Tampereen yliopisto

Antti Niemi

ÄLYKKÄIDEN SÄHKÖMITTAREIDEN HYÖDYNTÄMINEN MAASULKUJEN TUNNISTAMISESSA JA PAIKANTAMISESSA

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja: Pertti Pakonen
Tarkastaja: Ari Nikander
Elokuu 2025

TIIVISTELMÄ

Antti Niemi: Älykkäiden sähkömittareiden hyödyntäminen maasulkujen tunnistamisessa ja paikantamisessa
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Elokuu 2025

Mittarinvaihtoprojektin jäljiltä lähes kaikilla Elenian asiakkailla on käyttöpaikoillaan uuden sukupolven sähkömittarit. Sähkönkulutuksen mittaamisen lisäksi mittarit tarkkailevat pienjänniteverkon sähkönlaatua. Mittarit havainnoivat vaihejännitteitä sekä -virtoja reaaliaikaisesti 8 kHz näytteenottotaajuudella kaikilta käyttöpaikoilta, joka mahdollistaa mittarien käytön verkonvalvonnassa.

Yleisin syy asiakkaiden kokemille sähkökatkoille on keskijänniteverkossa tapahtuvat maasulut. Elenian tekemissä kenttätesteissä havaittiin ilmiö, jossa keskijänniteverkon maasulusta aiheutuu häiriö pienjänniteverkon vaihejännitteissä. Testien jälkeen Aidon Oy on Elenian aloitteesta tehnyt sähkömittariin maasuluntunnistusalgoritmin, jonka toiminta perustuu kenttätesteissä tehtyihin havaintoihin. Maasulun tapahtumahetkellä pienjänniteverkon kahdessa vaihejännitteessä tapahtuu lyhyt jänniteheilahdus. Ilmiö oli voimakkaampi lähellä vikapaikkaa.

Diplomityössä tutkittiin keskijänniteverkon maasulkujen ilmenemistä pienjänniteverkon puolella. Sähkömittarin maasuluntunnistusalgoritmi tarkkailee vaihejännitteiden tehollisarvoja, joten ne ovat työssä pääasiallisena tarkastelun kohteena. Lisäksi tarkasteltiin muita mahdollisia poikkeamia pienjänniteverkon jännitteissä, jotta maasuluntunnistusalgoritmi ei tulkitse niitä virheellisesti maasuluiksi. Työssä pohdittiin myös maasulkujen paikantamista algoritmin avulla.

Työn tutkimus tehtiin simuloimalla keskijänniteverkon maasulkuja Tampereen yliopiston RTDS-laboratoriossa. Simuloitava verkkomalli tehtiin RSCAD-ohjelmalla. Simuloinnin tuloksena voidaan todeta, että keskijänniteverkon maasulut ovat havaittavissa pienjänniteverkon puolella. Simuloinneissa maasulun aiheuttama jänniteheilahdus esiintyi aina voimakkaampana lähellä vikapaikkaa. Simulaatioympäristössä tehdyt maasulut aiheuttivat pääpiirteiltään vastaavia ilmiöitä kuin kenttätesteissä, mutta tuloksissa oli myös eroavaisuuksia.

Kaksi peräkkäistä maasulkua, jotka simuloitiin verkkoon täysin samoissa olosuhteissa, saattoivat ilmetä pienjänniteverkossa eri tavalla. Työssä todettiin, että eroavaisuudet johtuvat vikahetken jännitteen vaihekulmasta viallisessa vaiheessa. Keskijänniteverkon maasulusta aiheutuva häiriö pienjännitepuolella kestää vain noin jaksonajan neljänneksen eli noin 0,005 s. Vaihejännitteen vaihekulma vikahetkellä vaikuttaa RMS-jännitteisiin siten, että aaltomuodon huippuarvossa tapahtunut poikkeama vaikuttaa RMS-arvoon enemmän kuin nollakohdassa tapahtunut poikkeama. Tästä syystä simulaatioissa välillä maasulku havaittiin yhdessä vaihejännitteessä ja välillä kahdessa. Tämä ilmiö aiheutti myös haasteita sähkömittarin maasuluntunnistusalgoritmille.

Työn perusteella voidaan antaa vahva suositus maasuluntunnistusominaisuuden jatkotestaukselle ja -kehitykselle. Ominaisuutta voi olla hyödyllistä testata uudelleen laboratorio-olosuhteissa ja ehdottoman tarpeellista testata todellisessa verkossa. Testausta kannattaa toteuttaa uusilla kenttätesteillä sekä lähettämällä ominaisuuden asiakkaiden mittareille ja tarkastelemalla sen toimintaa. Tekemällä molemmat testit saadaan kattava kuva ominaisuuden toiminnasta vikatilanteissa sekä normaaliolosuhteissa.

Maasulkujen paikantaminen maasuluntunnistusalgoritmin avulla vaikuttaa työn perusteella lupaavalta. Havaitessaan maasulun mittarilta saadaan tieto maasulusta sekä havaitun ilmiön voimakkuus. Tietojen avulla maasulut voivat olla paikannettavissa esimerkiksi käytöntukijärjestelmässä. Maasulkujen paikantamista algoritmin avulla kannattaa ehdottomasti kehittää, mikäli vikatilanteet saadaan luotettavasti havaittua.

Avainsanat: Maasulku, viantunnistus, vikapaikannus, älykäs sähkönmittaus, AMR-mittari.

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin Originality Check -ohjelmalla.

ABSTRACT

Antti Niemi: Utilization of smart meters in the detection and localization of earth faults
Master's thesis
Tampere University
Master's Degree Program in Electrical Engineering
August 2025

Following the installation of new electricity meters, most of Elenia's customers have next-generation smart meters at their point of use. In addition to measuring electricity consumption, the meters monitor the power quality of the low-voltage network. The meters observe voltage and current in real time with a sampling frequency of 8 kHz, enabling their use in network monitoring.

The most common reason for power outages experienced by customers is earth faults occurring in the medium-voltage network. In field tests conducted by Elenia, a phenomenon was observed in which an earth fault in the medium-voltage network caused a disturbance in the phase voltages of the low-voltage network. Following the tests, and at Elenia's suggestion, Aidon Oy began developing a smart meter algorithm to detect earth faults. An earth fault causes a brief voltage transient in two phase voltages in the low voltage network. The voltage transient appeared deeper closer to the fault location.

This master's thesis studied how earth faults in the medium-voltage network appear on the low-voltage side. The earth fault detection algorithm in the smart meter monitors the RMS values of the phase voltages, and they are the main focus in this study. Other voltage disturbances were also examined to prevent false earth fault detections. Additionally, the thesis explored using the algorithm in locating the faults.

The study was conducted by simulating earth faults in the medium-voltage network at Tampere University's RTDS laboratory. The simulation model was created using RSCAD software. The results showed that earth faults in the medium-voltage network can be detected on the low-voltage side. In the simulations, the earth fault effects were consistently stronger closer to the fault location. The simulated earth faults caused mainly similar phenomena to those observed in the field tests, although some differences were also noted.

Two consecutive earth faults simulated under identical conditions in the network could appear differently on the low-voltage side. The study shows that these differences are due to the voltage phase angle at the moment of the fault. The disturbance in the phase voltages in the low-voltage network lasted around 0.005 seconds. The phase angle of the fault impacts the RMS voltages, because a disturbance at the waveform's peak affects the RMS value more than a disturbance at the zero crossing. As a result, the fault was sometimes detected in only one phase voltage and sometimes in two. This also caused challenges for the smart meter's earth fault detection algorithm.

Based on the study's findings, a strong recommendation can be made for the continued testing and development of the earth fault detection feature. While lab testing may still be useful, real-network testing is essential. Testing in the real network should be carried out through new field tests as well as by deploying the feature to customers' meters and monitoring its performance. Together, these approaches will provide a clear understanding of the feature's behavior under fault conditions and during normal operation.

Locating earth faults using the detection algorithm appears promising based on the findings on the study. When an earth fault is detected, the meter sends Elenia the fault notification and the severity of the fault. This data can be used to help locate earth faults in the distribution management system, for example. Further development of the algorithm is strongly recommended, provided that faults can be detected reliably first.

Keywords: Earth fault, ground fault, fault detection, fault localization, smart meter.

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin Originality Check service.

TEKOÄLYN KÄYTTÖ OPINNÄYTTEESSÄ

Opinnäytteessäni on käytetty tekoälysovelluksia:

☒ Ei
☐ Kyllä

Olen tietoinen siitä, että olen täysin vastuussa koko opinnäytteeni sisällöstä, mukaan lukien osat, joissa on hyödynnetty tekoälyä, ja hyväksyn vastuun mahdollisista eettisten ohjeiden rikkomuksista.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Elenia Oy:lle Asiakas- ja mittaustiedot -tiimissä. Kiitokset Elenialle työn mahdollistamisesta mielenkiintoisen aiheen parissa muiden töiden ohessa.

Diplomityö on viimeinen osa tutkintoani, joten samalla tästä teekkarista tulee diplomi-insinööri. Näiden kuuden ja puolen vuoden aikana opiskelijana olen saanut mahtavia ystäviä ja paljon hauskoja kokemuksia.

Suurkiitokset esihenkilölleni sekä työn ohjaajalle Tero Kivimäelle hyvästä ohjauksesta sekä loistavasta palautteesta ja vinkeistä työn aikana. Haluan myös kiittää työn vastuuohjaajana ja tarkastajana toiminutta Pertti Pakosta hyvästä palautteesta työn aikana sekä avusta verkkomallin luomisessa ja simuloinneissa. Kiitokset myös työn toiselle tarkastajalle Ari Nikanderille työn kommentoinnista.

Erityiset kiitokset perheelle, läheisille ja ystäville, jotka ovat olleet tukena diplomityön teon ja koko muiden opintojeni aikana. Lopuksi vielä lämmin kiitos kaikille työkavereilleni, jotka ovat olleet tukena diplomityöni loppuunsaattamisessa – olipa kyse sitten sisällöllisestä tuesta tai yksinkertaisesti henkisestä tuesta

Tampereella, 27.8.2025

Antti Niemi

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO 1
1.1 Työn tavoitteet ja rajaukset 2
1.2 Elenia 3
2. SÄHKÖNKULUTUKSEN MITTAUS 6
2.1 Sähkönmittauslaitteiden kehitys AMR-mittareiksi 6
2.1.1 Sähkömittarien historia 6
2.1.2 AMR-mittarit ja niihin vaadittu infrastruktuuri 9
2.2 Toisen sukupolven AMR-mittarit ja niiden vaatimukset 11
2.2.1 AMR 2.0-vaatimukset 11
2.2.2 Aidon Oy:n AMR 2.0 sähkömittarit 12
2.3 Elenian ARMI-projekti 14
2.3.1 ARMI-projektin toteutus 14
2.3.2 Mittaustiedon kulku ja hyödyntäminen Elenialla 15
3. MAASULKUVIAT KESKIJÄNNITEVERKOSSA 18
3.1 Erilaiset maasulkutilanteet 18
3.2 Maasulun aikaiset ilmiöt 20
3.2.1 Maasulku maasta erotetussa verkossa 21
3.2.2 Maasulku sammutetussa verkossa 23
3.2.3 Maasulun aiheuttama transientti-ilmiö 25
3.3 Maasulkusuojaus 28
4. ELENIAN TEKEMÄT MAASULKUTESTIT 33
5. KESKIJÄNNITEVERKON MAASULUN TUNNISTAMINEN AMR 2.0 SÄHKÖMITTARILLA 38
5.1 Simulaatioympäristö ja simulaatioissa käytetyt laitteet 38
5.2 Simulointimalli 40
5.3 Keskijänniteverkon maasulkujen tunnistaminen sähkömittarilla 42
6. POHDINTA 51
6.1 Päätelmät ja havainnot simulaatioista 51
6.2 Muut mahdolliset pienjänniteverkon jännitepoikkeamat 53
6.3 Maasulkujen paikantaminen sähkömittarien avulla 55
7. YHTEENVETO 57
LÄHTEET 62

KUVALUETTELO

Kuva 1. Elenian verkkoalue. [3] 4
Kuva 2. Elenian siirtämä energia asiakassegmenteittäin. [2] 4
Kuva 3. Sähkömekaanisen sähkömittarin rakenne. Muokattu [6] 7
Kuva 4. Elektroninen sähkömittari LCD-näytöllä. [9] 8
Kuva 5. Elektronisen mittarin rakenne. [10] 9
Kuva 6. AMI-järjestelmän rakenne. [7] 10
Kuva 7. Aidon 7534-sähkömittari ja Aidon 6836-seinäantenni [15][16] 13
Kuva 8. Mittaustiedon kulku mittarilta asiakkaan laskulle Elenialla. 15
Kuva 9. Erään käyttöpaikan yhden päivän sähkönkulutus ja -tuotanto. [25] 16
Kuva 10. Erilaisia maasulkuvikatyyppejä. [28] 19
Kuva 11. Yksivaiheinen maasulku maasta erotetussa verkossa. [32] 21
Kuva 12. Maasta erotetun verkon maasulkupiirin sijaiskytkentä. [32] 22
Kuva 13. Yksivaiheinen maasulku sammutetussa verkossa. [32] 23
Kuva 14. Sammutetun verkon maasulkuvirtapiirin sijaiskytkentä. [32] 24
Kuva 15. Transientti, kun vikavastus on 0 Ω. [34] 27
Kuva 16. Transientti, kun vikavastus on 100 Ω. [34] 27
Kuva 17. Maasulun aikaiset vaarajännitteet. [38] 29
Kuva 18. Suurin sallittu kosketusjännite ajan funktiona. [39] 29
Kuva 19. Vikaindikaattorien testauksessa hyödynnetty vikakärry. [41] 33
Kuva 20. Kenttätestien mittausjärjestely vikalähdössä. [41] 34
Kuva 21. Mittarin M3 tallentamat vaihejännitteiden hetkellis- ja tehollisarvot vikapaikassa 2 tehdyn jäykän maasulun aikana. [41] 35
Kuva 22. Mittarin M1 tallentamat vaihejännitteiden hetkellis- ja tehollisarvot vikapaikassa 2 tehdyn jäykän maasulun aikana. [41] 36
Kuva 23. Mittareiden M2 (vasemmalla) ja M3 (oikealla) tallentamat vaihejännitteiden hetkellis- ja tehollisarvot vikapaikassa 1 tehdyn katkeilevan maasulun aikana. [41] 36
Kuva 24. RTDS-simulaatioympäristö. [42] 39
Kuva 25. Mittausjärjestelyt yliopiston RTDS-laboratoriossa. 40
Kuva 26. Simuloitavan verkkomallin verkkokaavio. 41
Kuva 27. Vaihejännitteiden RMS-arvot sekä aaltomuodot vikapaikassa vaiheen L3 maasulussa 0,1 Ω vikaresistanssilla. 43
Kuva 28. Taustaverkon lähtöjen vaihejännitteiden RMS-arvot saman vikatilanteen aikana kuin kuvassa 27. Yläpuolella taustaverkon lähtö 1 20 km etäisyydellä päämuuntajasta, ja alapuolella lähtö 2 15 km etäisyydellä päämuuntajasta. 44
Kuva 29. Yläpuolella vaihejännitteiden RMS-arvot vikapaikassa ja alapuolella vastaavat arvot samassa lähdössä 10 km päässä vikapaikasta. 45
Kuva 30. Kj-verkon maasulun aiheuttama poikkeama vaihejännitteiden aaltomuodoissa. 46
Kuva 31. Vaihejännitteiden RMS-arvot kolmessa eri maasulkuviassa vikapaikassa mitattuna. 47
Kuva 32. Vianhetkien vaihejännitteiden aaltomuodot vikapaikassa. Yläpuolella kuvassa vika 2 ja alapuolella vika 3. 48
Kuva 33. Vaihejännitteiden RMS-arvot, kun vikaresistanssi 10 Ω. Yläpuolella vikapaikan jännite ja alapuolella terveestä lähdöstä mitattu jännite. 49
Kuva 34. Vaihejännitteiden RMS-arvot vikapaikassa eri vikaresistansseilla. Yläpuolella R_f = 100 Ω ja alapuolella R_f = 1000 Ω. 50
Kuva 35. Vaihejännitteiden aaltomuodot (yläpuolella) ja RMS-arvot (alapuolella) kolmivaiheisen sähkömoottorin käynnistyksessä. [45] 54

LYHENTEET JA MERKINNÄT

A/D	Tiedon analogisesta digitaaliseksi muuntava konvertteri. (Analog-to-Digital Converter)
AinaLab	Uuden sähkömittarin saaneiden asiakkaiden käytössä oleva sovellus tarkempaan kulutuksen seurantaan sekä kuormanohjaukseen Elenia Aina -palvelussa
AMI	Edistynyt mittausinfrastruktuuri. (Advanced Metering Infrastructure)
AMR	Etäluettava mittausjärjestelmä. (Automated Meter Reading)
AMR 2.0	Uusi toisen sukupolven älykäs mittausjärjestelmä.
ARMI	Elenian mittausuudistusprojektin nimi.
Datahub	Sähkön vähittäismarkkinoiden keskitetty tiedonvaihtoratkaisu.
DMS	Käytöntukijärjestelmä. (Distribution Management System)
Elenia Aina	Elenian sovellus sähköiseen asiointiin ja sähkönkulutuksen seurantaan
GS/s	Näytteenottotaajuuden yksikkö. (Giga Samples per second)
HAN	Kotiverkko. (Home Area Network)
IEEE	Kansainvälinen tekniikan alan järjestö. (Institute of Electrical and Electronic Engineers)
LTE-M	Laajakaistainen langaton internet-yhteys. (Long Term Evolution – Machine Type Connection)
MDM	Mittaustiedonhallinta. (Meter Data Management)
RJ12	Tiedonsiirtokaapeleissa käytetty liitin.
RMS	Tehollisarvo. (Root Mean Square)
RSCAD	Sähköverkon mallinnusohjelma. (Real-Time Digital Simulator Computer Aided Design)
RTDS	Sähköjärjestelmien reaaliaikasimulaattori. (Real-Time Digital Simulator)
SIM	Älykortti, jolla tunnistaudutaan matkapuhelinverkkoon. (Subscriber Identity module)
SGP	Elenian mittalaitteiden hallintajärjestelmän käyttöliittymä. (Smart Grid Platform)
SQL	Tiedon varastointiin ja hakemiseen käytetty ohjelmointikieli. (Structured Query Language)

a	Vikapaikka vaihejohtimessa
A	Ampeeri
b	Vikapaikka maassa
C	Kapasitanssi
c	Muuntajan tähtipiste
$\underline{E}$	Lähdejännite
$\underline{I}_C$	Kapasitanssin läpi kulkeva virta
$\underline{I}_f$	Vikavirta tai maasulkuvirta
$\underline{I}_L$	Induktanssin läpi kulkeva virta
$\underline{I}_R$	Resistanssin läpi kulkeva virta
j	Imaginääriyksikkö, jolle $j^2 = -1$
kHz	Kilohertsi
kV	Kilovoltti
L	Induktanssi
M1	Mittari M1 (kts. Kuva 20)
M2	Mittari M2 (kts. Kuva 20)
M3	Mittari M3 (kts. Kuva 20)

R_f	Vikaresistanssi
$\underline{U}_0$	Tähtipistejännite eli nollajännite
U_s	Askeljännite
U_t	Kosketusjännite
$\underline{U}_v$	Vaihejännite
V	Voltti
$\sum \underline{I}$	Summavirta
ω	Kulmataajuus

1. JOHDANTO

Elenia on suomalaisista jakeluverkkoyhtiöistä edelläkävijä uuden sukupolven sähkömittareiden käyttöönotossa. Uudet sähkömittarit tuottavat asiakkaille merkittävästi tarkempaa mittaustietoa heidän omasta sähkönkulutuksestaan sekä tarjoavat kuormanohjausmahdollisuuden. Jakeluverkkoyhtiöille mittarit tarjoavat paljon enemmän tietoa pienjänniteverkossa siirrettävän sähkön laadusta ja verkon tilasta kuin edelliset käytössä olleet mittarit. Elenialla on kartoitettu useita uusia mahdollisuuksia hyödyntää tätä uutta mittaustietoa.

Jakeluverkossa tapahtuvat maasulut aiheuttavat maasulkuvirtoja, jotka voivat johtaa tulipaloihin tai sähköverkon laitteiden rikkoutumisiin. Lisäksi maasulkutilanteet ovat usein vaikeita tunnistaa ja niiden paikantaminen sähköverkossa on usein haastavaa ja hidasta perinteisillä menetelmillä. Keskijänniteverkon maakaapeloinnin myötä maasulkujen määrä sähköverkossa vähenee merkittävästi. Ilman asianmukaista maasulkuvirran kompensointia kaapelointi aiheuttaa vikatilanteissa suurempia maasulkuvirtoja, jotka voivat aiheuttaa vaaratilanteita. [1]

Elenia on havainnut aiempien kenttätestien perusteella, että keskijänniteverkossa tapahtuvat poikkeustilanteet ovat havaittavissa selvästi myös pienjännitepuolella uuden sukupolven sähkömittarin avulla. Tästä kehittyi idea hyödyntää uuden sukupolven mittareita vikatilanteiden tunnistamisessa ja paikantamisessa, sillä kaikille asiakkaille asennettavat älymittarit tarjoavat ensisijaisen tehtävänsä – eli asiakkaan sähkönkulutuksen mittauksen lisäksi myös jatkuvaa, lähes reaaliaikaista tietoa pienjänniteverkon tilasta ympäri Elenian verkkoaluetta. Aikaisemmin pienjänniteverkon tilan valvonta on ollut lähes mahdotonta, mutta nyt uuden sukupolven sähkömittarit mahdollistavat sen.

Tämän työn toisessa luvussa perehdytään sähkönkulutuksen mittaukseen yleisesti sekä Elenialla. Luvussa tutustutaan ensin sähkönmittauslaitteiden historiaan ja vanhempiin mittalaitteisiin. Lisäksi käydään läpi uusien AMR 2.0 mittalaitteiden vaatimuksia ja ominaisuuksia sekä Elenialla käytettäviä mittalaitteita. Lopuksi tutustutaan vielä Elenian mittarinvaihtoprojektiin eli ARMI-projektiin sekä siihen mitä uudet mittarit mahdollistavat asiakkaille.

Kolmannessa luvussa tarkastellaan maasulkua erilaisissa sähköverkoissa sekä maasulun aiheuttamia ilmiöitä. Lisäksi luvussa käsitellään suomalaisessa

jakeluverkossa käytettävää maasulkusuojausta sekä sitä, kuinka maasulkutilanteita on perinteisesti tunnistettu ja paikannettu.

Työn neljännessä luvussa esitellään yksityiskohtaisemmin tämän työn taustana olevien vikaindikaattorien kenttätestausta, jossa Elenia vuonna 2022 toteutti sähköverkkoon maasulkuja. Lähelle vikapaikkoja asennettiin sähkömittarit tallentamaan mittarin havaitsemia jännitteitä vikojen ajalta. Luvussa esitellään näiden mittarien tekemiä havaintoja.

Viidennen luvun alussa esitellään yliopiston RTDS-laboratorio, jossa työssä tehtävät simulaatiot suoritettiin, sekä muu simulaatioissa käytettävä laitteisto. Lisäksi luvussa esitellään verkkomalli, jossa simulaatiot tehtiin. Luvussa 5.3 esitellään yksityiskohtaisesti simuloinneista saadut tulokset. Laboratoriossa simuloitiin keskijänniteverkossa tapahtuvia maasulkuja eri parametreillä ja tarkasteltiin miten vikatilanteet ilmenevät pienjänniteverkon puolella. Simulaatioiden ohessa tehtiin ensimmäistä testausta maasuluntunnistusominaisuudelle.

Kuudennessa luvussa tutkitaan tarkemmin viidennessä luvussa esitettyjä simulaatiotuloksia ja pohditaan mitä mittarin on otettava huomioon tunnistaakseen keskijänniteverkon maasulut. Tarkastelussa huomioitavaa on se, että maasulut pitää havaita sekä erottaa muista vikatyypeistä mahdollisimman luotettavasti, joten luvussa tarkastellaan myös muita ilmiöitä, jotka aiheuttavat poikkeamia pienjänniteverkon vaihejännitteissä. Kuudennessa luvussa pohditaan myös useita jatkotutkimusmahdollisuuksia ja seuraavia testauksen vaiheita maasuluntunnistusominaisuudelle ja luvun lopussa pohditaan vielä tarkemmin maasulun paikantamista tämän ominaisuuden avulla. Lopuksi työn yhteenvedossa kootaan työn kannalta oleellisin teoria sekä työn tärkeimmät lopputulokset ja havainnot.

1.1 Työn tavoitteet ja rajaukset

Tässä diplomityössä päätavoitteina on selvittää, miten keskijänniteverkon maasulku voidaan havaita ja erottaa muista sähköverkon ilmiöistä pienjänniteverkosta saatavan AMR 2.0 mittaustiedon perusteella. Lisäksi työssä pohditaan, miten maasulkuvikoja voidaan paikantaa mittarien avulla vian tunnistamisen jälkeen sekä tehdään ensimmäistä testausta Aidonin toteuttamalle maasuluntunnistusominaisuudelle. Työssä on myös tavoitteena kerätä mahdollisimman kattava ja selkeä kokonaisuus teoriaa sähkömittareista sekä keskijänniteverkon maasuluista.

Aidon Oy on toteuttamassa uuden sukupolven sähkömittareihin ominaisuuden, joka on mahdollista päivittää uusiin sähkömittareihin etäyhteydellä. Ominaisuuden avulla

mittalaite pystyy tunnistamaan keskijänniteverkossa tapahtuvan maasulun sekä arvioimaan havaitun ilmiön voimakkuuden. Tässä työssä tehdään taustatyötä sekä testausta maasulkuvikojen tunnistamiseen, jotta Aidonin toteuttamasta ominaisuudesta saadaan mahdollisimman paljon hyötyä Elenian verkkoalueella. Maasulkuvikoja ja muita verkon poikkeustilanteita simuloidaan Tampereen yliopiston laboratorio-olosuhteissa.

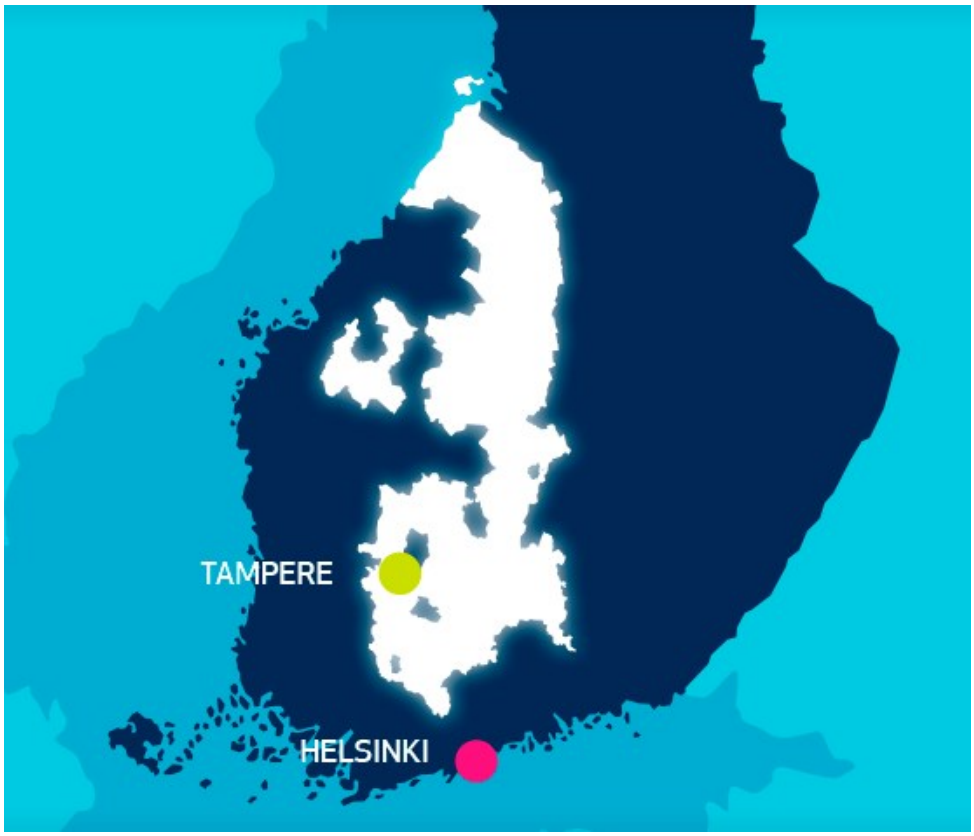
Testausten avulla tavoitteena on määrittää maasulkujen tunnistaminen mahdollisimman luotettavaksi. Lisäksi simulaatiossa tarkkaillaan miten eri sijainneissa tapahtuvat maasulut vaikuttavat verkon eri puolilla sijaitseviin sähkömittareihin. Simulaation tuloksien perusteella tavoitteena on myös määrittää, miten tunnistetaan mittaustiedosta vikapaikkaa lähin sähkömittari sekä saada automatisoitua lähimmän mittarin määrittämisen prosessi.

Aidon Oy:n toteuttaman maasulun tunnistussovelluksen on tarkoitus pystyä tunnistamaan nopeat keskijänniteverkon jännitteenmuutokset jakelumuuntajien läpi. Tämän takia työssä ei ole oleellista tarkastella pienjänniteverkossa tapahtuvia maasulkuja ja täten luvussa 3 keskitytään maasulkuihin Suomen keskijänniteverkossa eli 10–45 kV jännitetasoilla. Myös simuloinneissa toteutetaan vain keskijänniteverkossa tapahtuvia maasulkuja.

1.2 Elenia

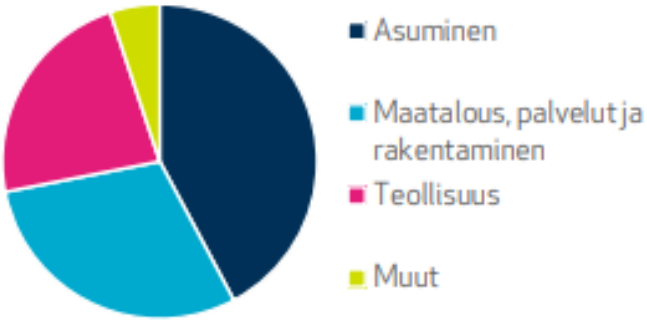
Elenia-konserni koostuu emoyhtiö Elenia Oy:stä sekä sen kokonaan omistamasta Elenia Verkko Oyj:stä. Elenia Oy tuottaa monipuolisia palveluja energia-alalla, kuten esimerkiksi asiakaspalvelua sekä muita sähkömarkkinoihin liittyviä palveluita muille energiayhtiöille. Asiakasyhtiöiden kautta palveluliiketoimintaa tarjotaan yli miljoonalle loppuasiakkaalle. [2]

Elenia Verkko Oyj on Suomen toiseksi suurin sähkönjakeluverkkoyhtiö, jonka tehtävänä on varmistaa sähköverkon toimivuus sekä uudistaa sähköverkkoa. Lisäksi Elenia Verkko Oyj vastaa sähkönkulutuksen mittaamisesta ja mittaustietojen toimittamisesta sähkönmyyjille. [2] Elenialla on laaja verkkoalue, joka ylettyy aina Pohjois-Pohjanmaalta Uudellemaalle saakka, noin sadan eri kunnan alueelle. [3] Kuva 1 on karttakuva verkkoalueesta.



Kuva 1. *Elenian verkkoalue. [3]*

Verkkoalueellaan Elenia palvelee noin 440 000 asiakasta. Määrältään suurin osa asiakkaista on yksittäisiä kotitalouksia, ja asumisesta muodostuukin suurin osa jakeluverkonverkon siirtämästä energiasta. Myös maatalous, palvelut ja rakentaminen sekä teollisuus muodostavat merkittävän osan Elenian siirtämästä energiasta. Kuva 2 esittää jakauman Elenian sähköverkossa siirretyn energian käyttökohteista asiakassegmenteittäin. [2]



Kuva 2. *Elenian siirtämä energia asiakassegmenteittäin. [2]*

Vuoden 2023 lopussa Elenialla oli noin 76 700 km sähköverkkoa, josta 46 500 km on pienjänniteverkkoa, 28 300 km keskijänniteverkkoa ja 1 800 km suurjänniteverkkoa. Sähköverkon maakaapelointiaste on 63,8 % ja tavoitteena on saada sähköverkon maakaapelointiaste yli 90 %:iin vuoteen 2036 mennessä. Keskijänniteverkon osalta nykyinen maakaapelointiaste on 62 %. Vuonna 2023 Elenia Verkko Oyj:n liikevaihto oli 316,4 miljoonaa euroa ja Elenia Oy:n liikevaihto 10,5 miljoonaa euroa. [2]

2. SÄHKÖNKULUTUKSEN MITTAUS

Sähkömarkkinalain mukaan jakeluverkonhaltijan on järjestettävä asiakkaiden sähköntoimituksen mittaus omalla verkkoalueellaan, sekä toimitettava mittaustiedot kaikille sähkömarkkinoiden osapuolille sähkönkäyttöpaikkakohtaisesti. Mittaustiedot toimivat laskutuksen ja taseselvityksen perustana. [4]

Sähkömarkkinalaki edellyttää verkonhaltijaa toteuttamaan mittauspalvelunsa siten, että se edistää verkon käyttäjien tehokasta ja säästäväistä sähkönkäyttöä. Verkonhaltijan on myös pyrittävä edistämään erilaisten sähkönkäytön ohjausmahdollisuuksien hyödyntämistä. Lisäksi jakeluverkonhaltijan vastuulla on huolehtiminen mittausjärjestelmien sekä mittaustietojen tiedonsiirron asianmukaisesta kyberturvallisuudesta. [4]

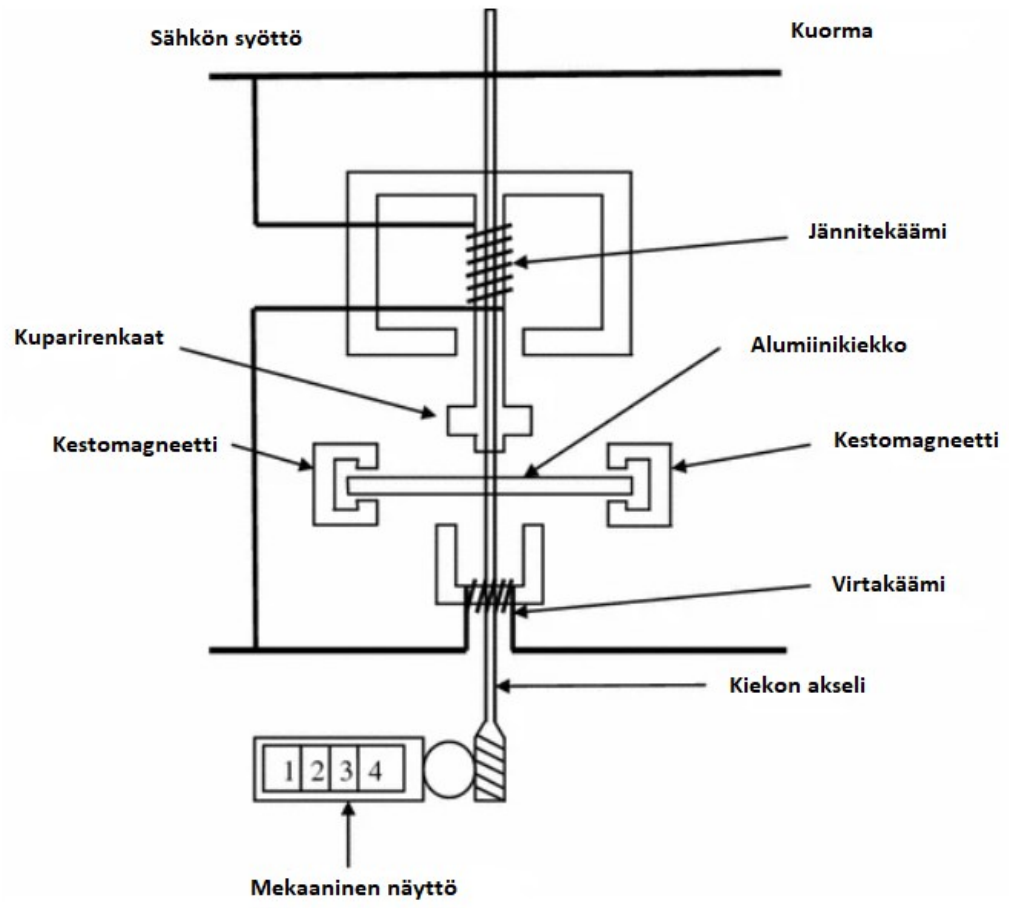
Tässä luvussa tarkastellaan sähkönmittauslaitteiden historiaa ja kehitystä, sekä yleisimpien mittalaitteiden toimintaperiaatetta. Lisäksi perehdytään tämän hetken uusimpiin Aidonin valmistamiin älysähkömittareihin sekä Elenian ARMI-projektiin, jossa tavoitteena on asentaa kaikille asiakkaille uuden sukupolven älykkäät sähkömittarit.

2.1 Sähkönmittauslaitteiden kehitys AMR-mittareiksi

1800-luku oli uusien sähköteknisten keksintöjen näkökulmasta erittäin merkittävää aikaa. Vuosisadan loppupuoliskolla heti dynamon eli tasavirtageneraattorin keksimisen jälkeen alettiin tuottamaan suuria määriä sähköenergiaa ja oli määritettävä keino kulutetun sähköenergian mittaamiseksi. Pian vaihtosähkön ja sähkömagneettisen induktion keksimisen jälkeen kehitettiin erilaisia liikkeeseen perustuvia sähkömittareita, joista induktiosähkömittari osoittautui käyttökelpoisimmaksi. [5]

2.1.1 Sähkömittarien historia

Induktiosähkömittareista kehittyivät sähkömekaaniset sähkömittarit, jotka dominoivat markkinoita yli 100 vuoden ajan ja maailmanlaajuisesti tämän tyyppiset mittarit ovat edelleen laajasti käytössä. Sähkömekaanisella mittarilla voidaan mitata vain pätötehoa, joka on näkyvissä mittalaitteen mekaanisella näytöllä kilowattitunteina. [6] Mittarin toiminta perustuu pyörivän magneettikentän vaikutukseen kiekon muotoiseen metalliseen kappaleeseen. [5] Kuva 3 havainnollistaa sähkömekaanisen mittarin rakenteen.



Kuva 3. *Sähkömekaanisen sähkömittarin rakenne. Muokattu [6]*

Sähkömekaanisen mittarin toiminta perustuu sähkömagneettiseen induktioon. Jännitekäämi on kytkettynä rinnan sähkönsyötön kanssa, jolloin se luo magneettivuon suhteessa jännitteen suuruuteen, mikä on 90º syöttöjännitteen vaihetta jäljessä. Virtakäämi puolestaan on kytkettynä kuorman kanssa sarjaan, joten siitä syntyy magneettivuo, jonka suuruus määräytyy sähkövirran suuruudesta ja vastaa sen läpi kulkevan virran vaihetta. Nämä magneettivuot aiheuttavat pyörrevirtoja, jotka synnyttävät mekaanisen voiman alumiinikiekkoon ja saavat sen pyörimään. Kiekon pyörimisliike siirtyy akselin ja rattaiden kautta mekaaniselle näytölle, josta kulutetun sähköenergian määrä voidaan lukea kilowattitunteina. Kestomagneettien rooli tämän tyyppisessä sähkömittarissa on jarruttaa alumiinikiekon pyörimistä siten, että kiekon pyöriminen pysähtyy heti kun mittarin läpi ei enää kulje sähköä. [6]

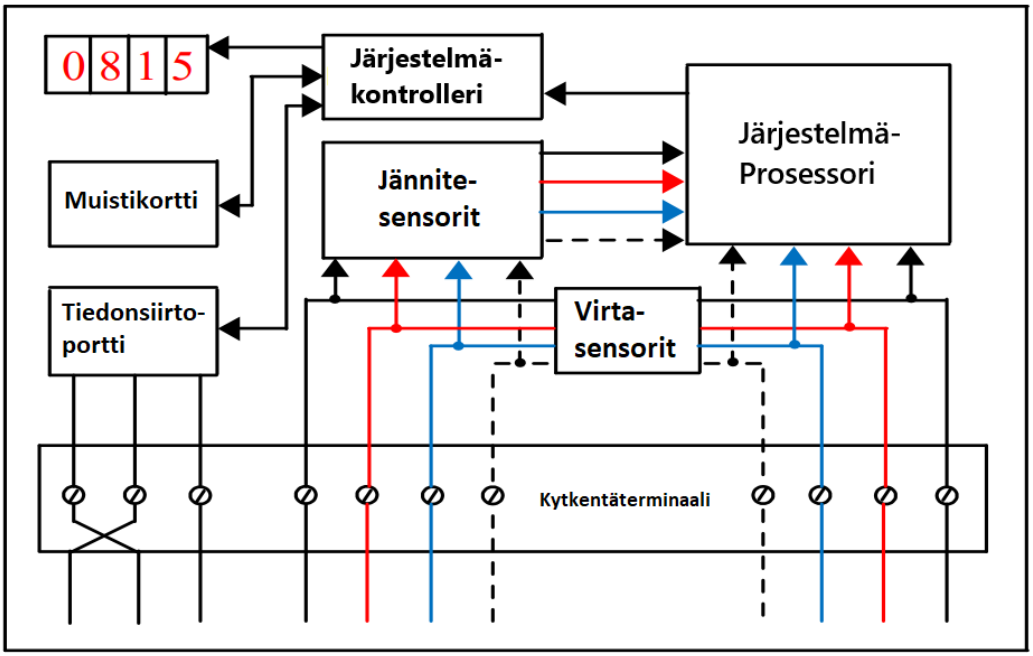
Sähkömekaanisen sähkömittarin mittaustarkkuus oli hyvä muihin aikansa mittalaitteisiin verrattuna, mutta epätarkkuuksia mittaustiedoissa kuitenkin esiintyi. Haasteita mittalaitteelle aiheutui pitkäaikaisesta laitteen fyysisestä liikkeestä, muuttuvista olosuhteista sekä nopeista muutoksista sähkönkulutuksessa. Lisäksi haasteita esiintyi mittaustiedon hankinnassa, joka piti toteuttaa manuaalisesti. Mittarien lukeminen

toteutettiin kahdella tavalla. Jakeluverkonhaltijan toimesta asentajan oli käytävä fyysisesti kaikilla sähkönkäyttöpaikoilla lukemassa kulutetun sähkön määrä mittarilta tai asiakkaan oli itse toimitettava mittarin näyttämä lukema postitse verkonhaltijalle. Tämä teki mittaustiedon hankinnasta erittäin kallista sekä syntyi mahdollisuus inhimillisille virheille sekä huijauksille. [6]

1900-luvun lopussa elektroniikan kehittyessä keksittiin uudenlainen sähkömittari, jolla pystyttiin ratkaisemaan useat edellä mainituista haasteista. Elektroninen sähkömittari pystyy mittaamaan kulutettua sähköenergiaa merkittävästi paremmalla mittaustarkkuudella sekä elektroniset mittarit olivat staattisia eli niissä ei tapahtunut fyysisen liikkeen aiheuttamaa kulumista. [5] Lisäksi mittalaitteen elektroninen rakenne mahdollisti mittarin helpon kehittämisen uusilla moduuleilla. Moduuleilla tarkoitetaan tiettyä mittalaitteen rakennetta, joka voidaan helposti vaihtaa parantaen mittalaitteen toimintaa tai lisäämällä siihen kokonaan uuden ominaisuuden. [8] Kuva 4 esittää eräänlaisen elektronisen sähkömittarin.

Kuva 4. *Elektroninen sähkömittari LCD-näytöllä. [9]*

Elektroniset sähkömittarit mittaavat kulutettua sähköenergiaa elektronisten komponenttien avulla. Mittari pystyy samanaikaisesti mittaamaan useita eri suureita, kuten vaihejännitteet ja vaihevirrat, pätö-, lois- ja näennäistehot sekä sähkönlaadun. Oleellisimmat komponentit tyypillisessä elektronisissa sähkömittareissa ovat virta- ja jännitesensorit, A/D-muuntimet (Analog-to-Digital) ja järjestelmäprosessori, sekä -kontrolleri. Lisäksi mittalaitteessa on muistikortti, LCD näyttö sekä tiedonsiirtoportti. [10] Kuva 5 havainnollistaa elektronisen mittarin rakennetta.



Kuva 5. *Elektronisen mittarin rakenne. [10]*

Elektroninen sähkömittari kytketään verkkoon kytkentäterminaalin kautta. Mittarissa näytteenottovirtapiirin muodostaa jännitettä ja virtaa mittaavat sensorit sekä niihin yhdistetyt A/D-muuntimet. A/D-muunnin konvertoi sensorien havaitsemat jännitteen ja virran arvot digitaaliseen muotoon. Digitaalinen mittaustieto virran ja jännitteen arvoista kulkeutuu järjestelmäprosessorille, jossa tehdään laskutoimitukset kulutetusta energiasta. Järjestelmäkontrolleri välittää tiedon mittarin näytölle, muistikortille sekä tiedonsiirtoportille. [10]

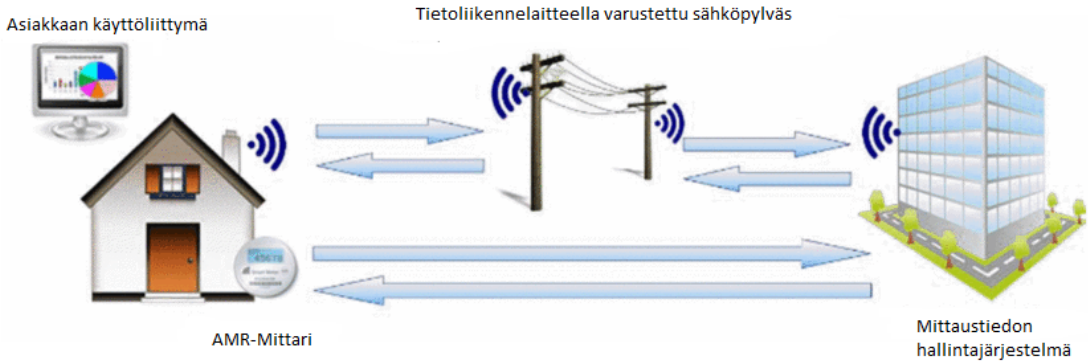
2.1.2 AMR-mittarit ja niihin vaadittu infrastruktuuri

Etäluettavien sähkömittarien konseptista käytetään nimitystä AMR (*Automated Meter Reading*) [7]. Kehityksen myötä AMR-mittarit pystyvät kaksisuuntaiseen sähkönmittaukseen eli mittaavat asiakkaan verkosta kuluttaman sähkön lisäksi myös verkkoon tuotetun sähköenergian määrän. Tämä ominaisuus on tullut erittäin tärkeäksi, koska hajautetun pientuotannon määrä on kasvanut viime vuosina huomattavasti. Lisäksi AMR-mittarit kykenevät mittaustiedon lähes reaaliaikaiseen lukemiseen, sähkökatkojen havaitsemiseen sekä kaksisuuntaiseen tiedonsiirtoon. Jakeluverkonhaltijalla on siis mahdollisuus olla yhteydessä mittariin esimerkiksi järjestelmäpäivitystä tai hetkellisarvojen kyselyä varten. AMR-mittarit tukevat myös älykkäiden sähköverkkojen kehitystä tarjoamalla verkonvalvontaa erittäin laajalla alueella. Lisäksi AMR-mittarit tarjoavat asiakkaille uudenlaisia mahdollisuuksia seurata

omaa sähkönkulutustaan. [8] Tämän tyyppisiä sähkömittareita kutsutaan myös ensimmäisen sukupolven AMR-mittareiksi.

AMR-mittarit pystyvät lähettämään aikasarjoja eli tietyn aikavälin kulutustietoja eri tiedonsiirtomenetelmillä, eikä mittaria tarvitse käydä manuaalisesti lukemassa. Kaikkialla tietoliikenneyhteydet eivät kuitenkaan ole riittävät laajamittaista AMR-mittarien käyttöönottoa varten, vaan yhteydet vaativat vahvistamista. AMR konseptin kehityksen myötä täytyi myös edistää mittausinfrastruktuuria. [7]

AMI (*Advanced Metering Infrastructure*) eli kehittynyt mittausinfrastruktuuri tarkoittaa järjestelmää, jolla voidaan mitata, tallentaa, analysoida ja hallita sähkönjakelua ja käyttöä erilaisten verkkoautomaatiolaitteiden avulla. AMI:n keskeinen ominaisuus on kaksisuuntainen tiedonsiirto AMR-mittarien, älyverkon ja järjestelmän hallitsijan välillä. [11] Kuva 6 havainnollistaa AMI-järjestelmää. AMI-järjestelmän pääkomponentit ovat AMR-mittarit, signaalin- ja tiedonkäsittelyjärjestelmät sekä tietoliikenneinfrastruktuuri [6].



Kuva 6. *AMI-järjestelmän rakenne. [7]*

Jokainen AMR-mittari lähettää jakeluverkonhaltijalle dataa useita kertoja päivässä. Kun mittareita on samassa järjestelmässä paljon, datamäärä on valtava, joten tiedonsiirrosta ja tiedonvarastoinnista saattaa aiheutua järjestelmiin pullonkauloja. Tästä syystä on oltava laadukas mittaustiedonhallintajärjestelmä eli MDM-järjestelmä (*Meter Data Management*). MDM-järjestelmän tarkoituksena varastoida mittaustietoja sekä vahvistaa, ettei niissä ole selvästi virheellisiä arvoja, jotka ovat todellisuudessa mahdottomia. Tarvittaessa MDM-järjestelmä arvioi virheellisten tietojen tilalle totuudenmukaiset arvot. [8]

Suomi oli yksi maailman ensimmäisistä maista, jossa etäluettavat sähkömittarit otettiin käyttöön suuremmassa mittakaavassa. Tätä ajoi eteenpäin vuonna 2009 voimaan tullut Valtioneuvoston asetus tuntimittausvelvoitteesta, jonka mukaan jakeluverkkoyhtiöiden tuli vaihtaa sähkömittarit vähintään 80 % sähkönkäyttöpaikoista 1.1.2014 mennessä

sellaiseen, että tuntimittaus oli mahdollista. Tuntimittauksella tarkoitetaan kulutetun sähkön määrän mittaamista ja rekisteröimistä mittalaitteen muistiin tunnin välein. [12]

2.2 Toisen sukupolven AMR-mittarit ja niiden vaatimukset

Suomessa vuoden 2013 loppuun mennessä suurimmassa osassa sähkönkäyttöpaikoista oli asennettuna ensimmäisen sukupolven etäluettavat sähkömittarit. Energiavirasto on määrittänyt jakeluverkkotoiminnan valvontamenetelmissään etäluettavien sähkönmittauslaitteiden pitoajaksi 10–20 vuotta. Jakeluverkonhaltijoiden käyttämä pitoaika etäluettaville sähkömittareille oli keskimäärin noin 13 vuotta. Tämän perusteella voitiin arvioida, että seuraavan kerran uusia sähkömittareita aletaan asentamaan suurissa määrin 2020-luvun alussa. [12]

Vuonna 2017 työ- ja elinkeinoministeriön alaiselle älyverkkotyöryhmälle tehdyn AMR 2.0 loppuraportin pohjalta on määritetty vaatimukset toisen sukupolven mittareille. Raportin keskeisimpiä tavoitteita oli kuvata lainsäädännölliset vaatimukset uusille sähkömittareille sekä tutkia asiakkaiden ja verkonhaltijoiden tarpeita uusille sähkömittareille. Näiden pohjalta raportissa määritettiin pakolliset ja suositellut toiminnallisuudet mittareille. [12]

2.2.1 AMR 2.0-vaatimukset

Elokuussa vuonna 2021 astui voimaan Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. [13] Asetus tehtiin edellä mainitun AMR 2.0 loppuraportin pohjalta. AMR 2.0 säädösten keskeisimpinä vaatimuksina ovat esimerkiksi energian kaksisuuntainen mittaus ja rekisteröinti vaihekohtaisesti taseselvitysjaksoa vastaavan mittausajan mukaisesti. Mittausjakso on oltava etäyhteydellä ohjelmoitavissa tunnista 15 minuuttiin. Myös lyhyempi mittausjakso, kuten 5 minuuttia tulee olla mahdollinen. [12]

Mittalaitteiden on myös mitattava useiden suureiden hetkellisarvoja siten, että ne ovat siirrettävissä tiedonsiirtorajapinnan kautta ulkoisiin järjestelmiin. Sähkömittarin on mitattava hetkellisarvot vaihekohtaisista jännitteistä ja virroista, pätö- ja loistehosta sekä taajuudesta. Mittalaitteen on myös pystyttävä rekisteröimään kaikki sähkökatkot tai jännitteettömät ajat, vaikka katko olisi lyhempi kuin mittalaitteelle asetettu taseselvitysjakso. [12]

AMR 2.0 -vaatimukset edellyttävät uusien mittareiden olevan luettavissa ja ohjattavissa myös etäyhteydellä. Kaikki mittarin rekisteröimät tiedot tulee olla luettavissa mittausjärjestelmän muistista. Mittalaitteessa täytyy olla etäohjattava toiminnallisuus, joka mahdollistaa käyttöpaikan kaiken kuorman irti- ja takaisinkytkennän. Lisäksi mittalaitteiden ohjelmistojen on oltava päivitettävissä ilman asentajakäyntiä. [12]

Varsinaisessa mittalaitteessa puolestaan on oltava yksisuuntainen fyysinen tiedonsiirtorajapinta, joka mahdollistaa reaaliaikaisesti hetkellisarvojen välittämisen asiakkaan kotiverkkoon. Tiedonsiirtoväylän yksisuuntaisuus varmistaa tietoturvallisuuden. Lisäksi mittalaitteessa on oltava näyttö, josta kulutetun energian määrän voi lukea. [12]

Edellä mainittujen pakollisten toiminnallisuuksien lisäksi raportissa tuodaan esille suosituksia muista toiminnallisuuksista, jotka vaativat lisäselvitystä, kuten kuormanohjaustoiminnallisuus [12]. Kuormanohjauksella tarkoitetaan sähkön kulutuksen ajastamista haluttuun aikaan. Valtioneuvoston asetuksessa on määritetty vaatimukset kuormanohjaustoiminnallisuudelle. Uusissa AMR 2.0 etämittauslaitteistoissa tulee olla vähintään yksi kuormanohjausrele, jonka avulla mittalaite pystyy vastaanottamaan ja toteuttamaan sille lähetettyjä kuormanohjauskomentoja. Kaikkiin kohteisiin ei kuitenkaan kuormanohjaustoiminnallisuutta asenneta. Poikkeustapauksia ovat yli 3x63 A käyttöpaikat, yli kahden asunnon asuinrakennukset sekä toimisto-, liike-, teollisuus- tai varastorakennukset. [13]

Tällä hetkellä käytössä olevien etäluettavien mittarien luenta tapahtuu vähintään kerran vuorokaudessa riippumatta siitä, onko kyseessä tuntimittauslaitteisto vai varttimittauslaitteisto. Vuoden 2026 alusta lähtien uusien asennettujen sähkömittarien mittaustiedot luetaan vähintään kuuden tunnin välein. Verkonhaltijoilla on oltava vaihdettuna kaikki sähkömittarit uusiin AMR 2.0 vaatimukset täyttäviin sähkömittareihin 4.7.2031 mennessä. [13]

2.2.2 Aidon Oy:n AMR 2.0 sähkömittarit

Aidon Oy on suomessa vuonna 2004 perustettu yritys, joka tuottaa pohjoismaissa energianmittaus- ja älyverkkoratkaisuja. Vuonna 2023 italialainen Gridspertise osti Aidonin. Pääasiallisena toimintana Aidon Oy valmistaa etäluettavia sähkömittareita sekä tuottaa niihin liittyviä lisäpalveluita ja tietojärjestelmiä. Aidon Oy:stä tuli Elenian AMR 2.0 sähkönmittauslaitteiden toimittaja vuonna 2020. [14]

Aidonin uusimmat 7000-sarjan energiapalvelulaitteet ovat kokonaisuus, jotka koostuvat itse sähkömittarista sekä järjestelmämoduulista, joka sisältää esimerkiksi laitteen tietoliikenneratkaisun. 7000-sarjan sähkömittarit ovat suunniteltu täyttämään uudet AMR 2.0- vaatimukset. Lisäksi hieman vanhemmat 6000-sarjan sähkömittarit ovat päivitettävissä osittain tai täysin AMR 2.0 yhteensopiviksi. [15]

7000-sarjan mittarit mittavat käyttöpaikalta kaikilta vaiheilta kulutetun ja tuotetun sähköenergian 5 minuutin tarkkuudella. Mittari kuitenkin lähettää kulutustiedot Elenialle lakisääteisesti 15 minuutin välein kolmessa 5 minuutin paketissa. kulutetun energian lisäksi mittari mittaa reaaliaikaisesti käyttöpaikan jännitettä ja sähkövirtaa 8 kHz näytteenottotaajuudella. [16]

Energiapalvelulaitteet ovat varustettu fyysisellä Home Area Network-portilla (HAN), joka voidaan kytkeä RJ12-liittimellä erilaisiin kotiautomaatiolaitteisiin. HAN-rajapinnan kautta saadaan lähes reaaliaikaisia hetkellisarvoja mittarin mittaamille suureille, joita asiakkaat voivat hyödyntää haluamallaan tavalla. [15]

Elenia on valinnut uusiksi AMR 2.0 mittalaitteikseen Aidonin 7000-sarjan mittarit sekä yksivaiheisen 6000-sarjan Aidon 6511-sähkömittarin, jota käytetään yksivaiheisissa liittymissä esimerkiksi kerrostaloasunnoissa ja mökkikohteissa. Elenian verkkoalueella on edelleen käytössä muidenkin valmistajien vanhempia mittalaitemalleja. Kuva 7 esittää Aidon 7534 sähkömittarin, joka on kolmivaiheinen sähkömittari kotitalouskäyttöön sekä pieniin teollisuuskohteisiin. Kuvassa esitetään myös Aidon 6836 seinäantenni, jota käytetään mittarin signaalin vahvistamiseen Edellä mainitut mittarit ovat suoria mittalaitteita, joita käytetään korkeintaan 3x63 A käyttöpaikoilla. Puolestaan suuremmilla teollisuuskäyttöpaikoilla yli 3 x 63 A pääsulakkeilla on käytössä epäsuora kolmivaiheinen mittari Aidon 7550. Aidon 7550 mittaa kulutettua sähköenergiaa virtamuuntajien kautta. Virtamuuntajilla mittauskohdan läpi kulkeva virta muunnetaan matalammalle, mittarin kestämälle tasolle. Mittariin asetetaan virtamuuntajan muuntokerroin, jonka avulla mittari laskee todellisen kulutetun energian. Virtamuuntajan käyttö mittaamisessa johtuu siitä, että 7000-sarjan mittarin kestävät korkeintaan 100 A virran. [16]

Kuva 7. *Aidon 7534-sähkömittari ja Aidon 6836-seinäantenni [15][16]*

Asennuksen jälkeen sähkömittari aloittaa sähkönkulutuksen mittaamisen saatuaan yhteyden mobiiliverkkoon laitteen oman SIM-kortin avulla. Mittareilla on oma sisäinen antenni, mutta kaikilla alueilla sen avulla ei saada riittävän vahvaa yhteyttä reaaliaikaiseen mittauksen lähettämiseen. Tästä syystä mittarin yhteydessä voidaan asentaa myös Aidonin valmistama seinäantenni, jonka avulla yhteys saadaan riittävän vahvaksi. Mittarit yhdistyvät joko LTE-M (Long Term Evolution Machine type connection) verkkoon tai NB-IoT (Narrowband-IoT) verkkoon. [17] Näistä verkoista LTE-M on parempi nopeamman siirtoyhteyden ja leveämmän kaistan vuoksi [18].

2.3 Elenian ARMI-projekti

Asetus uusien mittarien asennuksesta tuli voimaan vuonna 2021, mutta Elenia teki päätöksen uusien AMR 2.0 sähkömittarien asennuksesta jo vuonna 2018 [19]. Samana vuonna toisen sukupolven AMR-mittareita asennettiin noin 30 000 kappaletta, joiden avulla voitiin testata mittareiden 5 minuutin taseselvitysjakson toimintaa [20]. Varsinainen uusien mittarien asennusprojekti alkoi vuonna 2019 pilottiprojektilla, jossa Elenia selvitti kumppaniensa kanssa erilaisia mahdollisuuksia kulutuksen tasaamiseen uusilla sähkömittareilla. Pilottiprojektilla onnistuttiin toteamaan, että etäohjauksella toteutettavalla kulutusjoustolla on mahdollista saavuttaa merkittävä joustopotentiaali. Kulutuksen etäohjauksella ei myöskään todettu olevan negatiivista vaikutusta asumismukavuuteen. [19]

Eleniassa mittausuudistushanke tunnetaan nimellä ARMI-projekti. Projektissa asennetaan yli 400 000 Elenian asiakkaalle uuden sukupolven sähkömittarit vuosina 2021–2025 [21]. Vuonna 2020 Aidon Oy valikoitui projektiin mittalaitteiden toimittajaksi. Itse mittalaitteiden lisäksi Aidon Oy vastaa mittareihin liittyvistä tietoliikenneratkaisuista sekä toimii mittarien luentajärjestelmän ylläpitäjänä. [14] Mittalaitteiden asennukset hoiti Voimatel Oy vuoden 2024 alkuun saakka. Liiketoimintakaupan myötä loput mittalaitteiden asennukset toteuttaa Elvera Oy. [21]

2.3.1 ARMI-projektin toteutus

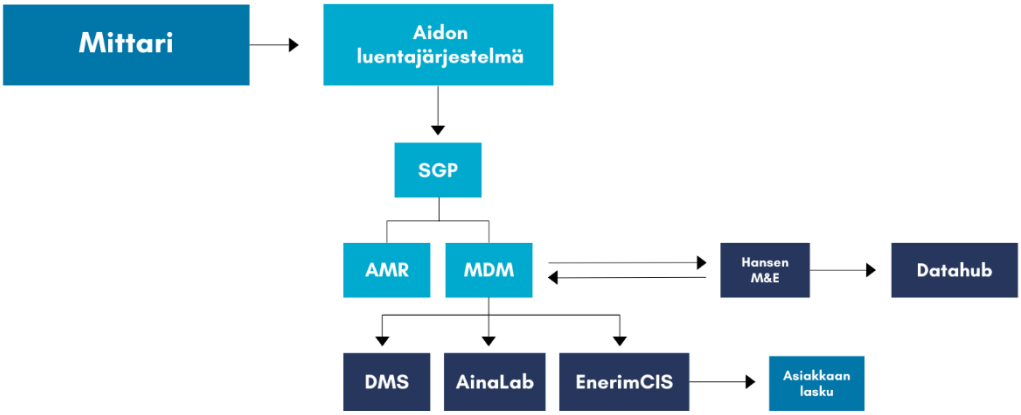
Vuoden 2021 keväällä Elenia aloitti ARMI-projektin mittarinvaihdot, kun Elenia vaihtoi noin 3000 mittaria AMR 2.0-mittariksi Orivedellä. Tämä toimi testihankkeena, jossa testattiin suuren asiakasmäärän reaaliaikaisen sähkönkulutuksen mittauksen toimivuus. Onnistuneen testauksen jälkeen mittalaitteiden massa-asennukset alkoivat vuoden 2021 syksyllä. [19] Elenia on toteuttanut mittalaitteiden massavaihtoja siitä eteenpäin ja vuoden 2024 huhtikuussa uuden sukupolven sähkömittareita oli asennettuna jo 250 000 kappaletta. Noin 400 000 käyttöikänsä päähän tulevaa sähkömittaria tulee olemaan

vaihdettuna uuteen vuoden 2025 loppuun mennessä. Puolestaan noin 40 000 Elenian asiakkaalla on käytössä hieman uudempi vuonna 2018 asennettu sähkömittari. Nämä mittarit vaihdetaan myöhemmin. [22]

Yksittäisen kohteen sähkömittarin vaihdon prosessissa Elenia ilmoittaa asiakkaalle aikaikkunan, jolloin mittarinvaihto tullaan tekemään sekä tekee työtilauksen Elveralle kohteeseen [21]. Elveran asentaja toteuttaa vanhan mittalaitteen poiston sekä asentaa tilalle uuden mittarin. Mittarinvaihdosta aiheutuu asiakkaalle muutaman minuutin mittainen sähkökatko. [23]

2.3.2 Mittaustiedon kulku ja hyödyntäminen Elenialla

Asennuksen jälkeen uusi sähkömittari alkaa mittaamaan asiakkaan sähkönkulutusta yhdistyttyään Aidonin luentajärjestelmään mobiiliverkon kautta. Luentajärjestelmästä aikasarja tulee Elenian järjestelmiin muutaman minuutin viiveellä. Kuva 8 havainnollistaa tarkemmin mittaustiedon kulkua sähkömittarilta aina asiakkaan laskulle asti.

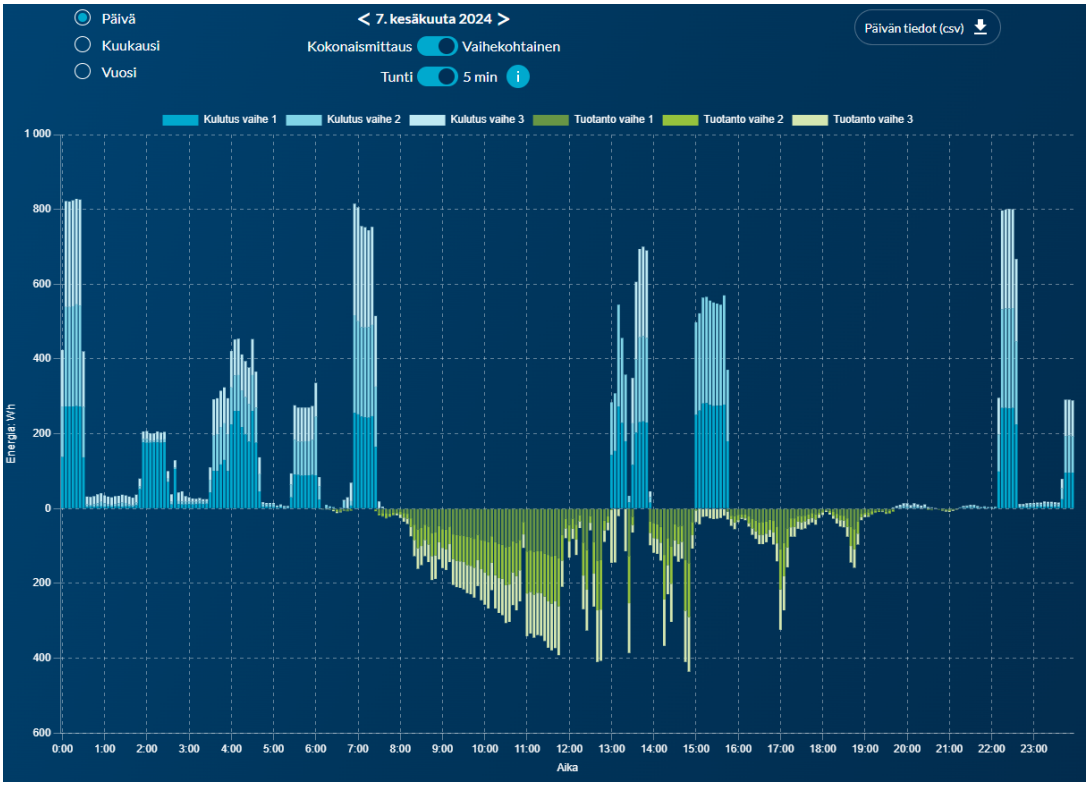


Kuva 8. *Mittaustiedon kulku mittarilta asiakkaan laskulle Elenialla.*

Yllä olevasta kuvasta huomataan, että mittarilta tulevat tiedot kulkevat ensin Aidonin luentajärjestelmään, josta tiedot luetaan SGP (*Smart Grid Platform*) järjestelmään. SGP on Elenian käyttöliittymä sähkömittarien ja mittaustiedon hallintaan. Se koostuu AMR- sekä MDM-järjestelmistä. AMR-järjestelmä vastaa mittareilta tulevien aikasarjojen sisään lukemisesta sekä tiedon tallentamisesta MDM-järjestelmään. Puolestaan MDM toimii mittaustiedon varastointi- ja hallintajärjestelmänä. SGP:stä voidaan ohjata sähkömittarien etäohjattavia katkoreleitä tai lähettää mittarille komennon, jonka jälkeen mittari palauttaa järjestelmään hetkellisarvot sen mittaamista suureista. Mittarilta SGP järjestelmään tulevat tiedot ovat suoraan mittarilta tulevaa raakadataa, ja sitä ei voida vielä käyttää laskutusperusteena, sillä laitevian tai huonon yhteyden vuoksi mittareilta

saattaa tulla virheellisiä arvoja tai aikasarjoja saattaa jäädä puuttumaan kokonaan. Hansen M&E järjestelmä toimii mittaustiedon suodattimena. Hansen M&E:ssä mittaustiedosta poistetaan aikasarjasta selvästi virheelliset mittausarvot. Järjestelmä myös estimoi aikasarjaan sopivat arvot, mikäli siinä on puuttuvia kohtia. Validoitu mittaustieto lähetetään Hansen M&E:stä takaisin Elenian MDM-järjestelmään sekä sähkön vähittäismarkkinoiden keskitettyyn tiedonvaihtojärjestelmään Datahubiin.

Validoitu mittaustieto kulkee MDM:n kautta Elenian asiakastietojärjestelmään EnerimCIS:iin, jossa muodostuvat sähkönsiirron laskut. DMS- ja AinaLab -järjestelmiin saapuva mittaustieto on raakadataa, johon voivat vaikuttaa laitehäiriöt tai heikot tietoliikenneyhteydet. DMS on käytöntukijärjestelmä verkonvalvontaan, kun taas AinaLab tarjoaa asiakkaille mahdollisuuden seurata sähkönkulutustaan reaaliaikaisesti. Uusilla sähkömittareilla asiakkaat saavat tietoa kulutuksesta 5 minuutin jaksoissa vain muutaman minuutin viiveellä, verrattuna vanhemman mallisiin mittareihin, joissa viive voi olla 1–3 vuorokautta. [24] Kuva 9 esittää erään käyttöpaikan vaihekohtaisen sähkönkulutuksen 5 minuutin jaksoissa.



Kuva 9. *Erään käyttöpaikan yhden päivän sähkönkulutus ja -tuotanto. [25]*

Yllä olevasta kuvasta huomataan, että kyseessä on käyttöpaikka, jolla on myös omaa sähköntuotantoa. Kuvassa siniset pylväät esittävät sähkön kulutusta ja vihreät pylväät kuvaavat käyttöpaikalta sähköverkkoon tuotettua sähköenergiaa. Pylväissä värien eri sävyt esittävät eri vaiheilla olevaa kulutusta tai tuotantoa. [25]

Aiemmissa luvuissa on kerrottu, että AMR 2.0 vaatimuksissa toisen sukupolven sähkömittareissa on oltava yksi kuormanohjausrele. Elenian verkkoalueella mittareihin kuitenkin liitetään erillinen kuormanohjausmoduuli, jonka vuoksi mittarissa on kaksi kuormanohjausrelettä. AinaLabissa asiakkaat voivat hallita molempia kuormanohjausreleitä, joilla voi ohjata esimerkiksi lämminvesivaraajaa tai sähköauton latausta. Asiakkaat voivat asettaa releiden kytkeytymisen eri aikarajoille tai sähkön spot-hinnan mukaan. [26]

Uuden sukupolven sähkömittarien reaaliaikaista mittaustietoa hyödynnetään myös vikatilanteiden havaitsemisessa. Mittarien etäpäivitettävyys mahdollistaa sen, että mittareille voidaan lähettää erilaisia konfiguraatioita, joiden mukaisesti mittarit lähettävät Elenialle ilmoituksia, kun mitattavat arvot poikkeavat normaalitilasta. Konfiguraatioita voidaan lähettää kerralla kaikille mittareille, yksittäiselle mittarille tai vain halutulle ryhmälle mittareita.

Tällä hetkellä käytössä on useita erilaisia hälytysilmoituksia. Yleisimpiä ilmoituksia on esimerkiksi verkon vaihekohtaiset yli- ja alijännitteet, sähkökatkot, mittarin kannen avaaminen sekä nollavika. Järjestelmään tulleet hälytykset ja ilmoitukset tallentuvat Elenian tietokantaan ja tieto poikkeavista verkon tilasta kulkeutuu DMS käytöntukijärjestelmään. Täten tieto kulkeutuu Elenian käyttökeskukseen, josta tehdään tarvittavat toimenpiteet mahdollisen vian korjaamiseen. Lisäksi menneitä mittareilta tulleita hälytyksiä pystyy hakemaan tietokannasta SQL-kyselyillä. Hakuja pystyy tekemään useiden parametrien mukaan, kuten esimerkiksi mittaritunnuksen mukaan tietyltä mittarilta, tietystä muuntopiiristä tai tiettyjen hälytystyyppien mukaan.

3. MAASULKUVIAT KESKIJÄNNITEVERKOSSA

Suomessa sähkönjakeluverkko koostuu pääosin keskijänniteverkosta (10–45 kV) ja pienjänniteverkosta (400 V) sekä osittain 110 kV suurjänniteverkosta. Jakeluverkko on kolmivaiheinen vaihtosähköjärjestelmä, jota käytetään lähes aina säteittäisenä. [27]

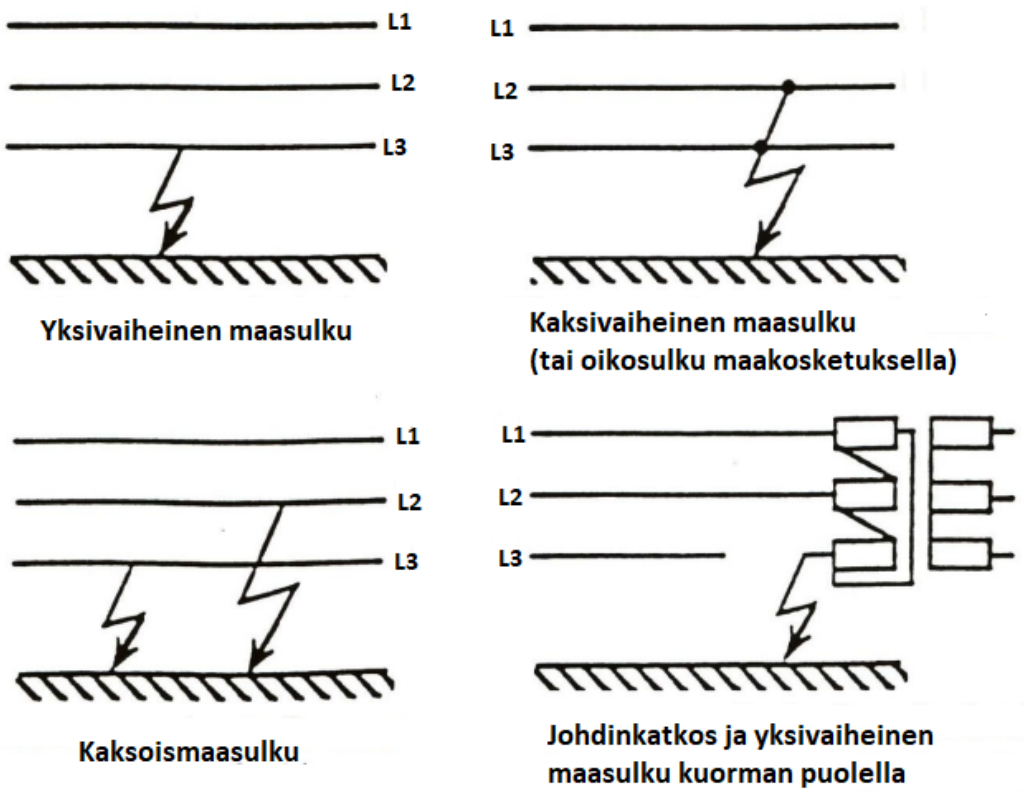
Keskijänniteverkko on keskeinen osa sähkönjakelujärjestelmää. Tyypillisesti Suomen keskijänniteverkossa käytetään 20 kV jännitetasoa, mutta edelleen käytössä on myös 10 kV ja 45 kV jännitetasoja. Uutta keskijänniteverkkoa rakennettaessa käytetään lähes poikkeuksetta 20 kV maakaapelia. [27]

Keskijänniteverkolla on merkittävä rooli sähköverkon käyttövarmuudessa, sillä jopa 90 % sähköverkkoyhtiöiden asiakkaiden kokemista sähkökatkoista on peräisin keskijänniteverkossa tapahtuneista vioista. Keskijänniteverkon yleisin vikatyyppi on maasulku. Perinteisesti keskijänniteverkot ovat rakennettu taajama- ja kaupunkialueilla maakaapelina ja niiden ulkopuolella ilmajohtona. Nykypäivänä kuitenkin suurin osa verkkoyhtiöistä on vaihtanut merkittävissä määrin vanhoja ilmajohtoja maakaapeleihin myös maaseutualueilla, jotta myös suurhäiriötilanteissa pisimpien sähkökatkojen kestot pysyvät sähkömarkkinalaissa olevien rajoitusten mukaisina. [27] Sähkömarkkinalain mukaan taajamassa sähkökatko saa olla pisimmillään 6 tuntia ja maaseutualueella 36 tuntia [4].

Tässä luvussa tutustutaan erilaisiin keskijänniteverkon maasulkutyyppeihin keskijänniteverkossa sekä maasulkujen aiheuttamiin ilmiöihin sähköverkossa. Lisäksi perehdytään sähköverkon maasulkusuojauksen kautta maasulkujen tunnistamiseen ja paikantamiseen.

3.1 Erilaiset maasulkutilanteet

Maasuluksi kutsutaan vikatilanteita, jossa jännitteinen virtajohdin joutuu eristysvian tai muun vian seurauksena johtavaan yhteyteen maan tai maahan yhteydessä olevan laitteen kanssa. Maasulku voi olla yksi- kaksi- tai kolmivaiheinen. Maasulkuvika aiheuttaa vikavirtoja, muutoksia kaikkien vaiheiden jännitteissä, sekä mahdollisesti hengenvaarallisen kosketusjännitteen. [27] Kuva 10 esittää erilaisia maasulkutilanteita.



Kuva 10. *Erilaisia maasulkuvikatyyppejä. [28]*

Maasulkuvikoja voi tapahtua samanaikaisesti verkon eri kohdissa. Tilannetta, jossa sähköverkon samassa keskijännitelähdössä tapahtuu samanaikaisesti kaksi maasulkua verkon eri kohdissa, kutsutaan kaksoismaasuluksi. Tyypillisesti kaksoismaasulku johtuu eristysviasta, joka muodostuu tavallisen maasulun aiheuttamasta jännitteen nousemisesta, jolloin ensimmäisen vian seurauksena verkkoon syntyy toinen vika. Kaksoismaasulut voivat olla erittäin vaarallisia vikoja, sillä maassa kulkevat virrat ovat suuria ja virran kulkureittiä ei voida tarkasti määrittää. [29]

Johdinkatkokset voivat johtaa maasulkuihin, jos katkennut johdin joutuu yhteyteen maan kanssa. Mikäli katkenneen johtimen syöttävän verkon puoleinen pää osuu maahan, on kyseessä yksivaiheinen maasulku. Jos puolestaan katkenneen johtimen kuorman puoleinen pää putoaa maahan ja syöttävän verkon puoleinen pää jää roikkumaan ilman maakosketusta, syntyy maasulku, jolla on kuorman impedanssin vuoksi pieni maasulkuvirta ja nollajännite. Tällaista maasulkutilannetta on vaikea havaita. [29]

Suurin osa maasulkutilanteista tapahtuu ilmajohtoverkossa, mutta verkon maakaapelointi ei kuitenkaan estä maasulkuja tapahtumasta. Tyypillisiä maasulkujen aiheuttajia ilmajohtoverkossa ovat linjojen päälle kaatuvat puut tai johtimiin osuvat puiden oksat, valokaaret vaihejohtimen ja maadoitetun osan välillä sekä erilaisten kulkuneuvojen osuminen ilmajohtoihin. Maakaapeliverkossa maasulkuja voi aiheutua

esimerkiksi vanhojen tai viallisten kaapelien eristysvioista sekä kaivinkoneen vahingoittaessa kaapelia kaivutöiden yhteydessä. [30] Maakaapeloinnin takia katkeilevat maasulut ovat yleistyneet. Katkeilevalla maasululla tarkoitetaan toistuvaa vikatilannetta, jossa vikavalokaari syttyy ja sammuu toistuvasti heikentyneen tai vioittuneen kaapelin eristyksen vuoksi. [31]

3.2 Maasulun aikaiset ilmiöt

Yksivaiheisen maasulun tapahtuessa verkon kaikkien vaiheiden sekä verkon tähtipisteen jännitteet muuttuvat siten, että viallisen vaiheen jännite laskee ja terveiden vaiheiden jännitteet kasvavat. Yksivaiheisen maasulun aikana pääjännitteet pysyvät kuitenkin samana. Maasulkutilanne aiheuttaa myös johtojen maakapasitanssien kautta kulkevia vikavirtoja eli maasulkuvirtoja, joita esiintyy verkon eri osissa. Maasulkuvirran suuruuteen voi vaikuttaa useita eri tekijöitä, kuten vikaresistanssi, verkon maadoitustapa tai muuntajan perään kytketty johtopituus. [27]

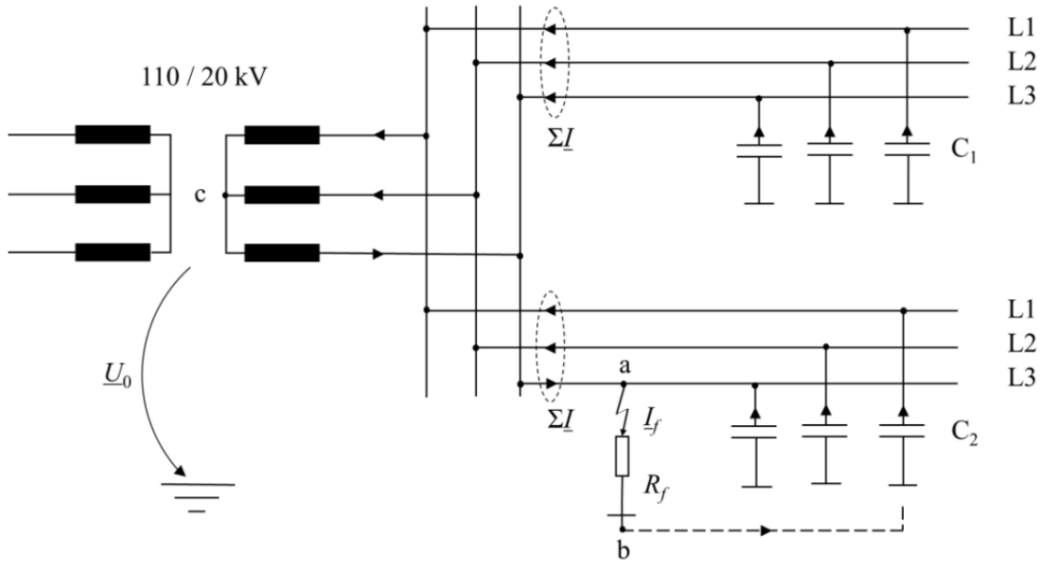
Maasulkua kutsutaan jäykäksi, jos vikaresistanssi $R_f = 0$. Tällaisessa vikatilanteessa viallisen vaiheen jännite putoaa nollaan ja terveiden vaiheiden jännitteet kasvavat pääjännitteen suuruisiksi. Tähtipisteen jännite nousee vaihejännitteen arvoon. Täydellinen jäykkää maasulku on kuitenkin erittäin harvinainen, sillä vikaresistanssi on yleensä suurempi kuin nolla. Vikaresistanssin kasvaessa maasulkuvian aiheuttamat maasulkuvirrat, tähtipistejännite sekä vaiheiden jännitteenmuutokset terveeseen tilaan verrattuna pienenevät. [27]

Maasulkuvirran muodostama virtapiiri määrittyy verkon maadoitustavan mukaan. Suomen keskijänniteverkossa maadoitustapoina käytetään maasta erotettua verkkoa sekä sammutettua eli kompensoitua verkkoa [27]. Maasta erotetulla verkolla tarkoitetaan sellaista keskijänniteverkon osaa, jossa yhtäkään verkon tähtipistettä ei ole yhdistetty maahan suoraan tai impedanssin kautta. Tämä oli Suomen keskijänniteverkon yleisin maadoitustapa ennen laajamittaista verkon maakaapelointia. Nykyään Suomen yleisin maadoitustapa sammutettu verkko on maasta erotetun verkon erityismuoto. Sammutetulla verkolla tarkoitetaan tähtipisteiden yhdistämistä maahan sammutuskuristimen välityksellä. Kuristimen impedanssi määritetään siten, että se kumoaa vikatilanteessa syntyvän maasulkuvirran, jolloin maasulkuvirta pysyy pienenä tai avojohtoverkossa vikatilanne voi sammua itsestään. [1] Keskeisin syy maasta erotetun verkon käyttöön Suomessa on maaperän huonoista maadoitusolosuhteista johtuva kosketusjänniteongelma [27].

3.2.1 Maasulku maasta erotetussa verkossa

Maasta erotetussa avojohtoverkossa muodostuvat maasulkuvirrat ovat melko pieniä, tyypillisesti luokkaa 5–100 A. Maasulkuvirran suuruus riippuu päämuuntajan perään kytketyn galvaanisesti yhtenäisen verkon pituudesta. Ilmajohtojen ja maakaapelien maakapasitansseissa on merkittävän suuri ero. Tämän takia maakaapeliverkossa syntyy moninkertaisesti suurempia maasulkuvirtoja johtopituutta kohden kuin avojohdoilla. [27] Perinteisesti maakaapeliverkot ovat sijoittuneet vain kaupunki- ja asemakaava-alueille, jolloin maakaapeloidut keskijännitelähdöt ovat olleet lyhyitä ja täten myös maakaapeliverkon maasulkuvirrat ovat pysyneet pieninä. [1] Nykypäivänä suurin osa verkkoyhtiöistä kaapeloi omalla verkkoalueellaan myös pidempiä keskijännitelähtöjä maaseutualueilla, jonka seurauksena vikatilanteissa maasulkuvirrat voivat olla kompensoimattomana suuruudeltaan useita satoja ampeereja [31].

Maasta erotetussa verkossa maasulkuvian tapahtuessa syntyy maasulkuvirralle $\underline{I}_f$ kulkureitti vikapaikasta vaihejohtimelta vikaresistanssin R_f kautta maahaan. Maasulkuvirta kulkeutuu johtojen maakapasitanssien *C* kautta terveitä vaihejohtimia pitkin 110/20 kV päämuuntajalle, jonka käämitysten ja nollapisteen kautta maasulkuvirta kulkeutuu viallista vaihejohdinta pitkin takaisin vikapaikkaan. [27] Kuva 11 havainnollistaa tästä syntyvää maasulkuvirtapiiriä.

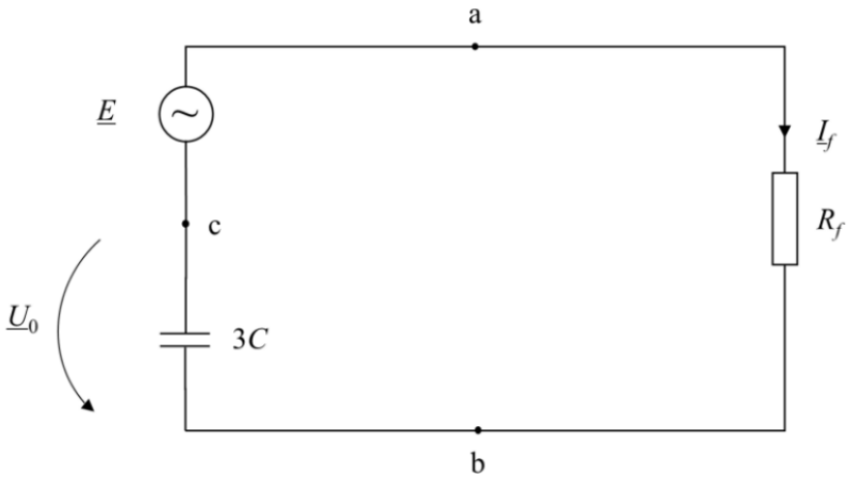


Kuva 11. *Yksivaiheinen maasulku maasta erotetussa verkossa. [32]*

Solmupiste a kuvaa vioittunutta vaihejohtimen kohtaa ja piste b maassa olevaa kohtaa, johon maasulkuvirta kulkeutuu vikaresistanssin kautta. Päämuuntajan 20 kV puolen nollapiste on pisteessä c ja $\underline{U}_0$ kuvaa verkon tähtipistejännitettä eli nollajännitettä. $\sum\underline{I}$

puolestaan symboloi keskijännitelähtöjen suojareleiden havaitsemia summavirtoja. Terveessä lähdössä kaikkien vaiheiden virrat ovat päämuuntajaa kohti, joten myös summavirta on samansuuntainen. Puolestaan viallisessa lähdössä kahden terveen vaiheen virta on päämuuntajaa kohti ja viallisen vaiheen virta on muuntajasta poispäin. Viallisessa lähdössä summavirta on muuntajasta poispäin, sillä viallisessa vaiheessa kulkee koko verkon maasulkuvirta. [27]

Maasulkuvirran ja nollajännitteen suuruuden määrittäminen laskennallisesti vaatii sijaiskytkennän sekä laskentaa helpottavia oletuksia. Johtimien ja muuntajan käämien impedanssit ovat hyvin pieniä vaihejohtimien maakapasitansseihin verrattuna, jolloin impedanssit voidaan olettaa nollaksi laskuissa. [27] Kuva 12 esittää Laskennan helpottamiseksi määritetyn sijaiskytkennän yksivaiheiselle maasululle maasta erotetussa verkossa.



Kuva 12. *Maasta erotetun verkon maasulkupiirin sijaiskytkentä. [32]*

Kuvassa $\underline{E}$ on lähdejännite, joka on sijoitettu vikapaikkaan. Lähdejännite on vaihejohtimessa ennen vikaa ollut jännite. Maasulkuvirtapiiri muodostuu vikavastuksesta sekä verkon maakapasitansseista. Verkon maakapasitansseja kuvataan kondensaattorilla $3C$, jonka yli vaikuttaa nollajännite. Edellisen kuvan mukaisesti piste a kuvaa vikapaikkaa vaihejohtimella, piste b paikkaa maassa, johon vikavirta kulkeutuu ja piste c verkon tähtipistettä. [27]

Sijaiskytkennän avulla saadaan maasulkuvirralle $\underline{I_f}$ kaava

$$\underline{I_f} = \frac{\underline{E}}{R_f + \frac{1}{j3\omega C}} = \frac{j3\omega C}{1 + j3\omega C R_f} \underline{U_v}, \tag{1}$$

jossa $\underline{U_v}$ on viallisen vaiheen vaihejännite ennen vian tapahtumista ja j on imaginääriyksikkö. Kaavasta 1 huomataan, että vikavirran $\underline{I_f}$ suuruuteen vaikuttaa

johtimien maakapasitanssi C, maasulun vikaresistanssi R_f sekä viallisessa vaiheessa vikaa ennen vallinnut jännite $\underline{U_v}$.

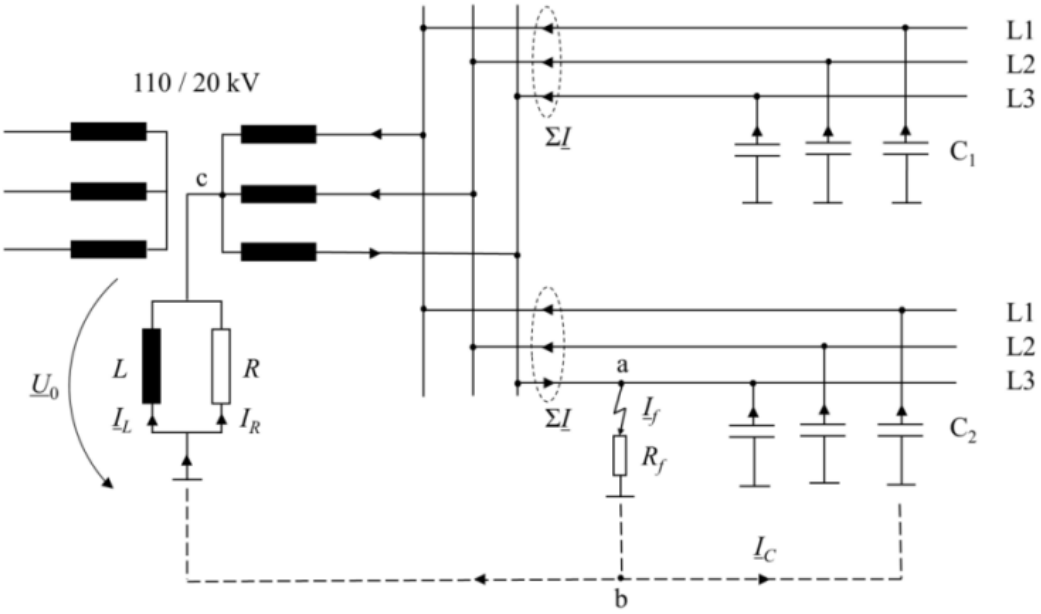
Maasulkupiirin sijaiskytkennästä saadaan myös määritettyä nollajännitteelle $\underline{U_0}$ kaava

$$\underline{U_0} = \frac{1}{j3\omega C}\left(-\underline{I_f}\right) = \frac{-1}{1+j3\omega C R_f}\underline{U_v}. \quad (2)$$

Kaavoilla 1 ja 2 voidaan riittävällä tarkkuudella tarkastella maasulun aiheuttamia ilmiöitä keskijänniteverkossa, mutta todelliset fysikaaliset tapahtumat jäävät selittämättä. [27]

3.2.2 Maasulku sammutetussa verkossa

Sammutetussa verkossa muuntopiirin sisällä vähintään yhden muuntajan tähtipiste on kytkettynä sammutuskuristimen välityksellä maahan. Kuristin luo maasulun aikana induktiivista virtaa, joka on vastakkaissuuntaista kapasitiivisen maasulkuvirran kanssa. [1] Kuva 13 esittää sammutetussa verkossa muodostuvan maasulkuvirtapiirin. Kuvassa pisteet a, b ja c kuvaavat samoja pisteitä kuin maasta erotetun verkon kytkentäkaaviossa.



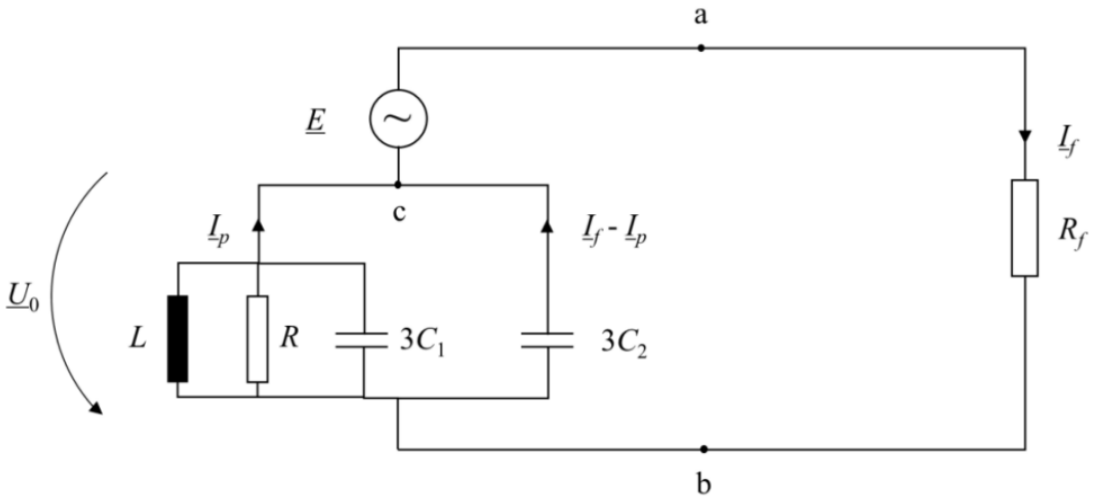
Kuva 13. *Yksivaiheinen maasulku sammutetussa verkossa. [32]*

Sammutuskuristin esitetään yllä olevassa kytkentäkaaviossa kuristimen induktanssina L sekä sen resistanssista ja mahdollisesta lisävastuksesta muodostuvana resistanssina R. Maasulkutilanteessa syntyy johtimien maakapasitanssien kautta kulkeva virta $\underline{I_C}$ vastaavalla tavalla kuin maasta erotetussa verkossa. Lisäksi vian aikana kuristimen yli vaikuttava nollajännite $\underline{U_0}$ aiheuttaa induktiivisen virran $\underline{I_L}$ sekä resistiivisen virran $\underline{I_R}$.

Virrat $\underline{I_L}$ ja $\underline{I_C}$ ovat lähes 180 asteen vaihekulmassa toisiinsa nähden, joten virrat kumoavat toisensa ja maasulku sammuu itsestään. Tämä mahdollistaa sammutetun verkon toiminnan myös maasulun aikana [33].

Sammutuskuristimen induktanssi on oltava mitoitettu siten, että siitä syntyvä virta $\underline{I_L}$ on likimäärin yhtä suuri kuin maakapasitanssien kautta kulkeva virta $\underline{I_C}$. Virran $\underline{I_C}$ suuruus kuitenkin riippuu verkon galvaanisesti yhteen kytketyn verkon pituudesta, joten esimerkiksi uuden verkonosan rakentamisen jälkeen sammutuskuristin on mitoitettava uudelleen. Tämän takia sammutuskuristimena käytetään niin sanottua Petersenin kelaa, jonka induktanssia voidaan säätää halutun suuruiseksi. [1]

Maasulkuvirran ja nollajännitteen laskennan helpottamiseksi saadaan sammutetun verkon maasulkuvirtapiirin sijaiskytkentä. Sijaiskytkentä muodostuu sammutuskuristimen induktanssista L ja sammutuskuristimen ja mahdollisen lisävastuksen resistanssista R sekä niiden kanssa rinnankytketyistä terveen lähdön kolmen vaiheen maakapasitanssista C_1. Edellä mainittujen komponenttien rinnankytkennän kokonaisuus on edelleen rinnankytketty vikalähdön vaihejohtimien maakapasitanssien C_2 kanssa. Viallisessa vaiheessa ennen vikaa vallinnutta jännitettä kuvaava lähdejännite $\underline{E}$ sekä vikaresistanssi R_f on kytkettynä rinnankytkentöjen kanssa sarjaan. Kuva 14 esittää edellä kuvatun sijaiskytkennän.



Kuva 14. *Sammutetun verkon maasulkuvirtapiirin sijaiskytkentä. [32]*

Sijaiskytkennässä rinnankytketyt L, R ja kapasitanssi $3C_1$ aiheuttavat yhdessä virran $\underline{I_p}$. Puolestaan kapasitanssin $3C_2$ aiheuttamaa virtaa merkitään $\underline{I_f} - \underline{I_p}$. Näiden virtojen yhdistyessä verkon tähtipisteessä c, saadaan kokonaismaasulkuvirraksi $\underline{I_f}$. Sijaiskytkennästä saadaan määritettyä maasulkuvirralle sekä nollajännitteelle kaavat

$$\underline{I_f} = \frac{\underline{E}}{R_f + \frac{R}{1 + jR(3\omega C - \frac{1}{\omega L})}} \tag{3}$$

sekä

$$\underline{U_0} = \frac{-R}{R_f + R + jRR_f(3\omega C - \frac{1}{\omega L})}\underline{E}. \tag{4}$$

Edellä mainitut kaavat ovat johdettu niin kutsutulla perinteisellä maasulkuanalyysillä, jossa oletuksena on, että vikatilanteessa syntyvä maasulkuvirta on lähes kokonaan kapasitiivista. Esitetyt sijaiskytkennät ja kaavat ovat voimassa avojohtoverkossa sekä lyhyissä maakaapelilähdöissä. Maakaapelointiasteen kasvaessa pitkät maakaapelilähdöt haja-asutusalueilla yleistyvät, joten vaaditaan hieman tarkempia menetelmiä maasulkuvirtojen ja nollajännitteiden määrittämiseen. [31]

Pitkissä maakaapelilähdöissä kaapelin nollaimpedanssia ei voida olettaa merkityksettömäksi. Maasulkuvirran kulkiessa kaapelin nollaimpedanssin läpi, syntyy maasulkuvirtaan pätövirtakomponentti. Tämä on ongelmallista, sillä pätövirtakomponentin suuruutta on vaikea määrittää laskennallisesti. Maakaapelien nollaimpedansseja ei ole saatavilla taulukkoarvoina kuten esimerkiksi kapasitanssien osalta, sillä nollaimpedanssiin vaikuttaa monet eri asiat, kuten kaapelin geometriset mitat ja ominaisuudet, maaperän johtavuus, kaapelin maadoitukset ja maadoitusresistanssit. Nollaimpedanssin suuruus riippuu siis sekä kaapelin ominaisuuksista että sen asennustavasta, joten yleispätevää arvoa ei voida määrittää. Lisäksi pätövirtakomponentissa ongelmana on se, että sitä ei pystytä kompensoimaan Petersenin kelalla. [31]

3.2.3 Maasulun aiheuttama transientti-ilmiö

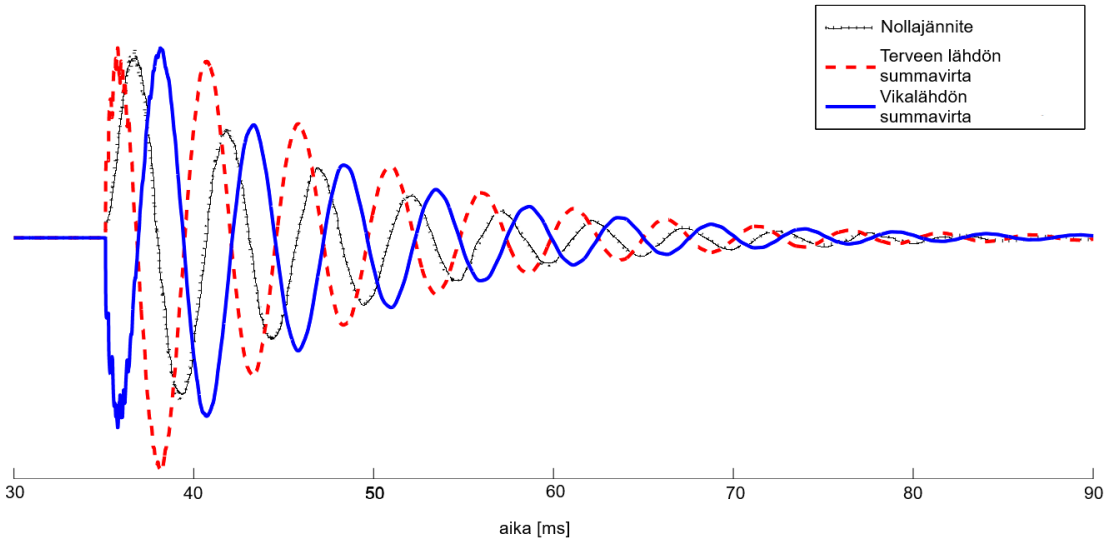
Sähköjärjestelmässä transienteilla tarkoitetaan nopeita ja epäsäännöllisiä muutoksia tai häiriöitä jännitteiden ja virtojen aaltomuodoissa. Transientti-ilmiöt ovat havaittavissa enintään muutaman jaksoajan aikana, jonka jälkeen transientit tasoittuvat. Yksivaiheisen maasulun tapauksessa viallisen vaiheen jännite putoaa ja terveiden vaiheiden jännitteet kasvavat. Viallisen vaiheen jännitteen putoaminen aiheuttaa kapasitiivisen varausvirran purkautumisen vikapaikkaan eli purkaustransientin. Terveiden vaiheiden jännitteiden kasvaminen puolestaan aiheuttaa niiden kapasitanssien varautumisen eli varaustransientin. [34]

Edellä mainittujen transienttien taajuudet ovat huomattavasti suurempia kuin sähköjärjestelmän perustaajuus 50 Hz. Purkaustransientin taajuus on tyypillisesti välillä 500-2500 Hz ja varaustransientin taajuus on hieman pienempi välillä 100-800 Hz.

Tämän vuoksi viasta aiheutuvia transientteja voidaan hyödyntää vikojen havaitsemisessa ja sijainnin laskennassa, koska taajuudet poikkeavat perustaajuudesta selkeästi ja täten ovat helposti erotettavissa kuormavirroista. Varaustransientti on parhaiten soveltuva vikatilanteen havaitsemiseen ja paikantamiseen, koska se on ilmiönä merkittävästi hitaampi ja täten kestää voimakkaana kauemmin kuin purkaustransientti. [35]

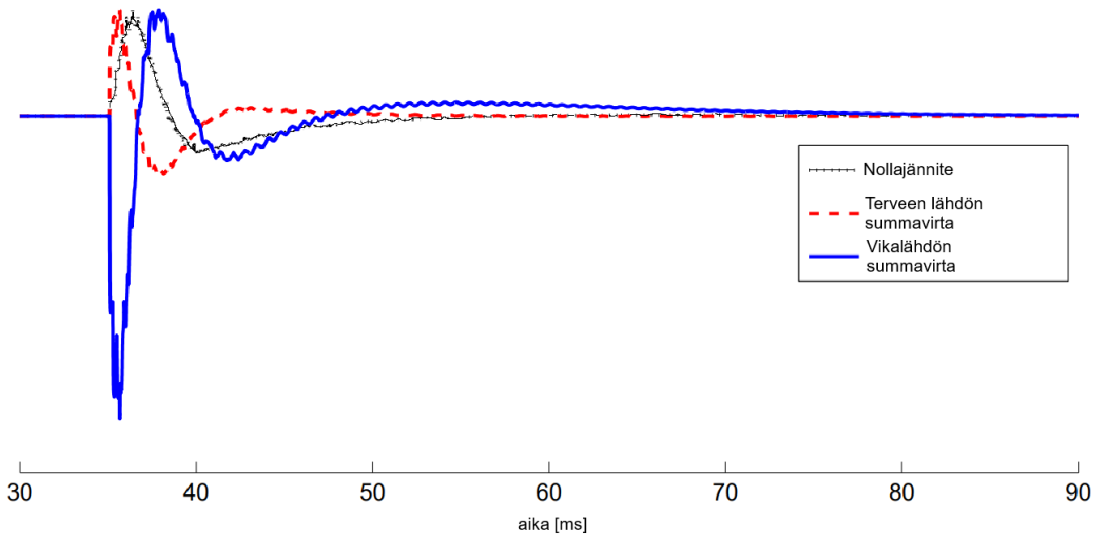
Maasulun tapahtuessa siitä aiheutuva transientti-ilmiö on havaittavissa sähköaseman kaikissa lähdöissä. Vikalähdön viallisen vaiheen aiheuttama purkaustransientti on havaittavissa terveissä lähdöissä vastaavassa vaiheessa kuin vika on tapahtunut. Myös vikalähdön terveiden vaiheiden varaustransientti on havaittavissa terveiden lähtöjen vastaavissa vaiheissa. Viallisen lähdön yhteenlaskettujen varaus- ja purkaustransienttivirtojen summa on yhtä suuri kuin terveiden lähtöjen yhteenlaskettujen transienttivirtojen ja kompensoidun verkon tapauksessa Petersenin kelasta aiheutuneen transienttivirran summa. Terveiden lähtöjen ja vikalähdön transientit ovat erisuuntaiset. [36]

Maasulun vikaresistanssin suuruudella on merkittävä vaikutus transientti-ilmiön amplitudiin ja kestoon. Vikaresistanssin vaikutusta transienttiin tarkastellaan tässä luvussa yksinkertaisen verkkomallin simulaation avulla, joka on toteutettu osana väitöskirjatutkimusta. Simulaatiossa käytetty verkkomalli on kompensoitu verkko, joka sisältää sähköaseman lisäksi ja kaksi lähtöä, joista toinen on terve ja toisessa on yksivaiheinen maasulku. Kuva 15 esittää jäykän maasulun transientin aiheuttamat ilmiöt verkon nollajännitteessä sekä molempien lähtöjen summavirroissa. Simulaatiossa on käytetty suodatinta, jolla on poistettu kuvaajasta 50 Hz perustaajuus selvyyden vuoksi. [34]



Kuva 15. *Transientti, kun vikavastus on 0 Ω. [34]*

Yllä olevasta kuvasta huomataan, että maasulku tapahtuu ajanhetkellä 35 ms. Kuvaaja koostuu lähes kokonaan varaustransientista, mutta myös purkaustransientti on havaittavissa. Purkaustransientti on näkyvillä maasulun tapahtumisen jälkeen vain muutaman millisekunnin ajan ensimmäisessä puolijaksossa. Siitä aiheutuu korkeataajuista värähtelyä kaikkien käyrien ensimmäisten maksimi- tai minimikohtien kohdalla. Purkaustransientti vaimenee tämän jälkeen nopeasti näkymättömiin. Varaustransientin taajuutena on kuvassa 200 Hz ja sen kokonaan vaimenemisessa kestää noin 55 ms [34]. Kuva 16 esittää maasulun aiheuttaman transientin samassa verkossa, mutta vikavastus on korotettu 100 Ω:iin.



Kuva 16. *Transientti, kun vikavastus on 100 Ω. [34]*

Kuvasta on tässäkin tapauksessa havaittavissa purkaustransientti, joka esiintyy samalla tavalla kuin jäykän maasulun tapauksessa heti maasulun jälkeen suuritaajuisenavärähtelynä. Purkaustransientin kestossakaan ei ole merkittävää eroa aiempaan. Puolestaan varaustransientin kesto on huomattavasti lyhentynyt vikaresistanssin kasvaessa. Transientin vaimentuminen tapahtuu merkittävästi nopeammin noin 15 ms aikana.

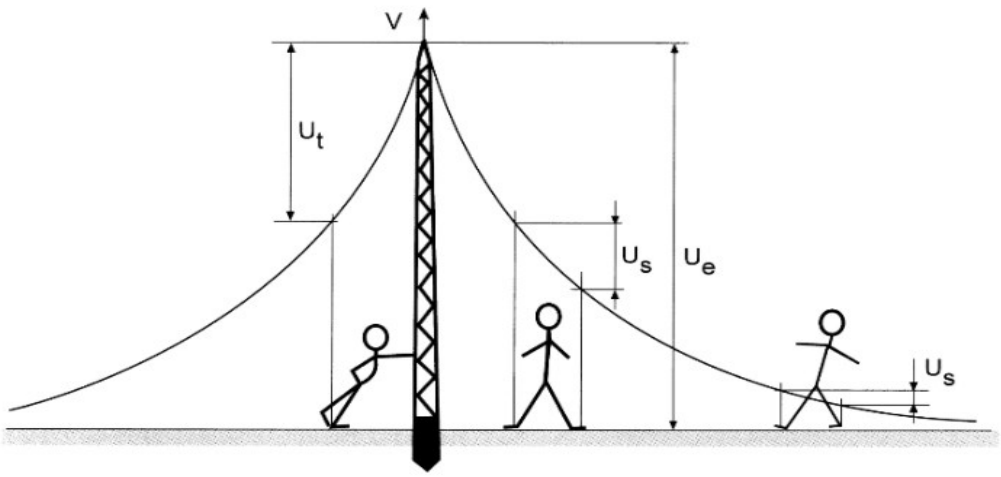
3.3 Maasulkusuojaus

Sähköverkon vikasuojauksen ensisijaisena tehtävänä on taata henkilöturvallisuus vikatilanteissa. Lisäksi vikasuojaus suojaa verkon laitteita rikkoutumisilta sekä kasvattaa sähkönjakelun luotettavuutta. Suojalaitteiden tehtävänä on saada vikatilanteessa verkon viallinen osa erotettua terveestä verkosta mahdollisimman nopeasti. Suojausjärjestelmä toteutetaan erilaisilla suojareleillä. [29]

IEEE:n (Institute of Electrical and Electronic Engineers) määritelmän mukaan suojareleet ovat sähkölaitteita, joiden tehtävänä on havaita vikatilanne tai muita poikkeuksellisia tai vaarallisia olosuhteita sähköjohdoissa ja -laitteissa. Lisäksi suojarele aloittaa verkon suojaamiseen tarvittavien toimenpiteiden kulun esimerkiksi lähettämällä katkaisijalle katkaisukäskyn tai tekemällä hälytyksen havainnoistaan verkonhaltijalle. [37]

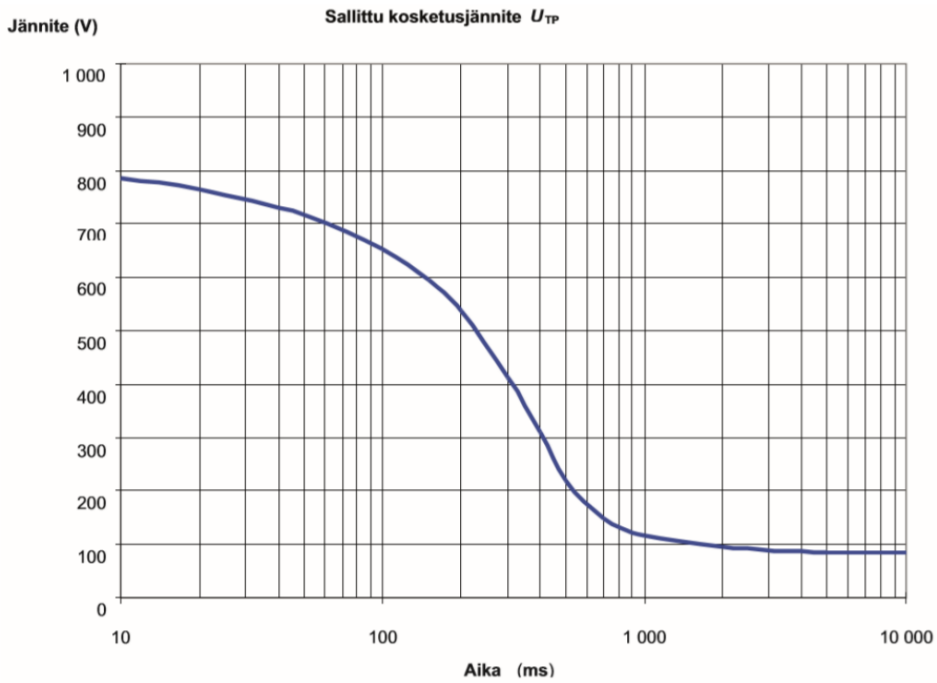
Suojareleiden toiminta perustuu releen tarkkailemiin suureisiin ja niille asetettuihin raja-arvoihin. Rele lähettää katkaisijalle laukaisukäskyn tai tekee hälytyksen, kun jokin releen tarkastelemista suureista on asetetun toiminta-alueen ulkopuolella. Suojareleen laukaisurajojen määrittämisen lisäksi on tärkeää määrittää toiminta-aika sekä palautumisaika. Toiminta-ajalla tarkoitetaan sitä, kuinka kauan suojareleellä kestää lähettää katkaisijalle laukaisukäsky tai tehdä hälytys, kun asetettu raja-arvo ylittyy. Palautumisajalla puolestaan tarkoitetaan sitä aikaa, jossa suojarele palautuu normaalitilaan suureiden palautuessa toimintarajojen sisään. Releiden asetukset määritetään siten, että vikatilanteet havaitaan mahdollisimman luotettavasti ja erotusaika on nopea. [29]

Suojareleiden toimintarajat määritetään maasulussa syntyvien vaarajännitteiden syntymisen mukaan. Vaarajännitteillä tarkoitetaan vikatilanteessa syntyviä jännitteitä vikapaikassa, joita ovat maadoitusjännite, kosketusjännite ja askeljännite. Kuva 17 esittää maasulun aikaisten vaarajännitteiden syntymisen.



Kuva 17. *Maasulun aikaiset vaarajännitteet. [38]*

Maasulkutilanteessa syntyvä maasulkuvirta aiheuttaa vikapaikkaan maadoitusjännitteen U_e eli maadoituksen ja referenssimaan välisen jännitteen. Maadoitusjännitteestä aiheutuu ihmisille ja eläimille hengenvaaralliset kosketusjännite U_t sekä askeljännite U_s. Kosketusjännitteellä tarkoitetaan ihmisen kosketuskohdan sekä maan välillä olevaa jännitettä kosketushetkellä. Askeljännitteellä puolestaan tarkoitetaan maassa olevien jalkojen välistä jännitettä, kun jalat ovat metrin päässä toisistaan. Standardi SFS 6001 määrittää suurimmat sallitut kosketusjännitteet, jotka ovat riippumattomia verkon käyttöjännitteestä. [29] Kuva 18 esittää suurimman sallitun kosketusjännitteen kosketusajan funktiona.



Kuva 18. *Suurin sallittu kosketusjännite ajan funktiona. [39]*

Yllä olevan käyrän mukaiset kosketusjännitteen raja-arvot on määritetty siten, että jännitteestä ja ihmiskehon impedanssista muodostuva ihmiskehon läpi kulkeva virta ei ole hengenvaarallinen [29]. Kuvasta voidaan tulkita, että yli 800 V kosketusjännite voi aiheuttaa ihmiselle hengenvaaran riippumatta kontaktin kestosta. Puolestaan käyrän toisesta päästä havaitaan, että käyrä tasoittuu noin 80 V:iin, jolloin tästä alemmat kosketusjännitteet eivät aiheuta suurta hengenvaaraa.

Huomioitavaa suurimman sallitun kosketusjännitteen käyrässä on se, että arvot on määritetty pelkän ihmiskehon impedanssin mukaan eikä siihen ole huomioitu esimerkiksi käsineitä tai kenkiä. Kuva 18 esittää siis suurimmat kosketusjännitteet, joita saa suurimmillaan esiintyä esimerkiksi uima-altaiden tai leikkikenttien läheisyydessä. Muissa sijainneissa suurin sallittu kosketusjännite määritetään lisäämällä ihmiskehon resistanssiin lisäresistanssi, joka muodostuu sijaintikohtaisesti oletettujen olosuhteiden mukaisesti. Lisäresistanssia lisätään esimerkiksi sijainneissa, joissa on oletettavaa, että ihmiset käyttävät kenkiä tai jos sijainnissa on hyvin eristävä lattia. [29]

Kosketusjännitteitä koskeviin määräyksiin päästään pienentämällä maasulusta syntynyttä maasulkuvirtaa tai nopeuttamalla suojauksen toimintaa. Maasulkuvirtaa tyypillisesti pienennetään kompensoimalla Petersenin kelalla tai jakamalla verkkoa pienempiin osiin. Maasulkuvirran pienentyminen tarkoittaa myös sitä, että valokaarimaasulut sammuvat todennäköisemmin itsestään ja täten asiakkaiden kokemat sähkökatkot vähenevät. [27]

Vikatilanteessa suojareleen nopea toiminta on tärkeää, koska vaarajännitteiden ja vikavirran aiheuttamat vahingot ihmisille ja laitteille ovat pienemmät, mitä nopeammin vika saadaan poistettua. Hyvä relesuojausjärjestelmä on nopea, selektiivinen, luotettava sekä sen on toimittava myös normaalista poikkeavissa olosuhteissa. Suojausjärjestelmän selektiivisyydellä tarkoitetaan sitä, että vikatilanteessa pelkästään verkon viallinen osa saadaan poistettua verkosta, jotta viasta aiheutuva haitta koskee mahdollisimman pientä osaa asiakkaista. Verkon jokainen osa täytyy olla suojattuna jollakin suojalaitteella, jotta verkon selektiivisyys saadaan toteutettua. Suojareleiden luotettavuudella tarkoitetaan sitä, että rele lähettää laukaisukäskyn vain ja ainoastaan vikatilanteessa. Edellä mainittujen suojareleiden ominaisuuksien on oltava voimassa erilaisissa olosuhteissa. Verkon olosuhdemuutoksia ovat esimerkiksi kytkentätilojen ja kuorman muutokset sekä vaihtelevat sääolosuhteet. [29]

Maasulku, jossa on suuri maasulkuvirta, on helppo tunnistaa ja oikosulkusuojauksessa käytetyt ylivirtareleet tunnistavat vian ja erottavat vian verkosta [29]. Maasulkusuojausta on sovellettava tilanteissa, joissa vikaresistanssi on suuri ja maasulkuvirta ei ole helposti

havaittavissa. Käytännön maasulkusuojaus toteutetaan tyypillisesti sähköasemalla sijaitsevilla suuntareleillä. Suojaus perustuu eri lähtöjen vaihevirtojen symmetriaan sekä tähtipistejännitteeseen. Maasulkuviassa vaihevirrat ovat toisiinsa nähden epäsymmetrisiä ja tähtipistejännite kasvaa. Virtaepäsymmetriaa voidaan tarkkailla lähdön nollavirrasta virtamuuntajien avulla. Tähtipistejännitettä puolestaan tarkkaillaan tyypillisesti vaihejännitteisiin kytkettyjen jännitemuuntajien toisiokäämien avokolmiokytkennästä. Lisäksi maasulkusuojausjärjestelmä voi olla moniportainen. Tällä tarkoitetaan sitä, että samaa verkon osaa suojataan useammilla suojareleillä, joissa on eri asetteluarvot. Ensimmäinen porras voi olla mahdollisimman herkäksi asetettu rele, jonka toiminta-aika on hidas. Viimeisen portaan asettelu on päinvastainen eli se laukeaa nopeasti, jos sille asetettu korkea raja-arvo ylittyy. Moniportaisella suojauksella saadaan suojaus luotettavammaksi, sillä releet tunnistavat vaikeasti havaittavia vikatilanteita sekä tarvittaessa katkaisee vian nopeasti [27]

Verkon suojausta voidaan toteuttaa myös suojalaitteilla, jotka havainnoivat vikojen aiheuttamia transientteja. Kyseisten suojalaitteiden toiminta perustuu transientin jännitteen ja virran polariteettien vertaamiseen. Kuvien 15 ja 16 mukaisissa tapauksissa suojalaitteet pystyvät havaitsemaan varaustransienttien polariteetit ja todeta vikatilanteen. Mikäli vikaresistanssi on vielä huomattavasti suurempi, niin varaustransientti vaimenee erittäin nopeasti ja purkaustransienttien taajuudet ovat liian suuria, joten perinteiset suojalaitteet eivät pysty tunnistamaan transienttien polariteettia. [34]

Luvussa 3.2.3 mainitussa tutkimuksessa on simuloitu edelleen sama maasulkutilanne vikaresistanssin arvolla 1,66 kΩ, jolla käyrässä on selkeästi havaittavissa vain lyhyt purkaustransientti. [34] Tutkimuksesta voidaan siis todeta, että transientteja havainnoimalla voidaan tunnistaa maasulkutilanteita, mutta ainakaan vanhemmilla suojalaitteilla ei pystytä havaitsemaan sellaisia maasulkuja, joilla on suuri vikaresistanssi. Tämä on ongelmallista, sillä suuri osa todellisista maasuluista tapahtuu juuri suurella vikaresistanssilla.

Verkon suojauksen kannalta on oleellista määrittää pienimmät arvot, mitä tähtipistejännite ja maasulkuvirta voivat saada. Tähtipistejännite on pienimmillään, kun vikaimpedanssi ja syötettävä verkko ovat mahdollisimman suuria. Puolestaan maasulkuvirta on pieni, kun vikaimpedanssi on suuri ja verkko on pieni. [27] Maasulkusuojauksen suurin haaste on optimaalisten laukaisurajojen määrittäminen. Suojareleiden laukaisuarvot on asetettava siten, että releet havahtuvat herkästi vikatilanteessa, mutta on kuitenkin huomioitava, että releen laukaisuraja ei saa ylittyä terveen tilan suurimmillakaan arvoilla.

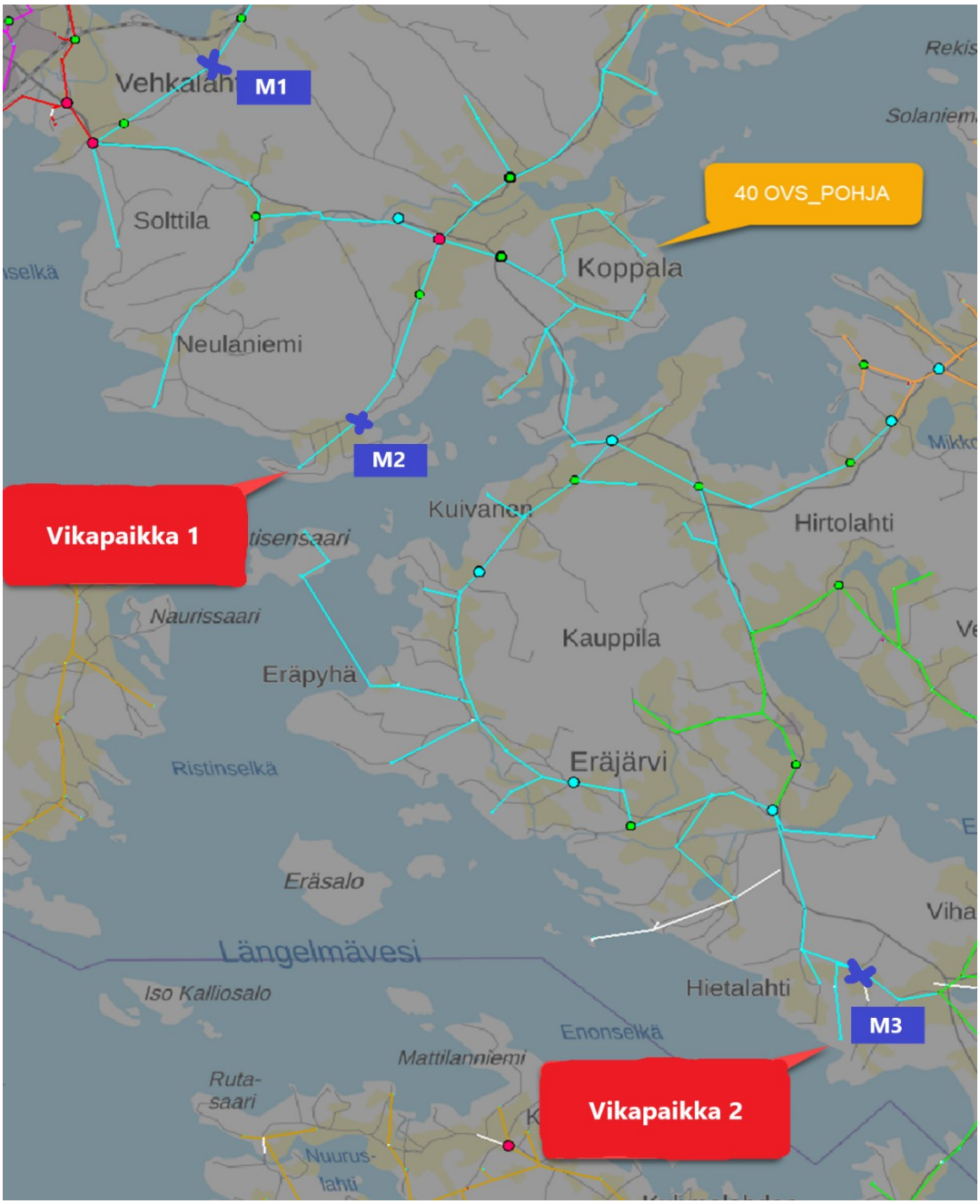
Lauenneiden verkon suojalaitteiden perusteella saadaan selville verkon osa, jossa vika tapahtuu. Kuitenkin vikapaikan tarkan sijainnin määrittäminen tapahtuu perinteisesti maastossa etsimällä. Hankalissa olosuhteissa tämä saattaa kestää ja täten viivyttää vian korjaamista.

4. ELENIAN TEKEMÄT MAASULKUTESTIT

Vuonna 2022 Elenia suoritti suunnitellusti keskijänniteverkon vikaindikaattoreiden testauksen, jossa verkkoon laukaistiin vikakärryn avulla maasulkuvikoja ja ylivirtavikoja sekä tehtiin jälleenkytkentöjä. Tämän työn tarkastelun kannalta merkittävää oli maasulkutestit, joita tarkastellaan tässä luvussa. Testit toteutettiin Oriveden sähköaseman yhdessä lähdössä. Ennen vikaindikaattorien testauksien ajankohtaa syntyi ajatus - mitä Aidonin sähkömittarit havaitsevat pienjännitepuolella testien aikana? Kuva 19 esittää vikakärryn, jolla vikatilanteet aiheutettiin. [40]

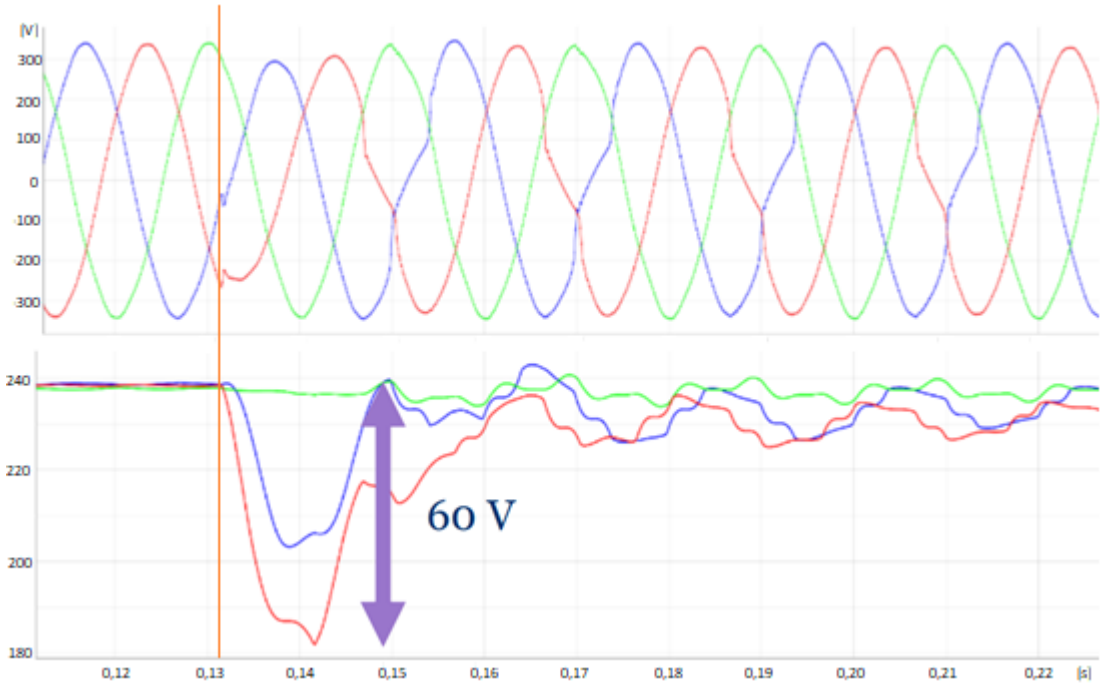
Kuva 19. *Vikaindikaattorien testauksessa hyödynnetty vikakärry. [41]*

Vikaindikaattorien testauksen ajaksi päätettiin asentaa kolme tarkoitusta varten muunnettua Aidonin 7000-sarjan sähkömittaria vikalähdön eri kohtiin yli 10 kilometrin etäisyydelle toisistaan. Testauksessa käytetyt mittarit olivat asetettu tallentamaan verkon jännitteen aaltomuotoa sekä tehollisarvoa. Mittarit kytkettiin pienjänniteverkkoon pylväsmuuntajien viereen. Keskijänniteverkon vikapaikat sijaitsivat noin kilometrin etäisyydellä lähimmältä mittarilta. Kuva 20 esittää testeissä käytetyn vikalähdön verkkokarttakuvan. Kuvassa esitetään myös Mittarien M1, M2 ja M3 sijainnit sekä vikapaikat 1 ja 2 kartalla. [40]



Kuva 20. *Kenttätestien mittausjärjestely vikalähdössä. [41]*

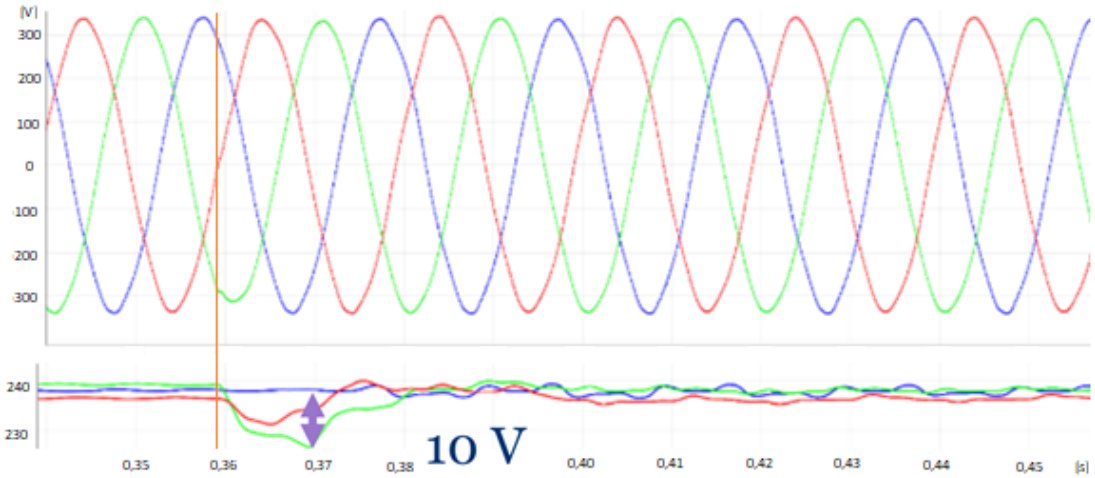
Mittarit oli asetettu tallentamaan verkon jännitteen aaltomuotoa sekä tehollisarvoa. Kolmelle mittarille tallentui yhteensä noin 24 gigatavua dataa kaksi päivää kestäneiden testien aikana. [41] Kuva 21 esittää mittarin M3 havaitsemat jännitteet ajan funktiona jäykän maasulun aikana, kun vika oli vikapaikassa 2.



Kuva 21. *Mittarin M3 tallentamat vaihejännitteiden hetkellis- ja tehollisarvot vikapaikassa 2 tehdyn jäykän maasulun aikana. [41]*

Yllä olevan kuvan ylemmässä kuvaajassa on esitetty vikapaikkaa lähimmän mittarin havaitsemat vaihejännitteiden aaltomuodot jäykän maasulun aikana. Alemmassa kuvaajassa on vaihejännitteiden tehollis- eli RMS-arvot saman vikatilanteen aikana. Kuvaan merkattu oranssi pystyviiva esittää maasulun tapahtumahetken. Mittari M3 sijaitsi noin yhden kilometrin etäisyydellä vikapaikasta.

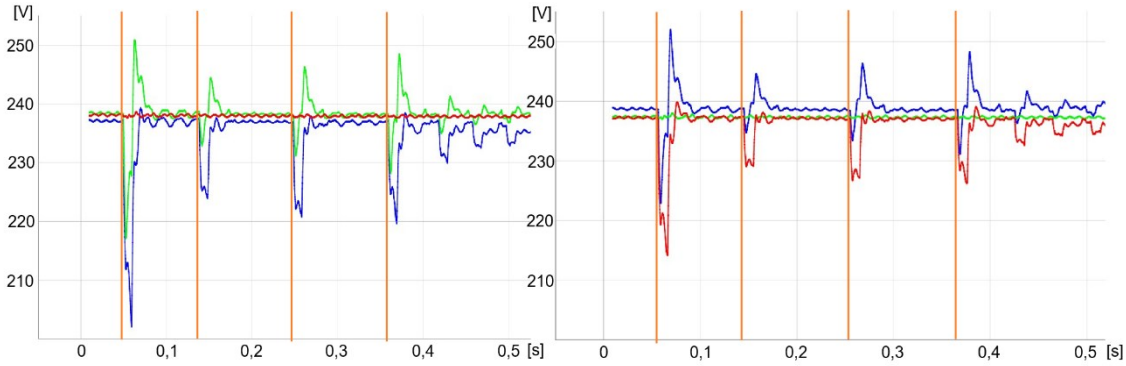
Jännitteen aaltomuodoissa on selkeästi havaittavissa maasulusta aiheutuvaa häiriötä, joka on huomattavissa voimakkaimmin maasulun tapahtumahetkellä käyrän säröytymänä sekä sen jälkeen jännitteiden huippuarvojen pienenemisenä. Vikahetken jälkeen maasulku on selvästi havaittavissa vielä nollan ylityskohdissa usean jakson ajan. Jännitteen RMS-arvoissa maasulku huomataan vielä selkeämmin. Kuvasta huomataan, että ennen maasulkua kaikkien vaiheiden jännitteiden tehollisarvot ovat likimäärin yhtä suuret. Välittömästi maasulun tapahduttua kahden vaiheen jännitteen tehollisarvot putoavat noin 0,01 s ajaksi enimmillään lähes 60 V terveen tilan jännitteeseen verrattuna. Tämän jälkeen RMS-arvoissa on kuitenkin edelleen havaittavissa selkeää häiriötä. Kuva 22 esittää vikapaikasta kauimpana sijaitsevan mittarin M1 mittaamat jännitteen arvot ajan funktiona saman maasulun aikana kuin edeltävässä kuvassa.



Kuva 22. *Mittarin M1 tallentamat vaihejännitteiden hetkellis- ja tehollisarvot vikapaikassa 2 tehdyn jäykän maasulun aikana. [41]*

Mittari M1 sijaitsi yli 20 kilometrin etäisyydellä vikapaikasta. Jännitteen sinikäyrässä on edelleen havaittavissa pientä häiriötä, mutta se ei ole enää yhtä helposti havaittavissa kuin lähempänä vikapaikkaa. Jännitteen RMS-arvossa huomataan jälleen jännitteen putoaminen kahdessa vaiheessa. Kauempana vikapaikasta jännitteen muutos terveeseen tilaan verrattuna on vain noin 10 V. Voidaan siis todeta, että jäykkä maasulkuvika näkyy merkittävästi voimakkaammin lähempänä vikapaikkaa myös pienjänniteverkon puolella.

Jäykkien maasulkujen lisäksi testauksissa toteutettiin myös vikatilanteita suurella vikaimpedanssilla sekä katkeilevina. Kuva 23 esittää vikapaikkaa 1 lähimmän ja kauimman mittarin havaitsemat vaihejännitteiden tehollisarvot katkeilevan maasulun aikana.



Kuva 23. *Mittareiden M2 (vasemmalla) ja M3 (oikealla) tallentamat vaihejännitteiden hetkellis- ja tehollisarvot vikapaikassa 1 tehdyn katkeilevan maasulun aikana. [41]*

Yllä olevan kuvan vasen puoli kuvaa mittarin M2 mittaamia vaihejännitteiden tehollisarvoja ja oikea puoli mittarin M3 mittaamia vaihejännitteiden tehollisarvoja. Kuvaajista huomataan vastaavat ilmiöt kuin jäykän maasulun tapauksessa. Jännitteiden

RMS-arvoissa tapahtuu kahdessa vaiheessa selkeä hetkellinen jännitteenmuutos. Jännitteenmuutos terveeseen tilaan verrattuna on suurempi lähempänä vikapaikkaa.

Jäykän ja katkeilevan maasulun mittaustuloksista voidaan samankaltaisten tulosten perusteella päätellä, että maasulkujen tunnistaminen sekä paikantaminen voisi olla mahdollista AMR 2.0-mittarien avulla. Keskijänniteverkon yleisimmät maasulut ovat kuitenkin sellaisia, joissa vikaimpedanssi on suurempi kuin nolla. Testeissä suuren vikaimpedanssin maasulut eivät olleet selkeästi havaittavissa mittarilla pienjännitepuolella. Käytetyt vikaimpedanssit olivat suuruudeltaan 5000 Ω - 8000 Ω. Vikojen ajankohtana mittareilla oli havaittavissa jännitteenmuutoksia, mutta havainnot olivat toisistaan poikkeavia sekä tapahtumien aikaleimat eivät aina täsmänneet vikojen tapahtuma-aikojen kanssa.

Testauksen tuloksien perusteella voidaan todeta, että mittarien avulla pystytään havaitsemaan nopeita keskijänniteverkon jännitteenmuutoksia pienjänniteverkossa muuntajan läpi. Tämän perusteella kannattaa tehdä jatkotutkimusta erilaisten keskijänniteverkon vikatyyppien vaikutuksista pienjännitepuolelle. Mittarien avulla erilaiset vikatyypit saattaa olla mahdollista tunnistaa toisistaan erilaisten aiheutuvien ilmiöiden perusteella. Lisäksi vikoja voisi olla mahdollista paikantaa, koska vikojen aiheuttamat jännitteenmuutokset ovat suurempia lähellä vikapaikkaa. [40]

Testien perusteella maasulkuvikojen tunnistaminen pienjännitepuolen mittauksilla vaikuttaisi olevan mahdollista. Lisäksi tarvittavat mittaukset vaikuttavat olevan tehtävissä uuden sukupolven sähkömittareilla. Nämä vaativat kuitenkin lisätutkimusta. Erityisesti on tutkittava ja testattava, kuinka maasulut voidaan erottaa muista vikatyypeistä. Vikatyyppien tunnistaminen vaatii tarkan tiedon keskijänniteverkon vikatyyppien aiheuttamista ilmiöistä pienjännitepuolella sekä mittariin päivitettävän viantunnistusominaisuuden. Vikatilanteiden paikantaminen mittarien avulla vaatii tarkkaa verkon mallintamista tai useita mittareita samalla alueella mittaamassa samoja ilmiötä.

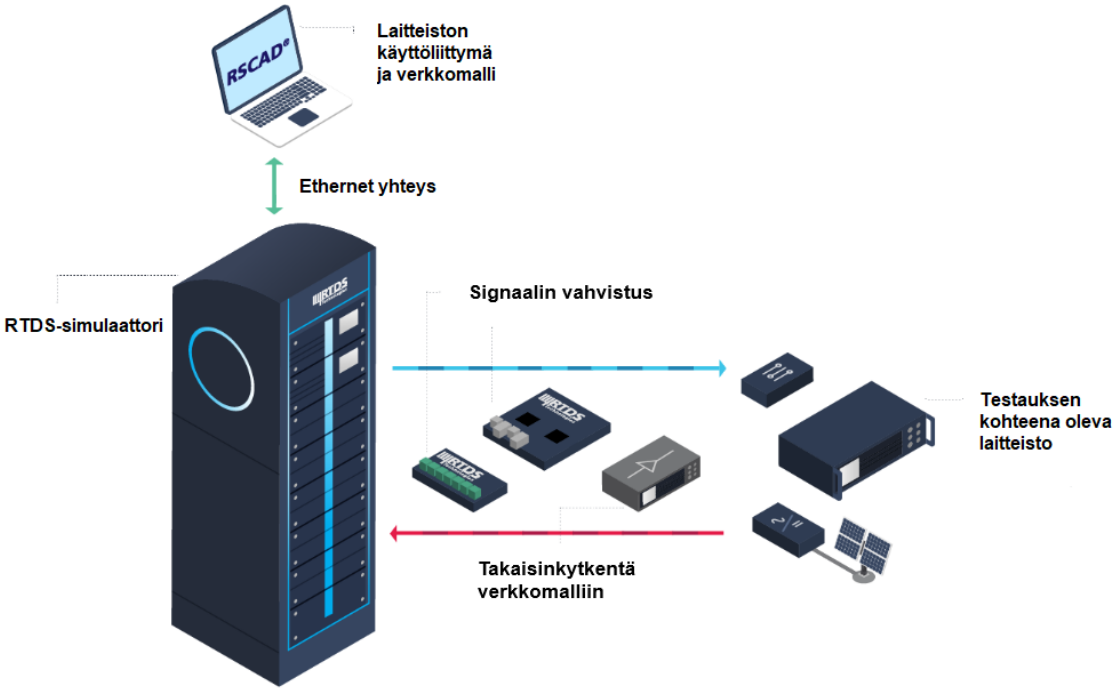
5. KESKIJÄNNITEVERKON MAASULUN TUNNISTAMINEN AMR 2.0 SÄHKÖMITTARILLA

Edellisen luvun kenttätestin tuloksien perusteella maasulkujen tunnistaminen Elenian käyttämillä AMR 2.0 sähkömittarilla vaikuttaa mahdolliselta. Tässä luvussa tavoitteena on luoda samankaltaiset olosuhteet simulaatioympäristössä kuin kenttätestien aikana oli todellisessa verkossa ja tarkastella pienjänniteverkossa havaittavia maasulun aiheuttamia ilmiöitä eri verkon osissa. Tämän luvun alussa esitetään simulaatioympäristö ja simulaatiossa hyödynnettävä laitteisto. Luvussa 5.2 tutustutaan simuloinneissa käytettävään verkkomalliin sekä mallissa käytettyihin parametreihin. Luvussa 5.3 esitetään simulaatioissa saadut tulokset.

5.1 Simulaatioympäristö ja simulaatioissa käytetyt laitteet

Tässä työssä tehtävät simulaatiot toteutettiin Tampereen yliopiston RTDS-laboratoriossa (Real-Time Digital Simulator). RTDS on reaaliaikainen digitaalisimulaattori, jonka avulla voidaan tarkasti mallintaa sähköverkkoa. Reaaliaikaisten simulaatioiden avulla voidaan tutkia sähköverkossa ja sen laitteissa tapahtuvia ilmiöitä. Simulaatio-olosuhteissa voidaan tarkastella laajoja siirto- ja jakeluverkkoja sekä pienempiä suljettuja järjestelmiä. Digitaalisimulaattorilla voidaan esimerkiksi testata uusien sähköverkon laitteiden, kuten suojareleiden tai sähkömittarien toimintaa tai sillä voidaan simuloida verkon ilmiöitä erilaisissa vikatilanteissa. RTDS-simulaattoria voidaan siis käyttää työkaluna vikatilanteisiin varautumisessa sekä sähköverkon kehityksessä. [42]

RTDS-simulaatioympäristö muodostuu fyysisistä simulaatiolaitteista sekä sähköverkon mallintamiseen käytetystä ohjelmistosta. RSCAD (Real-Time Digital Simulator Computer Aided Design) on RTDS Technologiesin kehittämä sähköverkon mallinnusohjelmisto, jossa luodaan verkkomalli simuloitavasta sähköverkon osasta ennen varsinaista simulaatiota. RSCAD toimii myös simulaattorin käyttöliittymänä. [42] Kuva 24 esittää RTDS-simulaatioympäristön komponentit.

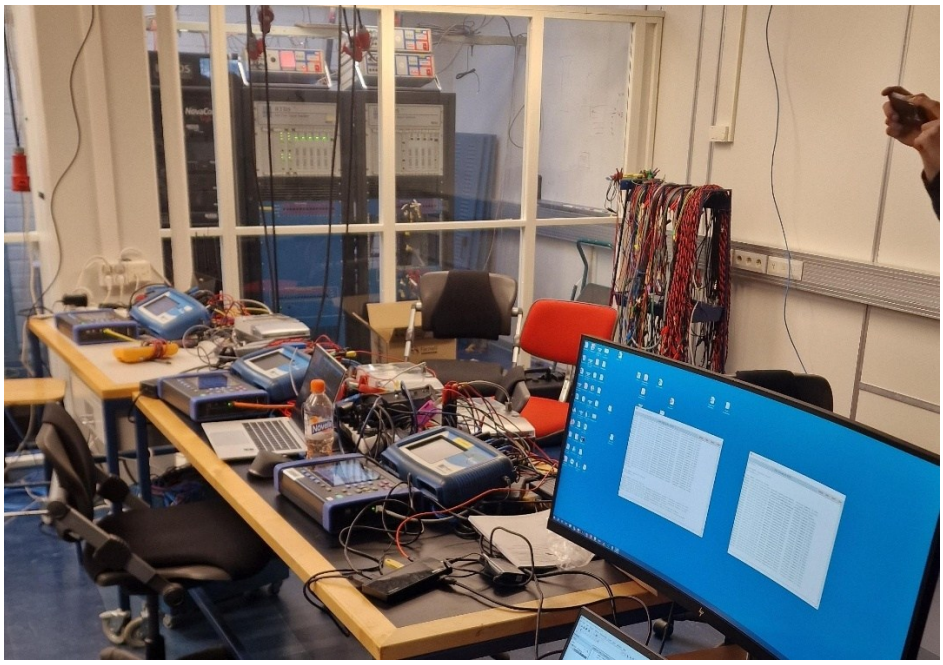


Kuva 24. *RTDS-simulaatioympäristö. [42]*

Kuva 24 havainnollistaa RTDS-ympäristössä käytettävää laitteistoa ja kuvasta huomataan, että RTDS-simulaattorin avulla voidaan tarkastella fyysisen laitteen toimintaa digitaalisessa verkkomallissa. Simulaattorin avulla testin kohteena oleva laitteisto saadaan mahdollisimman todenmukaisiin olosuhteisiin ilman fyysistä sähköverkkoon kytkentää. RTDS-simulaattorin avulla voidaan testata esimerkiksi verkon suoja- ja automaatiolaitteiden toimintaa. [42]

Tässä työssä RSCAD-ohjelmalla valittiin halutut mittauspisteet ja syötettiin niiden pisteiden jännitteet RTDS-simulaattorin ulostulokomponenttiin. Ulostulossa jännitteet ovat pienet, mutta vahvistimen avulla jännite korotetaan pienjänniteverkon 0,4 kV tasolle. Vahvistimelta noin 230 V suuruiset vaihejännitteet johdotettiin testattaville sähkömittareille sekä muille halutuille mittalaitteille. Laboratoriotilassa on käytettävissä 3 vahvistinta, joten simulaatiot suoritettiin siten, että verkkoa tarkasteltiin kolmesta eri pisteestä.

Lisäksi simulaatioissa hyödynnettiin yliopiston sähkönlaatuanalysaattoreita. Simulaatiossa kaikkiin mittauspisteisiin kytkettiin yksi Hiokin, sekä yksi Dranetzin valmistama sähkönlaatuanalysaattori. Hiokin analysaattorilla saatiin mitattua ja tallennettua tarkasti jännitteiden aaltomuodot. Puolestaan Dranetzin analysaattori asetettiin mittaamaan ja tallentamaan jännitteiden tehollisarvoja. Kuva 25 esittää laboratorion mittausjärjestelyn.



Kuva 25. *Mittausjärjestelyt yliopiston RTDS-laboratoriossa.*

Yllä olevassa kuvassa taustalla näkyy RTDS-simulaattori, jonka päällä ovat kolme simulaatiossa käytettyä vahvistinta. Kuvassa pöydällä näkyy kaikille kolmelle mittauspisteelle asetetut Hiokin ja Dranetzin sähkönlaatuanalysaattorit sekä Aidonin sähkömittarit.

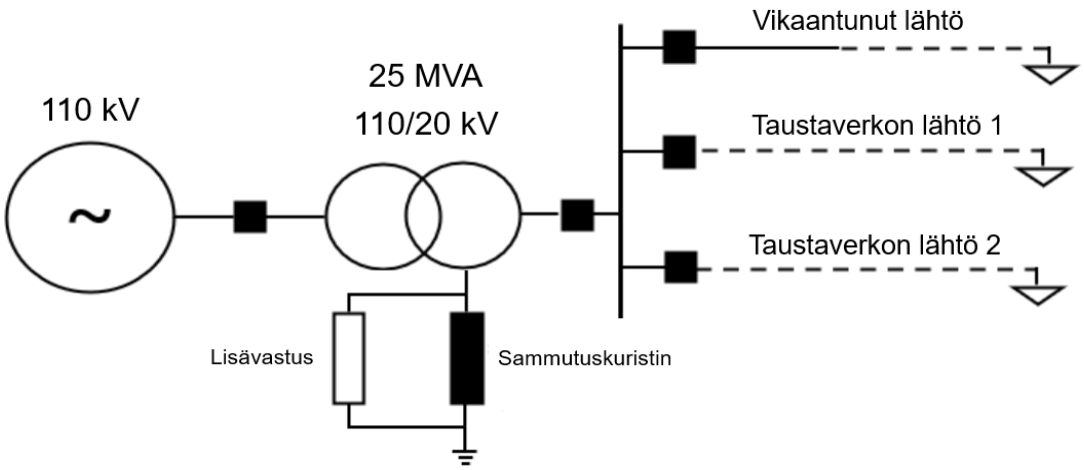
Työn simulaatioissa hyödynnettiin myös Pico Technologyn valmistamaa oskilloskooppia PicoScope 2406B. Oskilloskooppi on mittalaite, jonka avulla saadaan graafisesti näkyville laitteeseen sisään tulevan signaalin reaaliaikainen aaltomuoto. Sähkötekniikassa oskilloskooppia hyödynnetään tyypillisesti jännitteen tai sähkövirran aaltomuodon mittaamisessa. PicoScope 2406B-laitteella on 1 GS/s näytteenottotaajuus, joten sen avulla voidaan havaita nopeimmatkin muutokset jännitteen arvoissa [43].

Oskilloskooppia käytettiin RTDS-simulaation yhteydessä siten, että oskilloskoopilla mitattiin pienjännitepuolella jännitteen arvoja samaan aikaan kun keskijännitepuolelle simuloitiin vikatilanteita. Mittaustilanteessa oskilloskooppi asetettiin vastaavalle 8 kHz mittaustaajuudelle, jotta laite havaitsi muutokset jännitteessä vastaavalla tavalla kuin Aidonin sähkömittarit. Oskilloskoopin havaitsemia jännitteen poikkeamia tarkastellaan myöhemmin tässä työssä.

5.2 Simulointimalli

Työssä tehtävät simulaatiot on rakennettu RSCAD-ohjelmalla. Oriveden sähköaseman lähtö, jossa aiemmin mainitut kenttätestit toteutettiin, on erittäin pitkä ja sen tarkka mallintaminen RSCAD-ohjelmalla ei ollut realistista sen solmupisterajoituksen vuoksi.

Tästä syystä simuloinneissa käytettyä verkkomallia on jouduttu yksinkertaistamaan, mutta mallissa käytetyt komponentit sekä johtotyypit ovat sellaisia, joita on käytössä todellisuudessa Oriveden sähköaseman syöttämässä verkossa. Kuva 26 esittää simuloitavan verkkomallin verkkokaavion.



Kuva 26. *Simuloitavan verkkomallin verkkokaavio.*

Simulointimallissa päämuuntaja on asetettu nimellisteholtaan vastaamaan Oriveden sähköaseman muuntajakoneita, mutta päämuuntajan muuntosuhde on hieman todellisesta poikkeava, jotta laboratorion mittalaitteiden jänniterajat eivät ylity. Myös päämuuntajan kytkentäryhmä poikkeaa todellisesta. Tähti-kolmio-kytkentä on muutettu tähti-tähti kytkennäksi, sillä keskitetyn maasulkuvirran kompensointilaitteisto on helpompi mallintaa kytkettynä päämuuntajan toisiopuolen tähtipisteeseen. Todellisuudessa keskitetty kompensointi toteutetaan maadoitusmuuntajan avulla 500 V tasolle siten, että sammutuskuristimen rinnalle kytketään 2,5 Ω lisävastus. Simulointimallissa lisävastuksen arvo on redusoitu 20 kV tasolle, jolloin lisävastuksen resistanssiksi saadaan 1333,33 Ω. Sammutuskuristimen induktanssin arvo puolestaan määritettiin siten, että vikatilanteessa maasulkuvirta on mahdollisimman pieni, kun verkkoon simuloitiin jäykkä maasulku.

Verkkomallissa lähdöt ovat mallinnettu maakaapelina sekä ilmajohtona. Vikalähdössä 22 km maakaapelia ja 15 km ilmajohtoa, taustaverkon lähdössä 1 28 km maakaapelia ja 15 km ilmajohtoa sekä taustaverkon lähdössä 2 15 km maakaapelia ja 8 km ilmajohtoa. Mallissa käytetään maakaapelia AHXW240 sekä Sparrow ja Swan ilmajohtoja. RSCAD:ssä johtimet on mallinnettu TLine-moduulissa ”pi section”-mallina siten, että johtimen tietoihin täytetään myötä- ja nollaverkkojen impedanssien arvot. Kaapeleiden

mallien lisäksi verkkoon on lisätty keskitetysti sekä hajautetusti kapasitanssia kasvattamaan taustaverkosta aiheutuvaa kapasitanssia, jotta verkon ilmiöt olisivat todenmukaisempia.

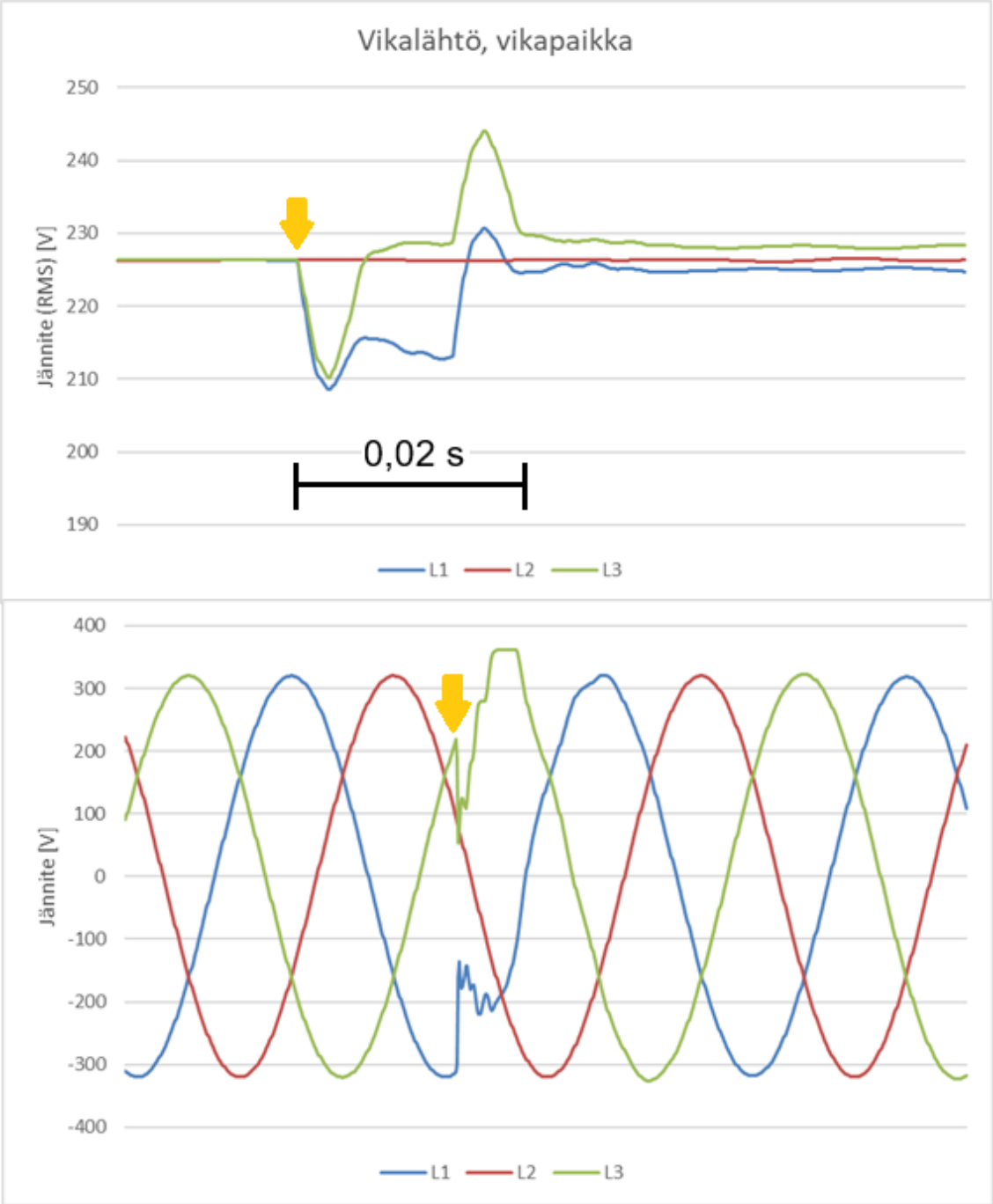
Johtimien lisäksi verkkomallissa on yhteensä 9 jakelumuuntajaa. Niistä 4 on vikalähdössä ja loput 5 sijaitsevat taustaverkon lähdöissä. Kaikkien jakelumuuntajien kytkentäryhmä on Dyn11, koska todellisessa verkossa suurin osa muuntajista on juuri tällaisia. Nimellisteholtaan jakelumuuntajat ovat 630 kVA lähempänä päämuuntajaa ja kauemmat jakelumuuntajat ovat 250 kVA tai 160 kVA suuruisia. Jakelumuuntajat on asetettu 5–20 km päähän toisistaan siten, että simulaatioissa kaikkien kohdalle voidaan asettaa tarkasteltava mittauspiste.

5.3 Keskijänniteverkon maasulkujen tunnistaminen sähkömittarilla

Tässä luvussa esitellään simulaatioissa saatuja tuloksia sekä selostetaan mitä muutoksia verkkomallissa on tehty simulaatioiden välissä. Pääasiallisena tarkastelun kohteena on vikojen ajoilta tallennetut vaihejännitteiden tehollisarvot. Simulaatioiden tavoitteena on tunnistaa, miten keskijänniteverkossa tapahtuva maasulku ilmenee pienjänniteverkossa. Lisäksi simulaatioiden yhteydessä tehdään ensimmäistä testausta Aidonin toteuttamalle maasuluntunnistusalgoritmille. Testauksen tuloksia hyödynnetään algoritmin jatkokehityksessä.

Aidonin toteuttamassa maasuluntunnistusominaisuudessa mittari tarkastelee vaihejännitteiden RMS-arvoja. Maasuluntunnistus perustuu luvun 4 kenttätesteissä havaittuun ilmiöön, jossa kahden vaiheen jännite hetkellisesti putoaa ja yhden vaiheen jännite pysyy samana. Tämän takia tässä työssä tehtävien simulaatioiden tarkastelussa keskitytään pääasiallisesti maasulun aiheuttamaan ensimmäiseen transienttiin, jossa jännitteet putoavat.

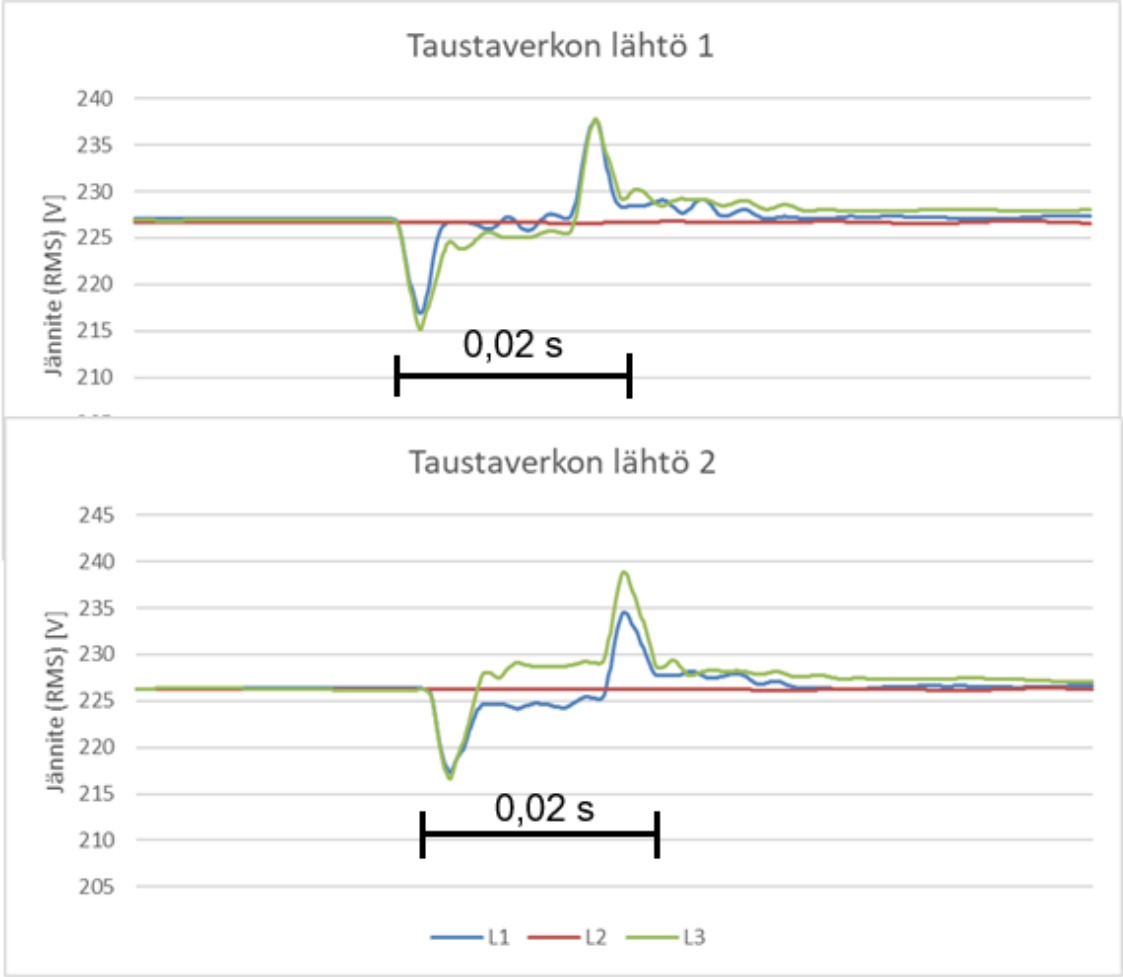
Ensimmäisessä simulaatiossa verkko on kuvan 26 mukainen. Vikapaikka sijaitsee vikalähdössä 22 km etäisyydellä päämuuntajasta. Kaikkiin kolmeen lähtöön on asetettu mittauspisteet siten, että yksi sijaitsee vikapaikassa ja kaksi muuta mittauspistettä sijaitsee terveissä lähdöissä 20 km ja 15 km etäisyydellä päämuuntajalta. Kaikki mittauspisteet ovat asetettu jakelumuuntajien pienjännitepuolelle. Kuva 27 esittää pj-verkon tehollisjännitteet sekä aaltomuodot vikapaikassa, kun maasulku tapahtuu vaiheessa L3 ja vikaresistanssi on 0,1 Ω.



Kuva 27. *Vaihejännitteiden RMS-arvot sekä aaltomuodot vikapaikassa vaiheen L3 maasulussa 0,1 Ω vikaresistanssilla.*

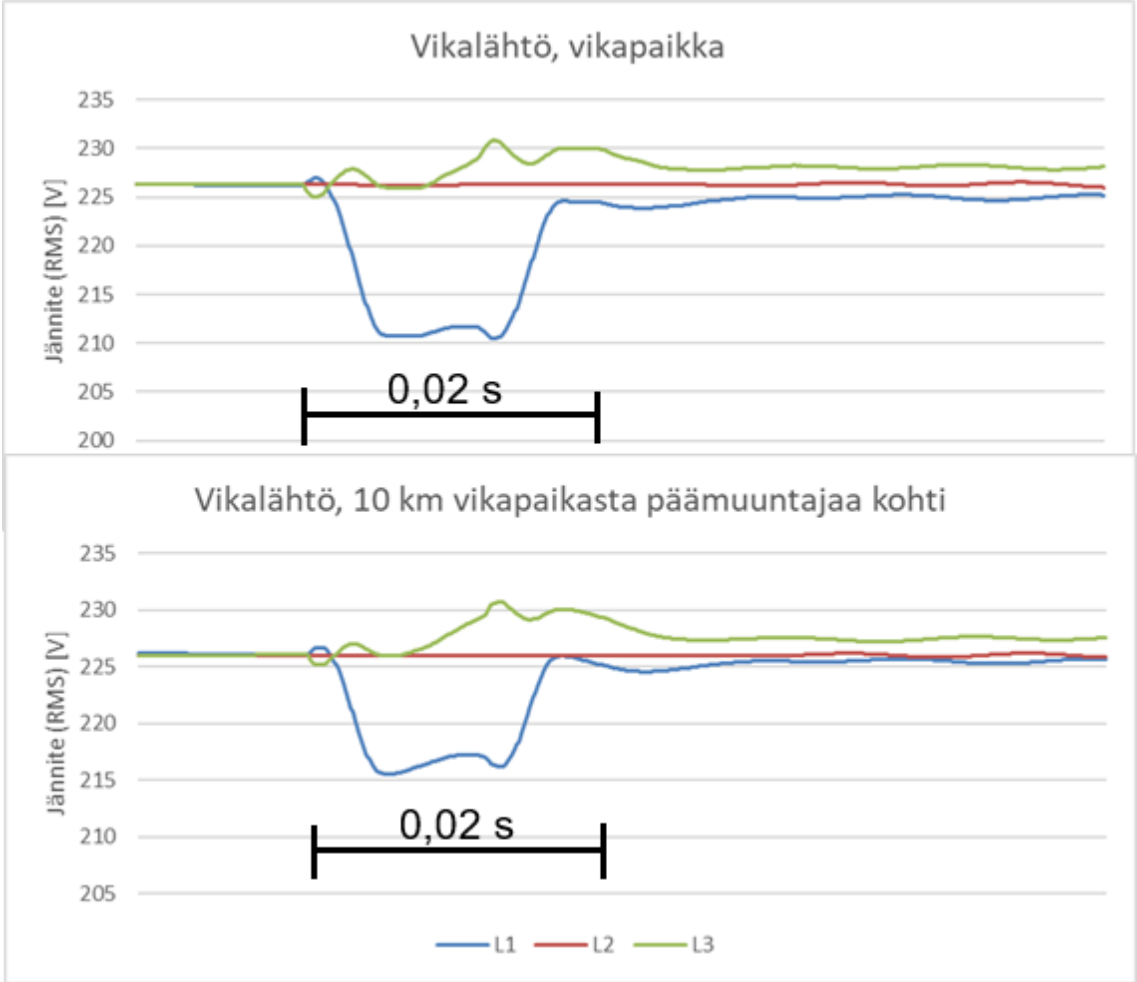
Yllä olevan kuvan molempiin kuvaajiin on merkattu vikahetki keltaisella nuolella. Kuvasta huomataan, että ensimmäisessä transientissa kahden vaiheen jännite putoaa noin 18 V normaalitilanteeseen nähden. Maasulun transientin aiheuttama poikkeama kahden vaiheen vaihejännitteiden tehollisarvoissa kestää noin 0,02 s eli yhden jaksonajan verran, jonka jälkeen jännitteet palaavat lähelle vikaa edeltänyttä jännitetasoa. Aaltomuodoista tarkasteltuna merkittävimmät poikkeamat jännitteissä kestävät noin neljänneksen jakson kestosta eli 0,005 s. Transientin kesto vikatilanteissa ja sen

vaikutus vaihejännitteiden RMS-arvoihin pysyy samana kaikissa simuloiduissa vikatilanteissa. Kuva 28 esittää vaihejännitteiden RMS-arvot terveissä taustaverkon lähdöissä 1 ja 2.



Kuva 28. *Taustaverkon lähtöjen vaihejännitteiden RMS-arvot saman vikatilanteen aikana kuin kuvassa 27. Yläpuolella taustaverkon lähtö 1 20 km etäisyydellä päämuuntajasta, ja alapuolella lähtö 2 15 km etäisyydellä päämuuntajasta.*

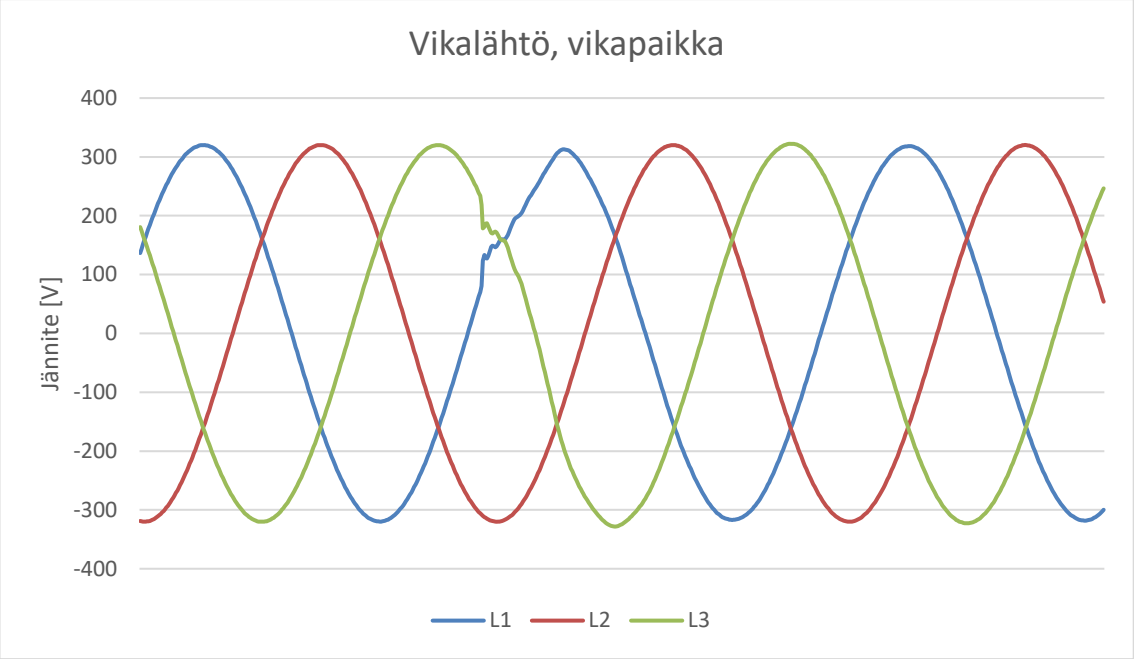
Yllä olevasta kuvasta huomataan, että molemmissa lähdöissä ensimmäisessä transientissa kahden vaiheen jännite putoaa noin 10–12 V. Aidonin sähkömittari havaitsi vian vikapaikassa, mutta ei taustaverkon lähdöissä. Terveissä lähdöissä tapahtuvissa ilmiöissä ei ole toisiinsa nähden merkittäviä eroavaisuuksia, joten siirretään toinen mittauspiste vikalähtöön 10 km etäisyydelle vikapaikasta päämuuntajaa kohti. Kuva 29 esittää täysin vastaavan maasulkuvian RMS-jännitteet kuin aiemmin. Kuvassa on sekä vikapaikasta mitatut arvot että samassa lähdössä 10 km etäisyydellä mitatut arvot.



Kuva 29. *Yläpuolella vaihejännitteiden RMS-arvot vikapaikassa ja alapuolella vastaavat arvot samassa lähdössä 10 km päässä vikapaikasta.*

Kuvasta huomataan, että tällä kertaa vain yhdessä vaiheessa tapahtuu merkittävä pudotus jännitteessä. Vaiheessa L3 on havaittavissa poikkeamia, mutta jännite ei putoa vastaavalla tavalla kuin kuvassa 27. Vikalähdössä molemmissa mittauspisteissä mitatut jännitteenpoikkeamat ovat peruspiirteiltään todella samanlaisia, mutta vikapaikassa vaiheen L1 jännite putoaa noin 5 V enemmän. Aidonin mittari ei havainnut maasulkua missään mittauspisteessä.

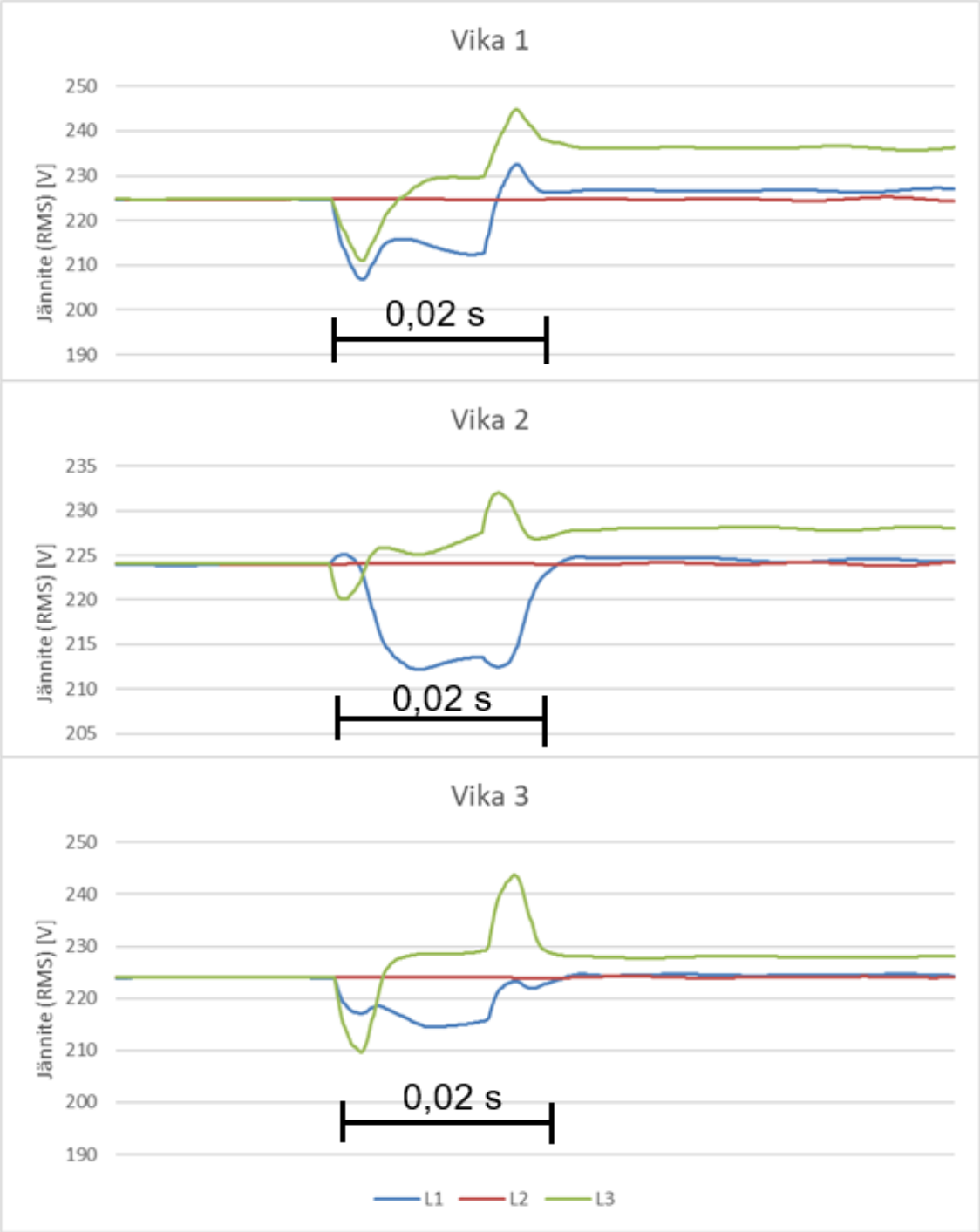
Vian aiheuttamat poikkeamat eroavat ensimmäisistä kuvaajista merkittävästi, joten tarkastellaan myös vian aiheuttamia ilmiöitä vaihejännitteiden aaltomuodoissa. Kuva 30 esittää vaihejännitteiden aaltomuodot vikapaikassa saman vian aikana kuin yllä olevassa kuvassa.



Kuva 30. *Kj-verkon maasulun aiheuttama poikkeama vaihejännitteiden aaltomuodoissa.*

Kuvaajasta huomataan, että vian aiheuttama poikkeama jännitteissä on pienempi kuin kuvassa 27 esitetyssä kuvaajassa. Vika tapahtuu ajanhetkellä, jolla viallisen vaiheen L3 jännite on lähestymässä nollaa, toisin kuin kuvan 27 tapauksessa.

Seuraavaksi tarkastellaan kolmea eri ajanhetkellä aiheutettua vikatilannetta. Kuva 31 esittää kolme kuvaajaa simuloitujen maasulkuvikojen ajalta, jotka on tässä nimetty aikajärjestyksessä vioiksi 1, 2 ja 3. Kaikissa kuvaajissa mittauspisteenä on vikapaikka. Ennen vikaa 1 verkkomallissa pienennettiin hieman maasulkuvirran kompensointia, jotta voidaan tarkastella kompensoinnin vaikutusta havaittavaan ilmiöön. Kuitenkin useamman toteutetun simulaation perusteella pienet kompensoinnin muutokset verkossa eivät vaikuta merkittävästi jännitteisiin vian alkuvaiheen noin 0,02 s kestävässä transientti-ilmiössä. Kompensoinnin muutosten vaikutukset näkyvät siinä, mille tasolle jännitteet tasaantuvat nopeiden heilahtelujen jälkeen. Vian 1 jälkeen maasulkuvirran kompensointia jälleen kasvatettiin. Vikojen 2 ja 3 välissä verkossa ei tehty mitään muutoksia. Vikaresistanssi on edelleen sama 0,1 Ω.

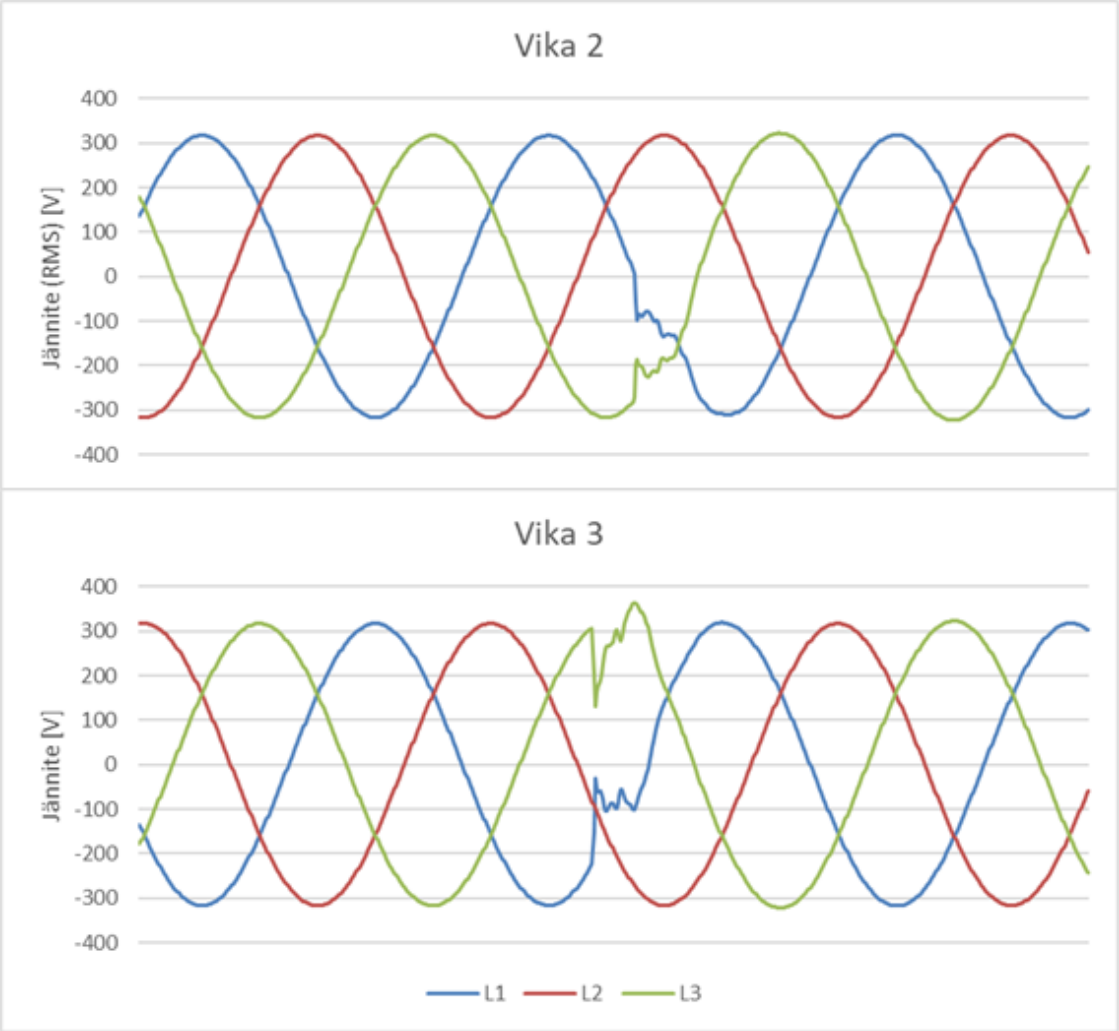


Kuva 31. *Vaihejännitteiden RMS-arvot kolmessa eri maasulkuviassa vikapaikassa mitattuna.*

Yllä olevasta kuvasta huomataan, että kaikki kolme vikatilannetta ovat pj-puolelta mitattuna erilaisia keskenään, vaikka verkossa tehdyt muutokset ovat pieniä tai niitä ei ole ollenkaan. Aidonin mittari havaitsee vian 1 vikapaikassa sekä 10 km etäisyydellä viasta. Lisäksi sähkömittari havaitsee vian 3 vikapaikassa. Vikaa 2 ei havaittu mittareilla.

Tarkastellaan lisää vikoja 2 ja 3, sillä ne eroavat selkeästi toisistaan, vaikka vikojen välissä verkossa ei ollut mitään muutoksia. Kuva 32 esittää vikojen 2 ja 3 aikaiset

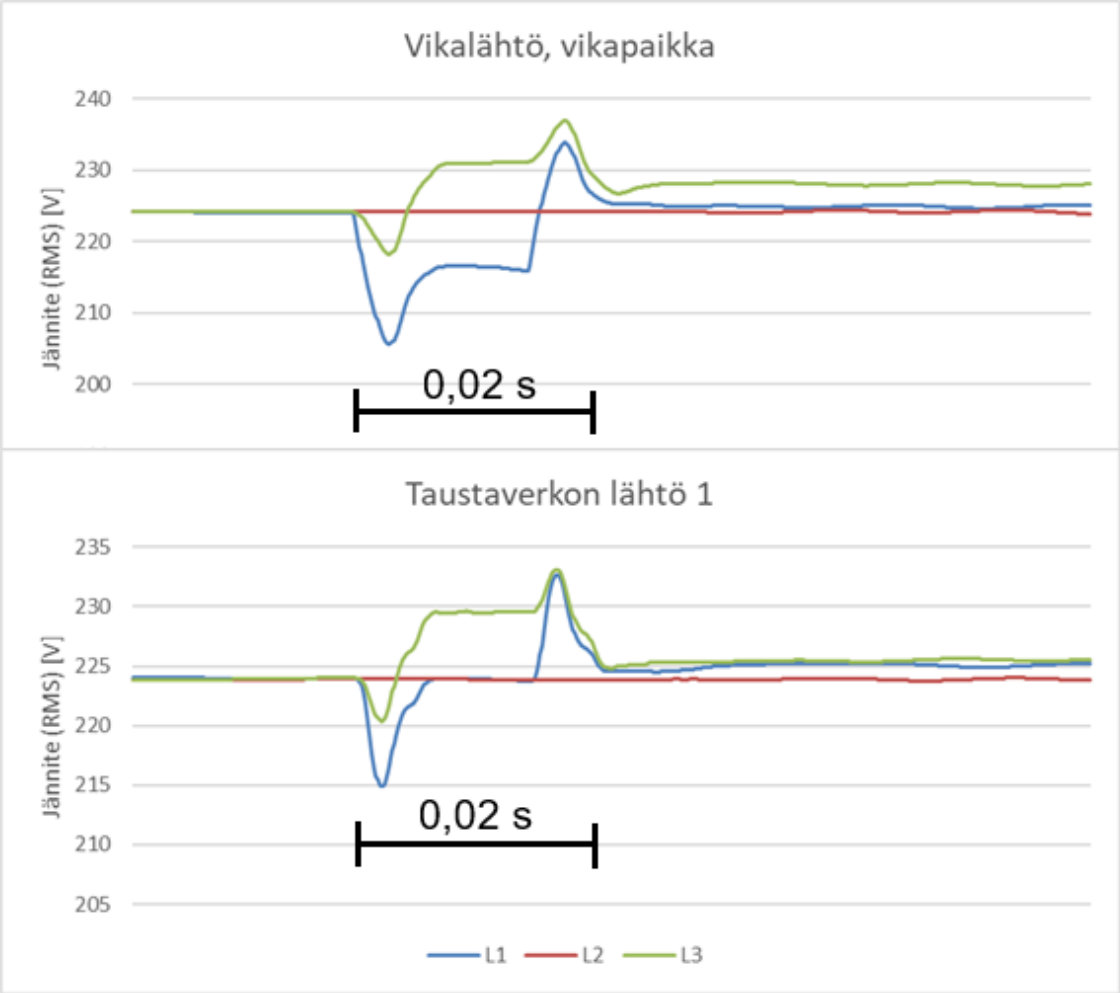
vaihejännitteiden aaltomuodot, kun maasulku tapahtuu keskijänniteverkossa vaiheessa L3.



Kuva 32. *Vianhetkien vaihejännitteiden aaltomuodot vikapaikassa. Yläpuolella kuvassa vika 2 ja alapuolella vika 3.*

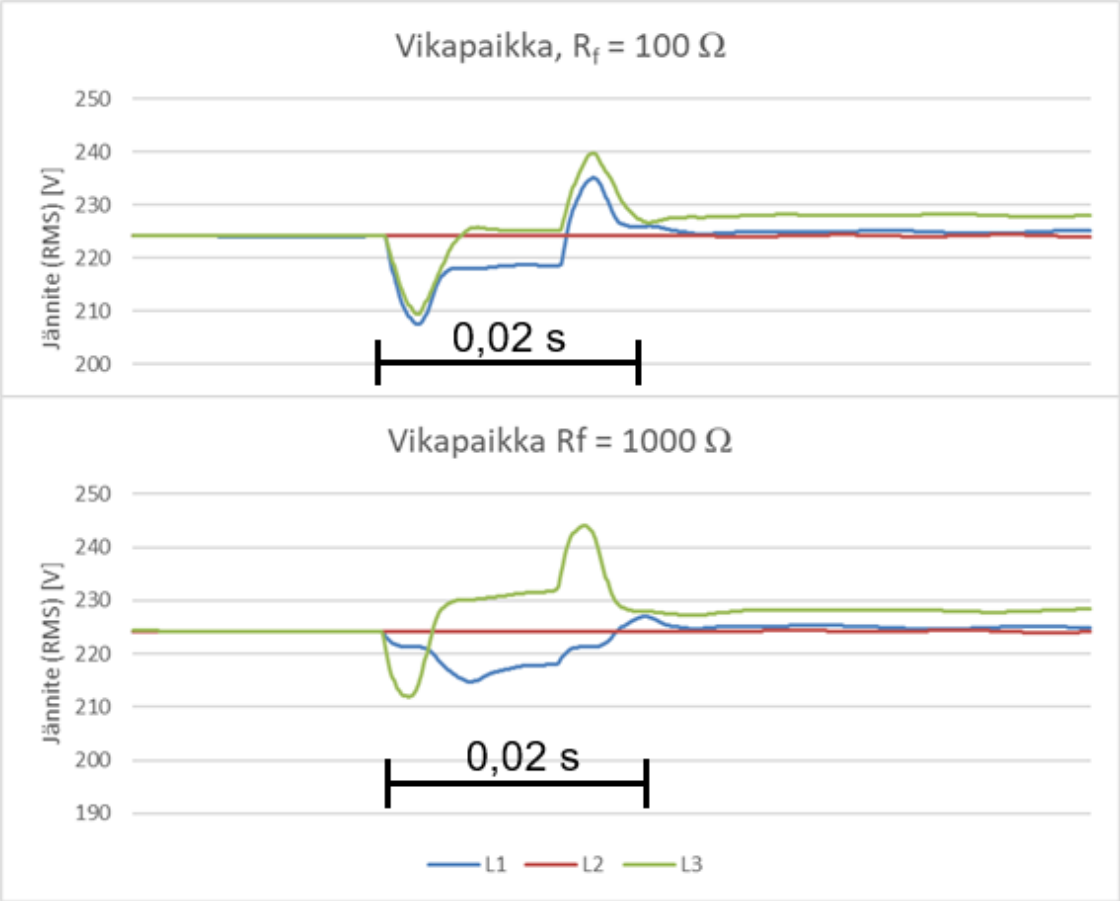
Vaihejännitteiden aaltomuodoista vianhetkellä huomataan, että ensimmäisen transientin jännitteenpoikkeama on suurempi vian 3 tapauksessa. Lisäksi viasta 3 huomataan, että vika tapahtuu, kun vaihe L3 on sellaisessa vaihekulmassa, jossa jännite loittonee nollasta. Puolestaan vika 2 tapahtuu sellaisessa vaihekulmassa, jossa vaiheen L3 jännite lähestyy nollaa.

Seuraavaksi tarkastellaan maasulun vikaresistanssin vaikutusta pj-verkossa havaittavaan jännitteenmuutokseen. Kuva 33 esittää maasulkuvian aikaiset poikkeamat jännitteiden RMS-arvoissa vikapaikasta sekä terveestä lähdöstä mitattuna, kun vikaresistanssia nostetaan 10 Ω:iin.



Kuva 33. *Vaihejännitteiden RMS-arvot, kun vikaresistanssi 10 Ω. Yläpuolella vikapaikan jännite ja alapuolella terveestä lähdöstä mitattu jännite.*

Kuvasta huomataan, että vikaresistanssin nostaminen 100-kertaiseksi ei aiheuttanut merkittävää vaikutusta ensimmäiseen transienttiin. Vikapaikassa jännite putoaa hetkellisesti noin 17 V ja terveessä lähdössä 9 V. Aidonin mittari havaitsee maasulun vikapaikassa. Lisätään maasulun vikaresistanssia suuremmaksi. Kuva 34 esittää kaksi kuvaajaa vaihejännitteiden RMS-arvoista, kun vikaresistanssi on 100 Ω ja 1000 Ω.



Kuva 34. *Vaihejännitteiden RMS-arvot vikapaikassa eri vikaresistansseilla. Yläpuolella R_f = 100 Ω ja alapuolella R_f = 1000 Ω.*

Yllä olevasta kuvasta havaitaan pieniä muutoksia ensimmäisen transientin voimakkuudessa. Muutokset voidaan kuitenkin selittää vian kytkeytymisvaihekulman eroilla. Kuvasta voidaan todeta, että vikaresistanssin kasvattaminen ei aiheuta simulaatioissa merkittävää muutosta havaittuun ensimmäiseen transienttiin. Aidonin sähkömittari pystyi havaitsemaan vian, jossa $R_f = 100\ \Omega$, mutta ei vikaa, jossa $R_f = 1000\ \Omega$.

6. POHDINTA

Tässä luvussa tarkastellaan luvussa 5.3 esitettyjä tuloksia työssä tehdyistä simulaatiosta ja vertaillaan simulaatioiden tuloksia kenttätestien tuloksiin. Lisäksi luvussa tutkitaan muita pienjänniteverkon jännitteisiin vaikuttavia ilmiöitä, jotka voivat esiintyä sähkömittarille samankaltaisesti kuin keskijänniteverkon maasulku. Luvussa arvioidaan myös maasulkujen paikantamisen mahdollisuutta maasuluntunnistusominaisuuden avulla.

6.1 Päätelmät ja havainnot simulaatioista

Luvussa 5.3 esitellyistä simulaatiotuloksista voidaan havaita, että keskijänniteverkon maasulun transientin aiheuttaman jänniteheilahduksen voimakkuus on aina suurempi vikapaikassa kuin muissa mittauspisteissä. Tämä toteutui poikkeuksetta kaikissa simulaatioissa sekä ilmiö oli myös havaittavissa kenttätesteissä.

Keskijänniteverkon maasulut ilmenivät pienjänniteverkossa keskenään erilaisina. Vikojen aikaiset vaihejännitteiden tehollisarvojen kuvaajat erosivat selvästi toisistaan, vaikka simuloitu vikatilanne toistettiin samoilla vikaresistansseilla ja samassa verkossa. Kahden eri vian aiheuttaman jännitepoikkeaman vertailu on siis haastavaa. Puolestaan kun tarkastellaan yhden vian aiheuttamia ilmiöitä, ilmenevät ne hyvin samankaltaisina useassa eri mittauspisteessä eri puolella verkkoa. Tästä syystä yhdestä viasta aiheutuneet ilmiöt eri mittauspisteissä havaittuna ovat keskenään vertailukelpoisia, ja niitä voidaan hyödyntää vian paikantamisessa tarkkailemalla missä verkon pisteessä ilmiö on voimakkaimmillaan.

Erot jännitteiden tehollisarvoissa voidaan selittää tutkimalla jännitteiden aaltomuotoja vikojen ajalta. Kuvissa 27 ja 30 esitetään kahden eri tavalla esiintyvän vian vaihejännitteiden aaltomuodot. Kuvassa 27 vika tapahtuu sellaisessa vaihekulmassa, jossa jännitteen arvo loittonee nollasta, kun taas kuvassa 30 vikahetkellä jännitteen arvo lähestyy nollaa. Sama havainto tehdään myös kuvasta 32, jossa esitetään kahden eri vian aaltomuodot. Aaltomuodoissa vian aikaiset poikkeamat kestävät jakson neljänneksen ajan, joten kuvan kuvan 27 tapauksessa viallisen vaiheen jännitteen poikkeama sijoittuu aaltomuodon huippukohtaan. Puolestaan kuvan 30 tapauksessa poikkeama sijoittuu lähelle aaltomuodon nollakohtaa. Tällä on suuri merkitys jännitteiden tehollisarvojen laskennassa, sillä poikkeamat aaltomuodon nollakohdan lähellä

aiheuttavat pienempiä muutoksia tehollisarvossa kuin poikkeamat aaltomuodon huippukohdissa.

Kenttätestien aikana tehdyissä muistiinpanoissa tai muussa testien materiaaleissa ei ole merkintöjä vastaavasta ilmiöstä. Kenttätestien aikaisista jännitetallenteista havaitaan, että vian kytkeytymisvaihekulmat ovat vaihdelleet myös testeissä. Kuitenkaan tämä ei näytä vaikuttavan merkittävästi vaihejännitteiden RMS-arvoihin, vaan vika aiheutti kaikissa tapauksissa jänniteheilahduksen kahdessa vaihejännitteessä.

Kenttätesteissä keskijänniteverkon maasulku ei näkynyt suurella vikaresistanssilla. Simulaatioissa puolestaan vikaresistanssin kasvattaminen ei näyttänyt vaikuttavan vian aiheuttamiin poikkeamiin merkittävästi. Kenttätestien ja muun aiheeseen liittyvän tutkimuksen perusteella tämän ei pitäisi olla mahdollista, joten todennäköisesti tämä johtuu siitä, että simuloinneissa käytetyssä verkkomallissa ei ollut otettu huomioon kaikkia todellisen sähköverkon komponentteja. Vikaresistanssin vaikutusta ilmiöön on siis syytä tutkia lisää todellisessa verkossa tai simulointiympäristössä todenmukaisemmassa verkkomallissa.

Kenttätestien tuloksia ja simulaatioiden tuloksia verratessa huomataan, että havaitut ilmiöt ovat pääpiirteiltään vastaavan kaltaisia, mutta ei kuitenkaan keskenään samanlaisia. Kenttätesteissä lähellä vikapaikkaa havaittiin hetkellisesti jopa 60 V syvä jänniteheilahdus jäykän maasulun tapahtuessa, kun taas vastaavassa tilanteessa simulaatioympäristössä suurimmillaan aiheutui noin 20 V syvä jänniteheilahdus. Kenttätesteistä ei ole saatavilla tallenteita useiden saman tyyppisten vikojen ajalta, joten ei voida sanoa kuinka paljon kahden eri maasulun aiheuttamat ilmiöt eroavat toisistaan todellisessa verkossa.

Tämän työn luvussa 5.3 esitettiin pienjänniteverkossa tapahtuneet häiriöt 8 erilaisen keskijänniteverkon maasulun ajalta. Sähkömittarin maasuluntunnistusominaisuus havaitsi näistä vioista 5 kappaletta, jolloin maasulku tunnistettiin 62,5 % tarkkuudella. Loput 3 vikatilannetta jäivät kokonaan indikoimatta. Simulointipäivän aikana algoritmi ei antanut yhtäkään virheellistä indikaatiota sellaisena hetkenä, kun maasulkua ei aiheutettu verkkoon. On kuitenkin huomioitavaa, että testauksessa oli vasta ominaisuuden ensimmäinen versio ja testaukset tehtiin aikaisessa vaiheessa ominaisuuden kehitystä. Maasulun tunnistuksen luotettavuudelle ei kannata antaa liian suurta painoarvoa, sillä ominaisuus on vasta kehitysvaiheessa sekä viat simulaatioympäristössä ilmenivät mittarilla hieman erilaisina kuin kenttätestissä, jonka perusteella ominaisuutta on aloitettu rakentamaan. Simuloinnissa saatuja tuloksia käytetään tunnistusalgoritmin jatkokehityksessä.

Maasuluntunnistusominaisuuden luotettavuutta on tarkasteltava lisää tunnistusalgoritmiin tehtyjen muutosten jälkeen. Testausta voidaan toteuttaa uudelleen simulaatioympäristössä sekä vielä oleellisemmin toteuttaa lisätestejä todellisessa sähköverkossa. Simulaatioympäristössä tehtävä testaus vaatii kehitystä verkkomalliin, jotta vikatilanteista saadaan todenmukaisempia. Uusissa simuloinneissa pitäisi keskittyä tarkastelemaan vian kytkeytymisvaihekulmaan siten, että se olisi säädettävissä halutuksi, jotta saadaan tarkemmin selville vaihekulman vaikutus havaittuun ilmiöön. Lisäksi vikaresistanssin vaikutusta ilmiöön olisi tutkittava lisää.

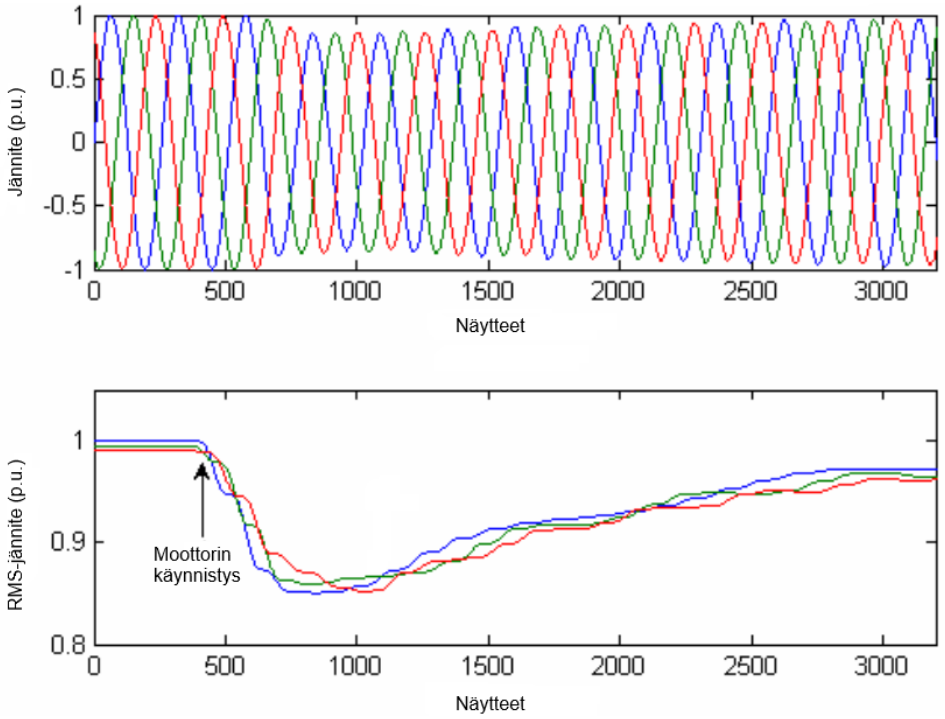
Jatkotestausta todellisessa verkossa on suositeltavaa toteuttaa kahdella tavalla. Voidaan lähettää maasuluntunnistusominaisuus tietyllä alueella sijaitseville asiakkaiden sähkömittareille ja jäädä seuraamaan ominaisuuden toimintaa. Tällä menetelmällä varsinainen maasulkujen tunnistamisen testaus voi kestää kauan, sillä on mahdotonta ennustaa milloin ja missä maasulkuja tapahtuu todellisessa verkossa Lisäksi luonnollisesti tapahtuvan maasulun vikaresistanssi on haastava määrittää tarkasti. Menetelmällä kuitenkin saadaan testattua ominaisuuden toiminta tilanteissa, kun verkossa ei ole maasulkua. Vähintään yhtä tärkeää kuin maasulkujen tunnistaminen, on se, etteivät mittarit lähetä aiheettomia hälytyksiäö maasuluista. Puolestaan ominaisuuden luotettavuus olisi parempi testata vastaavan kaltaisissa kenttätesteissä, jotka Elenia toteutti vuonna 2022, jossa todelliseen verkkoon toteutettiin maasulkuja. Tällä tavalla ominaisuuden luotettavuus vikatilanteiden tunnistamisessa saadaan määritettyä huomattavasti tarkemmin, kuin odottamalla vikatilanteiden tapahtumista normaaleissa olosuhteissa.

Todellisessa verkossa maasulun tapahtuessa suojareleet erottavat viallisen verkon osan terveestä verkosta, mikäli suojalaitteet havaitsevat vian. Tästä syystä sähkömittarin maasuluntunnistusominaisuuden on lähetettävä hälytys nopeasti maasulun havaitsemisen jälkeen, koska sähkön katkeamisen jälkeen mittari pystyy lähettämään hälytyksen mittarissa olevan kondensaattorin avulla noin 10 sekunnin aikana.

6.2 Muut mahdolliset pienjänniteverkon jännitepoikkeamat

Tärkeä osa luotettavaa viantunnistusta on se, että muita sähköverkon ilmiöitä ei tulkita virheellisesti vikatilanteeksi. Tässä luvussa tarkastellaan ilmiöitä, jotka saattavat aiheuttaa pienjänniteverkossa vastaavan kaltaisia ilmiöitä kuin keskijänniteverkon maasulku. Lisäksi pohditaan mitä maasuluntunnistusominaisuudessa on huomioitava, jotta nämä ilmiöt eivät aiheuta virheellisiä hälytyksiä maasuluista.

Sähkömoottorin käynnistys on tunnetuimpia pienjänniteverkon vaihejännitteiden hetkellistä putoamista aiheuttava tapahtuma. Sähkömoottorin käynnistyessä roottorin kiihdyttämiseen tarvitaan suuri virta, joka puolestaan aiheuttaa hetkellisen jännitteen putoamisen moottoria syöttävässä verkossa. [44] Kuva 35 esittää kolmivaiheisen sähkömoottorin käynnistyksestä aiheutuvat poikkeamat pienjänniteverkon vaihejännitteiden aaltomuodoissa sekä RMS-arvoissa.



Kuva 35. *Vaihejännitteiden aaltomuodot (yläpuolella) ja RMS-arvot (alapuolella) kolmivaiheisen sähkömoottorin käynnistyksessä. [45]*

Yllä olevan kuvan pystyakselin arvot on ilmoitettu p.u. muodossa, jossa arvo 1 vastaa aaltomuodon kuvaajassa 400 V ja RMS-jännitteen kuvaajassa 230 V. Vaaka-akselilla on ilmoitettu näytteiden määrä. 3000 näytettä vastaa noin 11,5 jaksonaikaa eli 0,23 s. Kuvasta huomataan, että kolmivaiheisen moottorin käynnistyksestä aiheutuva jännitekuoppa tapahtuu kaikissa vaihejännitteissä ja suurimmillaan jännite putoaa noin 15 % normaalitilasta. Yksivaiheisen sähkömoottorin tapauksessa jänniteheilahdus alaspäin tapahtuu vain yhdessä vaiheessa. Nämä poikkeavat keskijänniteverkon maasulusta, joka aiheuttaa jänniteheilahduksen kahdessa vaihejännitteessä. Lisäksi sähkömoottorin aiheuttama jännitekuoppa kestää noin 10-kertaisesti pidempään. Maasuluntunnistusominaisuudessa on siis huomioitava, että hälytystä maasulusta ei tule lähettää, mikäli jänniteheilahdus esiintyy kaikissa vaihejännitteissä. Lisäksi mittarin on tarkkailtava jänniteheilahduksen pituutta siten, että hälytys lähetetään vain, jos jänniteheilahdus on lyhyempi kuin asetettu arvo, joka voisi tässä tapauksessa olla

esimerkiksi 0,04 s. Tämä aika rajaisi sähkömoottorin käynnistyksen pois, mutta on silti merkittävästi pidempi kuin maasulusta aiheutuva transientti.

Sähköautot ovat yleistyneet merkittävästi viime vuosina ja tulevien vuosien aikana trendi ei ole kääntymässä. Yleistyminen on tehnyt sähköautojen latauksesta yhden merkittävimmistä haasteista myös sähköverkon näkökulmasta. Jos samalla alueella on useita autoja latauksessa samanaikaisesti, niin kulutus voi ylittää verkon kapasiteetin ja aiheuttaa täten poikkeamia pienjänniteverkon jännitteessä. Jännitteen putoaminen tämän vuoksi ei kuitenkaan tapahdu yksiselitteisesti aina samalla tavalla, vaan ilmiön esiintyminen riippuu latauskuorman suuruudesta, ja siitä mille vaiheille yksivaiheiset laturit ovat kytkettyinä. Sähköautojen latauksesta aiheutuva kuorma ei ole täysin tasaisesti jakautunut, joten verkossa voi aiheutua erisuuruisia jännitteenputoamia eri verkon vaiheissa. Latauksesta aiheutuneet jännitteenmuutokset eivät kuitenkaan ole lähellekään yhtä nopeita ilmiöitä kuin mitä keskijänniteverkon maasulku aiheuttaa pienjänniteverkossa. Sähköauton latauksesta aiheutuneet jännitteenpoikkeamat voidaan siis rajata pois samalla tavalla kuin sähkömoottorin käynnistyksen kanssa eli asettamalla jänniteheilahdukselle maksimipituuden. [46]

Muut sähköverkon vikatyypit aiheuttavat myös suuria ja nopeita muutoksia pienjänniteverkon jännitteissä. Oikosulku on vikatilanne, jossa virtapiirin johtimet joutuvat keskenään johtavaan yhteyteen. Oikosulut voivat esiintyä sähköverkossa 2- tai 3-vaiheisina [29]. Kolmivaiheisen oikosulun tapahtuessa kaikissa vaihejännitteissä ilmenee häiriö, joten se voidaan maasuluntunnistuksessa rajata pois vastaavasti kuin aiemmin esitetty sähkömoottorin käynnistyksestä aiheutuva häiriö. Kaksivaiheisen oikosulun tapauksessa häiriö ilmenee myös kaikissa kolmessa vaiheessa. Oikosulun tarkempi vaikutus vaihejännitteisiin riippuu paljolti vikatilanteen ominaisuuksista, mutta aiheutuva jänniteheilahdus on pitkäkestoisempi kuin keskijänniteverkon maasulun aiheuttama jänniteheilahdus [47]. Oikosulun aiheuttaman jänniteheilahduksen kesto määrittyy suojalaitteiden toimintanopeudesta, joka on vähintään muutamien jaksoaikojen kestoinen. Tämäkin tilanne on sellainen, että sähkömittarin maasuluntunnistusalgoritmi ei tulkitse tätä maasuluksi, jos jänniteheilahdukselle asetetaan edellä mainittu 0,04 s maksimikesto.

6.3 Maasulkujen paikantaminen sähkömittarien avulla

Aiemmissa luvuissa on todettu, että pienjänniteverkosta tarkasteltuna keskijänniteverkon maasulut ilmenevät voimakkaammin lähellä vikapaikkaa, joten luonteva jatkokehityksen kohde ominaisuuteen olisi maasulun paikantaminen. Mikäli maasuluntunnistus saadaan toimimaan luotettavasti, niin tämän työn tulosten ja ominaisuuden mahdollisen hyödyn

perusteella on vahvasti suositeltavaa jatkaa ominaisuuden kehitystä paikantamaan viat mahdollisimman tarkasti. On kuitenkin huomioitavaa, että paikantamisominaisuuden kehityksen aloittaminen on täysin riippuvaista siitä, saadaanko maasuluntunnistusominaisuus toimimaan luotettavasti todellisessa sähköverkossa.

Havaitessaan vian maasuluntunnistusominaisuus lähettää Elenialle tiedon havaitusta maasulusta sekä havaitun ilmiön voimakkuuden. Sähkömittarin avulla vian paikantamisen yleisperiaatteena tulee olemaan se, että tarkastellaan samanaikaisesti tulleita hälytyksiä maasuluista ja verrataan keskenään niiden voimakkuutta. Tässä työssä tehtyjen havaintojen perusteella vian sijainti voidaan tunnistaa tiettyyn jakelumuuntajaväliin ja mahdollisesti vieläkin tarkemmin havaittujen jänniteheilahduksien voimakkuuksien perusteella. Elenian sähköverkkoon on vuodesta 2017 alkaen asennettu vikaindikaattoreita uusille jakelumuuntajille, mutta tätä vanhemmissa verkon osissa vikaindikaattoreita ei ole asennettuna. Tämä koskee myös koko Elenian ilmajohtoverkkoa, jossa suurin osa maasuluista tapahtuu. Maasuluntunnistus sähkömittareilla täydentäisi viantunnistusta koko verkon laajuiseksi ja tulevaisuudessa saattaisi vähentää tarvetta uusien vikaindikaattorien asennukselle.

Varsinainen maasulkujen paikantamisen tarkastelu ei tapahdu itse sähkömittarilla, vaan ominaisuus voidaan toteuttaa esimerkiksi käytöntukijärjestelmään tai johonkin rajapintaan ennen tiedon kulkua käytöntukijärjestelmään. Vian paikantaminen käytöntukijärjestelmässä olisi luontevin ratkaisu, sillä viat saadaan näkyville maantieteellisesti tarkalle verkkokartalle.

Teoriassa kun käytöntukijärjestelmään tulee usea hälytys maasulusta samalla alueella, voidaan hälytysten tietoja verrata toisiinsa kartalle asetettuna, jolloin saadaan arvioitua vikapaikkaa lähin jakelumuuntaja sekä muuntajaväli, jossa vika sijaitsee. Ominaisuutta voidaan aluksi käyttää apuvälineenä, jonka avulla käytönvalvojat voivat paikantaa vian nopeammin. Pidemmän kehityksen myötä voisi olla mahdollista saada paikannusominaisuus niin tarkaksi ja luotettavaksi, että käytöntukijärjestelmässä saadaan automaattisesti määritettyä vian sijainti ilman ihmisen tekemää päättelytyötä.

Mikäli keskijänniteverkossa tapahtuvat maasulut saadaan tarkasti paikannettua sähkömittarien avulla, nopeuttaisi se viankorjausta ja vähentää tarvetta muille viantunnistuslaitteille. Vikatilanteiden nopea korjaaminen on sähköverkkoyhtiölle erittäin tärkeää, jotta saadaan minimoitua asiakkaille näkyvät sähkökatkot. Lisäksi olisi mahdollista saavuttaa taloudellisia säästöjä, jos tällä ominaisuudella pystytään korvaamaan muita käytössä olevia viantunnistuslaitteita.

7. YHTEENVETO

Tämän diplomityön tavoitteena oli tutkia keskijänniteverkossa tapahtuvien maasulkujen ilmenemistä pienjänniteverkon puolella, josta viat voidaan havaita asiakkaiden sähkömittarien avulla. Elenian aloitteesta Aidon Oy toteuttaa uuden sukupolven sähkömittareihin maasuluntunnistusominaisuuden. Tässä työssä tehtiin taustatyötä ominaisuuden kehitystä varten sekä ominaisuuden ensimmäisen version testausta laboratorio-olosuhteissa. Maasuluntunnistusominaisuuden onnistunut käyttöönotto helpottaisi maasulkujen havaitsemista ja paikantamista ja siten lyhentäisi viankorjaukseen kuluvaa aikaa. Lisäksi, mikäli ominaisuus todetaan luotettavaksi, voidaan sen avulla vähentää tarvetta uusille viantunnistuksessa käytetyille laitteille, kuten esimerkiksi vikaindikaattoreille. Lisäksi ominaisuudella pystyttäisiin tunnistamaan vaikeasti havaittavia vikatilanteita, joita vanhat laitteet eivät havaitse.

Työn pääasiallisena taustana on Elenian mittarinvaihtoprojekti, jossa kaikille asiakkaille vaihdetaan uudet sähkömittarit. Nämä uudet sähkömittarit lähettävät Elenialle paljon tietoa asiakkaan sähkönkulutuksesta sekä käyttöpaikan sähkönlaadusta. On havaittu, että mittaria voidaan hyödyntää asiakkaiden kulutuksenseurannan lisäksi myös verkonvalvonnassa. Lisäksi työn taustalla on Elenian tekemät kenttätestit, joissa todettiin mittarin kyky havaita poikkeamia pienjänniteverkon vaihejännitteissä keskijänniteverkossa tapahtuvan maasulun aikana.

Tämän työn teoriaosuus tehtiin kirjallisuuskatsauksena. Teoriaosuuteen koottiin työn kannalta oleellisin teoria sähkömittareista ja keskijänniteverkon maasuluista, sekä esiteltiin kenttätesteissä havaitut ilmiöt. Työn tutkimus toteutettiin simulaationa Tampereen yliopiston RTDS-laboratoriossa. Simuloitu verkkomalli tehtiin RSCAD-ohjelmalla. Laboratoriossa verkkoon simuloitiin keskijänniteverkon maasulkuja ja tarkasteltiin sen aikaisia ilmiöitä pienjänniteverkon puolella.

Elenian mittarinvaihtoprojektin myötä vuonna 2025 saadaan uuden sukupolven sähkömittarit noin 400 000:lle Elenian asiakkaalle. Asiakkaille on asennettu Aidon Oy:n valmistamat 7000-sarjan sähkömittarit, jotka ovat AMR 2.0 vaatimusten mukaiset. Sähkömittarit tarkkailevat kaikilta vaiheilta reaaliaikaisesti käyttöpaikan vaihejännitteitä ja -virtoja 8 kHz näytteenottotaajuudella. Korkea näytteenottotaajuus mahdollistaa nopeidenkin häiriöiden havaitsemisen mittarin avulla.

Yleisin syy asiakkaiden kokemiin sähkökatkoihin on keskijänniteverkossa tapahtuvat maasulut. Maasulussa jännitteinen johdin joutuu johtavaan yhteyteen maan kanssa.

Vikatilanteessa syntyy virtapiiri, jossa virta kulkee vikapaikasta vikaresistanssin kautta maahan ja edelleen verkon maakapasitanssien ja maasulkuvirran kompensointilaitteiden kautta verkon tähtipisteeseen. Tähtipisteestä vikavirta kulkee takaisin vikapaikkaan viallista johdinta pitkin. Maasulku aiheuttaa keskijänniteverkon viallisten vaihejännitteiden putoamisen ja terveiden vaihejännitteiden kasvamisen.

Maasulut ovat perinteisesti vaikeita vikatilanteita havaita, sillä niistä aiheutuva vikavirta on suhteellisen pieni. Mikäli verkon suojalaitteet eivät havaitse vikaa, voi vikatilanne pysyä verkossa pitkäänkin. Keskijänniteverkossa maasulkusuojaus toteutetaan suojareleillä, jotka tarkkailevat verkon jännitettä tai virtaa. Releet ohjaavat johtolähdön katkaisijan auki tai tekevät hälytyksen, kun sen tarkkailema suure ei ole sille asetettujen toimintarajojen sisällä.

Vuonna 2022 Elenia suoritti vikaindikaattorien testausta, jossa sähköverkkoon toteutettiin maasulkuja vikakärryn avulla. Kenttätestien ajaksi alueen verkkoon kytkettiin kolme Aidonin sähkömittaria tallentamaan pienjänniteverkon vaihejännitteitä. Mittarien tallenteista huomattiin, että sähkömittari havaitsee häiriötä pienjänniteverkon vaihejännitteissä maasulun aikana. Kenttätesteissä sähkömittari havaitsi jäykästä maasulusta aiheutuvan transientin pienjänniteverkon puolella siten, että kahdessa vaihejännitteessä tapahtui lyhyt alaspäin suuntautuva jänniteheilahdus ja yhden vaiheen jännitteessä ei tapahtunut merkittäviä muutoksia. Lisäksi testeissä havaittiin, että mittarin havaitsema jänniteheilahdus tapahtuu voimakkaampana lähellä vikapaikkaa. Kenttätestien perusteella Aidon kehitti maasuluntunnistusominaisuuden, jonka toiminta perustuu kahden vaihejännitteen nopeaan jänniteheilahdukseen.

Simulaatioissa käytetty verkkomalli koostui päämuuntajasta, maasulkuvirran kompensointilaitteistosta sekä kolmesta lähdöstä. Jokaiseen lähtöön oli asetettu 2–4 jakelumuuntajaa. Verkkomallissa käytettiin vastaavia komponentteja ja johtotyyppejä, joita on käytössä kenttätestien alueella olevassa sähköverkossa. Laboratoriossa verkkomalliin asetettiin kolme mittauspistettä, joista pienjänniteverkon ilmiöitä voitiin tarkkailla ja tallentaa keskijänniteverkon maasulkujen aikana. Jokaiseen mittauspisteeseen kytkettiin Aidonin sähkömittari, johon oli asennettu maasuluntunnistusominaisuus, sekä kaksi sähkönlaatuanalysaattoria tallentamaan vaihejännitteiden aaltomuotoa ja tehollisarvoja. Simulointien aikana mittauspisteet sijoiteltiin verkkoon siten, että yksi mittauspiste oli aina vikapaikassa ja kahta muuta mittauspistettä siirreltiin vikalähdön muissa pisteissä sekä terveissä lähdöissä.

Simulointituloksista havaittiin, että kenttätesteissä tehdyt havainnot pääpiirteiltään toistuivat. Tuloksista voidaan tehdä johtopäätös, että keskijänniteverkossa tapahtuva

maasulku havaitaan mittarilla aina voimakkaampana lähempänä vikapaikkaa. Simuloinneissa kuitenkin viat esiintyivät keskenään erilaisina. Joissakin tapauksissa maasulun aikana havaittiin pudotus kahdessa vaihejännitteessä ja välillä vain yhdessä vaihejännitteessä. Eroavaisuudet simulointituloksissa johtuivat vikahetken vaihekulmasta. Vian aiheuttama häiriö pienjänniteverkon puolella on niin lyhyt, että vaihejännitteiden tehollisarvon laskennassa on merkitystä missä vaihekulmassa vika tapahtuu. Tehollisarvossa havaittava jänniteheilahdus on pieni, kun suurimmat poikkeamat jännitteen aaltomuodossa tapahtuvat jännitteen nollakohdassa. Tällaisissa tapauksissa jänniteheilahdus havaittiin vain yhdessä vaiheessa. Puolestaan vikatilanteet, jotka aiheuttivat suurimmat poikkeamat aaltomuodon huippuarvoihin, olivat selkeästi havaittavissa kahdessa vaihejännitteessä.

Aidonin maasuluntunnistusominaisuus toimi simulaatioissa melko vaihtelevasti. Kuitenkin on huomioitavaa, että ominaisuuden kehitys on vasta alkuvaiheessa. Lisäksi simulaatioympäristössä vikatilanteet esiintyivät hieman eri tavalla kuin kenttätesteissä, jonka perusteella ominaisuus oli rakennettu. Tässä vaiheessa ei siis kannata kiinnittää huomiota ominaisuuden luotettavuuteen. Luotettavuus on määritettävä algoritmin lisäkehityksen jälkeen testaamalla sitä todellisessa verkossa, jotta saadaan merkittävästi tarkempi kuva ominaisuuden luotettavuudesta.

Maasuluntunnistuksen kannalta on tärkeää, että ominaisuus reagoi vain todellisiin maasulkuihin eikä anna virheellisesti maasulkuhälytyksiä muista jännitteenpoikkeamista. Työssä tarkasteltiin muita ilmiöitä, jotka aiheuttavat muutoksia pienjänniteverkon jännitteissä. Erityyppisten sähkömoottorien käynnistys aiheuttaa jänniteheilahduksia vaihejännitteissä ja usean sähköauton samanaikainen lataus saattaa aiheuttaa poikkeamia jännitteissä. Molemmissa tapauksissa ilmiöt ovat kuitenkin huomattavasti hitaampia kuin keskijänniteverkon maasulun aiheuttama transientti. Näistä ilmiöistä aiheutuvat virheelliset hälytykset saadaan rajattua pois, kun määritetään ominaisuudelle jänniteheilahduksen maksimikesto sekä rajataan pois kaikissa vaihejännitteissä tapahtuvat jänniteheilahdukset. Sähköverkossa tapahtuvat oikosulut aiheuttavat maasulkujen kaltaisesti nopeita häiriöitä pienjänniteverkon jännitteissä. Kaksivaiheisissa oikosuluissa kaikissa vaihejännitteissä tapahtuu poikkeamia, mutta merkittävä putoaminen tapahtuu vain yhdessä vaiheessa, joten myös ne saadaan rajattua ulos määrittämällä ominaisuus siten, että hälytys tapahtuu vain kahden vaiheen jänniteheilahduksessa. Ehtona tälle rajoitukselle on kuitenkin se, että todellisen verkon maasulussa pienjänniteverkossa on tapahduttava säännöllisesti jänniteheilahdus kahdessa vaiheessa, eikä vaihtelevasti yhdessä tai kahdessa vaiheessa kuten simulaatioissa.

Tämän työn perusteella voidaan antaa vahva suositus maasuluntunnistusominaisuuden jatkokehitykselle. Seuraavat askeleet ominaisuuden kehityksessä Elenian puolesta tulevat olemaan mahdollisesti uudet simulaatiot laboratorio-olosuhteissa ja ehdottomasti testausta todellisessa verkossa. Mikäli ominaisuutta testataan lisää simulaatioympäristössä, tarkastelussa täytyy laajentaa verkkomallia todenmukaisemmaksi. Uusissa simuloinneissa voidaan kiinnittää enemmän huomiota muihin vikatyyppeihin sekä tutkia, vaikuttaako pienjänniteverkon pituus mittarin ja jakelumuuntajan välissä, havaittuihin ilmiöihin. Tämän lisäksi simuloinneissa pystytään tarkemmin tarkastelemaan vikahetken vaihekulman vaikutusta asettamalla vika laukeamaan halutussa vaihekulmassa.

Testaus todellisessa verkossa voidaan tehdä uusilla kenttätesteillä, joissa vikoja voidaan toteuttaa halutusti tai lähettämällä maasuluntunnistusominaisuus tietylle määrälle käytössä olevista mittareista ja odottaa mahdollisia vikatilanteita. Uusissa kenttätesteissä saataisiin määritettyä ominaisuuden luotettavuus vikatilanteissa paremmin kuin odottamalla oikeita vikoja. Puolestaan lähettämällä ominaisuus useille asiakkaiden mittareille saadaan paremmin tutkittua mahdollisten virheellisten hälytysten todennäköisyyttä. Todellisessa verkossa tehtävässä testauksessa on luotettavuuden lisäksi tarkasteltava ilmeneekö eroavaisuuksia toistettujen maasulkuvikojen välillä, kuten simulaatioympäristössä. Todellisessa verkossa on myös tarkasteltava tarkemmin vikaresistanssin vaikutusta vian havaitsemisessa, sillä simulaatioympäristössä vikaresistanssi vaikutti havaintoihin eri tavalla kuin kenttätesteissä.

Maasulun havaitsemisen jälkeen ominaisuutta voidaan edelleen jatkokehittää. Suunnitelmana on mahdollistaa havaitsemisen lisäksi maasulun paikannus maasuluntunnistusominaisuuden avulla. Sähkömittari lähettää Elenialle vian havaittuaan tiedon maasulusta sekä havaitun ilmiön voimakkuuden. Voimakkuudesta voidaan päätellä vian sijainti, koska kuten työssä todettiin, maasulku ilmenee voimakkaammin lähempänä vikapaikkaa. Mikäli ominaisuus todetaan kaikilta osin luotettavaksi, voidaan paikantaminen automatisoida esimerkiksi käytöntukijärjestelmään. Pidemmän tähtäimen jatkokehityksen tavoitteena voidaan pitää ominaisuuden soveltamista myös muihin vikatyyppeihin muuntelemalla maasuluntunnistamisen parametrejä tunnistamaan erilaisia tilanteita, jos ominaisuus todetaan hyödylliseksi.

Työn alussa asetettuihin tavoitteisiin päästiin pääasiallisesti hyvin. Kenttätestien ja simulaatioiden kautta työssä tarkasteltiin laajasti pienjänniteverkossa tapahtuvia ilmiöitä keskijänniteverkon maasulussa. Kuitenkin muiden mahdollisten jännitepoikkeamien aiheuttajien tarkastelu työssä jäi melko pintapuoliseksi ja niitä ei testattu ollenkaan simulaatioympäristössä. Muiden työn tavoitteiden osalta saatiin toteutettua hyvät

ensimmäiset testaukset Aidonin maasuluntunnistusalgoritmille sekä työssä pohdittiin alustavasti käytännön toteutusta maasulun paikantamisesta mittarien avulla. Lisäksi työ tarjoaa Elenialle selkeän kehyksen maasuluntunnistusominaisuuden jatkotestaamiselle ja kehitykselle.

LÄHTEET

[1] J. Elovaara, L. Haarla, Gaudeamus Helsinki University Press, Sähköverkot I: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta, 2011.

[2] Elenia-konsernin korjattu vuosikatsaus 2023, Elenia Oy, 2024. Saatavissa: elenia-konsernin-korjattu-vuosikatsaus-2023.pdf

[3] Elenian verkkoalue, Elenia Oy. Saatavissa: Elenian verkkoalue - Elenia [Viitattu 20.5.2024]

[4] Sähkömarkkinalaki 588/2013, Finlex. Saatavissa: Sähkömarkkinalaki 588/2013 - Ajantasainen lainsäädäntö - FINLEX ®

[5] The history of the electricity meter, Smart Energy International, 2006. Saatavissa: The history of the electricity meter | Smart Energy International (smart-energy.com)

[6] K.S.K. Weranga, S. Kumarawadu, D.P. Chandima, Springer, Smart Metering Design and Applications, 2014. Saatavissa: Evolution of Electricity Meters | SpringerLink (tuni.fi)

[7] F.D. Garcia, F.P. Marafão, W.A. de Souza, L.C.P. da Silva, IEEE, Power Metering: History and Future Trends, 2017. Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference. Saatavissa: Power Metering: History and Future Trends | IEEE Conference Publication | IEEE Xplore (tuni.fi)

[8] D.B. Avancini, J.J.P.C Rodrigues, S.G.B. Martins, R.A.L Rabelo, J. Al-Muhtadi, P. Solic, Energy meters evolution in smart grids: A review, Journal of Cleaner Production, 2019. Saatavissa: Energy meters evolution in smart grids: A review - ScienceDirect (tuni.fi)

[9] Single Phase Meter, Vertex Electronics. Saatavissa: Single Phase Meter | Vertex Electronics [Viitattu 27.5.2024]

[10] M. Saini, S. Khan, A comprehensive study on energy meters and power tampering attempts, International Journal of Applied Power Engineering, 2021. Saatavissa: (PDF) A comprehensive study on energy meters and power tampering attempts (researchgate.net)

[11] Advanced metering infrastructure, IEC, Saatavissa: Advanced metering infrastructure - SyC Smart Energy (iec.ch) [Viitattu 10.6.2024]

[12] AMR 2.0 loppuraportti, Älyverkkotyöryhmä, Pöyry Management Consulting Oy, 2017. Saatavissa: AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017.pdf (tem.fi)

[13] Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta, 767/2021, Finlex. Saatavissa: Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten… 767/2021 - Ajantasainen lainsäädäntö - FINLEX ®

[14] Meistä, Aidon Oy. Saatavissa: Meistä - Aidon [Viitattu 3.6.2024]

[15] Älykkäät energiapalvelulaitteet, Aidon Oy. Saatavissa: Älykkäät energia-palvelulaitteet - Aidon [Viitattu 3.6.2024]

[16] D. Kapanen, Uuden sukupolven sähkömittareiden asennusprojekti, opinnäytetyö, Theseus, 2022. Saatavissa: Uuden sukupolven sähkömittareiden asennusprojekti - Theseus

[17] IoT-laiteyhteydet, Aidon Oy. Saatavissa: IoT-laiteyhteydet - Aidon [Viitattu: 5.6.2024]

[18] D. Akl, LTE-M ja NB-IoT – taistelkaa!, DNA Oyj, 2020. Saatavissa: LTE-M ja NB-IoT – taistelkaa! (dna.fi)

[19] Elenia vuosikatsaus 2020, Elenia Oy, 2021. Saatavissa: elenia-konsernin-vuosikatsaus-2020.pdf

[20] A. Vanhatalo, S. Laitinen, T. Kivimäki, Utilizing Electricity Price Signals for Load Control Using Smart Meter, 2024. CIRED European Workshop – konferenssin konferenssijulkaisu

[21] Tietoa mittausuudistuksesta, Elenia Oy. Saatavissa: Tietoa mittausuudistuksesta - Elenia [Viitattu 11.6.2024]

[22] 250 000 älykästä sähkömittaria asennettu, Elenia Oy, 2024. Saatavissa: 250 000 älykästä sähkömittaria asennettu - Elenia [Viitattu 11.6.2024]

[23] Tutustuminen ARMI-mittarinvaihtoihin – maastokäynti 22.5.2024.

[24] AinaLab-palvelussa 100 000 asiakastamme voi nyt seurata sähkönkulutusta lähes reaaliajassa, Elenia Oy, 2023. Saatavissa: AinaLab-palvelussa 100 000 asiakastamme voi nyt seurata sähkönkulutusta lähes reaaliajassa (elenia.fi)

[25] Elenia Aina -palvelu, Elenia Oy. [Viitattu: 13.6.2024]

[26] Kuormanohjaus, Elenia Oy. Saatavissa: Kuormanohjaus sähkömittarilla - Elenia [Viitattu: 13.6.2024]

[27] E. Lakervi, J. Partanen, Gaudeamus Helsinki University Press, Sähkönjakelutekniikka, 2009.

[28] S. Repo, Tampereen yliopisto, Protection-luento, EE.EES.440 Distribution Automation, 2022–2023.

[29] J. Elovaara, L. Haarla, Gaudeamus Helsinki University Press, Sähköverkot II: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet, 2011. [Viitattu 7.6.2024]

[30] Earth Fault Protection Portfolio, ABB, Saatavissa: Earth fault protection portfolio - Protection and control products for power distribution | ABB [Viitattu 25.6..2024]

[31] A. Nikander, A. Mäkinen, Laajan kaapeloidun keskijänniteverkon maasulkuilmiöiden vaikutukset - suojaushaasteet, yliaallot, vaarajännitteet, Tampereen teknillinen yliopisto, Sähköenergiatekniikan laboratorio, 2017. Saatavissa: Laajan kaapeloidun keskijänniteverkon maasulkuilmiöiden vaikutukset TTY 2017 - Sähkötutkimuspoolin julkaisu - Energiateollisuus

[32] E. Lakervi, E. J. Holmes, Peter Peregrinus Ltd, Electricity Distribution Network Design, 1995.

[33] ABB, Seuraavan sukupolven maasulkusuojaus-toiminnot, 2024, Saatavissa: Esittelyssä seuraavan sukupolven maasulkusuojaus (abb.com)

[34] M. Loos, J. Maun Single Phase to Ground Fault Detection and Location in Compensated Network, Väitöskirja, Brussels School of Technology, 2013. Saatavissa: Single phase to ground fault detection and location in compensated network | Semantic Scholar

[35] S. Hänninen, Single phase earth faults in high impedance grounded networks: Characteristics, indication and location, Väitöskirja, Valtion Teknillinen tutkimuskeskus, 2001. Saatavissa: P453.pdf

[36] J. Altonen, O. Mäkinen, K. Kauhaniemi, K. Persson, Intermittent earth faults–need to improve existing feeder earth fault protection schemes, 2003, CIRED, International Conference on Electricity Distribution – Konferenssin konferenssijulkaisu. Saatavilla: (PDF) Intermittent earth faults–need to improve existing feeder earth fault protection schemes

[37] EATON, Protective relays. Saatavissa: Fundamentals of Protective Relays (eaton.com) [Viitattu: 21.10.2024]

[38] J. Partanen, Lappeenranta University of Technology, BL20A0500 Sähkönjakelutekniikka – kurssin luentomateriaali, 2011. Saatavilla: BL20A0500 Sähkönjakelutekniikka - PDF Ilmainen lataus

[39] Suomen Standardoimisliitto SFS ry, SFS 6001:2018 Suurjännitesähköasennukset, High-voltage electrical installations, 5. painos, 2018

[40] Vikaindikaattorien testaus, raportti, 2022. Sisäinen lähde

[41] HSDC-datan kenttätestausta, 2022. Sisäinen lähde

[42] Technology, RTDS Technologies. Saatavissa: Technology (rtds.com) [Viitattu 27.9.2024]

[43] PicoScope 2000 Series, Pico Technology. Saatavilla: PicoScope 2000 Series Oscilloscope Data Sheet (farnell.com) [Viitattu: 27.9.2024]

[44] V. Lackovic, CED Engineering, Course No: E05-008: Introduction to Motor Starting Analysis, kurssimateriaali. Saatavilla: Introduction to Motor Starting Analysis-R1.pdf [Viitattu 6.6.2025]

[45] R. H. G. Tan, V. K. Ramachandaramurthy, Numerical model framework of power quality events, Researchgate, 2010. Saatavissa: (PDF) Numerical model framework of power quality events

[46] A. Ul-Haq, C. Cecati, K. Strunz, E. Abbasi, Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network, Springer Nature, 2015. Saatavissa: Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network | Intelligent Industrial Systems

[47] S. D. Kim, M. M. Morcos, J. C. Gomez, Voltage-Sag Magnitude and Phase Jump due to Short Circuits in Distribution Systems with Variable Fault Resistance, Taylor & Francis, 2006. Saatavissa: Full article: Voltage-Sag Magnitude and Phase Jump due to Short Circuits in Distribution Systems with Variable Fault Resistance