



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

ONNI HÄRMÄ
SÄHKÖN LAADUN MITTAUS JA VALVONTA KANTAVERKOSSA

Diplomityö

Tarkastaja: TkT Pertti Pakonen
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 9. elokuuta
2017

TIIVISTELMÄ

ONNI HÄRMÄ: Sähkön laadun mittaus ja valvonta kantaverkossa

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 115 sivua, 7 liitesivua

Lokakuu 2017

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: TkT Pertti Pakonen

Avainsanat: sähkön laatu, jännitteen laatu, virran laatu, toimitusvarmuus, mittausjärjestelmä, kantaverkko

Sähkön laadun merkitys sähköverkossa on noussut kansainvälisesti esille erityisesti erilaisten tehoelektronikkalaitteiden määrän kasvun johdosta. Jotta sähkön laadun poikkeamia sekä niiden vaikutuksia kantaverkon asiakkaille ja kantaverkkoyhtiölle voitaisiin selvittää, tulee käytössä olla kattava sähkön laadun mittausjärjestelmä. Mittausjärjestelmien hinnat ovat pudonneet eri teknologioiden kehittyttyä, ja useat Euroopan maat ovatkin hankkineet kattavat sähkön laadun mittausjärjestelmät viime vuosina. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj on katsonut tarpeelliseksi selvittää vaihtoehtoja sähkön laadun mittausjärjestelmien uudistamiseksi.

Tässä diplomityössä tehtiin esiselvitystä uuden sähkön laadun mittausjärjestelmän hankinnasta ja tehtiin suosituksia uuden mittausjärjestelmän vaatimuksiksi. Suosituksissa määriteltiin muun muassa mitattavat suuret, käytettävät vertailuarvot sähkön laadulle, mittalaitteiden suorituskyky, mittauspisteiden määrä ja sijainti sekä erilaiset järjestelmäominaisuudet. Lisäksi työssä pyrittiin selvittämään uusia menetelmiä laatutietojen hyödyntämiselle.

Työssä tehtiin kirjallisuusselvitys eri maissa voimassa olevista sähkön laatuvaatimuksista ja verrattiin niiden raja-arvoja Fingridin sähkön laaturaportin asettamiin tavoitearvoihin. Vertailun perusteella havaittiin sähkön laaturaportin olevan ajantasainen. Työssä tutkittiin myös sähkön laatua kantaverkossa nykyisiä ION-mittalaitteita ja LZQJ-XC energiamittareita hyödyntäen.

Osana esiselvitystä tehtiin kaksi kyselytutkimusta, joista toinen oli kohdistettu kantaverkon asiakkaille ja toinen muille pohjoismaisille kantaverkkoyhtiöille. Asiakaskyselyn avulla määriteltiin asiakkaiden tarpeita raportoinnin osalta ja kantaverkkoyhtiöiden kyselyllä yhtiöiden käytäntöjä sähkön laadun mittauksessa. Lisäksi työssä selvitettiin Fingridin omia tarpeita mittausjärjestelmälle kolmessa järjestetyssä työpajassa. Tarpeita analysointityökaluille selvitettiin uudemman mittausjärjestelmän testikäytön avulla. Lopulta kaikkien tarpeiden ja työssä kerättyjen huomioiden perusteella kehitettiin suositukset uuden mittaus- ja valvontajärjestelmän vaatimuksiksi.

ABSTRACT

ONNI HÄRMÄ: Power quality monitoring in Finnish transmission system

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 115 pages, 7 Appendix pages

October 2017

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Power grids and markets

Examiner: D.Sc Pertti Pakonen

Keywords: power quality, voltage quality, current quality, reliability, monitoring system, transmission system

The importance of power quality in the power grids has grown internationally especially due to the growth in the number of power electronic devices connected to the grids. In order to find out the power quality disturbances and their impact on the transmission system's customers and the transmission system operator itself, a comprehensive power quality monitoring system should be used. The prices of the monitoring systems have dropped due to the development of the technologies involved, and multiple European countries have acquired a power quality monitoring system in the past few years. The Finnish transmission system operator Fingrid has considered it necessary to look into new options for renewing the power quality monitoring systems used.

In this thesis, a preliminary study was carried out on the acquisition of a new power quality monitoring system for the Finnish transmission system. Recommendations were presented for the requirements of the new monitoring system. The recommendations specify the parameters to be monitored, the power quality regulations used in the grid, the performance of the monitoring equipment, the number and location of the monitoring equipment and different system characteristics.

A literature review of the operative power quality regulations in different countries was done and the limits set by the other regulations were compared with the ones set by Fingrid's power quality report. Based on this comparison it was shown that the Fingrid's power quality report is up to date. A study of the power quality in the transmission system was carried out using the existing ION monitoring equipment and LZQJ-XC energy meters.

As part of the preliminary study, two surveys were conducted, one of which targeted the customers of the transmission system and the other the Nordic transmission system operators. The objective of the customer survey was to define the needs of customers for reporting power quality by Fingrid and the objective of the transmission system operator survey was to define how other transmission system operators are monitoring power quality. Fingrid's own needs for the power quality monitoring system were defined in three workshops held at Fingrid. The needs regarding the power quality analysis tools of the system were defined by using a modern monitoring system. Finally, based on the needs and work-based observations, recommendations were developed for the requirements of the new power quality monitoring system.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Fingrid Oyj:lle Voimajärjestelmän suunnittelu -yksikköön. Työn ohjaajana toimi DI Antti Kuusela Fingrid Oyj:stä ja tarkastajana TkT Pertti Pakonen Tampereen teknillisestä yliopistosta.

Haluan kiittää Fingrid Oyj:tä ja erityisesti Voimajärjestelmän suunnittelu -yksikköä loistavasta työilmapiiristä ja mahdollisuudesta kirjoittaa diplomityö kiinnostavasta aiheesta. Erityinen kiitos työn tarkasta suunnittelusta sekä neuvoista ja tuesta työn edetessä kuuluu ohjaajalleni Antille. Lisäksi tahdon kiittää myös ohjausryhmän jäseniä ja tarkastajaani Perttiä hyvistä kommentteista ja neuvoista.

Iso kiitos kuuluu myös perheelleni, ystävilleni ja tyttöystävälleni Saanalle. Opiskeluni sujuivat nopeasti ja moitteettomasti tukenne ja kannustustenne avulla.

Helsingissä 13.10.2017

Onni Härmä

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
1.1	Työn tausta	1
1.2	Työn tavoitteet.....	2
1.3	Työn rakenne.....	3
2.	SÄHKÖN LAADUN POIKKEAMAT	4
2.1	Jatkuvasti mitattavat poikkeamat	4
2.1.1	Jännitetason muutokset	4
2.1.2	Välkyntä	6
2.1.3	Jännitteen säröytyminen.....	8
2.1.4	Jännite-epäsymmetria.....	11
2.2	Tapahtumariippuvaiset poikkeamat	12
2.2.1	Jännitekuopat	12
2.2.2	Transientit	15
2.2.3	Keskeytykset	16
3.	SÄHKÖN LAATUVAATIMUKSET	18
3.1	Standardien asettamat vaatimukset	18
3.1.1	EN 50160	18
3.1.2	IEC TR 61000-3-6 & IEC TR 61000-3-7	20
3.2	Kantaverkkoyhtiöiden määrittelemät vaatimukset.....	21
3.3	Viranomaisten määrittelemät vaatimukset	27
3.3.1	Energimarknadsinspektionen	27
3.3.2	Norges vassdrags- og energidirektorat.....	28
3.4	Johtopäätöksiä ja yhteenvetoa sähkön laatuvaatimuksista.....	30
4.	SÄHKÖN LAADUN MITTAUS KANTAVERKOSSA	33
4.1	Sähkön laadun mittausta koskevat standardit.....	34
4.2	Käytössä olevat sähkön laadun mittalaitteet	37
4.2.1	ION sähkön laadun mittalaitteet	37
4.2.2	EMH LZQJ-XC energiamittarit	40
5.	SÄHKÖN LAATU KANTAVERKOSSA	43
5.1	Oikosulkutehon vaikutus sähkön laatuun.....	44
5.2	Sääolosuhteiden vaikutus sähkön laatuun	48
5.3	Kantaverkon sähkön laadun nykytilan analysointi.....	50
5.3.1	ION-mittalaitteiden raportit	50
5.3.2	Energiamittareiden mittaustulokset alueittain.....	51
5.3.3	Yksittäisten energiamittareiden mittaustulokset	59
5.4	Yhteenveto sähkön laadusta kantaverkossa	66
6.	MITTAUSJÄRJESTELMÄN TARPEIDEN MÄÄRITTÄMINEN	68
6.1	Asiakkaiden tarpeet sähkön laatu tiedoille.....	68
6.2	Muiden kantaverkkoyhtiöiden määrittämät käytännöt.....	77
6.3	Fingridin tarpeet laatu tietojen hyödyntämiselle	79

6.3.1	Sähkön laatu verkkosuunnittelun lähtökohtana	79
6.3.2	Sähkön laatu kantaverkon käytön lähtökohtana.....	80
6.3.3	Sähkön laatu omaisuuden hallinnan lähtökohtana	81
6.4	Analysointityökalujen tarpeiden määrittäminen	82
6.4.1	Käytettävän mittausjärjestelmän kuvaus.....	82
6.4.2	Käytettävän mittausjärjestelmän käyttökokemukset ja havainnot .	87
7.	SUOSITUKSET UUDEN SÄHKÖN LAADUN MITTAUS- JA VALVONTAJÄRJESTELMÄN VAATIMUKSIKSI.....	88
7.1	Mitattavat suureet.....	88
7.2	Käytettävät vertailuarvot kantaverkon sähkön laadulle	89
7.3	Mittalaitteiden suorituskykyvaatimukset	90
7.4	Mittauspisteiden määrän ja sijainnin määrittäminen	93
7.5	Järjestelmäominaisuudet	96
7.5.1	Rajapinnat, tiedonsiirron datamuoto ja tiedon varastointi	96
7.5.2	Tietojen päivityssykli.....	99
7.5.3	Työkalut tietojen käsittelyyn.....	99
7.6	Laatutietojen raportointi asiakkaille.....	102
7.7	Laatupoikkeamien valvonta ja raportointi Fingridissä.....	103
7.8	Muut menetelmät laatutietojen hyödyntämiseen.....	105
7.8.1	Jännitekuoppien tarkka tilastointi ja tallennus	105
7.8.2	Tietojen validointi	106
7.8.3	Mittauslaitteiden käyttö häiriötallennuksen tukena	106
7.9	Arvio uuden mittausjärjestelmän hyödyistä.....	107
8.	YHTEENVETO	109
	LÄHTEET.....	112

LIITE A: Kyselytutkimus jakeluverkkoyhtiöille

LIITE B: Kyselytutkimus teollisuusasiakkaille

LIITE C: Kyselytutkimus muille kantaverkkoyhtiöille

LYHENTEET

AMI	engl. Advanced Metering Infrastructure, kehittynyt mittausinfrastruktuuri
APN	engl. Access Point Name
CEER	engl. Council of European Energy Regulators, Euroopan energia-alan sääntelyviranomaisten neuvosto
CENELEC	engl. European Committee For Electrotechnical Standardization, eurooppalainen sähköalan standardisoimisjärjestö
CIGRÉ	ransk. Conseil International des Grands Réseaux Électriques, kansainvälinen suurten voimajärjestelmien neuvosto
COMTRADE	engl. Common Format for Transient Data Exchange, yleinen tiedonsiirron datamuoto transienteille
ECRB	engl. Energy Community Regulatory Board, energiayhteisön sääntelyneuvosto
ENTSO-E	engl. European Network of Transmission System Operators for Electricity, Eurooppalainen kantaverkkoyhtiöiden yhteistyöjärjestö
GIC	engl. Geomagnetically induced current, geomagneettisesti indusoitunut virta
HVDC	engl. High-Voltage Direct Current, suurjännitetasavirta
NVE	norj. Norges vassdrags- og energidirektorat
PMU	engl. Phasor measurement unit, vaihekulman mittalaite
PQDIF	engl. Power Quality Data Interchange Format, sähkön laatutietojen tiedonsiirron datamuoto
PSCAD	engl. Power System Computer Aided Design
RMS	engl. Root Mean Square, neliöllinen keskiarvo, tehollisarvo
RTDS	engl. Real Time Digital Simulator
RVC	engl. rapid voltage change, nopea jännitetaso muutos
SAIDI	engl. System Average Interruption Duration Index, järjestelmän liittymispisteiden häiriökeskeytysaikojen keskiarvo vuodessa
SAIFI	engl. System Average Interruption Frequency Index, järjestelmän liittymispisteiden häiriökeskeytysten määrän keskiarvo vuodessa
SFTP	engl. SSH File Transfer Protocol
TCP/IP	engl. Transmission Control Protocol / Internet Protocol
THD	engl. Total Harmonic Distortion, harmoninen kokonaissärö

1. JOHDANTO

Sähkön laadun merkitys sähköverkossa on noussut kansainvälisesti esille viime vuosina erilaisten tehoelektroniikkalaitteiden määrän kasvun johdosta. Tehoelektroniikkalaitteet heikentävät sähköverkon sähkön laatua, mutta ovat myös herkkiä poikkeavalle sähkön laadulle. Sähkön laadun poikkeamia aiheuttavat myös monet muut tekijät kuten valokaariunit, eikä lähteenä toimi aina jokin asiakas tai laite. Kantaverkossa poikkeamat vaikuttavat niin asiakkaiden kuin kantaverkonkin laitteisiin ja saattavat johtaa sähkön siirron tai asiakkaiden tuotannon keskeytyksiin. Sähkön laadun mittauksen ja sääntelyn päätavoitteena onkin varmistaa, että kantaverkon sähkön laatu on niin hyvää, että se ei vaikuta asiakkaiden laitteiden toimintaan. Lisäksi halutaan varmistua siitä, että kantaverkon sähkön laatu täyttää asetetun tavoitetason. Kantaverkolla työssä tarkoitetaan sähkövoimajärjestelmän runkoverkkoa, johon suuret voimalaitokset ja jakeluverkot on liitetty. [27]

Sähkön laadun merkityksen kasvaessa myös mittausjärjestelmän merkitys kasvaa. Jännitteiden ja virtojen mittauksen avulla saadaan tietoa voimajärjestelmän suorituskyvystä kokonaisuutena ja yksittäisinä alueina. Myös asiakkaiden tietoisuus sähkön laadun merkityksestä on kasvanut ja tarvetta mittausjärjestelmän kehittämiseen syntyy siltäkin osin. Mittauslaitteiden, tietoliikennetekniikan, datan varastoinnin ja sen käsittelyyn tarkoitettujen työkalujen kehittyttyä on mahdollista mitata ja analysoida sähkön laatua kantaverkossa laajemmin ja mitata kaikkia tarvittavia suureita. Kehitettävän mittausjärjestelmän laajuus ja ominaisuudet riippuvat kantaverkonhaltijan tarpeista ja resursseista. [31]

1.1 Työn tausta

Sähkön laadun mittausta Suomen kantaverkossa on tehty suurjännitteisillä sähköasemilla kiinteästi asennetuilla standardin IEC 61000-4-30 [25] määrittämän luokan A mittalaitteilla vuodesta 2003 lähtien, kun Fingrid Oyj hankki Schneider Electricin valmistaman ION-mittausjärjestelmän. Mittausjärjestelmään on hankittu yhteensä 12 ION-mittalaitetta järjestelmän käyttöönotosta lähtien. Mittausjärjestelmä ei kuitenkaan vastaa nykypäivän tarpeita ja sen vuoksi uusia vaihtoehtoja on alettu selvittämään.

ION-mittausjärjestelmän lisäksi vuodesta 2011 lähtien on hankittu noin 1100 kappaletta LZQJ-XC energiamittareita, joilla on myös kyky mitata sähkön laatua. Työssä puhuttaessa energiamittareista viitataan aina LZQJ-XC energiamittareihin. Mittalaitteet asennettiin sähköverkkoon pääosin vuosina 2011 – 2013. Vanhempia energiamittarimalleja korvataan vieläkin LZQJ-XC energiamittareilla. LZQJ-XC on nykyisinkin yhtiön tarpeisiin sopiva energiamittari, josta saadaan sähkön laadun mittauksia yhtiön sisäisen teknisen spesifikaation pohjalta. Ne hankittiin pääasiassa energiamittausarpeisiin, ja täyttävät sähkön laatuominaisuuksiltaan vanhemman standardin IEC 61000-4-30 [25] määrittämän

luokan B. Vuoden 2011 joulukuussa Antti Kuusela Fingridiltä testasi LZQJ-XC energiamittareiden sähkön laadun mittausominaisuuksia Tampereen teknillisessä yliopistossa RTDS-ympäristössä (Real Time Digital Simulator). Mittaukset järjestettiin rinnakkain verraten energiamittareita Dranetz PX5 sähkön laadun mittauslaitteen kanssa. Energiamittareissa havaittiin epätarkkuutta jännitteen yliaaltojen, virran harmonisen kokonaissärön ja jännite-epäsymmetrian mittauksissa. Myöhemmin vuoden 2016 kesällä tehtiin vertailua ION-mittalaitteiden ja LZQJ-XC energiamittareiden välillä, ja vertailun tulokset vahvistivat Tampereella tehdyn tutkimuksen tuloksia. Jännite-epäsymmetrian mittaus energiamittareilla todettiin kuitenkin aiempaa tarkemmaksi. On selvää, että LZQJ-XC energiamittareiden avulla ei voida tehdä tarkkaa analysointia sähkön laadusta, mutta laajempiin ja vähemmän tarkkuutta vaativiin tutkimuksiin niitä voidaan hyödyntää.

Nykyiset mittausjärjestelmät on todettu Fingridin nykyisiin tarpeisiin puutteellisiksi ja myös asiakkaiden kiinnostus sähkön laatua kohtaan on lisääntynyt. Näistä syistä johtuen alettiin suunnitella uuden mittausjärjestelmän hankintaa. Ennen uuden mittausjärjestelmän hankintaa tulee kuitenkin selvittää tarpeet mittausjärjestelmälle ja kehittää niiden perusteella suosituksia vaatimuksiksi uudelle mittausjärjestelmälle.

1.2 Työn tavoitteet

Työn päätavoitteena on tehdä esiselvitys Fingridille uudesta sähkön laadun mittaus- ja valvontajärjestelmästä sekä tehdä suosituksia uuden järjestelmän vaatimuksiksi. Sähkön laadun mittausjärjestelmää kehitetään pääosin 110 kV kantaverkkoon, mutta myös muissa jännitetasoissa on tärkeitä mittauspisteitä. Kehittäessä uutta mittausjärjestelmää tulee pyrkiä ottamaan huomioon eri osapuolten tarpeet. Työssä tehtävän esiselvityksen tavoitteena on selvittää teollisuusasiakkaiden, jakeluverkkoyhtiöiden ja Fingridin tarpeet sähkön laadun mittaukselle ja valvonnalle. Aluksi täytyy perehtyä kuitenkin nykyisiin sähkön laatuvaatimuksiin, sekä käytössä oleviin mittausjärjestelmiin. Vertailemalla eri standardien ja maiden asettamia sähkön laatuvaatimuksia voidaan päätellä ovatko Fingridin tavoitearvot ajantasaisia. Vertailun perusteella voidaan suositella myös uusia tavoitteita sähkön laatuvaatimuksille Fingridin kantaverkossa. Nykyisten mittausjärjestelmien avulla tehtävän sähkön laadun analysoinnin avulla voidaan etsiä sähköverkosta alueita joissa on havaittavissa laatupoikkeamaa. Lisäksi voidaan määrittää nykyisten mittausjärjestelmien suurimmat puutteet. Havaittuja ongelma-alueita voidaan käyttää avuksi myös uuden mittausjärjestelmän mittalaitteiden sijoittelun suunnittelussa.

Työssä määritetään sähkön laatuun liittyvät asiakastarpeet teollisuusasiakkaille ja jakeluverkkoyhtiöille teetettyjen kyselytutkimusten avulla. Myös muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden sähkön laadun mittauksen käytäntöjä selvitetään kyselytutkimuksella. Fingridin omia tarpeita sähkön laadun mittauksen ja valvonnan osalta pyritään kartoittamaan työn ohessa järjestettävissä työpajoissa eri yksiköiden asiantuntijoiden kanssa. Lisäksi työn aikana testikäytetään erään mittalaittevalmistajan toimittamaa sähkön laadun

mittausjärjestelmää ja testikäytön avulla pyritään määrittämään tarpeita sähkön laadun analysointityökaluille.

Lopulta selvitettyjen tarpeiden ja työssä esiin tulevien huomioiden pohjalta luodaan lopullinen suositus sähkön laadun mittaus- ja valvontajärjestelmän vaatimuksiksi. Suositukseen sisältyy järjestelmän ominaisuudet kuten mittalaitteiden suorituskyky, niiden määrä ja sijoittelu, käytettävä datan analysointiohjelmisto sekä erilaiset järjestelmätason ratkaisut. Tulosten perusteella voidaan kehittää mittausjärjestelmälle näitä ominaisuuksia sekä uusia menetelmiä sähkön laatutietojen hyödyntämiseen, kuten esimerkiksi sitä miten sähkön laatua raportoidaan asiakkaille ja Fingridillä yhtiön sisäisesti.

1.3 Työn rakenne

Työn toisessa luvussa käsitellään sähkön laadun poikkeamia luoden teoriapohjaa työssä käsiteltäville asioille. Poikkeamille luodaan jaottelu ja ilmiöt käsitellään yksitellen. Kolmannessa luvussa tehdään kirjallisuuskatsaus standardien sekä eri maiden kantaverkko-yhtiöiden ja viranomaisten määrittelemistä sähkön laatuvaatimuksista ja vertaillaan niiden asettamia raja-arvoja Fingridin asettamiin tavoitearvoihin. Luvun lopussa on tehtynä yhteenveto eri tahojen asettamista vaatimuksista. Neljännessä luvussa esitellään nykyiset mittausjärjestelmät sekä sähkön laadun mittaukseen liittyvät standardit. Viidennessä luvussa tehdään sähkön laadun analysointia nykyisen mittausjärjestelmän avulla ja pyritään etsimään sähköverkon ongelma-alueita sekä puutteita nykyisestä mittausjärjestelmästä. Kuudennessa luvussa määritetään eri tahojen tarpeita mittausjärjestelmälle. Luvussa on esiteltyä asiakkaille ja kantaverkkoyhtiöille tehtyjen kyselytutkimusten tulokset, Fingridissä järjestettyjen työpajojen johtopäätökset sekä uuden mittausjärjestelmän testikäytössä tehdyt huomiot. Viimeisessä pääluvussa luodaan suosituksia sähkön laadun mittaus- ja valvontajärjestelmälle. Suosituksissa on määritettynä mittalaitteen ominaisuuksia, käytettävät vertailuarvot sähkön laadulle sekä järjestelmän ominaisuuksia. Luvun lopussa on esitetty uusia menetelmiä laatutietojen hyödyntämiseen.

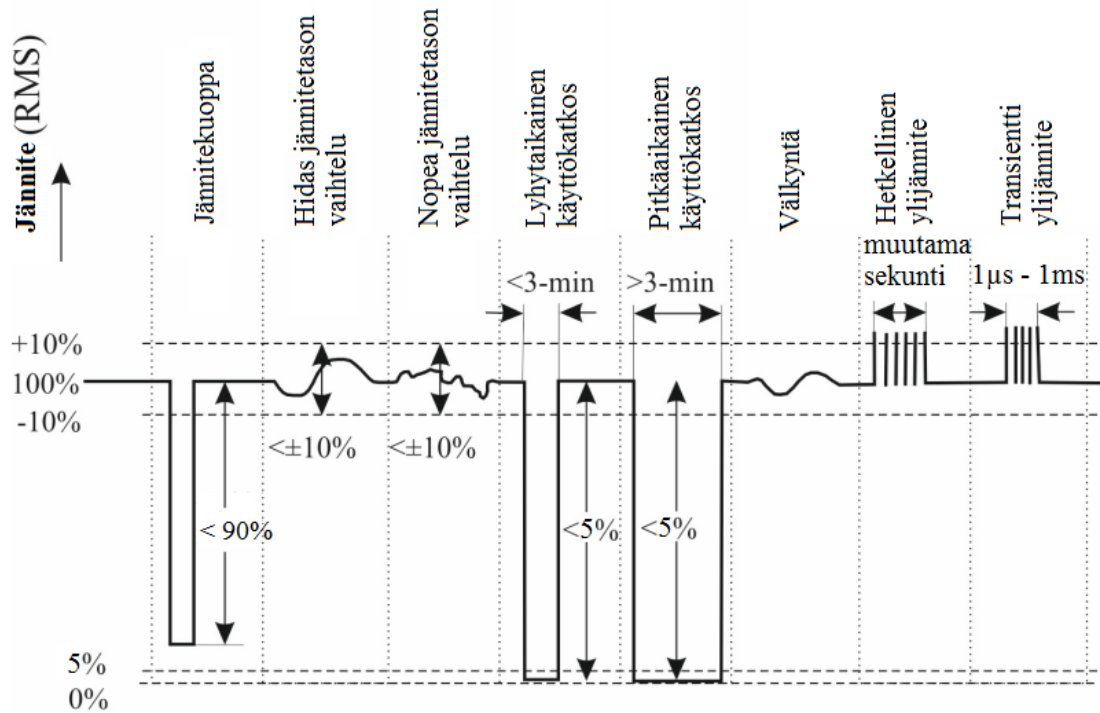
2. SÄHKÖN LAADUN POIKKEAMAT

Sähkön laatu kuvaa sitä, kuinka lähellä täydellistä sinimuotoista aaltomuotoa voimajärjestelmän jännite ja virta ovat. Sähkön laatu muodostuu jännitteen ja virran laadusta sekä sähköverkon toimitusvarmuudesta. Kantaverkon sähkön laadun mittauksessa tutkitaan pääosin jännitteen laatua, ja sitä kuvataan useilla eri suureilla kuten jännitteen yliaalloilla, välkyntällä ja jännite-epäsymmetrialla. Myös virran laadun tarkastelu on olennaista erityisesti yksittäisten liittymispisteiden mittauksessa, koska laatupoikkeamat virrassa synnyttävät laatupoikkeamaa jännitteessä. Virran ja jännitteen välistä suhdetta kuvaa sähköverkon impedanssi, jonka vaikutusta sähkön laatuun käsitellään tarkemmin luvussa 5. Suureiden lisäksi sähkön laadun tarkastelussa olennaisia ovat erilaiset tapahtumariippuvaiset poikkeamat kuten keskeytykset, transientit ja jännitekuopat. Toimitusvarmuus onkin liittyvä tapahtumariippuvaisiin poikkeamiin ja sitä voidaan myös kuvata erilaisin tunnusluvuin. Tässä luvussa käsitellään jännitteen laadun suureita ja tapahtumia, sekä sitä miten niitä voidaan esittää parametreina. [4][6]

2.1 Jatkuvasti mitattavat poikkeamat

2.1.1 Jännitetason muutokset

Vaihejännitteen tehollisarvosta (engl. RMS, Root Mean Square) saadaan usein tietoa siitä millainen poikkeama on kyseessä ja erilaiset mittalaitteet käyttävätkin sitä tapahtumien alku- ja loppuajankohdan määrittämisessä. Kuvassa 1 on esitetty jännitteen tehollisarvon muutokset erilaisten poikkeamien aikana. Poikkeamien kesto ja se kuinka usein niitä ilmenee määrittää jaottelun jatkuvasti mitattavien ja tapahtumariippuvaisien poikkeamien välillä. Tapahtumariippuvaisia poikkeamia sattuu sähköverkossa tyypillisesti harvemmin ja niiden yksityiskohtaisempi analysointi voi olla kiinnostavaa. Jatkuvasti mitattavat poikkeamat ovat yleensä toistuvia ja niiden aiheuttamat haitat pitempiaikaisia, jolloin kiinnostavaa on poikkeamien käyttäytyminen tietyissä olosuhteissa pitkällä aikavälillä sekä mahdollinen häiriölähde. Kuvassa esiintyvistä poikkeamista jatkuvasti mitattavia ovat jännitetason muutokset ja välkyntä. Kuvan poikkeamista tapahtumiksi luokitellaan jännitekuopat, lyhyt- ja pitkäaikaiset keskeytykset, hetkelliset ylijännitteet sekä transientit. [27]



Kuva 1. Erilaisten sähkön laadun poikkeamien kuvaus jännitteen tehollisarvon avulla. Muokattu lähteestä [27].

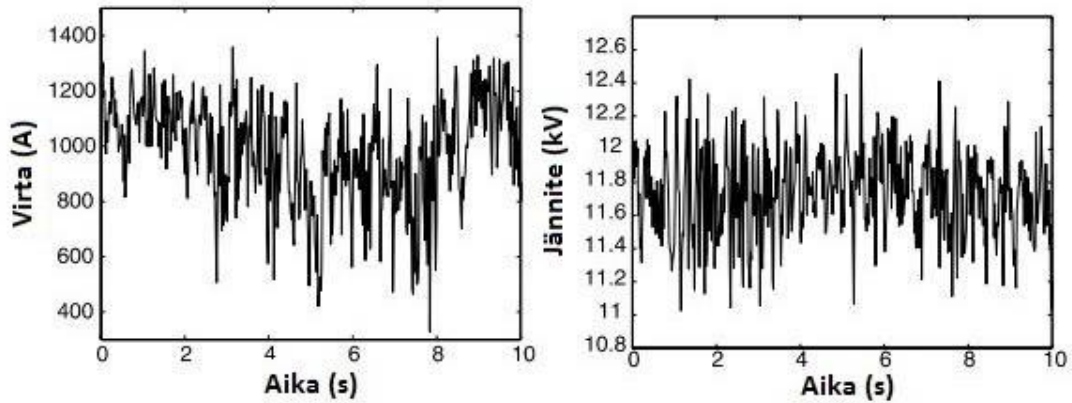
Jännitetason muutokseksi luokitellaan tilanne, jossa jännitetaso pysyy kymmenen prosentin rajoissa nimellisestä. Hidas jännitetason muutos johtuu usein pitkäaikaisemmissa muutoksista kuormissa, ja sitä voidaan hallita esimerkiksi verkkosuunnittelulla ja käytönsuunnittelulla. Ilmiö ei itsessään ole suoranaisesti sähkön laadun poikkeama, mutta se voi liittyä sähköverkon muihin laatu poikkeamiin kuten ylijännitteisiin. Nopeat jännitetason muutokset taas johtuvat tyypillisesti teollisuuskuormista, joiden ottama teho vaihtelee nopeasti. Fingrid luokittelee jännitetason muutoksen nopeaksi, jos jännitetaso muuttuu alle sekunnin aikana tasolta toiselle [17]. Nopea jännitetason muutos luokitellaan tyypillisesti tapahtumariippuvaiseksi poikkeamaksi, mutta jos muutokset ovat toistuvia voidaan ne luokitella myös jatkuvasti mitattaviksi poikkeamiksi. Myös välkyntä on tietynlaista nopeaa jännitetason muutosta. Nopeaksi jännitetason muutokseksi luokitellaan myös askelmaiset muutokset jännitteessä, jotka johtuvat esimerkiksi yllättävästä kuorman tai tuotannon putoamisesta sähköverkosta. [3]

Jännitetason vaikuttaa myös sähköverkossa siirtyvä loisteho. Jos sähköverkossa on alhainen oikosulkuteho, kahden pisteen välillä siirtyvän loistehon vaikutus jännitetason kasvuun on merkittävä. Maakaapeli taas tuottaa suuria määriä loistehoa erityisesti ollessaan alhaisella kuormituksella. [9] Käynnissä oleva jakeluverkon kaapelointi onkin yksi syy kantaverkkoon siirtyvän loistehon määrän kasvuun, jonka johdosta jännitetasot ovat olleet viime vuosina kasvussa. Fingrid on asettanut jakeluverkkoyhtiöille heidän sähköverkosta siirtyvälle loisteholle sallitun loistehoikkunan sekä tariffi-ikkunan rajoja ylittävälle loisteholle ja -energialle.

IEC 61000-4-30 on standardi, jossa on määritelty sähkön laadun suureiden mittaukseen ja mittausten parametrintiin liittyviä käytäntöjä. Standardissa on esitetty myös luokittelu suorituskyyvyltään erilaisille sähkön laadun mittalaitteille, ja luokittelua käsitellään tarkemmin luvussa 4.1. Standardin mukaan nopeita jännitetason muutoksia (engl. RVC, rapid voltage change) mitattaessa mittalaitteelle tulee määrittää esimerkiksi kuinka suuret jännitetason muutokset tulee ottaa huomioon. Jännitetason muutos kuvaa suurinta tapahtuman aikaista jännite-eroa verraten muutoksen suuruutta sitä edeltävään vakaan tilan jännitteen suuruuteen. Lisäksi mittalaitteelle tulee määrittellä tarkasti vakaan tilaan jännitteeseen liittyvät ominaisuudet kuten se, kauanko jännitteen tulee pysyä stabiilina jotta tila voidaan määrittää vakaaksi. [25] Jännite voidaan määrittellä olevan vakaassa tilassa, kun sata aikaisempaa jännitteen puolen jakson välein päivitettyä yhden jakson tehollisarvoa pysyy asetettujen jännitetason muutosten rajoitusten sisällä. Usein nopean jännitetason muutoksen jälkeen vakaan tilan jännitetaso poikkeaa siitä, mitä se oli ennen tapahtuman alkua. Vakaan tilan jännitteen muutos kuvaa tapahtuman alkuhetken ja loppuhetken vakaan tilan jännitetason eroa. Muita tärkeitä parametreja ovat muutoksen aloitusaika, eli hetki kun jännite ei ole enää vakaassa tilassa sekä tapahtuman lopetusaika, eli se hetki kun jännite voidaan luokitella taas vakaaksi. [2]

2.1.2 Välkyntä

Välkyntä on sähkön laatusuure, joka kuvaa nopeaa ja toistuvaa jännitetason muutosta. Sen arvo on määritelty siitä koituvan hehkulamppujen välkyntän ihmissilmälle aiheuttaman häiriön perusteella. Välkyntän taajuus ja jännitetason muutoksen suuruus määrittävät lasketun välkyntän häiritsevyyssindeksin suuruuden. Välkyntä on lähtöisin nopeasti muuttuvista kuormista. Kantaverkossa välkyntää aiheuttavat erityisesti valokaariuunit ja muut nopeasti muuttuvat kuormat. Jännitetason muutosta valokaariuunien vaikutuksesta on kuvattu kuvassa 2, jossa nähdään suuren valokaariuunin ottaman virran tehollisarvot ja virran vaikutus jännitteen tehollisarvoihin mittauspisteessä. Välkyntä johtuu pitkälti kuormien synnyttämistä virran yliaalloista, perusaallon kuormitusmuutoksista sekä epäharmonisista ja aliharmonisista virroista. Virtojen vaikutuksesta syntyy nopeita jännitetason muutoksia, jotka voivat välittyä kantaverkosta jakeluverkkoon ja aiheuttaa myös muiden jännitetasojen kuluttajille laatupoikkeamaa. [27]



Kuva 2. Virran (vasen) ja jännitteen (oikea) tehollisarvon muutokset suuren valokaa-riiuunin vaikutuksesta. Muokattu lähteestä [4].

Välkynnän aiheuttamaa häiriötä voidaan kuvata välkynnän häiritsevyyksindekseillä, jotka määritetään välkynnän hetkellisarvoista tietyllä aikavälillä. Välkynnän hetkellisarvo las- ketaan simuloimalla lampun välkynnän vaikutusta aivoihin. Käytännössä mittalaite mit- taa eri taajuisia ja suuruisia jännitetason muutoksia ja laskee eri suodattimien ja kertoi- mien avulla hetkellisen välkynnän arvon. Välkynnän lyhytaikainen häiritsevyyksindeksi soveltuu yksittäisten häiriölähteiden tarkasteluun lyhyellä ajalla. Tarkasteluaikaväli on määritelty välkyntämittareita käsittelevässä standardissa IEC 61000-4-15 ja se on 10 mi- nuuttia. Välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyyksindeksin P_{st} (short term) laskentakaava on määriteltynä samassa standardissa ja se lasketaan seuraavasti:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_{1s} + 0,0657P_{3s} + 0,28P_{10s} + 0,08P_{50s}} \quad (2.1)$$

jossa $P_{0,1}$, P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} , ja P_{50s} ovat hetkellisesti muodostetun kertymäfunktion sadanneksia tarkasteluaikavälinä. Sadannekset kuvaavat tässä tapauksessa sitä välkynnän arvoa, jota suurempia tai yhtä suuria ovat alaindeksin osoittama osa kokonaisotannan välkynnän ar- voista. Lisäksi alaindeksissä oleva s (smoothened) tarkoittaa, että kyseinen arvo tulee pehmentää välkynnän lyhytaikaista häiritsevyyksindeksiä laskettaessa. Arvojen pehmen- nys tapahtuu seuraavien kaavojen mukaisesti:

$$P_{50s} = (P_{30} + P_{50} + P_{80})/3 \quad (2.2)$$

$$P_{10s} = (P_6 + P_8 + P_{10} + P_{13} + P_{17})/5 \quad (2.3)$$

$$P_{3s} = (P_{2,2} + P_3 + P_4)/3 \quad (2.4)$$

$$P_{1s} = (P_{0,7} + P_1 + P_{1,5})/3 \quad (2.5)$$

Kaavoissa määritetään aina tiettyä pehmenettyä sadannesta, joka on laskettu pehmen- nettävän sadanneksen läheisten sadannesten keskiarvona. [24]

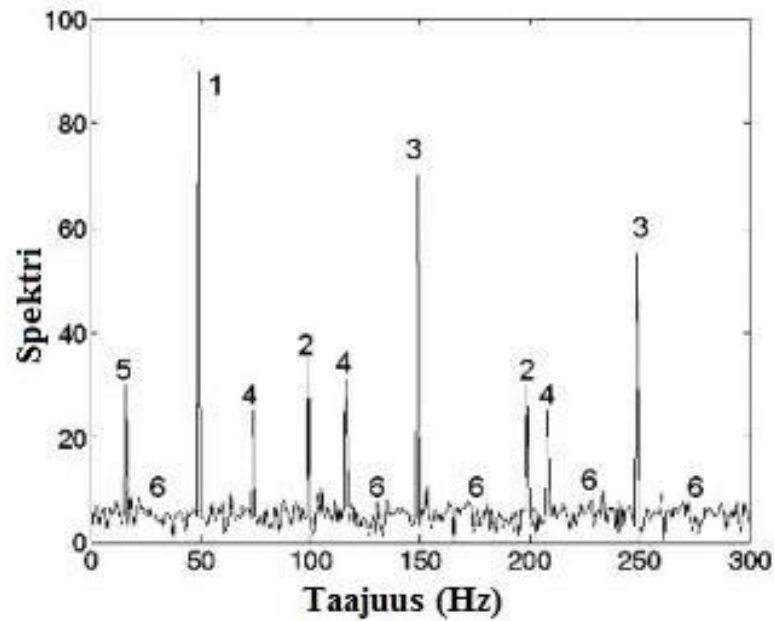
Vaihtoehtoisesti jos tarkastellaan useaa häiriölähdettä tai jos välkynnän lähteet toimivat pitkäaikaisesti, mutta harvoin, voidaan määrittää välkynnän pitkäaikainen häiritsevyysindeksi P_{lt} (long term), joka on myös määritelty standardissa IEC 61000-4-15:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}} \quad (2.6)$$

jossa P_{sti} ($i = 1, 2, 3, \dots$) ovat peräkkäin mitattuja välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyysindeksin arvoja. [24] Pitkäaikaisen häiritsevyysindeksin määrittämisessä käytetään yleensä aikavälinä kahta tuntia, jolloin perättäin mitattuja lyhytaikaisia häiritsevyysindeksejä tulee laskentaan mukaan 12. [27] Standardi SFS-EN 50160 käyttää välkynnän raja-arvona vain pitkäaikaista häiritsevyysindeksiä. [35]

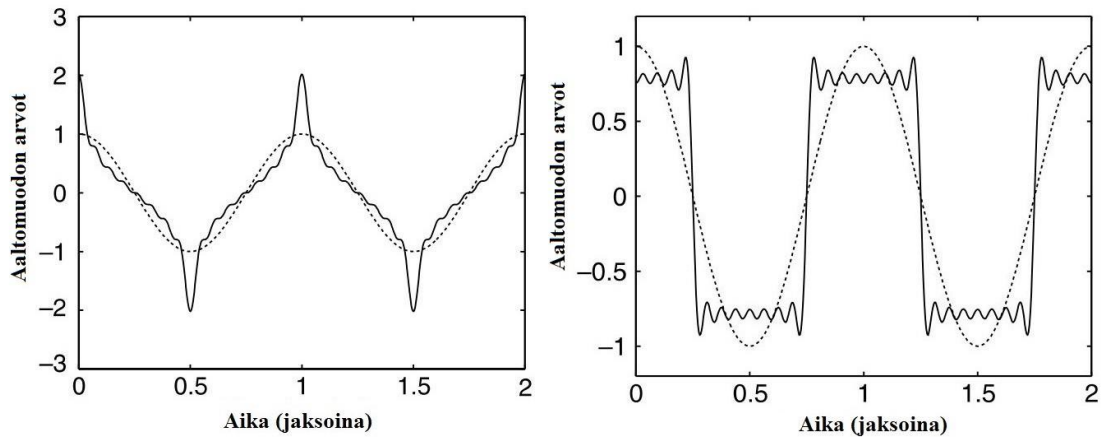
2.1.3 Jännitteen säröytyminen

Jännitteen säröytyminen tarkoittaa, että verkkojännitteessä esiintyy perustaaajuudella värähtelevän jännitteen lisäksi muilla taajuuksilla värähteleviä jännitteitä. Verkkojännite onkin näiden eri taajuuksien jännitteiden summa. Jännitteen säröytyminen voidaan jaotella kolmeen eri tyyppiin: harmoniseen säröytymiseen, epäharmoniseen säröytymiseen ja jaksottomaan säröytymiseen. Kuvassa 3 nähdään erään jännitteen aaltomuodon spektri, joka esittää eri taajuuksien komponenttien esiintymistä jännitteessä. Spektrissä nähdään peruskomponentin (50 Hz) olevan suurin, mutta jännitteessä esiintyy lisäksi paljon parittomia ja parillisia jännitteen yliaaltoja. Spektrissä nähdään myös epäharmonisia jännitteitä sekä aliharmonisia jännitteitä. Epäharmoniset jännitteet ovat jännitteitä, joiden taajuus ei ole perusaallon taajuuden kokonaislukuinen monikerta, mutta ne esiintyvät kuitenkin säännöllisesti aaltomuodossa tietyllä taajuudella. Aliharmoniset jännitteet taas ovat epäharmonisten jännitteiden erityistapaus, kun jännitteen taajuus on alle perustaaajuuden. Lisäksi spektrissä esiintyy kohinaa, joka vastaisi aiemmassa luokittelussa jaksotonta säröytymistä. Myös virtojen aaltomuodot koostuvat vastaavanlaisista komponenteista kuin jännitteen säröytyneet aaltomuodot. [4]



Kuva 3. Jännitteen aaltomuodosta erotetut eritaajuiset jännitesäröt. Spektrissä näkyy voimajärjestelmän perustaajuus 50 Hz (1), parilliset jännitteen yliaallot (2), parittomat jännitteen yliaallot (3), epäharmoniset jännitteet (4), aliharmoniset jännitteet (5) sekä kohina (6). Muokattu lähteestä [4].

Jännitteen säröytymisestä mitataan erityisesti yksittäisiä jännitteen yliaaltoja. Jännitteen yliaalloilla tarkoitetaan jännitteitä, joiden taajuudet ovat perusaallon kokonaislukuisia monikertoja. Perusaallon taajuuden ollessa verkkojärjestelmässämme 50 Hz, värähtelee tällöin esimerkiksi viides jännitteen yliaalto 250 Hz:n taajuudella. Jännitteen yliaaltojen suuruus määritellään yleensä niiden suuruuden suhteena perusaallon jännitteen suuruuteen. Kuvassa 4 on esitetty suurten jännitteen yliaaltojen vaikutusta jännitteen aaltomuotoon. Molemmissa kuvaajissa taustalla on esitetty särötytymätön aaltomuoto katkovivana. Vasemmassa kuvaajassa varsinaisessa aaltomuodossa esiintyy vain parittomia jännitteen yliaaltoja ja niille tyypillistä on kasvattaa huippuarvoa suuremmaksi ja linearisoida aaltomuotoa. Oikeassa kuvaajassa on vastaavasti perusaallon lisäksi pelkkiä parillisia jännitteen yliaaltoja ja niille ominaista on muokata aaltomuoto kanttiaaltoisemmaksi. [4]



Kuva 4. Jännitteen yliaaltojen vaikutus jännitteen aaltomuotoon. Vasemmalla aaltomuodossa on pelkkiä parittomia jännitteen yliaaltoja ja oikealla pelkkiä parillisia jännitteen yliaaltoja. Muokattu lähteestä [4].

Jännitteen yliaallot sähköverkossa johtuvat yksittäisten laitteiden tuottamista virran yliaalloista. Nykyään sähköverkkoon on kytkettynä suuri määrä virran yliaaltoja tuottavia laitteita kaikissa jännitetasoissa. Tehoelektronikkalaitteet ovat yksi suurimmista virran yliaaltojen lähteistä ja niihin kuuluvat mm. konvertterit, sähkömoottorikäytöt ja HVDC (High-Voltage Direct Current) laitteistot. Lisäksi virran yliaaltoja synnyttävät valokaarella toimivat laitteet kuten valokaariuunit, hitsauslaitteet ja loisteputkivalaisimet. Kolmas suuri harmonista säröä aiheuttava ryhmä on saturoituvat laitteet kuten muuntajat ja pyörivät laitteet, joissa rautasydämen ominaisuudet voivat osaltaan aiheuttaa säröä. Jännitteen yliaaltojen arvoihin vaikuttaa myös sähköverkon oikosulkuteho, eli se kuinka "vahva" sähköverkko on mitattavassa pisteessä. Heikommassa sähköverkossa jännitteen yliaaltojen arvot ovat tyypillisesti korkeampia kuin vastaavanlaisessa pisteessä vahvassa sähköverkossa. [27]

Jännitteen yliaaltojen haitat liittyvät voimajärjestelmän komponentteihin. Komponentit lämpenevät ja niiden häviöt kasvavat jännitteen yliaaltojen arvojen kasvaessa. Tämä on seurausta siitä, että virran ja jännitteen yliaallot eivät edistä sähköverkon tarkoitusta siirtää tehoa, vaan kasvattavat näennäisesti virtoja ja jännitteitä ja siten kuormittavat komponentteja. Seuraukset ovat yksittäisille komponenttityypeille erilaisia, mutta pääasiassa ne jaottuvat hyötysuhteen alenemiseen, komponenttien kasvavaan rasitukseen, niiden ikääntymiseen tai jopa rikkoutumiseen. Kustannuksia syntyy siis häviöiden, laitevaurioiden ja laitteiden lyhenevän eliniän kautta. [27]

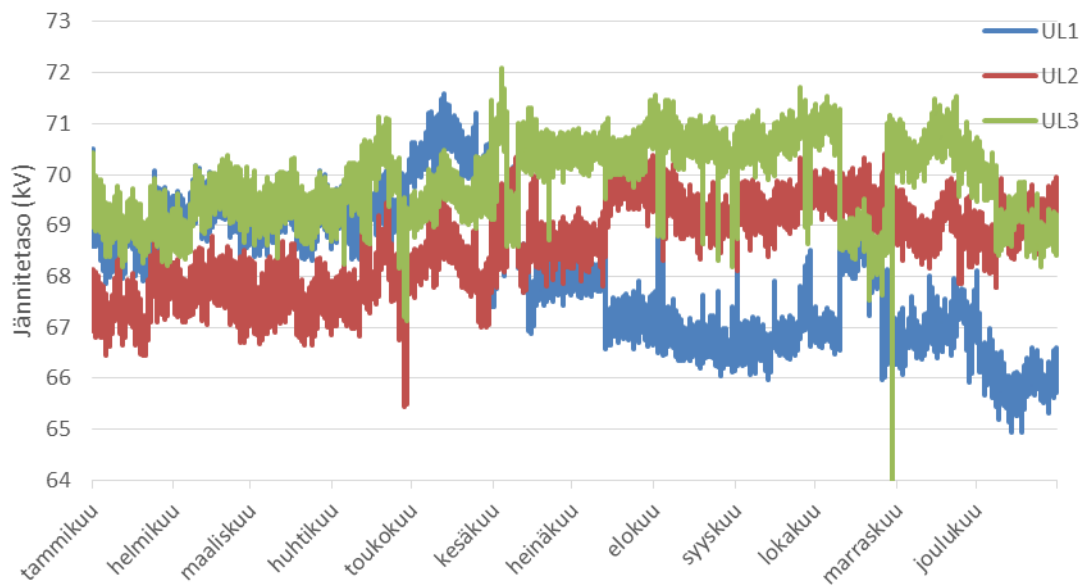
Yksittäisten jännitteen yliaaltojen lisäksi aaltomuodon säröä voidaan kuvata harmonisena kokonaissärönä, joka ottaa huomioon kaikki jännitteen yliaallot määritettyyn järjestyslukuun H asti. Harmoninen kokonaissärö antaa yhden parametrin avulla kuvan jännitteen aaltomuodon harmonisesta säröytymisestä ja on siksi käytännöllinen sähkön laadun tunnusluku. Harmonisesta kokonaissäröstä käytetään usein sen lyhennettä THD (Total Harmonic Distortion). Jännitteen THD lasketaan kaavalla

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^H V_h^2}}{V_1}, \quad (2.7)$$

jossa V_1 kuvaa perusaallon taajuuden jännitettä ja V_h kuvaa yksittäisten jännitteen yliaaltojen arvoja, kun h on kokonaisluku ja suurempi tai yhtä suuri kuin 2. [4]

2.1.4 Jännite-epäsymmetria

Jännite-epäsymmetria kuvaa vaihejännitteiden suuruuksien ja vaiheiden poikkeamia nimellisistä arvoista. Optimitilanteessa vaiheiden välillä on 120° kulma ja vaihejännitteet ovat yhtä suuret. Kun tilanne poikkeaa optimista, on jännite epäsymmetristä. Tällöin vaihejännitteissä esiintyy myötaverkon komponenttien lisäksi myös vasta- ja nollaverkon komponentteja. Käytännössä verkkojännitteessä on aina epäsymmetriaa. [6] Kuvassa 5 on esitetty erään aseman epäsymmetrisien vaihejännitteiden tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoja. Tehollisarvoista nähdään selvästi vaihejännitteiden välisen suuren epäsymmetrian, mutta vaihekulmien vaikutusta epäsymmetriaan siitä ei voi määrittää.



Kuva 5. Vaihejännitteiden tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvot (kV) eräällä asemalla vuonna 2016. Vaiheiden tehollisarvojen suuret erot johtavat jo itsessään suureen epäsymmetrian arvoon, mutta siitä ei voida päätellä vaihekulmien erojen synnyttämää epäsymmetriaa.

Jännite-epäsymmetriaa kantaverkossa aiheuttavat tyypillisesti epäsymmetriset kuormat kuten kahden vaiheen väliin kytketyt rautateiden syöttöasemat. Yksivaiheinen kuorma aiheuttaa epäsymmetriaa verkkovirtaan, mikä aiheuttaa jännite-epäsymmetrian. Vastavalla tavalla myös epäsymmetriset kolmivaiheiset kuormat voivat aiheuttaa poikkeamaa jännitesymmetriaan. Esimerkiksi valokaariunien sulatussyklin aikana kuorman impedanssi eri vaiheiden välillä muuttuu jatkuvasti ja synnyttää suurta epäsymmetriaa. Näiden

lisäksi sähköverkon komponentit kuten muuntajat ja voimajohdot eivät ole täysin symmetrisiä vaiheiden välillä ja esimerkiksi voimajohtojen vääränlainen vuorottelu tai vuorottelun puuttuminen aiheuttaa suurta epäsymmetriaa sähköverkkoon. [4]

Voimajärjestelmän komponentit ovat lähtökohtaisesti suunniteltu toimimaan jännitteellä, joka ei sisällä suurta määrää epäsymmetriaa. Epäsymmetria on tyypillistä sähköverkossa, mutta jopa pienen epäsymmetrian vaikutukset voidaan nähdä häviöiden kasvuna ja komponenttien lämpenemisenä sekä stabiiliuden laskuna. Lisäksi pyörivillä sähkökoneilla epäsymmetria aiheuttaa komponenttien mekaanista kulumista ja eliniän lyhenemistä. Esimerkiksi moottoreilla ja generaattoreilla on vastaverkon impedanssia, mikä aiheuttaa suurempia virtoja ja häviöitä jännitteen ollessa epäsymmetristä. Epäsymmetrian on havaittu myös aiheuttavan haitallisia muutoksia konverttereiden toiminnassa. [27]

Standardin IEC 61000-4-30 mukainen laskutapa yksittäisen vaiheen jännite-epäsymmetrialle ottaa huomioon vaihe-eron ja vaihejännitteiden suuruuden laskemalla ensin vastaverkon komponentin suuruuden. Tällöin epäsymmetria määritellään prosentteina vastaverkon komponentin suhteesta myötäverkon komponenttiin:

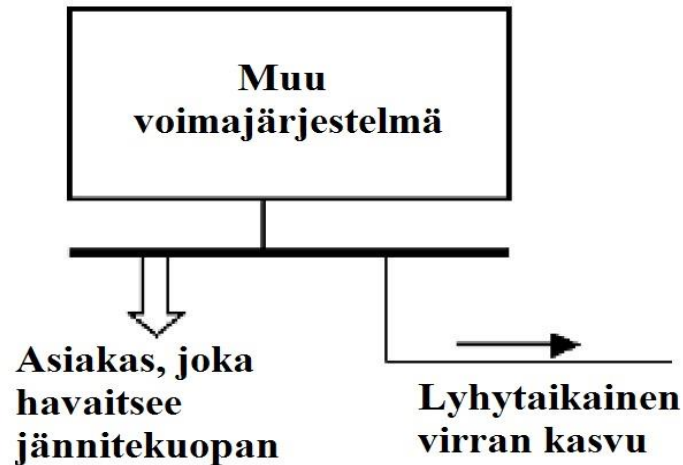
$$u_2 = \frac{U_2}{U_1} \times 100 \%, \quad (2.8)$$

jossa u_2 kuvaa vastaverkon epäsymmetriaa, U_2 vastaverkon ja U_1 myötäverkon komponentin suuruutta. [25]

2.2 Tapahtumariippuvaiset poikkeamat

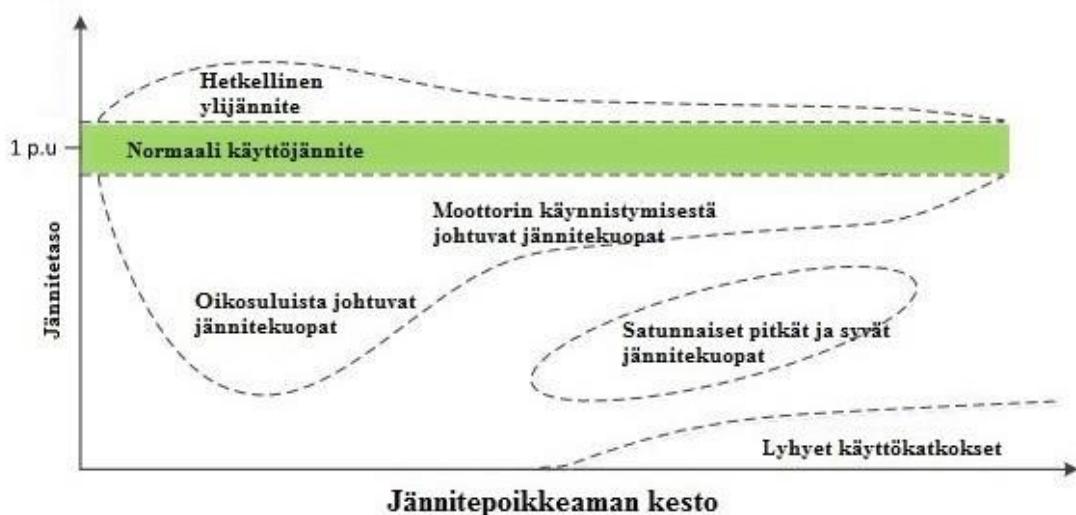
2.2.1 Jännitekuopat

Jännitekuopat ovat poikkeamia, joissa jännitteen tehollisarvo laskee alle 90 %:iin nimellisestä. Jännösjännite, eli jännite joka jää vikatilanteen aikana voimaan voi olla pienimmillään viisi prosenttia nimellisestä. Jos jännitetaso putoaa alle viiteen prosenttiin nimellisestä, luokitellaan tilanne standardin EN 50160 mukaisesti keskeytykseksi. [35] Jännitekuopat ovat tyypillisesti yksi suurimmista sähkön laadun poikkeamista erityisesti kantaverkon teollisuusasiakkaiden osalla, sillä niitä tapahtuu usein ja kuopat voivat aiheuttaa katkoja tuotannossa. Jos tuotanto katkeaa, voi prosessin ylösajossa kestää pitkäänkin ja myös materiaalihävikkiä voi syntyä. Kuvassa 6 on esitetty yksinkertaista jännitekuopan syntyminen, eli tilanne jossa jossain sähköverkon pisteessä tapahtuu nopea ja lyhytaikainen virran kasvu, mikä aiheuttaa kyseisessä pisteessä ja sen läheisissä liittymispisteissä jännitetason putoamisen eli jännitekuopan. [4]



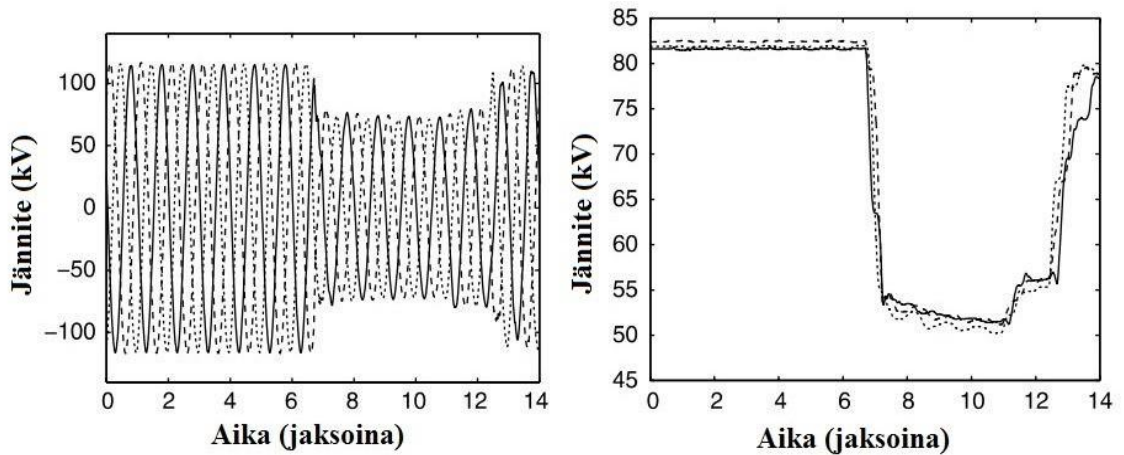
Kuva 6. Jännitekuoppa aiheutuu lyhytaikaisesta virran kasvusta esimerkiksi asiakasta lähellä tapahtuvan vian johdosta. Muokattu lähteestä [4].

Tyypillisimmät syyt virran kasvulle ovat oikosulut ja maasulut voimajohdoilla, oikosulkumoottoreiden käynnistykset ja muuntajien verkkoonkytkemiset. Selvästi useimmiten jännitekuoppia aiheuttavat kuitenkin vikatilanteet. Oikosulku on tilanne, jossa vika on kahden tai kolmen vaiheen välillä. Maasulussa vika on vaiheen ja maan välillä. [4] Kuvassa 7 on esitetty karkeasti jännitetason putoamisen ja poikkeaman keston suhteen syyt jännitekuopille, ja siitä nähdään oikosuluista johtuvien jännitekuoppien olevan tyypillisesti lyhytkestoisempia ja syvempiä kuin moottorin käynnistymisestä johtuvat jännitekuopat. Kuvassa on esitetty myös hetkelliset ylijännitteet, jotka johtuvat tyypillisesti alueellisen tehotasapainon muutoksesta kulutuksen muuttuessa pienemmäksi tai tuotannon suuremmaksi. Lisäksi erilaiset resonanssit voivat selittää hetkellisiä ylijännitteitä. [27]



Kuva 7. Jännitekuoppien karkea luokittelu syvyyden ja keston perusteella. Muokattu lähteestä [27].

Kuvassa 8 on esitetty erään jännitekuopan aikaisia vaihejännitteitä (vasemmalla) sekä vaihejännitteiden tehollisarvoja (oikealla). Kuvan jännitekuoppa on kolmivaiheisen oikosulun aiheuttama, ja kaikkien vaiheiden jännitteet putoavat suunnilleen samassa suhteessa. Kolmivaiheinen oikosulku on yksi mahdollisista vikatilanteista, joka aiheuttaa jännitekuoppia sähköverkossa. Sen lisäksi esimerkiksi kaksivaiheiset oikosulut sekä maasulut voivat aiheuttaa jännitekuoppia. Vikatilanteita aiheuttavat kantaverkossa tyypillisimmin salamaniskut voimajohtoon tai sen läheisyyteen. [4]



Kuva 8. Kolmivaiheisen oikosulun aiheuttama jännitekuoppa. Muokattu lähteestä [4].

Jännitekuoppien aiheuttamat haitat asiakkaille syntyvät lähinnä laitteiden herkkyydestä jännitekuopille. Useat laitteet esimerkiksi tietokoneet ovat herkkiä jännitetason muutoksille ja jopa alle 85 %:n jännite nimellisestä yli 40 ms ajan voi aiheuttaa toiminnallisia ongelmia. Tyypillisesti kuitenkin hetkelliset ylijännitteet ovat vaarallisempia laitteiden pysyvän rikkoutumisen näkökulmasta kuin jännitekuopat, mutta niitä tapahtuu harvemmin. Jännitekuopat kantaverkossa aiheuttavat jännitekuoppia myös jakeluverkkoon muuntajien välityksellä. Asiakkaat voivat suojautua jännitekuopan aiheuttamilta haitoilta esimerkiksi kestävämmillä laitevalinnoilla sekä jännitekuoppien vaikutusta kompensoivilla laitteilla. [27]

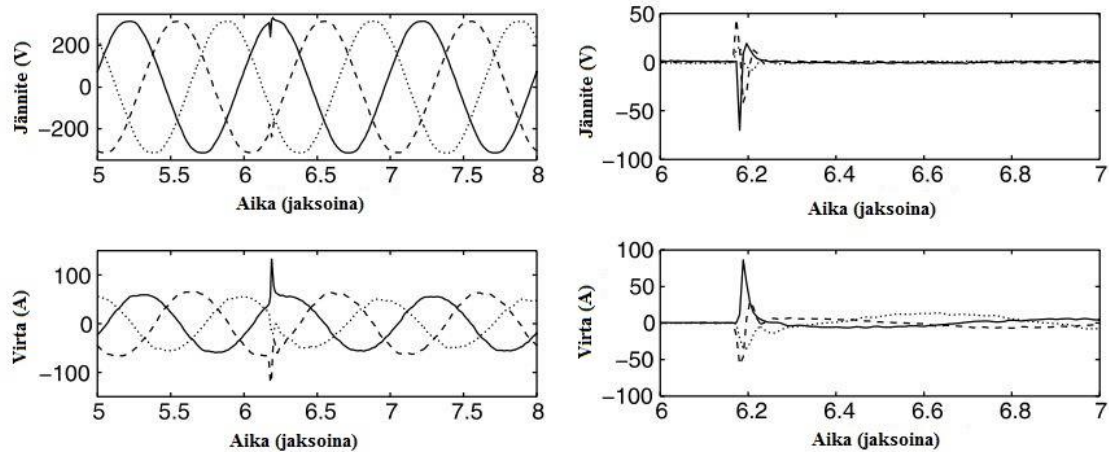
Standardin IEC 61000-4-30 mukaan jännitekuoppien mittauksessa olennaisimmat parametrit ovat jännitekuopan kesto sekä jäännösjännite. Jäännösjännite kuvaa jännitekuopan aikaista jännitettä suhteena nimellisjännitteeseen. Mittauksessa tulee määrittää jännitekuopan raja-arvot. Kuopan kesto määräytyy kolmivaiheisessa järjestelmässä siten, että alkuaikana toimii se hetki kun yhden tai useamman vaiheen jännite alittaa raja-arvon ja lopetusaikana se hetki kun kaikkien vaiheiden jännitteet ylittävät raja-arvon. [25]

2.2.2 Transientit

Transientit ovat jännitteen tai virran poikkeamia, joiden kesto on lyhempi kuin yksi jaksonaika. Ne ovat siis lyhytkestoisia muutoksia jännitteen tai virran vaiheiden aaltomuodoissa. Erilaiset transienttityypit voidaan jaotella esimerkiksi poikkeaman aiheuttajan perusteella kolmeen ryhmään: salamoiden aiheuttamat transientit, normaalit kytkentätransientit sekä poikkeavat kytkentätransientit. Normaaleihin kytkentätransientteihin lukeutuvat kondensaattoreiden ja reaktoreiden sähköverkkoon kytkemisten tai irti kytkemisten yhteydessä syntyvät transientit. Poikkeaviin kytkentätransientteihin lukeutuvat esimerkiksi kondensaattoreiden poiskytkennän jälkeen tapahtuvat katkaisijan jälleensyttymiset, joissa transientit voivat kasvaa hyvinkin suuriksi. Lisäksi esimerkiksi johtojen kytkennöissä voi aiheutua transientteja varautuneen energian johdosta. Transientteja esiintyy myös tyypillisesti ennen jännitekuoppia ja keskeytyksiä. [4]

Salamoiden aiheuttamat transientit voivat johtua joko suorasta salamanosumasta voimajohtoon, salamaniskusta voimajohtojen läheisyydessä tai suorasta osumasta pylvääseen tai ukkosjohtimiin. Käytännössä suoraan voimajohtoon osuva salama aiheuttaa lähes aina maasulun ja vian, jolloin varsinaista transienttia on vaikea havaita ainakaan tyypillisillä sähkön laadun mittauslaitteilla. Myös voimajohdon läheisyydessä sattuvat salamaniskut johtavat usein liian suuriin ylijännitteisiin ja aiheuttavat vian. Mittalaitteiden suuremmalla näytteenottotaajuudella voidaan mahdollisesti nähdä vikaa ennen tapahtuva ylijännite, joka kestää tyypillisesti alle yhden mikrosekunnin. Jos salama osuu pylvääseen tai ukkosjohtimeen, osa virrasta johtuu maahan ja transientin suuruus voimajohdolla pienee. Tällöin salamanisku ei aina aiheuta vikatilannetta. Parantamalla virran johtumista maahan voidaan vähentää salamoiden aiheuttamien vikojen määrää. [4]

Normaalit kytkentätransientit liittyvät kondensaattoreiden ja reaktoreiden verkkoonkytkentään tai poiskytkentään. Kaikissa kondensaattoreiden ja reaktoreiden kytkennöissä on usein havaittavissa pientä transienttia virrassa ja jännitteessä, mutta suurimpia poikkeamia aiheuttavat kondensaattoreiden verkkoonkytkennät. Jos alueella on useampia kondensaattoreita, voivat ne vahvistaa kytkennän transienttia johtaen voimakkaampiin ylijännitteisiin. Kuvassa 9 on esitetty kondensaattorin verkkoonkytkemisen jälkeinen transientti jännitteelle ja virralle siten, että vaihejännitteistä ja vaihevirroista on erotettu transientin vaikutus oikealla oleviin kuvaajiin. Kyseessä on tilanne, jossa kondensaattori on kytketty vaiheeseen, jota kuvaa jatkuva viiva. Transientin alun impulssivirran ollessa vastakkaisuuntainen impulssijännitteen suunnan kanssa voidaan päätellä, että poikkeaman aiheuttaja on mittauspisteestä katsoen tehokulutuksen suunnalla. [4]

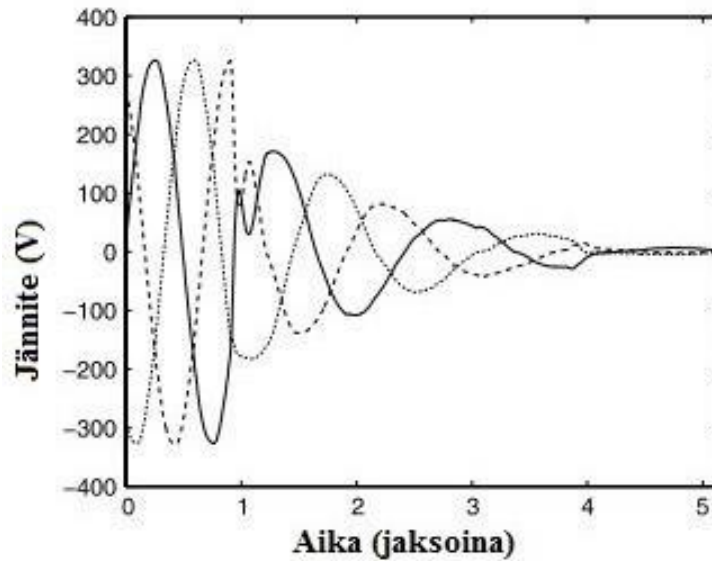


Kuva 9. Yksittäinen transientti esitetty vaihejännitteille (ylemmät kuvaajat) ja vaihevirroille (alemmat kuvaajat). Vasemmalla aaltomuodot ja oikealla käyristä erotetut transientit. Muokattu lähteestä [4].

Transienttien tyyppiä ja niiden aiheuttajia voidaan määrittää transientin muodon ja ominaisuuksien perusteella. Standardissa IEC 61000-4-30 on määritelty olennaiset parametrit, joita transienteista on hyödyllistä saada talteen niiden analysoimiseksi. Näihin lukeutuvat mm. aallon saavuttama huippuarvo, alkuimpulssin nopeus, taajuuden parametrit, transientin kesto sekä vaimenemiskerroin. [25]

2.2.3 Keskeytykset

Keskeytyks on sähköverkon kannalta tilanne, jossa asiakkaan ja muun voimajärjestelmän välillä ei ole galvaanista yhteyttä. Käytännössä keskeytyksen aikana jännite on asiakkaan liittymispisteessä nolla tai hyvin lähellä sitä. Keskeytyks on useimmiten seuraus erottimen tai katkaisijan toiminnasta vikatilanteesta tai suunnitellussa keskeytyksessä. Kuvassa 10 on esitetty vaihejännitteiden aaltomuotoja suunnitellun keskeytyksen alussa. Kuvasta nähdään jännitteen laskevan nollaan vasta muutaman jaksonajan kuluttua. Jännitteen putoaminen nollaan on riippuva mm. alueen sähköverkon pyörivien laitteiden määrästä. Vian tai erotinlaitteen toimintahäiriön seurauksena syntyvä keskeytyks voidaan luokitella häiriökeskeytykseksi. Muuten kyseessä on suunniteltu keskeytyks. Keskeytykset jaotellaan lisäksi niiden keston mukaan, mutta eri standardeilla on erilaiset määritelmät keskeytystyypeille. Yleisesti kuitenkin muutamaa minuuttia kauemmin kestävä keskeytyks määritellään pitkäksi tai pysyväksi. Keskeytysten luokittelu häiriön aiheuttajien kannalta aaltomuodon avulla on monimutkaisempaa, vaikkakin se voisi olla sähköverkkoyhtiön kannalta hyödyllistä. [4]



Kuva 10. Kytkinlaitteen avaamisen jälkeisen keskeytyksen vaikutus vaihejännitteisiin. Muokattu lähteestä [4].

Kuten jännitekuoppienkin tapauksessa, on keskeytyksille määritettävä tarkat raja-arvot siitä milloin tilanne on tulkittava keskeytykseksi. Kolmivaiheisessa järjestelmässä keskeytys määritetään alkavan kun kaikkien vaiheiden jännitteet alittavat asetetun raja-arvon ja päättyvän kun yksi tai useampi vaihejännitteistä ylittää asetetun raja-arvon. [25] Keskeytysten mittaamiseen liittyy liittymispistekohtaisia mittareita kuten SAIDI (System Average Interruption Duration Index) ja SAIFI (System Average Interruption Frequency Index). SAIDI kuvaa järjestelmän keskimääräistä häiriökeskeytysaikaa ja SAIFI keskimääräistä häiriökeskeytystaajuutta. [17] Erilaiset regulaatiot voivat määrittää keskeytyksille tavoitearvoja ja määrittää häiriöiden määrän ja keston valvottavaksi sähköverkossa.

3. SÄHKÖN LAATUVAATIMUKSET

Luvussa 2 esiteltiin erilaisia sähkön laadun poikkeamia ja niiden vaikutuksia sähköverkon komponentteihin ja asiakkaisiin. Jotta poikkeamien määrää sähköverkossa voidaan hallita, tulee eri laatusuureille asettaa joitain tavoitearvoja tai vaatimuksia. Sähkön laatua kuvaaviin tunnuslukuihin on otettu kantaa erilaisten toimijoiden puolesta. Vaatimuksia ja tavoitteita asettavat erilaiset kansainväliset standardit ja raportit, kantaverkkoyhtiöt sekä viranomaiset. Tässä luvussa on esitetty keskeisiä sähkön laatuvaatimuksia Suomessa ja muissa maissa joiden voimajärjestelmä muistuttaa Suomen voimajärjestelmää. Osa sähkön laatuvaatimuksista on esitetty suunnitteluarvoina, eli arvoina joiden tasolle tai alle sähköverkon suunnittelulla ja käytöllä tulisi pyrkiä. Osa vaatimuksista taas määrittää tarkemmin ohjeellisia arvoja sähköverkon haltijan ylläpidettäväksi, eli raja-arvoja tai tavoitearvoja joissa sähkön laadun tulee pysyä järjestelmän ollessa normaalitilassa. Tarkastelussa on mukana vain 110 kV ja sitä vastaavia jännitetasoja koskevat standardit.

3.1 Standardien asettamat vaatimukset

3.1.1 EN 50160

Standardissa EN 50160 on määritelty yleisestä sähköverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet normaaleissa käyttöolosuhteissa. Standardissa on määriteltynä pien- ja keskijänniteverkon lisäksi myös alle 150 kV suurjännitteisen sähköverkon sähkön laadulle raja-arvot. Standardi määrittää niitä raja-arvoja, joita verkonhaltijan tulisi ylläpitää sähköverkossa, eli mitä asiakkaat voivat olettaa sähkön laadun vähintään olevan liittymispisteessä. Standardin lisäksi Fingrid on kehittänyt oman tiukemman sääntelyn [17] omalle 110 kV:n kantaverkon sähkön laadulle, ja sitä käsitellään tarkemmin myöhemmin luvussa 3.2. Standardi EN 50160 toimii vertailuarvona muille vastaavia jännitetasoja käsitteleville vaatimuksille. Standardi määrittää raja-arvot suurjännitteisen sähköverkon taajuudelle, välkynnälle, jännite-epäsymmetrialle ja jännitteen yliaalloille. Lisäksi standardissa on määriteltynä jännitekuoppien luokittelu, sekä viitteellisiä arvoja tapahtumariippuvaisille poikkeamille. Standardi ei ota kantaa esimerkiksi suurjännitteisen sähköverkon jännitetaso muutosten rajoihin. [35]

Standardin määrittämät jännitteen yliaaltojen raja-arvot on esitetty taulukossa 1. Jännitteen yliaaltojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla pienempiä tai yhtä suuria kuin taulukon arvot 95 % viikon mittausjakson ajasta. Suuren järjestysluvun kolmella jaottomien jännitteen yliaaltojen raja-arvot ovat sähköverkkoyhtiöiden harkittavana, ja muutkin raja-arvot ovat melko suuria. Standardin mukaan järjestelmän taajuuden 10 sekunnin keskiarvon tulee olla ± 1 %:n päässä perustaajuudesta 99,5 % vuodesta ja sen tulee pysyä $+ 4 / - 6$ %:n välillä 100 % vuodesta. 50 Hz perustaajuudella sallittu vaihteluväli olisi tällöin

49,5 – 50,5 Hz ja laajemmin 47,0 – 52,0 Hz. Välkynnän lyhytaikaiselle häiritsevyysindeksille standardissa ei määritetä raja-arvoa, mutta pitkäaikainen häiritsevyysindeksi P_{It} tulisi olla 95 % viikon mittausjakson ajasta pienempi tai yhtä suuri kuin 1. Jännite-epäsymmetrian viikon mittausjakson 10 minuutin keskiarvoista 95 % tulee olla alle 2 %. [35]

Taulukko 1. Harmonisten jänniteylijallojen eli harmonisten jännitteiden raja-arvot EN 50160 standardin mukaisesti suurjännitteiselle sähköverkolle. [35]

Parittomat yliaallot				Parilliset yliaallot	
Kolmella jaottomat		Kolmella jaolliset		Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U_h
Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U_h	Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U_h		
5	5 %	3	3 %	2	1,9 %
7	4 %	9	1,3 %	4	1 %
11	3 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	2,5 %	21	0,5 %		
17	harkittavana				
19	harkittavana				
23	harkittavana				
25	harkittavana				

Standardissa on määritettynä jännitekuoppien luokittelu jäännösjännitteen ja kestoajan perusteella. Jännitekuoppien luokittelu on esitetty taulukossa 2. Esimerkiksi jännitekuoppa joka on 0,7 s kestoinen jäännösjännitteen ollessa 50 % luokiteltaisiin C3:ksi. Standardin mukaan luokittelua tulisi käyttää jännitekuoppien raportoinnissa. Fingridillä on käytössä hieman poikkeava esitystapa jännitekuoppien luokitteluun ja se esitellään tarkemmin luvussa 3.2. Jännitekuoppien viitteellisistä arvoista mainitaan, että valtaosa sähköverkkojen jännitekuopista on kestoltaan alle 1 s ja jäännösjännite on yleensä vähintään 40 %. [35]

Taulukko 2. EN 50160 standardin mukainen jännitekuoppien luokittelu kuopan syvyyden ja keston perusteella. [35]

Jännösjännite u , %	Kesto-aika t , ms				
	$10 \leq t \leq 200$	$200 < t \leq 500$	$500 < t \leq 1000$	$1000 < t \leq 5000$	$5000 < t \leq 60000$
$90 > u \geq 80$	A1	A2	A3	A4	A5
$80 > u \geq 70$	B1	B2	B3	B4	B5
$70 > u \geq 40$	C1	C2	C3	C4	C5
$40 > u \geq 5$	D1	D2	D3	D4	D5
$5 > u$	X1	X2	X3	X4	X5

3.1.2 IEC TR 61000-3-6 & IEC TR 61000-3-7

Teknisissä raporteissa IEC TR 61000-3-6 ja IEC TR 61000-3-7 on esitetty suunnittelu-arvoja jännitteen säröytymiselle ja nopeille jännitetason muutoksille. Esitetyt raja-arvot ovat sähkön laadun suunnitteluun tarkoitettuja arvoja, joita verkonhaltijat voivat käyttää apuna kehittäessään omia sääntelyitään asiakkaille. Suurjänniteverkolle ei raporteissa ole asetettu standardia EN 50160 vastaavia raja-arvoja sähköverkon haltijalle. Osa 3-6 keskittyy jännitteen säröytymisen raja-arvoihin ja se ehdottaa suurjännitteiselle sähköverkolle jännitteen THD:n raja-arvoksi 3 %. Lisäksi yksittäisten jännitteen yliaaltojen suunnittelu-arvot on esitetty taulukossa 3. Yksittäisten jännitteen yliaaltojen raja-arvot ovat huomattavasti tiukempia kuin standardin EN 50160 asettamat raja-arvot. [21]

Taulukko 3. IEC 61000-3-6 raportin mukaiset suurjänniteverkon jännitteen yliaaltojen suunnittelu-arvot. [21]

Parittomat yliaallot				Parilliset yliaallot	
Kolmella jaottomat		Kolmella jaolliset			
Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U_h	Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U_h	Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U_h
5	2 %	3	2 %	2	1,4 %
7	2 %	9	1 %	4	0,8 %
11	1,5 %	15	0,3 %	6	0,4 %
13	1,5 %	21	0,2 %	8	0,4 %
$17 \leq h \leq 49$	$1,2 \times 17/h$ %	$21 < h \leq 45$	0,2 %	$10 \leq h \leq 50$	$(0,19 \times 10/h + 0,16)$ %

Raportin osa 3-7 puolestaan keskittyy välkyntään ja nopeisiin jännitetason muutoksiin. Siinä mainitaan nopeiden jännitetason muutosten suunnitteluarvoissa sallittavan määrän olevan 3 – 5 %:n suuruisille jännitetason muutoksille enintään 4 muutosta päivässä, 3 %:n jännitetason muutoksille alle 2 muutosta tunnissa ja 2,5 %:n jännitetason muutoksille alle 10 muutosta tunnissa. Välkyntäsuunnitteluarvot ovat lyhytaikaiselle häiritsevyysindeksille 0,8 ja pitkäaikaiselle häiritsevyysindeksille 0,6. [22]

3.2 Kantaverkkoyhtiöiden määrittelemät vaatimukset

Suomessa sähkömarkkinalaki määrittää, että sähkön laadun tulee vastata Suomessa noudatettavia standardeja, tai sähkön toimitus on virheellistä. [17] Aiemmin käsitelty EN 50160 on voimassa CENELEC:in (European Committee For Electrotechnical Standardization) jäsenmaissa eli myös Suomessa. Fingrid ja monet muut kantaverkkoyhtiöt ovat kuitenkin kehittäneet oman maan kantaverkon sähkön laadulle tarkemman sääntelyn. Sääntelyissä käsitellään usein asiakkaan ja verkkoyhtiön vastuita sähkön laadun ylläpitämisessä. Kantaverkkoyhtiöiden lähtökohdat sähkön laatuun ovat erilaisia ja täysin yhteistä kantaa sähkön laatuun ei verkkoyhtiöiden välillä ole. [27] Eri kantaverkkoyhtiöt määrittävät sääntelyissään osittain eri laatusuureita, mutta valtaosassa dokumenteista käsitellään esimerkiksi jännitetason muutoksia, jännitteen yliaaltoja ja jännite-epäsymmetriaa.

Toinen selvä ero kantaverkkojen välillä on tapa, jolla sähkön laatuvaatimukset on dokumentteihin kirjoitettu. Esimerkiksi Iso-Britannian kantaverkkoyhtiö National Gridin verkkoonliittymishdoissa [32] on määritetty eri suureille raja-arvot, joita sähköverkkoon kytkettyjen laitteistojen tulee kestää. Lisäksi National Gridillä on päästöjen osalta käytössä määrittely, jossa asiakkaan häiriöpäästöjen rajat määräytyvät liittymispisteen sähkön laadun perusteella. Pisteessä, jossa sähkön laatu on valmiiksi poikkeavaa, uudelle asiakkaalle asetetut raja-arvot ovat tiukemmat kuin paremman sähkön laadun alueelle liittyvälle asiakkaalle. Tanskan kantaverkkoyhtiö Energinet.dk taas määrittää taajuudelle ja jännitetasolle tietyt ylläpidettävät tavoitearvot [13], joissa he lupaavat kantaverkon pysyvän, mutta muille suureille vaatimukset koskevat vain asiakkaan aiheuttamia poikkeamia [14]. Kanadassa toimiva Hydro-Québec on tarkastelun ainoa Euroopan ulkopuolella toimiva kantaverkkoyhtiö. Heidän sähkön laatuvaatimuksissaan [20] mainitaan dokumentin perimmäisen tarkoituksen olevan jakaa tietoa asiakkaille sähköverkon sähkön laadusta ja siitä millaisiin poikkeamiin asiakkaiden tulisi laitteistojen ja suojausten kannalta valmistautua. Myös Fingridin raportin lähtökohta on Hydro-Québecin lähtökohtaa vastaava, ja se määrittää sähkön laadun poikkeamille tavoitearvot, joissa suureiden tulisi pysyä koko kantaverkon alueella. Raportissa määritellään kuitenkin myös asiakkaalle vaatimuksia esimerkiksi suurimpien sallittujen emissiovirtojen muodossa. [17] Viron kantaverkkoyhtiö Eleringin sähkön laatuvaatimuksen [11] asettamat tavoitearvot ovat pitkälti samoja Fingridin tavoitearvojen kanssa, mutta muutamia eroja sääntelyistä löytyy. Elering määrittää myös emissiovirran osalta tarkemmin yksittäisille virran yliaalloille maksimiarvot.

Tarkastelussa mielenkiintoa herätti myös Irlannin kantaverkkoyhtiö EirGrid, mutta National Gridin tavoin raja-arvot yksittäisille asiakkaille määritetään tapauskohtaisesti. Mitään suunnitteluarvoja jännitteen yliaalloille ei kuitenkaan oltu annettu, mikä tekee varsinaisesta vertailusta muihin kantaverkkoyhtiöihin mahdotonta. [10]

Kantaverkkoyhtiöiden sähkön laatuvaatimuksia vertailtaessa raja-arvojen vertailu on keskeistä. Suurin osa käsiteltävistä kantaverkkoyhtiöistä on asettanut raja-arvot taajuudelle, jännitetasolle, nopeille jännitetason muutoksille, välkynnän häiritsevyyksille, jännite-epäsymmetrialle sekä jännitteen yliaalloille. Vertailun ensimmäisinä suureina käsitellään taajuus ja jännitetaso. Taulukossa 4 on esitetty eri kantaverkkoyhtiöiden asettamat rajat näiden suureiden vaihtelulle sähköverkossa. Noin yhden prosentin muutos taajuudessa vaikuttaa olevan kyseisissä kantaverkoissa tyypillistä, joskin Elering lupaa pienempiä taajuusmuutoksia ja Hydro-Québec harvinaisempia rajanylityksiä. Jännitetason määrittelyssä on selvästi enemmän eroa johtuen sähköverkkojen erilaisista olosuhteista ja jännitetasoista. Fingridillä vaikuttaisi olevan suhteellisesti hieman korkeampi yläraja kuin muilla kantaverkkoyhtiöillä paitsi Eleringillä. Lisäksi Hydro-Québec lupaa jännitteellekin vähemmän rajanylityksiä.

Taulukko 4. Kantaverkkoyhtiöiden määrittämät sähköverkon jännitetason ja taajuuden vaihtelualueet.

	Fingrid [17]	Elering [11]	Energinet.dk [13]	National Grid [32]	Hydro-Québec [20]
Taajuus	50 Hz \pm 1 % 99,5% ajasta	50 \pm 0,2 Hz 99,5 % ajasta	Tyypillisesti 49,50 – 50,20 Hz	Tyypillisesti 49,50 – 50,50 Hz	60 Hz \pm 1 % 99,9 % ajasta
Jännitetaso	105 – 122 kV 95 % ajasta 100 - 123 kV 100 % ajasta	105 – 123 kV 95 % ajasta 97 – 123 kV 100 % ajasta	Tyypillisesti Un \pm 10 %	Tyypillisesti 132 kV \pm 10 %	Un \pm 10 %, 99 % ajasta

Nopeiden jännitetason muutosten raja-arvot vaihtelevat reilusti kantaverkkoyhtiöstä riippuen. Tyypillisesti muutos lasketaan prosentteina suurimmasta tapahtuman aikaisesta jännitetason muutoksesta, mutta osa kantaverkkoyhtiöistä määrittää lisäksi rajat vakaan tilan jännitetason muutoksille. Fingridin kantaverkossa alle 3 %:n jännitetason muutoksia sallitaan yksittäisessä liittymispisteessä tapahtuvan yli 24 kertaa vuorokaudessa, 3 – 4 %:n jännitetason muutoksia alle 24 kertaa vuorokaudessa ja 4 – 6 %:n jännitetason muutoksia kerran vuorokaudessa. [17] Eleringillä nopeiden jännitetason muutosten raja-arvoissa suurin sallittu määrä 4 – 6 %:n jännitetason muutoksille on 4 muutosta päivässä, 3 %:n jännitetason muutoksille 2 muutosta tunnissa ja 2,5 %:n jännitetason muutoksille 10

muutosta tunnissa. [11] National Gridin vaatimusten mukaan jännitetason muutoksia saa tapahtua tunnissa maksimissaan $\frac{3600}{0.304\sqrt{2.5 \times \% \Delta V_{\max}}}$ kappaletta, jos suurin jännitetason muutos on 1 – 3 % ja vakaan tilan jännitetaso muuttuu alle 3 %. $\% \Delta V_{\max}$ kuvaa suurinta tapahtumanaikaista jännitetason muutosta suhteessa alkutilan jännitteen tehollisarvoon prosentteina. Käytännössä 1 %:n jännitetason muutoksia saa tapahtua 176 kappaletta ja 3 %:n jännitetason muutoksia 4 kappaletta tunnissa. Suurempia nopeita jännitetason muutoksia saa tapahtua maksimissaan 4 päivässä, mutta jännitetason muutos saa olla pudotessa enintään 12 % ja kasvaessa enintään 5 %. Alle 1 %:n jännitetason muutoksilla ja vakaan tilan jännitetason muutoksilla ei ole rajoitusta. [32] Hydro-Québec käyttää määrittelyssään nopean jännitetason muutoksen indeksiä, joka on määritetty tarkemmin ranskaksi dokumentin [20] liitteessä D. Nopean jännitetason muutoksen indeksi ei saisi ylittää 3 %, satunnaisesti se voi kuitenkin olla jopa 6 %. Energinet.dk ei määrittele nopeille jännitetason muutoksille raja-arvoja sähköverkossaan.

Välkynnän häiritsevyysindeksien raja-arvot on esitetty taulukossa 5. Välkynnän pitkäaikainen häiritsevyysindeksi on määritetty kaikilla kantaverkkoyhtiöillä tiukemmaksi kuin standardin EN 50160 ehdottama 1,0. Energinet.dk:lla puolestaan myötäillään täysin raportin IEC TR 61000-3-7 asettamia suunnitteluarvoja. Elering, Fingrid ja Hydro-Québec määrittävät, että viikon mittauksien 10 minuutin keskiarvoista 95 % tulee olla pienempiä tai yhtä suuria kuin asetettu raja-arvo. Energinet.dk:n raja-arvo poikkeaa muista koska se on sähköverkon suunnitteluarvo, eikä sähköverkkoyhtiön itselleen asettama raja.

Taulukko 5. Kantaverkkoyhtiöiden määrittämät sähköverkon välkynnän häiritsevyysindeksien raja-arvot.

	Fingrid [17]	Elering [11]	Ener- ginet.dk [14]	National Grid [32][31]	Hydro- Québec [20]
Lyhytaikainen häiritsevyysindeksi (P_{st})	1,0	1,0	0,8	1,0	–
Pitkäaikainen häiritsevyysindeksi (P_{lt})	0,8	0,8	0,6	0,8	0,8

Taulukossa 6 on esitetty jännite-epäsymmetrian raja-arvot eri kantaverkkoyhtiöiden sähköverkoissa. Jännite-epäsymmetria on määritetty vaatimuksissa luvun 2 esittämällä tavalla vastaverkon ja myötaverkon jännitteen suhteena. Kuten välkynnänkin tapauksessa, Energinet.dk:n raja-arvo poikkeaa muiden kantaverkkoyhtiöiden raja-arvoista. Muilla

mailla epäsymmetrian 10 minuutin keskiarvon tulee olla alle raja-arvon 95 % viikon mitauksista. 2 % on myös EN 50160 standardin asettama raja-arvo jännite-epäsymmetrialle.

Taulukko 6. Kantaverkkoyhtiöiden määrittämät sähköverkon jännite-epäsymmetrian raja-arvot.

	Fingrid [17]	Elering [11]	Ener- ginet.dk [14]	National Grid [32]	Hydro- Québec [20]
Jännite-epäsymmetria	2,0 %	2,0 %	1,4 %	2 %	2,0 %

Jännitteen yliaaltoja tarkastellaan erikseen parittomien kolmella jaottomien, parittomien kolmella jaollisten sekä parillisten jännitteen yliaaltojen osalta. Kaikkien yliaaltojen raja-arvot on esitetty taulukoissa 7, 8 ja 9. Fingrid ja Elering määrittävät, että 10 minuutin keskiarvojen tulee olla pienempiä tai yhtä suuria kuin tavoitearvot 99 % ajasta ja Hydro-Québec 95 % ajasta. National Grid ja Energinet.dk eivät määritä vastaavia lukuja. Jännitteen yliaaltojen vertailussa pienimmät järjestysluvut ovat olennaisimpia, sillä ne ovat tyyppillisimmin sähköverkossa koholla. Parittomien jännitteen yliaaltojen tapauksessa on selvästi nähtävissä, että Fingridillä ja Eleringillä on keskimäärin suuremmat tavoitearvot kuin muilla kantaverkkoyhtiöillä. National Gridillä jännitteen viidennen yliaallon raja-arvo on 4 %, joka on suurempi kuin muilla kantaverkkoyhtiöillä. Parillisten jännitteen yliaaltojen tapauksessa Fingrid ja Elering taas ovat keskimäärin tiukempia kuin muut kantaverkkoyhtiöt. Kaikilla muilla kantaverkkoyhtiöillä paitsi National Gridillä jännitteen THD:n raja-arvo on 3 %.

Taulukko 7. Kantaverkkoyhtiöiden määrittämät sähköverkon parittomien kolmella jaottomien jännitteen yliaaltojen ja kokonaissärön raja-arvot.

Järjestysluku, h	Fingrid [17]	Elering [11]	Energinet.dk [14]	National Grid [16]	Hydro-Québec [20]
5	3 %	3 %	2,0 %	4,0 %	2 %
7	2,5 %	2,5 %	2,0 %	2,0 %	2 %
11	1,7 %	1,7 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %
13	1,7 %	1,7 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %
17	1,5 %	1,2 %	1,2 %	1,0 %	1,2 %
19	1,5 %	1,2 %	1,2 × 17/h %	1,0 %	1,2 × 17/h %
23	0,8 %	0,8 %	1,2 × 17/h %	0,7 %	1,2 × 17/h %
25	0,8 %	0,8 %	1,2 × 17/h %	0,7 %	1,2 × 17/h %
> 25	0,5 %	0,5 %	1,2 × 17/h %	0,2 + 0,5 x 25/h %	1,2 × 17/h %
Jännitteen THD	3,0 %	3,0 %	3,0 %	5,0 %	3,0 %

Taulukko 8. Kantaverkkoyhtiöiden määrittämät sähköverkon parittomien kolmella jaollisten jännitteen yliaaltojen raja-arvot.

Järjestysluku, h	Fingrid [17]	Elering [11]	Energinet.dk [14]	National Grid [16]	Hydro-Québec [20]
3	3 %	3 %	2,0 %	2,0 %	2 %
9	1,5 %	1,5 %	1,0 %	1,0 %	1,5 %
15	0,5 %	0,5 %	0,3 %	0,3 %	1 %
21	0,5 %	0,5 %	0,2 %	0,2 %	1,2 × 17/h %
> 21	0,3 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	1,2 × 17/h %

Taulukko 9. Kantaverkkoyhtiöiden määrittämät sähköverkon parillisten jännitteen yliaaltojen raja-arvot.

Järjestys- luku, h	Fingrid [17]	Elering [11]	Ener- ginet.dk [14]	National Grid [16]	Hydro-Québec [20]
2	1,0 %	1,0 %	1,4 %	1,0 %	1,5 %
4	0,7 %	0,7 %	0,8 %	0,8 %	1 %
6	0,5 %	0,5 %	0,4 %	0,5 %	0,5 %
8	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,5 %
10	0,3 %	0,3 %	0,35 %	0,4 %	0,5 %
> 12	0,3 %	0,3 %	(0,19 × 10/h + 0,16) %	0,2 %	0,5 %

Muiden sähkön laatusuureiden lisäksi Fingrid ja Elering ovat määrittäneet tavoitearvot SAIDI:lle ja SAIFI:lle. Fingridin tavoite on pitää SAIDI alle 6 minuutissa per liittymispiste ja SAIFI alle yhdessä kappaleessa per liittymispiste. [17] Elering taas pyrkii pitämään SAIFI:n alle 0,25 kappaletta per asiakas ja SAIDI:n alle 10 minuutissa per asiakas. [11]

Fingrid on ainoa kantaverkkoyhtiö, joka on asettanut minkäänlaisia viittearvoja jännitekuopille. Fingridin sähkön laatuvaatimuksissakin ilmoitetaan vain suuntaa antavat vuosittaiset määrät erilaisille jännitekuopille, ja ne on esitetty taulukossa 10. Jännitekuoppien määrät, kestot ja syvyydet vaihtelevat reilusti alueittain ja vuosittain, ja varsinaista arviota ei voida nykyisen mittausjärjestelmän laatu-tietojen perusteella asettaa. Taulukosta nähdään kuitenkin valtaosan jännitekuopista olevan kestoltaan alle 100 ms ja syvien ja pitkäkestoisten jännitekuoppien määrän olevan kantaverkossa alhainen. [17]

Taulukko 10. Fingridin asettamat viitteelliset vuosittaiset jännitekuoppien lukumäärät. [17]

Kuoppa	< 20 ms	20 – 100 ms	0,1 – 0,5 s	0,5 – 1,0 s	1,0 – 5 s
10 – 15 %	30	15	5	5	1
15 – 30 %	20	20	5	5	1
30 – 60 %	10	10	5	2	1
60 – 99 %	5	5	1	1	0

3.3 Viranomaisten määrittelemät vaatimukset

Kantaverkkoyhtiöiden lisäksi myös viranomaiset voivat säännellä kansallisesti voimajärjestelmän sähkön laatua. Pohjoismaista Ruotsissa viranomaiset ovat säännelleet alle 150 kV sähköverkolle vaadittavia sähkön laadun raja-arvoja ja Norjassa viranomaisten sääntely kattaa kaikki jännitetasot. Lopulta tarkastelustamme ulos jää esimerkiksi Saksa, jonka jakeluverkkojen omistamassa suurjänniteverkossa ei ole edes tapana mitata jännitteen laatua jatkuvasti [7].

3.3.1 Energimarknadsinspektionen

Ruotsin energiamarkkinoita valvova viranomainen Energimarknadsinspektionen on määrittänyt sähköä siirtäville toimijoille sähkön laatuvaatimuksia dokumentissa EIFS 2013:1. [15] Käytännössä dokumentissa on määritetty raja-arvoja jakeluverkkoyhtiöille, sillä ne omistavat Ruotsissa alle 150 kV jännitteisen sähköverkon ja sitä suurempien jännitetasojen sähkön laatuun dokumentissa ei oteta kantaa. Annetut arvot ovat aiemman luokittelun mukaisesti ohjeellisia raja-arvoja joiden ylläpitämisestä on vastuussa sähköverkonhaltija. Tavallisten sähkön laatuvaatimusten lisäksi dokumentissa mainitaan esimerkiksi huomioita puiden etäisyydestä yli 25 kV avojohtojen läheisyydessä, jotta keskeytysten määrää voitaisiin vähentää. Lisäksi jotta sähkön laatua mitattaisiin parhaalla mahdollisella tavalla, tulisi suosituksen mukaan käyttää standardin SS-EN 61000-4-30 (vastaa standardia IEC 61000-4-30) määrittämiä luokan A mittalaitteita. [15]

EIFS 2013:1 määrittää yksittäisten jännitteen yliaaltojen raja-arvot taulukon 11 mukaisesti. Jännitteen yliaaltojen raja-arvot vastaavat standardin EN 50160 asettamia raja-arvoja. Lisäksi jännitetaso voi hitaana muutoksena vaihdella 10 % nimellisestä. Yli 3 %:n vakaan tilan jännitteen muutoksia tai yli 5 %:n jännitetason muutoksia saa tapahtua enintään 12 kappaletta päivässä. Muuta sääntelyä nopeille jännitetason muutoksille ei ole. Jännite-epäsymmetrian 10 minuutin keskiarvojen tulee olla alle 2 %. Poiketen standardien ja kantaverkkoyhtiöiden asettamista sähkön laatuvaatimuksista EIFS 2013:1 sääntelee jännitteen yliaaltojen ja jännite-epäsymmetrian 10 minuutin keskiarvojen pysyvän aina alle raja-arvon. [15]

Taulukko 11. Ruotsin 36 – 150 kV sähköverkon jännitteen yliaallojen raja-arvot. [15]

Parittomat yliaallot				Parilliset yliaallot	
Kolmella jaottomat		Kolmella jaolliset			
Järjestys- luku, h	Suhteellinen jännite, U _h	Järjestys- luku, h	Suhteellinen jännite, U _h	Järjestys- luku, h	Suhteellinen jännite, U _h
5	5 %	3	3 %	2	1,9 %
7	4 %	9	1,3 %	4	1 %
11	3 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	2,5 %	21	0,5 %		
17	2,0 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

EIFS 2013:1 on ainoa käsitellyistä sähkön laatuvaatimuksista, jossa on määritelty raja-arvot sallituille jännitekuopille. Se luokittelee jännitekuopat taulukon 12 mukaisesti jännitekuoppien syvyyksien ja kestojen perusteella yli 45kV jännitetasoiselle sähköverkolle. Luokan A jännitekuopat ovat lyhytaikaisia ja niiden määrään ei oteta kantaa. Luokan B jännitekuopat ovat pitempikestoisia ja sähköverkkoyhtiön tulee pyrkiä poistamaan ne kehittämällä sähköverkkoa eristämään viat nopeammin, jos toimenpiteiden kustannukset ovat riittävän pienet asiakkaalle aiheutuvaan haittaan nähden. Luokan C jännitekuopat ovat syviä ja pitempikestoisia, ja niitä ei tulisi sähköverkossa tapahtua ollenkaan. [15]

Taulukko 12. EIFS 2013:1 vaatimuksen asettamat alueet jännitekuopille yli 45kV sähköverkossa. [15]

U [%]	Kuopan kesto [ms]				
	10 ≤ t ≤ 100	100 < t ≤ 150	150 < t ≤ 600	600 < t ≤ 5000	5000 < t ≤ 60000
90 > u ≥ 80	<div style="display: flex; justify-content: space-around; align-items: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;">A</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;">B</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px;">C</div> </div>				
80 > u ≥ 70					
70 > u ≥ 40					
40 > u ≥ 5					
5 > u					

3.3.2 Norges vassdrags- og energidirektorat

Norjan öljy- ja energiaministeriön alaisuudessa toimiva NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat) on määrittänyt sääntelyn [33] Norjan voimajärjestelmään kytkeytyville asiakkaille ja sähköverkon omistajille. Sääntelyn piiriin kuuluvat kaikki jotka omistavat tai käyttävät Norjan voimajärjestelmään kytkettyjä laitoksia tai laitteita. Sähkön laatuun liittyvät raja-arvot ovat kuitenkin muotoiltu siten, että sähköverkkoyhtiöiden tulee pitää

huoli siitä että raja-arvot eivät ylity. Dokumentti määrittää sähkön laadun suureiden raja-arvojen lisäksi myös esimerkiksi miten tulee toimia mahdollisissa ristiriitatilanteissa tai sähkön laadun raja-arvojen rikkoutuessa. [33]

NVE:n sääntelyn mukaisesti voimajärjestelmän taajuuden tulee pysyä pohjoisen voimajärjestelmän sopimuksen mukaisissa rajoissa. Jos Norja ei ole yhteydessä muiden maiden voimajärjestelmiin, taajuuden muutokset voivat olla suurimmillaan 2 % nimellisestä 50 Hz perustaajuudesta. Jännitetason tulee pysyä ± 10 %:n sisällä nimellisjännitteestä. Nopeiden jännitetason muutosten osalta raja-arvot ovat yli 3 %:n vakaan tilan jännitetason muutoksille 12 kertaa päivässä ja yli 5 %:n jännitetason muutoksille 12 kertaa päivässä. Jännitteen yliaaltojen raja-arvot suurjänniteverkolle on esitetty taulukossa 13. Lisäksi jännitteen THD:n raja-arvo on 3 %. Raja-arvot ovat tiukemmat kuin EN 50160 standardissa ja vastaavat pitkälti Fingridin ja Eleringin asettamia raja-arvoja. Norjan ja Ruotsin viranomaisten asettamat raja-arvot siis poikkeavat keskenään selvästi jännitteen yliaaltojen osalta. Väлкynnän lyhytaikaisen häiritsevyysindeksin raja-arvo on 1,0 ja se tulee alittaa 95 %:ssa viikon mittauksen 10 minuutin keskiarvoista. Pitkäaikaisen häiritsevyysindeksin raja-arvo 0,8 tulee alittaa aina. Sähköverkon jännite-epäsymmetrian 10 minuutin keskiarvo ei saa ylittää kahta prosenttia. Jännitteen yliaaltojen ja jännite-epäsymmetrian 10 minuutin keskiarvojen tulee olla aina alle raja-arvon. [33]

Taulukko 13. Norjan 35 – 245 kV sähköverkon jännitteen yliaaltojen raja-arvot. [33]

Parittomat yliaallot				Parilliset yliaallot	
Kolmella jaottomat		Kolmella jaolliset			
Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U _h	Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U _h	Järjestysluku, h	Suhteellinen jännite, U _h
5	3 %	3	3 %	2	1,5 %
7	2,5 %	9	1,5 %	4	1 %
11	2,5 %	15	0,5 %	6	0,5 %
13	2,0 %	21	0,5 %	> 6	0,3 %
17	2,0 %	> 21	0,3 %		
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,0 %				
> 25	0,5 %				

3.4 Johtopäätöksiä ja yhteenvetoa sähkön laatuvaatimuksista

Standardin EN 50160 tarkoituksena on yhtenäistää sähkön laatuvaatimuksia Euroopassa. CEER:in (Council of European Energy Regulators) eräs tutkimusryhmä on yhteistyössä CENELEC:in kanssa kehittänyt EN 50160 standardia. Silti CEER:in mukaan standardissa on yhä nykyiselläänkin puutteita erityisesti suurjänniteverkon osalta. Useat Euroopan maat käyttävät standardia, mutta suuri osa on kehittänyt myös omia sääntelyjään. Tämä on johtanut siihen, että eri Euroopan maiden sähkön laadun sääntelyt poikkeavat toisistaan, mikä puolestaan johtaa sähkön laadun eroihin eri valtioiden voimajärjestelmissä. [7] Myös työssä tehty sähkön laatuvaatimusten vertailu tukee CEER:in näkemystä. Vertailussa havaitaan EN 50160 standardin asettamien raja-arvojen olevan turhan korkeita ja kaikki muut sääntelyt olivatkin sitä tiukempia erityisesti jännitteen yliaaltojen osalta. Lisäksi eri sääntelyiden välillä havaitaan suurta eroa, jos verrataan esimerkiksi Ruotsin viranomaisten ja Iso-Britannian kantaverkkoyhtiö National Gridin asettamia raja-arvoja suurjänniteverkolle.

Standardin EN 50160 asettamia raja-arvoja 10 minuutin keskiarvoille sekä sitä että raja-arvon saa ylittää 5 % ajasta kritisoidaan mittalaitevalmistajan konferenssijulkaisussa. [5] Kirjoittajan mukaan mittausintervallia tulisi tihentää ja rajoitukset pitää jatkuvina. Kymmenen minuutin aikaintervallien avulla voidaan havaita pitkäaikaisia laatupoikkeamia jotka johtavat ylikuumentumiseen, muttei nopeita muutoksia jotka aiheuttavat laitevaurioita. Kaikki vertailussa olleet regulaatiot määrittivät kuitenkin mittausintervallin olevan 10 minuuttia. Lisäksi suuri osa vertailun kohteista salli rajanylitykset. Energinet.dk ja National Grid ovat maakohtaisista sähkön laatuvaatimuksista ainoat, joissa ei määritetä sitä, kuinka suuri osa 10 minuutin keskiarvoista tulee olla alle raja-arvon. Toisaalta niiden asettamat raja-arvot ovatkin pitkälti suunnitteluarvoja asiakkaille, joten on todennäköistä että raja-arvot tulee täyttää jatkuvasti. Muut kantaverkkoyhtiöt asettavat varaa poikkeamille. Viranomaisten osalta vaatimukset olivat sekä Ruotsissa että Norjassa tiukat. Vaatimukset sääntelivät jännitteen yliaaltojen ja epäsymmetrian oltavan jatkuvasti alle raja-arvon. Toisaalta Ruotsin asettamat raja-arvot kyseisille suureille olivat samat kuin standardissa EN 50160, jolloin ylityksiä sähköverkossa tapahtuu varmasti harvoin. Fingridillä vastaava tavoitearvo on jännitteen yliaalloilla 99 % ajasta, eli tiukempi kuin EN 50160 standardin asettama 95% ajasta, mutta muilla suureilla kyseinen prosenttiluku on standardia vastaava.

Taulukossa 14 on esitetty yhteenvetona vertailun tuloksia. Verratessa Fingridin tavoitearvoja muiden maiden raja-arvoihin yksittäiset jännitteen yliaallot olivat ainoita laatusuureita jotka poikkesivat normista. Esimerkiksi Norjassa kantaverkon raja-arvot sähköverkon kolmannelle ja viidennelle jännitteen yliaalloille ovat 2 % ja Suomessa ne ovat 3 %. Norjan regulaatio olikin tarkastelluista regulaatioista selvästi tiukin asettaen sähköverkkoyhtiöille tiukat rajat, joissa tulee pysyä jatkuvasti. Myöhemmin luvussa 5.3 tulee kuitenkin ilmi, että esimerkiksi jännitteen viidennellä yliaallolla tavoitearvon tiukentaminen

voisi tuottaa ongelmia tavoitearvossa pysymisessä joillain Fingridin kantaverkon alueilla. Yhteisen tiukemman standardin kehittäminen voi siis olla haastavaa eri maiden sähköverkkojen eroista johtuen. Uuden standardin kehittäminen voi kuitenkin tulla ajankoh- taiseksi, mikäli poikkeavasta sähkön laadusta koituu jatkossa paljon haittaa.

Taulukko 14. Fingridin sähkön laaturaportin vertailun tulokset.

Suure	Fingridin 110 kV raportin tavoitearvot vertailussa
Jännitetaso	Yläraja on hieman keskimääräistä suurempi.
Jännitteen yliaallot	Tavoitearvot ovat keskimäärin suuremmat kuin muilla. Muilla kantaverkkoyhtiöillä rajat tulee täyttää 95 % ajasta, Fingridillä 99 % ajasta, Ruotsin ja Norjan viranomaisilla 100 % ajasta.
Virran yliaallot	Vain Elering oli asettanut tavoitearvot Fingridin lisäksi. Elering määrittää kuitenkin myös yksittäisten yliaaltojen rajat asiakkaille.
Nopeat jännitetason muu- tokset	Eleringillä saa tapahtua enemmän 4 – 6 %:n jännitetason muutoksia. National Grid ja Hydro-Québec määrittelevät jännitetason muutokset eri indekseillä. Norjassa rajat jän- nitetason muutoksille ovat erit.
Välkyntä	Tavoitearvot oli kaikilla vertailtavilla pitkälti sama. Nor- jassa pitkäaikaisen häiritsevyysindeksin tulee olla alle raja- arvon 100 % ajasta, muissa 95 % ajasta.
Jännite-epäsymmetria	Tavoitearvot ovat samat kuin muilla kantaverkkoyhtiöillä. Norjassa ja Ruotsissa mittausten 10 minuutin keskiarvojen tulee pysyä alle rajan 100 % ajasta, muissa 95 % ajasta.
Jännitekuopat	Vain Ruotsin viranomainen on määrittänyt jännitekuopille sallitut raja-arvot. Fingrid on antanut raporttiin viitteelliset määrät, muut eivät mitään määriä.
Keskeytykset	Vain Fingrid ja Elering ovat määrittäneet tavoitearvot SAIDI:lle ja SAIFI:lle. Fingridin asettamat tavoitearvot ovat tiukemmat.

National Gridin määrittely häiriöpäästöjen rajoituksissa asettaa aiemmin sähköverkkoon liittyneet asiakkaat parempaan asemaan kuin myöhemmin liittyvät asiakkaat. Muissa ver- tailluissa valtioissa tilanne on tasa-arvoisempi, mutta myös pelkän jännitteen tarkastelu voi aiheuttaa eriarvoisuutta eri alueiden välillä. CEER:in raportissa [7] onkin myös kehi- tysehdotuksia yksittäisten häiriölähteiden mittaukseen. Pelkän jännitteen laadun tarkas- telu aiheuttaa eriarvoisuutta eri asiakkaiden välillä, sillä jos alueella on jo ennen liitty- mistä poikkeava sähkön laatu on tällöin rajoissa vaikeampi pysyä. Eriarvoisuuden vähen- tämiseksi CIGRÉ:ssä (Conseil International des Grands Réseaux Électriques) julkaistun

uusiutuviin energiamuotoihin liittyvän artikkelin [34] mukaan sähkön laadun poikkeamatilannetta tulisi lähestyä siten, että jos alueen jännitteen laatu on poikkeavaa, tulee tarkastella asiakkaiden virtoja aseman jännitteiden sijaan. Jos asiakkaat eivät ylitä virralle asetettuja raja-arvoja, tulee sähkön laadun poikkeama ratkaista järjestelmätasolla, muutoin häiriötason ylittänyt asiakas olisi vastuussa sähkön laadun parantamisesta. Fingrid onkin määrittänyt asiakkaiden emissiovirroille raja-arvona 6 % virran kokonaissärölle, 5 A vaihevirran psfometriarvolle ja 20 % virran vastakomponentille. [17] Alhainen oikosulkuteho voi kuitenkin osaltaan kasvattaa jännitteen laatusuureiden arvoja, vaikka kaikkien kuluttajien virrat pysyisivätkin asetetuissa raja-arvoissa. Molemmissa dokumenteissa mainitaankin, että sähköverkkoyhtiön tulisi olla joustava sähkön laadun raja-arvojen osalta jos liittymispisteessä oikosulkuteho on alhainen. [34] [7]

4. SÄHKÖN LAADUN MITTAUS KANTAVEROSSA

Voimajärjestelmä on murroksessa erityisesti uusiutuvien tuotantomuotojen määrän kasvun johdosta. Voimajärjestelmän muutokset vaikuttavat myös sähkön laatuun esimerkiksi alenevan oikosulkutehon seurauksena. Kantaverkon sähkön laadun mittauksen merkitys on kasvussa, mikä voidaan havaita myös CEER:in tekemien tutkimusten perusteella. Vuonna 2005 vain kuudella Euroopan valtiolla oli toiminnassa tai kehitteillä oleva jännitteen laadun mittausjärjestelmä. Vuoteen 2011 mennessä toiminnassa olevien mittausjärjestelmien määrä oli kasvanut kahdeksaantoista. Syinä mittausjärjestelmien määrän kasvuun ovat mittausjärjestelmien hintojen aleneminen, verkkoyhtiöiden kiinnostus sähkön laadun muutosten seurantaan kohtaan sekä eri maiden viranomaisten asettamat vaatimukset sähkön laadun mittaukselle. CEER:in ja ECRB:n (Energy Community Regulatory Board) tekemän raportin mukaan eri valtioiden viranomaisten tulisi säännellä tarkemmin sähkön laadun mittauksen tarpeita ja myös valvoa sähkön laatua sähköverkossa. Vastuu sähkön laadun ylläpitämisestä tulisi kuitenkin olla verkkoyhtiöllä. Esimerkiksi Norjassa viranomaiset ovat säännelleet vaatimukset sähkön laadun lisäksi myös kantaverkon sähkön laadun mittaukselle. Suomessa ei ole viranomaisten sääntelyä sähkön laadun mittaukselle ja Fingridin nykyiset sähkön laadun mittausjärjestelmät eivät täytä kaikin osin CEER:in asettamia suosituksia kantaverkkoyhtiöille. Suositusten mukaan kantaverkossa tulisi käyttää kiinteästi asennettuja sähkön laadun mittalaitteita kaikilla yli 45 kV jännitteisillä sähköasemilla ja sähkön laadusta tulisi raportoida säännöllisesti viranomaisille ja asiakkaille. [8]

Luvussa 3 tarkasteltiin erilaisia sähkön laatuvaatimuksia. Varmistuminen sähkön laatuvaatimusten toteutumisesta on yksi sähkön laadun mittausjärjestelmän mahdollisista käyttökohteista. CIGRÉ:n ja CIRED:in yhteinen työryhmä esittelee raportissa [31] viisi muuta tyypillistä käyttökohdetta. Näihin kuuluvat järjestelmän tilastollinen analysointi, yksittäisen pisteen tarkempi analysointi, sähkön laadullinen ongelmanratkaisu, kehittyneemmät käyttötarkoitukset ja tutkimukset sekä aktiivinen sähkön laadun hallinta. Fingridin nykyisten mittausjärjestelmien avulla voidaan tehdä erityisesti järjestelmän tilastollista analysointia ja varmistua laatuvaatimusten toteutumisesta. Siirrettävien laitteiden avulla voidaan tehdä myös yksittäisen mittauspisteen tarkempaa analysointia ja sähkön laadullista ongelmanratkaisua. Tässä luvussa on esitelty sähkön laadun mittaukseen liittyvät standardit sekä Fingridin käytössä olevat mittalaitteet.

4.1 Sähkön laadun mittausta koskevat standardit

Sähkön laadun lisäksi myös sähkön laadun mittaukselle on voimassa useita standardeja. Standardit käsittelevät esimerkiksi mittalaitteiden suorituskykyvaatimuksia määritellyillä mittausväleillä. Osalla nykyisistä sähkön laadun mittalaitteista suorituskyky on määritetty standardien vanhempien versioiden mukaan, mutta uusia mittalaitteita hankittaessa uusimpien versioiden on täytyttävä. Standardeista kattavin on IEC 61000-4-30. Se koostuu kahdesta osasta joista ensimmäinen on normatiivinen ja toinen koostuu lisätietoa antavista liitteistä. Normatiivisessa osassa määritetään varsinaiset vaatimukset mittaukselle. Liitteet puolestaan ovat tietoa sisältäviä, mutta eivät velvoittavia. Tässä luvussa esitellään työn kannalta standardin olennaisin sisältö, johon kuuluu erityisesti normatiivinen osa, sekä osa lisätietoa sisältävistä liitteistä. Standardissa IEC 61000-4-30 viitataan myös kahteen muuhun standardiin IEC 61000-4-7 ja IEC 61000-4-15, joiden sisällöstä käsitellään kaikki työn kannalta olennainen. Tarkastelu on rajoitettu 50 Hz taajuuden sähköverkon vaatimuksiin ja erityisesti luokan A mittalaitteisiin. [25]

Standardin IEC 61000-4-30 normatiivinen osio sisältää määritelmän mittalaitteiden luokista A ja S. Luokan A mittalaite soveltuu kehittyneempään sähkön laadun mittaukseen esimerkiksi todennettaessa sähköverkon sähkön laatuvaatimusten täyttymistä. Lisäksi jotta eri mittalaitteiden mittaustiedot olisivat vertailukelpoisia, olisi hyvä että kaikki mittalaitteet täyttäisivät luokan A asettamat vaatimukset. Luokan S mittalaite taas sopii tilastolliseen tarkasteluun, muttei tarkkaan analysointiin. Standardin liitteessä E on myös esitelty luokka B, joka on mahdollisesti jatkossa poistumassa standardista. Luokan B mittalaitteelle ei ole asetettu paljoakaan vaatimuksia, vaan laitevalmistaja voi päättää valtaosan mittaus- ja analysointimenetelmistä. [25]

Normatiivisen osion alussa määritellään mittausmenetelmiä ja mittalaitteen ominaisuuksia. Mittalaitteiden mittausintervallin on oltava kymmenen jaksonaika. Lisäksi mittalaitteet muodostavat 3 sekunnin, 10 minuutin ja 2 tunnin mittausintervallit summaamalla useita kymmenen jaksonajan mittausjaksoja. Jännitekuoppien ja -kohoumien sekä keskeytysten tapauksessa mittalaitteen tulee mitata puolijakson välein päivitettyä koko jakson jännitteen tehollisarvoa. Luokan A mittalaitteen mittausjaksojen välillä ei saa olla katkoksia. Mittalaitteen aika ei saa poiketa oikeasta ajasta yli 20 millisekuntia, kun mittalaite on yhteydessä aikaa synkronoivaan järjestelmään. Jos aikaa ei voida väliaikaisesti synkronoida niin poikkeama saa suurimmillaan olla yhden sekunnin. Standardi esittelee myös pakolliseksi 'flagging' -käytännön mittalaitteelle. Sen mukaan tapahtumanaikaisia mittaustuloksia ei tule ottaa huomioon aikasarjoissa. Esimerkiksi jännitekuopan aikana jännite-epäsymmetria voi kasvaa suureksi, mutta kyseessä ei ole sähköverkon normaali käyttötilanne, ja mittauksia ei tule ottaa huomioon laskiessa esimerkiksi 10 minuutin keskiarvoa. [25]

Eri sähköisten suureiden mittaussuureiden mittausmenetelmät, mittausten tarkkuudet ja mittaussuureet, jolla mittaustarkkuuksien tulee pitää paikkansa luokan A mittalaitteella on esitetty taulukossa 15. Standardi määrittää kyseiset arvot taajuuden, vaihejännitteen, välkynnän, jännitekuoppien ja kohoumien, keskeytysten, jännite-epäsymmetrian, jännitteen yliaaltojen, epäharmonisten jännitteiden, nopeiden jännitetason muutosten sekä virran mittaukselle. Transientteja standardi ei velvoita mittaamaan, mutta niiden mittauksesta löytyy lisätietoa standardin liitteestä A. Jännitteen yliaaltojen ja epäharmonisten jännitteiden, sekä välkynnän mittaukselle asetetaan arvot omissa standardeissa IEC 61000-4-7 ja IEC 61000-4-15, joiden sisältöä on esitelty seuraavaksi. [25]

Taulukko 15. IEC 61000-4-30 standardin asettamat vaatimukset luokan A mittalaitteen mittaukselle. [25]

Suure	Mittausmenetelmä	Tarkkuus	Mittausväli
Taajuus	10 s välein	± 10 mHz	42,5 – 57,5 Hz
Jännite	10 jaksonajan välein, tehollisarvo	$\pm 0,1$ % nimellisestä	10 – 150 % nimellisestä
Välkyntä	Mitataan eri taajuisia jännitteitä (Vähintään luokkaa F3) [24]	Vaihtelee erilaisten testien mukaan. Suurimmillaan ± 8 %	$0,2 P_{st} - 10 P_{st}$
Jännitekuopat ja -kohoumat	Jännitteen tehollisarvo puolijakson välein	Amplitudi $\pm 0,2$ % nimellisestä Kesto ± 1 jaksonaika	–
Keskeytykset	Jännitteen tehollisarvo puolijakson välein	Kesto ± 1 jaksonaika	–
Epäsymmetria	Symmetriset komponentit U_2 ja U_0	$\pm 0,15$ %	$0,5$ % – 5 % u_2 $0,5$ % – 5 % u_0
Jännitteen yliaallot	10 jaksonajan välein jännitteestä [23]	± 5 % mitatusta jännitteestä $\pm 0,05$ % nimellisjännitteestä [23]	10 % – 200 % luokan 3 standardista IEC 61000-2-4
Epäharmoniset jännitteet	10 jaksonajan välein jännitteestä [23]	± 5 % mitatusta jännitteestä $\pm 0,05$ % nimellisjännitteestä [23]	10 % – 200 % luokan 3 standardista IEC 61000-2-4
Nopeat jännitetasen muutokset	Jännitteen tehollisarvo	Sama kuin jännitteellä	Sama kuin jännitteellä
Virta	Yleensä 10 jaksonajan välein tehollisarvosta	± 1 %	10 – 100 % määritetystä maksimi tehollisarvosta
2 – 150 kHz jännitteet	–	± 1 V	± 50 V huippu

Standardi IEC 61000-4-7 määrittää mittausmenetelmät harmonisille ja epäharmonisille yliaalloille 9 kHz:iin asti. Lisäksi standardissa on lisätietoa epäharmonisten jännitteiden ja yli 2 kHz:n taajuuksien yliaaltojen mittauksesta ja ryhmittämisestä. Sen asettamiin vaatimuksiin viitataan standardissa IEC 61000-4-30. Myös tämä standardi luokittelee mittalaitteet kahteen eri tarkkuusluokkaan eli luokkaan I ja luokkaan II. Standardin IEC 61000-4-30 luokan A mittalaitteelta vaaditaan jännitteen yliaaltojen mittauksessa luokan I tarkkuutta, jonka arvot on esitetty taulukossa 15. [23]

IEC 61000-4-15 on kolmas sähkön laadun mittaukseen liittyvä standardi, joka määrittää miten mittalaitteiden tulee laskea välkynnän arvot ja miten välkynnän mittalaitteet luokitellaan. Mittalaiteluokkien osalta standardissa on esitelty erilaisia testejä, joita eri luokkien F1, F2 ja F3 tulee täyttää. Luokan F3 mittalaite on tarkoitettu sähkön laatuselvityksiin, joissa välkynnän mittaustarkkuus ei ole olennaisin kriteeri. Luokan F2 mittalaite on tarkoitettu erilaisten tuotteiden laatuvaatimusten varmistamiseen ja luokan F1 mittalaite soveltuu molempiin luokkien F2 ja F3 mittaustarpeisiin. Standardin IEC 61000-4-30 määrittämän luokan A mittalaitteen tulee täyttää vähintään välkynnän mittausstandardin luokka F3, johon kuuluu kahden standardissa mainitun testin täyttäminen. Testit liittyvät välkynnän mittalaitteen suodattimien ja skaalaavien parametrien toimintaan sekä tilastolisiin algoritmeihin. [24]

4.2 Käytössä olevat sähkön laadun mittalaitteet

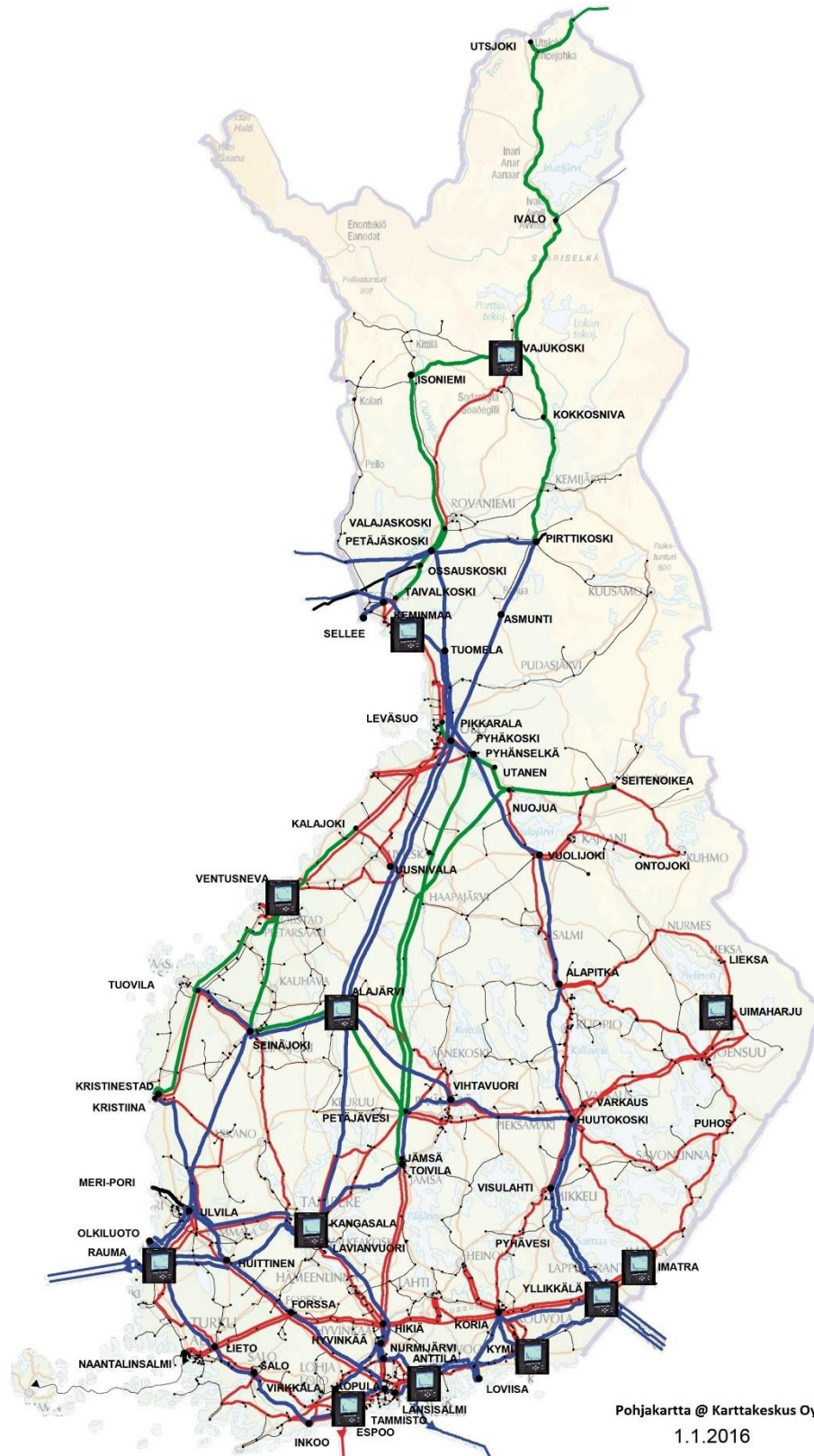
Fingridin nykyiset mittausjärjestelmät koostuvat aiemman standardin IEC 61000-4-30 version määrittämistä luokan B LZQJ-XC energiamittareista, tarkemmista luokan A sähkön laadun mittalaitteista ION 7650 ja 7600 sekä siirrettävistä luokan A mittalaitteista Dewetron 571-PNA ja Dewe-2602. Siirrettäville mittalaitteille ei ole käytössä mitään varsinaista mittausjärjestelmää, sillä data tallennetaan mittauksessa suoraan kovalevyn muistiin. Siirrettävän kovalevyn välityksellä tiedon voi siirtää tietokoneelle, jossa dataa voi analysoida. Dewetronin mittaustietoa käsitellään Dewesoft-sovelluksella, jonka avulla voidaan hyvin monipuolisesti tarkastella eri kanavien mittauksia suurella näytteenotto-taajuudella. Siirrettäviä mittalaitteita ei työssä kuitenkaan käsitellä tarkemmin. Tässä luvussa on esitelty LZQJ-XC energiamittarit ja ION-mittalaitteet sekä niiden mittausjärjestelmät.

4.2.1 ION sähkön laadun mittalaitteet

ION sähkön laadun mittalaitteiden mittausjärjestelmä koostuu kahdestatoista ION-mittalaitteesta, jotka on asennettu eri jännitetasoihin käyttökohteesta riippuen. ION 7600 mittalaitteet ovat vuonna 2008 julkaistun IEC 61000-4-30 standardin, ja ION 7650 mittalaitteet ovat uuden vuonna 2015 julkaistun standardin mukaisesti luokan A mittalaitteita. Mittalaitteet mittaavat kaikkia IEC 61000-4-30 standardin asettamia suureita sekä tran-

sientteja. Transienttitallennuksen näytteenottotaajuus on 51,2 kHz. Mittalaitteet soveltuvat siis tarkkaan sähkön laadun mittaukseen ja analysointiin. Mittausjärjestelmä on hankittu sähkön laadun mittaukseen kantaverkon tärkeissä pisteissä, kuten HVDC-linkkien läheisyydessä. Mittausjärjestelmä on kuitenkin ollut käytössä jo vuosia eikä toimittajan puolesta ole tullut merkittäviä uudistuksia järjestelmän käyttöaikana. Lisäksi mittalaitteissa on puutteita ja ne eivät sovellu nykypäivän tarpeisiin. Näistä syistä johtuen ollaan lähdetty selvittämään uusia vaihtoehtoja mittausjärjestelmälle.

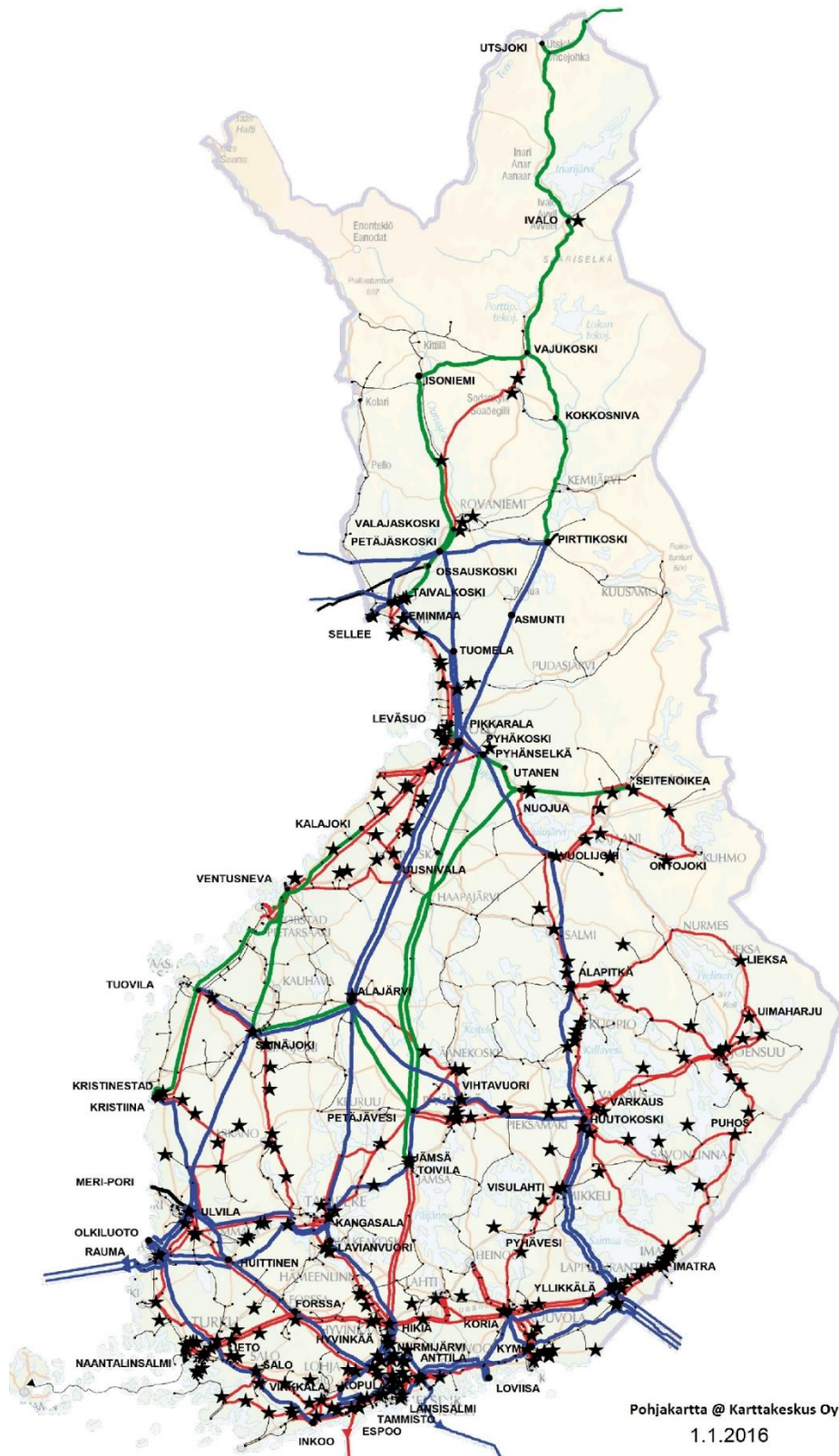
Kuvassa 11 on esitetty Fingridin asemille kiinteästi asennettujen ION-mittalaitteiden sijainnit. Mittalaitteet sijaitsevat Rauman, Kangasalan, Espoon, Anttilan, Kymin, Yliskälän, Imatran, Uimaharjun, Alajärven, Ventusnevan, Ajoksen ja Vajukosken asemilla. Muutamalla asemista on käytössä ION 7600 mittalaite ja muilla uudempi ION 7650. Mittausjärjestelmään kuuluu yksi keskitetty tietokanta, joka sijaitsee Fingridillä. Yhteydet mittalaitteille ovat pääosin järjestetty TCP/IP:llä (Transmission Control Protocol / Internet Protocol) Fingridin tietoliikenneyhteyksien välityksellä, mutta Uimaharjun, Imatran ja Ajoksen mittalaitteille yhteys otetaan modeemilla. Mittausjärjestelmän toiminnollisuuden otetaan enemmän kantaa luvussa 5.3.1.



Kuva 11. Kiinteästi asennettujen ION-mittalaitteiden sijainti Fingridin kantaverkossa.

4.2.2 EMH LZQJ-XC energiamittarit

EMH LZQJ-XC energiamittareita on sähköverkossa noin 1100 kappaletta. Ne on sijoitettu asiakkaiden liittymispisteisiin ja häviötaseiden rajapisteisiin tyypillisesti 400 kV, 220 kV, 110 kV tai 20 kV jännitetasoon. Työn tarkastelun kannalta 110 kV jännitetason mittalaitteet ovat olennaisimpia ja niitä onkin sähköverkossa eniten. Kuvassa 12 on esitetty 110 kV jännitetasossa sijaitsevien energiamittareiden sijainnit kartalla. Kuten kuvasta nähdään, energiamittarit kattavat suurimman osan sähköverkostamme ja siten niiden avulla voidaan saada validia tilastollista dataa. Mittaustiedon etäluenta ja toimitus on ulkoistettu Rejlers Oy:lle, joka käyttää omia tietoliikenneyhteyksiään sähkön laatutietojen ja energiamittaustietojen etäluentaan. Fingridillä data siirretään PI-tietokantaan rajapinnan ylitse, mutta tietokannassa oleva data on jäljessä nykyhetkeä. Tiedonsiirto rajapinnan yli on hidasta suuren datamäärän takia. Lisäksi tapahtumien lokitietoja ei ole vielä saatavilla PI-tietokannasta, mikä on koettu puutteena Fingridin asiantuntijan halutessa tarkastella esimerkiksi jännitekuoppien tietoja. Sähkön laatutiedot vuodelta 2016 ovat kuitenkin saatavilla Fingridin sisäisessä tietoverkossa PI-tietokannasta esimerkiksi Python scriptien avulla.



Kuva 12. 110 kV jännitetasossa mittaavien energiamittareiden sijainti sähköverkossa.

LZQJ-XC energiamittarit ovat mittalaitteita, jotka on hankittu ensisijaisesti tehomittauksiin ja niiden tehomittausominaisuudet ovat tarkkuusluokan 0.2S mukaisia. Fingridin tarpeet sähkön laadun mittaukselle ovat energiamittareiden hankinnan jälkeen muuttuneet ja erityisesti virran laadun mittauksen merkitys on kasvanut. Energiamittarit eivät täytä kaikkia nykyisiä tarpeita sähkön laadun mittaukselle. Tarkempia mittauksia varten tarvitaan mittausjärjestelmä, joka koostuu standardin IEC 61000-4-30 määrittämistä luokan A mittalaitteista. LZQJ-XC energiamittareilla on Fingridin testeissä osoittautunut olevan epätarkkuutta jännitteen yliaaltojen sekä virran harmonisen kokonaissärön mittauksessa. Jännitteen yliaaltojen mittauksen luotettavuus paranee selvästi suuremmilla arvoilla, ja tärkeimmät muutokset nähdään. Matalien arvojen tarkastelu ei kuitenkaan onnistu kovin tarkasti. Jännitteen THD:n arvoissa on kohinaa kaikilla tyypillisillä mittausalueilla, mutta yksittäisten yliaaltojen arvot vastaavat lähes luokan A mittalaitteen mittaamia arvoja niiden ylittäessä noin 1 %:n. Lisäksi jännite-epäsymmetrian, vaihejännitteiden sekä välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyyssindeksin arvot saadaan mittalaitteilta kohtalaisen tarkasti. Niiden laskenta-algoritmeista ei voida kuitenkaan olla varmoja, kun mittalaitteiden ominaisuudet eivät vastaa standardin IEC 61000-4-30 määrittämiä luokan A vaatimuksia. Virran harmonisen kokonaissärön mittaustarkkuus on todettu heikoksi verrattaessa korkealaatuisen mittalaitteen ja energiamittarin dataa. Tästä syystä virran yliaaltojen lähdettä on vaikea paikantaa energiamittareiden avulla.

5. SÄHKÖN LAATU KANTAVERKOSSA

Kantaverkon sähkön laatuun vaikuttavat monet tekijät. Kantaverkon jännitetasoon voi vaikuttaa esimerkiksi vikatilanteet, kuormituksen ja kytkentätilan muutokset sekä loistehon kompensoinnin ja muuntajien käämikytkinten asentojen muutokset. Välkyntää aiheuttavat pääasiassa epälineaariset kuormat kuten valokaariuunit. Valokaariuunit aiheuttavat myös jännite-epäsymmetriaa. Lisäksi esimerkiksi voimajohtojen vääränlainen vuorottelu tai vuorottelun puuttuminen, sekä muut epäsymmetriset komponentit ja kuormat saattavat aiheuttaa jännite-epäsymmetriaa. Jännitteen yliaaltojen lähteenä on tyypillisesti epälineaariset kuormat tai tehoelektroniikkalaitteisto. Jännitteen yliaaltoja voi vahvistaa kantaverkon resonanssit eri taajuuksilla. Jännitteen laadun kaikilla suureilla keskeistä on se, että laatu poikkeaman aiheuttajat voidaan yleensä selvittää mittaamalla sähköaseman liittymispisteiden virtoja. Myös virrasta voidaan mitata nopeita muutoksia, epäsymmetriaa ja yliaaltoja. [27]

Sähkön laatuun vaikuttavat kuitenkin myös sääolosuhteet ja järjestelmätason suuret kuten oikosulkuteho. Virran ja jännitteen välistä korrelaatiota voidaan kuvata sähköverkon impedanssin avulla, joka on kääntäen verrannollinen sähköverkon oikosulkutehoon. Oikosulkutehoa ei voida suoraan sähkön laadun mittauksen avulla määrittää eikä sähköverkosta mitata, mutta sen vaikutus sähkön laatuun havaitaan joissain työssä esiintyvissä mittaustuloksissa. Oikosulkutehon vaikutusta voidaan myös selvittää simuloimalla kantaverkkoa simulointisovelluksien avulla. Myöskään sääolosuhteiden vaikutusta sähkön laatuun ei voida suoraan päätellä mittaustuloksista vaan siitä on tehtävä tarkempaa analyysiä esimerkiksi tutkien eri suureiden välisiä korrelaatioita. Luvuissa 5.1 ja 5.2 on käsitelty oikosulkutehon ja sääolosuhteiden vaikutusta kantaverkon sähkön laatuun.

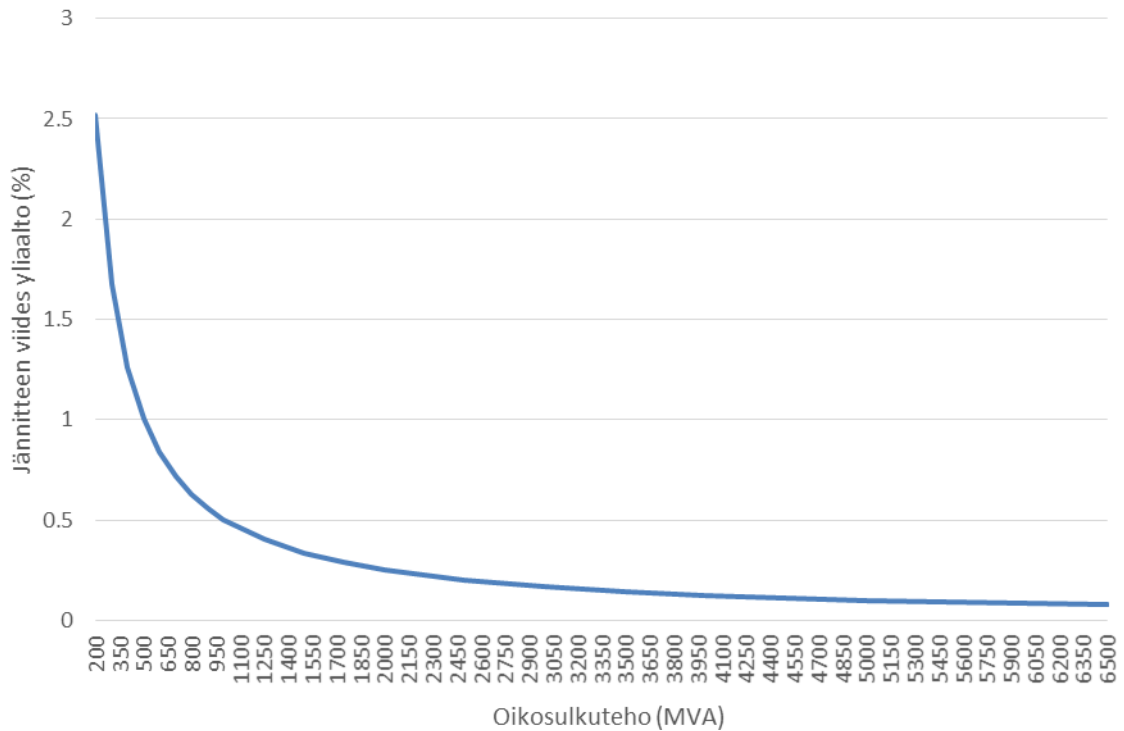
Luvussa 5.3 tutkitaan sähkön laadun tilaa 110 kV jännitteisessä kantaverkossa nykyisten mittausjärjestelmien avulla ja esitellään mittaustuloksia. Jotta sähköverkon jännitteeseen poikkeamaa aiheuttavat häiriölähteet olisi mahdollista selvittää, tarvitaan lähes aina tarkkoja virtamittauksia. Luvussa 4 tuli kuitenkin esille, että nykyisten mittausjärjestelmien avulla ei ole mahdollista mitata virtoja tarkasti kuin muutamalla mittauspisteellä, joten työssä on tyydyttävä jännitteen laadun tutkimiseen. Mahdollisten ongelma-alueiden häiriölähteitä voidaan selvittää myöhemmin tarkoilla siirrettävillä sähkön laadun mittalaitteilla, jotka kykenevät mittaamaan virran laatua tarkasti ja samanaikaisesti usealta liittymispisteeltä. Lisäksi tutkimuksen avulla selvitetään nykyisten mittausjärjestelmien puutteita ja mahdollisia kehityskohteita.

5.1 Oikosulkutehon vaikutus sähkön laatuun

Oikosulkuteho on keskeisessä asemassa sähkön laadun analysoinnissa ja sähköverkon suunnittelussa. Oikosulkutehon vaikutus sähkön laatuun nousee myös työssä esille useissa yhteyksissä. Erityisesti jännitteen yliaaltojen ja oikosulkutehon välillä tullaan havaitsemaan selvää korrelaatiota kun sähköverkon heiketessä, eli oikosulkutehon pienenemisen, jännitteen yliaaltojen arvot kasvavat. Oikosulkutehon vähentyessä oikosulkuimpedanssi kasvaa, mikä nähdään yksinkertaistetusta laskentakaavasta

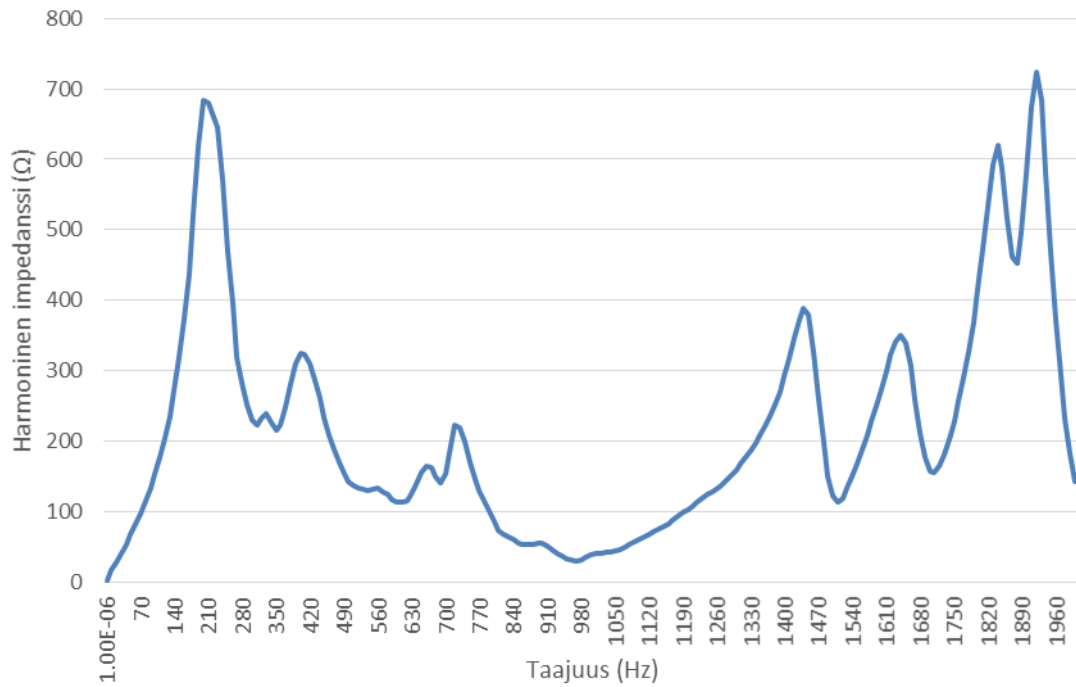
$$Z = \frac{U_n^2}{S_{sc}} [26], \quad (4.1)$$

jossa S_{sc} on oikosulkuteho, U_n nimellisjännite ja Z sähköverkon oikosulkuimpedanssi liittymispisteessä. Nimellisjännite oletetaan vakioksi, jolloin oikosulkuteho on kääntäen verrannollinen oikosulkuimpedanssiin nähden. On selvää, että jos vakiona pysyvä virta kulkee suuremman impedanssin läpi, syntyy tällöin myös suurempia jännitteen muutoksia kuin alhaisella impedanssilla ohmin lain mukaisesti. Vastaavasti esimerkiksi virran yliaallot synnyttävät jännitteeseen yliaaltoja. Tämän asian todentamiseen muodostettiin yksinkertainen PSCAD-malli (Power System Computer Aided Design) jolla simuloitiin esimerkkinä jännitteen viidennen yliaallon käyttäytymistä kiskossa, jonka oikosulkutehoa vaihdeltiin. Virran yliaallon lähde pidettiin vakiona 5 A vaihetta kohdin. Viiden ampeerin yksittäinen virran yliaalto valittiin edustavaksi arvoksi kantaverkossa tehtyjen mittausten perusteella. Kuvassa 13 on esitetty simuloinnin tulokset. Viides jännitteen yliaalto pienenee selvästi oikosulkutehon kasvaessa, kuten oletettiin tapahtuvan. Käytetyt oikosulkutehon arvot vastaavat Fingridin kantaverkossa olevia tilanteita.



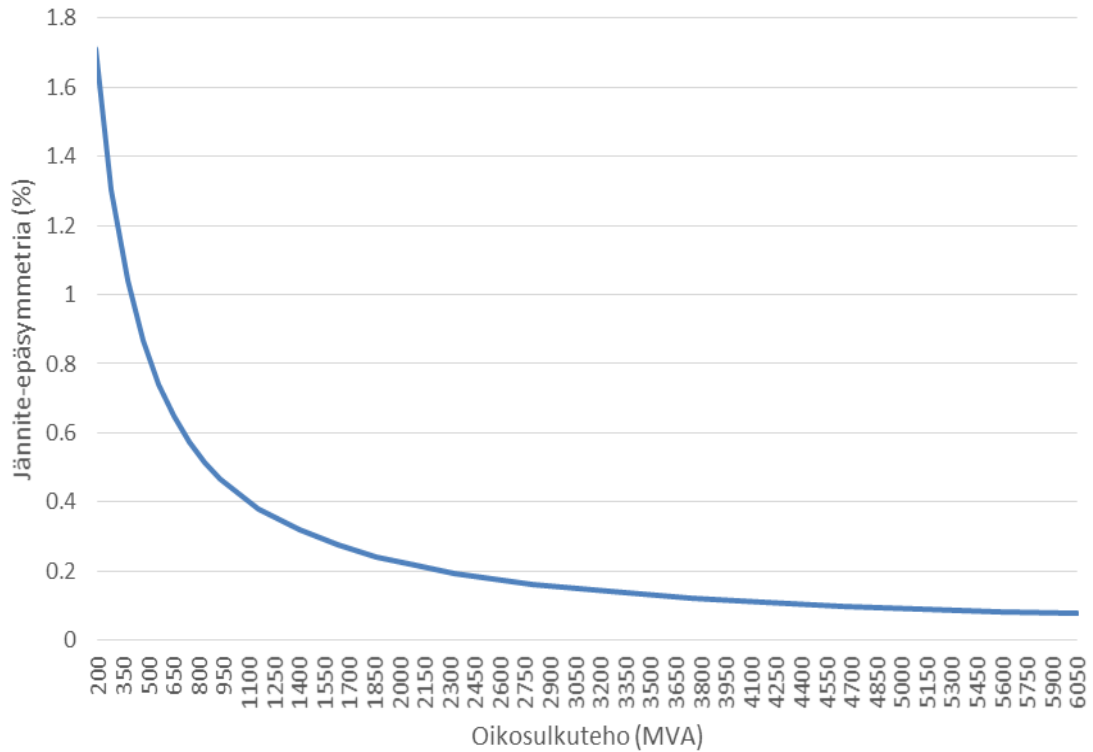
Kuva 13. Jännitteen viides yliaalto prosentteina oikosulkutehon funktiona. Simulointi on tehty PSCAD-sovelluksella. Pisteeseen syötetty virran yliaalto vaihevirtana on 5 A.

Simuloinnin perusteella voidaan päätellä, että jännitteen yliaallot voivat kasvaa poikkeuksellisen suureksi erikoistilanteissa, jos oikosulkuteho laskee hyvin alhaiseksi. Kantaverkossa on kuitenkin myös pisteitä, joissa oikosulkuteho on jatkuvasti alle 500 MVA. Tällöin jopa viiden ampeerin virran yliaalto voi kasvattaa jännitteen yliaallon arvon suureksi myös normaalitilanteessa. Kyseessä on kuitenkin vain simulointi ja todellisuus voi olla erilainen. Voimajärjestelmässä on muitakin jännitteen yliaaltoihin vaikuttavia tekijöitä kuin pelkkä oikosulkuteho. Harmoninen impedanssi on olennainen tekijä jännitteen yliaaltojen kasvulle erityisesti resonanssien osalta. [19] Kuvassa 14 on esitetty laajemman PSCAD-mallin avulla määritetty erään Fingridin aseman harmoninen impedanssi taajuuden funktiona. Kuvaajasta nähdään, että suurin piikki alhaisemmilla taajuuksilla on n. 230 Hz kohdalla. Harmoninen impedanssi on suuri myös jännitteen viidennen yliaallon taajuudella. Lisäksi tiedetään, että asemalla oikosulkuteho on noin 610 MVA, eli viiden ampeerin suuruisen virran yliaallon tulisi aiemman tarkastelun perusteella synnyttää noin 0,7 prosenttiyksikön suuruisen kasvun jännitteen viidennen yliaaltoon. Kun mallissa kyseiselle asemalle syötetään viisi ampeeria virran viidettä yliaaltoa, kasvaa jännitteen viides yliaalto kuitenkin jopa kolme prosenttiyksikköä. Harmonisen impedanssin vaikutus jännitteen viidennen yliaaltoon on siis havaittavissa.



Kuva 14. Erään aseman harmoninen impedanssi taajuuden funktiona. Simulointi on tehty PSCAD-sovelluksella.

Oikosulkuteho vaikuttaa myös muihin sähkön laatusuureisiin, kuten jännite-epäsymmetriaan. Kuvassa 15 on esitetty jännite-epäsymmetria oikosulkutehon funktiona tilanteessa, jossa PSCAD-sovelluksessa mitattavaan kiskoon on kytketty epäsymmetrinen kuorma. Kuorma on noin 150 MVA suuruinen ja sen vaiheiden pätötehot ovat epäsymmetriassa suhteessa 50MW/50MW/45MW. Kuvasta nähdään, että myös jännite-epäsymmetria on kääntäen verrannollinen oikosulkutehoon nähden. Sähköverkon vahvistuessa jännite-epäsymmetria laskee pieneksi. Epäsymmetrinen kuorma aiheuttaa jännite-epäsymmetriaa ottaessaan virtaa sähköverkosta epäsymmetrisesti. Myös jännite-epäsymmetriaa simuloitiin laajemmassa voimajärjestelmää kuvaavassa PSCAD-mallissa havainnoiden saman epäsymmetrisen kuorman vaikutusta sen ollessa kytkettynä eri mittauspisteisiin. Epäsymmetrian arvot laskivat selvästi oikosulkutehon kasvaessa, mutta myös sen arvoihin vaikuttaa selvästi sähköverkon muut tekijät kuten mittauspisteessä valmiiksi vallitseva epäsymmetria sekä sähköverkon topologia, joka vaikuttaa myötä- ja vastaverkon impedanssien arvoihin.



Kuva 15. Jännite-epäsymmetria prosentteina oikosulkutehon funktiona. Simulointi on tehty PSCAD-sovelluksella.

Oikosulkuteho vaikuttaa myös sähköverkon jännitetason muutoksiin. Jännitetason muutokset johtuvat useimmiten sähköverkosta syötetyn virran muutoksesta, jolloin niitä esiintyy paljolti asiakkaita syöttävillä virtateilla asiakkaan tehon muuttuessa. Muutoksen suuruus riippuu myös tarkastelupistettä syöttävän verkon oikosulkutehosta. Suurjänniteverkossa asiakkaan näennäistehon muutoksen voidaan yksinkertaistaen olettaa muuttavan jännitettä suhteella

$$\Delta u_{total} \approx \Delta S_{asiakas} / S_{sc}, \quad (4.2)$$

jossa Δu_{total} kuvaa jännitetason muutosta liittymispisteessä, $\Delta S_{asiakas}$ kuvaa asiakkaan normaalin toiminnan aikaista näennäistehon muutosta ja S_{sc} oikosulkutehoa liittymispisteessä. Asiakkaan näennäistehon muutosten on oltava huomattavasti oikosulkutehoa pienempiä, jotta jännitetason muutokset pysyisivät sallituissa rajoissa. Jos liian suuritehoinen asiakas on kytketty sähköverkon heikkoon kohtaan, voi asiakkaan normaali toiminta aiheuttaa merkittäviäkin nopeita jännitetason muutoksia liittymispisteessä. [1]

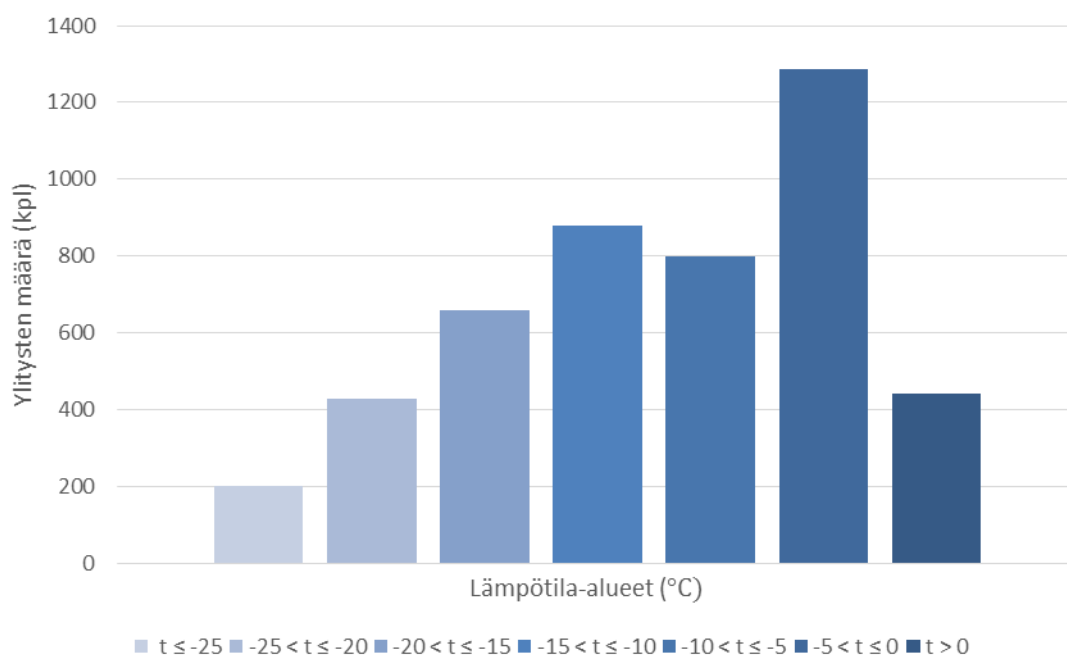
5.2 Sääolosuhteiden vaikutus sähkön laatuun

Sääolosuhteet vaikuttavat sähkön laatuun suoraan ilmiöiden ja epäsuorasti esimerkiksi erilaisten tuotantomuotojen tehomuutosten vaikutuksesta. On selvää, että tuulivoimakkuudella on merkittävä vaikutus tuulivoiman tuotantoon sähköverkossa, mikä voi osaltaan vaikuttaa sähkön laatuun. Aiemmin luvussa 2 mainittiin salamoiden aiheuttamien maasulkujen synnyttävän suurimman osan kantaverkon vikatilanteista. Myös koronailmiön tiedetään vaikuttavan sähkön laatuun, erityisesti jännitteen kolmanteen yliaaltoon. Uudessa tutkimuksessa [39] on havaittu koronahäviöiden olevan voimakkaimmillaan johtimen ollessa iljanteen peittämänä. Poutana koronan vaikutus on merkityksetön, mutta kylmällä vesisateella koronahäviöt kasvavat jopa suuremmiksi kuin härmistyneellä jäällä. Sähköverkossa voimajohdot voivat talvisin olla härmistyneen jään peittämiä. Suuremmalla jänniterasituksella koronahäviöiden määrä kasvaa. Korona tuottaa erityisesti juuri jännitteen kolmatta yliaaltoja, mutta myös suurempitaajuisia virran yliaaltoja syntyy. Tutkimus oli suoritettu laboratorioissa, eikä varsinaisella voimajohdolla. Koronailmiön seurauksena voimajohdolla syntyy myös suurempia tehohäviöitä kuin normaalisti.

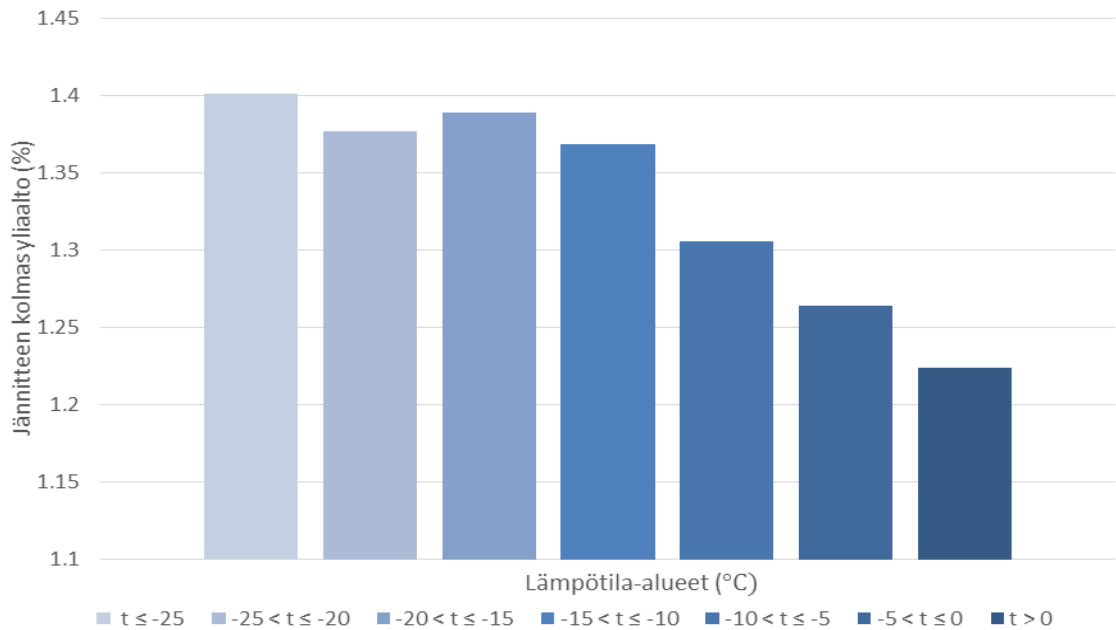
Energiamittareiden datasta pyrittiin etsimään korrelaatiota sähkön laadun ja sääilmiöiden välillä. Kiinnostusta herätti erityisesti koronailmiö. Johtimen pintaan kertyvän peitteen muodostumisen arviointi on kuitenkin laskennallisesti monimutkaista ja siksi tarkkoja arvioita ja ennusteita on vaikea muodostaa. Huurteen muodostuminen riippuu mm. johtimen halkaisijasta ja materiaalista, tuulennopeudesta, ilman lämpötilasta ja kosteudesta, pilvisyydestä sekä auringon säteilyintensiteetistä. Lisäksi ollaan havaittu, että jopa yli 2 mm paksu kerros huurretta ei aina aiheuta merkittäviä koronahäviöitä. Huurteen määrän ja koronailmiön välillä on selvää korrelaatiota, mutta myös muut tekijät vaikuttavat koronahäviöiden suuruuteen. [29] Työtä tehdessä käytettävissä ei kuitenkaan ollut erityisen kattavaa säätilastodataa. Korrelaatioanalyysiä voitiin tehdä erityisesti lämpötilan perusteella. Koska käytössä ei ollut kaikkia vaikuttavia suureita, ei voitu etsiä tarkasti olosuhdetta, jossa huurretta olisi johdoilla varmasti. Voitiin kuitenkin hakea lämpötila-alueita, joilla jännitteen kolmas yliaalto ylitti jonkin valitun arvon. Energiamittareiden ominaisuuksien takia sopivaksi arvoalueeksi valittiin kaikki jännitteen kolmannen yliaallon 10 minuutin keskiarvot jotka ylittävät yhden prosentin. Koska tarkoituksena oli tutkia koronailmiön vaikutusta sähkön laatuun, tarkasteluun otettiin 400 kV sähköasemien 110 kV kiskossa mitattu jännite, sillä 400 kV jännitetasossa koronailmiön tiedettiin olevan voimakkaampaa. Tarkasteluun otettiin 7 asemaa, joilla kaikilla oli havaittavissa selvää kasvua jännitteen kolmannen yliaallon arvoissa talviaikana.

Kuvassa 16 on esitetty jännitteen kolmannen yliaallon 1 %:n tason ylittävien mittausten lukumäärä kaikilla tarkastelun seitsemällä asemalla ulkolämpötila-alueittain. Seuraavassa kuvassa 17 taas on esitetty kyseisten mittausten jännitteen kolmannen yliaallon keskiarvo samoilla ulkolämpötila-alueilla. Kuvien tarkoituksena on esittää, kuinka usein eri lämpö-

tila-alueilla 1 %:n taso ylitetään ja millä lämpötila-alueella ylitykset ovat suurimpia. Mit-taustiedoista nähdään, että jännitteen kolmannen yliaallon arvot ovat suurimpia lämpöti-lan ollessa alle 10 astetta pakkasella. Lisäksi eniten 1 %:n ylityksiä tapahtuu -15 – 0 asteen ulkolämpötilassa. Tulokseen voi vaikuttaa se, että kylmempiä pakkasia esiintyy harvem-min, jolloin ylityksiä ei tule yhtä monta. Myös Makkosen tutkimuksessa [29] havaittiin, että suuremmalla pakkasella huurre muodostuu paksummaksi kerrokseksi kuin lämpi-mämmällä jos suhteellinen kosteus on sama. Suhteellinen kosteus ei kuitenkaan usein ole kovilla pakkasilla suuri. Koronailmiö ei välttämättä yksinään selitä jännitteen kolmannen yliaallon arvojen kasvua. Pakkasilla kuormitus on usein suurempaa, mikä voi osaltaan vaikuttaa arvoihin. Voi olla myös mahdollista, että kovilla pakkasilla tietynlainen kuor-mitus tai esimerkiksi reservituotanto tuottaa suurempaa virran kolmatta yliaaltoa kuin mitä lämpimän ilman kuormat ja tuotantolaitokset tuottavat. Tämän seurauksena jännit-teen kolmannen yliaallon arvot myöskin kasvaisivat.



Kuva 16. Jännitteen kolmannen yliaallon 1 %:n tason ylitysten lukumäärä tarkastelun asemilla eri ulkolämpötila-alueilla.



Kuva 17. Jännitteen kolmannen yliaallon 1 %:n tason ylitysten keskiarvo eri ulkolämpötila-alueilla.

Sääolosuhteet saattavat vaikuttaa sähkön laatuun monin eri tavoin. Myös muiden korrelaatioiden selvittäminen voisi olla kiinnostavaa, mutta nykyisten mittausten avulla tarkkojen analyysien tekeminen on haastavaa. Tulevaisuudessa jos sähkön laatua mitataan kattavammin tarkoilla mittalaitteilla ja säätilastointi kehittyy, voidaan ilmiöitä selvittää laajemmin.

5.3 Kantaverkon sähkön laadun nykytilan analysointi

Seuraavana työssä tutkitaan kantaverkon sähkön laatua. Sähkön laadun nykytilan analysoinnissa käytetään hyödyksi olemassa olevia mittaussjärjestelmiä, jotka esiteltiin luvussa 4. Tarkoituksena on löytää sähköverkosta mahdollisia ongelma-alueita ja kartoittaa yleisesti sähkön laatua Fingridin kantaverkossa. ION-mittalaitteiden dataa on kerätty useiden vuosien ajalta, joten sähkön laadun analysoinnissa voidaan käsitellä esimerkiksi kahden aiemman vuoden mittaustietoja. Energiamittareiden dataa on käytettävissä vuoden 2016 alusta lähtien ja analysointia tehdäänkin laajemmin koko vuoden 2016 ajalta. Analyysissä painotus on energimittareiden mittaustiedoilla niiden suuren määrän vuoksi.

5.3.1 ION-mittalaitteiden raportit

ION-mittalaitteiden dataa voidaan hakea mittalaitteiden yksittäiseen tarkasteluun tarkoitettun Vista-järjestelmän kautta, mutta käyttöliittymä on hieman vanhentunut ja osaan mittalaitteista on vaikeuksia saada yhteyttä. Tästä syystä tehokkaampaa on tehdä Reporter-ohjelman avulla raportteja, jotka määrittävät ovatko laatusuureiden arvot rikkoneet standardien raja-arvoja eri viikoilla. Järjestelmän avulla voidaan siis varmistua jonkin sähkön

laatuvaatimuksen toteutumisesta mittauspisteissä. Ohjelmasta löytyy raporttipohja standardin EN 50160 asettamien raja-arvojen perusteella. Suuri osa ION-mittalaitteista on kytkettynä 400 kV jännitetasoon, joten standardien asettamat raja-arvot ovat suuret ja EN 50160 ei ole täysin riittävä edes 110 kV jännitteen laadun raportointiin kantaverkossa, kuten aiemmassa vertailussa selvisi.

ION-mittalaitteiden datasta käsiteltiin raporttien avulla vuosien 2015 ja 2016 dataa kaikilla toimivilla mittalaitteilla. Raporteista nousi esille se, että ainoa standardin EN 50160 raja-arvoja ylittävä suure oli välkynnän pitkäaikainen häiritsevyysindeksi. Asiaa tarkemmin tutkittua välkynnän pitkäaikaisen häiritsevyysindeksin ylitykset vaikuttaisivat johtuvan yhdellä asemalla yksittäisistä suurista lyhytaikaisen häiritsevyysindeksin arvojen kasvuista. Välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyysindeksin arvot ovat jatkuvasti välillä 0,15 – 0,40, mutta ne kasvavat satunnaisesti jopa yli viiteen. Kyseiset välkynnän yksittäiset piikit saattavat olla virheellistä mittaustietoa, koska vastaavanlaista käyttäytymistä ei esiinny energiamittareiden mittausten perusteella. Muilla asemilla välkynnän raja-arvojen ylityksiä tapahtui erityisesti kesäkausilla. Vuonna 2016 välkynnän raja-arvot ylittyivät useammin kuin vuonna 2015.

ION-järjestelmän datan avulla voitaisiin varmasti löytää kiinnostavia sähkön laadun poikkeamia, jos laadukkaiden mittalaitteiden tukena olisi kehittyneempi järjestelmä. Tarkastelussa olisi ollut kiinnostavaa kehittää raporttipohja Fingridin sääntelyn perusteella ja etsiä tarkat ajankohdat tavoitearvojen ylityksille. Kyseiset ominaisuudet eivät olleet mahdollisia ION-järjestelmän avulla ja ne ovatkin tärkeitä kehityskohteita uutta mittausjärjestelmää suunniteltaessa. Tämän lisäksi järjestelmään ei voida lisätä helposti eri valmistajien mittalaitteita, kun mittausjärjestelmän käyttämä tiedonsiirron datamuoto on valmistajan oma. Myöskään mittalaitteiden ominaisuudet eivät vastaa täysin Fingridin nykyisiä tarpeita. Esimerkiksi virran ja jännitteiden yliaaltojen mittaus ei ole riittävän kattavaa, koska osa mittalaitteista on luokiteltu vanhemman standardin IEC 61000-4-30 version mukaan ja mittalaitteiden tarpeet ovat muuttuneet. Osa mittalaitteista on myös käyttökänsä lopussa ja osalla tiedonsiirtoyhteydet ovat vanhentuneet.

5.3.2 Energiamittareiden mittaustulokset alueittain

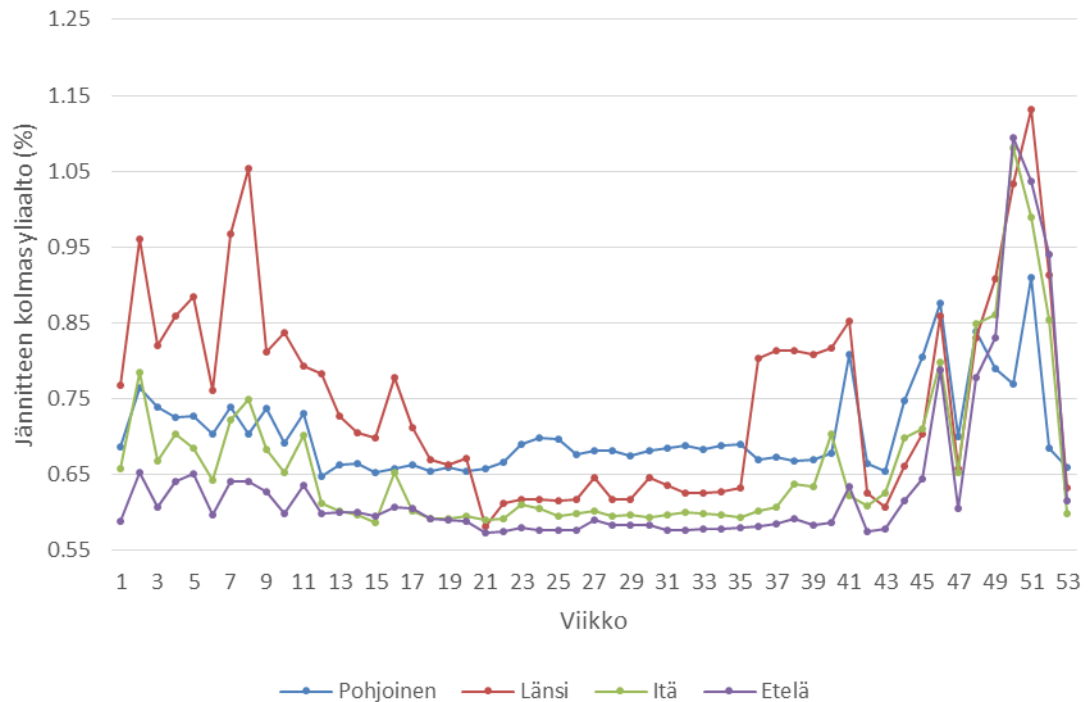
Energiamittareiden mittaamaa dataa on analysoitavissa vuodelta 2016. Niiden mittamista suureista mielenkiintoisimpia ovat jännitetaso, välkyntä, jännitteen yliaallot ja jännite-epäsymmetria. Dataa analysoidessa prosenttipisteiden käyttö on käytännöllisin ratkaisu. Prosenttipiste kuvaa sitä lukuarvoa, jota alhaisempia tai yhtä suuria on prosenttipisteen määrittämä osa kokonaisotannan arvoista. Mikäli esimerkiksi yksittäisen jännitteen yliaallon 99. prosenttipiste ylittää regulaatioissa asetetun raja-arvon, on tällöin rajoja rikottu. Jännitetasojen, välkynnän ja epäsymmetrian tarkastelussa määritetään viikon mittausjaksosta 10 minuutin keskiarvojen 95. ja jännitteen yliaalloille 99. prosenttipisteet. Tuloksia analysoidessa tulee huomioida, ettei esitettyjä sähkön laatutietoja voi suoraan

verrata sähkön laatuvaatimukseen energiamittareiden ominaisuuksista johtuen. Mitattu kohina kasvattaa keskimääräisesti arvoja todellisuutta suuremmiksi. Myös muiden laatusuureiden arvoissa on epätarkkuutta.

Energiamittareiden datan analysoinnin aluksi tarkastellaan sähköverkkoa suurempina kokonaisuuksina jakaen sähköverkko ilmansuuntien mukaisesti osiin. Tarkastelemalla jokaisen sähkön laatusuureen käyttäytymistä eri alueilla voidaan havaita suurempia alueella vallitsevia laatupoikkeamia. Aluejako on tehty Fingridin käytönvalvontajärjestelmän määrittämän aluejaon mukaisesti. Koska tarkastelussa olivat vain jännitteen laatusuureet, riittää tarkastella vain yhtä energiamittaria asemaa kohden. 400 kV kantaverkossa jännitteen suuret pysyvät alhaisina lähes kaikilla asemilla, joten pelkän 110 kV sähköverkon tarkastelu on järkevää. Tarkastelun aikana 110 kV sähköverkossa oli 271 asemaa, joilla oli yksi tai useampi toimiva energiamittari. Näistä pohjoisella alueella sijaitsee 52, itäisellä alueella 88, läntisellä alueella 37 ja eteläisellä alueella 94.

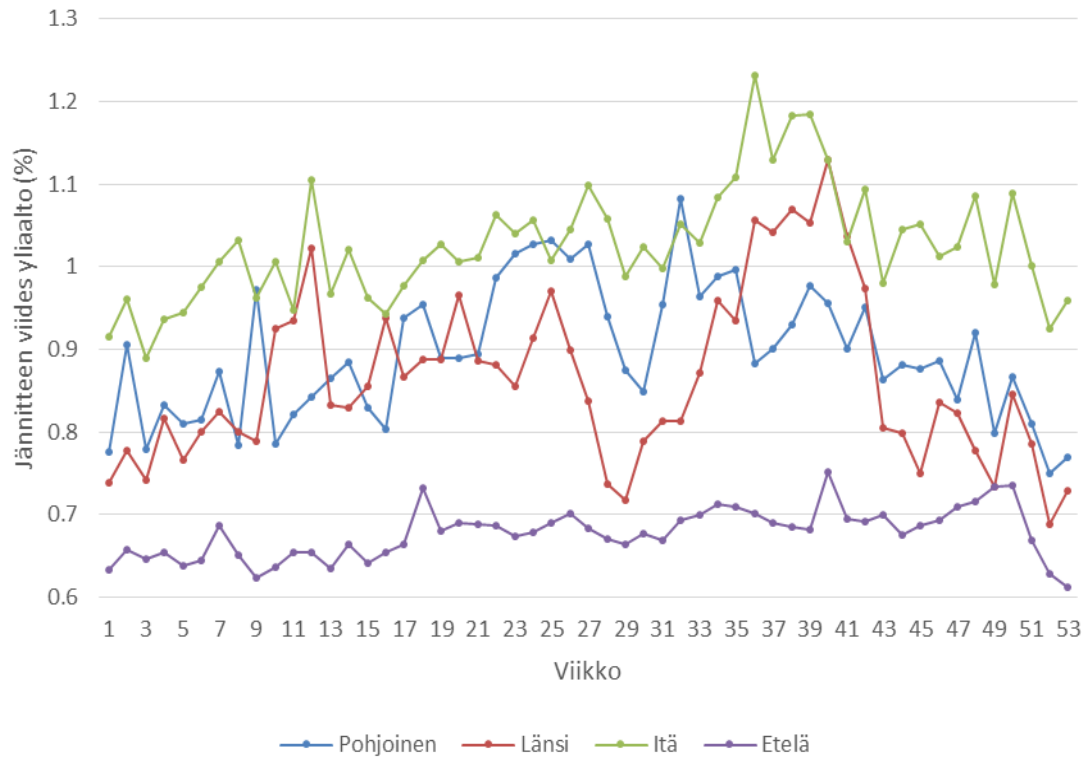
Ensimmäisenä suurena tarkastellaan jännitteen kolmatta yliaaltoa ja sen käyttäytymistä eri alueilla. Kuvassa 18 on esitetty prosenttipisteiden keskiarvot alueittain, ja jännitteen kolmannen yliaallon havaitaan olevan koholla koko maassa erityisesti loppuvuonna 2016. Lisäksi alkuvuonna arvot ovat suurempia kuin kesäkaudella. Suurimpia arvoja havaitaan 400 kV asemien 110 kV kiskoissa tai niiden läheisillä asemilla. Kyseessä on oletettavasti pitkälti koronan aiheuttama vaikutus. Kun koronan vaikutus tiedetään kasvavan juuri jännitetasituksen perusteella, on selvää että kolmas yliaalto on suurta 400 kV asemien läheisyydessä.

Lännen keskimääräisiä arvoja kasvattaa pieni otanta ja alueella on suhteellisesti paljon 400 kV asemien läheisiä mittauksia. Lisäksi viikkojen 11 – 20 ja 36 – 41 arvot ovat suuria myöhemmin luvussa 5.3.3. käsiteltävän voimajohdon oikosulkutehooon liittyvien ongelmien johdosta. Pohjoisessa arvot ovat kesäkaudellakin suuria suhteessa muihin asemiin yksittäisen aseman vaikutuksesta, mutta muuten pohjoisessa jännitteen kolmas yliaalto on pientä koko vuoden.



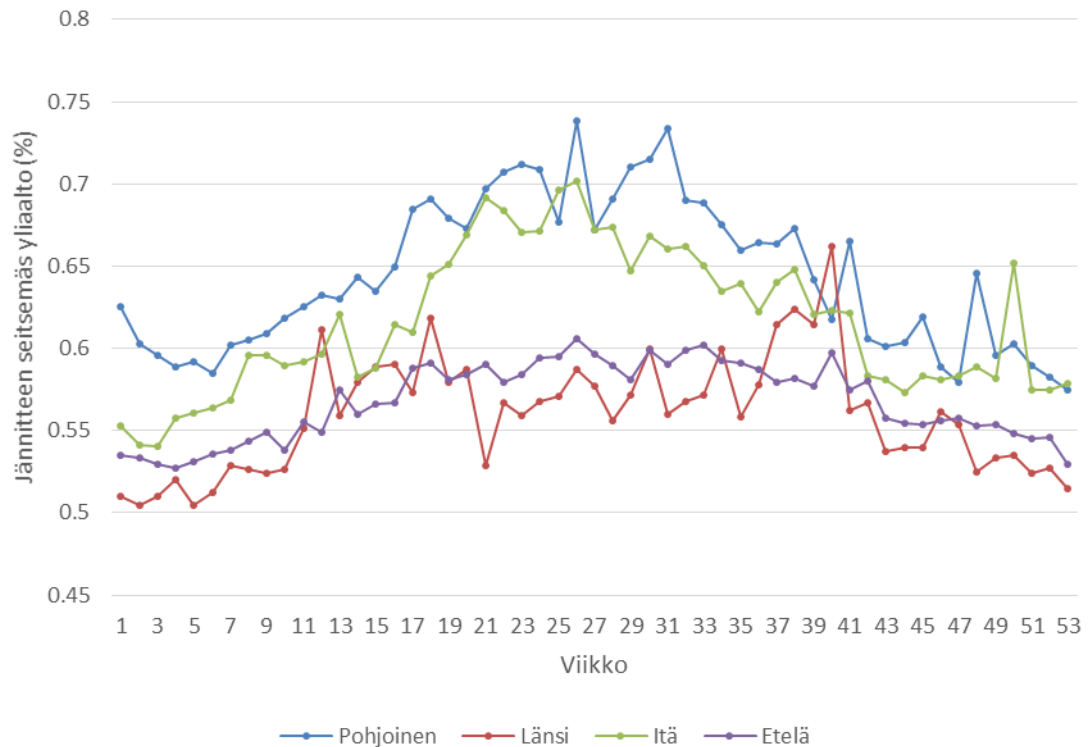
Kuva 18. Jännitteen kolmannen yliaallon 99. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.

Toisena suurena käsitellään jännitteen viides yliaalto, jonka käyttäytymistä sähköverkon alueilla on esitetty kuvassa 19. Kuvasta huomataan, että pohjoisessa ja idässä jännitteen viidennen yliaallon arvot ovat suurempia kuin lännessä ja erityisesti etelässä. Jännitteen yliaallot ovat pitkälti riippuvaisia oikosulkutehosta, joka onkin etelässä vahvimmillaan. Pohjoisessa ja idässä oikosulkuteho on usein alhaisempaa, mikä on seurausta esimerkiksi 400 kV kantaverkon kaukaisesta etäisyydestä mittauspisteisiin. Lännessä viides yliaalto on valtaosan ajasta alhaisempaa kuin pohjoisessa ja idässä, mutta myös jännitteen viidennen yliaallon arvoissa näkyy aiemmin mainitun voimajohdon oikosulkutehosta johtuvat suuret poikkeamat samoilla viikoilla. Kolmatta yliaaltoa vastaavaa vuodenaikavaihtelua ei viidennellä yliaallolla havaita.



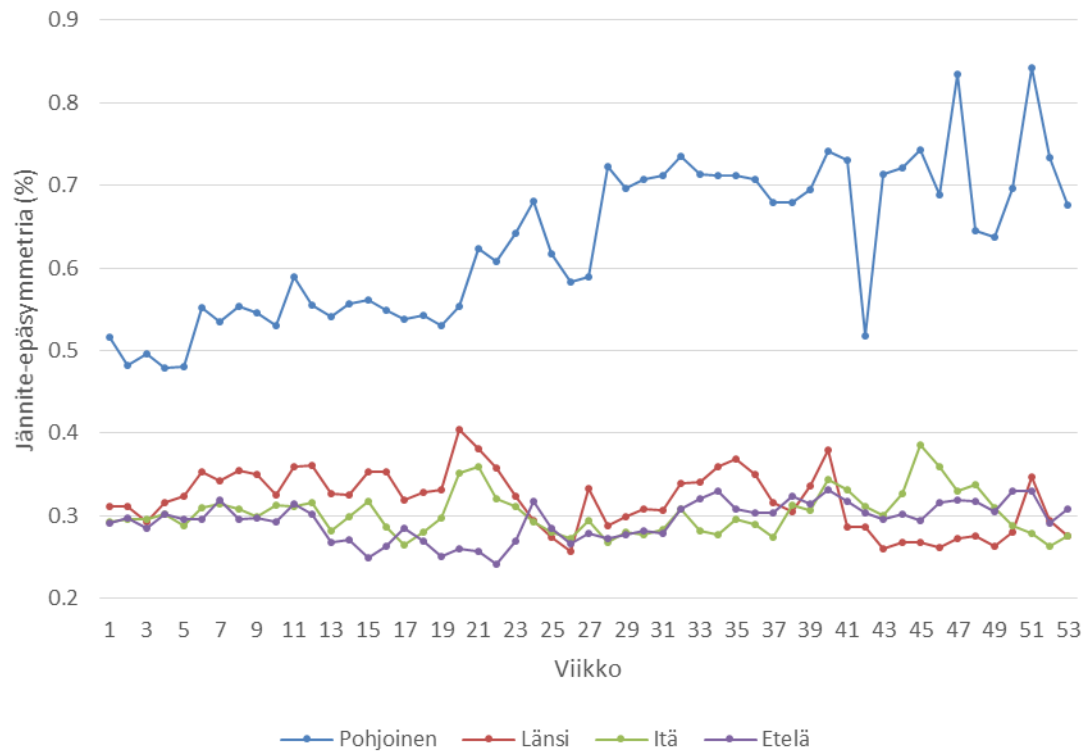
Kuva 19. Jännitteen viidennen yliaallon 99. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.

Seuraavana kuvassa 20 on esitetty jännitteen seitsemännen yliaallon arvot alueittain. Jännitteen seitsemännen yliaallon arvojen nähdään kasvavat kesäkaudella. Arvot pysyvät kuitenkin selvästi pienempinä kuin kolmannella ja viidennellä jännitteen yliaallolla. Lisäksi arvot pysyvät kaikkialla sähköverkossa selvästi alle tavoitearvon. Kesäaikana sähköverkon kuormituksen laskiessa myös oikosulkuteho alenee. Tämä voi olla selittävä tekijä jännitteen seitsemännen yliaallon kasvuun kesäkaudella. Seitsemäs yliaalto ei kasvanut millään alueella poikkeuksellisen suureksi. Aiemmin mainitulla lännessä sijaitsevalla voimajohdolla arvot kasvoivat hieman suuremmiksi alhaisen oikosulkutehon johdosta.



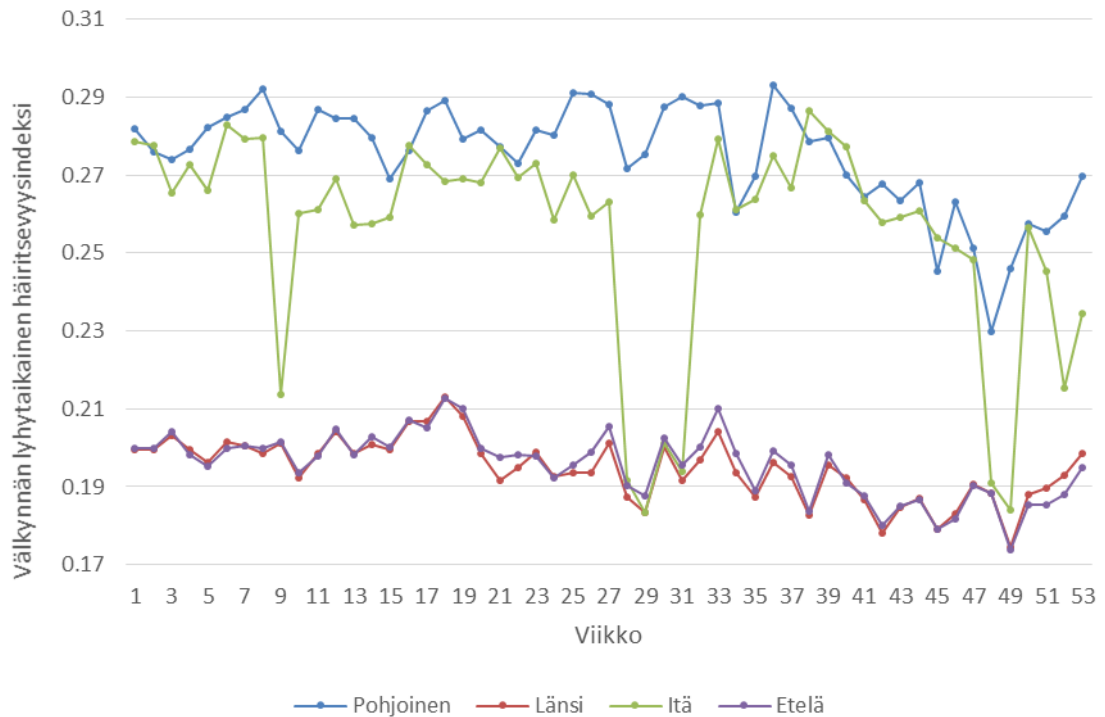
Kuva 20. Jännitteen seitsemännen yliaallon 99. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.

Jännite-epäsymmetrian prosenttipisteiden keskiarvot alueittain on esitetty kuvassa 21. Selvästi korkeimpia arvoja muihin alueisiin verrattuna mitataan pohjoisessa, jossa erään voimajohdon varrella kaikilla mittauspisteillä havaitaan suuria jännite-epäsymmetrian arvoja. Voimajohtoa käsitellään myöhemmin luvussa 5.3.3. Kyseessä voi olla esimerkiksi virheet johdon vuorottelussa tai jokin epäsymmetrinen kuorma. Epäsymmetrian arvot ovat toistuvasti jopa yli kolme prosenttia kyseisillä mittauspisteillä. Muilla alueilla on mitattu suhteellisen pieniä epäsymmetrian arvoja, mutta jälleen lännen keskiarvoa kasvattaa erään voimajohdon alhainen oikosulkuteho samoilla viikoilla.



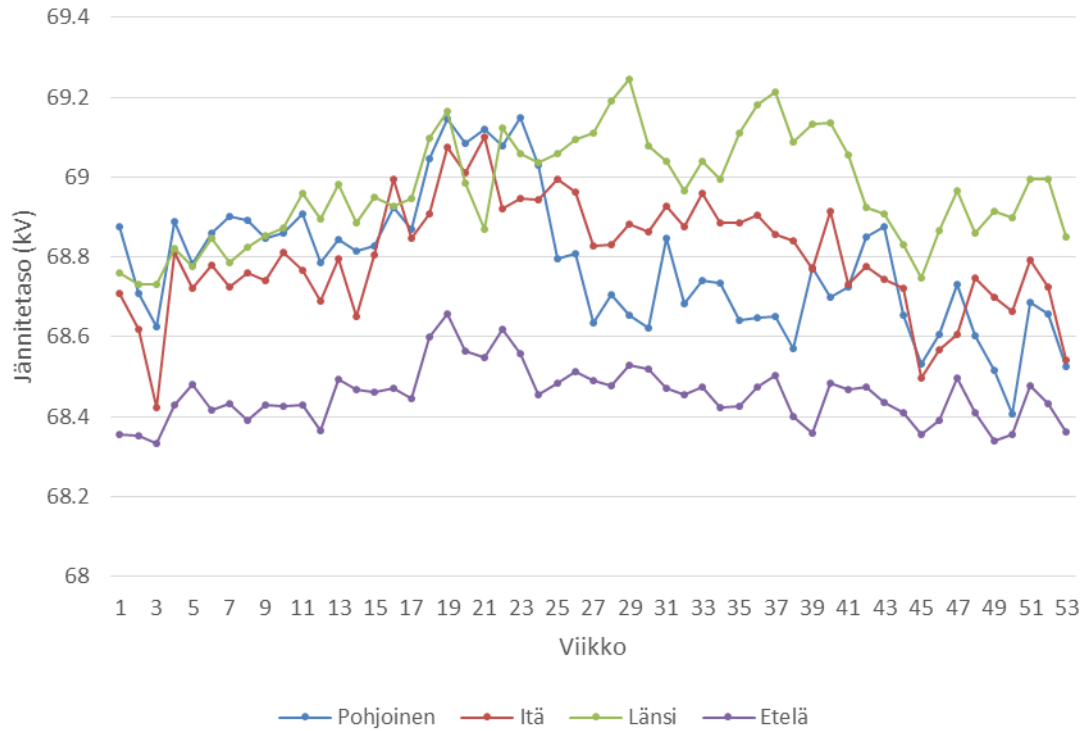
Kuva 21. Jännite-epäsymmetrian 95. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.

Seuraavana kuvassa 22 on esitetty välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyyssindeksin prosenttipisteiden keskiarvot alueittain. Välkynnän arvot vaikuttavat olevan suurimmalla osalla asemista hyvinkin samanlaisia samoilla hetkillä ja tuloksia muuttavat vain muutamien pienempien alueiden laatupoikkeamat. Välkynnän arvot pohjoisessa kasvavat yhden mitauspisteen seurauksena suuriksi, mutta muualla pohjoisessa poikkeamia välkynnän arvoissa ei ole havaittavissa. Häiriölähteen tuottama poikkeama on siis paikallinen eikä aiheuta haittaa muille asiakkaille. Vastaavasti Kaakkois-Suomessa on useita asemia, joissa välkynnän lyhytaikainen häiritsevyyssindeksi kasvaa suureksi, mutta ei ylitä standardien asettamia rajoja. Alueen laatupoikkeama käsitellään tarkemmin luvussa 5.3.3. Koillisen alueen laatupoikkeama aiheuttaa välkynnän keskiarvon kasvun tarkastelun itäisellä alueella. Kuvassa on selvästi nähtävissä viikot, joilla välkynnän arvo laskee normaalille tasolle. Välkynnän arvoja kasvattaa oletettavasti valokaariuunit tai muut vastaavanlaiset teollisuuskuormat.

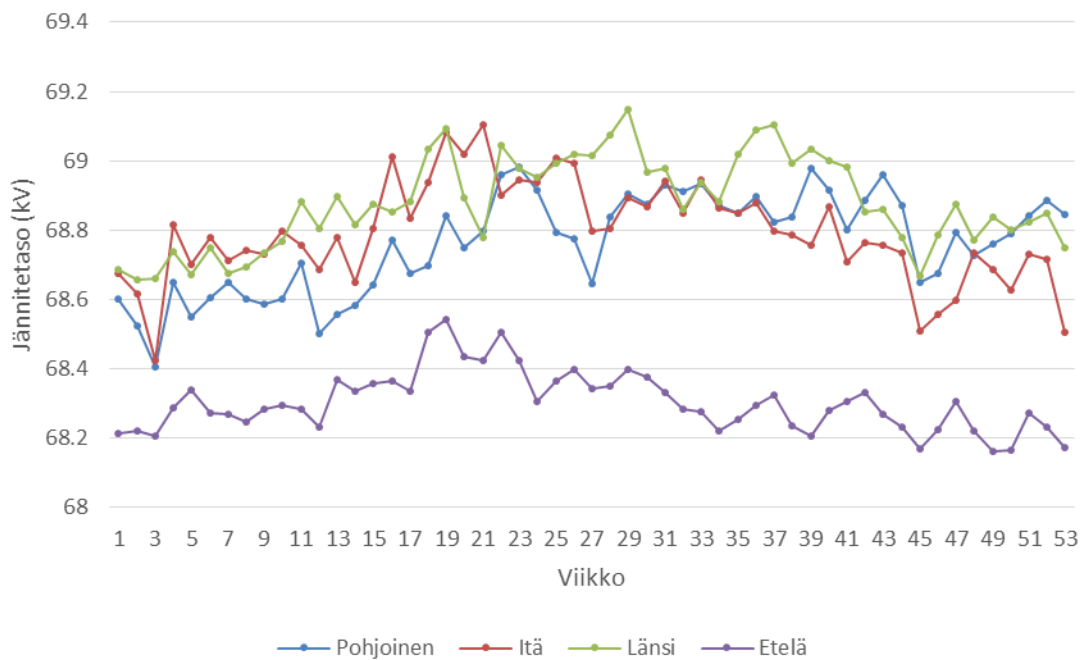


Kuva 22. Välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyyssindeksin 95. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.

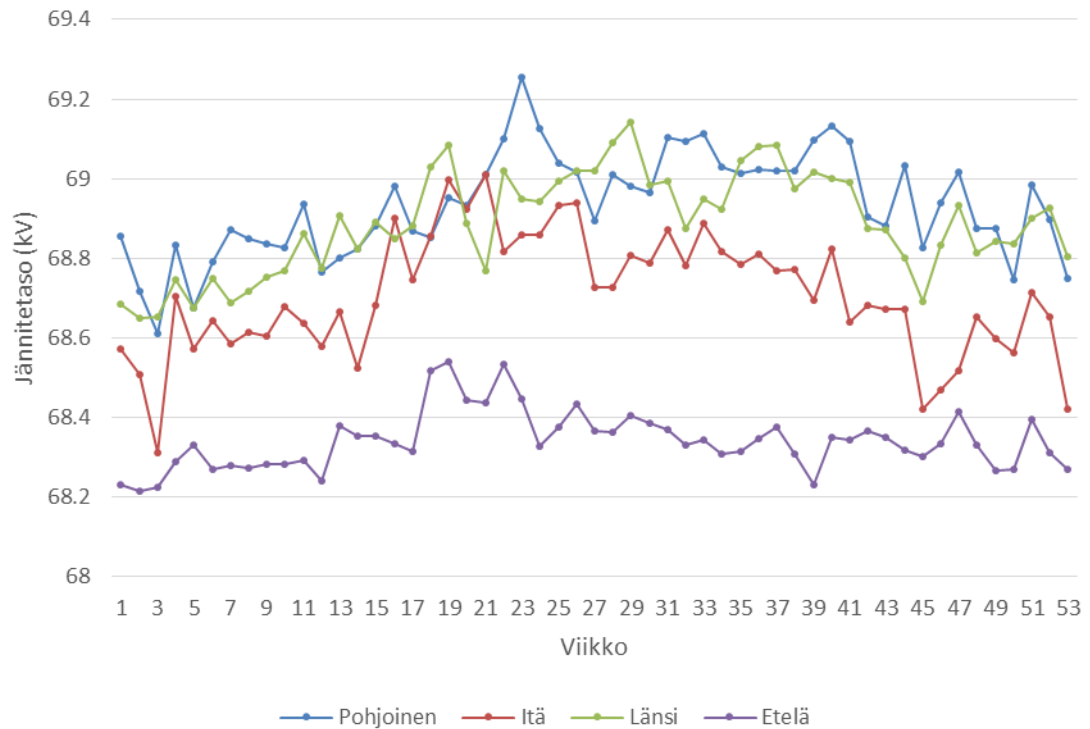
Tarkastelun viimeisinä suureina ovat vaihejännitteet, joiden alueittaista käyttäytymistä on esitetty kuvissa 23, 24 ja 25. Vaihejännitteiden prosenttipisteiden arvoista nähdään selvästi, että etelässä jännitetasot pysyvät alhaisimpina. Muiden alueiden vaihejännitteet ovat kaikki melko suuria. Idässä on hieman alhaisemmat jännitetasojen arvot kuin lännessä ja pohjoisessa. Lisäksi pohjoisen vaihejännitteiden arvoissa on havaittavissa keskenään suurta eroa, mikä johtuu alueella vallitsevasta suuresta jännite-epäsymmetriasta. Energiamittareiden mittaustuloksista nähdään selvästi alueelliset erot ja viikoittaiset suurimmat poikkeamat, mutta mittaustarkkuus jättää tuloksiin epävarmuutta.



Kuva 23. Ensimmäisen vaihejännitteen 95. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.



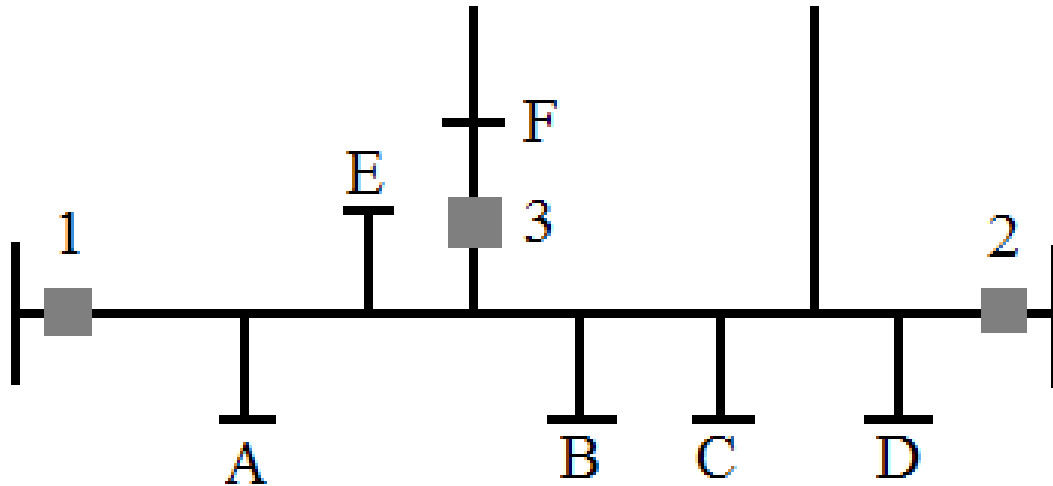
Kuva 24. Toisen vaihejännitteen 95. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.



Kuva 25. Kolmannen vaihejännitteen 95. prosenttipisteiden keskiarvot alueittain vuoden 2016 eri viikoilla.

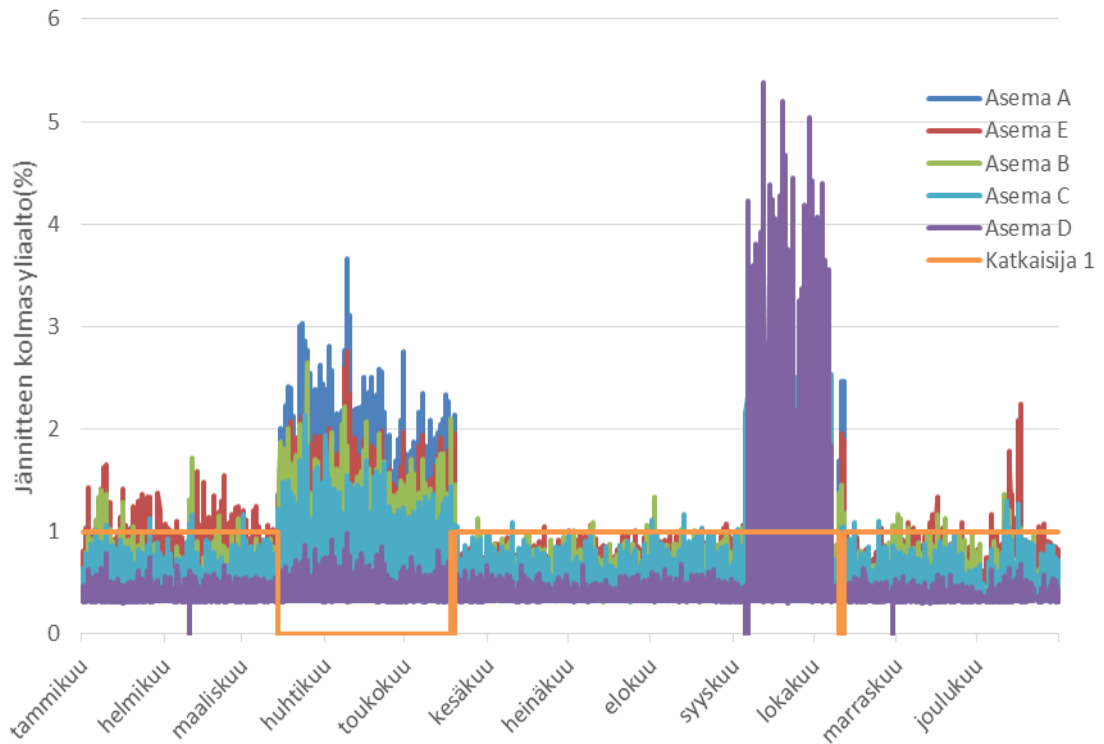
5.3.3 Yksittäisten energiamittareiden mittaustulokset

Alueellisen tarkastelun tuloksena sähköverkosta löytyi alueita, joissa on jatkuvasti tai osan vuodesta 2016 ollut havaittavissa poikkeamaa sähkön laadussa. Tässä luvussa tarkastellaan näitä ongelma-alueita ja pyritään etsimään laatupoikkeamien lähteet. Ensimmäisenä yksittäisenä alueena käsitellään aiemmin mainittu Länsi-Suomessa sijaitseva voimajohto, jolla on havaittu suuria muutoksia jännite-epäsymmetriassa sekä kolmannen, viidennen ja seitsemännen jännitteen yliaaltojen arvoissa. Muutokset tapahtuvat nopeasti ja kestävät useita viikkoja, jolloin niiden voidaan olettaa johtuvan esimerkiksi sähköverkon kytkentätilojen muutoksista. Voimajohto on esitetty yksinkertaistaen kuvassa 26. Asemat A - D ovat rautateiden syöttöasemia, E ja F jakeluverkkoa syöttäviä asemia, katkaisijat 1 ja 2 ovat voimajohdon pääteasemia sijaitsevia katkaisijoita ja katkaisija 3 on aseman F ja voimajohdon välinen katkaisija. Katkaisijoiden 1 ja 2 välisen voimajohdon pituus on noin 150 km. Kuvissa 22, 23 ja 24 on esitetty asemilla A–F mitattu jännitteen kolmas yliaalto ja aina yhden katkaisijan toiminta vuodelta 2016. Kuvissa jännitteen kolmannen yliaallon arvoissa tapahtuu suurta kasvua kahtena ajanjaksona ja niiden välillä nähdään selvästi eroja eri asemien arvoissa. Myös muut aiemmin mainitut sähkön laadun suuret kasvoivat suuriksi samoina ajanhetkinä.

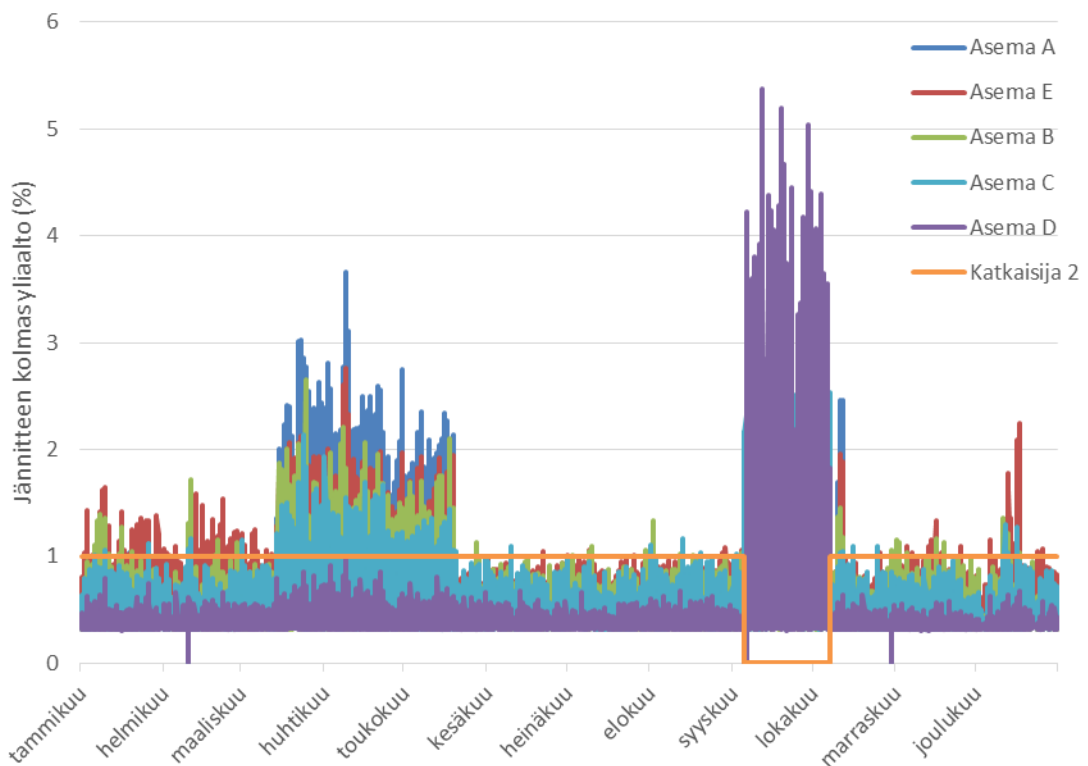


Kuva 26. Yksinkertaistettu malli eräästä voimajohdosta ja siihen liittyvistä energiamittarilla varustetuista asemista. Asemat A – D ovat rautateiden syöttöasemia ja asemat E ja F syöttävät 20 kV sähköverkkoa. Katkaisijat 1 ja 2 ovat voimajohdon pääteasemien lähdöillä ja katkaisija 3 asemalla F.

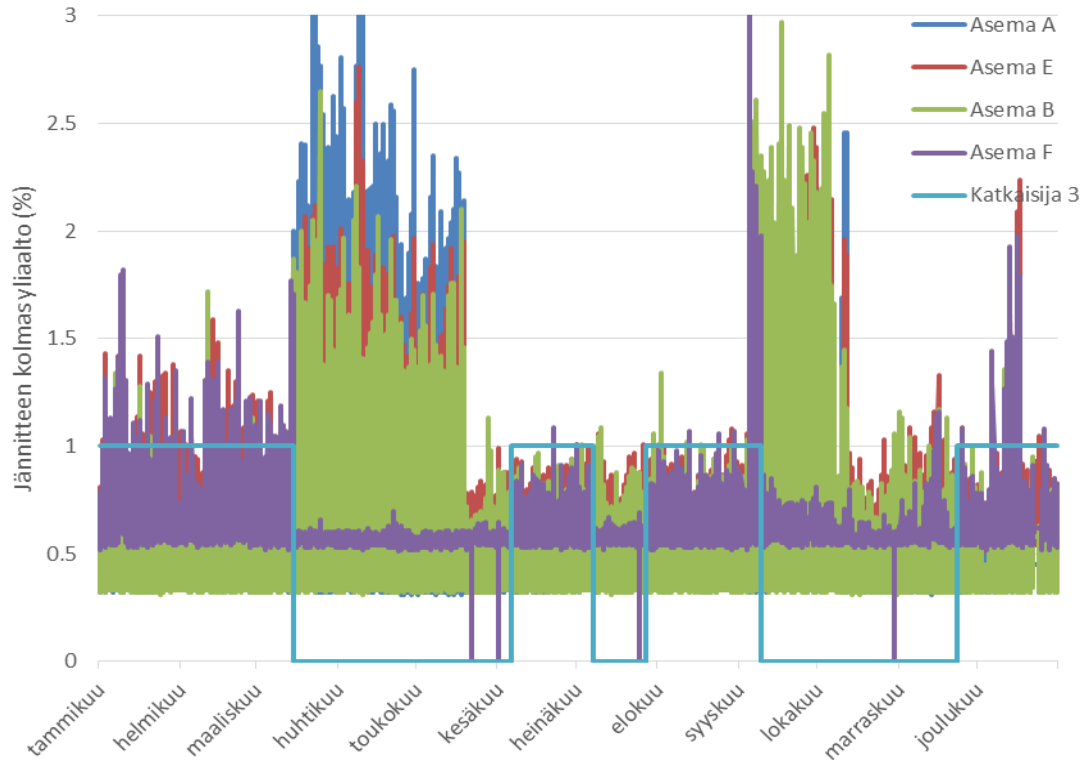
Ensimmäisessä muutostilassa asemilla A, E, B ja C havaitaan selvästi suurempia jännitteen yliaaltojen arvoja kuin asemalla D. Vastaavasti toisella aikavälillä asemilla D ja C mitataan selvästi suurempia arvoja kuin muilla asemilla. Kuvasta 27 nähdään selvästi, että katkaisijan 1 ollessa auki jännitteen yliaaltojen arvot kasvavat suuriksi katkaisijaa lähinnä sijaitsevilla asemilla. Vastaavasti kuvasta 28 nähdään katkaisijan 2 toiminnan vaikuttavan erityisesti asemilla C ja D mitattuihin arvoihin. Lopulta kuvasta 29 nähdään katkaisijan 3 toiminnan vaikutus asemalla F mitattuihin arvoihin. Nähdään, että katkaisijan 3 ollessa auki mitattu jännitteen kolmas yliaalto asemalla F putoaa normaalille tasolle, ja katkaisijan ollessa kiinni arvot kasvavat muita asemia vastaavalle tasolle. Johtopäätöksenä kolmannen katkaisijan vaikutuksesta voidaan todeta se, että häiriölähteet ovat katkaisijasta 3 katsottuna voimajohdon puolella. Arvot pysyvät kuitenkin valtaosan ajasta sallituissa rajoissa. Katkaisijoiden 1 ja 2 avaaminen eri aikaisesti synnyttää tilanteen, jossa voimajohto on lähes säteittäisessä syötössä ja oikosulkuteho johdon hännällä on tällöin alhainen ja sähkön laatu heikkenee. Kyseessä on voimajohto, jonka varrella sijaitsee 4 rautateiden syöttöasemaa. On mahdollista, että alueen poikkeava sähkön laatu johtuu osittain niiden synnyttämistä häiriöpäästöistä. Myös muut häiriölähteet ovat toki mahdollisia. Alhaisempi oikosulkuteho voi aiheuttaa poikkeavissa kytkentätiloissa sähkön laadun suureiden arvojen suuren kasvun, kuten luvun 5.1 simulointien tulosten perusteella nähtiin.



Kuva 27. Katkaisijan 1 toiminta ja sen vaikutus jännitteen kolmannen yliaallon arvoihin voimajohdolla vuonna 2016. Katkaisija on kiinni arvolla 1 ja auki arvolla 0.

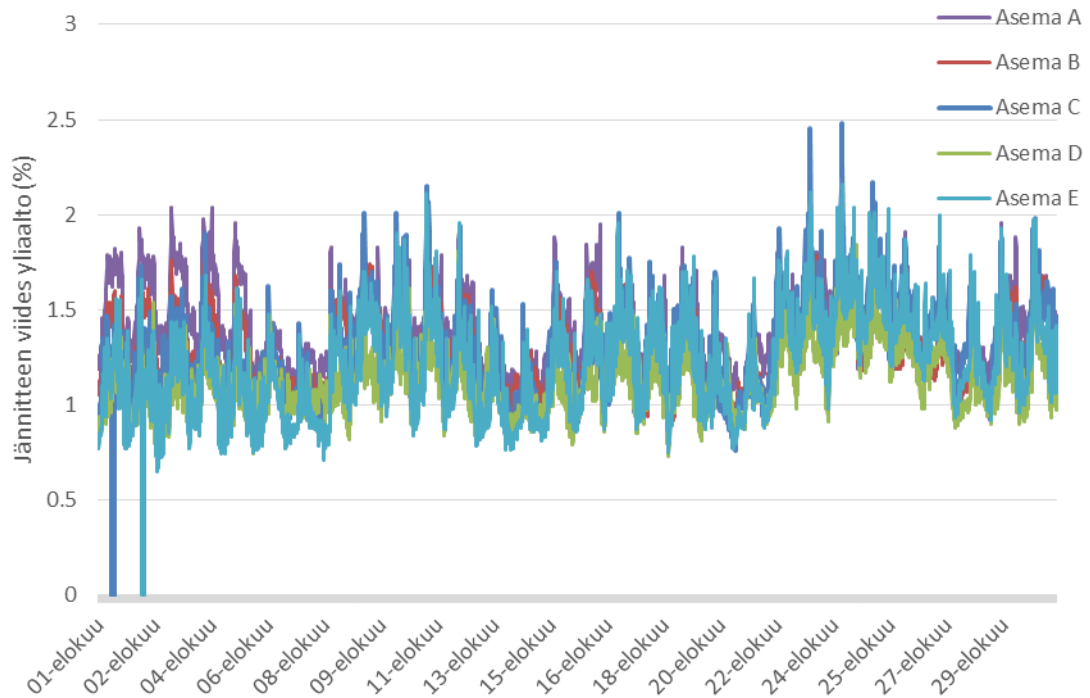


Kuva 28. Katkaisijan 2 toiminta ja sen vaikutus jännitteen kolmannen yliaallon arvoihin voimajohdolla vuonna 2016. Katkaisija on kiinni arvolla 1 ja auki arvolla 0.



Kuva 29. Katkaisijan 3 toiminta ja sen vaikutus jännitteen kolmannen yliaallon arvoihin asemalla F vuonna 2016. Katkaisija on kiinni arvolla 1 ja auki arvolla 0.

Aiemmassa tarkastelussa havaittiin, että jännitteen viides yliaalto on suurta Itä-Suomessa. Kuvassa 30 on esitetty viideltä Itä-Suomessa sijaitsevalta mittauspisteeltä mitatut jännitteen viidennen yliaallon arvot vuoden 2016 elokuulta. Asemat ovat kaikki itäisimmästä osasta Suomea, mutta niiden välillä on melko pitkiä etäisyyksiä. Arvot vaikuttavat kuitenkin käyttäytyvän hyvin samalla tavoin vertaillessa eri asemien mittaustietoja. Laatu-poikkeamaa on siis olemassa hyvin laajalla alueella ja yksittäistä lähdeä on siksi vaikea määrittää. Lisäksi lähdeä on vaikea paikantaa ilman tarkkoja virtamittauksia kaikissa liittymispisteissä. Viidennen yliaallon arvoissa on havaittavissa selvää vuorokaudenaika- ja viikonpäivävaihtelua. Arvot ovat erityisen suuria arkipäivisin työaikoina. Idässä on myös alhainen oikosulkuteho, mikä kasvattaa jännitteen yliaaltojen arvoja. Jännitteen kolmas yliaalto pysyy kuitenkin alhaisena koko alueella, joten oikosulkuteho ei voi yksinään olla syynä viidennen yliaallon suurille arvoille. Alueella on oltava useita häiriölähteitä tai voimakasta resonanssia.



Kuva 30. Jännitteen viidennen yliaallon 10 minuutin keskiarvot itäisillä asemilla elokuussa 2016.

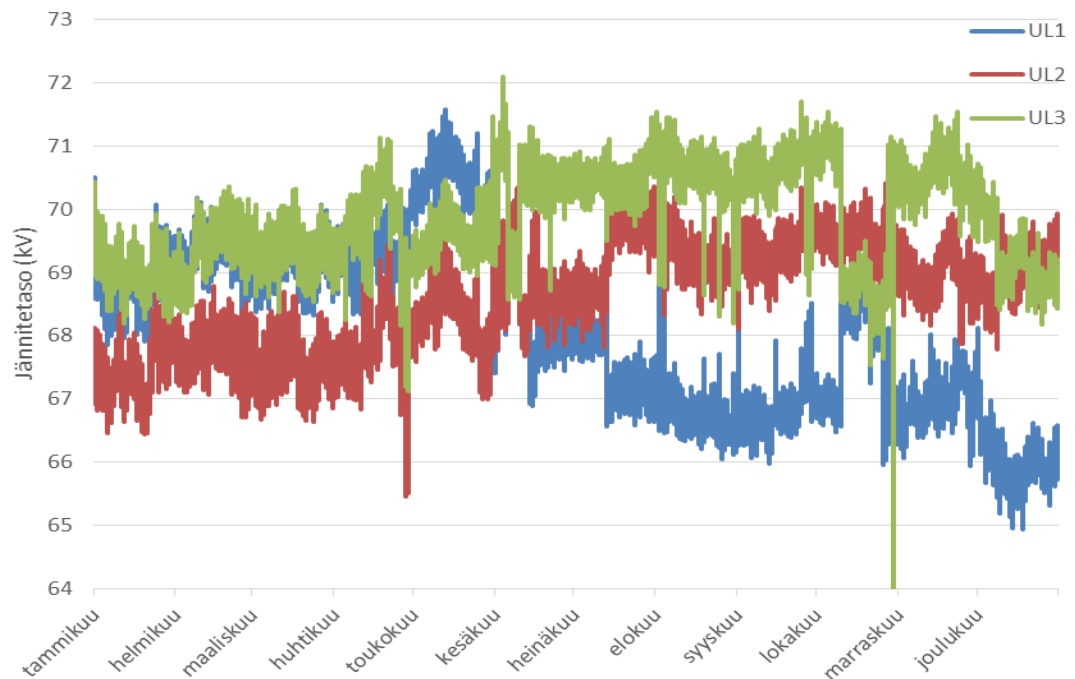
Pohjoisessa erään voimajohdon alueella jännite-epäsymmetria on suurta, rikkoen standardien asettaman 2 %:n tavoitearvon suuren osan ajasta vuonna 2016. Kyseisen voimajohdon asemilla mitatut jännite-epäsymmetriarvot on esitetty kuvassa 31. Etäisyyttä voimajohdon päissä olevilla mittauspisteillä on noin 150 km. Havaitaan, että jännite-epäsymmetriarvot ovat asemilla valtaosan ajasta lähes toisiaan vastaavia. Poikkeamat johtuvat oletettavasti lähinnä vaihejännitteiden tehollisarvojen epäsymmetriasta joka nähdään aseman B vaihejännitteistä kuvasta 32. Myös muiden asemien vaihejännitteet käyttäytyvät samoilla ajanhetkillä hyvin vastaavalla tavalla. Vuoden alussa vaiheiden 1 ja 3 jännitteiden tehollisarvot ovat melko symmetrisiä vaiheen 2 jännitteen aiheuttaessa suurehkon epäsymmetriarvot. Toukokuusta eteenpäin kaikki vaihejännitteet poikkeavat kuitenkin keskenään suuresti ja suurinta epäsymmetriaa aiheuttaa vaiheiden 1 ja 3 välinen ero. Vuoden aikana on hetkiä, jolloin epäsymmetria putoaa suhteellisen alhaiseksi. Tämä vaikuttaisi johtuvan vaiheiden 1 ja 3 välisen epäsymmetriarvot tasaantumisesta, mikä voi johtua esimerkiksi jonkin kytkennän muutoksesta.

Epäsymmetriarvot on vaikea löytää sähköverkosta. Tämä johtuu siitä, että alueella on energiamittareita hyvin harvassa ja Fingridillä ei ole tietoa kaikkien läheisten asemien kytkinlaitteiden kytkentätiloista. Eri kytkinlaitteiden dataa tarkastellessa ainoa merkittävä havainto liittyy kesäkuussa asemien A, B ja C epäsymmetriarvot putoamiseen. Tällöin katkaisija joka erottaa asemat D ja E muista asemista on auki, mistä voidaan päätellä lähteen sijaitsevan asemien D ja E puolella katkaisijasta nähdessä. Samalla alueella on

myös poikkeamaa vaihejännitteiden suuruudessa, kuten kuvasta 32 nähdään. Jotta pääjännite pysyisi alle 123 kV:n, tulee vaihejännitteiden olla alle 71 kV:n. Näin ei kuitenkaan ole ja erityisesti kolmannen vaiheen jännitetaso on suuri.

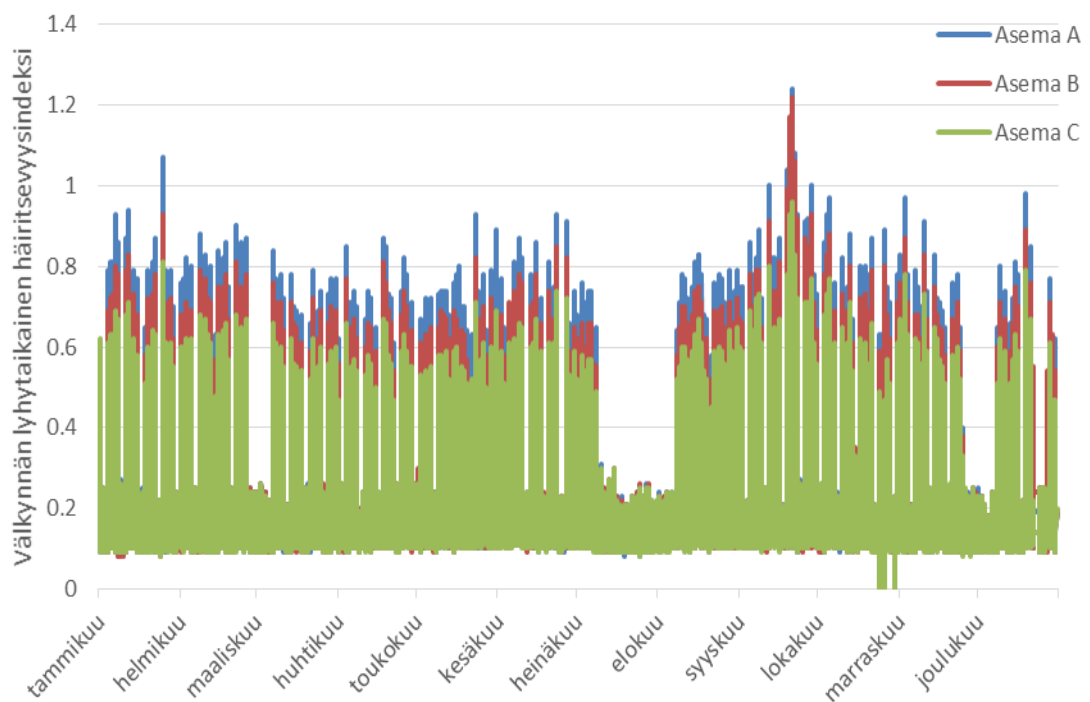


Kuva 31. Pohjoisen voimajohdon asemien jännite-epäsymmetrian 10 minuutin keskiarvot vuonna 2016.

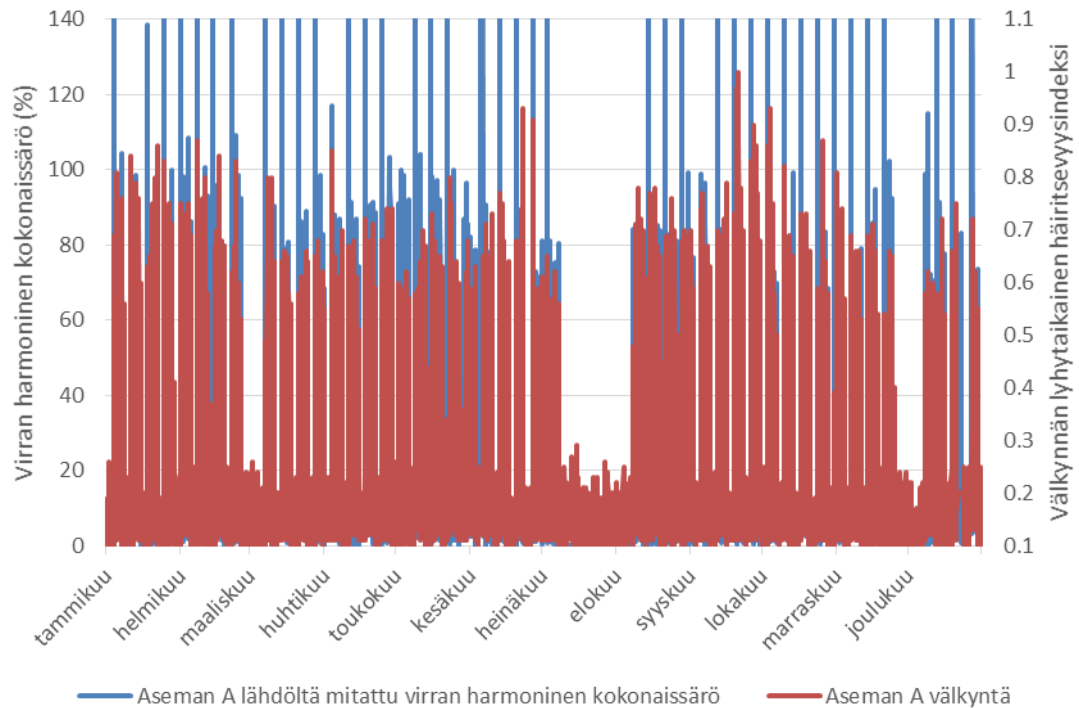


Kuva 32. Pohjoisen aseman vaihejännitteiden 10 minuutin keskiarvot vuonna 2016.

Suomen kantaverkon koillisosassa jännitteen laatu on muuten erinomaista, mutta välkynnän arvot kasvavat mittaustuloksissa suuriksi, lähestulkoon ylittäen sähkön laatuvaatimusten asettamat tavoitearvot. Alueella tehtyjen tarkempien sähkön laadun mittausten perusteella välkynnän arvot jopa ylittävät sallitut tavoitearvot, mitä ei energiamittareiden datasta nähdä. Kuvassa 33 on esitetty kolmen koillisessa sijaitsevan aseman välkynnän 10 minuutin keskiarvot vuodelta 2016. Myös alueen muiden mittauspisteiden välkynnän arvot olivat suunnilleen yhtä suuria. Viikonpäivävaihtelu on suurta, viikonloppuisin välkynnän arvot ovat hyvin alhaisia ja suurimmillaan ne ovat arkipäivisin. Vuodessa nähdään muutamia viikkoja, jolloin arvot ovat alhaisia joten laatupoikkeaman lähteenä voi olettaa olevan esimerkiksi jokin teollisuuskuorma. Lisäksi välkyntä aiheutuu tyypillisesti nopeasti vaihtuvista kuormista, joten lähdeä ei ole vaikea paikantaa. Kuvassa 34 nähdään erään koillisen aseman liittymispisteen syöttämän virran yliaaltojen arvot kyseisen aseman välkynnän arvojen rinnalla. Virran yliaaltojen arvot itsessään eivät oletettavasti vaikuta välkynnän arvoon, mutta niistä saatiin kuvaa siitä milloin liittymispisteeltä tulee häiriöpäästöjä. Läheisessä tarkastelussa havaitaan, että kyseinen teollisuuskuorma on oletettavasti välkynnän lähde. Alueella sähkön laatu yleisesti on kuitenkin erinomaista, eikä korkeasta välkynnästä ole tullut tiedettävästi muille asiakkaille haittaa.



Kuva 33. Kaakkois-Suomessa sijaitsevien asemien välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyysindeksin 10 minuutin keskiarvot vuodelta 2016.



Kuva 34. Kaakkois-Suomessa sijaitsevan aseman välkynnän lyhytaikaisen häiritsevyysindeksin 10 minuutin keskiarvot, sekä saman aseman eräältä liittymispisteeltä syötetty virran harmonisen kokonaissärön arvo vuodelta 2016. Välkynnän akseli on oikealla ja virran kokonaissärön akseli on vasemmalla. Kuvaajasta nähdään, että välkynnän ollessa alhaista, liittymispisteen kuorma ei tuota virran yliaaltoja juuri lainkaan.

5.4 Yhteenveto sähkön laadusta kantaverkossa

Tässä luvussa pyrittiin hyödyntämään nykyisten mittausjärjestelmien keräämää mittaus-tietoa sähkön laadun analysoinnissa. ION-järjestelmää ei pystytty kunnolla hyödyntämään työssä. Järjestelmään luodut raporttipohjat eivät tarkastele dataa riittävän monipuolisesti, mittalaitteita on liian vähän laajempaan kantaverkon sähkön laadun analysointiin ja järjestelmän käyttöliittymä on vanhentunut. Energiamittareita taas on sähköverkossa paljon ja dataa päästään käsittelemään suhteellisen helposti tietokantaan kohdistetuilla hauilla. Mittalaitteet on hankittu pääasiassa energiamittaustarpeisiin, joten on selvää että niiden mittaustarkkuus ei ole verrattavissa standardin IEC 61000-4-30 määrittämien luokan A mittalaitteiden mittaustarkkuuteen. Energiamittareiden avulla saatiin kuitenkin paljon hyödyllistä tietoa erityisesti sähköverkon sähkön laadun muutostilanteista. Uuden mittausjärjestelmän kehittäminen olisi hyvin ajankohtaista ja sitä käsitellään tarkemmin luvussa 7.

Energiamittareiden datan avulla tehtiin alueellisia tarkasteluja tutkien kaikkia käytössä olevia laatusuureita. Tarkasteluiden perusteella havaittiin eteläisen alueen parempi sähkön laatu muihin alueisiin verrattuna. Ero muihin alueisiin on luultavasti jopa suurempi mitä mittaustuloksissa tulee esille, ottaen huomioon energiamittareiden mittaaman 0,5

%:n kohinan vaikutuksen tuloksiin. Suurimpana syynä etelän hyvään sähkön laatuun on luultavasti suuri oikosulkuteho muihin alueisiin verrattuna. Alueellisissa tarkasteluissa nousi esille useita yksittäisten voimajohtojen tai pienempien alueiden laatupoikkeamia, joita luvussa käsiteltiin alueellisen tarkastelun jälkeen. Eteläiseltä alueelta ei löytynyt yhtään ongelma-aluetta, mikä osaltaan myös alentaa alueen keskiarvoja. Ongelma-alueiden yhteenveto on esitetty taulukossa 16.

Taulukko 16. Yhteenveto energiamittareilla havaituista ongelma-alueista.

Alue	Ongelma-alueet	Syyt
Pohjoinen	Pohjoisen voimajohdon asemilla vallitseva suuri jännite-epäsymmetria	Syy ei ole tiedossa, asiaa selvitetään tulevaisuudessa.
	Yksittäisen mittauspisteen korkeat välkynnän arvot	Syy on tiedossa ja se ei aiheuta häiriötä muille asiakkaille.
Etelä	–	–
Itä	Savon ja Pohjois-Karjalan alueen suuret jännitteen viidennen yliaallon arvot.	Häiriölähteet eivät ole tiedossa. Alhainen oikosulkuteho vaikuttaa osaltaan korkeisiin arvoihin.
	Kaakkois-Suomen asemien suuret välkynnän arvot	Luultavasti asiakkaan erikoisesta kuormasta koituva laatu-poikkeama. Tilannetta ja toimenpiteitä selvitetään tarkemmin.
Länsi	Erään voimajohdon sähkön laadun suureiden arvojen äkillinen kasvu viikoilla 11 – 20 ja 36 – 41.	Alueella vallitsee poikkeava sähkön laatu (mahdollisesti rautateiden syöttöasemista joh-tuen) kun voimajohto on syötetty säteittäisesti.

Ongelma-alueiden lisäksi pyrittiin etsimään korrelaatioita sääilmiöiden ja sähkön laatusuureiden välillä. Energiamittareiden sähkön laatusuureiden ja saatavilla olevien säätilastojen perusteella ei kyetty kuitenkaan tekemään kovin laajaa korrelaatioanalyysiä. Nähtiin, että kylmällä säällä jännitteen kolmannen yliaallon arvot kasvavat 400 kV:n asemien 110 kV:n kiskossa suuriksi. Oletettavasti kyseessä on koronailmiön vaikutus, mutta syynä voi olla myös tietynlaisen kuormituksen tai tuotannon lisääntyminen sähköverkossa koviin pakkasilla.

6. MITTAUSJÄRJESTELMÄN TARPEIDEN MÄÄRITTÄMINEN

Luvussa 5 tutkittiin kantaverkon sähkön laatua olemassa olevilla mittausjärjestelmillä ja todettiin, että nykyiset mittausjärjestelmät eivät ole riittäviä kattavaan analysointiin. Uudelle mittausjärjestelmälle on siis datan analysoinnin kannalta tarvetta ja sitä olisi hyvä alkaa kehittää. Uudesta mittausjärjestelmästä halutaan kehittää mahdollisimman monelle osapuolelle hyödyllinen kokonaisuus, joten eri osapuolten tarpeet tulee selvittää ennen kuin mittausjärjestelmälle asetetaan suosituksia. Tässä luvussa selvitetään asiakkaiden, Fingridin asiantuntijoiden sekä datan analysointia tekevien henkilöiden näkökulmasta tarpeita mittausjärjestelmälle ja sähkön laatutietojen hyödyntämiselle. Asiakkaiden tarpeita selvitettiin työssä kyselytutkimuksella, joka lähetettiin valikoidulle joukolle teollisuusasiakkaita ja jakeluverkkoyhtiöitä. Fingridin asiantuntijoiden tarpeet selvitettiin Fingridin sisäisissä työpajoissa eri yksiköiden asiantuntijoiden kanssa. Analysointityökalujen kehittämiseen kerättiin ideoita Metrum-nimisen laitevalmistajan mittausjärjestelmän avulla, jota testattiin työn ohessa.

6.1 Asiakkaiden tarpeet sähkön laatutiedoille

Asiakstarpeiden määrittämiseksi asiakkaille kehitettiin kyselytutkimus. Kyselytutkimuksen tarkoituksena oli selvittää asiakkaiden tarpeita sekä heidän omia käytäntöjä sähkön laadun mittauksessa. Kysely lähetettiin viidelle jakeluverkkoyhtiölle ja kuudelle teollisuusasiakkaalle. Kyselyyn vastasi neljä jakeluverkkoyhtiötä ja viisi teollisuusasiakasta. Kuudes teollisuusasiakas vastasi puhelimitse tärkeimpiin avoimiin kysymyksiin. Kyselytutkimusten pohjat on esitetty työn liitteissä A ja B. Ne ovat muuten keskenään samanlaiset, mutta kysymys numero 10 eroaa hieman kohderyhmästä riippuen. Lisäksi jakeluverkkoyhtiöt vastasivat osaan kysymyksistä oman sähköverkkonsa kannalta, koska kantaverkon sähkön laadun ei koettu aiheuttavan heidän sähköverkkoonsa haittaa.

Asiakkaille kehitetyn kyselytutkimuksen kysymykset olivat taulukon 17 mukaiset. Kysymykset 1 – 6 liittyivät asiakkaan omaan sähkön laadun mittaukseen ja raportointiin. Kysymysten 7 ja 8 tarkoitus oli selvittää asiakstarpeita mitattavien suureiden ja raportoinnin osalta, sekä määrittää sähkön laatupoikkeamista koituvat kustannukset. Kysymysten 9, 10 ja 11 avulla pyrittiin saamaan lisätietoa sähkön laadusta ja sen hyödyntämisestä. Seuraavaksi esitellään kyselytutkimuksen vastaukset, joita hyödynnetään asettaessa suosituksia uuden mittausjärjestelmän vaatimuksiksi.

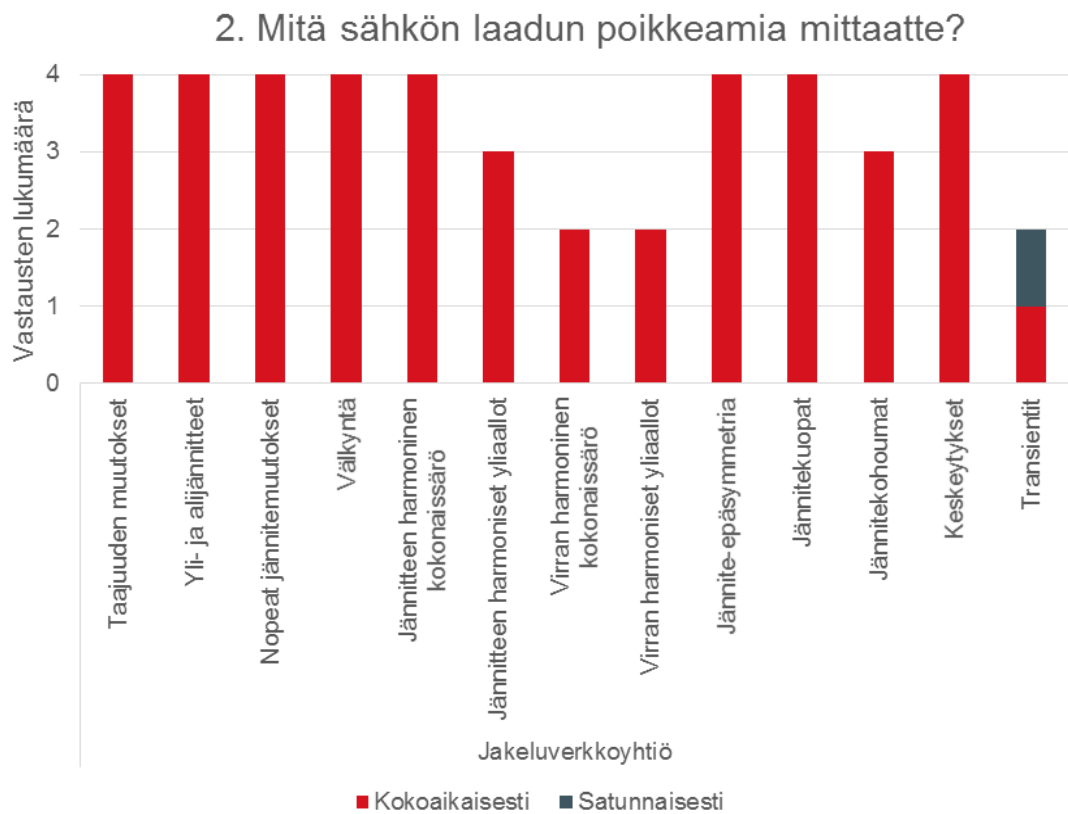
Taulukko 17. Asiakkaille tehdyn kyselytutkimuksien kysymykset.

1. Mittaatteko sähkön laatua?
2. Mitä sähkön laadun poikkeamia mittaatte?
3. Millaisia mittalaitteita ja järjestelmiä käytätte sähkön laadun mittaamiseen ja valvontaan?
4. Mitkä ovat tärkeimmät syyt sähkön laadun mittaukselle?
5. Raportoitteko sähkön laadun mittaustuloksia?
6. Minkä standardin mukaisesti raportoitte sähkön laatua?
7. Mitkä ovat kannaltanne haitallisimmat sähkön laadun poikkeamat tärkeysjärjestyksessä ja niistä koituva arvioitu vuosittainen keskimääräinen taloudellinen haitta (€):
8. Toivotteko meiltä raportointia liittymispisteiden sähkön laadusta?
9. Oletteko havainneet kausivaihtelua sähkön laadussa?
10. Miten käytätte sähkön laadun tietoja verkkosuunnittelun ja käytönsuunnittelun tukena? (Jakeluverkkoyhtiö)
10. Miten käytätte sähkön laadun tietoja käytönsuunnittelun tukena? (Teollisuusasiakas)
11. Muut kehitysehdotukset ja ajatukset

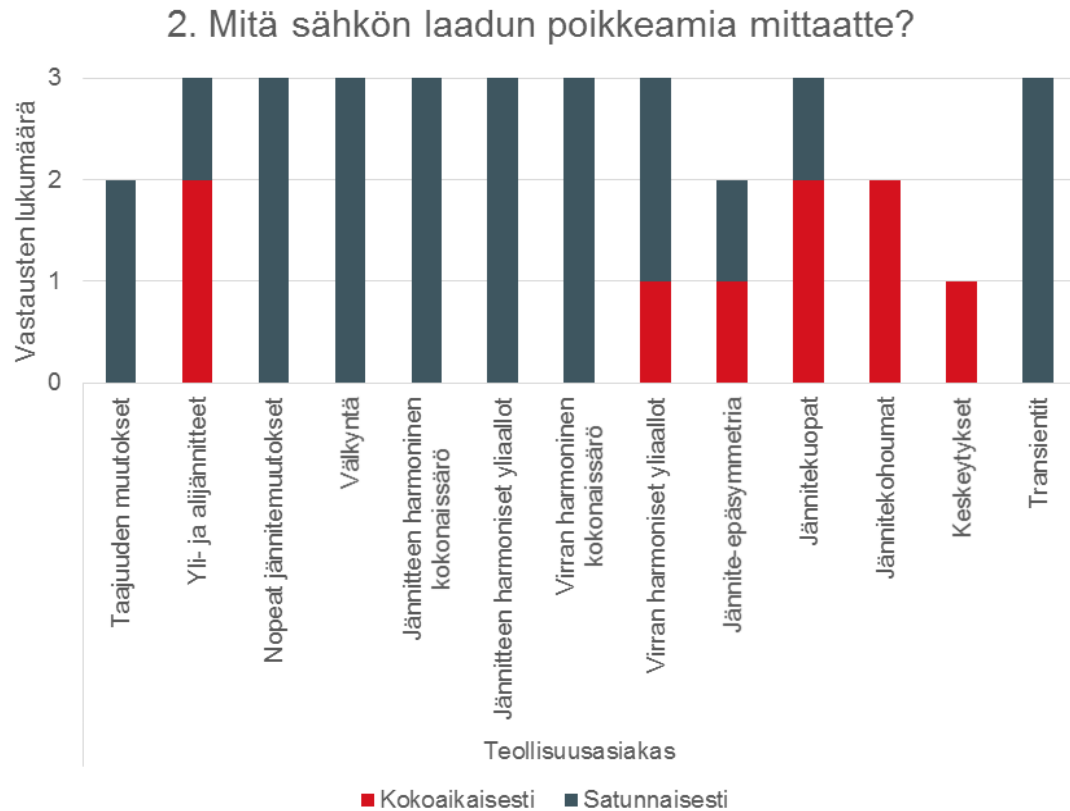
Kysymyksissä 1 ja 2 määritettiin asiakkaiden käytäntöjä sähkön laadun mittauksen osalta. Kuvissa 35, 36 ja 37 on esitetty vastaukset kysymyksiin. Kyselyn kaikki jakeluverkkoyhtiöt vastasivat mittaavansa sähkön laatua. Jakeluverkkoyhtiötä kiinnostaa mitata lähes kaikkia sähkön laatusuureita jatkuvasti, mutta osa ei mittaa virran yliaaltoja ja transientteja. Teollisuusasiakkaista kukaan ei mittaa sähkön laatua jatkuvasti, mutta kolme viidestä mittaa sähkön laatua satunnaisesti eri mittauspisteissä. Teollisuusasiakkaiden keskuudessa virran mittaus on suositumpaa, mutta suurinta osaa suureista mitataan satunnaisesti.



Kuva 35. Ensimmäisen kysymyksen vastaukset.



Kuva 36. Toisen kysymyksen vastaukset jakeluverkkoyhtiöiden osalta.



Kuva 37. Toisen kysymyksen vastaukset teollisuusasiakkaiden osalta.

Kysymyksessä 3 määritettiin asiakkaiden käyttämiä mittalaitteita ja järjestelmiä sähkön laadun mittaukseen ja valvontaan. Jakeluverkkoyhtiöiden mittausjärjestelmät ovat laajoja. Yhdellä jakeluverkkoyhtiöllä on käytössä standardin IEC 61000-4-30 luokan A mittalaitteita muutamalla asemalla. Sähkön laatua mittaavia mittalaitteita on käytössä jopa satoja jakeluverkon koosta riippuen. Mittalaitteet ovat tyypillisesti etäluettavia ja datan analysointia varten on käytössä laitevalmistajan analysointisovellus. Kahdella jakeluverkkoyhtiöllä on käytettävissä myös siirrettävät sähkön laadun mittalaitteet tarkempaa mittausta varten. Yksi jakeluverkkoyhtiöistä on myös hyödyntämässä sähkön laadutietojen luentaa uusilla suojarileillä. Teollisuusasiakkaiden osalla käytännöt vaihtelevat suuresti. Kaksi teollisuusasiakasta ei mittaa sähkön laatua ollenkaan, yhdellä asiakkaalla eri yksiköt vastaavat omasta sähkön laadun mittauksesta itsenäisesti, yhden asiakkaan mittauksista vastaa palveluntoimittaja ja kaksi mittaa sähkön laatua satunnaisesti siirrettävillä mittalaitteilla.

Kysymyksessä 4 määritettiin asiakkaiden syitä sähkön laadun mittaukselle. Jakeluverkkoyhtiöille tärkeimpänä syynä mittaukselle oli todentaa sähkön laadun tila sähköverkossa. Tärkeimpänä koettiin jännitetason valvonta. Lisäksi asiakkaiden yhteydenotot ja erilaisten häiriöiden selvitykset ja niistä raportointi ovat syynä sähkön laadun mittaukselle. Teollisuusasiakkailta myös syyt sähkön laadun mittaukselle vaihtelevat paljon. Yksi asiakas selvittää lähinnä omaa sähkön laatua ja sen vaikutusta sähköverkkoon, yhtiä

asiakasta kiinnostaa seurata sähköverkon laatu poikkeamia ja niiden vaikutusta omaan toimintaan ja yksi asiakas hyödyntää sähkön laatu tietoja laitteistousinnoissa ja vianselvityksessä.

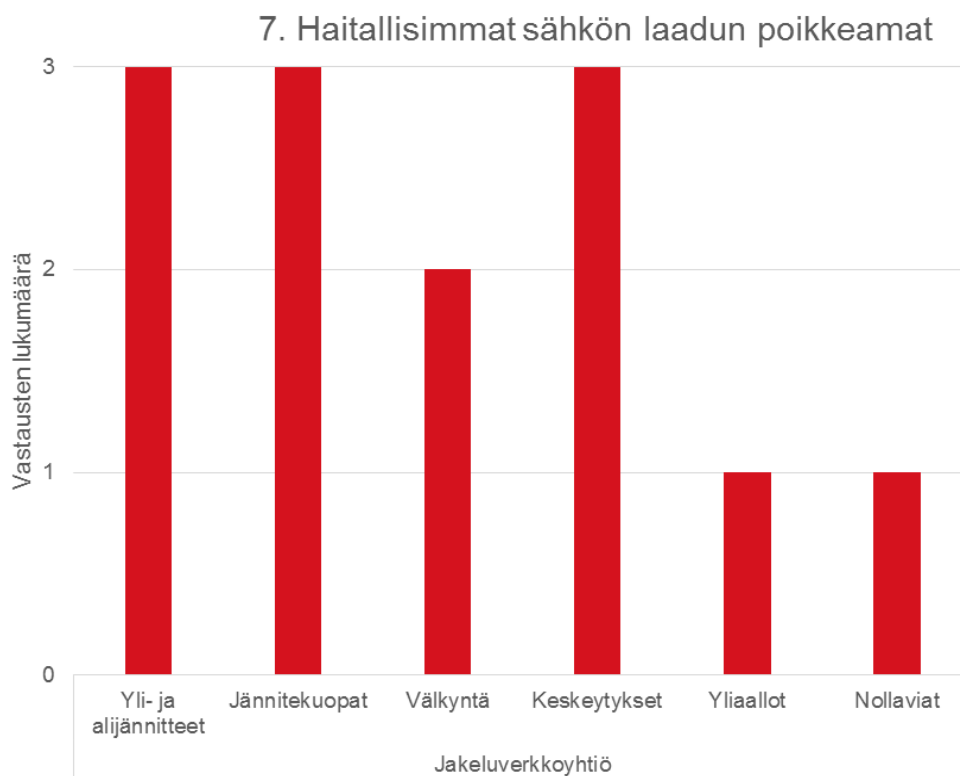
Kysymyksissä 5 ja 6 määritettiin asiakkaiden käytäntöjä mittaustiedon raportoinnin osalta. Kysymyksen 5 vastaukset on esitetty kuvassa 38. Yksikään kyselyyn vastanneista asiakkaista ei raportoi sähkö laadusta määrämuotoisesti eli esimerkiksi viikoittain. Jakeluverkkoyhtiöistä kolme raportoi sähkö laadun mittaustuloksia tapahtumakohtaisesti, eli esimerkiksi heidän oman asiakkaan tai asiantuntijan toivoessa selvitystä. Teollisuusasiakkaista vain kaksi raportoi mittaustuloksia tapahtumakohtaisesti ja muut eivät ollenkaan. Kaikki raportointia tekevät asiakkaat raportoivat sähkö laadusta standardin SFS-EN 50160 mukaisesti.



Kuva 38. Viidennen kysymyksen vastaukset.

Kysymyksessä 7 määritettiin, mitkä sähkö laatu poikkeamat ovat asiakkaille haitallisimpia sekä sitä kuinka suuria kustannuksia laatu poikkeamat aiheuttavat. Vastaukset kysymykseen on esitetty kuvissa 39 ja 40. Vastauksiin pyydettiin myös järjestystä poikkeamien haitallisuudelle. Jakeluverkkoyhtiöt vastasivat kysymykseen oman sähköverkkonsa kannalta, sillä he eivät kokeneet kantaverkon sähkö laadun tuottavan haittaa oman sähköverkon toiminnalle. Jakeluverkkoyhtiöille eniten haittaa aiheuttavat yli- ja alijännitteet. Toiseksi eniten haittaa aiheutuu keskeytyksistä ja kolmanneksi jännitekuopista.

Jakeluverkkoyhtiöiden sähkön laadusta koituvat kustannukset koostuvat pitkälti mahdollisista laiterikoista sekä keskeytyksistä aiheutuvista kustannuksista. Tarkkoja kustannuksia eivät kaikki jakeluverkkoyhtiöt saaneet kertoa. Teollisuusasiakkailta haitallisimpia laatupoikkeamia olivat kantaverkossa esiintyvät jännitekuopat. Lisäksi erilaiset yli- ja alijännitteet sekä keskeytykset koetaan haitallisiksi. Kustannukset koostuvat erityisesti tuotannon keskeytyksistä ja yksittäinen jännitekuoppa voi kustantaa asiakkaalle 50 000 euroa, jos jännitekuoppa johtaa tuotannon keskeytykseen. Suurimmilla yksiköillä yksittäinen tuotannon keskeytyks voi kustantaa jopa 1,5 – 3 miljoonaa euroa.



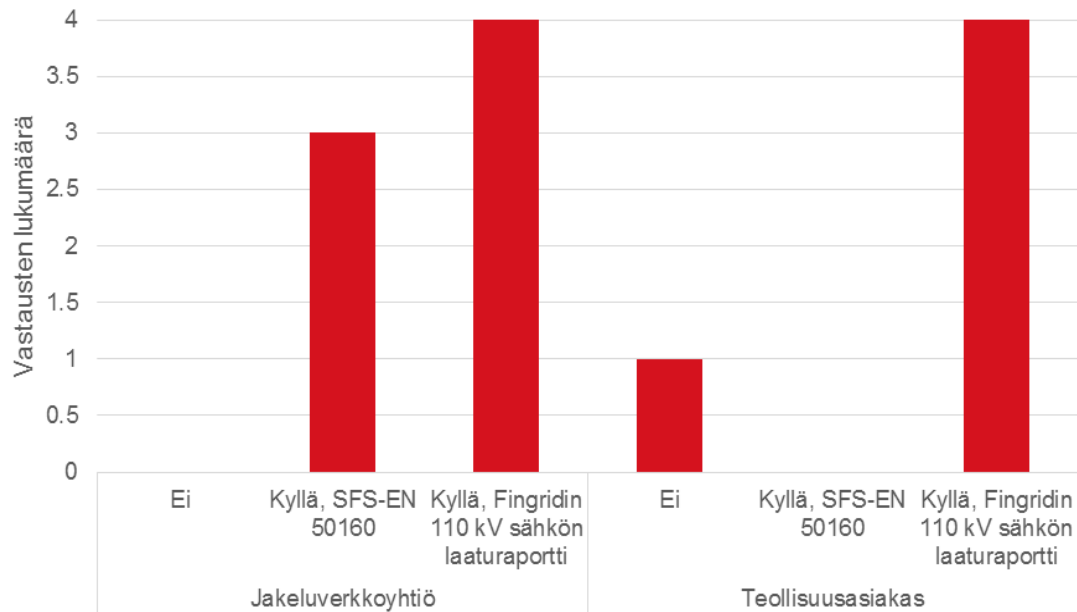
Kuva 39. Seitsemännen kysymyksen vastaukset jakeluverkkoyhtiöiden osalta.



Kuva 40. Seitsemännen kysymyksen vastaukset teollisuusasiakkaiden osalta.

Kysymyksessä 8 määritettiin asiakkaiden toiveita sähkön laadun raportoinnin osalta. Kysymyksen vastaukset on esitetty kuvassa 41. Kaikki paitsi yksi asiakas toivoi sähkön laadun raportointia Fingridin 110 kV sähkön laaturaportin pohjalta. Kolme jakeluverkkoyhtiötä toivoi lisäksi SFS-EN 50160 mukaista raportointia. Tuloksia pyritään hyödyntämään suunnitellussa tulevaa raportointijärjestelmää.

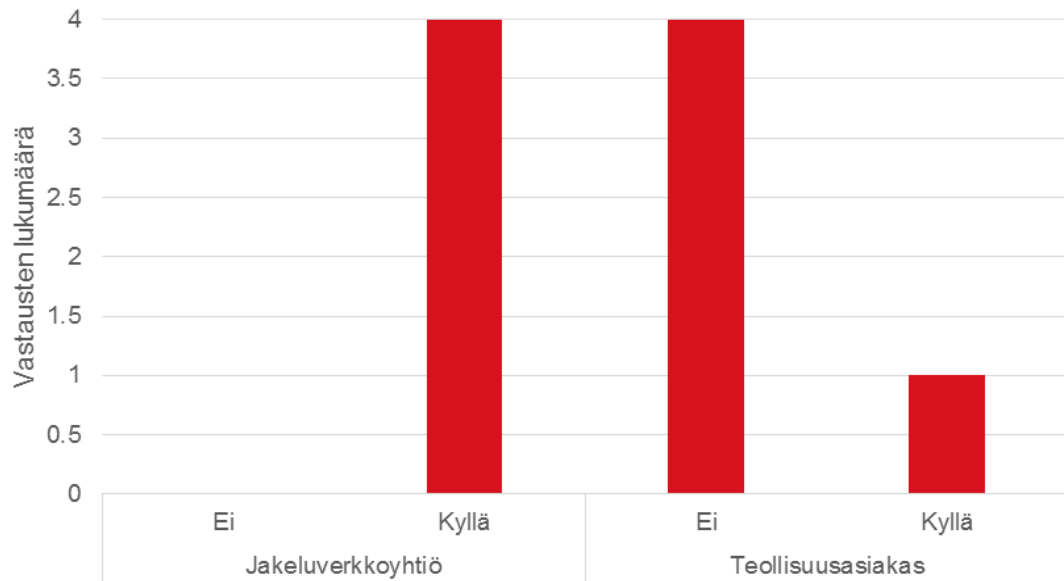
8. Toivotteko meiltä raportointia liittymispisteiden sähkön laadusta?



Kuva 41. Kahdeksannen kysymyksen vastaukset.

Kysymyksessä 9 selvitettiin, ovatko asiakkaat havainneet kausivaihtelua sähkön laadussa. Vastaukset on esitetty kuvassa 42. Jakeluverkkoyhtiöiden ja teollisuusasiakkaiden vastauksissa on havaittavissa selvää eroa. Jakeluverkkoyhtiöt ovat havainneet kausivaihteluita esimerkiksi lyhytaikaisten keskeytyksien muodossa muuttolintujen aikaan, kesän ukkoskaudella ja talven tykkylumiaikana. Suuritehoisten kuormien muutokset vaikuttaa sähkön laatuun ja sähköjunat aiheuttavat ajoittaisesti jännite-epäsymmetriaa. Kaivannais-teollisuuden on havaittu aiheuttavan virran yliaaltoja. Yliaallot mukailevat kuormitusten muutoksia erityisesti yön ja päivän välillä. Yksi teollisuusasiakas on havainnut jännitekuoppien määrän kasvun kesäkaudella ukkosten johdosta, mutta muut eivät olleet huomanneet mitään kausivaihtelua.

9. Oletteko havainneet kausivaihtelua sähkön laadussa?



Kuva 42. Yhdeksännennen kysymyksen vastaukset.

Kymmenes kysymys jakeluverkkoyhtiöille käsitteli sähkön laadun tietojen hyödyntämistä verkkosuunnittelun ja käytönsuunnittelun tukena. Kaksi jakeluverkkoyhtiötä käyttää tietoja verkkosuunnittelussa verraten sähkön laatua standardin EN 50160 asettamiin rajoihin. Tilanteen vaatiessa sähköverkkoa vahvistetaan. Yksi jakeluverkkoyhtiö pyrkii vähentämään muuntamoiden suojausratkaisuilla lyhytaikaisia katkoja. Asiakkaiden liittymiskohdissa tehtyjen mittausten perusteella tehdään suunnitelmia sähköverkon laatusaaneeraukselle. Neljäs jakeluverkkoyhtiö käyttää laatutietoa lähinnä loistehomittauksessa, mutta häiriötilanteissa voidaan hyödyntää myös häiriötallenteita. Teollisuusasiakkailta kysyttiin vastaava kysymys vain käytönsuunnittelun osalta, mutta yksikään ei käytä sähkön laadun tietoja käytönsuunnittelun tukena.

Kyselytutkimuksen lopussa oli tilaa muille kehitysehdotuksille ja ajatuksille. Eräs teollisuusasiakas toivoi, että saataisiin vuosittain ainakin yksi yhteenveto asiakkaan liittymispisteessä tapahtuneista sähkön laatupoikkeamista. Toisella asiakkaalla oli toiveita reaaliaikaiseen loistehomittaukseen meidän puolelta, mikä ei suoraan liity sähkön laadun mittaukseen. Kyselytutkimuksen tuloksia pyritään hyödyntämään erityisesti luvun 7 yhteydessä luotaessa suosituksia uudelle mittaus- ja valvontajärjestelmälle.

6.2 Muiden kantaverkkoyhtiöiden määrittämät käytännöt

Työssä tehtiin kyselytutkimus myös muille kantaverkkoyhtiöille. Antti Kuusela esitti kyselytutkimuksen pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden sähkön laatuasiantuntijoiden välisen palaverin osallistujille. Kyselytutkimus oli laaja, ja sen tarkoituksena oli selvittää muiden kantaverkkoyhtiöiden tekemiä ratkaisuja heidän sähkön laadun mittaus- ja valvontajärjestelmissä. Kyselytutkimus esitettiin kolmelle edustajalle, joista kaksi vastasi kyselyyn. Kantaverkkoyhtiöihin viitataan työssä kantaverkkoyhtiö A:na ja B:nä. Kantaverkkoyhtiöille esitetyt kysymykset on esitetty taulukossa 18. Kyselytutkimuksen kysymykset 1 ja 2 liittyivät yleisesti sähkön laadun mittaukseen. Kysymykset 3 – 5 liittyivät mittalaitteiden valintaan. Kysymykset 6 ja 7 käsittelivät järjestelmäteknisiä ratkaisuja. Kysymykset 8, 9, 12 ja 13 käsittelivät yleisiä mittausjärjestelmän suunnitteluun liittyviä asioita. Kysymykset 10 ja 11 käsittelivät sähkön laadun raportointia ja kysymyksien 14 – 16 avulla pyrittiin keräämään lisätietoa. Kysely oli laaja ja sen kaikki kysymykset käsitelivät jossain määrin luvussa 7 tehtäviä suosituksia tulevalle mittausjärjestelmälle.

Taulukko 18. Kantaverkkoyhtiöille tehdyn kyselytutkimuksen kysymykset.

1. Are you monitoring power quality?
2. Which parameters are you monitoring?
3. On how many substations are you currently monitoring power quality and with what type of monitoring equipment?
4. How have you chosen the types of monitoring equipment you are using?
5. Are you monitoring power quality with devices that are primarily made for other purposes?
6. How are you processing the output from your monitoring equipment?
7. How are you storing the data and what sort of data format are you using?
8. What are the most important reasons for monitoring power quality in your grid?
9. What is most important when you choose where to install new permanent monitoring equipment?
10. Do you create reports of power quality in the grid?
11. Do you report power quality to your customers on a regular basis?
12. How are you using power quality data as a support for grid and dispatch planning?
13. Which power quality disturbances are the most harmful in your grid? Also, please mention the estimate of yearly average financial harm caused, if possible.
14. Have you noticed any seasonal changes in power quality?
15. Are you currently working on new ways for evaluating power quality in the grid?
16. Any other information you would like to share with us?

Molemmat vastanneista kantaverkkoyhtiöistä mittaavat sähkön laatua jatkuvasti ja kaikkia kyselytutkimuksessa esitettyjä laatusuureita hyvin kattavasti, mutta kantaverkkoyhtiö B ei mittaa taajuuden poikkeamia. Kantaverkkoyhtiö A:lla on 41 kappaletta standardin IEC 61000-4-30 määrittämää luokan A sähkön laadun mittalaitteita, joista 21 on Elspecin valmistamia ja 20 Metrumin valmistamia. Mittalaitteet on sijoitettu pääosin 300 kV ja 420 kV asemille ja muutamia mittalaitteita on myös alhaisempien jännitetasojen asemilla. Kantaverkkoyhtiö B omistaa 150 kappaletta Metrumin luokan A sähkön laadun mittalaitetta, mutta mittalaitteiden päätarkoitus on toimia tukena energiamittauksessa. Mittalaitteet keräävät myös tarkasti sähkön laatu tietoja, mutta kantaverkkoyhtiö B:llä ei ole vielä tänä päivänä resursseja analysoida laatu tietoja itse.

Kantaverkkoyhtiö A on valinnut Metrumin mittalaitteet koska ne soveltuvat käyttöön heidän neljän eri tyyppisen mittamuuntajan kanssa. Lisäksi Metrumin tarjoamat nettipalvelut ja XML-tiedostomuoto olivat valinnassa olennaisia. Elspecin mittalaitteissa heitä kiinnostaa erityisesti jatkuva aaltomuototallennus, jonka avulla saadaan 20 ms välein arvot jokaiselle laatusuureelle. Jatkuva tallennus on heidän mukaan erittäin käytännöllistä vika-analysissä. Kantaverkkoyhtiö B on valinnut Metrumin mittalaitteet, koska ne ovat luokan A mittalaitteita joita voi käyttää myös energiamittauksessa. Lisäksi mittalaitteen sopiva koko oli valinnassa olennainen tekijä. Kumpikaan kantaverkkoyhtiöistä ei hyödynnä releitä, PMU:ita (Phasor measurement unit) tai häiriötallentimia sähkön laadun mittauksessa.

Kantaverkkoyhtiö A:lla on käytössä oma datan analysointisovellus ja tietokanta, jotka ovat yhteensopivia molempien laitevalmistajien mittalaitteiden kanssa. Kantaverkkoyhtiö B käyttää Metrumin tietokantaa ja Metrumin tarjoamia datan analysointisovelluksia. Kantaverkkoyhtiö A käyttää mittaustietoja oman sähkön laatuvaatimuksen täyttymisen todentamiseksi sekä määrittää ja arvioi sähkön laadun muutoksia pitkällä aikavälillä. Mittaukset ja niistä tehty dokumentaatio ovat hyödyllisiä asiakkaiden tehdessä reklamaatioita. Kantaverkkoyhtiö B käyttää mittaustuloksia lähinnä normaaliin häiriötallentimien tukena energiamittauksen lisäksi.

Kantaverkkoyhtiö A on asentanut mittalaitteet erityisesti HVDC-linkkien lähelle, alueille joissa on tietävästi laatu poikkeamaa, häiriölähteiden lähelle ja kantaverkon heikkoihin kohtiin. Kantaverkkoyhtiö B on valinnut mittauspisteet suoraan energiamittauspisteiden mukaisesti. Kantaverkkoyhtiö A raportoi asiakkaille kaikki tapahtumat ja tekee raportin jännitteen laadusta oman sääntelynsä mukaisesti tietyin väliajoin ja erityistapauksissa. Kantaverkkoyhtiö B tekee raportointia sähkön laadusta vain itselleen määritellyin väliajoin, muttei raportoi asiakkaille ollenkaan.

Kantaverkkoyhtiö A käyttää mittaustietoja keskeytysten suunnittelussa, suodatin- tai kompensatioinvestointien suunnittelussa, vika-analyysin tukena ja kantaverkon sähkön laatu poikkeamien valvonnassa. Kantaverkkoyhtiö B ei käytä dataa verkkosuunnittelun tai kantaverkon käytön tukena. Kantaverkkoyhtiö A:n kantaverkossa haitallisimpia sähkön

laatupoikkeamia ovat keskeytykset, jännitekuopat, transientit ja yliaallot. Kantaverkkoyhtiö B:n kantaverkossa haitallisimpia poikkeamia ovat jännitekuopat, välkyntä, yli- ja alijännitteet sekä jännite-epäsymmetria.

Kantaverkkoyhtiö A on havainnut yliaaltojen arvojen kasvavan keväällä ja kesällä, lisäksi jännitekuoppia ja keskeytyksiä on enemmän syksyllä ja talvella. Kantaverkkoyhtiö B ei ole havainnut muutoksia sähkön laadussa vuodenaikojen välillä. Kantaverkkoyhtiö A ei ole viimeaikoina kehittänyt sähkön laadun valvontaa, mutta heillä on suunnitteilla asettaa asiakkaiden virtojen yliaalloille raja-arvoja. Kantaverkkoyhtiö B ei ole kehittänyt mitään uutta sähkön laadun sääntelyyn, koska he eivät koe sähkön laadun olevan ongelmana heidän kantaverkossa.

6.3 Fingridin tarpeet laatutietojen hyödyntämiselle

Fingridin tarpeita sähkön laadun mittausjärjestelmälle selvitettiin kolmessa työn aikana järjestetyssä työpajassa. Eri ryhmissä otettiin huomioon kantaverkon käytön, verkkosuunnittelun ja omaisuuden hallinnan asiantuntijoiden näkökulmia ja ideoita. Työpajoissa esitettiin Fingridin nykyiset sähkön laadun mittausjärjestelmät ja testikäytetyn mittausjärjestelmän ominaisuuksia ja suorituskykyä. Lopulta asiantuntijoilta kysyttiin mielipiteitä erityisesti mitattavien suureiden, datan käyttökohteiden sekä valvonnan ja raportoinnin osalta. Tässä luvussa esitetyt ideat ja näkökulmat ovat kaikki Fingridin asiantuntijoiden esittämiä ja niitä pyritään hyödyntämään tehtäessä suositusta uudelle mittausjärjestelmälle.

6.3.1 Sähkön laatu verkkosuunnittelun lähtökohtana

Verkkosuunnittelun työpajaan osallistui voimajärjestelmän suunnittelun ja verkkosuunnittelun asiantuntijoita. Pää tavoitteena oli selvittää, miten sähkön laatutietoja voitaisiin hyödyntää kantaverkon pitkän ajan suunnittelussa. Jatkuvasti mitattavien suureiden historiadata koettiin kiinnostavaksi erityisesti selvittämään syy–seuraussuhteita eri ilmiöiden välillä. Syy–seuraussuhteita voitaisiin hyödyntää suunnitteluperiaatteissa esimerkiksi määrittäessä pienimpiä sallittuja oikosulkutehoja erilaisille kuormille. Lisäksi historiadataa voitaisiin hyödyntää uusien kondensaattorien sijoittelun suunnittelussa ja eri ohjelmistojen mallien validoinnissa. Esimerkiksi PSCAD-malleihin voitaisiin jatkossa asettaa realistisempia tietoja jännitteiden ja virtojen säröytymisestä eri alueilla.

Toinen esille noussut idea datan hyödyntämiselle oli järjestelmätason ja sähkön laadun suureiden trendien välisten korrelaatioiden selvittäminen. Jatkossa voitaisiin vertailla esimerkiksi sähköverkon inertian, taajuuden tai taajuusheiluntojen sekä eri sähkön laadusuurien käyttäytymistä pitkällä aikavälillä. Jos suureiden välillä löytyisi korrelaatioita, voitaisiin niiden perusteella määrittää, tuleeko tulevaisuudessa järjestelmätason ennusteiden

perusteella joitain rajoja vastaan joihin tulisi varautua. Vastaavasti voitaisiin pyrkiä selvittämään koko järjestelmän koronahäviöiden määrää esimerkiksi kolmannen yliaallon arvojen perusteella. Kyseinen tutkimus vaatisi kuitenkin hyvin laajan mittausjärjestelmän ja paljon resursseja. Tapahtumien tilastointi ja analysointi ei herättänyt erityistä kiinnostusta pitkän ajan suunnittelun puolelta.

Raportoinnin ei pitkän ajan suunnittelun asiantuntijoiden näkökulmasta tarvitse olla kovinkaan tiheää. Esimerkiksi vuosittaiset raportit suurimmista muutoksista kantaverkossa kiinnostaa. Raportoinnissa prosenttipisteiden käyttö mittareina sai kannatusta, mutta lisäksi olisi tärkeää saada yhteen raporttiin useita prosenttipisteitä samoista laatusuureista. Lisäksi suurimmista tapahtumista kuten myrskyistä toivotaan kykyä yhdistää tapahtumien tallenteet ja ajankohdat samanaikaisesti verkkotilanteisiin. Niitä yhdistämällä voitaisiin kehittää tarkempia raportteja verkkosuunnittelun asiantuntijoille. Ominaisuus vaatisi useaa eri järjestelmää samanaikaisesti ja sen järjestäminen voi olla haastavaa.

6.3.2 Sähkön laatu kantaverkon käytön lähtökohtana

Verkon käytön työpajaan osallistui käytönsuunnittelun, käytön kehityksen ja kantaverkon hallinnan asiantuntijoita. Työpajan päätavoitteena oli selvittää, miten sähkön laatatietoja voitaisiin hyödyntää erityisesti kantaverkon käytön tukena. Kantaverkon käytön asiantuntijoita kiinnosti erityisesti tapahtumien mittaus ja tilastointi, mutta myös historiadata kiinnosti. Kantaverkon eri alueiden sähkön laatua voitaisiin valvoa mittausten avulla ja saada lähes reaaliaikaisia hälytyksiä, kun jokin asetettu tavoitearvo ylittyy. Reaaliaikaista dataa voitaisiin käyttää hyödyksi myös tarkistamaan käytönvalvontajärjestelmän mittausten oikeellisuutta. Historiadata taas toimisi hyvänä tukena jälkikäteen tehtäville selvityksille sekä asiakkaiden laatureklamaatioiden tausta-aineistona. Lisäksi voitaisiin selvittää yliaaltojen lähteiden ja erilaisten epäsymmetristen kuormien vaikutusta sähkön laatuun esimerkiksi säteittäisen syötön aikana. Myös lisätieto koronan määrästä tai GIC-virtojen (Geomagnetically induced current) suuruuksista kantaverkossa herätti kiinnostusta työpajassa. Kantaverkon käytön asiantuntijoita kiinnosti myös vieraan sähköverkon, eli asiakkaiden mittaustiedot, joista olisi apua eri käyttötilanteiden hahmottamisessa. Laatatietoja vieraan sähköverkon sähkön laadusta voi olla kuitenkin hyvin vaikea saada.

Tapahtumien osalta erityisesti jännitekuoppien tarkempi tilastointi sai asiantuntijoilta paljon tukea. Tilastoinnin avulla saataisiin tarkempaa tietoa kantaverkon eri alueiden toiminnasta, ja samoja tietoja voitaisiin tarjota myös asiakkaille. Jo pelkkä liittymispisteiden tapahtumien tarkka kirjaaminen tarjoaisi paljon sellaista tietoa, jota Fingridillä ei nykyään ole saatavilla. Lisäksi tarkkojen mittausten avulla voitaisiin tarkastella jännitekuoppien leviämistä kantaverkossa ja selvittää tarkasti, millä ajanhetkellä ja jännitetasolla kuormat ja tuotantolaitokset irtoavat kantaverkosta eri tilanteissa. Siten voitaisiin määrittää täyttävätkö asiakkaat niille asetetut vaatimukset kantaverkossa pysymiseen liittyen. Jos tapah-

tumien tiedot siirtyisivät nopeasti kantaverkon hallinnan asiantuntijoiden saataville, voitaisiin heti häiriöiden jälkeen tarjota asiakkaille tarkkaa tietoa tapahtumista ja mahdollisesti myös tapahtumien aiheuttajista.

Asiantuntijoilta saatiin mielipide siitä, millä päivityssyklillä tietoa tulisi siirtää mittalaitteilta tietokantaan. Jälkiselvityksiä varten tiedon reaaliaikaisuus ei ole kriittistä. Jos kuitenkin halutaan ilmoituksia tavoitearvojen ylityksistä, tulisi tietojen siirtyä tietokantaan nopeasti. Varsinaista tarvetta ilmoituksista ei kuitenkaan työpajassa käsitelty laajemmin, joten tarve täytyy selvittää tarkemmin tulevaisuudessa. Tapahtumien osalta datan reaaliaikaisuus on kuitenkin olennaista. Asiakkaat saattavat soittaa esimerkiksi jännitekuoppien jälkeen kantaverkon hallinnan asiantuntijoille kysellen mistä on ollut kyse. Tietoa ei kuitenkaan nykyään aina ole saatavilla ja asiaan toivottaisiin muutosta.

Sähkön laatutietojen raportoinnin osalta kantaverkon käytön asiantuntijat toivoivat joustavuutta. Erityisesti raja-arvoja tulisi pystyä muuttamaan, jotta voitaisiin jatkossa raportoida tarvittaessa esimerkiksi ENTSO-E:lle (European Network of Transmission System Operators for Electricity) kantaverkon sähkön laadusta. Talon sisäisen sähkön laadunvalvonnan osalta esitettiin, että esimerkiksi kuukausittaiset mittarit, kuten prosenttipisteet eri asemien tai alueiden välillä voisivat olla hyödyllisiä. Asiantuntijat painottivat myös, että laatutietojen on oltava saatavilla myös heidän käyttöönsä. Siksi tulisi tehdä tarkemmin suosituksia myös siitä, miten laatutiedot tulisi varastoida ja saada eri käyttäjien saataville.

6.3.3 Sähkön laatu omaisuuden hallinnan lähtökohtana

Omaisuuden hallinnan työpajaan osallistui muuntaja-asiantuntijoita, rele- ja suojausasiantuntijoita, kytkinlaiteasiantuntija sekä HVDC-asiantuntija. Asiantuntijoilla oli keskenään hyvin erilaisia ajatuksia laatutietojen hyödyntämiselle. Muuntaja-asiantuntijoita ja kytkinlaiteasiantuntijaa kiinnosti erityisesti jännitetransienttitallenteet, joiden avulla voitaisiin selvittää tarkemmin, kuinka suuria ylijännitteitä suurjännitekomponentteihin kohdistuu. Lisäksi mittamuuntajien hajoamisten syitä voisi pyrkiä selvittämään sähkön laatusuureiden avulla. Yliaalloista tai muuntajien läpi menevistä vikavirroista voi aiheutua laiterikkoja ja siten myös kustannuksia. Myös sähköasemien apusähköjärjestelmissä on ollut häiriöitä, ja niiden syitä voitaisiin pyrkiä selvittämään. Suurjännitepuolen huono sähkön laatu voi olla syynä apusähköjärjestelmän häiriöihin. Jatkuvista mittauksista saataisiin tietoa jännitteistä ja voitaisiin kerätä tarkkaa tietoa jännitteensäädön toiminnasta pitkällä aikavälillä. Myös jännitekuoppien tilastointi ja tarkempi luokittelu herätti jälleen mielenkiintoa.

Suojausasiantuntijoita kiinnosti erityisesti mahdollisuus käyttää tapahtumatallenteita häiriötallentimien tukena. Releiden ja häiriötallentimien tallenteissa on joskus vikoja ja tällöin olisi hyvä saada sähkön laadun mittalaitteilta varmentava tallenne. Lisäksi tarkat

transienttitallenteet voisivat olla erityisemmin vikatilanteissa kiinnostavia, koska reileillä on melko alhainen 1 kHz:n näytteenottotaajuus ja tarkemmat mittaukset voisivat antaa lisätietoa vioista. Tallenteiden tulisi olla helposti saatavilla myös suojausasiiantuntijoiden käyttöön.

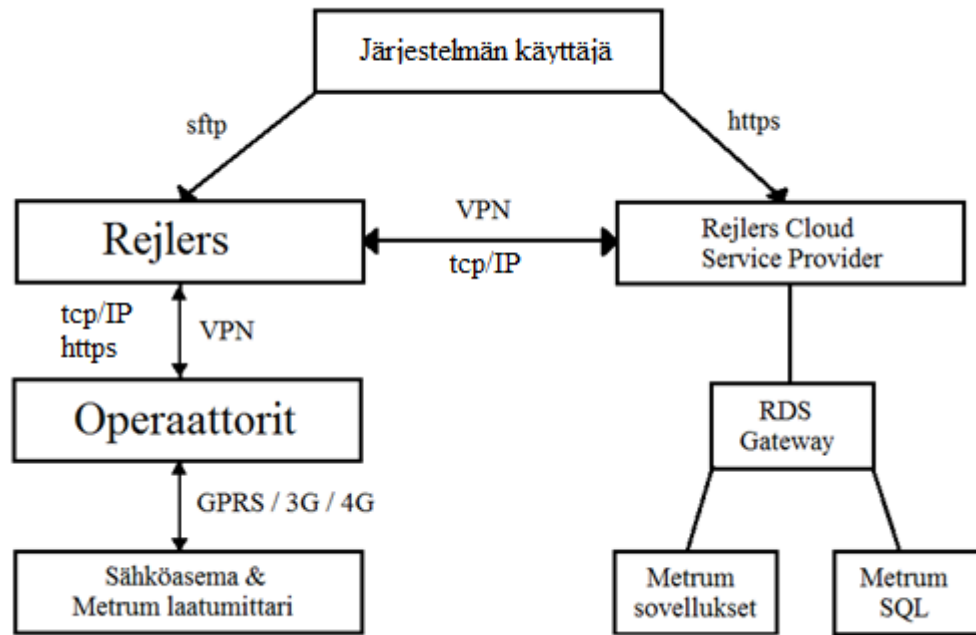
6.4 Analysointityökalujen tarpeiden määrittäminen

Yhtenä työn osana suoritettiin testikäyttö Metrum-nimisen laitevalmistajan tuotteista ja palveluista. Yhteistyö aloitettiin pilottina hankkien vain kolme mittalaitetta yksinkertaisen myös tietoteknisiä järjestelyitä mittausjärjestelmän osalta. Testauksen tarkoituksena oli päästä analysoimaan laatu tietoja entistä kehittyneemmällä analysointityökaluilla. Sen avulla voitiin kerätä huomioita siitä millaiset työkalut olisivat hyödyllisiä myös tulevan mittaus- ja valvontajärjestelmän ominaisuuksina. Työn tarkoituksena ei ollut arvioida tuotetta, mutta esille nousi myös kehitysehdotuksia testikäytettävästä järjestelmästä.

6.4.1 Käytettävän mittausjärjestelmän kuvaus

Metrumilta hankittiin pilottiin kolme PQX3-FR [30] mittalaitetta sekä tarvittava infrastruktuuri vuoden palvelusopimuksella. Yksi mittalaite on ollut testauksen ajan sijoitettuna Koiviston asemalle. Sen tarkoituksena on mitata sähkön laatua ennen uuden asiakkaan liittymistä kantaverkkoon, jotta voidaan todentaa sähkön laadun tavoitteiden täyttyminen, seurata sähkön laadun kehitystä ja tarjota asiakkaalle tietoa häiriöistä ja sähkön laadusta. Toinen mittalaite tulee olemaan sijoitettuna Rauman asemalle. Se tulee mittaamaan erityisesti Fenno-Skan 1 ja 2 HVDC-linkkien sähkön laatua. Mittauksen tarkoituksena on varmistua siitä, ettei poikkeava sähkön laatu pääse vaikuttamaan HVDC-linkkien käyttövarmuuteen ja toimia tausta-aineistona jälkiselvityksille, jos sähkön laadun epäillään aiheuttavan ongelmia. Raumalla on myös muita kiinnostavia mitattavia kohteita kuten Olkiluodon ydinvoimalan liittymispisteet. Kolmannen mittalaitteen sijaintia ei olla vielä päätetty, mutta se tulee mahdollisesti jollekin viidennessä luvussa esille tulleelle ongelma-alueelle.

Kuvassa 43 on esitetty pilotin aikana toimiva malli tietoliikenneyhteyksille. Rejlers Oy kerää mittalaitteilta dataa operaattoreiden APN-verkon (Access Point Name) kautta. Tietojen keruu tapahtuu Rejlersin omistamaa tietoverkkoa hyödyntäen. Rejlersiltä tiedot siirtyvät Metrumin tietokantaan. Datan analysointi tehdään etäkäytöllä salatun yhteyden yli Rejlersin pilvipalveluun, jonka kautta saadaan yhteys Metrumin sovelluksiin. Dataa voitaisiin myös noutaa suoraa Rejlersiltä SFTP-yhteyden (SSH File Transfer Protocol) kautta. Tiedon keruu ja varastointi ei siis ole Fingridin vastuulla, ja yhteyksiä meidän tietoverkon ja mittalaitteiden välillä ei ole tietoturvasyistä johtuen.



Kuva 43. Metrumin mittausjärjestelmän testikäytön aikaiset tietoliikenneyhteydet mittalaitteilta tietokantaan ja käyttäjille.

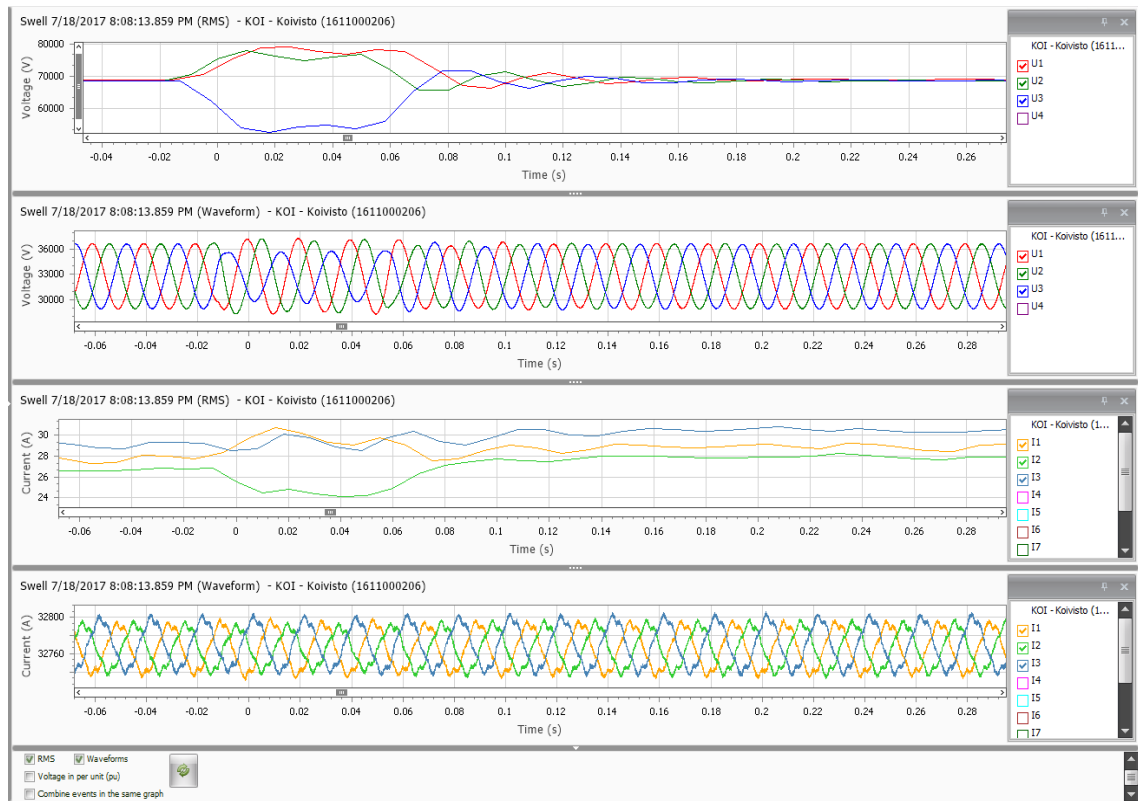
Mittausjärjestelmän ohjelmisto koostuu kolmesta sovelluksesta. Ensimmäisessä voi asettaa esimerkiksi mittalaitteiden sijainnit ja tiedon päivityssyklin mittalaitteilta tietokantaan. Toisessa voi säätää mittalaitteiden parametreja ja asettaa esimerkiksi tapahtumien tallennukselle standardeista poikkeavia asetuksia. Kolmas sovellus on varsinainen datan analysointiin kehitetty työkalu eli Metrum DB Viewer. Tässä työssä keskitytään analysointityökalujen tarpeiden määrittämiseen, joten vain kolmatta sovellusta käsitellään. Kuvissa 44, 45, 46 ja 47 on esitetty Metrumin DB Viewer -sovelluksen käyttöliittymää. Ensimmäisessä kuvassa 44 on esitetty tapahtumien valintanäyttö, josta nähdään eri tapahtumien aika, mittauspiste, vaihe, tyyppi, kesto, jännitetaso sekä muutoksen suuruus verrattuna nimellisjännitteeseen. Tapahtumien valintanäytössä voi tarkastella eri mittauspisteiden tapahtumia ja valita haluamansa tapahtumat läheisempään tarkasteluun. Kuvassa 45 on esitetty läheisemmässä tarkastelussa yksivaiheisen vian aiheuttaman jännitekuopan aikaiset jännitteen ja virran tehollisarvot sekä aaltomuodot. Tapahtumien arvot voi siirtää Excel-tiedostoon, jonka jälkeen tapahtuman mittaustiedoille voidaan tehdä tarkempaa analysointia. Sovelluksessa on myös oma näyttö raporteille, mutta tuote on uusi ja siihen ei ole vielä kehitetty raportointia. Metrumin aikaisempien mittalaitteiden raportointityökalu oli suhteellisen joustava ja eri suureiden raja-arvoja pystyi muuttamaan. Uuteen sovellukseen pitäisi tulla samat ominaisuudet, mutta lisäksi ominaisuus tehdä useita eri raportteja samanaikaisesti yhdellä mittalaitteella.

Events Reports Long-time data Statistics

Drag a column header here to group by that column

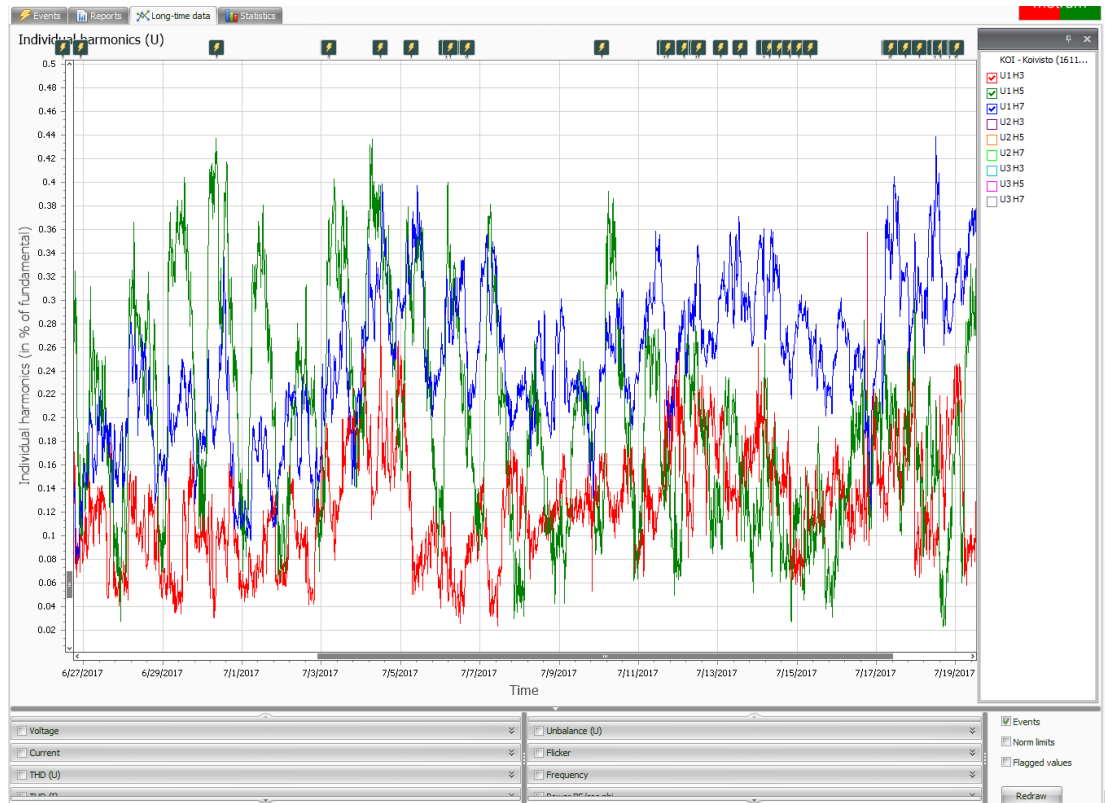
	Time	Measurement point	Type	Phase	Duration	Voltage	% of Unom	Direction	Comment
	7/19/2017 12:45:53.975 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.07003 s	68.00 kV	35 %		
	7/18/2017 11:53:25.741 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.07666 s	2.3411 kV			
	7/18/2017 8:08:13.859 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.07467 s	68.00 kV	16 %		
	7/18/2017 2:50:51.597 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/18/2017 2:50:51.587 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Sag		0.4876 s	68.00 kV	56 %		
	7/18/2017 2:50:51.584 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/18/2017 2:50:51.581 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/18/2017 2:50:12.715 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.09020 s	3.9573 kV			
	7/18/2017 2:10:31.189 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.02000 s	68.00 kV	12 %		
	7/18/2017 11:14:26.941 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.03001 s	0 V			
	7/18/2017 11:13:43.081 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/18/2017 11:13:43.061 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.4627 s	68.00 kV	13 %		
	7/18/2017 11:13:43.057 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/18/2017 2:06:47.098 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.06338 s	4.3571 kV			
	7/17/2017 5:44:33.043 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.1534 s	2.9854 kV			
	7/17/2017 8:59:16.808 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.09345 s	2.7832 kV			
	7/17/2017 8:56:29.540 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.1100 s	5.7719 kV			
	7/17/2017 7:55:12.057 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.08684 s	68.00 kV	12 %		
	7/17/2017 7:55:12.053 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/17/2017 7:55:12.047 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/15/2017 8:12:53.171 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.02333 s	68.00 kV	12 %		
	7/15/2017 1:21:38.518 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.06341 s	68.00 kV	14 %		
	7/14/2017 7:48:23.209 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Sag		0.02997 s	68.00 kV	11 %		
	7/14/2017 1:13:07.993 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.08003 s	0 V			
	7/14/2017 7:31:02.010 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.08356 s	4.5915 kV			
	7/14/2017 4:11:19.500 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.08005 s	0 V			
	7/13/2017 1:46:32.851 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.3166 s	0 V			
	7/13/2017 1:40:37.764 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.04668 s	68.00 kV	12 %		
	7/12/2017 12:37:01.574 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.1033 s	3.6582 kV			
	7/12/2017 10:49:43.953 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		9.9989 ms	68.00 kV	11 %		
	7/12/2017 10:49:43.896 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Sag		0.06031 s	68.00 kV	16 %		
	7/12/2017 10:49:43.893 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/12/2017 10:49:43.889 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/12/2017 10:49:43.886 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	Transient		0 s	0 V	0 %		
	7/12/2017 3:27:12.099 AM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.07356 s	2.8386 kV			
	7/11/2017 5:53:06.552 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	Swell		0.07998 s	68.00 kV	27 %		
	7/11/2017 3:35:22.436 PM	KOI - Koivisto (1611000206)	RVC		0.05007 s	0 V			

Kuva 44. Metrum DB Viewer sovelluksen tapahtumien valintanäytön näkymä.

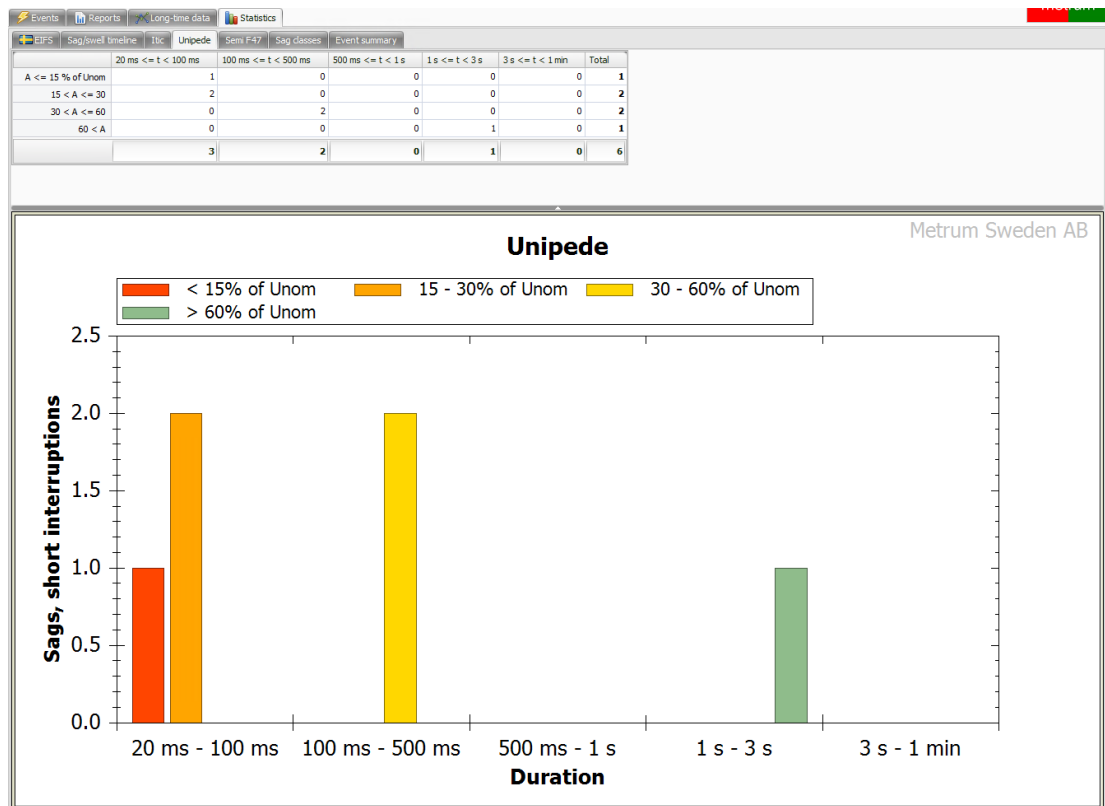


Kuva 45. Metrum DB Viewer sovelluksessa esitetty erään tapahtuman aikaiset jännitteen ja virran vaiheiden tehollisarvot sekä aaltomuodot.

Kuvassa 46 on esitetty pitkän aikavälin datan käsittelyyn tarkoitettu työkalu, jonka avulla voidaan piirtää 10 minuutin keskiarvojen kuvaajat valituista suureista valituille mittalaitteille. Piirrettäviä suureita ovat kaikki mittalaitteiden mittaamat laatusuureet eli vaihejännitteet ja -virrat, jännitteen ja virran kokonaissärö, jännitteen ja virran yliaallot (1. – 50.), jännitteen epäharmoniset yliaallot (1. – 50.), tehon yliaallot (1. – 50.), jännite-epäsymmetria, välkyntä, taajuus, tehokerroin, tehot, energia sekä muut mahdolliset sisääntulot. Myös pitkän aikavälin dataa voidaan halutusti siirtää Excel-tiedostoon ja analysoida tarkemmin Excelillä tai muilla työkaluilla. Viimeisenä kuvassa 47 on esitetty yksi tilastonäkymän työkaluista jonka avulla voidaan visualisoida mittauspisteessä havaittujen jännitekuoppien määrää eri kestoilla ja syvyyksillä. Suurin osa työkaluista on luotu muiden asiakkaiden tarpeiden perusteella, eivätkä ne välttämättä nykyisellään sovellu täysin Fingridin käyttöön.



Kuva 46. Metrum DB Viewer sovelluksen pitkän aikavälin datan näkymä.



Kuva 47. Metrum DB Viewer sovelluksen tilastonäkymän jännitekuoppien luokitteluun liittyvä työkalu.

6.4.2 Käytettävän mittausjärjestelmän käyttökokemukset ja havainnot

Metrum DB Viewer on yhä melko uusi sovellus, minkä huomaa siitä että pilottivaiheessa kaikkia toimintoja ei ole vielä käytössä ja sovelluksesta löytyy virheitä. Metrum on kuitenkin projektin edetessä korjannut virheitä, mikä luo varmuutta sovelluksen jatkokehitykselle. Työn kannalta olisi kuitenkin ollut parempi testata täysin valmista tuotetta, josta löytyisi esimerkiksi aiemmin puuttuvaksi mainitut raportoinnin työkalut. Niiden avulla oltaisiin voitu kehittää tarkempaa suositusta raportoinnille luvussa 7.6.

DB Viewerin käyttöliittymä on käyttäjälle suoraviivainen ja helppokäyttöinen. Tapahtumien tarkastelu on asetettu selvästi sovelluksen keskiöön. Tapahtumien arvoja ei voi kuitenkaan käsitellä sovelluksessa itsessään. Jos arvoille haluaa tehdä tarkempaa analyysiä, tulee ne siirtää Excel-tiedostoon ja käsitellä eri sovelluksessa. Tilastopuolella on työkaluja jännitekuoppien luokitteluun. Ne eivät luokitteluiltaan vastaa täysin Fingridin luokittelua, mutta pienellä jatkokehityksellä soveltuisivat Fingridillä haluttuun käyttöön. Tulevilla analysointityökaluilla tulisi olla keinoja tehdä tilastointia Fingridin luokittelun mukaisesti esimerkiksi jännitekuopille.

Raporttinäkymä on sovelluksessa pilottivaiheessa vielä puutteellinen. DB Vieweriin on jatkossa tulossa nähtäväksi mittalaitteiden tekemät raportit omaan välilehteen ja sieltä nähdään raporttien tulokset. Raporttien osalta kiinnostavinta on kuitenkin se, miten raportteja luodaan. Raportointityökalujen tulisi olla mahdollisimman joustavia laatusuureiden ja raja-arvojen suhteen, jotta raportteja saataisiin tehtyä eri käyttötarkoituksia varten. Lisäksi esimerkiksi erilaisten kuvaajien liittäminen suoraan raportteihin olisi käytännöllistä. Luvussa 7.6 on määritetty tarkemmin raportoinnin työkaluihin liittyvät suositukset.

Pitkän aikavälin datan tarkastelu sovelluksessa on helppoa ja monipuolista. Eri suureiden raja-arvot voi asettaa näkyviin kuvaajiin, mikä on havainnollistavaa. Datan tarkastelu on helppoa, mutta varsinaista analysointia ei sovelluksessa voi paljoa tehdä. Kuten tapahtumienkin kanssa, tulee data siirtää ensin Excel-tiedostoon, jotta tarkat lukuarvot saa käsittelyyn. Datan analysointi itse analysointisovelluksessa nousikin testikäytössä esille kiinnostavana tarpeena tuleville analysointityökaluille. Työkaluna DB Viewer vaikuttaa erityisesti datan tarkasteluun sopivalta. Tapahtumien tilastoinnin lisäksi myös pitkän aikavälin datalle voisi tehdä vastaavanlaisia kartoituksia. Myöhemmin luvussa 7.5.3 käsitellään tarkemmin työkaluilta toivottavia ominaisuuksia, joihin kuuluvat erilaiset tilastolliset mittarit ja havainnollistavat kuvaajat.

7. SUOSITUKSET UUDEN SÄHKÖN LAADUN MITTAUS- JA VALVONTAJÄRJESTELMÄN VAATIMUKSIKSI

Työssä tehtyjen huomioiden perusteella uuden mittausjärjestelmän avulla haluttaisiin tehostaa sähkön laadun analysointia ja tarjota asiakkaille enemmän tietoa sähkön laadusta esimerkiksi raporttien muodossa. On myös olennaista, että mittausjärjestelmään on jatkossa mahdollista integroida eri laitevalmistajien mittalaitteita, toisin kuin nykyiseen järjestelmään. Fingridin tarpeet mittausjärjestelmän osalta voivat muuttua tulevaisuudessa, jos esimerkiksi viranomaiset asettavat vaatimuksia sähkön laadun mittauksen osalta kuten Norjassa on jo tehty. Mittalaitteilta voidaan myös jatkossa vaatia uusia ominaisuuksia ja kaikki mittalaitteet olisi järkevää integroida samaan mittausjärjestelmään.

Tässä luvussa tehdään suosituksia uuden sähkön laadun mittaus- ja valvontajärjestelmän vaatimuksiksi. Suosituksiin sisältyvät mitattavat suureet, käytettävä vertailuarvo sähkön laadulle, mittalaitteiden suorituskyky, mittauspisteiden määrä ja sijainti, järjestelmätason ratkaisut sekä sähkön laatutietojen raportoinnin ja valvonnan käytännöt. Suositukset muodostetaan työssä esille tulleiden havaintojen ja selvitettyjen tarpeiden sekä CIGRÉ tutkimusryhmä C4.112:n (Power Quality Monitoring in Flexible Power Networks) asettamien ehdotusten perusteella. Myös muiden kantaverkkoyhtiöiden hyväksi kokemia käytäntöjä hyödynnetään suositeltujen vaatimusten laatimisessa. Luvun lopussa on esitetty Fingridin työpajojen ja työssä tehtyjen huomioiden perusteella syntyneitä ideoita sähkön laatutietojen hyödyntämiselle.

7.1 Mitattavat suureet

Sähkön laadun mittauksessa mitattavien suureiden valinta on keskeistä. Tulevan mittausjärjestelmän haluttaisiin olevan niin kattava, että lähes kaikkia sähkön laatusuureita tul-taisiin mittaamaan. Kantaverkon sähkön laadun mittauksessa kiinnostavia olisivat kaikki tyypilliset laatusuureet kuten jännitetaso, jännite-epäsymmetria, jännitteen yliaallot ja välkyntä. Kyseisille suureille on asetettu myös tavoitearvot sähkön laaturaportissa. Myös asiakkaiden liittymispisteiden virroista haluttaisiin mitata vastaavia suureita, jotta häiriölähteet voitaisiin selvittää tarkemmin. Lisäksi tapahtumien aikaiset vaihejännitteiden ja –virtojen tehollisarvot sekä aaltomuodot ovat tärkeää mittaustietoa kantaverkon toiminnan tutkimisessa. Transienttien aikaiset tehollisarvot eivät kuitenkaan ole olennaisia, koska transientit ovat kestoaltaan niin lyhyitä. Jännitekuopille ja -kohoumille, keskeytyksille sekä tapahtumaluonteisille nopeille jännitetason muutoksille olisi tärkeää saada talteen sekä tehollisarvot että aaltomuodot.

Luvussa 3 pääteltiin, että vaihevirtojen laatu poikkeamien tarkastelu vaihejännitteiden lisäksi tulisi olla mahdollista, jotta asiakkaat asetettaisiin tasa-arvoisempaan asemaan. Tämän hetkinen mittausjärjestelmä ei mahdollista sitä, sillä energiamittareiden virran laadun mittaustarkkuus ei ole halutulla luokan A tasolla ja ION-mittalaitteita on harvassa ja ne mittaavat vain yhden liittymispisteen virtoja. Häiriölähteitä ei kyetä määrittämään ilman siirrettäviä mittalaitteita ja niitä käytetään yleensä vasta kun asiakkailta on tullut selvityspyyntö. Tulevan mittausjärjestelmän avulla pyritäisiin kehittämään sähkön laadun valvontaa entistä ennakoivammaksi, jolloin laatu poikkeamiin voitaisiin puuttua ennen kuin ne ilmenevät asiakkaalle.

Uutta mittausjärjestelmää hankittaessa on pyrittävä ottamaan huomioon myös tulevaisuuden tarpeet mittausjärjestelmälle. Voi olla, että jatkossa sähkön laatu tietoja tullaan hyödyntämään Fingridillä laajemmassa mittakaavassa. Fingridillä tehdyissä työpajoissakin heräsi kiinnostusta sähkön laatu tietojen hyödyntämiselle erilaisten ilmiöiden tutkimisessa. Lisäksi työpajoissa heräsi kiinnostusta mitata kantaverkon GIC-virtoja ja 110 kV jännitetason puolelta muuntajien läpi meneviä vikavirtoja. Edistyneiden tutkimusten kannalta kiinnostavia mitattavia suureita voisivat olla esimerkiksi aliharmoniset yliaallot, järjestelmän oskillaatiot, vaihekulmat ja yliaaltojen vaihekulmat esimerkiksi virran yliaaltojen suuntaa määrittäessä. [31] Ongelmana on kuitenkin se, että koska kyseisten laatusuureiden mittausta ei ole määritetty standardissa IEC 61000-4-30, eri mittalaitteilla voi olla eri tapa määrittää ne. Lisäksi useilla mittalaitteilla ei ole edes kykyä mitata näitä suureita.

7.2 Käytettävät vertailuarvot kantaverkon sähkön laadulle

Luvussa 3 käsiteltiin eri maiden käytössä olevia sähkön laatuvaatimuksia, jotka toimivat vertailuarvoina sähkön laadulle. Verratessa eri maiden sähkön laatuvaatimuksia havaittiin, että Fingridin asettamat tavoitearvot jännitetason ja yksittäisten jännitteen yliaaltojen osalta 110 kV:n kantaverkolle ovat hieman keskimääräistä korkeampia. Jännitetason arvot kantaverkossa ovat nykyään useilla alueilla kuitenkin toistuvasti lähellä tavoitearvoja. Loisteholla mainittiin olevan suuri vaikutus jännitetasoihin ja loistehon siirrosta koituva jännitetason kasvu on suurempaa alhaisella oikosulkuteholla, jolloin on oletettavissakin että jännitetasot ovat ajoittain korkeampia esimerkiksi Itä-Suomessa. Jännitetasojen rajoihin on vaikea puuttua ja vaikka tavoitearvot ovat suuret, ei niihin tulla ottamaan työssä kantaa.

Myöskään yksittäisten jännitteen yliaaltojen tavoitearvoihin ei tarvitse puuttua. Jännitteen yliaalloista ei ole koettu aiheutuvan asiakkaille tai Fingridin kantaverkon toiminnalle haittaa. Alueilla, joissa asiakkaat ovat epäilleet yliaaltojen aiheuttavan haittaa, on tavoitearvot alitettu selvästi. Yliaallot eivät nousseet esille asiakaskyselyssä haitallisena suurena, ja alueilla joissa esimerkiksi jännitteen viides yliaalto on koholla asiakkailta ei ole tullut valituksia. Tavoitearvot vaikuttavat olevan oikealla tasolla, ja valtaosassa kantaverkkoa

jännitteen yliaaltojen arvot eivät kasva lähellekään niitä. Jos jatkossa jännitteiden yliaaltojen arvot kuitenkin kasvavat tavoitearvoja suuremmiksi, voidaan virran yliaaltojen päästöille asettaa tarkempia vaatimuksia. Myös kyselytutkimuksen kantaverkkoyhtiö A mainitsi jatkossa mahdollisesti kehittävänsä sääntelyn yksittäisille virran yliaalloille. Virran yliaaltojen raja-arvojen avulla asiakkaat asetettaisiin tasa-arvoisempaan asemaan, mutta tarkkojen raja-arvojen asettaminen on todella haastavaa. Käytännössä raja-arvot tulisi asettaa kantaverkon heikoimman pisteen mukaisesti, ottaen huomioon myös mahdolliset resonanssit. Tällöin asiakas joka on liittynyt kantaverkon vahvempaan pisteeseen rajoittaa päästöjään turhan paljon, sillä suuremmatkaan poikkeamat virrassa eivät aiheuta muutosta jännitteessä. Samojen raja-arvojen asettaminen jokaiselle asiakkaalle olisi kuitenkin tasa-arvoisin vaihtoehto. Uuden mittausjärjestelmän avulla voidaan kerätä myös tietoa virran laatu-poikkeamien vaikutuksesta jännitteen laatuun. Tuloksia voidaan hyödyntää asettaessa asiakkaiden virran laadulle tarkempia tavoitearvoja.

Teollisuusasiakkaat kokivat kyselytutkimuksen mukaan jännitekuoppien olevan kustannuksien puolesta haitallisin sähkön laadun poikkeama kantaverkossa. Fingrid ei ole kuitenkaan asettanut jännitekuoppien kestolle, syvyydelle ja määrälle mitään tarkempaa arviota sähkön laaturaportissa. Erilaisille jännitekuopille on annettu kuitenkin viitteelliset arvot. Jännitekuopat eivät ole yhtä haitallisia kuin vian aiheuttamat keskeytykset, mutta niitä tapahtuu huomattavasti useammin. Pitkäkestoisemmat ja syvemmat jännitekuopat aiheuttavat todennäköisemmin laitteiden toimintahäiriöitä, joista voi aiheutua asiakkaille tuotantoprosessien keskeytymisiä tai häiriintymisiä [38]. Jännitekuoppien määrään on vaikea vaikuttaa, sillä viat ovat hyvin sääriippuvaisia. Kuopan kestoon voidaan kuitenkin vaikuttaa suojauksen nopeudella, jos vikapaikka saadaan eristettyä muusta sähköverkosta. [4] Olisi järkevää lähteä kehittämään tarkempaa arviota jännitekuoppien määrästä, kestoista ja syvyyksistä esimerkiksi alueellisesti tarjoten asiakkaille lisätietoa sähkön laadusta ja samalla selvittää Fingridin verkosta alueet joissa jännitekuoppia havaitaan paljon.

7.3 Mittalaitteiden suorituskykyvaatimukset

Mittalaitteiden suorituskyky on noussut keskeiseksi kehityskohteeksi uuden mittausjärjestelmän hankinnassa. Suorituskykyyn sisältyy mittalaitteen kyky kerätä ja analysoida dataa tehokkaasti. Tehtäessä tutkimusta kantaverkon sähkön laadusta energiamittareiden mittaustiedoista havaittiin, että energiamittareiden mittaustarkkuus ja mitattavien suureiden määrä ei vastannut nykypäivän tarpeita. Molemmat kyselytutkimuksen kantaverkkoyhtiöt olivat hankkineet vain tarkkoja standardin IEC 61000-4-30 määrittämiä luokan A mittalaitteita sähkön laadun mittaustarpeisiin. Näistä syistä johtuen mittalaitteille asetetaan suosituksena minimivaatimukseksi luvussa 4.1 esitetty luokan A mittalaitteen vaatimukset, sekä muutamia lisäyksiä standardiin.

IEC standardi ei käsittele kaikkia mittalaitteilta toivottavia ominaisuuksia. Luokan A mittalaitteilta ei vaadita esimerkiksi vaihejännitteiden ja –virtojen aaltomuotojen tallennusta

eikä lainkaan transienttien tallennusta. Lisäksi suuritaajujen yliaaltojen mittausta ei vielä vaadita mittalaitteelta, mutta asiasta on mainittu standardin liitteissä ja se voi tulevaisuudessa tulla pakolliseksi. Esiselvityksessä nämä ominaisuudet nousivat kuitenkin olennaisiksi uuden mittausjärjestelmän mittalaitteille. Aaltomuodoista voidaan saada tarkempaa tietoa kuin tehollisarvoista. Niiden tallentaminen, erityisesti transienttien osalta, vaatii kuitenkin mittalaitteelta suurta näytteenottotaajuutta, kuten nykyisten ION-mittalaitteiden transienttitallenteen näytteenottotaajuus 51,2 kHz. Monissa markkinoilla olevissa vaihtoehdoissa näytteenottotaajuus on suurimmillaan juuri 51,2 kHz, mutta myös huomattavasti suurempia näytteenottotaajuuksia esimerkiksi transientin huippujännitteen mittaamiseen on tarjolla. Nykyisillä mittaukseen käytettävillä jännitemuuntajilla ei kuitenkaan olisi riittävää tarkkuutta huippujännitteen tarkkaan mittaukseen esimerkiksi 2 MHz taajuudella, joten ominaisuutta ei suositella vaadittavaksi uusilta mittalaitteilta. Suuritaajuiset yliaallot puolestaan voivat olla kriittistä dataa tulevaisuudessa. Erityisesti taajuudet väliltä 2 – 9 kHz ovat mahdollisia mitata jo markkinoilla olevilla mittalaitteilla, sillä standardin IEC 61000-4-30 mukaan mittalaitteiden näytteenottotaajuuden tulee olla vähintään kaksi kertaa suurempi kuin mitattavan yliaallon taajuus [25]. Kaikkia yliaaltoja taajuuksilla 9 – 150 kHz ei kyetä mittaamaan tarkasti markkinoilla olevilla mittalaitteilla, eikä niiden mittausta tarvitse pitää hankittavalle mittalaitteelle välttämättömänä ominaisuutena. Näytteenottotaajuudelle voitaisiin kuitenkin asettaa suositukseksi vähintään aiemmin mainittu 51,2 kHz, jotta myös osa suurempitaajuisista yliaalloista saataisiin mitattua ja aaltomuototallenteet olisivat tarkkoja.

Tapahtumien tallentamisessa olennaisena tekijänä on tallennuksen kesto. Jotta aaltomuotojen ja tehollisarvojen tarkasta tallennuksesta saataisiin suurin hyöty, tulisi tallenteen keston kattaa ajanhetket ennen ja jälkeen varsinaisen tapahtuman. Tallenteessa voidaan saada tietoa kaikista muutoksista ennen vikaa sekä vian poistuttua. Kyseistä ominaisuutta ei vaadita IEC standardissa, mutta sitä suositellaan. Tallenteen kesto ja tarkkuus vaikuttavat sen tallentamiselta vaadittavaan datamäärään. Koska tallenteen tarkkuus halutaan maksimoida, tulisi tällöin sen kesto optimoida sopivan pituiseksi.

Metrumin mittausjärjestelmän testauksessa pyrittiin selvittämään sopiva pituus tallenteiden kestolle. Tehollisarvojen tallenteen kesto voisi olla mittalaitteen asettama maksimikesto, joka on tyypillisesti noin 10 sekuntia ennen tapahtuman alkua ja 20 sekuntia tapahtuman päätyttyä. Tehollisarvojen tallenteessa arvoja on harvempaan kuin aaltomuototallennuksessa ja tallenteet eivät vie paljoa muistia. Aaltomuototallennuksen kesto tulisi kuitenkin rajoittaa, koska mittaustaajuus on niin suuri. Aaltomuototallennuksen kesto voisi olla vähintään sekunti ennen tapahtuman alkua ja kaksi sekuntia tapahtuman päätyttyä.

Kantaverkkoyhtiö A mainitsi kyselytutkimuksessa käyttävänsä Elspecin mittalaitteita jatkuvan aaltomuototallennuksen takia. Jatkuva aaltomuotojen tallennus on heidän mukaansa erittäin arvokasta mittaustietoa analysoitaessa vikoja. Tallennuksen avulla nähdään vian aikaiset aaltomuodot myös vikapaikan läheisillä asemilla, joissa jännitteen arvot eivät ole rikkoneet tapahtuman tallennusta käynnistäviä raja-arvoja. Jatkuvassa aaltomuotojen mittauksessa herää kuitenkin kysymys kerätyn datan määrästä, vaikka laitevalmistaja lupaakin mahdollisuutta tallentaa jopa vuoden verran dataa pelkästään mittalaitteen muistiin [12]. Tämä viittaisi siihen että tallentuvan datan määrä ei olisi erittäin suurta. Tietojen yhteensopivuus ja mittalaitteiden integroitavuus muiden laitteiden kanssa voisi kuitenkin aiheuttaa ongelmaa. Jatkuva aaltomuotojen tallennus ei noussut suosituksessa vaatimukseksi mittalaitteen ominaisuutena.

Mittalaitteiden valinnassa tulisi ottaa huomioon myös mitattavien virtakanavien määrä. Valtaosa markkinoilla olevista mittalaitteista kykenee mittaamaan vain yhden liittymispisteen virtoja. Fingridin kannalta olisi suositeltavaa, että mittalaitteilla olisi kyky mitata useamman liittymispisteen virtoja ainakin suurella osalla asemista. Usean liittymispisteen mittaus tukisi myös tarvetta tarkalle virran laadun seurannalle, mikä nousi aiemmin esille uutena kehityskohteenä mittausjärjestelmälle. Asemalle, jossa olisi tarvetta mitata useampaa liittymispistettä, ei tarvitsisi hankkia omaa mittalaitetta jokaista liittymispistettä kohden. Testikäytössä olevassa Metrumin mittalaitteessa on kyky mitata kolmen liittymispisteen virtoja ja se vaikuttaisi olevan riittävästi valtaosalle asemista.

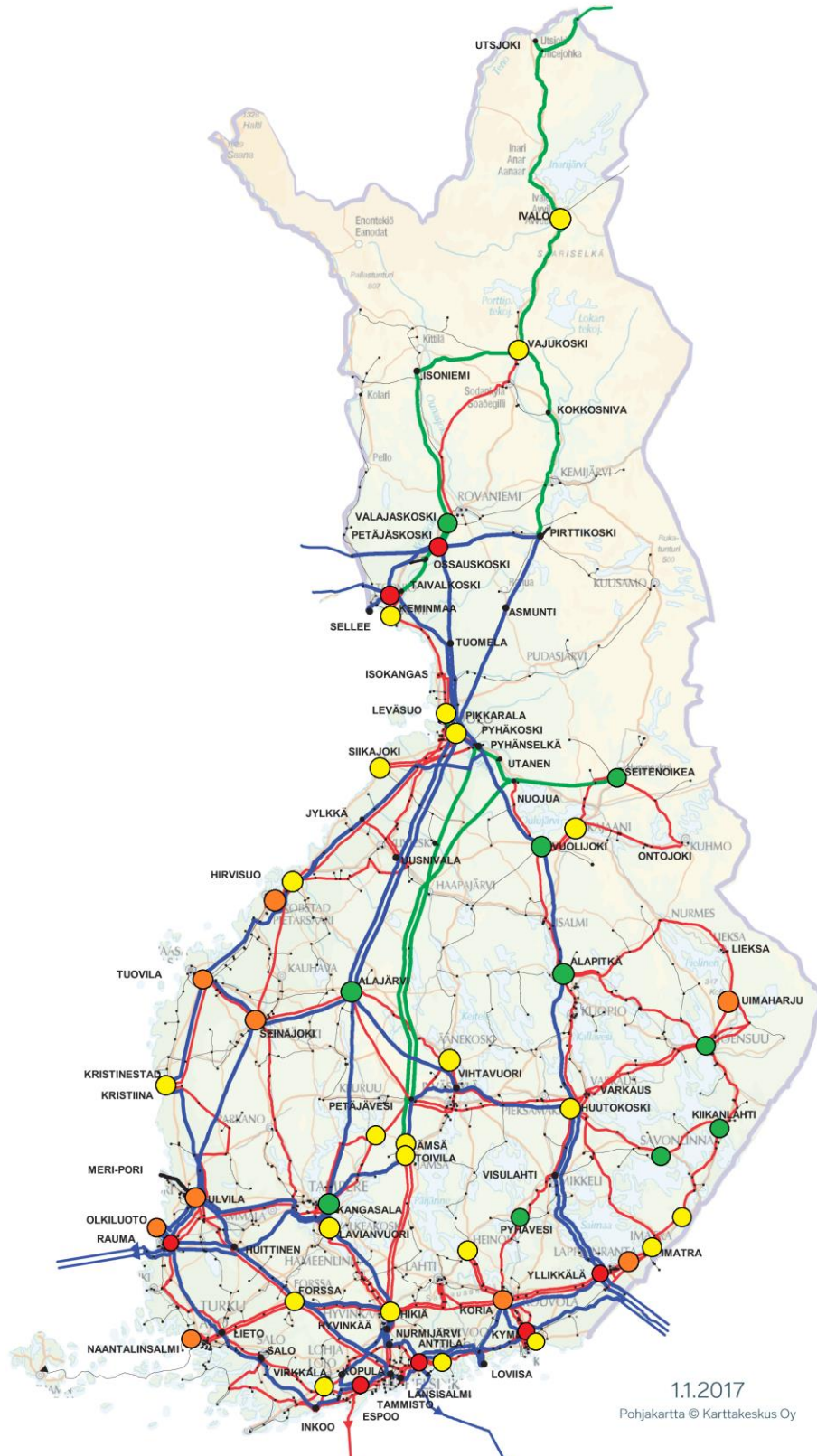
Fingridissä on selvitetty myös mahdollisuutta hyödyntää AMI-laitteita (Advanced Metering Infrastructure) sähkön laadun mittauksessa. AMI-laitteet ovat mittalaitteita, joissa on yhdistetty usean eri mittalaitteen ominaisuudet. Kehittyneimmät markkinoilla olevat AMI-laitteet kykenevät toimimaan samanaikaisesti häiriötallentimina, PMU:ina ja sähkön laadun mittalaitteina. AMI-laitteet voivat usein mitata jopa kaikkia aseman liittymispisteitä ja niiden avulla voitaisiin saada kattavaa tietoa sähkön laadusta ja erityisesti entistä tarkempaa tietoa virran laadusta. Jos sähkön laatua mittaavia AMI-laitteita ollaan tulevaisuudessa hankkimassa Fingridille, on kriittistä että ne ovat integroitavissa myös olemassa oleviin mittausjärjestelmiin.

Yhteenvetona mittalaitteiden tulisi siis olla vähintään standardin IEC 61000-4-30 määrittämää luokkaa A. Lisäksi mittalaitteiden näytteenottotaajuuden tulisi olla vähintään 51,2 kHz ja niiden pitäisi kyetä tallentamaan transienttien aikaisia vaihevirtojen ja -jännitteiden aaltomuotoja. Aaltomuototallennus olisi vaadittava ominaisuus myös muiden tapahtumien tallenteissa. Suositeltu kesto vaihejännitteiden ja -virtojen tehollisarvojen tallenteille olisi vähintään 10 sekuntia ennen tapahtuman alkua ja 20 sekuntia jälkeen tapahtuman. Aaltomuototallennuksen tulisi olla vähintään 1 sekunti ennen tapahtumaa ja 2 sekuntia jälkeen tapahtuman. Mittalaitteiden tulisi kyetä myös mittaamaan usean liittymispisteen virtoja samanaikaisesti, joten mittalaitteen virtakanavien määrän tulisi olla vähintään 9.

7.4 Mittauspisteiden määrän ja sijainnin määrittäminen

Mittauspisteiden määrän ja sijainnin määrittäminen on yksi mittausjärjestelmän tärkeimmistä päätöksistä. CIGRÉ:n tutkimusryhmä C4.112 määrittää suosituksessa [31] muun muassa tyypillisimmät tavat valita asemat joilla mitata sähkön laatua kantaverkossa. Mittauksen tulisi olla jatkuvaa ja pitkäaikaista kiinteästi asennettujen mittalaitteiden avulla. Mittalaitteiden määrä riippuu mittausjärjestelmän käyttötarkoituksista. Fingrid voisi hyödyntää tulevaa mittausjärjestelmää varmistamaan standardien määrittämät tavoitetasot asiakkaiden liittymispisteissä. Tähän tarkoitukseen mittalaitteita tarvittaisiin runsaasti ympäri Suomea mittaamaan erityisesti jännitteen laatua, mutta myös asiakkaiden tuottamia virran laatupoikkeamia. Sijoittelun tulisi tällöin kohdistua erityisesti ongelma-alueille. Lisäksi laajan mittausjärjestelmän avulla voitaisiin tehdä häiriöselvitystä. Jos mittalaitteet olisivat valmiiksi kantaverkossa asiakkaiden tehdessä reklamaation sähkön laadusta, vähentäisi tällöin uusi mittausjärjestelmä tarvetta siirrettävien mittalaitteiden käytölle. Sähkön laatu-tiedot voitaisiin saada suoraan laatupoikkeaman aiheutumishetkeltä, jolloin vastausaika paranisi ja voitaisiin varmistua siitä että data vastaisi varmasti häiriön aikaista tilannetta. Kolmas mittalaitteiden sijoitteluun vaikuttava käyttötarve on alueellinen sähkön laadun kartoitus. Jos mittalaite olisi sijoitettuna kantaverkkoon ennen asiakkaan verkkoon liittymistä, saataisiin kattavasti tietoa alueen sähkön laadusta kuten esimerkiksi keskimääräinen jännitekuoppien määrä vuoden aikana. Asiakkaalle voitaisiin siis tarjota kattavammin tietoa sähkön laadusta, ja samanaikaisesti voitaisiin tarkkailla sähkön laadun muutoksia verraten tilannetta ennen ja jälkeen asiakkaan liittymisen.

Mitä enemmän mittalaitteita olisi kantaverkossa, sitä tarkemmin voitaisiin raportoida sähkön laadusta ja kerätä tilastoa kantaverkon eri alueista. Toisaalta laadukkaat mittalaitteet eivät olisi välttämättömiä kantaverkon kaikilla asemilla ja osaa kehittyneimpien mittalaitteiden ominaisuuksista ei voitaisi edes hyödyntää kaikissa paikoissa. Mittalaitteiden helppo siirrettävyys olisi olennaista, sillä jossain tapauksissa voisi olla tarpeellista siirtää mittalaite vähemmän tärkeältä mittauspisteeltä uuteen paikkaan. Tässä luvussa on kehitettyä priorisointijärjestys eri mittauspisteille asettaen kriittisimmät mittauspisteet suurimpaan tärkeyteen. Vähemmän tärkeisiin pisteisiin voitaisiin puolestaan asentaa mahdollisesti edullisemmat mittalaitteet myöhemmin tai jättää ne ilman mittauspistettä ottaen huomioon mittausjärjestelmän tarpeet ja budjetti. Kuvassa 48 on esitetty suositellut mittauspisteet uudelle mittausjärjestelmälle. Mittauspisteiden tärkeysjärjestys on esitetty värikoodeilla ja järjestys on selitettynä seuraavaksi.



Kuva 48. Uuden mittausjärjestelmän mittalaitteiden suunniteltu sijoittelu. Punaiset pisteet kartalla ovat rajasiirtoyhteyksien läheisiä asemia, oranssit pisteet ovat suurien tuotantoyksiköiden läheisiä asemia, keltaiset pisteet ovat teollisuusasiakkaiden läheisiä asemia ja vihreät pisteet ovat kiinnostavia mittauspisteitä tai ongelma-alueiden asemia.

Sähkön laadun mittalaitteiden sijainnin priorisoinnissa tärkeimmässä asemassa olisivat kantaverkon käyttövarmuuden kannalta kriittisimmät pisteet kuten rajasiirtoyhteydet. Rajasiirtoyhteyksiä mittaavia mittauspisteitä on esitetty kuvassa punaisella värillä. HVDC-linkit ovat herkkiä poikkeavalle sähkön laadulle, joten niiden läheisyyteen tulisi olla sijoitettuna mittalaite. Myös kantaverkkoyhtiö A mainitsi kyselytutkimuksessa priorisoi- vansa HVDC-linkkien läheisiä asemia mittauspisteiden valinnassa. HVDC-linkkejä mit- taavat asemat olisivat Yliskälä, Kymi, Anttila, Espoo ja Rauma. Vastaavasti muita raja- siirtoyhteyksiä ovat vaihtosähköyhteydet Ruotsiin, joita voitaisiin mitata Keminmaan ja Petäjäskosken asemilta. Myös pohjoisessa on yksi rajasiirtoyhteys Norjaan, jota voitaisiin mitata tarvittaessa esimerkiksi Ivalon asemalta. Tärkeudessa toisena olisivat suuret tehon- tuotantoyksiköt. Suurten tuotantoyksiköiden lähellä sijaitsevat mittauspisteet on esitetty kartassa oranssilla värillä. Tuotantolaitosten lähellä sijaitsevien mittalaitteiden avulla voi- taisiin selvittää tarkemmin alueilla mahdollisesti vallitsevia tai kehittyviä laatupoik- keamia. Lisäksi suurimmilla yksiköillä on suurin vaikutus jännitetasoon ja sen poik- keamiin, joten tuotantoyksiköiden virtoja olisi myös olennaista mitata.

Seuraavaksi tärkeimpiä mittauspisteitä olisivat suurimmat kulutusyksiköt kuten teolli- suusasiakkaat. Teollisuusasiakkaiden lisäksi myös esimerkiksi vahvasti kaapeloitujen ja- keluverkkojen liittymispisteiden virtoja voi olla kiinnostavaa mitata. Teollisuusasiakkai- den lähellä sijaitsevia mittauspisteitä on esitetty kuvassa keltaisella värillä. Kantaverkon häiriöistä koituu teollisuusasiakkaille suuret taloudelliset haitat, ja siksi jännitteen laatu ja siitä raportoiminen liittymispisteessä kiinnostaa asiakkaita. Lisäksi virtamittauksilla voitaisiin määrittää mahdollisia häiriölähteitä, mikä olisi häiriöselvityksen kannalta olen- naista. Eri asiakkaiden välisessä priorisoinnissa käytetään hyväksi työn ohessa tehdyn kyselytutkimuksen tuloksia. Jotkut asiakkaat kärsivät huomattavasti suurempia kustan- nuksia poikkeavasta sähkön laadusta kuin toiset, ja joitain asiakkaita ei kiinnostanut säh- kön laatu omissa liittymispisteissään lainkaan. Jakeluverkkoyhtiöt eivät kokeneet kanta- verkon sähkön laadun olevan haitallista, joten teollisuusasiakkaiden liittymispisteiden mittaus koettaisiin tärkeämmäksi. Jännitteen laatua voitaisiin kuitenkin raportoida myös jakeluverkkoyhtiöille, jos ne ovat liittyneenä sellaiseen asemaan johon olisi asennettu mittalaite.

Viimeisenä priorisoinnissa olisivat alueet, joissa on tiedossa laatupoikkeamia. Kyseisten alueiden sähkön laatua tulee tarkkailla jatkossakin, jotta voitaisiin varmistua siitä että laa- tupoikkeamat eivät muutu pahemmiksi. Lisäksi voitaisiin varmistua mahdollisten toimen- piteiden vaikutuksesta sähkön laatuun. Kantaverkkoon on jatkossa tulossa suuria yksi- köitä kuten mahdollisesti uusi ydinvoimala ja joitain suuria tuulivoimapuistoja. Niiden liittymispisteessä voisi olla myös hyödyllistä tarkkailla sähkön laatua jo ennen liittymistä. Näitä kaikkia mittauspisteitä on esitetty kuvassa vihreällä värillä.

7.5 Järjestelmäominaisuudet

7.5.1 Rajapinnat, tiedonsiirron datamuoto ja tiedon varastointi

Tiedonsiirron datamuoto ja se miten tieto varastoidaan ovat mittausjärjestelmän integroitavuuden ja käyttövarmuuden kannalta kriittisiä valintoja. Järjestelmän puutteelliset rajapinnat ovat olleet ongelmana nykyisessä ION-mittausjärjestelmässä. Rajapintojen yhteensopivuus eri laitevalmistajien tuotteiden välillä on hyvin tärkeää. Yhteensopivuuden puutteellisuus on laitevalmistajien keskuudessa kuitenkin tyypillistä, eikä siihen oteta kantaa IEC 61000-4-30 standardissakaan. Sähköverkkoyhtiöille on kuitenkin tavanomaista, että käytössä on useiden eri valmistajien mittalaitteita. Myös Fingrid voi jatkossa hankkia eri laitevalmistajien mittalaitteita esimerkiksi käyttötarkoituksesta riippuen, ja olisi tärkeää olla mahdollista integroida ne samaan järjestelmään aiempien mittalaitteiden kanssa. Laitevalmistajat käyttävät usein laitteen mittausjärjestelmässä omia sovelluksiinsa, jotka eivät ole yhteensopivia muiden mittalaitteiden kanssa. Hankittavalle mittausjärjestelmälle olisi ehdotonta, että mittalaitteet pystyisivät käyttämään yhteistä tiedonsiirron datamuotoa ja käytettävä analysointityökalu olisi kykenevä tukemaan valittua tiedostomuotoa. Markkinoilla olevat laitteet käyttävät vaihdellen useita eri tiedonsiirron datamuotoja joista yleisimpiin kuuluvat häiriötallenteiden tiedonsiirtoon kehitetty COMTRADE (Common Format for Transient Data Exchange) ja sähkön laadun mittauksia varten kehitetty PQDIF (Power Quality Data Interchange Format). Joillakin mittalaitteilla ei ole käytössä kumpaakaan näistä tyypillisistä standardoiduista datamuodoista. [18]

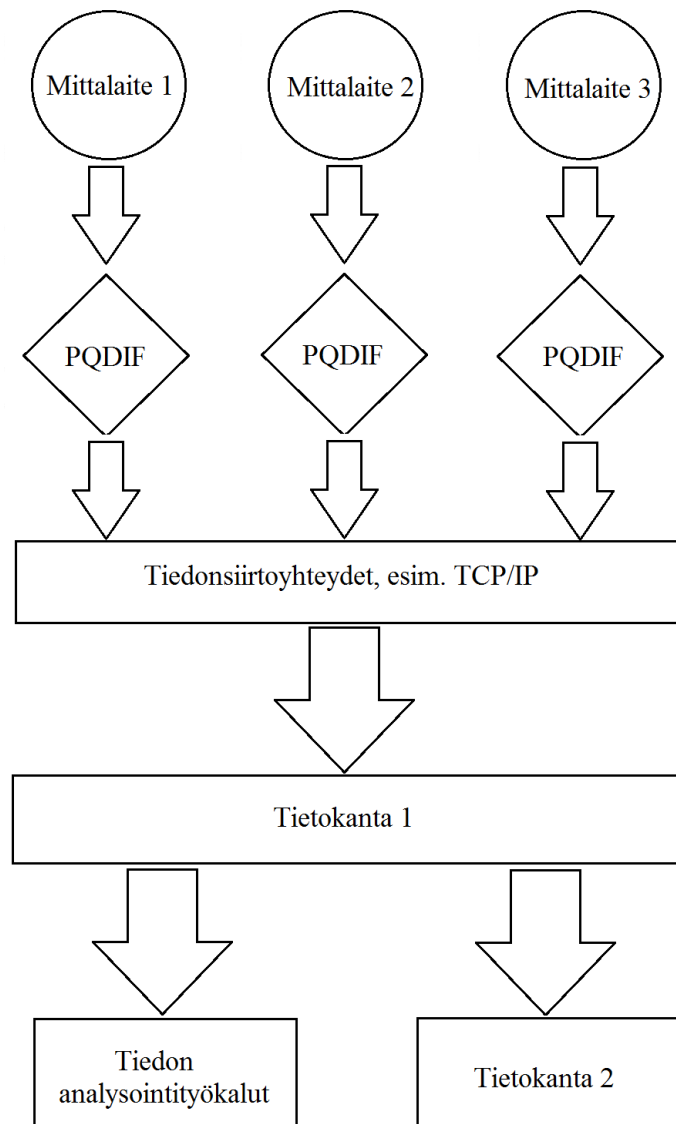
COMTRADE on kehitetty alun perin häiriötallentimien transienttitallennuksiin, joten sillä on puutteita sähkön laatu tietojen käsittelyssä. Puutteet liittyvät pitkälti datamuodon kyvyttömyyteen käsitellä eri taajuuksilla mitattua dataa samassa tiedostossa ja todennäköisyyksiin perustuvaa dataa kuten prosenttipisteitä. Lisäksi useiden eri asemien tai mittalaitteiden välisiä mittauksia voi olla haastavaa liittää samaan mittaukseen. [18] Suurin puutteellisuus COMTRADE:lla on kuitenkin se, että yksittäisen tapahtuman aikana mitattuja kanavia ei voida tallentaa yhteen tiedostoon eri näytteenottotaajuuksilla. Kun tallennetaan esimerkiksi jännitekuoppaa, halutaan tallentaa jännitteen tehollisarvot tyypillisesti alhaisemmalla näytteenottotaajuudella kuin aaltomuoto, mikä ei olisi COMTRADE:lla mahdollista. PQDIF onkin kehitetty muun muassa näiden puutteiden perusteella tukemaan tarpeita sähkön laadun tiedonsiirrossa. [28] Myös PQDIF:illä on omat huonot puolensa. Se vie enemmän muistia, koska se koostuu suuresta määrästä lisätietoa varsinaisen mittaustiedon lisäksi. Mittalaitteet myös varastoivat tyypillisesti mitaustiedot hyvin erilaiseen tiedostomuotoon kuin PQDIF, mistä johtuen usein mittalaitteiden täytyy muuttaa erillisellä sovelluksella tiedostomuoto myöhemmin PQDIF:iksi. [31] Oletettavasti tiedon määrä ei kuitenkaan ole huomattavasti suurempi kuin COMTRADE:lla, ja nykyään suurin osa laadukkaista mittalaitteista kykenee siirtämään tiedon PQDIF:inä ilman ongelmia. Siksi PQDIF voisi olla suositeltava vaihtoehto tiedonsiirron datamuodoksi.

Rajapintojen valinnassa myös tiedon varastointi tulee suunnitella. Tiedon varastoinnissa kolme tyypillisintä tapaa on käyttää yhtä keskitettyä tietokantaa, useaa hajautettua tietokantaa tai niiden välistä hybridiratkaisua. Yksi keskitetty tietokanta on yleensä paras vaihtoehto, kun mittalaitteita on satoja tai tuhansia. Fingridin tapauksessa on vaikea sanoa tarkkaan, montako mittalaitetta kokonaisuudessaan järjestelmään tultaisiin liittämään. Hajautettua ratkaisua käytetään kuitenkin tyypillisesti vain siirrettävien mittalaitteiden tapauksessa tai kun mittalaitteita on vain muutamia. Jos tiedon määrä yksittäisessä tietokannassa kasvaa liian suureksi tulevaisuudessa, voitaisiin se hajauttaa useaan erilliseen tietokantaan. Lisäksi toisen tietokannan hankkimista varmuuskopioksi suositellaan. [31] Toisen tietokannan hankinta olisi olennaista myös, jotta tieto olisi varmasti käytettävissä myös muille sovelluksille kuin sähkön laadun analysointityökaluille. Toisen tietokannan avulla voitaisiin kehittää jatkossa myös omia työkaluja eri käyttötarkoituksiin kuten nykyisen PI-tietokannan energiamittaridatalle on tehty. PI-tietokantaa käsiteltiin hieman tarkemmin luvussa 4.2.2. Tarve nousi esille myös Fingridin työpajoissa, joissa ehdotettiin PI-tietokannan käyttöä toisena tietokantana. Jatkossa tulee selvittää, olisiko PI-tietokanta sopiva haluttuihin käyttötarpeisiin ja mikä olisi paras mahdollinen tiedonsiirron datamuoto PI-tietokannan kannalta.

Portugalin suurin jakeluverkkoyhtiö EDP Distribuição on kehittänyt mittausjärjestelmää kaikille jännitetasoilleen koostuen sekä siirrettävistä että kiinteästi asennetuista sähkön laadun mittalaitteista. Ongelma mittalaitteiden integroitavuudesta yhteen järjestelmään nousi esille myös heillä, ja yhteiseksi tiedonsiirron datamuodoksi valittiin PQDIF. Eri laitevalmistajien mittalaitteilla on omat tietokantansa, joilla on ominaisuus muuttaa tiedonsiirrossa datamuoto PQDIF:ksi ja olla yhteydessä datan analysointisovelluksiin. [37] Romanian kantaverkkoyhtiö Transelectrican ratkaisu poikkeaa Portugalin ratkaisusta. Heidän järjestelmässä on yksi tietokanta ION-mittalaitteiden datalle ja toinen muiden mittalaitteiden datalle. Jokaiselle muulle mittalaittevalmistajalle on käytössä oma sovelluksensa, joka muuttaa datan haluttuun muotoon kuten PQDIF, XLS tai CSV ja siirtää datan yhteiseen tietokantaan. PQDIF:in osalta hankaluuksina mainittiin olevan rekisterien nimien ylläpitäminen ja tiedostoiden poikkeavat rakenteet eri laitevalmistajien välillä erityisesti laitevalmistajien päivitysten jälkeen. [36]

Kuvassa 49 on esitetty yksinkertaistettu kuvaus suositellusta tiedonsiirtorakenteesta eri mittalaitteilta aina loppukäyttäjälle asti. Fingridin kannaltaärkevintä voisi olla käyttää keskitettyä tietokantaa kaikkien eri mittalaitteiden datalle. Lisäksi tarvittaisiin toinen tietokanta datan varmuuskopioksi ja muihin käyttötarkoituksiin. Lähtökohtaisesti tietokanta 1 olisi laitevalmistajien toimittama ja tietokanta 2 olisi myöhemmin järjestelmään integroitava tietokanta. Jos kuitenkin jokainen mittalaittevalmistaja tarvitsisi käyttöönsä oman tietokannan, tulisi tietokantoja suunniteltua enemmän ja eri tietokantojen tulisi olla yhteensopivia keskenään. Suositusta yleiselle datamuodolle ei voida työssä vielä asettaa. PQDIF olisi todennäköisesti monipuolisempi vaihtoehto tiedonsiirron datamuodoksi kuin COMTRADE. COMTRADE on kuitenkin laajemmin käytössä oleva datamuoto, jonka

tiedetään olevan jossain määrin yhteensopiva esimerkiksi PI-tietokannan kanssa. Uuden mittausjärjestelmän tiedonsiirrossa ei suositeltaisi käyttämään modeemeja kuten osalla ION-mittalaitteista. Datan siirtyminen tietokantaan monimutkaistui ja vaati modeemin käynnistämistä soittamalla siihen. Jatkossa voitaisiin käyttää modernimpia ratkaisuja kuten TCP/IP:tä jos mahdollista. Lisäksi on toivottavaa, että kaikkien mittalaitteiden data voitaisiin kerätä Fingridin omia tietoliikenneyhteyksiä pitkin, jotta tiedon saanti ja sovelusten toiminta nopeutuisi. Myös tietokannan tulisi olla Fingridin hallussa ja tietoa siirtyisi vain Fingridin sisäverkossa, jotta järjestelmä olisi mahdollisimman tietoturvallinen. ION-järjestelmää käytettiin etätyöpöytäyhteydellä eräälle Fingridin tietokoneelle. Sen käyttö ei ollut erityisen sujuvaa ja havaintojen perusteella olisi tehokkaampaa ja käytännöllisempää asentaa analysointityökalut paikallisesti sähkön laatua analysoivien käyttäjien tietokoneille.



Kuva 49. Yksinkertaistettu malli suunnitellusta tiedonsiirrossa eri mittalaitteilta aina loppukäyttäjälle asti. Muokattu lähteestä [18].

7.5.2 Tietojen päivityssykli

Tietojen päivityssykli kuvaa sitä, kuinka usein tietoa siirtyy mittalaitteilta tietokantaan. Tietojen päivityssyklin valinta on täysin mittausjärjestelmän käyttötarkoituksista riippuvaa. Jos mittaustuloksien poikkeavista arvoista halutaan hälytyksiä mahdollisimman nopeasti, tulee päivityssyklin olla lähes reaaliaikainen. Fingridin työpajoissa keskusteltiin lyhyesti tarpeesta reaaliaikaisille hälytyksille jatkuvasti mitattavien poikkeamien tavoitearvojen ylittyessä, mutta tarvetta tulee selvittää jatkossa tarkemmin. Asian mahdollistamista tulee myös selvittää jatkossa mittalaittevalmistajilta, ja sitä ei aseteta suosituksessa vaatimukseksi. Jatkuvasti mitattavien poikkeamien 10 minuutin keskiarvot olisi suositeltavaa päivittää tietokantaan vähintään tunnin välein, jolloin tieto olisi saatavilla tarvittavassa ajassa.

Tapahtumien osalta tiedon reaaliaikaisuus on kuitenkin kriittisempää. Työpajoissa nousi esille erityisesti kantaverkon hallinnan asiantuntijoiden tarve saada nopeasti käyttöönsä tietoja kantaverkon tapahtumista kuten jännitekuopista. Nopean päivityssyklin avulla voitaisiin tarjota asiakkaalle tietoa entistä nopeammin esimerkiksi häiriöiden jälkeen. Suositeltavaa olisi, että tapahtumat siirtyisivät tietokantaan esimerkiksi minuutin välein. Nopeaa päivityssykliä varten olisi myös olennaista, että tapahtumien tallenteiden koko pysyisi riittävän pienenä ja siten tiedonsiirto ei olisi esteenä nopealle päivityssyklille. Jotta tieto olisi kaikkien käyttäjien saatavilla nopeasti, tulisi myös yhteyden päätietokannan ja toisen tietokannan välillä olla nopea ja päivityssyklin riittävän tiheä. Esimerkiksi nykyisten energiamittareiden käytäntö tiedon päivityksessä ei olisi suositeltava, sillä PI-tietokannasta puuttuu useiden kuukausien aikaiset mittaustiedot.

7.5.3 Työkalut tietojen käsittelyyn

Tietojen käsittelyyn käytettävistä työkaluista kerättiin käyttökokemuksia analysoitaessa kantaverkon sähkön laatua nykyisellä mittausjärjestelmällä, sekä testikäytettäessä Metrumin mittausjärjestelmää. Nykyisen mittausjärjestelmän käytössä energiamittareiden osalta ongelmaksi nousi erityisesti mittalaitteiden epätarkkuus, mutta myös työkalujen puuttuminen. Jos energiamittareiden datasta halutaan tehdä analyysiä, tulee työkalut kehittää itse esimerkiksi Python-scripteillä. Työkalut nousevat suurempaan tärkeyteen luokan A mittalaitteiden mittausjärjestelmässä. ION-järjestelmässä on käyttöliittymä ja mittalaitteiden dataan pääsee käsiksi sen kautta, mutta käyttöliittymä vaatisi jatkokehitystä. Varsinaisia työkaluja datan analysointiin järjestelmästä löytyy jonkin verran. Työkalut kuitenkin keskittyvät pitkälti yksittäisten mittalaitteiden arvojen tarkasteluun eikä koko järjestelmään. Lisäksi työkalujen käyttö on hidasta esimerkiksi haettaessa dataa pitkältä aikaväliltä. Jatkossa dataa tulee olemaan oletettavasti enemmän, joten myös työkalujen suorituskyvyltä vaadittaisiin paljon.

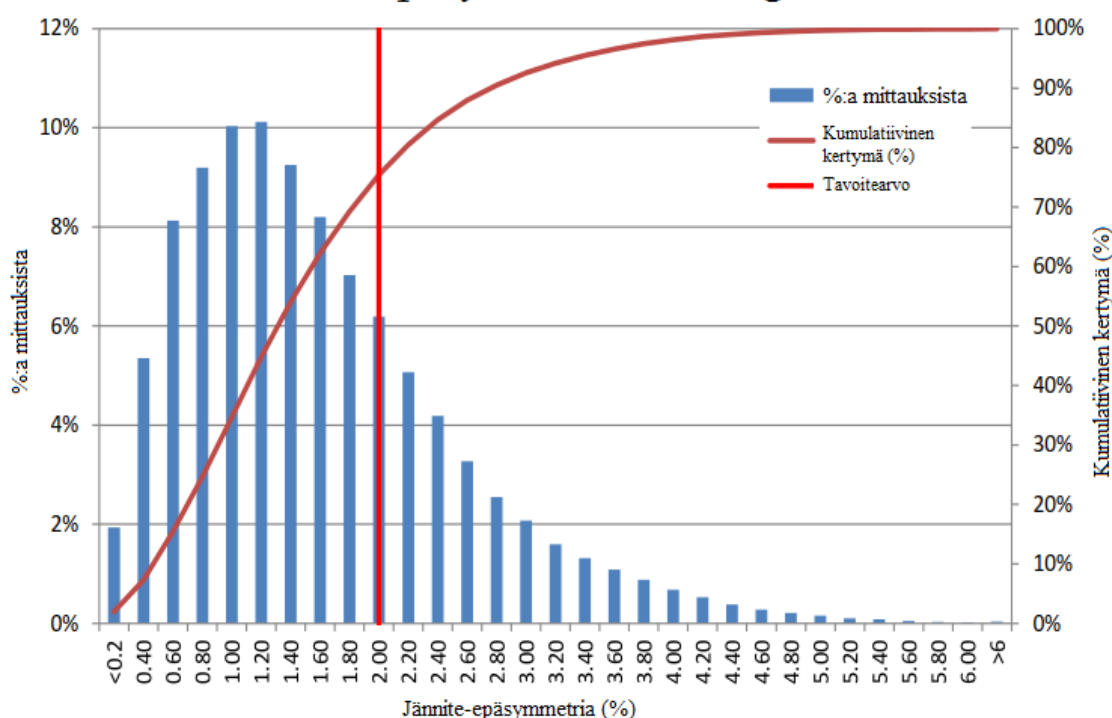
Metrumin mittausjärjestelmän sovelluksissa oli paljon hyviä ominaisuuksia, mutta myös uudenlaisille työkaluille syntyi tarvetta. Verratessa esimerkiksi energiamittareiden ja Metrumin mittalaitteiden datan analysointia tuli selväksi, että uusien työkalujen tehokkuus ja monipuolisuus vähentää analysointiin kuluvia työtunteja ja tehokkaat työkalut ovat siksi myös taloudellinen peruste uuden mittausjärjestelmän hankinnassa. Työkalujen tarkoitus on tehostaa ja helpottaa työntekoa, jolloin varsinaisessa datan analysointiin kehitetyssä sovelluksessa olisi suositeltavaa olla mahdollista tehdä valtaosa analysoinnista. Metrumin sovelluksen suurimmat kehityskohteet olivatkin sen analysointityökaluissa. Työkalujen tarkoitus on tehostaa työntekoa, joten ei ole järkevää käyttää useampaa sovellusta datan analysointiin. Tulevassa datan analysointisovelluksessa itsessään voisi olla työkaluja havainnollistamaan erityisesti pitkän aikavälin suureita, jotta dataa ei tarvitsisi analysoida muualla. Sovelluksessa voisi olla kyky laskea esimerkiksi eri suuruisia prosenttipisteitä kaikille laatusuureille halutulla aikavälillä, mikä nousi tarpeena esille myös Fingridin työpajoissa. Toisena hyvänä mittarina voisi toimia vuosittainen liukuva keskiarvo alkaen viikoittain. Sen avulla voitaisiin tarkkailla trendiä poistaen vuodenaikavaihtelun vaikutus mittaustuloksista. Kantaverkon haltijan kannalta pelkkä standardien asettamien raja-arvojen tarkastelu ei ole järkevää, sillä kantaverkon sähkön laadun parantaminen vie paljon aikaa. Sen takia on olennaista havaita kantaverkon poikkeava sähkön laatu ja sen muutokset jo ennen tavoitearvojen ylittymistä. Lisäksi joillain alueilla vaaditaan parempaa jännitteen laatua kuin toisilla. Tähän liittyen myös raportointityökaluilta vaadittaisiin enemmän kuin aiemmissa mittausjärjestelmissä. Mittausjärjestelmän raportoinnin suosituksia käsitellään tarkemmin seuraavassa luvussa.

Eryteisesti tapahtumien osalta Metrumin sovelluksen työkalut olivat monipuoliset. Kyseilytutkimuksessa kantaverkkoyhtiö B mainitsikin käyttävänsä Metrumin laitteita lähinnä häiriötallentimien tukena. Työkalut tapahtumien tarkasteluun olivat monipuoliset ja vastaavanlaisia suositeltaisiin olevan myös uudessa mittausjärjestelmässä. Tapahtumien aikaiset virran ja jännitteen aaltomuodot sekä tehollisarvot tulisi olla helposti saatavilla. Tapahtumia tulisi olla helppo tarkastella mittalaitteittain ja eri mittalaitteiden välillä pitäisi olla helppo tehdä vertailua esimerkiksi jännitekuoppien määrän, kestojen ja syvyyksien osalta. Pitkän aikavälin datan tulisi olla nopeasti saatavilla halutulla tarkkuudella. Piirrettävät kuvaajat ovat Metrumin sovelluksessa hyvät ja ne saa helposti tallennettua kuvana esimerkiksi omaan raporttiin. Jos halutaan tehdä vertailua eri ajanjaksojen tai asemien välillä, eivät pitkän aikavälin kuvaajat ole kuitenkaan havainnollistavin keino.

Paljon havainnollistavampi työkalu yksittäisen aseman sähkön laadun arviointiin olisi kehittää jatkuvasti mitattaville laatusuureille esimerkiksi kuvan 50 mukaisia histogrammeja halutulle ajanjaksolle. Histogrammin ideana on esittää palkkeina kaikkiin eri arvoalueisiin lukeutuvien mittausten määrä kokonaisotannasta ja esittää määrästä kumulatiivinen kertymä käyränä. Kumulatiivisen kertymän avulla nähdään suoraan sen ja laatusuureen tavoitearvon leikkauspisteestä, kuinka suuri osa mittaustuloksista ylittää tavoitearvon. Kuvassa olevassa esimerkissä n. 25 % arvoista ylittää sallitun 2,0 %:n tavoitearvon ja

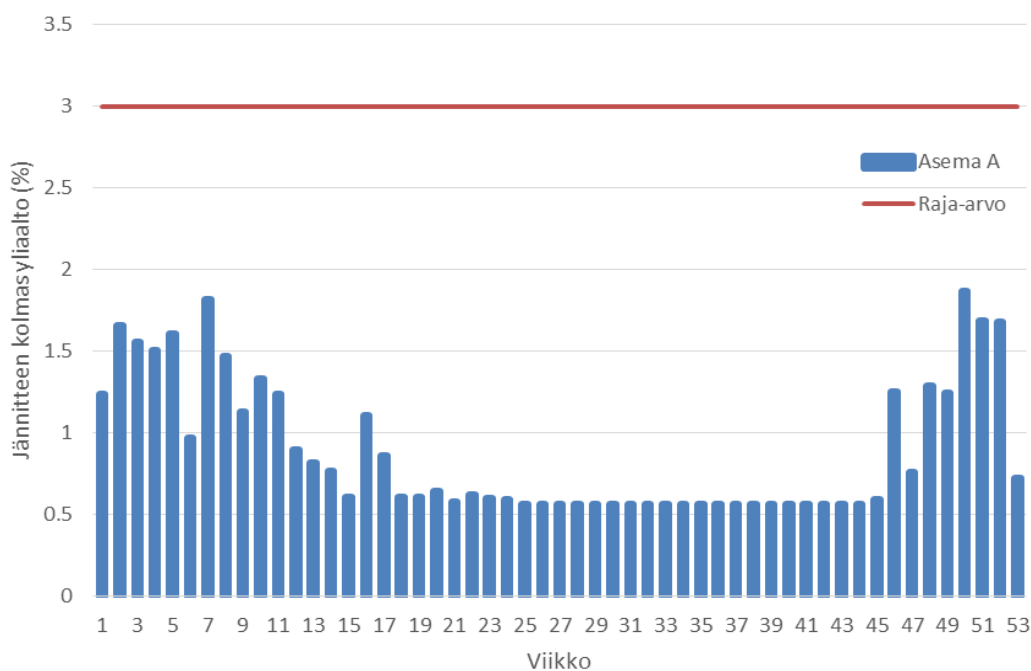
kuvaajasta nähdään myös arvojen jakautuminen. Jos taas haluttaisiin tehdä tarkempaa analyysiä usean eri aseman välillä, voitaisiin kyseistä 25 %:n arvoa käyttää vertailuarvona. Suurella osalla asemista tavoitearvoja ei ylitetä kertaakaan. Tästä syystä toinen mahdollinen vaihtoehto olisi kehittää työkalu laskemaan prosenttipisteitä eri laatusuureille, ja näitä prosenttipisteitä voitaisiin vertailla eri mittauspisteiden välillä. Käsiteltäessä vain yksittäisiä lukuarvoja laatusuureittain, mittauspisteiden välinen vertailu ja trendien seuranta helpottuu. Analysointityökaluille suositellaan kuitenkin myös kykyä esittää 10 minuutin aikasarjoja kuvaajissa.

Jännite-epäsymmetrian histogrammi



Kuva 50. Kuvitteellisen mittauksen jännite-epäsymmetrian mittaustuloksia havainnollistava histogrammi. Muokattu lähteestä [31].

Mittaustiedoista laskettujen prosenttipisteiden avulla voidaan tehdä esimerkiksi asema-kohtaisia havainnollistavia kuvia halutuista laatusuureista kuvan 51 mukaisesti. Kuvassa on esitetty erään aseman vuoden 2016 mittausten 10 minuutin keskiarvojen viikoittaiset 99. prosenttipisteet. Kuvasta nähdään selvästi, millä viikoilla kolmannen yliaallon arvot ovat olleet koholla ja ollaanko asetettuja tavoitearvoja rikottu joillain viikoilla. Vastaväntäisiä kuvaajia olisi kiinnostavaa olla mahdollista tehdä myös kaikille muille laatusuureille. Esimerkiksi jännitetasoille kiinnostavia prosenttipisteitä on huomattavasti useampia, koska tavoitearvoissa on määritetty myös alaraja.



Kuva 51. Erään aseman kolmannen yliaallon 99. prosenttipisteet viikoittain vuodelta 2016.

Työpajoissa keskusteltiin tarpeesta tarkastella tapahtumien, erityisesti jännitekuoppien leviämistä kantaverkossa. Analysointityökalujen olisi hyvä pystyä visualisoimaan halutun aikavälin aikana tapahtuneet tapahtumat kartalle. Visualisoinnin avulla saataisiin selkeä kuva vikojen synnyttämien laatupoikkeamien leviämisestä kantaverkossa, ja myös vianaikaiset kytkentätilanteet voitaisiin selvittää PI-tietokannasta. Työssä suositeltu mittalaitteiden määrä ei kuitenkaan välttämättä riitä tähän tarkoitukseen. Laatupoikkeamien leviämisen tarkastelun kannalta mittalaitteiden tulisi olla asennettuna tiheämpään, koska esimerkiksi jännitekuopat eivät leviä laajalle alueelle kantaverkkoa. Myös jatkuvasti mitattaville laatusuureille voisi kehittää esimerkiksi viikoittaisia karttanäkymiä laskettujen mittareiden, kuten prosenttipisteiden perusteella, mutta näkymät voitaisiin kehittää myös datan visualisointiin tarkoitettujen työkalujen avulla.

7.6 Laatumittojen raportointi asiakkaille

Laatumittojen raportointi asiakkaille toimii nykyään tapauskohtaisesti esimerkiksi reklamaatioiden yhteydessä. Koska läheskään kaikkien asiakkaiden liittymispisteessä ei ole jatkuvaa tarkkaa mittausta, tulee aluksi järjestää mittaus siirrettävällä mittalaitteella. Sen jälkeen mittaustiedot siirretään Fingridin toimipisteelle ulkoisella kovalevyllä, josta niitä pääsee analysoimaan työkaluilla. Nykyisessä siirrettävien mittalaitteiden analysointityökalussa ei kuitenkaan ole raportointiominaisuuksia, joten raportti tulee tehdä itse käsittelemällä raakadataa. Suositelun mukaan jatkossa siirryttäisiin paremmalla levytyksellä jatkuvasti mittaaviin mittalaitteisiin ja mittaustieto saataisiin lähes reaaliaikaisesti talteen.

Tällöin aikaa ei kuluisi yksittäisten mittausten järjestämiseen. Olisi optimaalista, että datasta voitaisiin tehdä raportteja valitulla aikavälillä, valituista suureista ja valituilla raja-arvoilla.

Kyselytutkimuksen tuloksissa lähes kaikki asiakkaat toivoivat raportointia Fingridin 110 kV sähkön laaturaportin tavoitearvojen mukaisesti. Lisäksi raportointi standardin EN 50160 mukaisesti kiinnosti jakeluverkkoyhtiöitä. Raporttipohjan muokattavuus olisi hyvin tärkeä ominaisuus mittausjärjestelmälle. Esimerkiksi sähkön laaturaportin tavoitearvojen tai standardien raja-arvojen muuttuessa helppo muokattavuus olisi olennaista. Tarve muokattavuudelle nousi esille myös ION-järjestelmän käytössä, kun järjestelmässä oli vielä vanhentuneen EN 50160 standardin raporttipohja, jota ei saatu helposti muokattua. Sähkön laadulle voitaisiin kehittää myös standardeja tiukempia raporttipohjia ja niiden avulla nähtäisiin nopeasti, millä alueella sähkön laatu on lähellä rikkoo standardien asettamia tavoitearvoja.

Asiakkaille raportoitaessa sähköverkkoyhtiöt käsittelevät usein jännitteen laatua suureitain ja vain sitä, täytyvätkö standardeissa asetetut tavoitearvot vai eivät. Siksi myös useiden laitevalmistajien tuotteet tukevat vain standardeihin perustuvaa raportointia. Fingridillä on kuitenkin tarvetta monipuolisemmille raportointityökaluille. Standardien asettamien arvojen lisäksi voitaisiin jakaa tietoa liittymispisteiden tapahtumista esimerkiksi vuoden välein asiakkaille, kuten eräs teollisuusasiakas toivoi. Lisäksi voitaisiin tehdä tapahtumakohtaista raportointia asiakkaan sitä toivoessa. Myös kantaverkon käytön asiantuntijat toivoivat asiakkaille tehtäviin tapahtumien jälkiselvityksiin lisää työkaluja. Tapahtumakohtaisiin raportteihin olisi hyvä saada liitettyä mittauspisteen jännitteiden ja asiakkaan liittymispisteen virtojen tehollisarvot ja aaltomuodot. Metrumin järjestelmän testikäytössä selvisi, että Metrum tarjoaa myös palvelua johon jokainen asiakas voi kirjautua omilla tunnuksillaan ja nähdä tietoja omien liittymispisteiden sähkön laadusta ja tapahtumista. Vastaavanlainen palvelu voisi olla käytännöllinen ratkaisu myös Fingridille, sillä sen avulla myös raportoinnin tarve vähenisi ja järjestelmää saataisiin automatisoitua.

7.7 Laatupoikkeamien valvonta ja raportointi Fingridissä

Työn ohessa tehdyissä työpajoissa pyrittiin selvittämään suositeltavia käytäntöjä Fingridin sisäiseen laatupoikkeamien valvontaan ja raportointiin liittyen. Työpajoissa keskusteltiin lyhyesti erilaisten hälytysten tarpeellisuudesta tavoitearvojen ylittyessä. Ei ollut kuitenkaan täysin selvää, voitaisiinko sähkön laatuun vaikuttaa mitenkään reaaliajassa, kun jokin tavoitearvo ylittyy. Hälytyksistä voisi kuitenkin olla hyötyä tehdessä muutoksia kantaverkon kytkentöihin. Jos sähkön laatu heikkenee jollain alueella aina muutettaessa jotain tiettyä kytkentää, voisivat hälytykset tuoda lisätietoa kyseisen kytkennän vaikutuksesta kantaverkolle. Reaaliaikaisen laatupoikkeamien valvonnan ei kuitenkaan koettu olevan välttämätön ominaisuus uudelle mittausjärjestelmälle, mutta sen mahdollisuuksia voitaisiin selvittää tarkemmin mittalaittevalmistajilta. Pidemmän aikavälin muutosten

osalta poikkeamien valvonta olisi kuitenkin tärkeää. Laatupoikkeamia tulisi valvoa kantaverkossa jo ennen tavoitearvojen ylityksiä, jotta asioihin voitaisiin vaikuttaa tarvittaessa. Lisäksi laatupoikkeamien valvonta esimerkiksi verraten sähkön laadun suureiden muutoksia järjestelmätason suureiden muutoksiin kiinnosti asiantuntijoita. Esimerkkinä tästä mainittiin sähköverkon inertian väheneminen ja siitä koitua oikosulkutehon aleneminen. Oikosulkutehon aleneminen vaikuttaa tietävästi kaikkiin sähkön laadun suuriin haitallisesti, joten tulevaisuudessa sähkön laatua voi olla vaikeampi ylläpitää.

Sähkön laadusta tehtävät raportit kiinnostivat Fingridin asiantuntijoita. Sisäisen raportoinnin osalta tarpeet eri yksiköiden välillä vaihtelivat. Pitkän ajan suunnittelun näkökulmasta järjestelmätason ja suurempien alueiden muutokset olivat kiinnostavampia kuin pienet yksittäisten asemien muutokset. Suuremmat asemakohtaiset muutokset kiinnostivat kuitenkin kaikkia. Kantaverkon käytön asiantuntijoilla löytyisi tarvetta kattaville raporteille tapahtumien jälkiselvityksenä ja raporttipohjilta toivottaisiin joustavuutta, jotta kantaverkon sähkön laadusta voitaisiin raportoida esimerkiksi ENTSO-E:lle. Jännitetasojen ylitysten määrästä energiamittareiden mittausten perusteella on tehty raportointia vuodesta 2016 lähtien. Mittaustarkkuus ei kuitenkaan ole halutulla tasolla ja vastaavanlaista raportointia voitaisiin tehdä jatkossa uuden mittausjärjestelmän avulla jännitetasosta ja myös muista laatusuureista.

Fingridin omalta raportoinnilta toivottaisiin laajempaa tarkastelua kuin pelkkä standardien raja-arvojen tarkkailu. Fingridin kantaverkon analysointiin tarvittavia tilastollisia työkaluja käsiteltiin jo tarkemmin luvussa 7.5, mutta kyseisiä työkaluja olisi hyvä olla mahdollista soveltaa myös raporteissa. Raportteihin olisi hyvä saada liitettyä kuvaajia ja haluttuja tilastollisia mittareita kuten prosenttipisteitä. Jos mikään analysointityökalu ei tarjoa haluttuja ominaisuuksia, voitaisiin niitä kehittää itse. Työssä nousi esille myös muita vastaavanlaisia tarpeita datan helpolle saatavuudelle. Tästäkin syystä olisi suositeltavaa, että data siirrettäisiin myös toiseen tietokantaan kuten aiemmin pääteltiin.

Sähkön laadun raportoinnin osalta tulee tehdä vielä tarkempaa selvitystä, mutta lähtökohteisesti koko järjestelmää kuvaavat raportit tehtäisiin esimerkiksi puolivuositain tai vuosittain. Asemakohtaisia raportteja voitaisiin tehdä esimerkiksi kuukausittain tai harvemmin, riippuen Fingridin tarpeista. Lisäksi raportteja voitaisiin tehdä tapahtumakohtaisesti myös Fingridin sisäiseen käyttöön esimerkiksi suurimmista tapahtumista. Kaiken kaikkiaan raportteja tarvitaan useaan eri käyttötarkpeeseen niin Fingridillä sisäisesti kuin asiakkaiden puolestakin, joten raporttipohjien muokattavuus olisi mittausjärjestelmälle kriittinen ominaisuus. Fingridin käyttöön tarkoitetut raportit olisi tärkeä saada helposti saataville. Raporttien lähettäminen sähköpostin välityksellä ei ole suositeltavaa, kun käytössä on monipuolisia tiedonhallintajärjestelmiä. Sähköpostin välityksellä lähetetyt tiedostot häviävät helposti ja lähetettyjen raporttien muokkaaminen on jälkikäteen mahdotonta. Tärkeimmät raportit tulisi julkaista sovittuina aikoina jossain tiedonhallintajärjestelmässä ja mahdollisesti ilmoittaa uusista raporteista kiinnostuneille sähköpostin välityksellä.

7.8 Muut menetelmät laatutietojen hyödyntämiseen

Fingridissä järjestetyissä työpajoissa pyrittiin selvittämään uusia menetelmiä sähkön laatutietojen hyödyntämiseen. Työpajoissa heräsi mielenkiintoa laatutiedoille monista eri näkökulmista ja osaa uusista menetelmistä käsiteltiin jo edeltävässä luvussa. Laatutietojen valvonnan ja raportoinnin kehittämisen lisäksi mielenkiintoa herätti erityisesti jännitekuoppien tilastointi ja tallennus, eri järjestelmien tietojen validointi sekä mittauslaitteiden käyttö häiriötallennuksen tukena. Työpajoissa nousi esille myös muita mahdollisia käyttökohteita kuten mittausten hyödyntäminen erilaisten asemalla havaittujen toisilaitteiden tai mittamuuntajien häiriöiden syyn selvittämisessä. Myös erilaiset laajat tutkimukset laatutietojen perusteella herättivät mielenkiintoa.

7.8.1 Jännitekuoppien tarkka tilastointi ja tallennus

Jännitekuoppien tarkempi tilastointi nousi työssä esille tarpeena niin asiakkaiden kyselytutkimuksen perusteella kuin Fingridin työpajoissakin. Fingrid ei ole tänä päivänä asettanut varsinaisia arvioita jännitekuopille, vaan sähkön laaturaportissa on ilmoitettu taulukkomuodossa viitearvot koko 110 kV kantaverkolle. Eri liittymispisteiden jännitekuoppien määrät, syvydet ja kestot vaihtelevat kuitenkin valtavasti. Kattavalla mittausjärjestelmällä voitaisiin tilastoida tietoja eri alueiden jännitekuopista. Tilastoinnin avulla voitaisiin jakaa tietoa esimerkiksi uutta liityntää tekeväälle asiakkaalle aikaisempien vuosien tapahtumista. Asiakas pystyisi siten arvioimaan myös jännitekuopista aiheutuvia kustannuksia ja kykenisi tarvittaessa suojautumaan niiltä paremmin. Tilastointia voitaisiin alkaa kehittää heti mittausjärjestelmän asennuksen jälkeen, mutta tarkat arviot vaativat mittaus tuloksia useiden vuosien ajalta. Tilastointi voitaisiin tehdä Fingridin nykyisen luokittelun perusteella taulukkomuodossa.

Myös energiamittareilla on kyky kerätä lokitietoja sähköverkon tapahtumista ja niitä voitaisiin hyödyntää tehtäessä tilastointia. Energiamittareiden tallentamat lokitiedot kertovat taulukkomuodossa jokaisen mitatun jännitekuopan syvyyden ja keston. Jos niiden avulla tullaan tekemään tilastointia, tulee kuitenkin huomioida energiamittareiden mittausten epätarkkuus. Energiamittareiden lokitietojen on tarkoitus tulla jatkossa saataville Fingridin PI-tietokantaan vastaavalla tavalla kuin jatkuvasti mitattavien laatusuureiden aikasarjat, joita hyödynnettiin työssä analysoitaessa kantaverkon sähkön laatua.

Fingridin asiantuntijat olivat kiinnostuneita tarkoista jännitekuoppatallenteista. Niiden avulla voitaisiin selvittää laajemmin jännitekuoppien leviämistä kantaverkossa ja selvittää myös suojauksen toimintanopeuksia. Asiakkaille haittaa koituu erityisesti pitkäkestoisista jännitekuopista, joiden määrää kantaverkossa tulisi pyrkiä vähentämään. Tilastointia ja tallenteita voitaisiin hyödyntää selvittäessä alueita, joissa syviä ja pitkäkestoisia jännitekuoppia tapahtuu paljon. Lisäksi tallenteita voitaisiin hyödyntää tutkiessa asiak-

kaille asetettujen vaatimusten täyttymistä. Fingrid on asettanut kuormille ja tuotantolaitoksille vaatimukset siitä, kuinka kauan eri suuruisia jännitetasoa ja taajuuden muutoksia niiden tulee kestää kytkeytymättä irti kantaverkosta. Tarkkoja tallenteita ja kantaverkosta irtikytkemisen ajanhetkiä voitaisiin vertailla keskenään ja selvittää asiakaskohtaisesti vaatimusten täytyminen.

7.8.2 Tietojen validointi

Tarkkoja ja kattavia mittauksia sähkön laadusta voitaisiin hyödyntää eri sovellusten tietojen validoinnissa ja mallien tarkentamisessa. Käytön asiantuntijat olivat kiinnostuneita tarkoista reaaliaikaisista jännitetasomittauksista, joiden avulla voitaisiin varmentaa esimerkiksi käytönvalvontajärjestelmässä käytettyjen jännitetasomittausten arvoja. Nykyään käytönvalvontajärjestelmän mittausten arvot saattavat olla vääriä ja olisi hyvä olla olemassa toinen järjestelmä tietojen varmistamiseen, jos valvontajärjestelmän käyttäjä epäilevät jonkin mittauksen täsmällisyyttä. Jotta käytönvalvontajärjestelmän mittausten tiedot voitaisiin validoida, tulisi sähkön laatutietojen olla saatavissa lähes reaaliajassa esimerkiksi PI-tietokannassa.

Laatutietoja voitaisiin hyödyntää myös eri sovellusten mallivalidoinnissa. Verkkosuunnittelun työpajassa heräsi kiinnostusta mallivalidoinnille pitkän ajan suunnittelun käyttöön. Nykyisillä mittauksilla on vaikea arvioida millaista sähkön laatu on erilaisissa käyttötilanteissa alueittain. Kun halutaan simuloida esimerkiksi uusien suodattimien tai kantaverkon muutosten vaikutusta sähkön laatuun, olisi tarkemmat tiedot kriittisiä. Sähkön laatutietojen historiadatan avulla voitaisiin selvittää esimerkiksi jännitteen yliaaltojen tasot kantaverkossa ja tuottaa vastaavat särötasot malliin erilaisin virtalähtein. Jos mittausjärjestelmä kattaisi myös lähes kaikkien liittymispisteiden virrat, voitaisiin jatkossa malleihin määrittää tarkasti myös virtaemissiot. Mallivalidointi on helposti toteutettavissa jos sähkön laadusta luodaan tarkkoja asemakohtaisia raportteja tai tarkempia selvityksiä eri käyttötilanteista mallia kehittävien asiantuntijoiden saataville.

7.8.3 Mittauslaitteiden käyttö häiriötallennuksen tukena

Fingridin kantaverkossa on käytössä laaja järjestelmä häiriötallenteiden keruulle. Häiriötallenteita käytetään pääasiassa hyödyksi vikapaikan laskennassa, mutta myös tiedot tapahtumista kiinnostavat. Releiltä ja häiriötallentimilta kerätyt häiriötallenteet säilytetään yhteisessä järjestelmässä. Tallenteista voidaan selvittää häiriön aikaiset parametrit kuten nollavirta, vian kesto, virran ja jännitteen välinen kulmaero sekä jännitteen tehollisarvon muutos. Mitattujen parametrien avulla pystytään laskemaan vikapaikka kantaverkossa omaisuuden hallinnan työkaluilla. Maasulkujen tapauksessa tieto nollavirran suuruudesta parantaa laskettavan vikapaikan tarkkuutta huomattavasti, mutta oikosulkuja laskiessa myös pelkkä vaihevirtamittaus riittää. Sähkön laatumittareiden käyttö häiriötallennuksen tukena voisi siis olla mahdollista tarvittaessa.

Sähkön laadun mittalaitteiden käyttö häiriötallentimien tukena nousi esille suojausasiantuntijoiden keskuudessa omaisuuden hallinnan työpajassa. Myös kyselytutkimuksen kantaverkkoyhtiö A mainitsi käyttävänsä mittaustietoja vika-analyysissä ja kantaverkkoyhtiö B mittalaitteita häiriötallentimien tukena. Mittalaitteiden tallenteita on hyödynnetty Fingridillä aiemminkin tarvittaessa, mutta nykyistä laajemmalla mittausjärjestelmällä voitaisiin mahdollistaa tuki usealla asemalla. Reletallenteiden näytteenottotaajuus on vain 1 kHz, joten erikoisemmissa vikatilanteissa transienttitalenne tarkemmalta sähkön laadun mittauslaitteelta voisi antaa lisätietoa viasta. Lisäksi jos releiden tai häiriötallentimien tallenteiden keruussa on ongelmia, saataisiin vastaava tallenne sähkön laadun mittausjärjestelmästä suojausasiantuntijan käyttöön. Toiminto nopeuttaisi selvitysten tekemistä, koska tallennetta ei tarvitsisi mennä keräämään paikallisesti laitteelta. Joskus releiden tallenteet eivät myöskään ole tallentuneet ollenkaan ja tällöin sähkön laadun mittausjärjestelmän tallenteet voisivat toimia myös varmuuskopioina. Suojausasiantuntijan tulisi päästä helposti käsiksi sähkön laadun mittausjärjestelmän tallenteisiin. Vastaava tarve nousi esille myös kantaverkon käytön asiantuntijoilla asiakkaiden yhteydenottojen varalta.

7.9 Arvio uuden mittausjärjestelmän hyödyistä

Sähkömarkkina-alueissa määritellään, että sähkön laadun tulee olla Suomessa noudatettavien standardien mukainen. CEER on kehittänyt standardia EN 50160 yhteistyössä CENELEC:in kanssa ja pyrkii yhtenäistämään sähkön laatuvaatimuksia Euroopassa. Osana yhtenäistämistä CEER on suositellut standardin laajentamista myös suurimmille jännitetasoille. [7] Lisäksi CEER ja ECRB suosittelevat vuonna 2012, että sähkön laadun mittauksen olisi hyvä tulla viranomaisten sääntelyn piiriin kaikissa Euroopan maissa. [8] Ruotsissa ja Norjassa sähkön laatua säännelläänkin jo viranomaisten puolesta, joten on mahdollista että myös Suomessa sähkön laatu voi tulla viranomaisten sääntelyn piiriin. Kattavaa mittausjärjestelmää voi olla kannattavaa alkaa suunnitella ennen mahdollista viranomaissääntelyä.

Mittausjärjestelmän hankinnan kannalta on olennaista hahmottaa, mitä hyötyjä uudistettu mittausjärjestelmä toisi. Nykyinen mittausjärjestelmä ei mahdollista tarkkaa sähkön laatu-poikkeamien jälkiselvitystä. Jos asiakas havaitsee laatu-poikkeamaa kantaverkossa, Fingrid ei voi helposti todentaa poikkeaman syytä. Asiakkaan läheiselle asemalle joudutaan lähes aina järjestämään yli viikon kestoinen mittaus siirrettävällä mittalaitteella, jonka aikana laatu-poikkeaman toivotaan toistuvan. Siirrettävät mittaukset ja niihin liittyvä raportointi on hidasta ja vie runsaasti aikaa. Lisäksi niiden avulla ei voida mitata sähkön laatua jatkuvasti ja kantaverkossa esiintyvät laatu-poikkeamat voivat olla kertaluontoisia tai hyvin lyhytaikaisia. Työssä tehtyjen suosittelevien mukainen mittausjärjestelmä vähentäisi tarvetta siirrettävien mittalaitteiden käytölle.

Kantaverkossa on alueita, joiden sähkön laatu on lähellä rikkoo asetettuja tavoitetasoja energiamittareiden mittausten perusteella. Näiden alueiden sähkön laadun valvonta olisi

tärkeää, jotta kantaverkon topologian ja järjestelmätason suureiden muutosten vaikutusta sähkön laatuun voitaisiin seurata. Lisäksi voitaisiin valvoa, ettei sähkön laatu heikkene entisestään. Jännitteen laatu heikkenee pääasiassa asiakkaiden virtaemissioiden ja oikosulkutehon alenemisen seurauksena. Suositellun mittausjärjestelmän avulla voitaisiin selvittää tarkemmin kantaverkon liittymispisteiden virtaemissiot ja siten määrittää sähkön laatupoikkeamien aiheuttajat.

Sähkön laadun aiheuttamia kustannuksia on vaikea arvioida ilman uudistettua mittausjärjestelmää. Asiakkaille kustannuksia aiheuttivat kyselytutkimuksen mukaan erityisesti jännitekuopat ja keskeytykset. Jos jännitekuoppa aiheuttaa keskeytyksen asiakkaan tuotannossa, ovat siitä aiheutuvat kustannukset tyypillisesti kymmenistä satoihin tuhansiin euroihin. Suurimmille asiakkaille tuotannon keskeytykset voivat kustantaa jopa miljoonia euroja. Kustannuksia sähkön laadusta voi koitua asiakkaiden lisäksi myös Fingridille. Jos kantaverkon sähkön laadun todetaan olevan riittämätön, ja asiakkaalle on aiheutunut kustannuksia esimerkiksi laitevaurioiden muodossa, voi Fingrid olla vastuussa aiheutuneista vaurioista. Tavoitearvojen täyttyminen tai mahdollinen laatupoikkeaman aiheuttaja tulisi olla tarvittaessa mahdollista todistaa mittauksien avulla. Lisäksi järjestetyissä työpajoissa nousi esille, että huono sähkön laatu saattaa olla aiheuttanut häiriöitä Fingridin sähköasemien toisiojärjestelmissä ja vikaantumisia mittamuuntajissa. Varmuutta sähkön laadun osallisuudesta häiriöihin ei kuitenkaan ole. Yliaaltojen ja jännite-epäsymmetrian suuret arvot joillain kantaverkon alueilla voi pitkällä aikavälillä näkyä suurjännitekomponenttien eliniän lyhenemisenä. Mittausjärjestelmän avulla voitaisiin saada tietoa mahdollisista häiriölähteistä ja pyrkiä poistamaan ne. Lisäksi transienttien synnyttämät ylijännitteet voivat kuormittaa komponentteja ja aiheuttaa vikaantumisia. Uudistetun mittausjärjestelmän avulla voitaisiin seurata jännitteen laadun vaikutusta komponentteihin ja tilastoida jännitekuoppien lisäksi myös transienttien tietoja asemittain.

8. YHTEENVETO

Diplomityötä lähdettiin työstämään, koska Fingrid katsoi tarpeelliseksi selvittää vaihtoehtoja sähkön laadun mittausjärjestelmien uudistamiseksi. Työn päätavoitteena olikin tehdä esiselvitystä uudesta mittausjärjestelmästä ja siihen liittyvistä tarpeista. Asiakastarpeet kantaverkon sähkön laatutietojen osalta ovat kasvaneet. Myös Fingridillä pystyttäisiin hyödyntämään uuden mittausjärjestelmän tarjoamia sähkön laatutietoja kattavasti ja työn ohessa pyrittiin selvittämään myös uusia menetelmiä laatutietojen hyödyntämiselle. Työn aluksi tehtiin selvitystä eri maissa voimassa olevista sähkön laatuvaatimuksista ja vertailtiin niitä Fingridin sähkön laaturaporttiin. Havaittiin, että sähkön laaturaportti on pääosin ajantasainen eikä sen asettamiin tavoitteisiin tarvitse tehdä muutoksia. Jännitekuoppien tilastoinnin avulla voitaisiin mahdollisesti lähteä kehittämään tarkempia alueellisia arvioita jännitekuoppien määrästä. Lisäksi liittymispisteiden virran laadun mittaukseen pitäisi kiinnittää jatkossa enemmän huomiota.

Seuraavana työssä esiteltiin nykyiset mittausjärjestelmät ja sähkön laadun mittaukseen liittyvät standardit. Energiamittareiden ominaisuudet eivät vastaa standardin IEC 61000-4-30 määrittämiä luokan A vaatimuksia, mutta mittalaitteiden avulla saatiin kuitenkin kattavasti tietoa erityisesti sähkön laadun muutostilanteista. ION-mittalaitteiden osalta suorituskyky voisi olla riittävä, mutta ne mittaavat vain yhden liittymispisteen virtoja ja ION-mittausjärjestelmän työkalut ovat vanhentuneita. Mittausjärjestelmään olisi myös haastavaa integroida eri mittalaitteiden valmistajien mittalaitteita. Viidennessä luvussa analysoitiin kantaverkon sähkön laatua ja pyrittiin selvittämään siellä esiintyviä laatu-epäilyitä mittausjärjestelmien avulla. Kantaverkosta löydettiin mittausjärjestelmien puutteista huolimatta useita alueita, joilla sähkön laatu on eri kytkentätilojen aikana poikkeavaa. Tuloksia hyödynnettiin määrittäessä suosittelua uusien mittalaitteiden sijoittelulle.

Ennen varsinaisten suosituksien asettamista selvitettiin tarkemmin eri osapuolten tarpeita mittausjärjestelmälle. Fingridin asiakkaista valikoitiin muutamia teollisuusasiakkaita ja jakeluverkkoyhtiöitä, joille lähetettiin kyselytutkimus. Kyselytutkimuksen kysymykset liittyivät erityisesti sähkön laatutietojen raportoinnin tarpeisiin ja sähkön laadusta koituihin kustannuksiin. Kyselytutkimukseen vastasivat kaikki paitsi yksi asiakas. Vastausten avulla muodostettiin kuvaa asiakastarpeista ja niiden avulla voitiin kehittää laatutietojen raportointia ja suunnitella mittalaitteiden sijoittelua. Työssä pyrittiin selvittämään myös muiden pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden sähkön laadun mittaukseen liittyviä käytäntöjä kyselytutkimuksella. Kyselytutkimus oli laaja ja sen avulla saatiin hyvä kuva kahden pohjoismaisen kantaverkkoyhtiön sähkön laadun mittausjärjestelmistä.

Fingridin omia tarpeita mittausjärjestelmälle selvitettiin työn ohessa järjestetyissä työpajoissa. Työpajoihin osallistui verkkosuunnittelun, kantaverkon käytön ja omaisuuden hallinnan asiantuntijoita. Työpajoissa kehiteltiin uusia ideoita sähkön laatu- ja tietojen hyödyntämiselle ja keskeisimmät ideat liittyivät jännitekuoppien tilastointiin, järjestelmien tietojen validointiin ja mittauslaitteiden käyttöön häiriötallenteiden tukena. Työpajoissa selvisi myös tarve saada laatu- ja tietotiedot mahdollisimman helposti eri asiantuntijoiden käyttöön. Myös laatu- ja tietojen raportointiin ja sähkön laadun valvontaan kehitettiin ideoita. Raportointiin liittyviin työkaluihin ja datan analysointiin pyrittiin kehittämään uusia ideoita myös Metrum-nimisen mittalaittevalmistajan mittausjärjestelmän testikäytön avulla. Mittausjärjestelmän testikäyttö jäi hieman suppeaksi raportoinnin puutteen vuoksi, mutta erityisesti uudenlaisista analysointityökaluista heräsi ideoita.

Seitsemännessä luvussa tehtiin varsinaisia suosituksia uudelle mittausjärjestelmälle. Suositukset käsittelivät mitattavia suureita, käytettäviä vertailuarvoja, mittalaitteiden suorituskykyä, määrää ja sijoittelua sekä erilaisia järjestelmäominaisuuksia. Esille tuotiin myös suositeltavia käytäntöjä laatu- ja tietojen raportoinnista asiakkaille ja Fingridin asiantuntijoille. Lopuksi käsiteltiin työn ohessa ja Fingridin työpajoissa syntyneitä ideoita sähkön laatu- ja tietojen hyödyntämiselle. Mittalaitteiden tulisi olla suorituskyvyltään vähintään standardin IEC 61000-4-30 määrittämää luokkaa A, mutta standardin määrittelyiden lisäksi asetettiin muitakin vaatimuksia. Mittauspisteiden määrän ja sijainnin suositus perustui kantaverkon tärkeimpien pisteiden määrittämiseen sekä työssä esille nousseisiin asiakastarpeisiin ja ongelma-alueisiin. Rajasiirtoyhteydet ja suuret tuotantolaitokset koettiin tärkeimmiksi mittauspisteiksi. Lisäksi suurimpien asiakkaiden liittymispisteiden virtojen mittaus koettiin tärkeäksi. Järjestelmäominaisuuksien osalta ei voitu asettaa erityisen tarkkoja suosituksia, ja esimerkiksi tiedonsiirron datamuodoista tulisi tehdä jatkossa lisäselvitystyötä. PQDIF vaikutti ominaisuuksiltaan parhaalta, mutta se on vähemmän käytetty kuin COMTRADE eikä välttämättä ole yhteensopiva nykyisten tietojärjestelmien kanssa. Mittausjärjestelmään tulisi olla integroitavissa eri laitevalmistajien mittalaitteita, mikä nousi järjestelmäominaisuuksien kannalta tärkeimmäksi suositukseksi.

Laatupoikkeamien valvonnalta ja niistä raportoinnilta toivottiin joustavuutta ja uuden mittausjärjestelmän tulisivat sisältää työkaluja monipuolisten raporttien luomiseen. Eri-tyisesti useiden eri mittareiden kuten prosenttipisteiden lisääminen raporttipohjiin koettiin hyödylliseksi. Toisaalta mittausjärjestelmän avulla voitaisiin myös tarjota asiakkaille tarkempaa tietoa sähkön laadusta eri liittymispisteissä ja kehittää tilastointia esimerkiksi jännitekuoppien osalta. Laatu- ja tietojen raportointia voitaisiin mahdollisesti jatkossa automatisoida myös nettipalvelulla, josta asiakas voisi tarkastella omilla tunnuksilla omien liittymispisteiden sähkön laatua.

Muita uusia ideoita laatu- ja tietojen hyödyntämiselle nousi tietojen validoinnin osalta. Jännitetasomittauksia voitaisiin verrata käytönvalvontajärjestelmän mittauksiin ja selvittää

käytönvalvontajärjestelmän mittausten todenperäisyys. Tarkat tiedot eri asemien jännitteen ja virran laadusta voitaisiin lisätä myös simulointisovelluksiin ja siten kehittää simuloinneista realistisempia. Tapahtumatallenteita voitaisiin hyödyntää myös häiriötallentimien tukena. Häiriötallenteet on usein mitattu alhaisemmalla näytteenottotaajuudella ja sähkön laatumittareiden transienttitallenteista voisi selvittää lisätietoa erikoistilanteissa. Lisäksi releiden ja häiriötallentimien vikatilanteissa sähkön laadun mittalaitteiden tallenteet voisivat toimia varmuuskopiona.

Työssä tehdyssä esiselvityksessä tehtiin suosituksia uudelle mittausjärjestelmälle. Ennen mahdollista mittausjärjestelmän hankintaa tulee kuitenkin tehdä vielä paljon lisäselvitystyötä. Järjestelmän teknistä spesifikaatiota tehtäessä tulee tehdä selvityksiä järjestelmäominaisuuksista. Erityisesti eri mittalaitteiden tiedonsiirron datamuodon valintaa tulee selvittää jatkossa, jotta eri mittalaittevalmistajien laitteiden mittaustiedot saadaan kerättyä samaan järjestelmään ja analysoitua samoilla työkaluilla. Mittausjärjestelmien mahdollisuuksia voidaan selvittää eri laitevalmistajilta. Myös kantaverkkoyhtiöiden kyselytutkimuksen vastauksiin olisi kiinnostavaa saada tarkennuksia. Lisäksi Fingrid on selvittänyt sähkön laatua mittaavien AMI-laitteiden käyttöä kantaverkossa uusien sähköasemaprojektien yhteydessä ja myös niiden yhteensopivuutta järjestelmään tulee selvittää.

Kiinnostavaksi selvitystyöksi nousi myös tarkempi virran laatupoikkeamien ja jännitteen laadun välinen tutkimus. Työssä simuloitiin PSCAD-sovelluksella virran yliaaltojen ja epäsymmetrisen kuorman vaikutusta jännitteen laatuun. Tulosten perusteella nähtiin, että oikosulkutehon ja virran laatupoikkeaman suuruudella on merkittävä vaikutus jännitteen laatuun, mutta myös muiden tekijöiden kuten harmonisen impedanssin vaikutus on huomattava. Kantaverkon oikosulkutehon oletetaan tulevaisuudessa pienenevän ja virran laatuun tulee kiinnittää entistä enemmän huomiota. Tarkempien mittausten perusteella voitaisiin selvittää kantaverkon resonansseja, virran ja jännitteen laatupoikkeamien korrelaatiota ja oikosulkutehon muutosten vaikutusta jännitteen laatuun. PSCAD-mallien virtojen ja jännitteiden särön ja epäsymmetrian tarkempi mallintaminen helpottaisi sähkön laadun ilmiöiden mallintamista simuloinneilla.

Myös sääilmiöiden ja sähkön laadun välistä korrelaatiota voitaisiin tutkia jatkossa laajemmin. Esimerkiksi tuulivoimakkuus voi tulevaisuudessa vaikuttaa huomattavasti esimerkiksi suuritaajuisten yliaaltojen hetkellisarvoihin tuulivoimatuotannon muuttuessa. Oletettavasti myös korona-ilmiö vaikuttaa sähkön laatuun muutenkin kuin pelkkänä jännitteen kolmannen yliaallon kasvuna, ja sitä voitaisiin tutkia tarkemmin. Kattava mittausjärjestelmä mahdollistaisi uusia erilaisia tutkimuksia ja keinoja analysoida kantaverkon muutoksien vaikutuksia sähkön laatuun.

LÄHTEET

- [1] V. Allegranza, A. Ardito, E. De Berardinis, M. Delfanti, L. Lo Schiavo, Assessment of Short Circuit Power Levels in HV and MV Networks With Respect to Power Quality, 19th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, 2007, 4 s.
- [2] J. Barros, J. Gutiérrez, M. de Apráiz, P. Saiz, R. Diego, A. Lazkano, Rapid Voltage Changes in Power System Networks and Their Effect on Flicker, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 31, No. 1, 2016, s. 262 – 270.
- [3] C. R. Bayliss, B. J. Hardy, Transmission and Distribution Electrical Engineering, Third Edition, Newnes, 2007, 1010 s.
- [4] M.H.J. Bollen, I. Gu, Signal Processing of Power Quality Disturbances, Wiley-IEEE Press, 2006, 849 s.
- [5] A. Broshi, Monitoring Power Quality Beyond EN 50160 And IEC 61000-4-30, 9th International Conference of Electrical Power Quality and Utilization, 2007, 6s.
- [6] S. Chattopadhyay, M. Mitra, S. Sengupta, Electric Power Quality, Springer, 2011, 179 s.
- [7] Council of European Energy Regulators, 5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply 2011, 2011, 260 s. Saatavissa: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab/CEER_Benchmarking_Report.pdf
- [8] Council of European Energy Regulators, Energy Community Regulatory Board, Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes, 2012, 56s. Saatavissa: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/bdd2c6cb-5ccf-b342-2728-3e6c38536daf>
- [9] S. Corsi, Voltage Control and Protection in Electrical Power Systems, Springer, 2015, 557 s.
- [10] EirGrid, Power Quality Requirements for Connection to the Transmission System, Revision 1.0, 2015, 32 s. Saatavissa: <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/Note-on-Harmonics-Power-Quality-Requirements-for-Connection-to-Transmission-System.pdf>

- [11] Elering, Põhivõrguga liitumise tingimuste lisa 1 - TEHNILISED NÕUDED JA EESKIRJAD, 2008, 96 s. Saatavissa: http://elering.ee/public/Teenused/Tootja_liitumine/Uued_vorguga_liitumise_tingimused/Pohivorguga_liitumise_tehnilised_nouded_ja_eeskirjad.pdf
- [12] Elspec, G440 3-Phase Class A Power Quality Analyzer, Saatavissa: <http://elspec-ltd.com/metering-protection/G4400-Power-Quality-Analyzer/>
- [13] Energinet.dk, Teknisk forskrift 3.2.5 for vindkraftværker større end 11 kW, Rev. 4.1, 2010, 73 s. Saatavissa: https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/14130-10_v4.1_Teknisk%20forskrift%203.2.5%20for%20vindkraftv%C3%A6rker%20st%C3%B8rre%20end%2011%20kW.pdf
- [14] Energinet.dk, Teknisk forskrift TF 3.4.1 Spændingskvalitet, Rev. 1.3, 2013, 15 s. Saatavissa: <http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Teknisk%20forskrift%203.4.1%20Sp%C3%A6ndingskvalitet.pdf>
- [15] Energimarknadsinspektionen, EIFS 2013:1 Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, 2013, 7 s. Saatavissa: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/EI/EIFS_2013_1.pdf
- [16] Energy Networks Association, Engineering Recommendation G5/4-1: Planning Levels For harmonic Voltage Distortion And The Connection Of Non-Linear Equipment To Transmission Systems And Distribution Networks In The United Kingdom, Issue 4, Amendment 1, 2005, 40 s. Saatavissa: http://www.nienetworks.co.uk/documents/Security-planning/ENA_ER_G5_4-1-%281%29.aspx
- [17] Fingrid Oyj, 110 kV verkon sähköön laaturaportti, Raportti, 2015, 10s., Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittymien/2015/20150911_110%20kV_verkon_sahkonlaatu.pdf
- [18] E. W. Gunther, On Creating a New Format for Power Quality and Quantity Data Interchange, 2005/2006 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2006, s. 354 – 358.
- [19] J. Hui, W. Freitas, J. Vieira, H. Yang, Y. Liu, Utility Harmonic Impedance Measurement Based on Data Selection, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol 27, No. 4, 2012, s. 2193 – 2202.
- [20] Hydro-Québec, Caractéristiques de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro-Québec, 2016, 38 s. Saatavissa: <http://www.hydroquebec.com/data/transenergie/pdf/qualite-onde-tension-transport.pdf>

- [21] IEC TR 61000-3-6, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, Geneva: International Electrotechnical Commission, 2008, 58 s.
- [22] IEC TR 61000-3-7, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems, Edition 2.0, Geneva: International Electrotechnical Commission, 2008, 65 s.
- [23] IEC 61000-4-7, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto, Edition 2.1, Geneva: International Electrotechnical Commission, 2009, 86s.
- [24] IEC 61000-4-15, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-15: Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications, Edition 2.0, Geneva: International Electrotechnical Commission, 2011, 83 s.
- [25] IEC 61000-4-30, Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods, Edition 3.0, Geneva: International Electrotechnical Commission, 2015, 150s.
- [26] A. Kamena, Six tough topics about harmonic distortion and Power Quality indices in electric power systems, The Schaffner Group, 2014, 66 s.
- [27] J. Kilter, M. Löper, T. Kangro, I. Palu, M. Val Escudero, C. Buchhagen, J. Kosmač, J. Žvab, S. Abdelrahman, J. Milanovič, S. Schilling, K. Strunz, A. Božiček, B. Blažič, D. Matvoz, A. Souvent, Critical PQ phenomena and sources of PQ disturbances in PE rich power systems, Tallinn University of Technology, 2016, 158 s.
- [28] J. King, E. Gunther, COMTRADE / PQDIF Conversion, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, IEEE PES, 2006, 6 s.
- [29] L. Makkonen, A model of hoarfrost formation on a cable, Cold Regions Science and Technology 85, 2013, s. 256–260.
- [30] Metrum Sweden AB, Metrum PQX3-FR Power Quality Fault Recorder, 2016, 4 s. Saatavissa: http://www.metrum.se/filer/dokument/broschyter/Metrum-pqx3_en.pdf

- [31] J. Milanovič, J. Kilter, S. Bahramirad, R. Ball, V. Barrera, M. Bollen, D. Correia, N. Čukalevski, A. Dabin, P. Doyle, S. Elphick, P. Gilson, B. Howe, J. Höglund, J. Meyer, R. Neumann, B. Parent, J. Schaug-Pettersen, P. Ribeiro, J. Romero, N. Trinchant, F. Zavoda, L. Tenti, E. Jaeger, M. Jensen, K. Koo, N. Melo, F. Martinez, R. Preece, J. Avendano-Mora, Guidelines for Power Quality Monitoring – Measurement Locations, Processing and Presentation of Data, CIGRÉ, CIGRÉ/CIRED JWG C4.112, 2014, 181 s.
- [32] National Grid, Complete Grid Code, Issue 5, Revision 19, 2016, 656 s. Saatavissa: <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Electricity-codes/Grid-code/The-Grid-code/>
- [33] Norges vassdrags- og energidirektorat, Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, Reg. No. 1557, 2004, 11 s. Saatavissa: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- [34] F. Oliveira, P.F. Ribeiro, P.M. Almeida, Considerations on power quality requirements for integration of renewable sources (photovoltaic and wind power) into the transmission grid, CIGRÉ, 2014, 5 s.
- [35] SFS-EN 50160, Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet, Suomen standardisoimisliitto SFS ry, 2011, 63 s.
- [36] C. Stanescu, S. Gal, C. Lisman, P. Postolache, J. Widmer, The Romanian TSO's Power Quality Monitoring System as Smart Grids Component, CIGRE, 2012, 8 s.
- [37] P. Veloso, A. Lebre, N. Melo, Development of the EDP's Power Quality Monitoring Programme, 11th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU), 2011, 5 s.
- [38] D. Won, S. Ahn, I. Chung, J. Kim, S. Moon, A New Definition of Voltage Sag Duration Considering The Voltage Tolerance Curve, 2003 IEEE Bologna Power-Tech Conference, 2003, 5 s.
- [39] F. Yin, M. Farzaneh, X. Jiang, Corona Investigation of and Energized Conductor under Various Weather Conditions, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 24, No. 1, 2017, s. 462 – 470.

LIITE A: KYSELYTUTKIMUS JAKELUVERKKOYHTIÖILLE

FINGRID

Asiakaskysely sähkön
laadun mittauksesta

1 (2)

Voimajärjestelmän suunnittelu / Härmä Onni
onni.harma@fingrid.fi

[Asiakirjan päivämäärä]

Tämän kyselyn tarkoituksena on selvittää asiakkaiden sähkön laadun mittauskäytäntöjä ja -tarpeita. Tulokset tulevat olemaan osana tehtävää esiselvitystä Fingridin uuden sähkön laadun mittaus- ja valvontajärjestelmän kehittämiseksi. Tulokset tulevat olemaan myös osana tekeillä olevaa diplomityötä, jossa tuloksia käsitellään luottamuksellisesti ja anonyymisti. Asiakaskohtaisia tietoja ei luovuteta kolmansille osapuolille.

1. Mittaatteko sähkön laatua?

- Ei (Voitte siirtyä kysymykseen 7)
- Kyllä, jatkuva-aikaisesti
- Kyllä, satunnaisesti eri mittauspisteissä
- Kyllä, jollain muulla tavoin, miten? Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

2. Mitä sähkön laadun poikkeamia mittaatte?

	Kokoaikaisesti	Satunnaisesti
Taajuuden muutokset	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Yli- ja alijännitteet	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Nopeat jännitemuutokset	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Välkyntä	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitteen harmoninen kokonaissärö	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitteen harmoniset yliaallot	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Virran harmoninen kokonaissärö	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Virran harmoniset yliaallot	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännite-epäsymmetria	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitekuopat	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitekohoumat	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Keskeytykset	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transientit	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Joku muu: Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

3. Millaisia mittalaitteita ja järjestelmiä käytätte sähkön laadun mittaamiseen ja valvontaan?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

4. Mitkä ovat tärkeimmät syyt sähkön laadun mittaukselle?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

5. Raportoitteko sähkön laadun mittaustuloksia?

- Ei (Voitte siirtyä kysymykseen 7)
- Kyllä, tapahtumakohtaisesti
- Kyllä, määrämuotoisesti (esim. viikoittain)
- Kyllä, jollain muulla tavalla, millä? Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

Fingrid Oyj

Katuosoite

Postiosoite

Puhelinnumero

Faksi

Business Identity Code

Läkkisepäntie 21
FI-00020 Helsinki

P.O.Box 530
FI-00101 Helsinki

+355 30 395 5000

+355 30 395 5196

FI10725943, VAT reg.
forename.surname@fingrid.fi
www.fingrid.fi

Voimajärjestelmän suunnittelu / Härmä Onni
onni.harma@fingrid.fi

[Asiakirjan päivämäärä]

6. Minkä standardin mukaisesti raportoitte sähkön laatua?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

7. Mitkä ovat kannaltanne haitallisimmat sähkön laadun poikkeamat tärkeysjärjestyksessä ja niistä koitua arvioitu vuosittainen keskimääräinen taloudellinen haitta (€):

1. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

2. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

3. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

4. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

8. Toivotteko meiltä raportointia liittymispisteiden sähkön laadusta?

Ei

Kyllä, SFS-EN 50160 standardin mukaisesti

Kyllä, Fingridin 110 kV verkon sähkönlaaturaportin mukaisesti

Kyllä, joku muu tapa: Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

9. Oletteko havainneet kausivaihtelua sähkön laadussa, esim. kesä/talvi?

Ei

Kyllä

Millaista ja missä? Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

10. Miten käytätte sähkön laadun tietoja verkkosuunnittelun ja käytönsuunnittelun tukena?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

11. Muut kehitysehdotukset ja ajatukset

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

Kiitoksia vastauksista!

Fingrid Oyj

Katuosoite

Postiosoite

Puhelinnumero

Faksi

Business Identity Code

Läkkisepäntie 21
FI-00620 Helsinki

P.O.Box 530
FI-00101 Helsinki

+358 30 395 5000

+358 30 395 5196

FI10725943, VAT reg.
forename.surname@fingrid.fi
www.fingrid.fi

LIITE B: KYSELYTUTKIMUS TEOLLISUUSASIAKKAILLE

FINGRID

Asiakaskysely sähkön
laadun mittauksesta

1 (2)

Voimajärjestelmän suunnittelu / Härmä Onni
onni.harma@fingrid.fi

[Asiakirjan päivämäärä]

Tämän kyselyn tarkoituksena on selvittää asiakkaiden sähkön laadun mittauskäytäntöjä ja -tarpeita. Tulokset tulevat olemaan osana tehtävää esiselvitystä Fingridin uuden sähkön laadun mittaus- ja valvontajärjestelmän kehittämisessä. Tulokset tulevat olemaan myös osana tekeillä olevaa diplomityötä, jossa tuloksia käsitellään luottamuksellisesti ja anonyymisti. Asiakaskohtaisia tietoja ei luovuteta kolmansille osapuolille.

1. Mittaateko sähkön laatua?

- Ei (Voitte siirtyä kysymyksen 7)
- Kyllä, jatkuva-aikaisesti
- Kyllä, satunnaisesti eri mittauspisteissä
- Kyllä, jollain muulla tavoin, miten? Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

2. Mitä sähkön laadun poikkeamia mittaatte?

	Kokoaikaisesti	Satunnaisesti
Taajuuden muutokset	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Yli- ja alijännitteet	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Nopeat jännitemuutokset	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Välkyntä	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitteen harmoninen kokonaissärö	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitteen harmoniset yliaallot	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Virran harmoninen kokonaissärö	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Virran harmoniset yliaallot	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännite-epäsymmetria	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitekuopat	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Jännitekohoumat	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Keskeytykset	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transientit	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Joku muu: Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.		

3. Millaisia mittalaitteita ja järjestelmiä käytätte sähkön laadun mittaamiseen ja valvontaan?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

4. Mitkä ovat tärkeimmät syyt sähkön laadun mittaukselle?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

5. Raportoitteko sähkön laadun mittaustuloksia?

- Ei (Voitte siirtyä kysymyksen 7)
- Kyllä, tapahtumakohtaisesti
- Kyllä, määrämuotoisesti (esim. viikoittain)
- Kyllä, jollain muulla tavalla, millä? Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

Fingrid Oyj

Katuosoite

Lätkäsepäntie 21
FI-00620 Helsinki

Postiosoite

P.O.Box 530
FI-00101 Helsinki

Puhelinnumero

+355 30 395 5000

Faksi

+355 30 395 5196

Business Identity Code
FI10728943, VAT reg.
forename.surname@fingrid.fi
www.fingrid.fi

Voimajärjestelmän suunnittelu / Härmä Onni
onni.harma@fingrid.fi

[Asiakirjan päivämäärä]

6. Minkä standardin mukaisesti raportoitte sähkön laatua?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

7. Mitkä ovat kannaltanne haitallisimmat sähkön laadun poikkeamat tärkeysjärjestyksessä ja niistä koituva arvioitu vuosittainen keskimääräinen taloudellinen haitta (€):

1. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

2. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

3. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

4. Valitse kohde.

Taloudellinen haitta : Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

8. Toivotteko meiltä raportointia liittymispisteiden sähkön laadusta?

Ei

Kyllä, SFS-EN 50160 standardin mukaisesti

Kyllä, Fingridin 110 kV verkon sähkönlaaturaportin mukaisesti

Kyllä, joku muu tapa: Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

9. Oletteko havainneet kausivaihtelua sähkön laadussa, esim. kesä/talvi?

Ei

Kyllä

Millaista ja missä? Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

10. Miten käytätte sähkön laadun tietoja käytönsuunnittelun tukena?

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

11. Muut kehitysehdotukset ja ajatukset

Kirjoita tekstiä napsauttamalla tätä.

Kiitoksia vastauksista!

Fingrid Oyj

Katuosoite

Postiosoite

Puhelinnumero

Faksi

Business Identity Code

Läkkisepäntie 21
FI-00020 Helsinki

P.O.Box 530
FI-00101 Helsinki

+355 30 395 5000

+355 30 395 5195

FI10725943, VAT reg.
forename.surname@fingrid.fi

www.fingrid.fi

LIITE C: KYSELYTUTKIMUS MUILLE KANTAVERKKOYHTIÖILLE

FINGRID

Questionnaire about power
quality monitoring for TSOs

1 (3)

Power System Planning / Härmä Onni
onni.harma@fingrid.fi

[Asiakirjan päivämäärä]

The objective of this questionnaire is to find out the ways in which other transmission system operators are monitoring power quality in their grids. The results will be a part of an ongoing research about developing the new power quality monitoring system for Fingrid. The results will also be a part of a master's thesis regarding the matter. Individual answers will not be turned over to third parties and the results will be handled confidentially and with complete anonymity.

1. Are you monitoring power quality?

- No (You may move to question 13)
- Yes, mainly with fixed monitoring equipment
- Yes, mainly with portable monitoring equipment
- Yes, in some other way:

2. Which parameters are you monitoring?

	Continuously	Frequently
Changes in frequency	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Over- and undervoltages	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Rapid voltage changes	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Flicker	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Voltage total harmonic distortion	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Individual voltage harmonics	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Current total harmonic distortion	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Individual current harmonics	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Voltage unbalance	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Voltage dips	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Voltage swells	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Interruptions	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transients	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Some other parameters:

3. On how many substations are you currently monitoring power quality and with what type of monitoring equipment? (For example seven 400 kV substations with Schneider ION 7650 Class A power quality analysers)

4. How have you chosen the types of monitoring equipment you are using? (For example price, ease of use, quality of the bundled software, system integrability, etc.)

5. Are you monitoring power quality with devices that are primarily made for other purposes? (For example PMUs, relays, fault recorders etc.)

Fingrid Oyj

Street address

Postal address

Phone

Fax

Business Identity Code

Lätkiseppäntie 21
FI-00020 Helsinki

P.O.Box 530
FI-00101 Helsinki

+355 30 395 5000

+355 30 395 5196

FI10725943, VAT reg.
forename.surname@fingrid.fi
www.fingrid.fi

Power System Planning / Härmä Onni
onni.harma@fingrid.fi

[Asiakirjan päivämäärä]

6. How are you processing the output from your monitoring equipment? (For example with programs coming in a bundle with the monitoring equipment, or with some other programs)

7. How are you storing the data and what sort of data format are you using? (For example storing the data in centralized database and using PQdif as the format)

8. What are the most important reasons for monitoring power quality in your grid? (For example monitoring emission limits, standard compliance, etc.)

9. What is most important when you choose where to install new permanent monitoring equipment? (For example placing monitoring equipment near sources of disturbances or vulnerable points in grid)

10. Do you create reports of power quality in the grid?

- No
- Yes, for specific cases
- Yes, on a timely manner (for example each week)
- Yes, some other way:

11. Do you report power quality to your customers on a regular basis (for example according to EN 50160 compliance)?

- No
- Yes, how:

12. How are you using power quality data as a support for grid and dispatch planning? (Outage planning, filter investments etc.)

Fingrid Oyj

Street address

Postal address

Phone

Fax

Business Identity Code

Läkkiseppäntie 21
FI-00620 Helsinki

P.O.Box 530
FI-00101 Helsinki

+355 30 395 5000

+355 30 395 5196

FI10725943, VAT reg.
forename.surname@fingrid.fi
www.fingrid.fi

Power System Planning / Härmä Onni
onni.harma@fingrid.fi

[Asiakirjan päivämäärä]

13. Which power quality disturbances are the most harmful in your grid? Also, please mention the estimate of yearly average financial harm caused, if possible.

1. Choose from the slider
Financial harm estimation :
2. Choose from the slider
Financial harm estimation :
3. Choose from the slider
Financial harm estimation :
4. Choose from the slider
Financial harm estimation :

14. Have you noticed any seasonal changes in power quality? (For example 3rd harmonic growing during winter etc.)

No

Yes, what kind of:

15. Are you currently working on new ways for evaluating power quality in the grid? (for example setting harmonic current emission limits for customers)

16. Any other information you would like to share with us?

Thank you for your answers, they are greatly appreciated!

Fingrid Oyj

Street address

Postal address

Phone

Fax

Business Identity Code

Läkkiseppäntie 21
FI-00620 Helsinki

P.O.Box 530
FI-00101 Helsinki

+355 30 395 5000

+355 30 395 5196

FI10725943, VAT reg.
forename.surname@fingrid.fi
www.fingrid.fi