõtetulemusi kasutamist referentsina.
- Põhjalikumalt on vajalik uurida sageduse kompenseerimise algoritmi mõju faasimõõte tulemustele, kuna antud töös ei tulnud selle algoritmi mõju esile. Selleks tuleks hoolikalt valida sündmused, et sageduse hälve nimisagedusest oleks võimalikult suur aga süsteem säilitaks oma stabiilsuse peale häiringut.
- PMU Arbiter 1133a (kasutusel Eesti elektrivõrgus) testimine, millel on lisaks faasimõõtmistele ka elektrikvaliteedi mõõtmiste tegemise võimekus ja võimalus muuta andmeakna pikkust, mille tõttu tuleks tulevikus uurida selle mõju faasimõõtmiste täpsusele.

- Eesti elektrisüsteemi põhivõrgu mudeliga saadud PMU-de mõõtetulemuste võrdlemine ja valideerimine elektrisüsteemis mõõdetud reaalsete sündmustega (rikkemeerikute andmete kasutamine).

Kirjandus

- [1] M. Meldorf ja J. Kilter, *Elektrisüsteemi stabiilsus*, Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2011.
- [2] L. L. Grigsby, *Power System Stability and Control*, CRC Press, 2012.
- [3] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [4] P. Kundur ja teised, „Definition and Classification of Power System Stability,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, kd. 19, nr 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [5] MIGRATE, „Deliverable D1.1 Report on systemic issues,“ 15.12.2016. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.h2020-migrate.eu/_Resources/Persistent/9bf78fc978e534f6393afb1f8510db86e56a1177/MIGRATE_D1.1_final_TenneT.pdf. [19.03.2018].
- [6] J. Machowski, J. W. Bialek ja J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control - 2nd ed.*, Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2008.
- [7] I. Palu, M. Valdma, M. Meldorf, M. Keel ja teised, *Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs (WAMPAC) I etapi aruanne*, Tallinn, 2014.
- [8] K. Tuttelberg ja J. Kilter, „Uncertainty propagation in PMU-based transmission line monitoring,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, kd. 12, nr 3, pp. 745-755, 2018.
- [9] „Estimation of transmission loss components from phasor measurements,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, kd. 98, pp. 62-71, 2018.
- [10] I. Palu, K. Tuttelberg, T. Kangro, T. Sarnet ja teised, *Eesti elektrisüsteemi laiseiresüsteemi arendamine ja analüüs II etapi aruanne*, Tallinn: TTÜ, 2014.
- [11] M. Löper, T. Trummal ja J. Kilter, „Analysis of PMU Measurements for PQ Measurements,“ *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Sarajevo, 2018, [Vastu võetud avaldamiseks].
- [12] H. I. Hussein, G. A. Salman ja M. S. Hasan, „Phase Measurement Units based FACT's Devices for the Improvement of Power Systems Networks Controllability,“

International Journal of Electrical and Computer Engineering, kd. 8, nr 2, pp. 888-899, 2018.

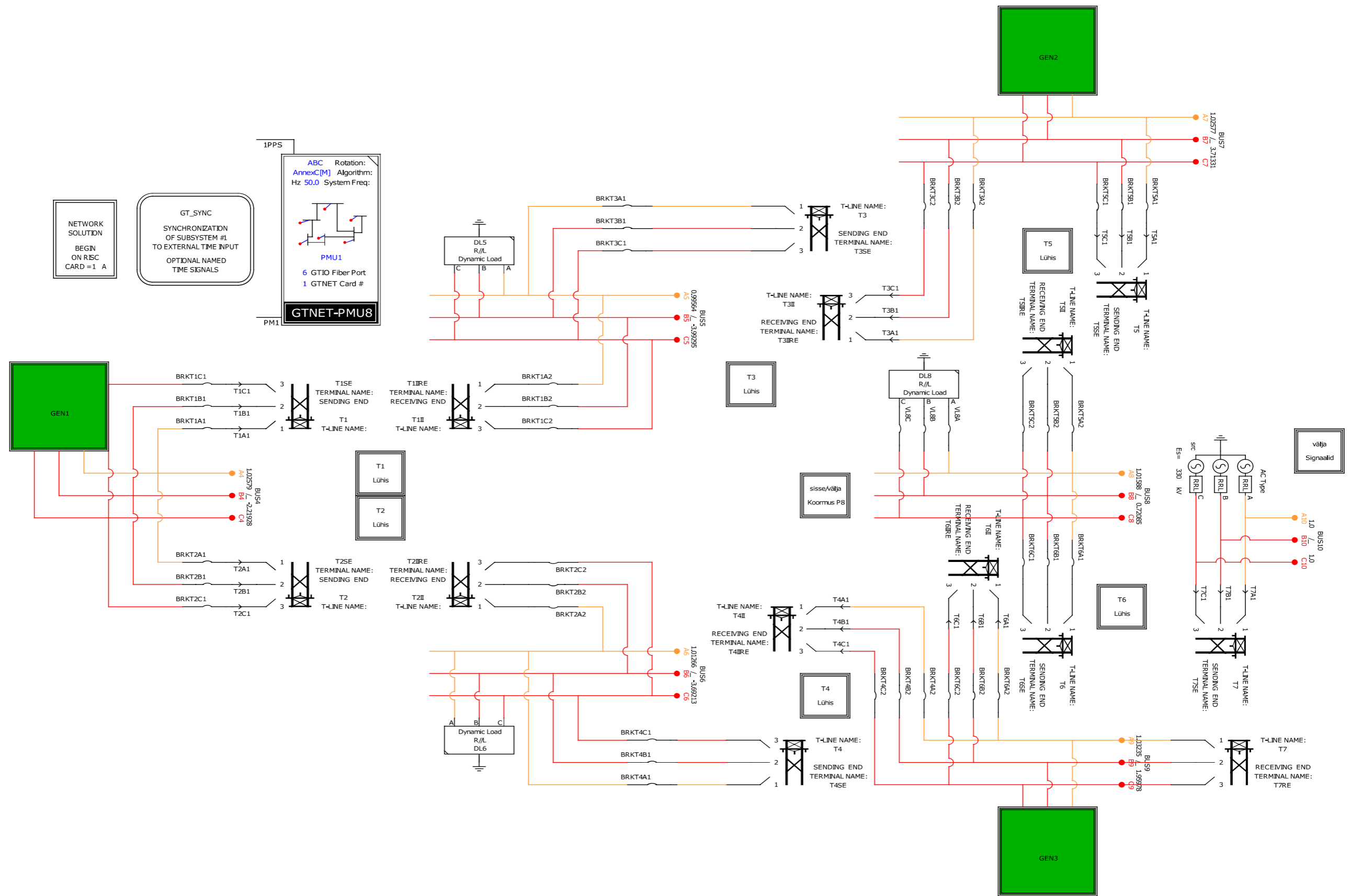
- [13] K. Zhu, „New trends in the development of wide-area damping control systems,“ *41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Yokohama, 2015.
- [14] E. Rebello, L. Vanfretti ja M. S. Almas, „PMU-based real-time damping control system software and hardware architecture synthesis and evaluation,“ *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, 2015.
- [15] IEEE, *C37.118.1-2011 - IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems*, 2011.
- [16] IEEE, *IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements*, 2014.
- [17] IEEE, *C37.242-2013 - IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control*, 2013.
- [18] J. Kilter, I. Palu, M. S. Almas ja L. Vanfretti, „Experiences with Dynamic PMU Compliance Testing using Standard Relay Testing Equipment,“ *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington DC, 2015.
- [19] R. M. Moraes, Y. Hu, G. Stenbakken, K. Martin, A. G. Phadke, H. A. R. Volskis, V. Centeno ja J. E. R. Alves Jr., „PMU Interoperability, Steady-State and Dynamic Performance Tests,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, kd. 3, nr 4, pp. 1660-1669, 2012.
- [20] R. Ghiga, Q. Wu, K. Martin, W. Z. El-Khatib, L. Cheng ja A. H. Nielsen, „Dynamic PMU compliance test under C37.118.1a™-2014,“ *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, 2015.
- [21] T. Becejac, P. Dehghanian ja M. Kezunovic, „Analysis of PMU algorithm errors during fault transients and out-of-step disturbances,“ *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*, Morelia, 2016.

- [22] K. Diakos, Q. Wu ja A. H. Nielsen, „Phasor Measurement Unit and Phasor Data Concentrator test with Real Time Digital Simulator,“ *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Hong Kong, 2014.
- [23] D. R. Gurusinghe, D. Ouellette ja R. Kuffel, „An Automated Test Setup for Performance Evaluation of a Phasor Measurement Unit,“ *PAC World Conference*, Ljubljana, 2016.
- [24] U. Salumäe, *Faasimõõteteseadme mõõtetehnoloogiate testimine ja analüüs*, Tallinn, 2017.
- [25] G. H. Gray, „Design construction and tests of an artificial power transmission line for the Telluride Power Company of Provo, Utah,“ *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, pp. 713-755, 1917.
- [26] M. Smith, „Electric Power System Modeling & Simulation,“ 15.02.2010. [Võrgumaterjal]. Saadaval: https://www.cs.nmt.edu/~jholten/ModelingAndSimulation/lectures/9b_EP_System_Modeling.pdf. [15.05.2018].
- [27] L. Freris ja A. Sasson, „Investigation of the load-flow problem,“ *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, pp. 1459 - 1470, 1968.
- [28] M. Yagami, S. Ishikawa, Y. Ichinohe, K. Misawa ja J. Tamura, „Power System Transient Stability Analysis in the Case of High-Penetration Photovoltaics,“ *IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, 2015.
- [29] S. K. Jain, C. Ameta ja G. Narayanan, „Real-time Simulation of IEEE 3-Generator 9-Bus System on Miniature Full Spectrum Simulator,“ *National Power Electronics Conference*, Pune, 2017.
- [30] P. Sharma ja R. N. Patel, „Mitigation and Wavelet Analysis for Power Swing in IEEE 9 Bus System,“ *3rd International Conference on Advanced Computing and Communication Systems*, Coimbatore, 2016.
- [31] R. Saluja, S. Ghosh ja M. H. Ali, „Transient stability enhancement of multi-machine power system by novel braking resistor models,“ *Proceedings of IEEE Southeastcon*, Jacksonville, 2013.

- [32] A. Sahami, R. Yousefian ja S. Kamalasadani, „An approach based on potential energy balance for transient stability improvement in modern power grid,“ *IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, Champaign, 2018.
- [33] P. W. Sauer ja M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Stipes Publishing L.L.C, 2006.
- [34] R. Ramos ja teised, „Benchmark Models for the Analysis and Control of Small-Signal Oscillatory Dynamics in Power Systems,“ *IEEE Transactions on Power System*, kd. 32, nr 1, pp. 715-722, 2017.
- [35] R. Ramos ja teised, *Benchmark Systems for Small-Signal Stability Analysis and Control*, IEEE Power & Energy Society, 2015.
- [36] *IEEE PES Task Force on Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment - Technical Report*, IEEE Power & Energy Society, 2015.
- [37] K. Strunz, *Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, CIGRE, 2014.
- [38] RTDS Technologies, *RTDS/RSCAD Introductory course material*, 2015.
- [39] RTDS Technologies, *RTDS User's Manual*, 2015.
- [40] OMICRON electronics, *CMS 356 Reference Manual*, 2016.
- [41] Schweitzer Engineering Laboratories, *SEL-2407 Sattelite Synchronized Clock Instruction Manual*, 2013.
- [42] Schweitzer Engineering Laboratories, *SEL-487E-3, -4 Relay Instruction Manual*, 2013.
- [43] ABB, *Technical reference manual RES670*, 2015.
- [44] RTDS Technologies, *GTNET-PMU8*, 2015.
- [45] G. Allen, *2014 NIST Assessment of Phasor Measurement Unit Performance*, National Institute of Standards and Technology, 2016.

Lisad

L.1 Koostatud elektrisüsteemi mudel



Joonis L.1.1. Koostatud elektrisüsteemi mudel