



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL

INSENERITEADUSKOND

Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut

ELEKTRIVÕRGU SÕLMEDE GRUPEERIMINE SAGEDUSTE JÄRGI MASINÕPPEMEETODITE ABIL

FREQUENCY-BASED GROUPING OF POWER SYSTEM NODES
USING MACHINE LEARNING

BAKALAUREUSETÖÖ

Üliõpilane: Tanel Veske

Üliõpilaskood: 120464AAVB

Juhendaja: Kaur Tuttelberg, nooremteadur

Kaasjuhendaja: Jako Kilter, dotsent

Tallinn, 2019

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 bakalaureusetööle esitatud nõuetele

“.....” 201.....

Juhendaja:

/ allkiri /

Kaitsmisele lubatud

“.....”201... .

Kaitsmiskomisjoni esimees

/ nimi ja allkiri /

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE

Autor: Tanel Veske	Lõputöö liik: Bakalaureusetöö
Töö pealkiri: Elektrivõrgu sõlmede grupeerimine sageduste järgi masinõppemeetodite abil	
Kuupäev: 24.05.2019	52 lk (lõputöö lehekülgede arv koos lisadega)
Ülikool: Tallinna Tehnikaülikool	
Teaduskond: Inseneriteaduskond	
Instituut: Elektroenergeetika ja mehhatroonika instituut	
Töö juhendaja(d): nooremteadur Kaur Tuttelberg, dotsent Jako Kilter	
Töö konsultant: -	
<p>Sisu kirjeldus:</p> <p>Lõputöö eesmärgiks on leida masinõppepõhine meetod, mis võimaldab grupeerida elektrivõrgu sõlmi nende sageduse põhjal ja tuvastada seeläbi piirkondi võrgus, kus sõlmede sagedus on võimalikult sarnane.</p> <p>Töö esimeses osas käsitletakse nurgastabiilsuse küsimusi, mis tekitavad piirkondadevahelisi madalsageduslikke võimsusvõnkumisi. Uuritakse ka generaatorite koherentsust ja koherentsuse laiendamist sageduse aegriidade uurimiseks. Vaadeldakse ka sageduse mõõtmist sünkroonsete faasimõõteseadmetega. Töö teises pooles kirjeldatakse klasterdamist. Töö annab ülevaate klasterdusalgortimide üldisest tööpõhimõttest ning mõningatest seni tehtud teadustöödest, kus generaatorite koormusnurki on uuritud klasteranalüüsiga.</p> <p>Laiendades seda meetodit ka sõlmesagedustele katsetatakse töö kolmandas osas hierarhilist, k-keskmist ja hägusat c-keskmist klasteralgoritmi simulatsiooniandmetel, veendutakse kõigi kolme meetodi sobivuses ning lähtuvalt simulatsiooniandmete analüüsi tulemusest valitakse hierarhiline klasterdus täpseima meetodina lõplikuks valideerimiseks Islandi elektrisüsteemis toimunud sündmuste käigus mõõdetud sagedusandmete uurimiseks. Hierarhilise klasterduse tulemused osutuvad ka reaalsete andmete korral ootuspäraseks. Samas tuleks edaspidi uurida k-keskmise ja hägusa c-keskmise meetodi tulemuste erinevusi.</p>	
Märksõnad: Elektrisüsteemi stabiilsus, piirkondadevahelised võnkumised, koherentsus, sagedus, klasteranalüüs	

ABSTRACT

Author: Tanel Veske	Type of the work: Bachelor Thesis
Title: Frequency-Based Grouping of Power System Nodes Using Machine Learning	
Date: 24.05.2019	52 pages (the number of thesis pages including appendices)
University: Tallinn University of Technology	
School: School of Engineering	
Department: Department of Electrical Power Engineering and Mechatronics	
Supervisor(s) of the thesis: Early Stage Researcher Kaur Tuttelberg, Associate Professor Jako Kilter	
Consultant(s): -	
<p>Abstract:</p> <p>The aim of this thesis is to find a machine learning based method for grouping power system nodes based on frequency and detecting system regions where node frequencies are nearly equal.</p> <p>The first part of the thesis studies rotor angle stability and resulting inter-area oscillations. Generator coherency and, by extension, coherency of frequency are described along with synchrophasor-based frequency measurements. The second part of the thesis introduces clustering methods and gives an overview of previous studies where clustering of generator angles has been performed.</p> <p>In the last part of the thesis those methods are applied in order to analyze simulated frequency time series using hierarchical, <i>k</i>-means and fuzzy <i>c</i>-means clustering. All three methods are found to be suitable for the purpose of the thesis. Based on the results of simulation data clustering, hierarchical clustering is highlighted as the most accurate method and selected for further validation using actual measurement data from events in Icelandic power grid. The results of hierarchical clustering of actual frequency data correlate with the expected results. Further research could be focused on the differences between the results of <i>k</i>-means and fuzzy <i>c</i>-means clustering methods.</p>	
Keywords: Power system stability, inter-area oscillations, coherency, frequency, cluster analysis	

LÕPUTÖÖ ÜLESANNE

Lõputöö teema:	Elektrivõrgu sõlmede grupeerimine sageduste järgi masinõppe meetodite abil
Lõputöö teema inglise keeles:	Frequency-Based Grouping of Power System Nodes Using Machine Learning
Üliõpilane:	Tanel Veske, 120464AAVB
Eriala:	Elektroenergeetika AAVB
Lõputöö liik:	Bakalaureusetöö
Lõputöö juhendaja:	Kaur Tuttelberg, Jako Kilter
Lõputöö ülesande kehtivusaeg:	1 aasta
Lõputöö esitamise tähtaeg:	24.05.2019

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppekava juht (allkiri)

1. Teema põhjendus

Kuigi sünkroonse elektrisüsteemi püsitalitlust käsitledes on tavapäraseks eelduseks, et süsteemi kõikide sõlmede pinge on samal sagedusel, on süsteemi tegeliku talitluse juures paratamatu, et iga sõlme sagedus erineb veidi sünkroonsagedusest. Antud nähtus ilmneb eriti selgelt süsteemi piirkondadevaheliste võnkumiste juures, mille puhul teatud sõlmede aktiivvõimsused ja sagedused võnguvad üksteise suhtes.

2. Töö eesmärk

Lõputöö eesmärgiks on leida meetodika, mis jaotab süsteemi sellisteks piirkondadeks, mille sõlmede sagedused on üksteisele võimalikult lähedased.

3. Lahendamisele kuuluvate küsimuste loetelu:

1. Elektrivõrgus moodustuvate erisageduslike piirkondade tuvastamine
2. Erinevate mustrituvastusmeetodite sobivus sageduserinevuste analüüsiks

4. Lähteandmed

Simulatsioonid lihtsustatud dünaamilisel mudelil, võrgusimulatsioonid, mõõteandmed Islandi süsteemist.

5. Uurimismeetodid

Peamiseks uurimismeetodiks on erinevad mustrituvastusalgoritmid, mis võimaldavad sageduse mõõteandmete alusel tuvastada võrdse sagedusega sõlmegruppe elektrivõrgus. Elektrisüsteemi analüüsiks on juba kasutatud erinevaid mustrituvastusmeetodeid, mille tulemusi võrreldakse omavahel simulatsiooniandmete põhjal valideerimisfaasis.

6. Graafiline osa

Graafilise osa moodustavad erinevate mustrituvastusmeetodite tulemused ning võrgus tekkivate piirkondade kujutised elektrivõrgu diagrammil.

7. Töö struktuur

1. Sissejuhatus ja probleemi püstitus
2. Ülevaade elektrisüsteemi sageduse dünaamikast
3. Sageduse mõõtmine ja selle piirkondlikud erinevused
 - 3.1. Ülevaade faasimõõtmistest
 - 3.2. Madalsageduslike piirkondadevaheliste võnkumiste näide
4. Piirkondade tuvastamine sõlmede grupeerimise kaudu
 - 4.1. Ülevaade elektrivõrgu analüüsis kasutatavatest mustrituvastusalgoritmidest
 - 4.2. Sobivate mustrituvastusmeetodite rakendamine sagedusandmete analüüsiks
 - 4.3. Mustrituvastusalgoritmide võrdlus häiringute ja püsitalitluse põhjal
5. Meetodite valideerimine
6. Tulemuste analüüs ja meetodite võrdlus

8. Kasutatud kirjanduse allikad

Töö allikateks on õppekirjandus ja teadusartiklid.

1. Kundur, P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, New York, 1994
2. Meldorf, M., Kilter, J. Elektrisüsteemi stabiilsus. TTÜ kirjastus, Tallinn 2011
3. Meldorf, M., Tikk, T., Kilter, J. Elektrivõrgu operatiivjuhtimissüsteem. TTÜ kirjastus, Tallinn 2010.
4. Klein, M., Rogers, G. J., Kundur, P. A Fundamental Study of Inter-Area Oscillations in Power Systems. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, august 1991
5. Giannuzzi, G., Pisani, C., Sattinger, W. Generator Coherency Analysis in ENTSO-E Continental System: Current Status and Ongoing Developments in Italian and Swiss Case. IFAC Workshop on Control of Transmission and Distribution Smart Grids CTDSG 2016

9. Lõputöö konsultandid

10. Töö etapid ja ajakava

1. Kirjanduse läbitöötamine (11.03.2019)
2. Teoreetilise osa kirjutamine (25.03.2019)
3. Sõlmesageduste analüüs klastermeetoditel (08.04.2019)
4. Tulemuste kontroll simulatsioonide alusel (22.04.2019)
5. Tulemuste analüüs ja järelduste kirjutamine (29.04.2019)
6. Esimese versiooni esitamine juhendajatele (01.05.2019)
7. Täienduste sisseviimine ja teise versiooni esitamine juhendajatele (14.05.2019)
8. Lõpliku versiooni esitamine (24.05.2019)

SISUKORD

LÕPUTÖÖ LÜHIKOKKUVÕTE.....	3
ABSTRACT.....	4
LÕPUTÖÖ ÜLESANNE	5
EESSÕNA.....	10
SISSEJUHATUS	11
1. ELEKTRISÜSTEEMI STABIILSUS.....	13
1.1 Nurgastabiilsus.....	13
1.2 Piirkondadevaheline võnkumine	16
1.3 Koherentsus	17
1.4 Sageduse stabiilsus	18
1.5 Faasimõõturid	20
2. MASINÕPE JA SELLE RAKENDAMINE ELEKTRISÜSTEEMIS.....	22
2.1 Klasterdamine	23
2.2 Klasterdusfunktsioonid programmis Matlab	24
2.3 Koherentsuse analüüs andmekaevemetodite abil	25
3. SÕLMESAGEDUSTE KLASTERANALÜÜS	27
3.1 Metoodika ja algandmed	27
3.2 Hierarhilise klasterduse tulemuste ja Skandinaavia ühendelektrisüsteemi võrdlus	28
3.3 K-keskmise ja hägusa c-keskmise klasterduse tulemused	31
3.4 Pidevate koormusmuutuste simulatsiooni klasteranalüüs.....	34
3.5 Hierarhilise meetodi valideerimine Islandi elektrisüsteemi näitel	40
KOKKUVÕTE	42
SUMMARY	44
KASUTATUD KIRJANDUS.....	46
LISAD	48

Lisa 1 Skandinaavia elektrisüsteemi mudeli skeem	49
Lisa 2 Simulatsioonide 1 ja 5 klasterdustulemuste tabelid	50
L2.1 K-keskmise ja hägusa c-keskmise klasterduse keskmine kuuluvusmäär simulatsioonis 1 ..	50
L2.2 K-keskmise ja hägusa c-keskmise klasterduse keskmine kuuluvusmäär simulatsioonis 5 ..	51
Lisa 3 Islandi elektrivõrgu skeem	52

EESSÕNA

Käesolev bakalreusetöö teostati töö juhendaja Kaur Tuttelbergi algatusel, et selgitada välja klasteranalüüsi kasutamise võimalused elektrivõrgu samasageduslike piirkondade tuvastamiseks ja seeläbi inertsitsentrite määramiseks elektrisüsteemis. Autor avaldab siinkohal juhendajale tänu algandmete ja kasulike nõuannete eest.

SISSEJUHATUS

Elektrivõrkude ühendamine suurteks piirkondade- ja riikideülesteks süsteemideks toob kaasa majanduslikku tulu, kuid ühendsüsteemis mõjutab avarii ühes piirkonnas ka teisi piirkondi ning ekstreemsemal juhul võib levida laviinina üle süsteemi. Lisaks koormuse juhuslikule muutumisele esineb võimsusvooge ka generaatorite vahel ning ühendsüsteemi eri osades võib täheldada sageduserinevusi. Vajadus tagada generaatorite sünkroontöö ning nõutud pingetase muutuvates ja keerulistes tingimustes nõuab elektrisüsteemi parameetrite jälgimist reaajas ning täpset automaatikat.

Käesolev bakalaureusetöö on koostatud eesmärgiga uurida nurga- ja sagedusstabiilsust mõjutavaid nähtusi elektrisüsteemis ning leida viis nurgastabiilsuse analüüsis kasutust leidnud masinõppemeetodite rakendamiseks ühendsüsteemis eristuvate samasageduslike piirkondade tuvastamisel. Töö esimeses osas vaadeldakse elektrisüsteemi nurga- ja sagedusstabiilsust lähtudes koormusnurga ja sageduse ühistest elektromehaanilistest alustest. Põhiosa genereeritavast võimsusest elektrisüsteemist pärineb pöörlevatelt masinatelt, millest omakorda suur osa töötavad sünkroonis. Sünkroongeneraatori pöörleva rootori tekitatud ja staatori koormusvooludest tulenev elektromagnetväli on omavahel pidevas vastasmõjus ning seetõttu on generaatorite sünkroontöö tingimuseks rootori mehaanilise pöördemomendi ja koormusvoolude elektrilise momendi tasakaal.

Häiringute korral, näiteks ootamatute koormusmuutuste, generaatoririkete või ka lühiste tagajärjel, see tasakaal kaob ning tekivad koormusnurga ja sageduse siirdeprotsessid, mis teatud tingimustel ohustavad terve elektrisüsteemi tööd. Kuna kaasajal kasvab koormus elektrisüsteemis kohati kiiremini investeringutest elektrivõrku ning aina süveneva trendina asendub senine tsentraalne elektritootmine hajatootmisega taastuenergiaallikatest üle terve võrgupiirkonna, töötab elektrisüsteem enda võimete piiiril. Seni vähem tähelepanu pälvinud nähtused, nagu näiteks madalsageduslikud koormusnurgavõnkumised nii ühe elektriijaama generaatorite kui ühendsüsteemi kuuluvate piirkondade vahel, võivad saada häirete ajal kaalukeeleks sünkronismi ja süsteemi lagunemise vahel.

Teisalt on arvutustehnika ja andmeside plahvatuslik areng teinud võimalikuks elektrisüsteemi parameetrite jälgimise reaajas ning laiseiresüsteemid on muutunud elektrisüsteemi juhtimisel olulisteks vahenditeks. Sünkroniseeritud faasimõõtmiste andmeid analüüsides on võimalik probleemseid võnkumisi tuvastada ning neile reageerida. Seetõttu tutvustab diplomitöö teine osa põgusalt faasimõõtmiste põhimõtteid.

Aina kasvav andmehulk nii elektrisüsteemides kui kõikides teistes eluvaldkondades on loonud võimaluse leida andmete vahel seoseid ja tulemusi lisaks analüütilistele ja algoritmilistele meetoditele ka andmetes sarnasuste ja seaduspärasuste tuvastamise teel. Masinõpe ja selle üks alaliik, andmekaeve, võimaldavad tuvastada nähtusi ja protsesse, millel puudub analüütiline kirjeldus nähtuse keerukuse või uudsuse tõttu. Inseneriteadustes, sealhulgas ka elektrisüsteemide uurimises, on masinõpe leidnud juba kasutust ning käesoleva töö kolmas osa käsitleb masinõpet ja selle rakendusi elektrisüsteemi mudelite lihtsustamiseks koherentsuse alusel. Seejärel uuritakse kolme erineva klasterdusmeetodi sobivust samasageduslike sõlmegruppide tuvastamiseks elektrivõrgus. Klasterduseks ja nende tulemuste analüüsiks kasutatakse arvutusprogrammi Matlab. Meetodeid katsetatakse esmalt Skandinaavia elektrisüsteemi simulatsioonandmete peal, seejärel valideeritakse sobivaimat meetodit Islandi elektrisüsteemis rikke järel mõõdetud andmetega. Töö lõpus võrreldakse saadud tulemusi.

1. ELEKTRISÜSTEEMI STABIILSUS

Elektrisüsteemi stabiilsus ehk võime jätkata normaalset tööd pärast talitlushäiringut on lai ja keerukas mõiste, mille käsitlemist lihtsustab kolme stabiilsuse liigi tinglik eristamine:

- nurgastabiilsus
- pingestabiilsus
- sageduse stabiilsus

Nurga ja sageduse stabiilsus on tugevalt seotud sünkroongeneraatori mehaanilise ja elektrilise momendi tasakaaluga. Nurgastabiilsuse all mõistetakse generaatorite sünkroonset tööd, sagedusstabiilsuse tagab tasakaal elektrienergia tootmise ja tarbimise vahel. [1] Pingestabiilsus ehk vajaliku pingeniivoo püsivus elektrivõrgu igas punktis on juhitav reaktiivvõimsuse kaudu ning seda käesolevas töös ei käsitleta.

1.1 Nurgastabiilsus

Nurgastabiilsuse all vaadeldakse elektrisüsteemis esinevaid elektromehaanilisi võnkeprotsesse, mis põhjustavad süsteemis koormusnurga muutusi. Koormusnurk δ on nurk elektrienergiat genereeriva sünkroonmasina rootori ja energiat tarbiva sünkroonmasina rootori vahel ning see iseloomustab lihtsas ehk vaid generaatorist, mootorist ja neid ühendavast liinist koosnevas süsteemis masinate vahel ülekantavat võimsust P:

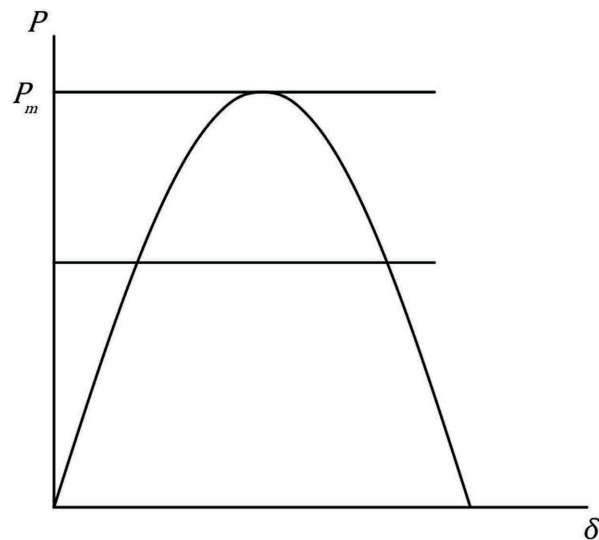
$$P = \frac{EU}{X} \sin\delta \quad (1.1)$$

kus E – generaatori elektromotoorjõud, V,

U – mootori klemmipinge, V,

X – generaatori ja mootori vaheline reaktiivtakistus, Ω

Sõltuvust $P = f(\delta)$ nimetatakse nurkkarakteristikuks ning seda illustreerib joonis 1.1. Sinusoidne kõverjoon kujutab konstantse E, U ja X korral generaatori elektrilist väljundvõimsust, koormusnurgast sõltumatu horisontaal kujutab turbiini mehaanilist võimsust. Joonte lõikepunkte nimetatakse tööpunktideks ning alas, kus generaator töötab turbiini maksimaalsest võimsusest väiksema võimsusega ehk graafiku tõusvas osas, avaldab elektrilise ja mehaanilise võimsuse erinevus süsteemile stabiliseerivat mõju. [1]



Joonis 1.1 Lihtsa elektrisüsteemi nurkkarakteristik [1]

Mitme sünkroongeneraatoriga süsteemis on tavaolukorras kõikide generaatorite koormusnurgad ning mehaaniline ja elektriline pöördemoment igas generaatoris võrdsed. Väikesemõõduliste häiringute korral muutub ühes või mitmes masinas tasakaal mehaanilise ja elektrilise momendi vahel ning vastavalt häiringu suunale rootori kiirus koos koormusnurgaga generaatoris tõuseb või langeb sünkroonseisundi suhtes. Tekkiva koormusnurgaerinevuse tõttu kandub osa elektrilisest koormusest aeglasemalt pöörlevatelt masinatelt üle kiiremini pöörlevatele masinatele vastavalt nurkkarakteristikule. Kuni kõik generaatorid töötavad nurkkarakteristiku stabiilses alas ehk nende koormusnurk on väiksem kui nurkkarakteristiku haripunktile vastav nurk, väheneb nurgaerinevus koormuse ümberjagunemise tulemusel, vastasel juhul langeb üks või mitu masinat teiste suhtes sünkronismist välja, kuna tasakaalu kaotanud generaatorite koormusnurgad hakkavad pidurdamatult muutuma. [1]

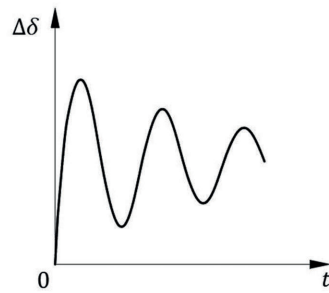
Sünkroonmasina elektrilise momendi muutuse saab lahutada kaheks komponendiks:

$$\Delta T_e = T_S \Delta \delta + T_D \Delta \omega \quad (1.2)$$

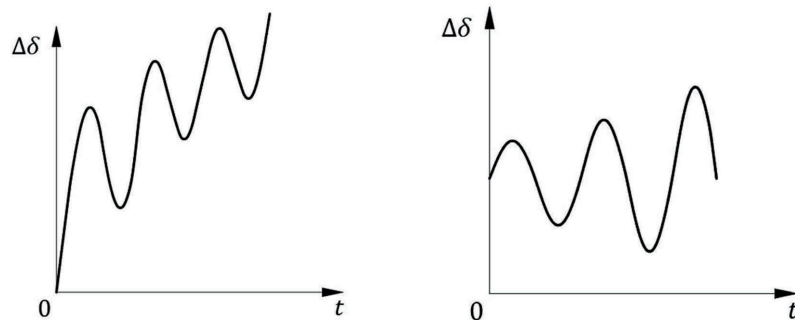
kus $T_S \Delta \delta$ – rootorinurgaga seotud sünkroniseeriv momendikomponent

$T_D \Delta \omega$ – rootori pöörlemiskiirusega seonduv võnkumisi summutav moment.

Elektrisüsteemi stabiilsuse tagamiseks on mõlemad momendikomponendid olulised, kuna sünkroniseeriva momendi puudumisel tekib rootorinurga pidev suurenemine, ebapiisava summutusmomendiga kaasneb rootori sumbumatu võnkumine. Vastavaid rootorinurga muutusi kujutab joonis 1.3. Koefitsendid T_S ja T_D sõltuvad mitmest tegurist generaatori konstruktsioonis, sealhulgas ergutusest ja summutusmähisest, samuti elektrivõrgust ning sealsetest pingeregulaatoritest. [2]



Joonis 1.2 Rotorinurga stabiilne siirdeprotsess [2]



Joonis 1.3 Rotorinurga ebastabiilsed siirdeprotsessid [2]

Väikestest häiringutest põhjustatud rotorinurga ebastabiilsus tuleneb valdavalt elektrisüsteemi ebapiisavast summutusvõimest ning olulisemate probleemide hulka kuuluvad järgnevad võnkerežiimid:

- lokaalne võnkumine, mille korral võnguvad ühe elektrijaama sünkroongeneraatorid ülejäänud elektrisüsteemi suhtes;
- piirkondadevaheline võnkumine, kus ühe elektrisüsteemi alampiirkonna kõik sünkroonmasinad võnguvad teise piirkonna masinate suhtes, kui kahte omavahel koherentset sünkroonmasinagrupi ühendavad piiratud läbilaskevõimega liinid;
- kontrollsüsteemidest tingitud võnkumine, mida harilikult põhjustavad halvasti seadistatud ergutus- ja turbiini kiirusregulaatorid, alaldid ja inverterid ning reaktiivkompensaatorid;
- väändevõnkumine turbiini ja rootori võllis, mille põhjuseks võib olla samuti regulaatorite, alalisvooluühenduste ning kondensaatorpatareide mõju. [2]

1.2 Piirkondadevaheline võnkumine

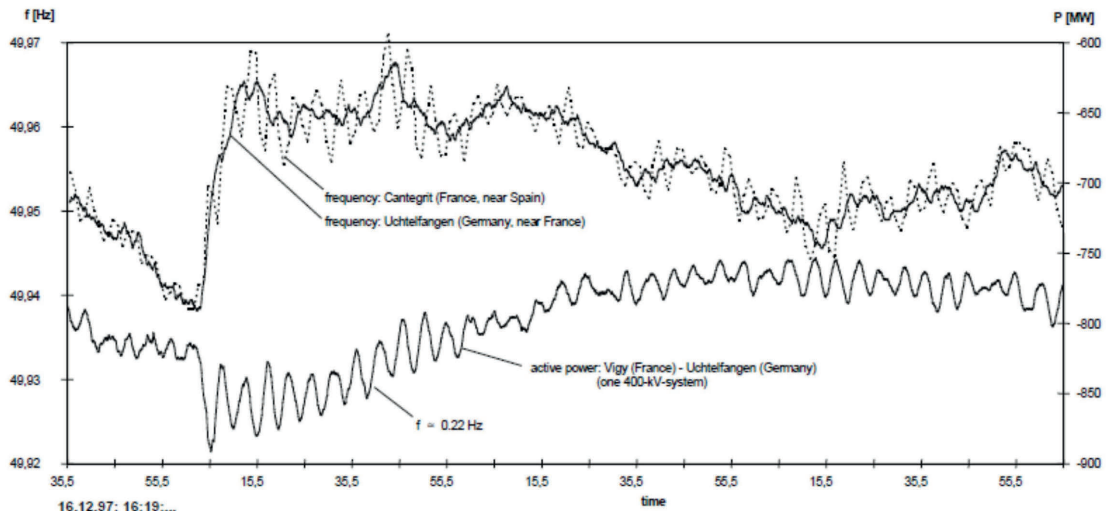
Nagu eelpool mainitud, seisneb piirkondadevaheline võnkumine võrdlemisi nõrga ühendusliini otstes paiknevate sünkroongeneraatorite gruppide koormusnurkade omavahelises võnkumises, millega kaasneb generaatorite väljastatava aktiivvõimsuse võnkumine. Selliste võnkumiste sagedused jäävad vahemikku 0,1...0,8 Hz ning need võivad esineda elektrisüsteemi kahe piirkonna vahel nii juhul, kui mõlemas piirkonnas valitseb genereeritava ja tarbitava võimsuse tasakaal ning liinis puudub ülekantav võimsusvoog, kui ka ühest piirkonnast teise kulgeva võimsusvoogu tõttu. Mida suurem on koormuse ja genereeritava võimsuse erinevusest tingitud piirkondadevaheline võimsusvoog süsteemis, seda madalam on piirkondadevahelise koormusnurga võnkumise sagedus ning sumbuustegur. Võnkumisi vähendab piirkondadevahelise ühenduse tugevdamine täiendavate liinidega. [3]

Kui omavahel võnguvad kaks sümmeetrilist piirkonda, kus genereeritav ja tarbitav võimsus on piirkonnasiseselt tasakaalus ning mõlema piirkonna koormus on võrdne, on piirkondadevaheline koormusnurgaerinevus 180° ehk võnkumine toimub täpselt vastasfaasis. Kui piirkondade koormused erinevad, kujuneb faasinihe veidi väiksemaks kui 180° , ning piirkondadevaheline võimsusvoog vähendab koormusnurgaerinevust piirkondade vahel veelgi. Sealjuures esineb suurem koormusnurga võnkeamplituud võimsuse ülejäägiga ehk genereerivas piirkonnas, samuti suureneb amplituud piirkonnasiseselt ühendusliinist kaugemates masinates. [3]

Piirkondadevahelist nurgavõnkumist mõjutab ka ergutusregulaatorite rakendamine elektrisüsteemis. Kui terves süsteemis on kasutusel ühetaolised ergutusregulaatorid, avaldab parimat mõju võnkumiste summutamiseks ja sageduse vähendamiseks ergutuse reguleerimine käsitsi või aeglasetoimelise ergutusregulaatoriga, kiiretoimelise regulaatori puhul on võnkumine tugevam. Sõltuvalt ergutuse reguleerimisest võib piirkondadevahelisele võnkumisele võimendada ka koormuse mittelineaarsus ning paralleelsete vahelduv- ja alalisvooluühenduste kasutamine. Samas takistab piirkondade ühendamine ainult alalisvooluliinidega piirkondadevaheliste võnkenähtuste teket. [3]

Piirkondadevahelised võnkumised võivad tekkida nii üksikseadmete avarii tulemusena [4] kui ka spontaanselt [5] ja avaldada elektrisüsteemile märgatavat mõju võimsusvoogude, pingeniivoode ja sünkroonsageduse võnkumise kaudu. UCTE sünkroonalal mõõdetud võnkumistest on järeltatud, et ühendsüsteemiks liidetud riiklikud elektrisüsteemid võnguvad üksteise suhtes gruppideks, mis vastavad riikide geograafilisele jaotusele. Samuti on täheldatud erinevaid võnkerežiime erinevate riikide ja riigiüleste piirkondade vahel, näiteks esineb Hispaania ja Portugali ning Kesk-Euroopa vahel võnkerežiim sagedusega 0,2 Hz. Belgia, Holland, Põhja-Saksamaa ja Taani elektrisüsteemid

võnguvad Itaalia, Austria ja Ungari elektrisüsteemi suhtes sagedusega 0,4 Hz. Reaalses süsteemis mõõdetud andmed kinnitavad, et suurima amplituudiga võnguvad süsteemi äärealad, Euroopa ühendelektrisüsteemi puhul Hispaania, Ungari ja Poola. [4]



Joonis 1.4 Piirkondadevahelised võnkumised Saksamaa ja Prantsusmaa elektrisüsteemi näitel [4]

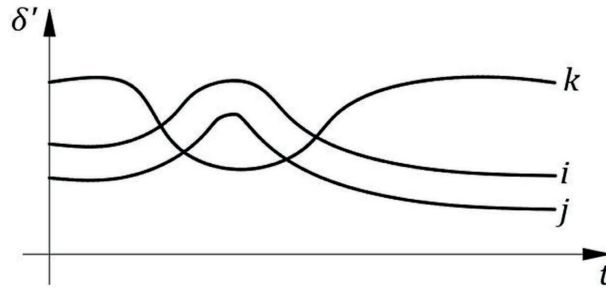
1.3 Koherentsus

Koherentsus on elektrivõrgu sõlmede omadus, mis lubab võrku lihtsustada, taandades osa sõlmi ekvivalentseteks sõlmedeks tingimusel, et voolud, pinged, aktiiv- ja reaktiivvõimsusvood selle tulemusel ei muutu. Koormussõlmede puhul on nende tingimuste täitmine reaalsuses võimatu, kuid konstantse pinge juures taanduvad genereerivate sõlmede i ja j puhul elektrilise koherentsuse nõuded pingefaasori nurgale:

$$\delta_i(t) - \delta_j(t) = \hat{\delta}_{ij} \quad (1.3)$$

Tingimust (1.3) saab rakendada ka sünkroongeneraatori koormusnurgale nii püsi- kui siirdetalitlusel, ning tingimust rahuldavaid generaatoreid saab nimetada elektromehaaniliselt koherentseks. Elektrivõrgu sagedus on koormusnurga tuleis, seega võib tingimust (1.3) laiendada ka generaatorite sagedusele:

$$f_i(t) - f_j(t) = \hat{f}_{ij} \quad (1.4) [6]$$



Joonis 1.5 Omavahel koherentsete generaatorite i ja j ja nendega mittekoherentse generaatori k nurga muutus ajas [6]

Üks uurimissuund seostab omavahel generaatorite koherentsuse ja piirkondadevahelise madalsagedusliku võnkumise, mida nimetatakse vastavas kontekstis sageli ka aeglaseks koherentsuseks. Koherentsete generaatorigruppide ja piirkondade määramiseks on muu hulgas välja pakutud elektrisüsteemi lineariseeritud mudeleid, sagedusarakteristikuid, Fourier' ja Hilber-Huangi meetodit. [7] Koherentsete generaatorigruppide tuvastamine elektrisüsteemis aitab prognoosida ja juhtida saartalitlust eesmärgiga kaitsta suuremõõtmeliste häiringute ajal olulisi piirkondi täieliku süsteemiavarii eest ja kiirendada sünkronismi taastamist, kuna suurem koherentsus viitab suuremale stabiilsusele generaatorigruppides ning koherentsete piirkondadest alustades on süsteemi taassünkroniseerimine lihtsam. Piirkondadevahelise võnkumise esinemist tõlgendatakse sellisel puhul nõrga ühenduse tunnuseks kahe võrgupiirkonna vahel. [8]

1.4 Sageduse stabiilsus

Sageduse stabiilsuse all mõistetakse elektrisüsteemi võimet säilitada sageduse vastuvõetav väärtus suurte talitlushäirete korral, kui genereeritav ja tarbitav elektriline võimsus erinevad olulisel määral, et vältida koormuse mittetahtlikku väljalülitamist. Sageduse reguleerimisel eristatakse kolme erineva reageerimiskiirusega etappi: primaarreguleerimine umbes 10 sekundi jooksul, sekundaarreguleerimine 50...200 sekundi jooksul ja tertsiaalreguleerimine kümneid minuteid ette. [1]

Koormuse muutumine elektrisüsteemis mõjutab viivitamatult generaatori väljastatavat elektrilist momenti ja põhjustab rootori nurga ja kiiruse muutuse vastavalt rootori liikumise diferentsiaalvõrrandile

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (1.5)$$

kus J – rootori ja turbiini summaarne inertsimoment, $\text{kg}\cdot\text{m}^2$,

T_m – rootorile mõjuvat mehaaniline pöördemoment, $\text{N}\cdot\text{m}$,

T_e – koormusvoolust tulenev elektriline moment, N·m.

Pöörleva massi kineetilise energia hetkeline muutus on inertsitõttu võimatu ning rootori pöörlemiskiirus ja generaatori klemmpinge hakkavad seetõttu ajas sujuvalt muutuma. Lisaks aeglustab sageduse muutumist sagedustundliku koormuse olemasolu elektrivõrgus. Kui elektrienergiat valguseks ja soojuseks muundavate seadmete tööd sagedus ei mõjuta, siis mootorite tarbitav võimsus muutub koos sagedusega ning summaarne elektrilise koormuse muutus on

$$\Delta P_e = \Delta P_K + \lambda_K \Delta f \quad (1.6)$$

kus ΔP_K – sagedusest sõltumatu koormuse muutus, MW,

λ_K – koormuse reguleeriva efekti tegur, MW/Hz. [2]

Mitme generaatoriga ühendsüsteemis on tarvis seadistada kiirusregulaatorid kooskõlla kaldkarakteristiku järgi ehk statismiga, mille tulemusel kompenseerib iga turbiini-generaatorisüsteem elektrilise koormuse muutusest tulenevat elektrilise ja mehaanilise momendi erinevust proportsionaalselt enda nimivõimsusega. Sageduse hoidmist püsival tasemel genereerivate agregaatide koormuse muutmise teel nimetatakse sageduse primaarreguleerimiseks ning selleks vajalik reguleerimisreserv saavutatakse teatud agregaatide alakoormamisel. Sageduse muutus primaarreguleerimise järel mitme generaatoriga süsteemis avaldub kujul

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{\sigma_i} \frac{P_n}{f_n} + \lambda_K} \quad (1.7)$$

kus σ_i – turbiini i kiirusregulaatori statism, MW/Hz

P_n – generaatori i nimivõimsus, MW,

f_n – süsteemi nimisagedus, Hz.

Avaldise (1.7) nimetaja tähistab elektrisüsteemi sagedustundlikkust λ .

Sageduse primaarreguleerimine tagab süsteemis tasakaalu toodetava ja tarbitava võimsuse vahel nimisagedusest erineval sagedusel, mistõttu on nimisageduse taastamiseks tarvis muuta elektrisüsteemis genereeritavat võimsust. Sagedushälbe kõrvaldamist genereerivate agregaatide koormuse täiendava muutmise kaudu nimetatakse sageduse sekundaarreguleerimiseks ning seda teostatakse genereeritava võimsuse automaatjuhtimise teel. [1]

Avaldise (1.1) järgi sõltub ühendusliini kaudu ülekantav võimsus koormusnurga erinevusest liini alguses ja lõpus. Seega sõltub sageduse siirdeprotsessi ajal kahe süsteemi vaheline sünkroniseeriv võimsusvoog ΔP_{ij} koormusnurkade δ_i ja δ_j muutusest:

$$\Delta P_{ij} = \frac{E_i E_j}{X_L} \cos(\delta_{i0} - \delta_{j0}) (\Delta \delta_i - \Delta \delta_j) \quad (1.8)$$

Kuna sageduse muutus on mõlemas süsteemis võrdne ja proportsionaalne koormuse muutusega statisti kaudu, saab sünkroniseerivat võimsusvoogu vaadelda ka kahe süsteemi sagedustundlikkuse kaudu:

$$\Delta P_{ij} = \frac{-\Delta P_i \lambda_j}{\lambda_i + \lambda_j} \quad (1.9)$$

Sageduse sekundaarreguleerimise eesmärk on minimeerida piirkondlik reguleerimisviga (ACE).

Piirkondlik reguleerimisviga vastava piirkonna jaoks avaldub kujul

$$ACE_i = \Delta P_{ij} + B_i \Delta f \quad (1.10)$$

kus B_i – sagedustegur, MW/Hz

Optimaalseks sageduse reguleerimiseks on oluline määrata sagedusteguri B_i väärtus. Ideaalsel juhul erineb piirkondlik reguleerimisviga nullist vaid piirkonnas, kus aset leidnud generaatorivõimsuse või koormuse muutus põhjustas sageduse muutuse. Siis toimub genereeritava võimsuse täiendav muutmine ainult muutunud koormusega piirkonnas ning piirkondlikud võimsusvood saavutavad plaanipärase väärtuse. Selleks peab iga piirkonna sagedustegur B_i olema võrdne piirkonna sagedustundlikkusega λ_i . Kui sagedustegurid on sagedustundlikkusest tunduvalt suuremate väärtustega, toimub sageduse ülereguleerimine, mille tulemusel kõrvaldatakse esialgne sagedushälve kiirelt, kuid lisaks esialgse koormushälbe toimumise piirkonnale reguleeritakse ka teiste piirkondade generaatorite võimsust. Vastupidiselt põhjustab sagedusteguri optimaalsest väiksem väärtus alareguleerimist, mis avaldub primaarreguleerimise käigus toimunud muutuste tagasivõtmises sekundaarreguleerimise faasis. [2] Mõlemal juhul võib tulemuseks olla perioodiline siirdeprotsess vönkeperioodiga 3...5 s ning elektrisüsteemi sagedusstabiilsuse kaotus. [1]

1.5 Faasimõõturid

Kiirete protsesside jälgimiseks reaajas on elektrisüsteemides üle maailma võetud viimastel aastakümnetel kasutusele sünkroonitud faasimõõteseadmed, mis mõõdavad elektrivõrgu pingeid ja voole sagedusega suurusjärgus 10 kHz ning töötlevad mõõdetud signaale. Globaalse positsioneerimissüsteemi (GPS) satelliitsignaali abil varustatakse faasimõõteandmed ajamärgendiga ning edastatakse sagedusega 10-50 Hz andmesidekanalite kaudu edasiseks töötlemiseks kontsentraatoritesse. Sünkroonitud faasimõõteseadmete alusel on võimalik luua laiseire- ja lajuhtimissüsteeme, samuti analüüsida elektrisüsteemi talitlust ja olemasolevaid mudeleid.

Sünkroonitud faasimõõturid (*PMU*) mõõdavad kolmefaasilise süsteemi pingeid ja voole ning estimeerivad vastavad faasorid, mille all mõistetakse kindla sagedusega sinusoidile vastavat kompleksuurust. Lisaks väljastavad faasimõõturid sageduse ja selle muutumise kiiruse, vastu- ja nulljärgnevuskomponentide ja mitmete muude elektrisüsteemis oluliste suuruste andmeid. [9]

Sünkroonitud faasimõõtmiste juures on oluline roll Fourier' teisendusel. Sellega arendatakse mõõdetud pinge ja voolu ajafunktsioonist Fourier rida, mille sagedusele kf_0 vastavad liikmed avalduvad kujul

$$x(t) = a_k \cos(2\pi k f_0 t) + b_k \sin(2\pi k f_0 t) \quad (1.11)$$

ja faasor nurgaga φ arvutatakse kujul

$$X_k = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{a_k^2 + b_k^2} e^{j\varphi} \quad (1.12) [10]$$

Faasimõõtmised toimuvad kindla valimisagedusega ühe põhisageduse perioodi kohta, mistõttu on mõõtetäpsuse tagamiseks oluline põhisageduse hoidmine nimiväärtuse lähedal. Nimiväärtuste juures võib faasimõõturi täpsus olla kõrge ning suurim pinge- ja vooluhälve kuni 0,5%, sagedushälve kuni 5 mHz, nurgahälve 0,1°. Lisaks elektrisüsteemi põhisageduse muutumisest põhjustatud vigadele vähendab mõõtetäpsust liiga väikesest diskreetimissagedusest tingitud spektrite kattumine, moonutused andmeakna servades, kolmefaasilise süsteemi ebasümmeetria ja siirdeprotsessid elektrivõrgus. Püsitalitlusel tõstab andmeakna pikkuse suurendamine mõõtetäpsust, kuid siirdetalitluse ajal kaasneb pikema andmeaknaga täpsuse langus sageduse ebaühtlase väärtuse ja seeläbi muutliku faasimõõtesageduse tõttu.

Faasimõõturid paigutatakse valitud alajaamadesse sõltuvalt laimõõtesüsteemi rakendustest ning neid ei tarvitse olla palju. Piisava ülevaate elektrivõrgust annab faasimõõturite kasutamine 20...25% sõlmedest, mis sõltuvalt süsteemi suuruselt võib olla kuni paarkümmend sõlme. Eesti elektrisüsteemis paigutati 2010. aastal faasimõõturid kõikidele välisühendustele ja olulisematele siseühendustele, kokku 10 sõlme juurde. [9] Autorile teadaolevalt on Eesti elektrisüsteemis seisuga mai 2019 kasutusel ligi 50 faasimõõturit.

Iga individuaalne faasimõõtur mõõdab vaid voolu ja pinge faasoreid ning edastab mõõtetulemused piirkondlikku või terve süsteemi kesksesse kontsentraatorisse, kus leitakse sõlmedevahelised nurgad, võimsusvood, sagedus ja muud olulised suurused. Lisaks tuvastatakse vigased andmed ning moodustatakse ajas kooskõlastatud mõõteandmed. Oluline on arvestada andmeedastuskiiruse ja sellest tuleneva ajalise nihkega faasimõõturite ja kontsentraatori vahel, mis on määratud kasutatava sidekanali omadustega [9].

2. MASINÕPE JA SELLE RAKENDAMINE ELEKTRISÜSTEEMIS

Masinõppe all mõistetakse protsessi, kus etteantud algoritmide järgi tuvastab arvutisüsteem sisendandmetest seoseid ja loob mudeleid, mille alusel on võimalik langetada otsuseid. Kõige laiemas käsitluses jagatakse masinõppemeetodid juhendatud ja juhendamata õppeks sõltuvalt „juhendaja“ poolt määratud väljundi olemasolust. Juhendatud õppe eesmärk on leida seosed valitud sisendite ja väljundite vahel, juhendamata õppe korral otsitakse seaduspärasid suurtest andmehulkadest ilma ettemääratud väljundita. Andmekaeve on masinõppe rakendus nelja põhiülesandega:

- Klasterdamine
- Klassifitseerimine
- Võõrväärtuste analüüs
- Assotsiatiivsete mustrite analüüs

Andmekaeveprotsess algab andmete kogumisega, sellele järgneb andmete puhastamine vigastest kirjetest, puuduvate kirjete interpoleerimine ja kasulike omaduste eraldamine. Suurte mõõtmete korral on oluline valida ülesandele vastavad omadused, kuna ülejäänud muutujad võivad antud ülesande kontekstis käituda mürana ja viia väärtulemusteni. Mitmest erinevast allikast pärinevad andmed integreeritakse ehk teisendatakse ühisesse formaati. Puhastamise tulemuseks on struktureeritud andmekogum, millele rakendatakse tervikuna või osade kaupa ühte või mitut ülaltoodud neljast põhimeetodist sõltuvalt andmete tüübist. Juhendamata masinõppemeetodeid võib rakendada näiteks juhendatud õppes kasutatavate andmete eeltöötluseks. [11]

Andmekaeveprotsessis eristatakse kahte tüüpi andmeid: sõltumatud ja sõltuvad. Sõltumatute andmete puhul puudub seos muutuja järjestikuste väärtuste vahel, näiteks on sõltumatud rahvastikuandmed. Sõltuvate andmete puhul on muutuja eelnev väärtus seotud järgmisega ning selle näiteks on füüsikaliste suuruste mõõtetulemuste aegread ja ruumiline jaotus. Kui andmekogum on paigutatud maatriksisse, mille ridadeks on objektid ning veergudeks objekti teatud omadused, siis määravad sobiva andmekaevemeetodi otsitavad seosed. Ühe objekti erinevaid omadusi kirjeldavate veergude vahelise seose leidmiseks rakendatakse tüüpiliselt assotsiatiivsete mustrite analüüsi, et tuvastada sageli koos esinevaid muutujate väärtusi. Kui üks veerg on määratud teistest olulisemaks, uuritakse teiste veergude seost huvipakkuva veeruga klassifitseerimise teel. Ridadevahelisi seoseid otsitakse klasterdamisega, kui ridade vahel on võrdlemisi suur sarnasus. Ebaharilikke väärtusi ridades leitakse võõrväärtuste analüüsiga. [11]

2.1 Klasterdamine

Klasterdamise eesmärk on jagada andmepunktid erinevateks hulkadeks, mis sisaldavad omavahel sarnaseid punkte. Sarnasuskriteeriumiks on sageli punktide geomeetiline vahekaugus, tõenäosus või tihedus. Mitmetes andmekaevealgoritmides on klasterdamine kasutusel esimese etapina andmete koondamiseks või filtreerimiseks.

Kõige lihtsamad klasterdusalgoritmid alustavad tervet klastrit esindavast punktist ning kõik klastrid luuakse üheaegselt, seega puudub klastrate vahel hierarhia. Esinduspunktid võivad olla analüüsitava andmete seast valitud reaalsed punktid või analüüsitava punktide alusel arvutatud. Peale esinduspunktide määramist määratab kaugusfunktsioon iga uuritava andmepunkti jaoks lähima klastrit. Klastrate arvu k seadistab tavaliselt kasutaja. Protsessi eesmärk on minimeerida sihifunktsioon O :

$$O = \sum_{i=1}^n [\min_j \text{Dist}(\hat{X}_i, \hat{Y}_j)] \quad (3.1)$$

kus \hat{X} – andmepunktid

\hat{Y} – klastreid esindavad punktid.

Optimaalse tulemuse saavutamiseks oleks vaja teada parimaid klastrate esinduspunkte ja vastupidi, seetõttu on k esinduspunkti algoritmid enamasti iteratiivsed ning esimesed k esindajat valitakse väga lihtsalt või isegi juhuslikult, uuritavad punktid määratakse kaugusfunktsiooni alusel nende ümber klastritesse ning klastrid optimeeritakse, valides iga klastrit siseselt ehk kohalikul tasandil uue klastrit esindava punkti eesmärgiga saavutada sihifunktsiooni vähim väärtus. Tüüpiliselt ilmneb selline punkt klastrit keskel, kuid erinevad kaugusfunktsioonid võivad anda erinevaid tulemusi ning seetõttu on kasutusel suur hulk erinevaid k esindajaga klasteralgoritme, mille sihifunktsiooni optimeeritakse mitme iteratsiooni käigus kuni etteantud piirväärtuseni. [11]

Üheks tuntumaks näiteks on k -keskmiste algoritm, mille eukleidiline kaugusfunktsioon esitatakse kujul

$$\text{Dist}(\hat{X}_i, \hat{Y}_j) = \|\hat{X}_i - \hat{Y}_j\|^2 \quad (3.2)$$

Samuti on kasutusel k -mediaanide algoritm, mille kaugusfunktsioon on

$$\text{Dist}(\hat{X}_i, \hat{Y}_j) = \|\hat{X}_i - \hat{Y}_j\| \quad (3.3)$$

Nende erinevus ilmneb kõige paremini ebareeglipärase kujuga klastrate korral, kus tsentrist kaugemad punktid moonutavad k -keskmist tulemust rohkem kui k -mediaanide tulemust.

Teise levinud klasterdusalgoritmi grupi moodustavad hierarhilised algoritmid, mille tulemused näitavad ka klastrite omavahelisi seoseid. Hierarhilised klasterdusalgoritmid jagunevad tööpõhimõtte suuna järgi kaheks: altpoolt üles liikudes klastreid liitvad ja ülevalt alla liikudes neid jagavad algoritmid. Koondavad meetodid otsivad iga iteratsiooni käigus kaks kõige lähemat klastrit ning liidavad need, seega väheneb iga iteratsiooniga klastrite arv 1 võrra. Algoritmid eristuvad selles kategoorias klastritevahelise kauguse mõõtmise järgi. Lisaks analüüsitavaid andmeid ja nende klastrilist kuuluvust sisaldavale maatriksile on tarvis arvutada klastritevahelise kauguse maatriks, nõuab see meetod võrreldes k esindajaga klasterduseda suurt mälu ja arvutusvõimet. Protsessi lõpetamise aluseks võib olla nii maksimaalne klastritevaheline kaugus kui ka minimaalne klastrite arv. Ülevalt alla töötavad algoritmid võimaldavad kasutada geomeetrilise kauguse asemel muid sobivaid kriteeriume andmepunktide jagamiseks. Samuti on kasutajal võimalus seadistada lisatingimustena igale klastrile võrdne arv alamklastreid või määrata kindel arv hargnemisi klastripuul.

Lisaks k esindaja ja hierarhia alusel töötavatele algoritmidele on klasteranalüüsiks töötatud välja muuhulgas tõenäosuslikke, punktide tiheduse- ja graafipõhiseid meetodeid. [11]

2.2 Klasterdusfunktsioonid programmis Matlab

Hierarhilise klasterduse funktsioon arvutusprogrammis Matlab töötab vastavalt algoritmi teoreetilistele alustele, mida kirjeldatakse põhjalikumalt andmekaevele keskenduvast raamatus [11]. Funktsiooni esimene samm on arvutada sisendandmepunktide kõikide võimalike paaride jaoks punktide omavaheline kaugus vastavalt etteantud kauguskriteeriumile, seejärel hakatakse kõige lähimate paaride omavahelisel liitmisel moodustama klastritevahelist hierarhiat. Viimase sammuna lõigatakse hierarhiat kujutav klastripuul läbi sobivalt kõrguselt, mis vastab kasutaja poolt määratud otsitavate klastrite arvule. Funktsiooni väljundiks on iga andmepunkti klastriline kuuluvus, kuid klastripuud saab kujutada graafiliselt dendrogrammina. Dendrogrammi alusel on võimalik eristada klastritevahelise seose tugevust, võttes aluseks klastritevahelise seose kõrguse klasterdatavate punktide omavahelise kauguse skaalal. Mida suurem on kahe järjestikuse hierarhilise tasandi omavaheline kaugus dendrogrammil, seda nõrgem on nende vaheline seos uuritavate andmete hulgas. [12]

K -keskmise klasterduse funktsioon programmis Matlab on esimeseks etapiks klastritsentrite määramine. Algoritm valib juhuslikult esimesed klastritsentrid ning otsib mitme iteratsiooni käigus parimaid klastritsentreid, mille vahel järgmises etapis andmepunkte jagama hakata, nagu on kirjeldatud algoritmi teoreetilistes alustes [11]. Kasutajal on olulisemate parameetritena võimalik

seadistada klastrite arv, punktidevahelise kauguse arvutamise meetodika ja iteratsioonide ülempiir. Funktsiooni väljunditeks on klatri indeks iga punkti jaoks, samuti võib algoritm väljastada klastritsentrite asukohad ja punktide kaugused tsentrist. [13]

Hägusa c -keskmise klasterduse funktsiooni peamiseks sisendiks on klastrite arv, lisaks saab kasutaja määrata hägusa kattuvuse ulatust kontrolliva teguri väärtuse, iteratsioonide ülempiiri ja sihifunktsiooni koondumise lävendi. Seejärel loob algoritm otsitavate klastrite arvu ja uuritavate aegridade arvu järgi esialgse kuuluvusmaatriksi, mis näitab iga andmepunkti kuuluvust igasse klattrisse. Kuuluvusmaatriksi ridade arv võrdub klastrite arvuga, veergude arv uuritavate andmepunktide arvuga. Maatriksi rea kõikide liikmete summa on alati 1. Iga järgmise iteratsiooniga arvutatakse klattritsentri uus asukoht andmepunktide kaalutud keskmisena, kus kaalumisteguriks on sõlme kuuluvusmäär vastavasse klattrisse:

$$c_j = \frac{\sum_{i=1}^D \mu_{ij}^m x_i}{\sum_{i=1}^D \mu_{ij}^m} \quad (3.2) [14]$$

kus c_j – klatri j asukoht

D – uuritavate andmepunktide (aegridade) arv

x_i – andmepunkt i

μ_{ij} – andmepunkti i kuuluvusmäär klattrisse j

m – hägusa kattuvuse tegur

Seejärel jätkub iteratsioon andmepunktide ja uute klattritsentrite vahelise kauguse alusel uue kuuluvusmaatriksi arvutamisega. Selleks leitakse eraldi iga maatriksi element kujul

$$\mu_{ij} = \frac{1}{\sum_{k=1}^N \left(\frac{\|x_i - c_j\|}{\|x_i - c_k\|} \right)^{\frac{2}{m-1}}} \quad (3.3) [14]$$

kus N – klastrite arv.

2.3 Koherentsuse analüüs andmekaevemeetodite abil

Tänu sünkroonsete faasimõõteseadmete laialdasele kasutuselevõtule on tekkinud võimalus rakendada kogunenud mõõteandmete uurimiseks andmekaevemeetodeid ning tulemusi on

avaldatud mitmetes artiklites. Kokkuvõtted mõningatest artiklitest ja nende kasulikest tulemustest on esitatud alljärgnevalt.

Töös [15] uuriti aastal 2011 Hispaanias aset leidnud generaatoririkke tagajärjel mõningates ENTSO-E liikmesriikides mõõdetud sageduse väärtusi koondudel klastermeetodil, k -keskmisel ja hägusal k -keskmisel meetodil, samuti sõltumatute komponentide analüüsi teel. Nii klasterduse kui sõltumatute komponentide analüüsi tulemused näitavad, et sarnased sagedusmuutused toimuvad neljas naaberriikidest koosnevas grupis ehk teisisõnu on olemas seos sageduse järgi moodustuvate klasterite ning uuritud riikide paigutuse vahel. Autorid tõdevad, et nende tulemused vastavad Mandri-Euroopa sünkroonala täheldatud aeglase koherentsuse ehk piirkondadevaheliste võnkumiste iseloomule.

Artiklis [16] analüüsitakse hierarhilise klasterdamise kaudu generaatorite koormusnurki USA ja Kanada lääneosa ühendsüsteemi WECC mudelis simuleeritud lühise järel, et selgitada välja koherentsed generaatorirühmad. Samuti mainitakse selles töös võimalust arvutada generaatorite koormusnurki erinevatest faasimõõteseadmetega mõõdetavatest suurustest. Autorid jõuavad järeldusele, et ka nende klasterdustulemused on kooskõlas süsteemis realselt mõõdetud tulemustega.

Töös [17] esitletakse hierarhilisel klasterdamisel põhinevat algoritmi aegridade uurimiseks. Igas ajaühikus teostab algoritm koormusnurkade klasterduse ühe andmepunktikogumi geomeetriliste vahekauguste põhjal eesmärgiga tuvastada nurkade kaudu generaatorite koherentsust ning annab seetõttu tulemuseks ajas muutuvad klasterid. Klasterite lahknevuses nähakse märki sellest, et üks või mitu generaatorit on peatselt sünkronismist välja langemas, ning samuti peavad autorid võimalikuks selle algoritmi järgi tuvastada piirkondadevahelisi võnkumisi. Meetodit valideeriti Mehhiko elektrisüsteemis mõõdetud andmete alusel ning moodustuvad klasterid vastavad riigi elektrivõrgu struktuurile.

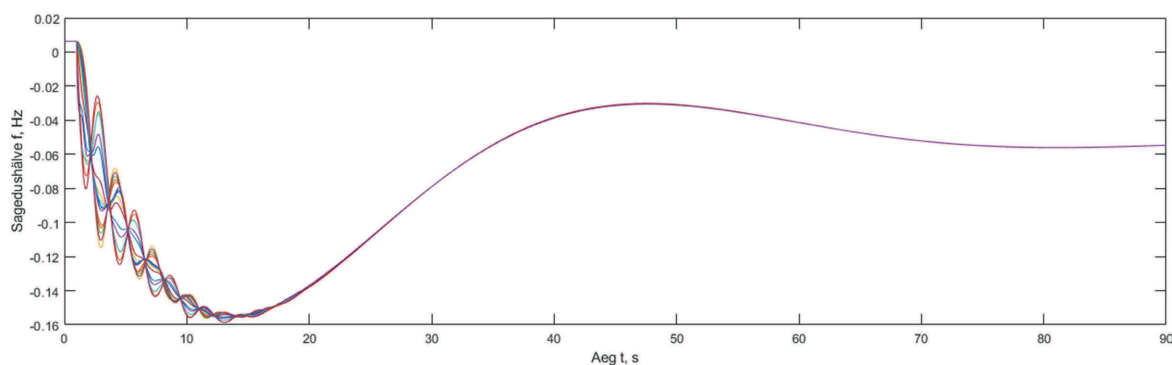
Töös [18] kasutatakse hägusat k -keskmist meetodit, mille erinevus tavalisega seisneb võimalikkuses liigitada andmepunkt korruga rohkem kui ühte klasterisse erineva kuuluvusmääraga. Algoritm klasterdab generaatorite koormusnurkadest eeltöötlusfaasis arvatud koherentsusmäärasid koherentsuse tuvastamiseks geomeetrilise vahekauguse järgi ning iga andmepunkti kuuluvusmäär konkreetse klasterisse hoitakse kuuluvusmaatriksis. Meetodit rakendati Taiwani elektrisüsteemi uurimiseks simulatsiooni alusel. Klasterdusega määratud generaatorite koherentsete gruppide moodustumise alusel lisati valitud generaatoritele elektrisüsteemi stabilisaatoreid ning tulemusena täheldati piirkondadevaheliste madalsageduslike võnkumiste vähenemine süsteemis.

3. SÕLMESAGEDUSTE KLASTERANALÜÜS

3.1 Metoodika ja algandmed

Eelmises peatükis vaadeldud masinõppemeetodid on leidnud valdavalt kasutust generaatorite koormusnurkade analüüsiks ja koherentsuse tuvastamiseks, klasterdamist sageduse järgi on uuritud väiksemal määral. Töös [15] on esitatud hierarhilise klasterduse tulemused dendrogrammina ja sõltumatute komponentide analüüsi tulemuste graafiline kokkuvõte Euroopa kaardil, millega tõestatakse, et klasterdamise kaudu saadud tulemused on kooskõlas ühendelektisüsteemi moodustavate riikide geograafilise paiknemisega. Seega võib lugeda põhjendatuks võrdluse hierarhilise klasterduse tulemuste ja uuritava elektrivõrgu sõlmede omavahelise paigutuse vahel. Kui klasterduse käigus tuvastatud sõlmegrupid vastavad kindlatele piirkondadele, kus uuritavad sõlmed on tõepoolest omavahel ühenduses, võib pidada klasterdusmeetodit ligilähedalselt võrdse sagedusega piirkondade tuvastamiseks sobivaks.

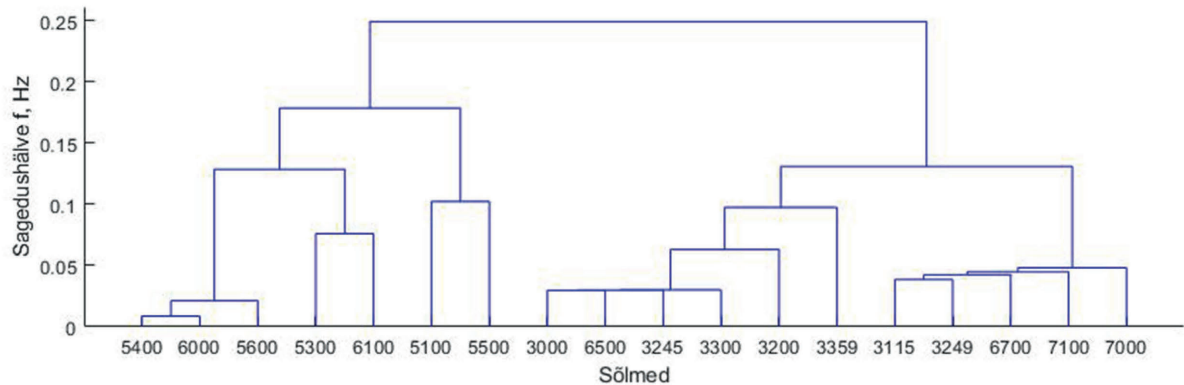
K-keskmise, hierarhilise ja hägusa c -keskmise klastermeetodi sobivust elektrisüsteemi lähedase sagedusega piirkondade tuvastamiseks katsetati Skandinaavia elektrisüsteemi simulatsioonist hangitud sagedusandmete põhjal. Programmis DigSilent PowerFactory simuleeritud mudeli skeem on toodud lisa 1. Erinevate simulatsioonide käigus kutsuti kindlates sõlmepiirkondades esile erinevaid koormushüppeid. Sageduse siirdeprotsessi simulatsioonis 1 kujutab joonis 3.1, teiste koormushüpete tulemusel toimuv sageduse siirdeprotsess on analoogne. Koormuse järsu kasvu tulemusel hakkab sagedus süsteemis esialgu langema ehk tekib joonisel nähtav negatiivne sagedushälve. Süsteemi sageduse suhtes hakkavad üksikute sõlmede sagedused võnkuma, kuniks võnkumine umbes 20 sekundi jooksul sumbub ning sõlmede sagedused võrdsustuvad püsivalt. Ülevaatlikkuse huvides nimetatakse simuleeritud koormushüppeid 1, 2 ja 3 tekstis edaspidi vastavalt simulatsiooniks 1, 2 ja 3.



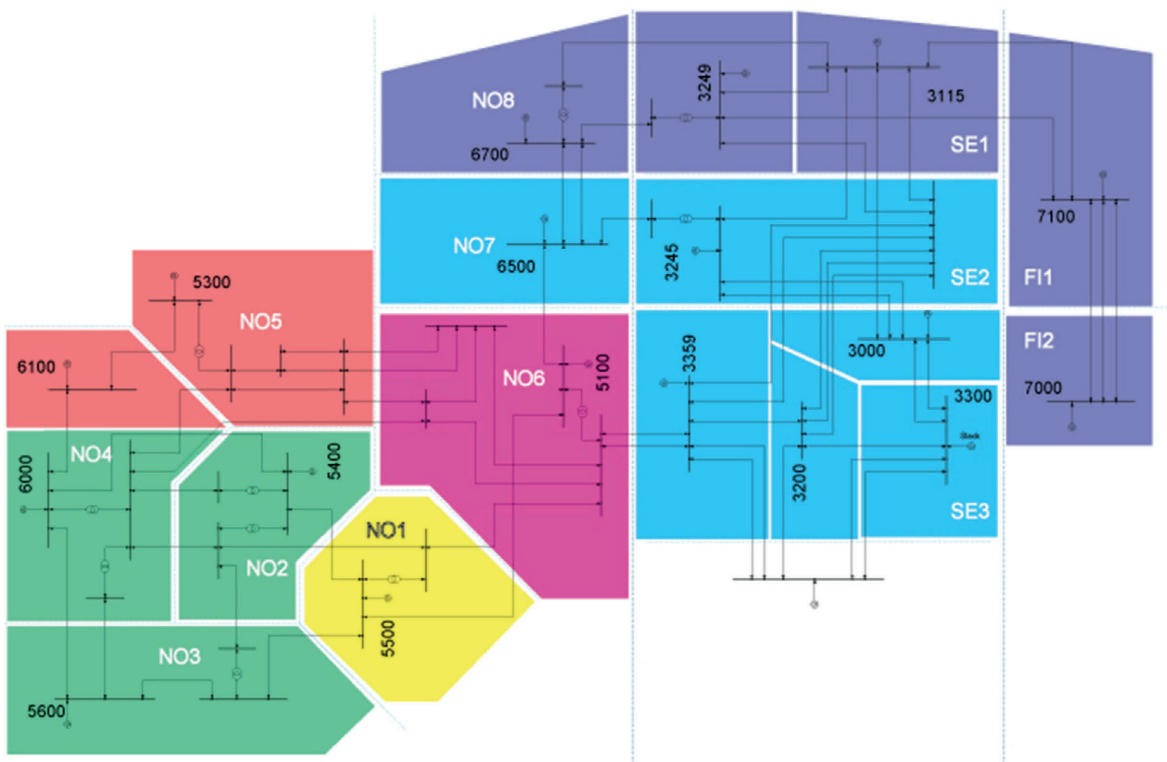
Joonis 3.1 Sageduse siirdeprotsess simulatsioonis 1

3.2 Hierarhilise klasterduse tulemuste ja Skandinaavia ühendelektrisüsteemi võrdlus

Joonis 3.2 kujutab dendrogrammina simulatsioonis 1 saadud sageduse aegridade klasterdamise tulemusi. Dendogramm kujutab kõikide analüüsitud sõlmesageduste hierarhiat lähtuvalt sageduste erinevusest ehk sagedushälvetest. Joonis 3.3 kujutab ühte võimalikku piirkondade jaotust Skandinaavia ühendelektrisüsteemi skeemil, kui otsitavaks klastrite arvuks on 6.



Joonis 3.2 Simulatsiooni 1 hierarhilise klasterduse tulemus dendrogrammina



Joonis 3.3 Hierarhilise klasterdusega tuvastatud 6 piirkonda simulatsioonis 1

Jooniste 3.2 ja 3.3 omavahelisel võrdlemisel selgub, et Norra elektrisüsteemis toimunud järsu koormushüppe järel moodustub kaks piirkonda, kus sõlmede sageduserinevused on väikesed. Piirkond, mille moodustavad sõlmed 3245, 3000, 6500 ja 3300 vastab Rootsi kesk- ja idaosale ehk Stockholmi ümbrusele. Sellesse gruppi kuulub ka simulatsiooni baassõlm 3300. Rootsi läänerannik, mille keskuseks võib lugeda Göteborgi, on simulatsioonis esindatud sõlmedega 3359 ja 3200. Kui jagada Skandinaavia ühendsüsteem kuueks sageduspiirkonnaks, moodustavad kõik nimetatud sõlmed ühe piirkonna, kuid dendrogramm joonisel 3.2 näitab, et sõlmede 3359 ja 3200 sageduserinevus sõlmede 3245, 3000, 6500 ja 3300 suhtes on märgatav. Kuna elektrivõrk Rootsi läänerannikul on ühendatud Norra elektrivõrguga Loviseholmi ja Haldeni alajaama ning Borgviki ja Hasle alajaama vahel paiknevate 400 kV piiriüleste liinidega [16], võib häiring Norra elektrisüsteemis levida Rootsi elektrisüsteemi nende kahe riikidevahelise ühenduse kaudu. Trondheimi lähiümbrust esindava sõlme 6500 kuulumine Kesk- ja Ida-Rootsis moodustunud sageduspiirkona on samuti selgitatav piiriülese 400 kV ühendusliiniga, mis kulgeb Högåseni alajaamast Rootsis Nea alajaama Norras. [19]

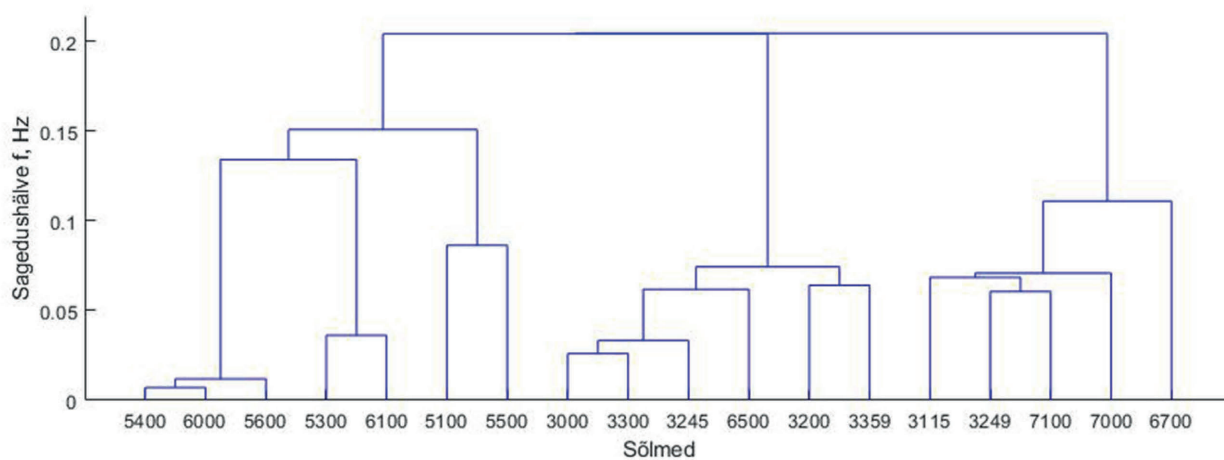
Soome elektrisüsteemis ning Rootsi ja Norra põhjapiirkondades moodustub teine samasageduslik ala, mida kujutavad sõlmed 7000 ja 7100 Soomes, 3115 ja 5249 Rootsis ning 6700 Norras. Selle põhjuseks võib lugeda kahte 400 kV piiriülest liini Botnia lahe põhjakaldal Rootsi ja Soome vahel, samuti asub Rootsi ja Norra põhjaosas Ritsemi ja Ofoteni alajaama vahel riikidevaheline ülekandeliin pingega 400 kV. Lisaks paikneb Soome Ivalo ja Norra Varangerbotni alajaama vahel ülekandeliin pingega 220 kV. [19]

Simulatsiooni 1 käigus tekivad suurimad sageduserinevused Norra lõunaosas, kus leidis aset simuleeritud koormushüpe. Sõlm 5100, mis kujutab Oslo ümbrust, ja sõlm 5500, mis esindab Norra idarannikut, eristuvad omaette sageduspiirkondadena, kui klastripuu löikekõrguse järgi moodustub 6 klastrit. Oslost Bergeni suunas kulgeva liinikoridori ümber moodustub samuti sagedusala, mida simulatsioonis kujutasid sõlmed 5300 ja 6100. Viimase sageduspiirkonnana eristub ülejäänud Lõuna-Norra sõlmedega 5400, 5600 ja 6000.

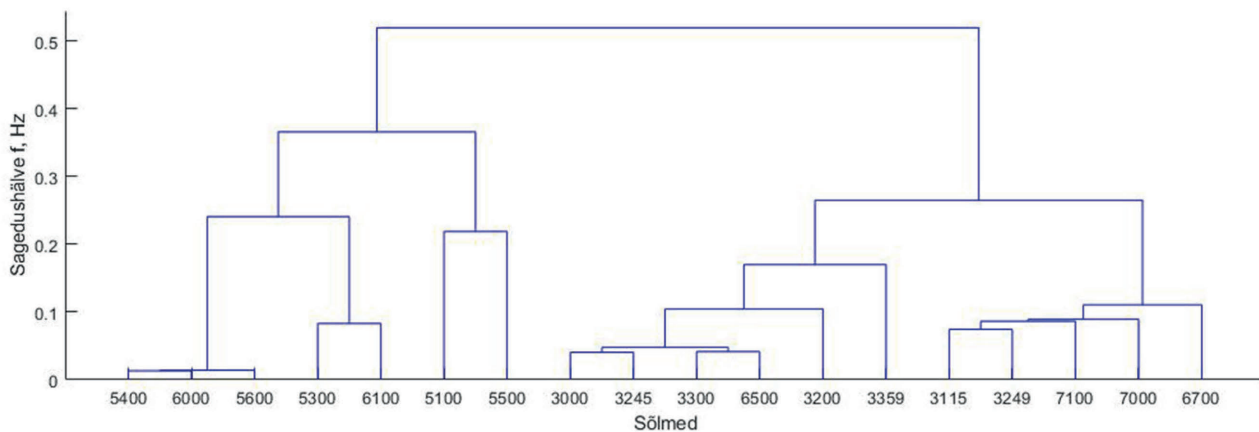
Joonised 3.4 ja 3.5 kujutavad analoogselt simulatsiooni 2 ja 3 sageduse aegridade hierarhilise klasteranalüüsi tulemusi. Kolme simulatsiooni dendrogramme võrreldes selgub, et koormusmuutuse asukoht ei muuda olulisel määral samasageduslike piirkondade jaotust Skandinaavia ühendelektrisüsteemis. Ka simulatsioonis 2 ja 3 moodustub kolm suurt piirkonda – Lõuna-Norra, Kesk- ja Lõuna-Rootsi ning Soome koos Põhja-Rootsi ja Põhja-Norruga. Simulatsioonis 2 suureneb sageduserinevus Põhja-Norras paikneva sõlme 6700 ning sõlmede 3115, 3249, 7000 ja 7100 vahel. Simulatsioonis 3 võib piisavalt väikese erinevuslävendi ehk

lõikekõrguse juures täheldada, et Kesk-Rootsis paiknevad sõlmed 3200 ja 3359 eralduvad Rootsi samasageduslike sõlmede piirkonnast.

Hierarhilise klasterduse tulemustest ilmneb, et meetodi täpsus ei ole ideaalne ning erinevatest simulatsioonidest saadud andmete analüüsil muutub mõne sõlme piirkondlik kuuluvus, kuid üldjuhul vastavad hierarhilise klasterduse tulemused elektrivõrgu struktuuri põhjal formuleeritud ootustele. Klasterid moodustuvad suurel määral riikidepõhiselt, mida võib riikideülese ühendussüsteemi puhul tõeseks pidada.



Joonis 3.4 Simulatsiooni 2 hierarhilise klasterduse dendrogramm



Joonis 3.5 Simulatsiooni 3 hierarhilise klasterduse dendrogramm

3.3 K -keskmise ja hägusa c -keskmise klasterduse tulemused

Simulatsioonist 1, 2 ja 3 pärinevaid sagedusandmeid analüüsiti ka k -keskmise ja hägusa c -keskmise klasteranalüüsi meetodiga. Erinevalt hierarhilisest klasterdusest tuleb nende meetodite rakendamisel määrata eelnevalt otsitud klastrite arv, millest lähtuvalt valitakse juhuarvude järgi klastritsentrid ning uuritavaid andmepunkte hakatakse eukleidilise kauguse alusel klastritesse jagama. Kuna mõlemad meetodid sõltuvad juhuarvudest, teostati analüüsi käigus mõlemat klasterdust 100 korda ning nende koondtulemused on esitatud seega statistilisel kujul. Sõlme i kuuluvusmäär U_{ij} klastrisse j leitakse seega kujul

$$U_{ij} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (3.4)$$

kus n – klasterduskatsete arv,

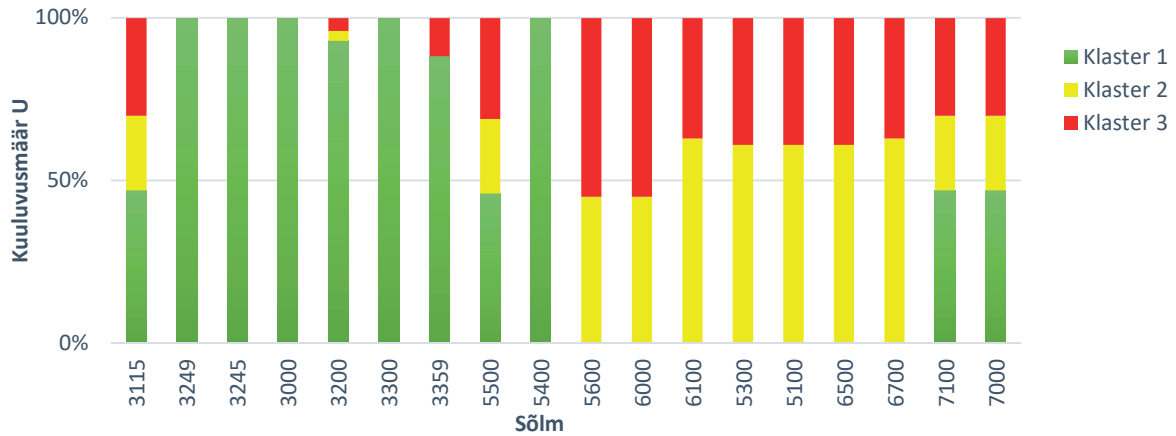
x_i – ühe klasterduse tulemus uuritud sõlme jaoks.

K -keskmise klasterduse korral on iga individuaalse klasterduse tulemus binaarne: $x_i = 1$, kui klasterduse käigus määratakse uuritav sõlm i klastrisse j , ning $x_i = 0$, kui sõlm klastrisse ei kuulu. Hägusa c -keskmise klasterduse eripäraks on algoritmi sisseehitatud kuuluvusmäär, mis tähendab, et iga klasterdustsükli tulemuseks on kuuluvusmaatriks. Maatriksi elemendid μ_{ij} näitavad sõlme i kuuluvusmäära klastrisse j , kusjuures $0 < \mu_{ij} < 1$.

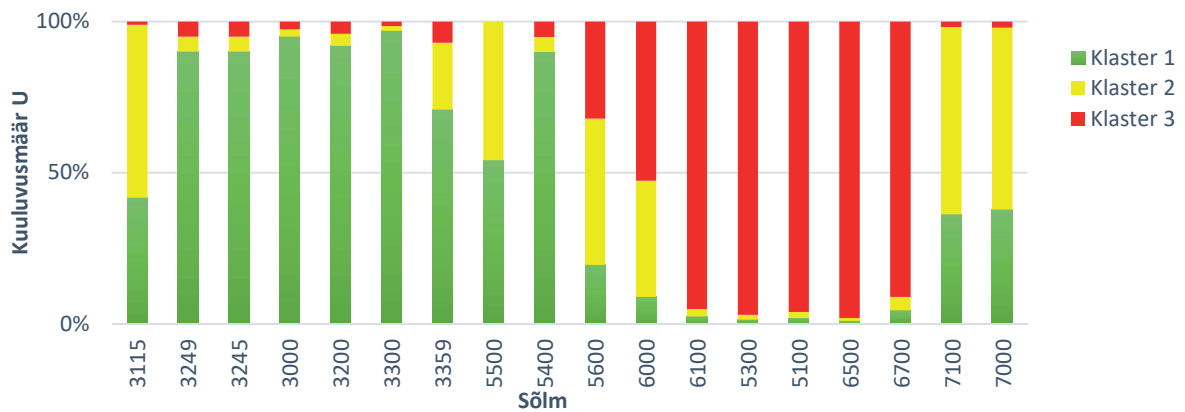
Kuna klastrite omavahelise järjestuse määrab vaid klastritsentrite juhuslik järjekord, võib sama sõlm sattuda erinevate klasterduskatsete käigus erineva indeksiga klastrisse ning see moonutab oluliselt tulemusi. Seetõttu on mitme klasterduskorra tulemuste keskmine tulemus arvutatav vaid siis, kui üks sõlm valitakse tulemuste analüüsi eesmärgil põhisõlmeks. Tehtud klasterduskatsete ajal oli põhisõlmeks sõlm 3300, mis on ka simulatsiooni baassõlm. Hägusa c -keskmise klasterduse tulemusel saadud kuuluvusmaatriksi read, mille arv on võrdne otsitud klastrite arvuga, sorteeriti enne keskmise kuuluvusmäära arvutamist nii, et sõlm 3300 kuuluks alati klastrisse 1. K -keskmise klasterduse binaarväärtuslikest tulemustest moodustati analoogne maatriks ning ka selle read sorteeriti sõlme 3300 suhtes. Seega on k -keskmise klasterduse puhul baassõlme 3300 kuuluvus klastrisse 1 alati 1, hägusa c -keskmise klasterduse puhul väga lähedane ühikväärtusele. Ülejäänud klastrid moodustuvad seega sõlme 3300 suhtes ning klatri järjekorranumbril pole ülejäänud sõlmede puhul olulist tähendust.

Joonis 3.6 kujutab klasteranalüüsi 100 katse aritmeetilist keskmist tulemust k -keskmisel meetodil, kui otsitavaks klastrite arvuks on seatud 3. Joonisel 3.7 on esitatud hägusa c -keskmise klasterdusmeetodi 100 katse tulemuste aritmeetiline keskvärtus. Tabel kuuluvusmääradega,

mille alusel joonised 3.6 ja 3.7 on koostatud, on lisas 2. Tabeli ülevaatlikkuse huvides on eemaldatud tulemused, mis näitavad sõlmedele kuulumismäära $<0,1$. Simulatsioonide 2 ja 3 aegridadega teostati samasugune analüüs ning tulemused on analoogsed.



Joonis 3.6 Sõlmede keskmine kuulumismäär U simulatsioonis 1 k -keskmise meetodi järgi



Joonis 3.7 Sõlmede keskmine kuulumismäär U simulatsioonis 1 hägusa c -keskmise meetodi järgi

Jooniste 3.6 ja 3.7 võrdlusest ilmneb, et mõlemad meetodid eristavad uuritavates aegridades kaks suurt sõlmegrupi, millest esimene kattub Rootsi elektrisüsteemiga ja teine Norra süsteemiga. Tulemus on kooskõlas joonisel 3.2 näidatud hierarhilise struktuuriga, kus süsteemi esimene hargnemine toimub Rootsi ja Norra sõlmede vahel. Meetodeid omavahel võrreldes selgub, et hägusa c -keskmise klasterduse tulemused sarnanevad hierarhilise klasterduse dendrogrammile suuremal määral kui k -keskmise klasteranalüüsi tulemused. Näiteks ei eristu k -keskmise klasterduse puhul Rootsi suurest klastrist sõlmed 3115 ja 3249, mis asuvad Põhja-Rootsis ja hierarhilise klasterduse järgi moodustavad ühise samasagedusliku piirkonna Soomega. Samuti

paistab, et k -keskmise klasterdus eksib sõlmedega 6500 ja 6700 ning ei tuvasta Rootsi klasteri kõrval eraldi klasterina Soome elektrisüsteemis asuvaid sõlmi 7000 ja 7100.

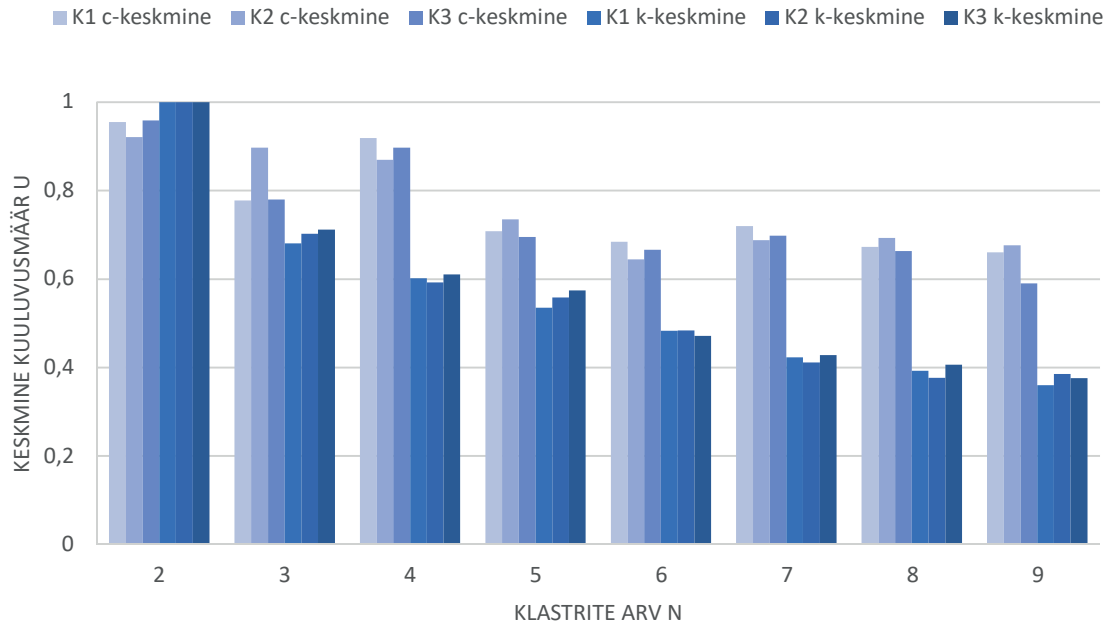
K -keskmise ja hägusa c -keskmise meetodi peamise puudusena ilmneb joonistelt 3.6 ja 3.7 aga tõsiasi, et tõenäosuslikud tulemused jagunevad mitmete sõlmede puhul olulisel määral mitme klasteri vahel võrdselt. Joonistel kujutab seda mitme erinevat klasterit tähistava värvi esinemine ühe ja sama sõlme tulbas. Ideaalse klasterdustulemuse puhul peaks iga sõlme kuulumismäär olema klasterdusprotsessi korrates alati 1,0. Tegelikud tulemused näitavad, et juhuarvude alusel loodavate klasterisentrite tõttu satub 100 katse jooksul sama sõlm erinevatesse klasteritesse. Mõlema klasteranalüüsi meetodi tulemustes eristuvad Norra elektrisüsteemi sõlmed küll selgelt Rootsi elektrisüsteemi sõlmedest, kuid k -keskmise meetodi puhul satuvad tõenäosusega 0,6 ühe klasterdustsükli käigus need sõlmed klasterisse 2, tõenäosusega 0,4 klasterisse 3. Hägusa c -keskmise klasterduse puhul on kuulumismäär $U_{ij} < 1$ oodatav tulemus, kuna selle meetodi puhul on klasteritele teatav hägus kattuvus lubatud, kuid suurem U_{ij} väärtus näitab siiski sõlme tõenäosust kuuluda kindlasse klasterisse. Klasterite järjekord ei oma tähtsust, kui eesmärgiks on tuvastada tekkivaid samasageduslikke piirkondi elektrisüsteemis, kuid tulemuste edasine analüüs näiteks juhendatud masinõppe meetoditel võib osutada raskendatuks.

Klasterdust korrati erinevate klasterite arvu saamiseks. Seejärel uuriti, kuidas muutub klasterdustulemuste hajuvus klasterite arvu suurenedes. Suurem otsitavate klasterite arv N toob endaga kaasa suurema tõenäosuse, et juhuarvude alusel loodavate klasterisentrite tõttu on klasterduse tulemused eksitavad või väärad. Seose leidmiseks leiti suurim kuulumismäär U_{ij} ning arvatati nende tõenäosuste aritmeetiline keskmine ehk keskmine kuulumismäär sobivaimasse klasterisse:

$$\hat{U} = \frac{1}{j} \sum_{k=1}^j \max U_{ij} \quad (3.2)$$

Joonis 3.8 kujutab leitud seost otsitavate klasterite arvu ja keskmise kuulumismäära vahel. Sellelt selgub, et klasterite arvu kasvades langeb k -keskmise meetodi keskmine kuulumismäär kiiremini kui hägusa c -keskmise meetodi puhul. Kui otsitavate klasterite arv on 6 või suurem, on k -keskmise meetodi tulemuste keskmine kuulumismäär väiksem kui 0,5. Hägusa c -keskmise meetodi puhul langeb sõlmede keskmine kuulumismäär klasterite suhtes klasterite arvu suurenedes aeglaselt ning ei lange madalamale kui 0,5, millest võib järeldada, et ka suurema klasterite arvu korral on

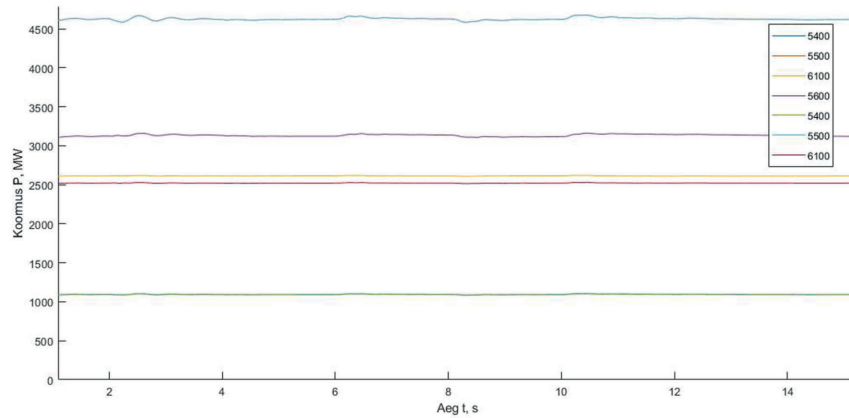
juhuarvudest loodavate klastritsentrite mõju hägusa c -keskmise klasterduse tulemuste täpsusele väiksem.



Joonis 3.8 Klasterduse keskmise kuuluvusmäära U sõltuvus klastrite arvust N koormushüppe simulatsioonis

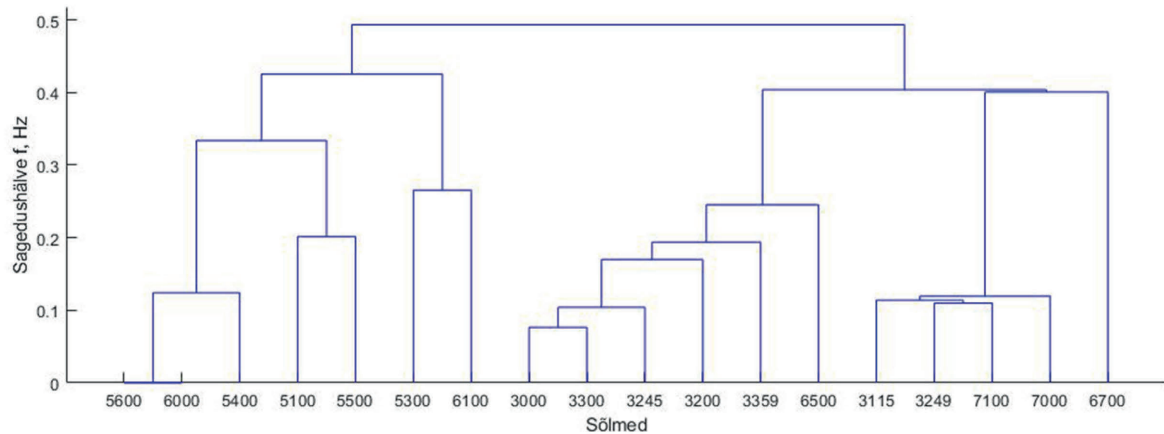
3.4 Pidevate koormusmuutuste simulatsiooni klasteranalüüs

Klasteranalüüsi rakendamise võimalikkust samasageduslike piirkondade tuvastamiseks uuriti ka elektrivõrgu püsitalitlusele sarnaneva simulatsiooni alusel, kus esineb mitmeid juhuslikke koormusmuutusi. Kui esimese kolme simulatsiooni käigus kutsuti esile üks suur koormushüpe, mis sageduse primaar- ja sekundaarreguleerimise tulemusel mõne aja jooksul koondus, siis järgmistes simulatsioonides tekitati erinevate ajavahemike järel erinevates sõlmedes ilma kindla seaduspärase koormusmuutusi suurusjärgus 100 MW. Edaspidi nimetatakse neid simulatsioonideks 4, 5 ja 6. Neljandas simulatsioonis toimunud koormusmuutusi kujutab joonis 3.9.

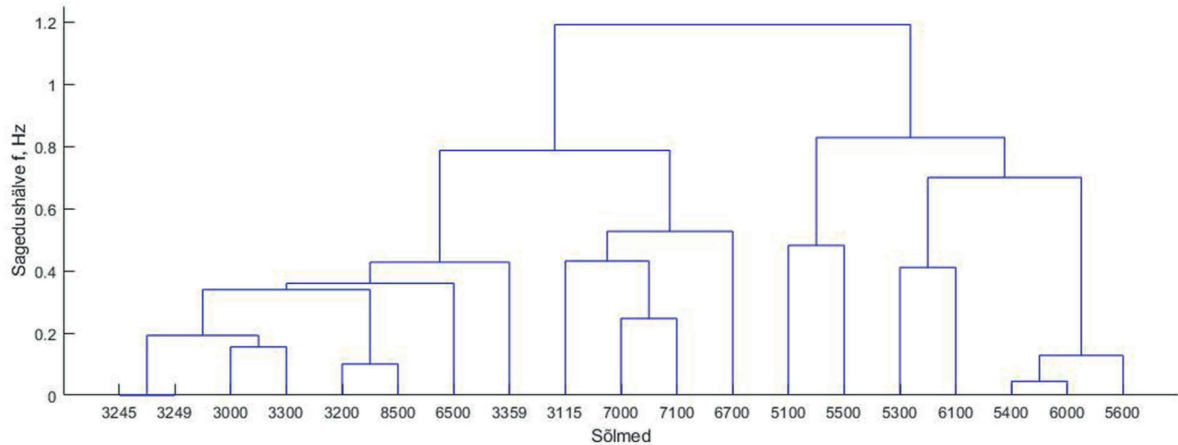


Joonis 3.9 Koormusmuutused neljandas simulatsioonis

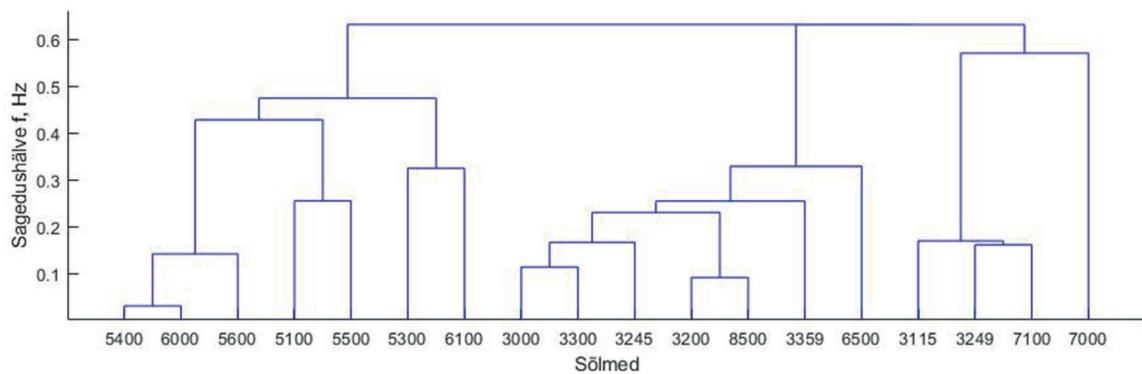
Analoogselt koormushüppekatsetele teostati kolme simulatsiooni aegridade klasteranalüüs. Kõikide simulatsioonide tulemusi analüüsiti hierarhilise, k -keskmise ja hägusa c -keskmise klasterdusega. Joonised 3.10, 3.11 ja 3.12 kujutavad hierarhilise klasterduse tulemusi dendogrammidenä.



Joonis 3.10 Simulatsiooni 4 hierarhilise klasterduse dendrogramm



Joonis 3.11 Simulatsiooni 5 hierarhilise klasterduse dendrogramm



Joonis 3.12 Simulatsiooni 6 hierarhilise klasterduse dendrogramm

Võrreldes koormushüppejärgse siirdeprotsessi simulatsioonist tuvastatud klastristruktuuriga moodustuvad klastrid pidevate koormusmuutuste tingimustes sarnaselt. Täiendav sõlm 8500 asub Lõuna-Rootsis ning on simulatsioonis 5 ja 6 ühises klastris sõlmega 3200 sageduserinevusega 0,1...0,2 Hz. Mõlemad sõlmed kuuluvad omakorda Rootsis ning Kesk-Norras sõlmedest 3000, 3300, 3245, 3200, 8500, 3359 ja 6500 moodustuvasse klastrisse. Simulatsioonis 5 lisanduvad Rootsi samasageduslike sõlmede piirkonda sõlmed 3115 ja 3249, mis asuvad Põhja-Rootsis ning ülejäänud simulatsioonide, sealhulgas koormushüpete korral moodustavad ühise klastri Soome elektrisüsteemi sõlmedega 7000 ja 7100. Lõuna-Norra sõlmed moodustavad sarnased klastrid nii koormushüppe kui püsitalitluse korral.

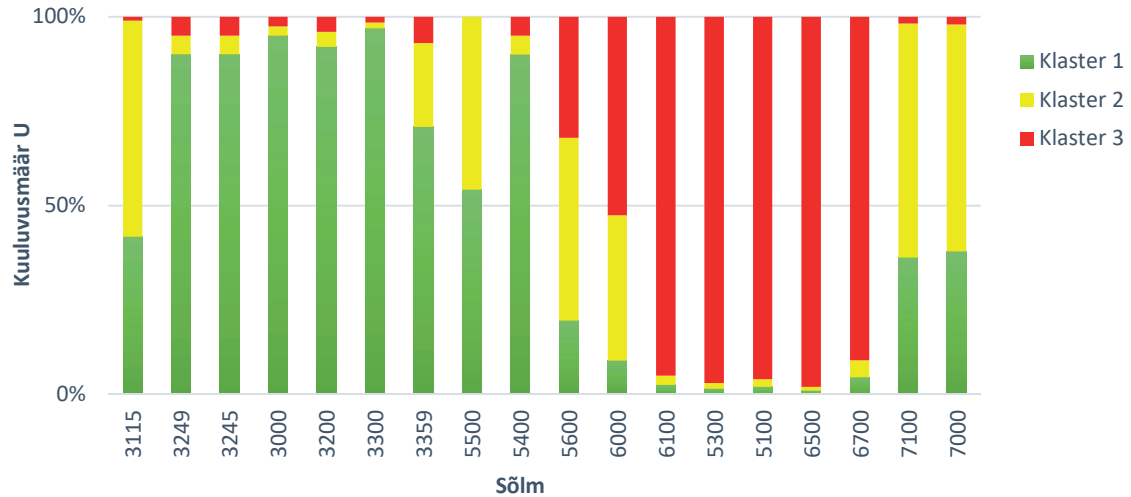
Olulise erinevusena klasterdustulemuste vahel ühe suure koormushüppe ja mitme väiksema koormusmuutuse korral võib märgata suuremaid sageduserinevusi mitme koormusmuutusega simulatsioonis. Kui koormushüppesimulatsioonis sageduserinevused simulatsiooni edenedes

vähenevad, kajastus see ka dendogrammides, kus süsteemi esimene jagunemine kaheks klasteriks toimub simulatsioonis 3 sageduserinevusega 0,5 Hz kahe klasteri vahel, simulatsioonis 1 ja 2 aga sageduserinevusega 0,2...0,25 Hz. See näitab, et erinevused klasterite vahel on väikesed. Simulatsioonis 4 on suurimaks sageduserinevuseks kahe klasteri vahel 0,5 Hz, simulatsioonis 6 jaguneb süsteem kaheks klasteriks sageduserinevusega 0,6 Hz ja simulatsioonis 5 eristub kaks klasterit sageduserinevuse 1,2 Hz juures. Samuti on klasterisisesed sageduserinevused suuremad kui koormushüppesimulatsiooni analüüsil leitud dendogrammidel. Seega on simulatsioonides 4, 5 ja 6 klasterdamine keerulisem, kuna erinevused sisendandmete vahel on suuremad, kuid hierarhilise klasteranalüüsi tulemused vastavad endiselt lihtsama ülesande tulemustele, kus klasterdati koonduvaid sagedusaegridu.

Simuleeritud sagedusandmete analüüs k -keskmise ja hägusa c -keskmise meetodiga andis simulatsioonis 4, 5 ja 6 sarnaseid tulemusi simulatsioonide 1, 2 ja 3 aegridade klasteranalüüsile. Kõige suuremaid sageduserinevusi sisaldanud simulatsiooni 5 k -keskmise ja hägusa c -keskmise klasterduse tulemused on toodud tabelina lisa 3. Sarnaselt simulatsiooni 1 andmetele on ka simulatsiooni 5 tulemusi kujutatud tulpdiaagrammidena joonistel 3.13 ja 3.14.



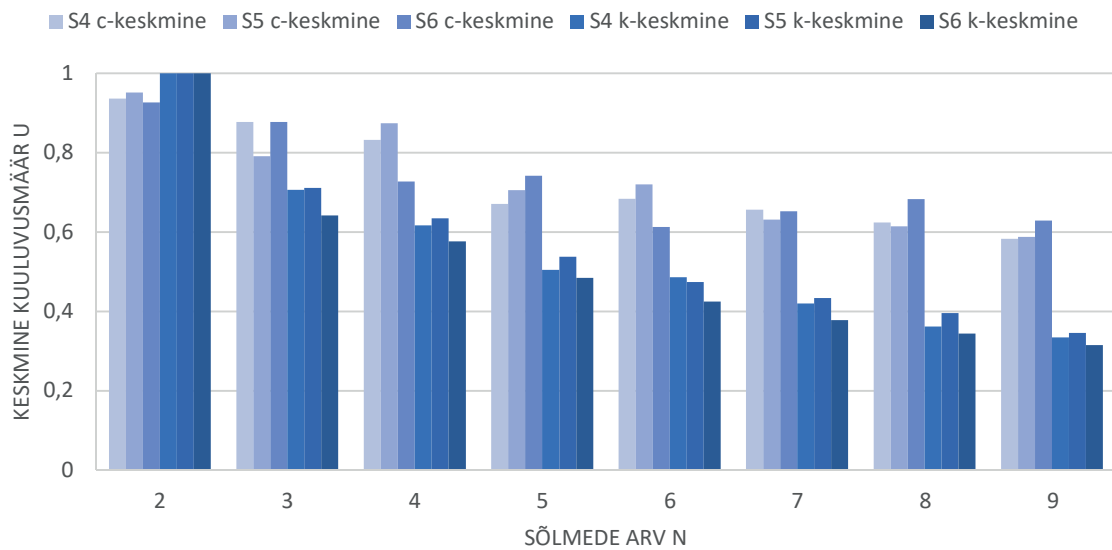
Joonis 3.13 Sõlmede keskmine kuuluvusmäär U simulatsioonis 5 k -keskmise meetodi järgi



Joonis 3.14 Sõlmede keskmine kuuluvusmäär U simulatsioonis 5 hägusa c -keskmise meetodi järgi

Hägusa c -keskmise meetodi abil leitud kuuluvusmäärad Norra elektrivõrgu sõlmede 6100, 5300, 5100, 6500 ja 6700 jaoks on suuremad kui k -keskmise meetodi kuuluvusmäärad, samuti eristub hägusa c -keskmise klasterduse tulemusel paremini kolmas klaster, mille moodustavad Soome, Põhja-Rootsi ja Põhja-Norra sõlmed.

Simulatsioonide 4, 5 ja 6 k -keskmise ja hägusa c -keskmise klasteranalüüsi käigus leitud keskmise kuuluvusmäära sõltuvust klastrite arvust on kujutatud joonisel 3.15.



Joonis 3.15 Klasterduse keskmise kuuluvusmäära U sõltuvus klastrite arvust N mitme koormusmuutuse simulatsioonis

Joonis 3.15 näitab, et sarnaselt simulatsioonidele 1, 2 ja 3 langeb k -keskmise klasteranalüüsi korral sõlmede keskmine kuuluvusmäär klastrite arvu kasvades kiiremini kui häguse c -keskmise klasterduse puhul ning alates klastrite arvust $N = 5$ on keskmine kuuluvusmäär juba väiksem kui 0,5.

Mitmeid koormusmuutusi imiteeriva simulatsiooni sageduse aegridade klasteranalüüsi tulemused sarnanevad ühe stabiliseeruva koormushüppejärgse sageduse siirdeprotsessi aegridade klasterduse käigus saadud tulemustele. Seega võib nende andmete põhjal järeldada, et kõik kolm uuritud klasteranalüüsimeetodit sobivad elektrivõrgus ligilähedaselt võrdse sagedusega piirkondade tuvastamiseks. Kõige ülevaatlikkuma ja informatiivsema tulemuse annab hierarhiline klasteranalüüs ja selle tulemuste visualiseerimine dendogrammina. Hierarhilise klasterduse tulemus ei sõltu muudest teguritest ning dendogrammilt on lihtne uurida moodustuvate klastrite struktuuri ning võrrelda seda klasterdatava elektrivõrgu kohta teadaoleva infoga.

k -keskmise ja hägusa c -keskmise meetodi puuduseks on nende sõltuvus juhuarvudest, mis moonutab tulemusi k -keskmise meetodi puhul suuremal määral kui hägusal c -keskmisel meetodil. Sõltuvus juhuarvudest tingib klasterdustulemustele hinnangu andmiseks vajaduse rakendada statistilise analüüsi meetodeid, mis aga on keeruline, kui puudub võimalus või põhjus määrata üks sõlm teiste suhtes olulisemaks ning sorteerida tulemusi selle baassõlme suhtes. Ilma katsetulemusi sorteerimata jagunevad korduvate katsete jooksul sõlmede keskmised tulemused ligikaudu võrdselt kõikide klastrite vahel. Seetõttu saab baassõlme teadmata kasutada k -keskmist ja hägusat c -keskmist klasterdust vaid ühekordselt samasageduslike piirkondade jaotusest esialgse ettekujutuse saamiseks ning puudub võimalus meetodi täpsust hinnata.

Hägusat c -keskmist klasterdusmeetodit võib pidada eelistatud meetodiks k -keskmise ees ning selle eelis ilmneb aegrea punktides, kus kahe sõlme sagedus on võrdne, kuigi aegrea ülejäänud punktide alusel kuuluvad need sõlmed erinevatesse klastritesse. Niisugused punktid esinevad aegridades, kuna üksikute sõlmede sagedused võnguvad väikese amplituudiga põhisageduse ümber ning teatud ajahetkel võib mitme sõlme sageduse hetkväärtus olla võrdne võrgusageduse hetkeväärtusega. Selliste punktide klasterdamisel peab k -keskmise meetod määrama sõlmed samasse klastrisse tõenäosusega 1,0. Hägune c -keskmise klasterdus võimaldab määrata sõlmedele kuuluvuse võrdsel määral mitmesse klastrisse, kahe klastri puhul näiteks kuuluvusmääraga 0,5, ning järgmised andmepunktid aegreas täpsustavad sõlmede klastrilist kuuluvust.

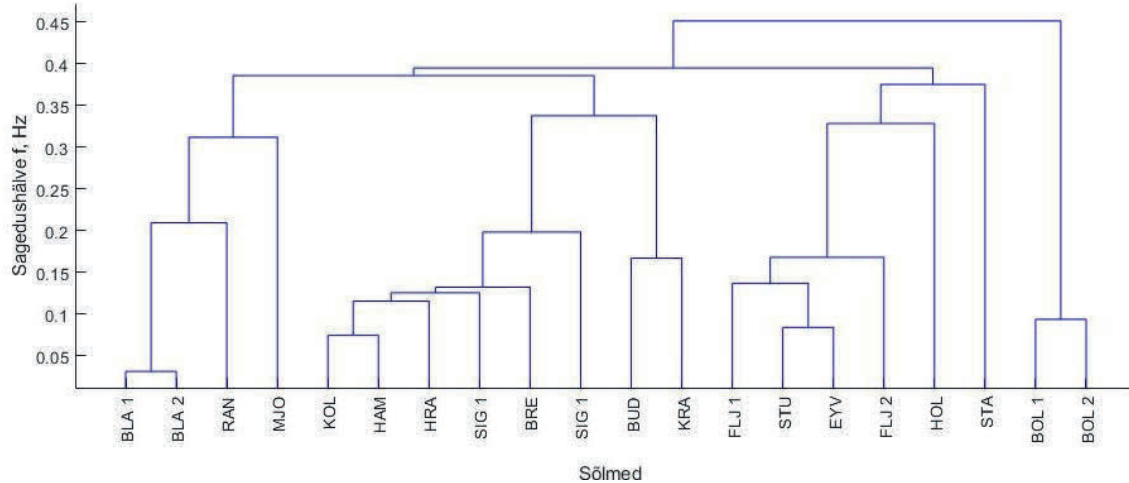
3.5 Hierarhilise meetodi valideerimine Islandi elektrisüsteemi näitel

Lähtuvalt Skandinaavia elektrisüsteemi simulatsioonandmete klasterdamise tulemustest võib pidada kõige täpsemaks hierarhilist klasterdust. Meetodi valideerimiseks rakendati hierarhilist klasterdust Islandi elektrisüsteemis kolme 2016. aasta detsembris toimunud sündmuse käigus faasimõõturitelt pärinevate sagedusandmete analüüsiks.

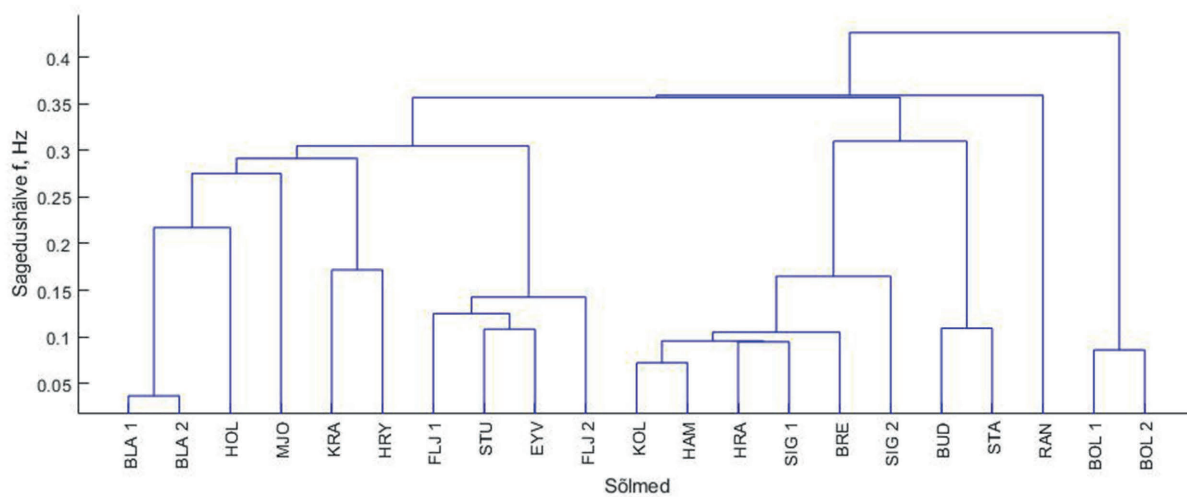
Islandi ülekandevõrk koosneb mööda saare rannikualasid kulgevast ringliinist pingel 132 kV, tihedamalt asustatud alasid saare edelaosas Reykjaviki ümbruses läbib kolmest 220 kV liinist koosnev koridor ning kogu piirkonnast ringkontuuri moodustav 220 kV liin. Seega on Islandi edelaosas paiknevad alajaamad ühendatud omavahel tugevamalt kui ülejäänud saarel. [19] Teine tihedamalt ühendatud alajaamade grupp asub Islandi idarannikul, kus asub riigi suurim hüdroelektrijaam Fljótsdalur. [20] Hüdroelektrijaama alajaamast kulgevad 220 kV liinid ida suunas. [16] Islandi elektrivõrgu skeem on esitatud lisa 4.

Klasterdamise aluseks on 21 erineva faasimõõturi mõõdetud sagedusandmed. Enamus faasimõõtureid vastab ühele alajaamale, erandiks on siinkohal Fljótsdaluri hüdroelektrijaam, Sigöldustöði hüdroelektrijaam saare keskosas ning Bolungarvík Islandi loodeosas, kus paikneb kaks PMUd. Joonised 3.16, 3.17 ja 3.18 kujutavad mõõdetud sageduse aegridade hierarhilise klasteranalüüsi tulemusi, kui analüüsiti suurte tööstustarbijate väljalülitumise tulemusel esinenud sageduse siirdeprotsesse Islandi elektrivõrgus.

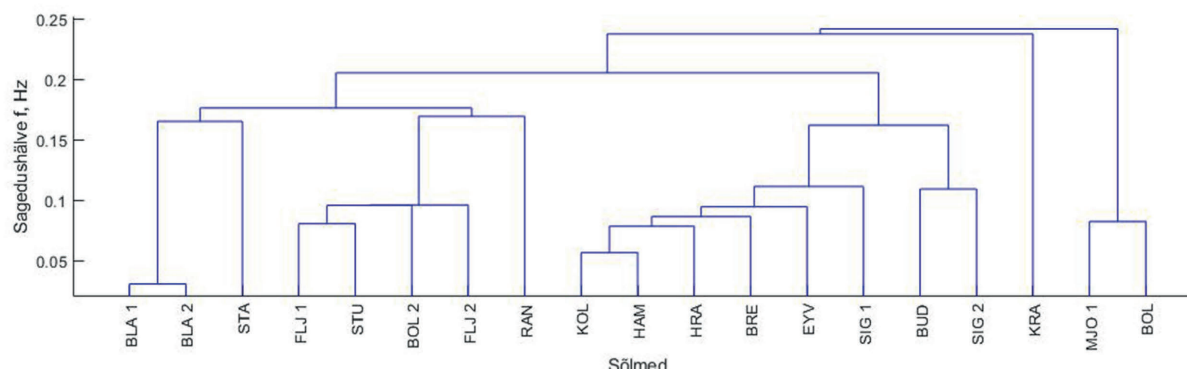
Kõikidelt joonistelt eristub selgelt kaks klastrit. Neist esimese moodustavad omavahel tihedalt ühendatud edelapiirkond, kus faasimõõturitega varustatud alajaamadeks on Kolviðarhól (KOL), Hrauneyjafoss (HRA), Brennimelur (BRE), Hamranes (HAM), Sigöldustöð (SIG) ja Búðarháls (BUD). Teise klastrina eristuvad alajaamad Islandi idarannikul: Fljótsdalur (FLJ), Hryggstekkur (HRY), Eyvindará (EYV) ja Stuðlar (STU). [21] Kõikides katsetes ilmneb ka Bolungarvíkis (BOL) asuva kahe PMU kuuluvus ühte sõlme, mis eristub ülejäänud elektrisüsteemist. Islandi põhja- ja lõunarannikut läbiva ringliini ülejäänud punkte klasterdatakse märgatavalt väiksema täpsusega ning erinevate algandmete klasterdamisel saadud tulemustel paigutuvad sellised punktid kord ühte, kord teise suuremasse klastrisse. Sõlmed, mis ei ole omavahel võrgustatud, on Krafla (KRA), Svartsengi (STA), Rangárvellir (RAN), Blanda (BLA), Hólar (HOL) ja Mjólká (MJO). Jooniste 3.16, 3.17 ja 3.18 analüüsil selgub, et hierarhiline klasteranalüüs tuvastab küllaltki edukalt ka elektrivõrgus reaalse sündmuse käigus mõõdetud sagedusandmete järgi samasageduslikud piirkonnad, mis vastavad elektrivõrgu struktuuri analüüsist tekkivatele eeldustele.



Joonis 3.16 Sündmuse nr 1 hierarhilise klasterduse dendogramm



Joonis 3.17 Sündmuse nr 2 hierarhilise klasterduse dendogramm



Joonis 3.18 Sündmuse nr 3 hierarhilise klasterduse dendogramm

KOKKUVÕTE

Käesolev bakalaureusetöö eesmärgiks oli leida meetod elektrivõrgu sõlmede rühmitamiseks masinõppemeetodite abil. Vajaduse selleks tingib tõsiasi, et kuigi ideaalses elektrivõrgus on kõikide sõlmede sagedus võrdne ja sageduse siirdeprotsessid kulgevad kõikides sõlmedes identselt, esineb reaalsuses sõlmede vahel sageduserinevusi. Töö käigus selgus, et klasteranalüüs sobib elektrivõrgus samasageduslike piirkondade tuvastamiseks.

Töös vaadeldi nurgastabiilsust ning pöörati suurema tähelepanu koormusnurdade piirkondadevahelistele võnkumistele, mille tüüpiline sagedus jääb vahemikku 0,1...0,8 Hz. Piirkondadevaheliste koormusnurgavõnkumiste uurimine on näidanud, et nende tekkes mängivad olulist rolli elektrisüsteemi piirkondadevahelised ühendused. Seost elektrisüsteemide omavahelise asukoha ning nendevaheliste võnkerežiimide vahel on täheldatud ka Mandri-Euroopa ühendelektrisüsteemis teostatud mõõtmiste käigus.

Arvutustehnika areng on teinud võimalikuks elektrisüsteemi protsesside jälgimise reaajas sünkronitunud faasimõõturite abil. Faasimõõturid mõõdavad voolusid ja pingeid kindlates sõlmalaamades, korrastavad mõõdetud andmeid ning saadavad globaalse positsioneerimissüsteemi (*GPS*) ajamärgisega andmeid edasiseks töötluks kontsentraatoritesse. Faasimõõtmiste alusel saab arvutada elektrivõrgu sagedust, faasinurkasid ja palju muud. Faasimõõteseadmete edastatud suuri andmehulkasid on mõistlik analüüsida andmekaevemeetodite abil. Juhendamata andmekaevemeetodite hulgas sobib aegridade analüüsiks klasterdamine, mille käigus grupeeritakse andmepunktid omavahelise sarnasuse järgi.

Klasteranalüüsi on koherentsete piirkondade tuvastamiseks elektrivõrgus rakendatud ka varasemates teadustöodes, kuigi valdavalt on klasterdatud generaatorite koormusnurga aegridasid. Kuna elektrivõrgu sagedus on rootorinurga muutumise kiirus, on alust arvata, et mitte ainult generaatorisõlmedes, vaid ka elektrivõrgu olulistest sõlmpunktides mõõdetud sageduse aegridade klasterdamise tulemused on kooskõlas uuritava elektrivõrgu sõlmede omavahelise asetusega.

Hüpoteesi kontrolliks klasterdati Skandinaavia ühendelektrisüsteemi mudelis simuleeritud sagedusandmeid hierarhilise, k -keskmise ja hägusa c -keskmise meetodiga. Kolme koormushüppe järel simuleeritud sageduse aegridade klasteranalüüs kolmel eri meetodil näitas, et tuvastatud klastrid vastavad Skandinaavia elektrisüsteemi struktuurile ja riikidevaheliste ühendusliinide analüüsi alusel oodatud tulemustele. Kõige selgemini eristusid klastrid Rootsi ja Norra elektrisüsteemis, kolmanda grupina oli tuvastatav Soome elektrisüsteem koos Põhja-Rootsi ja Põhja-Norra elektrivõrgusõlmedega. Sama tulemuse andis ka korduvate koormusmuutuste simuleerimisel saadud sageduse aegridade klasterdamine.

Kõige selgemalt kujutas moodustunud klastreid hierarhiline klasterdamine, mille tulemus katsete kordamise käigus ei muutunud. Rahuldavaks võib lugeda ka hägusa c -keskmise klasterduse tulemusi. k -keskmise klasterduse tulemused on võrreldes hägusa c -keskmise klasterduse tulemustega oluliselt ebamäärasemad. Kui hägusa c -keskmise klasterduse järel eristus uuritud elektrisüsteemis kolm piirkonda, võis k -keskmise klasterduse tulemuste seast leida veenva kindlusega vaid kaks. Hägusa c -keskmise ja k -keskmise klasterduse tulemusi on võimalik vaadada vaid statistiliste andmetena, kuna mõlema algoritmid sõltuvad juhuarvudest.

Töö käigus tehti korduvaid katseid erinevate klasteritsentrite arvuga ning läbiva tulemusena ilmneb, et hägusa c -keskmise klasterduse statistilised tulemused on konkreetsemad kui k -keskmise meetodi tulemused, kuigi teooria alusel võiks eeldada vastupidist. Seda võib põhjustada tõsiasi, et individuaalsete sõlmede sagedused võnguvad põhisageduse suhtes. Aegridades esineb punkte, kus kahe või enama sõlme sagedused on võrdsed, kuigi aegrea ülejäänud punktide alusel kuuluvad need sõlmed erinevatesse klasteritesse. Selliste punktide klasterdamisel peab k -keskmise meetod määrama sõlmed samasse klasterisse, hägune c -keskmise klasterdus võimaldab määrata sõlmedele kuuluvuse võrdsel määral mitmesse klasterisse.

Kolme meetodi tulemusi võrreldes osutus kõige usaldusväärsemaks hierarhiline klasteranalüüs. Seetõttu rakendati seda meetodi valideerimise eesmärgil Islandi elektrisüsteemis kolme sündmuse järel mõõdetud sagedusandmete uurimisel. Selgus, et hierarhiline klasterdus tuvastab Islandi elektrisüsteemi faasimõõturitega varustatud sõlmede sageduste aegridade hulgas kaks võrdlemisi püsiva koosseisuga klasterit, millest üks moodustub riigi pealinna Reykjaviki ümbruses ning teine riigi suurima hüdroelektrijaama ja idaranniku vahel. Ülejäänud sõlmede puhul, mis on ühendatud ringvõrguks, on meetodi täpsus madalam ning tulemused erinevad katsete lõikes.

Töö käigus kerkis esile vajadus töötada välja meetod, millega erinevate klasterdusalgoritmide tulemusi kvantitatiivselt hinnata. Tehtud töös võrreldi tulemusi uuritud elektrivõrgu skeemidega ning anti subjektiivne hinnang tulemuste adekvaatsusele. Klasterdustulemused näitasid, et naabersõlmede sagedused on sarnased, kuid klasterduse täpsust on raske objektiivselt hinnata. Seega on üheks võimalikuks edasiseks uurimissuunaks klasterdustulemuste alusel juhendatud õppe, näiteks klassifitseerimismeetodite rakendamine, et töötada välja algoritm elektrivõrgus eksisteerivate samasageduslike piirkondade ja nendevaheliste võnkumiste jälgimiseks. Samuti võiks uurida lähemalt hägusa c -keskmise ja k -keskmise meetodi tulemuste erinevust. Mõlemad meetodid sobivad ühekordse klasterdustsükli järel elektrivõrgus esinevate samasageduslike piirkondade tuvastamiseks, kui puudub vajadus tulemuste kvantitatiivset täpsust hinnata.

SUMMARY

The aim of this Bachelor thesis was to find a method for grouping power system nodes using Machine Learning algorithms. It was necessitated by differences in node frequencies observed in a real power grid. The study concluded that clustering is a suitable tool for detecting regions of equal frequency within a power grid.

The first point of focus in the thesis was rotor angle stability, with particularly inter-area oscillations with frequencies in the range of 0,1...0,8 Hz. The study of inter-area oscillations has shown the importance of tie lines between areas. The relation between the occurrence of various oscillation modes and the relative positions of power systems has also been observed in UCTE grid.

The advances in computing devices has enabled the use of synchronized phase measurements in real-time monitoring of power systems. Phasor measurement units have been installed in key nodes to measure voltage and current, preprocess the data and, with a Global Positioning System timestamp included, send it to data concentrators. Frequency, phase angles and other characteristics can be calculated based on synchrophasor measurements. The large data masses produced by phasor measurement units could be analyzed using data mining methods. A suitable method of unsupervised data mining is clustering – the grouping of data points based on their similarity.

Cluster analysis has been applied in detection of coherent areas in power grids in previous scientific studies, although rotor angle time series have been clustered in most cases. As frequency is the time derivative of rotor angle, one can assume that clustering frequency time series measured not only in generator nodes but in all major grid nodes could yield results that correlate with the node structure of a grid.

This hypothesis was tested by clustering frequency data simulated in a model of the Scandinavian interconnected power network, using hierarchical, *k*-means and fuzzy *c*-means clustering. Cluster analysis of the first three simulations, in which a sharp load step was generated, through three clustering methods indicated that the clusters detected in data series correlated with the structure of the Scandinavian interconnected power grid and the locations of tie lines. The most notable clusters represented the Swedish and Norwegian national grids respectively, with a third cluster being detected in Finland and northern Sweden and Norway. Clustering frequency time series simulated through multiple and staggered load changes led to similar conclusions.

Clusters were most clearly defined by hierarchical clustering as the results were consistent throughout multiple identical attempts. The results of fuzzy *c*-means clustering can be considered satisfactory as well. The results of *k*-means clustering were significantly less defined than those of fuzzy *c*-means clustering. Fuzzy *c*-means clustering identified three distinct regions in the power network whereas only two regions could be detected with certainty from the results of *k*-means clustering. The results of both of those algorithms can only be treated as statistical data, since both rely on randomly generated numbers.

Experiments with multiple cluster centers were repeatedly carried out and the results consistently show that fuzzy *c*-means clustering yields statistical results that define clusters considerably better than *k*-means clustering despite the theoretical basis for both algorithms suggesting otherwise. A possible explanation could involve points in which two or more individual node frequencies, which oscillate around system mean frequency, might be equal in certain points, yet the other data points in time series indicate their belonging to different clusters. In such cases *k*-means clustering must assign those nodes to the same cluster, whereas fuzzy *c*-means clustering algorithm allows these nodes to belong to both clusters in equal measure.

Comparing the results of the three clustering methods suggests that hierarchical clustering yields the most reliable results. Therefore, it was chosen and then validated using frequency data measured in Icelandic power grid following three individual unit trips. Hierarchical clustering of frequency time series measured by phasor measurements units in certain nodes identified two relatively stable clusters in Icelandic power network, the first of which is formed around the country's capital Reykjavik and the second is located around the largest hydroelectric power plant and the east coast. The other nodes in the system are mostly located along the circular line along the island's coast and were clustered with noticeably lower accuracy with varying results.

Over the course of the study the need for quantitative assessment of clustering results became apparent. In the scope of this thesis the results were compared to network diagrams and the accuracy of the results was assessed subjectively. The results indicate that neighboring system nodes typically have a similar frequency, but the accuracy of the results is still difficult to judge objectively. Therefore, the study could be expanded by incorporating supervised machine learning algorithms such as classification in order to develop an algorithm for monitoring the regions of identical frequency and inter-area oscillations in power systems. The differences in results from *k*-means and fuzzy *c*-means clustering could also be studied further. Both algorithms are suitable for indicating groups of system nodes with similar frequency with a single clustering experiment, if accuracy of the results is not a concern.

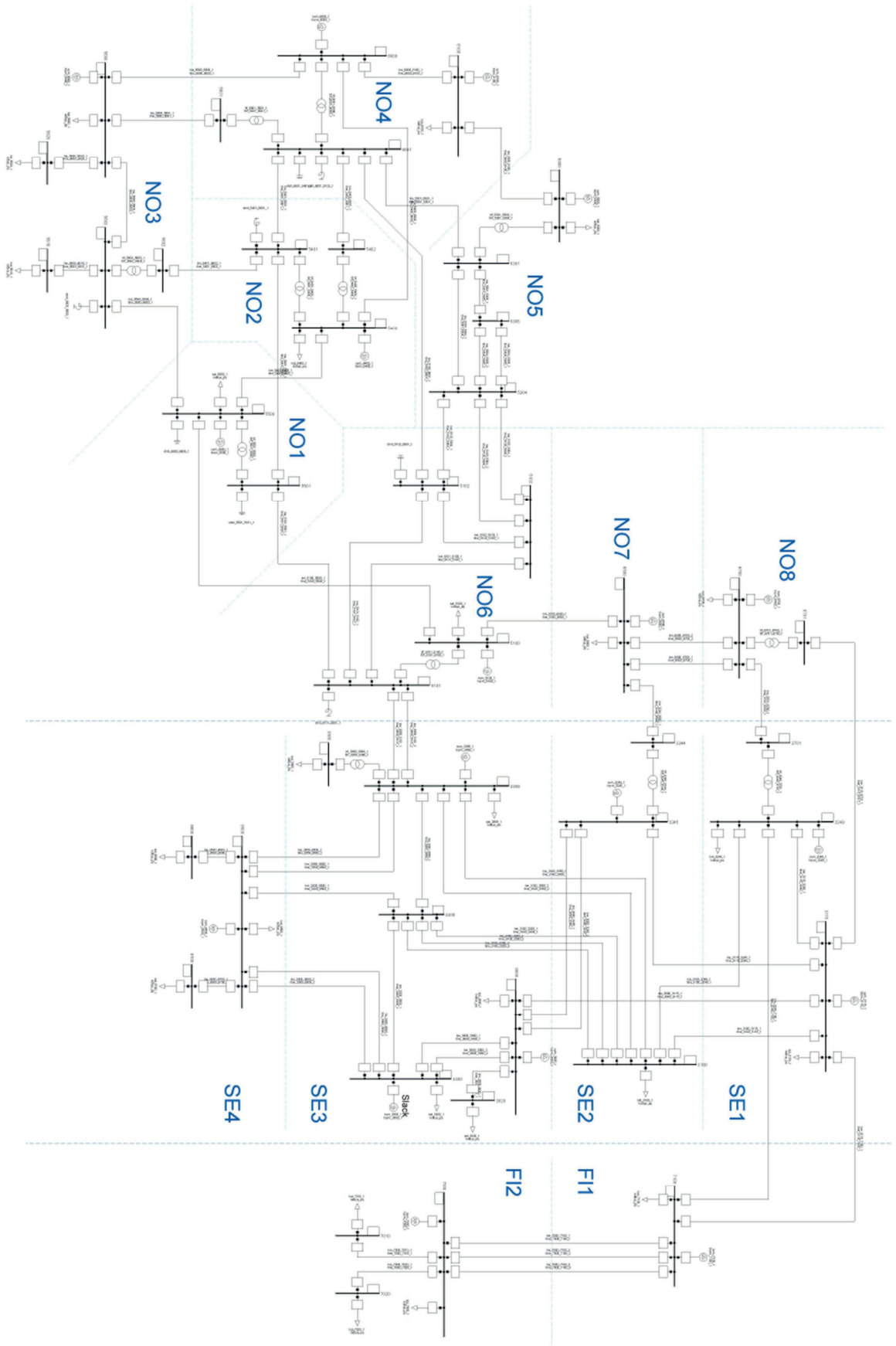
KASUTATUD KIRJANDUS

- [1] M. Meldorf ja J. Kilter, "Elektrisüsteemi stabiilsus," Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2011.
- [2] P. Kundur, "Power System Stability and Control," California: McGraw-Hill, 1994.
- [3] M. Klein, G. Rogers ja P. Kundur, "A fundamental study of inter-area oscillations in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 3, 1991.
- [4] E. Grebe, T. Margotin, J. Machowski jt, "Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System," *CIGRE 2000*, Pariis, 2015.
- [5] G. Gianuzzi, D. Lauria, C. Pisani ja D. Villacci, "Real-time tracking of electromechanical oscillations in ENTSO-e Continental European Synchronous Area" *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 1147-1158, 2015.
- [6] J. Machowski, J. W. Bialek ja J. R. Bumby, "Power System Dynamics. Stability and Control" Chichester: John Wiley & Sons Ltd, 2008.
- [7] A. Vahidnia, G. Ledwich, E. Palmer ja A. Ghosh, "Generator coherency and area detection in large power systems," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 6, no. 9, pp. 874-883, 2012.
- [8] H. You, V. Vittal ja X. Wang, "Slow Coherency-Based Islanding," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 1, pp. 483-491, 2004.
- [9] M. Meldorf, T. Tikk ja J. Kilter, "Elektrivõrgu operatiivjuhtimissüsteem," Tallinn: TTÜ Kirjastus, 2010.
- [10] A. G. Phadke ja J. S. Thorp, "Synchronized Phasor Measurements and Their Applications," Springer, 2008.
- [11] C. C. Aggarwal, "Data Mining. The Textbook," 2015: Springer, New York.
- [12] MathWorks, "Hierarchical Clustering," [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://se.mathworks.com/help/stats/hierarchical-clustering.html>. [Kasutatud 18.05.2019].
- [13] MathWorks, "k-Means Clustering," [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://se.mathworks.com/help/stats/kmeans.html>. [Kasutatud 18.05.2019].

- [14] MathWorks, "Fuzzy Clustering" [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://se.mathworks.com/help/fuzzy/fuzzy-clustering.html>. [Kasutatud 18.05.2019].
- [15] G. Giannuzzi, C. Pisani ja W. Sattinger, "Generator Coherency Analysis in ENTSO-E Continental System: Current Status and Ongoing Developments in Italian and Swiss Case," *IFAC Workshop on Control of Transmission and Distribution Smart Grids CTDSG 2016*, Praha, 2016.
- [16] K. Mei, S. M. Rovnyak ja C. M. Ong, "Clustering-Based Dynamic Event Location Using Wide-Area Phasor Measurements," *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 673-679, 2008.
- [17] C. Juarez, A. R. Messina, R. Castellanos ja G. Espinoza-Pérez, "Characterization of Multimachine System Behavior Using a Hierarchical Trajectory Cluster Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 3, pp. 972-981, 2011.
- [18] S. C. Wang, S. C. Lee ja C. J. Wu, "Analysis of Taiwan Power System Dynamic Performance and Coherency Identification of Synchronous Generators Using Fuzzy C-Means Clustering," *SICE Annual Conference*, Tokyo, 2011.
- [19] ENTSO-E, "ENTSO-E Transmission System Map," [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.entsoe.eu/data/map/>. [Kasutatud 27.04.2019].
- [20] Orkustofnun, "Hydro Power Plants In Iceland," [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://nea.is/hydro-power/electric-power/hydro-power-plants/>. [Kasutatud 04.05.2019].
- [21] Landsnet. [Võrgumaterjal]. Saadaval: <https://www.map.is/landsnet/>. [Kasutatud 04.05.2019].

LISAD

Lisa 1 Skandinaavia elektrisüsteemi mudeli skeem



Lisa 2 Simulatsioonide 1 ja 5 klasterdustulemuste tabelid

L2.1 K-keskmise ja hägusa c-keskmise klasterduse keskmine kuuluvusmäär simulatsioonis 1

Riik		Sõlm	K-keskmise			Hägus c-keskmise		
			1	2	3	1	2	3
Rootsi	SE1	3115	0,45	0,18	0,37	0,42	0,57	-
		3249	0,88	-	-	0,39	0,61	-
	SE2	3245	1,00	-	-	0,87	0,12	-
	SE3	3000	0,45	0,18	0,37	0,93	-	-
		3200	1,00	-	-	0,89	-	-
		3300	1,00	-	-	0,95	-	-
			3359	0,77	-	0,14	0,67	0,26
Norra	NO1	5500	-	0,61	0,39	-	0,35	0,56
	NO2	5400	-	0,59	0,41	-	-	0,98
	NO3	5600	-	0,60	0,40	-	-	0,98
	NO4	6000	-	0,65	0,35	-	-	0,98
		6100	-	0,65	0,35	-	-	0,92
	NO5	5300	1,00	-	-	-	-	0,96
	NO6	5100	0,45	0,18	0,37	0,19	0,47	0,34
	NO7	6500	-	0,65	0,35	0,93	-	-
NO8	6700	-	0,60	0,40	0,45	0,54	-	
Soome	FI1	7100	0,45	0,18	0,37	0,40	0,58	-
	FI2	7000	0,45	0,18	0,37	0,38	0,61	-

L2.2 K-keskmise ja hägusa c-keskmise klasterduse keskmine kuuluvusmäär simulatsioonis 5

Riik		Sõlm	K-keskmise			Hägus c-keskmise		
			1	2	3	1	2	3
Rootsi	SE1	3115	0,47	0,23	0,30	0,42	0,57	-
		3249	1,00	-	-	0,90	-	-
	SE2	3245	1,00	-	-	0,90	-	-
	SE3	3000	1,00	-	-	0,95	-	-
		3200	0,93	-	-	0,92	-	-
		3300	1,00	-	-	0,97	-	-
		3359	0,83	-	0,11	0,71	0,22	-
Norra	NO1	5500	0,46	0,23	0,31	0,53	0,45	-
	NO2	5400	0,99	-	-	0,90	-	-
	NO3	5600	-	0,45	0,55	0,20	0,48	0,32
	NO4	6000	-	0,45	0,55	-	0,39	0,53
		6100	-	0,63	0,37	-	-	0,95
	NO5	5300	-	0,61	0,39	-	-	0,97
	NO6	5100	-	0,61	0,39	-	-	0,96
	NO7	6500	-	0,61	0,39	-	-	0,98
NO8	6700	-	0,63	0,37	-	-	0,91	
Soome	FI1	7100	0,47	0,23	0,30	0,36	0,62	-
	FI2	7000	0,47	0,23	0,30	0,38	0,60	-

