

VAASAN YLIOPISTO

TEKNILLINEN TIEDEKUNTA

SÄHKÖTEKNIikka

Jonna Ojala

**VIKADIAGNOSTIIKAN KEHITTÄMINEN MUUNTAMOILLA OLEVIIN
MITTAUKSIIN PERUSTUVALLA TESTIJÄRJESTELMÄLLÄ**

Diplomityö, joka on jätetty tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten
Vaasassa 27.3.2017.

Työn valvoja

Prof. Kimmo Kauhaniemi

Työn ohjaaja

Prof. Kimmo Kauhaniemi

Työn tarkastaja

Prof. Timo Vekara

ALKULAUSE

Tämä diplomityö on tehty tilaustutkimustyönä Vaasan yliopistolle, mikä toteutettiin tiiviissä yhteistyössä Vaasan ammattikorkeakoulun kanssa. Erityiskiitokset haluaisin osoittaa professori Kimmo Kauhaniemelle mielenkiintoisesta aiheesta sekä asiantuntevasta ohjauksesta ja neuvoista koko työn aikana.

Olen kiitollinen Vaasan ammattikorkeakoulun projekti-insinööri Sami Korpiniemelle sekä tekniikan yliopettaja Olavi Mäkiselle asiantuntevista ja kannustavista neuvoista työn toteutuksen aikana. Haluaisin osoittaa kiitokset myös tilaajan edustajille saamastani teknisestä tuesta sekä professori Timo Vekaralle työn tarkastamisesta.

Lopuksi haluaisin kiittää erityisesti perhettäni ja ystäviä, jotka ovat tukeneet ja kannustaneet jatkamaan opinnoissa eteenpäin.

Vaasassa 27.3.2017

Jonna Ojala

SISÄLLYSLUETTELO

ALKULAUSE	2
TIIVISTELMÄ	8
ABSTRACT	9
1 JOHDANTO	10
1.1 Työn tausta ja tavoite	10
1.2 Työn rakenne	12
1.3 Klinkmann Oy	14
2 KESKIJÄNNITEVERKOSSA ESIINTYVÄT VIAT	15
2.1 Yleisimmät vikojen aiheuttajat	15
2.2 Oikosulku	18
2.3 Maasulku	19
2.3.1 Maasulkutilanne maasta erotetussa verkossa	22
2.3.2 Maasulkutilanne kompensoidussa verkossa	25
2.3.3 Katkeileva maasulku	27
3 VERKOSTOAUTOMAATIO	29
3.1 Sähkönjakeluverkon automaatio	29
3.2 Tietoliikenneverkko sähkönjakeluverkon automaatiassa	31
3.3 Muuntamoautomaation toteutuksen osatekijät	34
3.4 Automaatiota hyödyntävät älyverkon toiminnot	36

4	TESTIJÄRJESTELMÄN LAITTEET	40
4.1	Muuntamon valvontalaite IKI-50	40
4.2	Suojarele REF615	43
4.3	Tietoliikenne ratkaisut	45
5	TESTIJÄRJESTELMÄN OHJELMISTOT JA KONFIGUROINTI	47
5.1	Kries IKI-50:n konfigurointityökalu	47
5.2	REF615:n konfigurointiohjelma PCM600	49
5.3	Keskitetty OPC-kommunikointialusta	50
5.4	Valvomo-ohjelmisto Wonderware	52
5.4.1	Kommunikoinnin konfigurointi	54
5.4.2	Käyttöliittymä	55
6	TESTIJÄRJESTELMÄ JA SIMULOINNIT	58
6.1	Simuloitavat verkkomallit PSCADilla	58
6.2	Simuloitavat vikatilanteet	60
6.3	Testijärjestelmä	61
7	VIKADIAGNOSTIIKAN ANALYSOINTI	65
7.1	Avojohtoverkon testien tulokset	65
7.2	Kaapeliverkon testien tulokset	70
7.3	Vikalogiikka	75
7.3.1	Avojohtoverkon kolmivaiheinen oikosulkuvika	75
7.3.2	Kaapeliverkon pysyvä suora maasulkuvika	78
8	JOHTOPÄÄTÖKSET	80

9	YHTEENVETO	83
	LÄHDELUETTELO	86

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Kreikkalaiset symbolit

φ I_0 ja U_0 välinen kulma

Muut symbolit

f Taajuus

I Sähkövirran voimakkuus

I_0 Nollavirta

K Kompensointiaste

L Induktanssi

P Pätöteho

Q Loisteho

R Resistanssi

R_f Vikaresistanssi

U Jännite

U_0 Nollajännite

U_m Maadoitusjännite

Lyhenteet

COA Common Object Address, kohteen yleinen osoite

COT Cause of Transmission, tiedonsiirron tyyppi

DA Distribution Automation, jakeluautomaatio

DO Data Object, data objekti

GOOSE Generic Object Oriented Substation Event, IEC 61850-standardin määrittelemä tiedonsiirtoprotokolla

HMI Human Machine Interface, käyttöliittymä

HSR High-availability Seamless Redundancy, redundanssi-protokolla

ID	Modbus-laitteen yksilöity osoite
IDE	Integrated Development Environment, integroitu kehitysympäristö
IED	Intelligent Electronic Device, älykäs sähköinen laite
IOA	Information Object Address, kohteen informaatio osoite
IP	Internet Protocol, TCP/IP-mallin Internet-kerroksen protokolla
LN	Logical Node, looginen solmu
OPC	OLE for Process Control, avoimen tiedonsiirron standardi
OPC DA	OLE for Process Control Data Attribute, OPC-protokolla
PCM600	ABB:n IED-laitteiden konfigurointiohjelma
PRP	Parallel Redundancy Protocol, redundanssi-protokolla
PSCAD	Power Systems Computer Aided Design
RTU	Remote Control Unit, kaukokäytön ala-asema
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition, käytönvalvontajärjestelmä
WAN	Wide Area Network, laajan alueen tiedonsiirtoverkko

VAASAN YLIOPISTO**Teknillinen tiedekunta**

Tekijä:	Jonna Ojala
Diplomityön nimi:	Vikadiagnostiikan kehittäminen muuntamoilla oleviin mittauksiin perustuvalla testijärjestelmällä
Valvoja:	Professori Kimmo Kauhaniemi
Ohjaaja:	Professori Kimmo Kauhaniemi
Tarkastaja:	Professori Timo Vekara
Tutkinto:	Diplomi-insinööri
Koulutusohjelma:	Energia- ja informaatiotekniikan koulutusohjelma
Suunta:	Sähkötekniikka
Opintojen aloitusvuosi:	2014
Diplomityön valmistumisvuosi:	2017

Sivumäärä: 90

TIIVISTELMÄ

Yhteiskunta on yhä enemmän riippuvainen luotettavasta ja keskeytyksettömästä sähkönjakelusta, minkä vaatimukset kasvavat jatkuvasti. Viime vuosien pahat myrskyt ovat vauhdittaneet osaltaan muutosta, koska toimitusvarmuus on sähkönjakelun avainasemassa. Tavoitteena on päästä eroon pitkistä keskeytyksistä sekä uudistaa verkkoa. Tämä tarkoittaa yksinkertaisimmillaan muuntamoautomaation lisäämistä ja kehittämistä, mikä on osoittautunut yhdeksi tehokkaimmista keinoista lyhentää keskeytysaikoja.

Diplomityön tarkoituksena oli toteuttaa muuntamoilta saataviin mittauksiin perustuva testijärjestelmä, mikä käsittää laitteiden ja tietoliikenteen konfiguroinnin aina valvomo-ohjelmisto Wonderwareen saakka. Testilaitteisto koostui muuntamon valvontalaite IKI-50:stä sekä siihen liitettävistä mittalaitteista. Testijärjestelmään simuloitiin yleisimpiä keskijänniteverkossa esiintyviä vikoja, joista saadut mittaustulokset siirrettiin valvomo-ohjelmiston kautta tietokantaan. Tietokantaan tallentuneita mittaustuloksia hyödynnettiin muuntamon vikadiagnostiikan kehittämisessä.

Työn teoreettinen osuus käsittelee keskijänniteverkossa esiintyviä yleisiä vikatyyppejä, jotka ovat tehtävien simulointien kannalta oleellisia. Tämän lisäksi työssä perehdytään hieman verkostoautomaatioon, jonka painopisteenä on muuntamoautomaatio sekä sen hyödynnettävyys älyverkon muissa toiminnoissa.

Tutkimuksessa saatiin toteutettua toimiva testijärjestelmä, josta mittaustiedot tallentuvat valvomo-ohjelmiston kautta tietokantaan. Tämän lisäksi valvomoon tehtiin yksinkertainen vikalogiikka, jonka avulla vikapaikat havainnollistetaan visuaalisesti yksinkertaisessa valvomokuvassa. Projektin aikana syntyi myös dokumentti, joka antaa perusohjeet tietoliikenteen ja mittaustietojen määrittelyyn niin, että halutut tiedot saadaan siirrettyä laitteistolta valvomoon. Tämä dokumentti toimii myös pohjana yrityksen tulevia projekteja ajatellen.

AVAINSANAT: Vikadiagnostiikka, muuntamo, testijärjestelmä, keskijännite

UNIVERSITY OF VAASA**Faculty of technology****Author:**

Jonna Ojala

Topic of the Thesis:

Development of Fault Diagnostics with a Test System Based on the Measurements from Secondary Substations

Supervisor:

Professor Kimmo Kauhaniemi

Instructor:

Professor Kimmo Kauhaniemi

Evaluator:

Professor Timo Vekara

Degree:

Master of Science in Technology

Degree Programme:

Degree Programme in Energy and Information Technology

Major:

Electrical Engineering

Year of Entering the University: 2014**Year of Completing the Thesis:** 2017Pages: 90

ABSTRACT

Modern society is becoming increasingly dependent on reliable and uninterrupted electricity supply. In recent years the devastating storms have speeding up the change because the key role in the electricity supply is the security. Therefore, objective is to get rid of long interruptions and renew the power grid. In practice this means increasing and developing the secondary substation automation which is one of the most effective ways to shorten the interruption times.

The purpose of the thesis was to implement a test system that is based on measurements from secondary substations including the configuration of the devices and communication up to the SCADA software applied in this study, Wonderware. The test devices consisted of a grid inspector IKI-50 and measuring sensors connected to the IKI-50. The most common faults of medium voltage network were simulated in the test system and results of the measurement were transferred via the SCADA to the database. The stored results from measurements were used in development of the fault diagnostic.

The theoretical part of the thesis deals with the most common fault types of medium voltage network that were relevant in the simulations. In addition, the thesis discussed briefly about the network automation mainly focusing on the secondary substation automation and its usefulness in various smart grid functionalities.

In this thesis a fully functional test system was successfully accomplished and by using it the measurements were saved via Wonderware to the database. In addition, a simple fault diagnostic logic was created into the SCADA which demonstrated the indication of fault locations in a simplified SCADA view. During the project a document was generated. It gives basic introductions on how to configure communication and measurements from secondary substation to the SCADA. That document can also be used as a basis for the future projects of Klinkmann Oy, who ordered this research.

KEYWORDS: Fault diagnostic, secondary substation, test system, medium voltage

1 JOHDANTO

1.1 Työn tausta ja tavoite

Tulevaisuuden sähköjärjestelmää täytyy kehittää niin, että se pystyy jatkuvasti vastaamaan sähkön kysyntään kestäväällä, luotettavalla ja taloudellisella tavalla. Yksinkertaisimmillaan tämä tarkoittaa automaation lisäämistä sähköverkkoon, millä voidaan nostaa verkon luotettavuutta ja kannattavuutta. Tämä muutos aiheuttaa siirtymisen älykkääseen sähköverkkoon, joka on avainasemassa EU:n ympäristötavoitteiden toteutumiselle. EU:n energia- ja ilmastopolitiikan keskeisenä 2030-tavoitteena on parantaa energiatehokkuutta, lisätä uusiutuvaa energiaa sekä vähentää tuntuvasti kasvihuonekaasupäästöjä. Näihin tavoitteisiin vastataan älykkäällä sähköverkolla, jossa keskitetyn energiatuotannon rinnalle tuodaan hajautettua, uusiutuvaa sähköntuotantoa. Tämän lisäksi jakeluverkkoon lisätään etävalvonta- ja ohjausmahdollisuus, automaattinen vianpaikannus ja erotus, etäluettavat mittarit sekä verkon käytön optimointi. Nämä nostavat huomattavasti sähkön laatua, lyhentävät keskeytysaikoja asiakkaille sekä tehostavat verkon ylläpitoa ennakoivasti. (ABB Oy 2017a, Energiateollisuus 2017a, Energiateollisuus 2017b.)

Viime vuosina lisääntyneet myrskyt ovat osaltaan tuoneet haasteita sähköverkkoyhtiöille, koska sähkönjakelun avainasemassa on toimitusvarmuus, johon vaikuttaa olennaisena osana luonnonilmiöistä aiheutuneet sähkökatkot. Vuonna 2013 voimaan astunut sähkömarkkinalaki velvoittaa verkkoyhtiöitä panostamaan entistä enemmän toimitusvarmuuden parantamiseen. Laki edellyttää, että asemakaava-alueella verkon käyttäjälle ei saa aiheutua yli 6 tuntia kestäväää sähkönjakelun keskeytystä ja haja-asutusalueella pois lukien vapaa-ajan asunnot, ei saa aiheutua yli 36 tuntia kestäväää sähkönjakelun keskeytystä. Vaatimusten täyttäminen edellyttää jakeluverkonhaltijalta keski- ja pienjännitekaapeleiden muuttamisen ilmajohdoista maakaapeleiksi, minkä vuoksi jakeluverkkoyhtiö joutuu uusimaan ennen aikaisesti merkittävän määrän jakeluverkkoa. Tämä vaatii mittavia investointeja verkkoyhtiöiltä, koska maakaapelin rakentaminen on huomattavasti kalliimpaa kuin ilmajohdon rakentaminen. Toinen keino olisi rakentaa rengas-

verkkoja sekä varayhteyksiä, joilla voitaisiin taata keskeytyksetön sähkönjakelu ja irrottaa vikaantunut johto-osuus verkosta. Käytännössä on mahdotonta rakentaa täysin keskeytyksetöntä verkkoa, joten avainasemaan nousee verkostoautomaatio, jota lisäämällä voidaan ennakoita ja rajata vika-alueita. (Energiateollisuus 2016a, Energiateollisuus 2017c, Sähkömarkkinalaki 588/2013.)

Verkostoautomaation keskeiseksi osa-alueeksi nousee muuntamoautomaatio, joka on yksi tehokkaimmista tavoista saada keskeytysaikoja lyhyemmiksi. Ideana on, että keskijänniteverkossa sijaitsevat muuntamot varustetaan kaukokäyttölaitteistolla, jolloin vika-tilanteessa ei tarvitse enää lähteä paikan päälle, vaan vikapaikka voidaan erottaa käyttökeskuksesta kauko-ohjattavilla erottimilla. Lisäksi muuntamot varustetaan sähkön kuormitus- ja laatutiedon mittauksella, erilaisilla hälytystiedoilla sekä älykkäällä vianpaikannuksella. Näin oikeaa vikapaikkaa ei jouduta etsimään yrityksen ja erehdyksen kautta, vaan vianilmaisimet tunnistavat ja indikoivat vian suunnan. Tämän ansiosta vikapaikka löytyy helpommin ja vika-alue pystytään rajaamaan kauko-ohjauksella käyttökeskuksesta. Lisäksi nykyisin muuntamoilta mitataan kattavasti erilaisia suureita, kuten esimerkiksi muuntajan lämpötilaa sekä kojeiston SF₆-kaasunpainetta. Valvomo saa hälytyksen, mikäli joku suureista on muuttunut asetellun rajan yli. Nämä tiedot ovat tärkeässä asemassa ennakoivien huoltotoimenpiteiden kannalta, jolloin voidaan välttyä pitkiltä keskeytyksiltä ja ehditään vaihtamaan esimerkiksi uusi muuntaja. (Paavola 2014.)

Tämä diplomityö tehtiin Vaasan yliopistolle tilaustutkimustyönä, jonka tilaajana toimi Klinkmann Oy. Diplomityön tavoitteena on toteuttaa muuntamoilta saataviin mittauksiin perustuva testijärjestelmä laboratorioympäristössä ja kehittää sen avulla vikadiagnostiikkaa. Tutkittava testijärjestelmä koostuu muuntamolle sijoitetusta Kriesin valvontalaitteesta IKI-50:stä sekä johtolähdön alkuun sijoitetusta REF615-suojareleestä. Tutkittava johtolähtö mallinnetaan PSCAD-ohjelmalla (Power Systems Computer Aided Design), jolla simuloidaan yleisimpiä keskijänniteverkossa esiintyviä vikoja. Simuloinneista saatavat virta- ja jännitetiedot syötetään todellisina virta- ja jännitesignaaleina testijärjestelmän laitteille. Testijärjestelmässä signaalit siirtyvät tietoliikenneyhteyden avulla valvomo-ohjelmisto Wonderwareen, jonka kautta tiedot tallennetaan valvomon tietokantaan. Tallentuneita mittaustuloksia hyödynnetään vikadiagnostiikan analysoimi-

sessä ja kehittämisessä. Diplomityön aikana syntyy myös erillinen dokumentti, joka antaa perusohjeet testijärjestelmän toteuttamiseen tietoliikenteen ja mittaustietojen konfiguroinnista aina valvomo-ohjelmisto Wonderwareen saakka. Tämä dokumentti toimii pohjana myös tilaajan tulevia projekteja ajatellen.

1.2 Työn rakenne

Luvussa 2 esitellään pääpiirteissään tämän tutkielman kannalta oleellimmat keskijänniteverkossa esiintyvät vikatyypit sekä niiden yleisimmät aiheuttajat. Luvun alkuosassa käydään läpi yleisimpiä vikojen aiheuttajia, jotka voidaan karkeasti luokitella kolmeen kategoriaan; luonnonilmiöihin, teknisiin sekä ulkopuolisiin syihin. Seuraavissa alaluvuissa eritellään tarkemmin vikatyypeistä oiko- ja maasulut, joiden osalta keskitytään lähinnä maasta erotettuun ja kompensoituun verkkoon, koska nämä ovat simulointien kannalta oleellista taustatietoa. Lisäksi keskitytään tarkemmin vikatyypien tyypillisiin ominaisuuksiin ja käyttäytymiseen vikatilanteissa. Luvun loppuosassa tutustaan vielä erikseen katkeilevan maasulun ominaisuuksiin, koska ne ovat yleistyneet verkon maakaapeloinnin myötä. Tämä luku antaa kokonaisuudessaan kattavan teorian tiedon keskijänniteverkon vioista.

Luvussa 3 keskitytään verkostoautomaatioon, jonka keskeisimpänä osa-alueena on sähköjakeluverkon automaatio. Alkuosassa käydään läpi kokonaisuudessaan eri osatekijät, joista verkostoautomaatio koostuu yleisellä tasolla sekä esitellään tämän diplomityön kannalta oleelliset tiedonsiirtoprotokollat ja rajapinta laitteiden ja valvomon välissä. Seuraavassa osuudessa käydään tarkemmin läpi automaation toteuttamiseen tarvittavia osatekijöitä muuntamoilla. Muuntamoautomaatio voidaan rakentaa viidestä eri osa-alueesta, joihin kuuluvat ohjaus-, suojaus-, mittaus-, valvonta- ja tietoliikennetoiminnot. Näiden osa-alueiden pohjalta diplomityön testijärjestelmä on rakennettu. Viimeisessä osuudessa tutustutaan muutamiin älykkään sähköverkon toimintoihin, jotka hyödyntävät muuntamoautomaatiota.

Luvussa 4 esitellään kokonaisuudessaan testijärjestelmässä käytettävä laitteistoratkaisu, jota voidaan hyödyntää myös käytännössä muuntamoautomaatioon. Keskeisimpänä tämän tutkimuksen kannalta on Kriesin muuntamon valvontalaitteisto IKI-50 sekä siihen liitettävät mittalaitteet. Lisäksi esitellään myös johtolähdön alkuun sijoitettu ABB:n suojarele REF615. Viimeisessä osassa esitellään testijärjestelmän tietoliikennetarkaisu, joista toinen perustuu kuituyhteyteen ja toinen mobiiliverkkoyhteyteen. Nämä laitteet yhdessä muodostavat toimivan testijärjestelmäkokonaisuuden.

Luvussa 5 esitellään keskeisimmät testijärjestelmässä käytettävät ohjelmistot sekä yleiset periaatteet, miten asetellut on toteutettu laitteistolta valvomo-ohjelmistolle. Kaikissa osuuksissa käydään läpi esimerkinomaisesti, mitä tietoja ja asetteluita täytyy huomioida eri vaiheissa. Ensimmäisessä osuudessa käydään läpi Kriesin IKI-50 konfigurointityökalu, jonka avulla saadaan tehtyä laitteeseen tarvittavat IEC104-osoitteet. Toinen osuus esittelee suojareleelle tehdyn datasetin, jossa on näkyvissä tutkimuksen kannalta oleellimmat lohkot. Kolmannessa osuudessa käydään läpi osoitteiden tekeminen OPC-kommunikointialustalle (OLE for Process Control). Luvun loppuosuudessa käydään läpi pääpiirteissään valvomo-ohjelmisto Wonderwareen tehdyn kommunikoinnin konfigurointi ja käyttöliittymän muodostuminen.

Luvussa 6 esitellään simuloinneissa käytettävät verkkomallit, simuloivat vikatilanteet sekä molemmat testijärjestelmät ja kytkennät. Alkuosuus esittelee avojohto- ja kaapeliverkon mallit sekä käy läpi molempien keskeisimmät ominaisuudet. Seuraava osuus esittelee tehtävät vikatilanteet sekä vikapaikat. Luvun viimeinen osuus esittelee testijärjestelmäkokonaisuudet, joista ensimmäinen koostuu muuntamon valvontalaittekokonaisuudesta ja toinen suojareleesta. Näillä havainnollistetaan tiedonkulku simuloitavissa testitilanteissa.

Luvussa 7 esitetään yhteenveto testien tuloksista avojohto- ja kaapeliverkossa. Tulokset käydään molempien verkkotyyppien osalta läpi taulukoiden avulla. Tuloksissa tarkastellaan, miten valvontalaitte IKI-50 havaitsee eri vikatyyppejä verkon eri vikapaikoissa. Näissä alaluvuissa analysoidaan myös syyt miksi IKI-50 ei pystynyt päättelemään vikaa

ihan jokaisessa verkon kohdassa. Lopussa esitellään molemmista verkkomalleista yksinkertaiset vikalogiikkamallit, joita voidaan hyödyntää jatkossa.

Johtopäätöksissä esitellään ja analysoidaan saatuja lopullisia tutkimuksen tuloksia sekä esitetään muutama jatkokehitysidea, joihin tämä testijärjestelmä toimii hyvänä pohjana. Yhteenveto tiivistää koko tutkielman yhteen kappaleeseen, siis mitä saatiin tehtyä ja mikä oli diplomityön lopputulos.

1.3 Klinkmann Oy

Klinkmann Oy on suomalainen yksityinen perheyrittys, joka on perustettu vuonna 1926. Tällä hetkellä yritys on yksi johtavista teollisuuden automaatio- ja sähköistysratkaisujen toimittajista. Suomen lisäksi toimistot sijaitsevat Baltian maissa, Venäjällä sekä muissa CIS-maissa. Ydinosaaminen keskittyy kone- ja laiteohjauksiin, automaation tietoverkkoihin sekä tietosuojaan, mukaan lukien teollisen internetin, tuotantoautomaation, sähkökeskusten tekniikan sekä erilaiset energiasovellukset. Yritys työllistää jopa yli 250 alan ammattilaista sekä teknisiä asiantuntijoita eri markkina-alueilla. Tarkoituksena on tarjota toimittajasta riippumattomia ratkaisuja sekä tukipalveluita, joiden avulla pystytään parantamaan asiakkaiden omia tuotteita sekä lisäämään niiden toimivuutta. (Klinkmann Oy 2017.)

Finn Electric on osa Klinkmann-yritysryhmää ja se on johtava suomalainen sähkönjakelutuotteiden sekä energia-automaatoratkaisujen toimittaja ja konsultoiva yritys. Alun perin Finn Electric on perustettu vuonna 1993 nimellä AEG Finland Oy. Asiakaskunta koostuu energia- ja verkkoyhtiöistä, urakoitsijoista sekä teollisuudesta ja laitevalmistajista. Vastuualue koostuu energia-alan tuotteista sekä ratkaisuista. Myös Finn Electric toimii Suomen lisäksi Baltian maissa sekä Venäjällä. (Finn Electric Oy 2017a.)

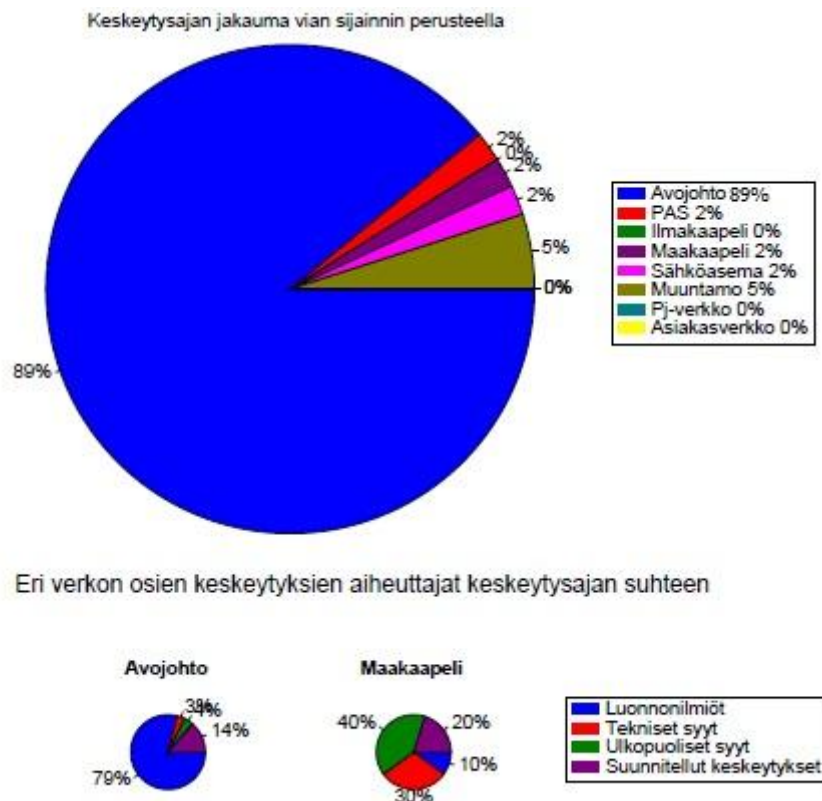
2 KESKIJÄNNITEVERKOSSA ESIINTYVÄT VIAT

Tässä luvussa käsitellään tämän diplomityön kannalta keskeiset vikatapaukset sekä niiden yleisimmät aiheuttajat keskijänniteverkossa. Tarkastelussa keskitytään avojohtoon maasta erotetussa verkossa ja maakaapeliin kompensoidussa verkossa, koska ne ovat keskeisessä asemassa diplomityössä tehtävien simulointien kannalta.

2.1 Yleisimmät vikojen aiheuttajat

Valtaosa sähkökäyttäjien kokemista keskeytyksistä tapahtuu keskijänniteverkon avojohto-osuuksilla, mikä vaikuttaa olennaisesti verkon käyttö- ja toimitusvarmuuteen. Tyypillisimmät vikojen aiheuttajat voidaan luokitella karkeasti kolmeen kategoriaan: luonnonilmiöihin, teknisiin sekä ulkopuolisiin syihin. Näistä selkeästi eniten keskeytyksiä aiheutuu luonnonilmiöistä, joihin luetaan muun muassa tuuli- ja myrskytilanteet, lumi- ja jääkuormien sekä ukkosen aiheuttamat häiriöt. Myrskyt ja puihin kerääntyneet lumikuormat aiheuttavat puiden ja oksien taipumista sekä kaatumista johdoille. Ukkosella salamaniskut aiheuttavat verkkoon suuria ylijännitteitä ja johtovikoja, joista yleisin on johdon maasulku. Teknisistä vioista johtuviin keskeytyksiin luetaan esimerkiksi komponenttien ja laitteiden rakenneviat, jotka aiheuttavat laitteissa toimintahäiriöitä ja virhetoimintoja. Nämä keskeytykset eivät yleensä ole laajoja eivätkä pitkäaikaisia, koska vikapaikka voidaan erottaa muusta verkosta. Lisäksi on joukko ulkopuolisia syitä, joiden johdosta verkossa esiintyy vikoja. Näihin vikojen aiheuttajiin luetaan esimerkiksi maakaapeliin osuminen maan kaivamisen yhteydessä, puun kaataminen linjalle, kulku-
neuvojen ja nostolaitteiden osuminen linjaan sekä linnut ja muut pieneläimet. Vikojen ohella saattaa esiintyä myös häiriöitä, jotka aiheutuvat inhimillisistä erehdyksistä, kuten kytkentävirheistä tai esimerkiksi reletestaajan aiheuttomasta katkaisijan laukaisusta. Toisinaan taas sähköverkossa tehtävien huolto- ja korjaustoimenpiteiden vuoksi verkosta joudutaan katkaisemaan sähköt suunnitellusti. (Elovaara & Haarla 2011a: 166, 273; Energiateollisuus 2016a.)

Kuvassa 1 on esitetty sähköjakelun keskeytysajan jakautuminen vian sijainnin perusteella sekä alaosassa avojohdon ja maakaapelin keskeytysten yleisimmät aiheuttajat. Vertailussa on huomioitu vain avojohdo ja maakaapeli, koska ne ovat tällä hetkellä yleisimmät keskijänniteverkon johdinlajit. Diagrammeista voidaan tehdä päätelmä, että suurin osa vioista tapahtuu nimenomaan keskijänniteverkon avojohdo-osuudella 89 %, kun maakaapelissa se on vain 2 %. Suurin osa avojohdolla tapahtuvista vioista aiheutuu luonnonilmiöistä (79 %), kun maakaapelissa suurin keskeytyksen aiheuttaja on tällä hetkellä ulkopuoliset syyt (40 %) sekä tekniset syyt (30 %). (Energiateollisuus 2016b: 1, 13.)



Kuva 1. Keskeytystilasto vian sijainnin perusteella. (Energiateollisuus 2016b: 13.)

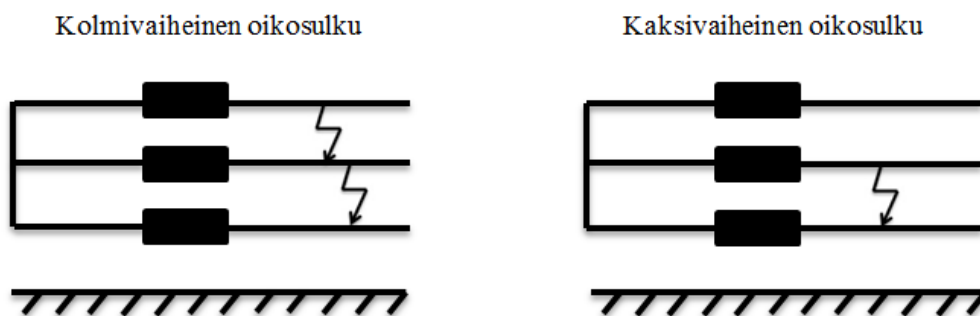
Sähköverkon yleisimpiä vikatyyppejä ovat oiko- ja maasulut, joista suurin osa esiintyy keskijänniteverkon avojohdo-osuuksilla. Aiheutunut vika saattaa johtaa häiriöön, joka

voi ilmetä sähkönjakelun täydellisenä tai osittaisena katkeamisena. Keski-jännitteistä jakeluverkkoa käytetään lähes aina säteittäisenä, jolloin täydellinen sähkön katkeaminen on mahdollista. Säteisessä verkossa vikojen rajaaminen on kuitenkin helpompaa, esiintyvät oikosulkuvirrat pienempiä ja jännitteen säätäminen sekä suojauksen toteutus yksinkertaisempaa kuin silmukoidussa verkossa. Jo yhden komponentin vikaantuminen ja irtoaminen verkosta pimentää yhden alueen, mutta säästää kuitenkin muut alueet keskeytyksiltä. Usein tällaisiin tilanteisiin varaudutaan ja verkko rakennetaan monelta osin myös silmukoiduksi kuten siirtoverkko, jolloin N-1 -kriteerin mukaan mitoitettu verkko takaa sähkönsiirron asiakkaille, eikä ketju katkea. N-1 -periaatteen mukaan suunniteltu verkko kestää aina yhden komponentin vikaantumisen ja irtoamisen, mikä tarkoittaa, että sähkölle on olemassa aina rinnakkainen kulkureitti. (Elovaara & Haarla 2011a: 166, 271; Lakervi & Partanen 2009: 13, 125.)

Aiheutuneet vikatapaukset voivat olla joko symmetrisiä tai epäsymmetrisiä. Symmetrisessä tapauksessa vian vaikutus kohdistuu kaikkiin vaiheisiin samanlaisena. Näitä ovat tyypillisesti esimerkiksi johdon tai muuntajan kolmivaiheinen oikosulku. Tärkeintä tällaisessa tilanteessa on, että katkaisija pystyy katkaisemaan läpi virtaavan oikosulkuvirran, koska pitkittynyt vika saattaa johtaa mahdollisiin laiteaurioihin ja jopa laajempaan käyttöhäiriöön. Epäsymmetrisissä vioissa vaikutukset taas näkyvät eri vaiheissa eri tavalla. Viat saavat alkunsa esimerkiksi johdolle osuvien salamaniskujen vaikutuksesta, joiden seurauksena verkkoon syntyy 1- tai 2-vaiheisia maasulkuja. Jos taas jännite puuttuu vähintään yhdestä vaiheesta, vikaa kutsutaan sarjaviaksi tai 1-vaiheiseksi katkokseksi. Tämä voi aiheutua esimerkiksi katkaisijan tai sulakkeen epätäydellisestä toiminnasta. Toisinaan saattaa käydä niin, että viat ovat epäsymmetrisiä yhdistelmävikoja, jolloin verkossa on kaksi vikaa samanaikaisesti tai mahdollisesti jopa eri puolilla verkkoa. Tällainen tilanne aiheutuu esimerkiksi kaksoismaasulusta tai johdinkatkoksesta, jossa katkennut johdin putoaa maahan. Syntyviä vikoja tarkastellaan seuraavissa alaluvuissa tarkemmin. (Elovaara & Haarla 2011a: 166–167.)

2.2 Oikosulku

Tavallisimpia epäsymmetrisiä vikoja ovat kaksivaiheinen oikosulku sekä yksivaiheinen oikosulku eli maasulku, jota käsitellään tarkemmin aluvuossa 2.3. Oikosulun voi tyypillisesti aiheuttaa esimerkiksi salamanisku, pylvään katkeaminen, virtamuuntajan räjähtäminen, erottimen murtuminen, lumi ja jää tai johtimen katkeaminen ja putoaminen maahan. Jännitteellisten osien oikosulkeutuminen saattaa johtua eristyksen huononemisesta ja vanhentumisesta, mikä aiheutuu ylikuormituksesta sekä ympäristön rasituksesta. Myös ylijännitteiden synnyttämä valokaari terveeseen eristysväliin ylitse sekä mekaaninen vaurio, joka rikkoo eristyksen, voi aiheuttaa oikosulun jännitteellisissä osissa. Tällöin johtimet joutuvat keskenään johtavaan yhteyteen esimerkiksi valokaaren kautta. Myös kova tuuli voi saada kaksi vaihejohtinta osumaan yhteen, jolloin syntyy puhdas kaksivaiheinen oikosulku. Oikosulku syntyy verkossa eristysvian tai ulkoisen kosketuksen johdosta, jolloin virtapiiri voi sulkeutua suoraan, valokaaren tai muun vikaimpedanssin kautta. Tilanteessa jännitteellisten osien välillä oleva eristys huonontuu oleellisesti, jolloin usein virta ylittää moninkertaisesti nimellisvirran. Tyypillistä oikosuluissa on, että vikakohdassa virta on suuri ja jännite pieni. Vika voi sattua joko kahden tai kolmen vaihejohtimen välille, jolloin puhutaan 2- ja 3-vaiheisesta oikosulusta, josta tyypillinen on ukkosen aiheuttama 3-vaiheinen oikosulku. Kolmi- ja kaksivaiheinen oikosulku on havainnollistettu alla olevassa kuvassa 2. (Elovaara & Haarla 2011a: 177; Elovaara & Haarla 2011b: 340; Lakervi & Partanen 2009: 28; Mäkinen 2012: 100.)



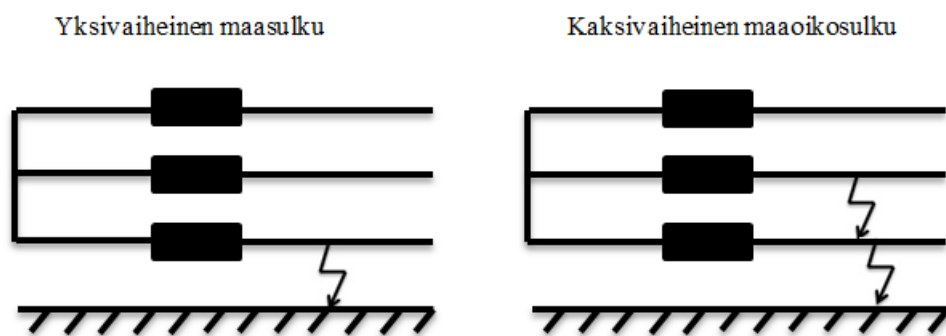
Kuva 2. Kolmi- ja kaksivaiheinen oikosulku. (Elovaara & Haarla 2011a: 189.)

Suurimman vikavirran aiheuttaa vastukseton 3-vaiheinen oikosulku, jolloin virran suuruus on usein 10–40-kertainen nimelliseen kuormitusvirtaan verrattuna. Tällöin suojausautomaatiikan on toimittava tarpeeksi nopeasti, etteivät laitteet ehdi vaurioitua, koska suuri oikosulkuvirta aiheuttaa myös virrallisten osien äkillisen lämpötilan nousun. Viat voivat aiheuttaa johtojen ja laitteiden kuumenemisen lisäksi henkilövahinkoja sekä häiriöitä ja keskeytyksiä sähköjakeluun, minkä vuoksi vikaantunut komponentti erotetaan verkosta suojausautomaatiikan avulla mahdollisimman nopeasti. Suomessa tyypillinen kolmivaiheinen vikavirta sähköaseman kiskostossa on 5–12 kA. Suuruus riippuu olennaisesti 110 kV verkon oikosulkuvirrasta sekä päämuuntajan koosta; mitä suurempi muuntaja on käytössä, sitä suuremmaksi myös 20 kV oikosulkuvirta kasvaa. Lisäksi virran suuruuteen vaikuttaa 20 kV:n verkossa sähköaseman ja vikapaikan välisen johtosuuden pituus sekä johdon poikkipinta-ala. Johdon impedanssin vaikutus on merkittävä, koska jo muutaman kilometrin matkalla vikavirta pienenee nopeasti muutamaan kiloampeeriin tai jopa satoihin ampeereihin. Tämä saattaa vaikeuttaa suojauksen havaitumista esimerkiksi pitkillä etäisyyksillä, kun johdon poikkipinta-ala on pieni ja vikapaikka sijaitsee johto-osuuden loppupäässä. Tällöin vikavirran arvo saattaa laskea jopa arvoon 150–200 A, joka voi olla vaikea havaita. Oikosulkuvirta on sitä pienempi, mitä kauempana vikapaikka on generaattoreista, koska generaattori syöttää verkkoon vikavirtaa ja voimansiirtojohtojen sekä muuntajien impedanssit rajoittavat virtaa. (Elovaara & Haarla 2011a: 170; Elovaara & Haarla 2011b: 340; Lakervi & Partanen 2009: 28,30; Mäkinen 2012: 101.)

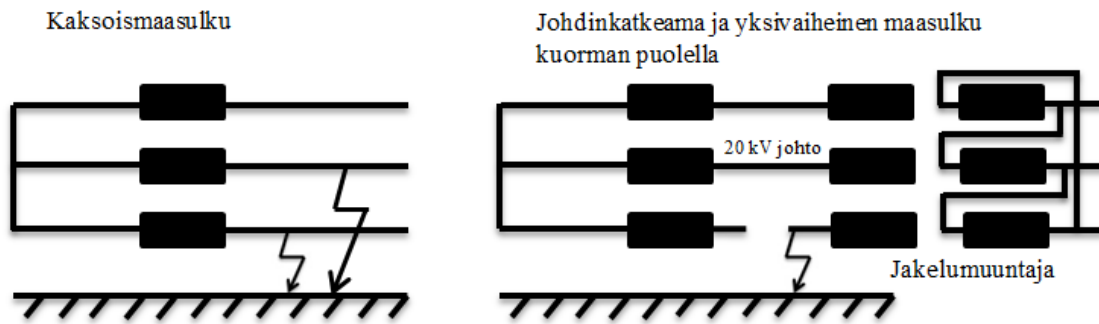
2.3 Maasulku

Maasulku määritellään eristysviaksi, jossa verkon jännitteinen osa joutuu johtavaan yhteyteen maan kanssa. Yhteys maahan voi syntyä joko maadoittamattomassa verkon kohdassa, joka aiheutuu esimerkiksi johtimen putoamisesta maahan tai maadoitetun verkon kautta, kun muuntajan suojakipinävälissä tapahtuu ylilyönti salamaniskun vaikutuksesta. Tällöin maasulkuvirta menee suoraan ylijännitesuojan läpi muuntamon maadoitukseen, jolloin maasulkuvirta synnyttää maadoitusresistanssissa maadoitusjännitteen U_m . Tämä taas aiheuttaa vaarallisen kosketeltavissa olevan kosketusjännitteen ih-

miselle, jolloin kehon kautta voi kulkea hengenvaarallinen vikavirta. Maadoitus- ja kosketusjännitteen välillä vallitsee yleisesti hyväksytty riippuvuus, jossa sallitaan maadoitusjännitteen arvon olevan kaksinkertainen kosketusjännitteeseen nähden. Sallittu kosketusjännite määritellään standardissa SFS 6001 yhtäjaksoisen maasulun kestoajan mukaan. Pitkäaikaisesti sallitaan 75 V kosketusjännite, mutta lyhytaikaisesti sallitaan korkeampiakin kosketusjännitteitä. Erityisen vaaralliseksi kosketusjännitteet saattavat muodostua johdinputoamissa. Sallitulle maadoitusjännitteelle on asetettu yläraja, joka määräytyy maadoituskohteen, maadoitustavan ja maasulun yhtäjaksoisen kestoajan mukaan. Näihin vaatimuksiin päästään parantamalla maadoitusta sekä lyhentämällä maasulkusuojuuksen toiminta-aikoja. Maadoitusjännitettä voidaan pienentää pienentämällä joko maadoitusresistanssia tai maasulkuvirtaa. Tämä tapahtuu joko asentamalla verkkoon kompensoivia kuristimia tai hankkimalla uusia syöttömuuntajia, joilla voidaan jakaa verkko pienempiin osiin ja näin pienentää maasulkuvirtaa. Pienennetyllä maasulkuvirralla mahdollistetaan valokaarimaasulun itsestään sammuminen. Tämä vähentää pikajälkeenkytkennöistä aiheutuvien haitallisten lyhyiden keskeytysten määrää sähkönkäyttäjille. Maasulkuviat voidaan jaotella neljään eri kategoriaan: yksivaiheinen maasulku, kaksivaiheinen maaosulku, kaksoismaasulku ja johdinkatkeama, jossa on yksivaiheinen maasulku kuorman puolella. Maasulkutilanteet maasta erotetussa verkossa havainnollistetaan kuvassa 3 ja 4. (Mäkinen 2012: 163–164; Elovaara & Haarla 2011b: 340; Lakervi & Partanen 2009: 187,189.)



Kuva 3. Yksivaiheinen maasulku ja kaksivaiheinen maaosulku. (Mäkinen 2012: 162.)



Kuva 4. Kaksoismaasulku ja johdinkatkeama. (Mäkinen 2012: 162.)

Terveessä verkossa jännite maakapasitanssien yli on vaihejännitteen suuruinen ja kuormitusvirtaan summautuu maakapasitanssien kautta kulkeva virta. Virta on eri vaiheissa yhtä suuri ja näin ollen muodostuu symmetrinen kolmivaihejärjestelmä. Maasulkuvirrasta aiheutuva epäsymmetria näkyy myös verkon tähtipisteen ja maan välisenä nollajännitteenä, joka vaikuttaa maakapasitansseihin. Suurimmillaan nollajännitteen itseisarvo on vaihejännitteen suuruinen vikavastuksettomassa maasulussa, jolloin terveiden vaiheiden jännite voi nousta jopa pääjännitettä suuremmaksi. Maasulkuvirran suuruuteen vaikuttaa vikaresistanssin suuruuden lisäksi myös se, miten moni tähtipiste on maadoitettu ja ovatko maadoitukset tehty joko suoraan tai virtaa rajoittavat kuristimen kautta. Mitä suurempi vikavastus on, sitä pienempi vikakohdassa kulkeva maasulkuvirta on. Tämä tarkoittaa myös sitä, että suojalaitteiden toimintaherkkyys on oltava suuri, jotta suojaus pystyy havaitsemaan suuri-impedanssiset viat. Muuntaja ja voimansiirtojohdot rajoittavat myös omalta osaltaan maadoitetun verkon maasulkuvirtaa. (Mäkinen 2012: 168; Elovaara & Haarla 2011b: 340.)

Verkon käyttö maasulun aikana on periaatteessa ihan mahdollista, koska vikavirrat ovat pieniä eivätkä sen vuoksi voi vahingoittaa laitteita. Vian aikana keskijänniteverkossa esiintyy voimakasta jännite-epäsymmetriaa, mutta jännitteet jakelumuuntajan toisiopuolella pysyvät normaalina, kunhan ensiökäämit ovat kytkettynä kolmioon. Normaalissa sekä vikatilanteessa käämien yli vaikuttava jännite on pääjännitteen suuruinen ja asiakasjännitteet pysyvät normaalilla tasolla. Ainoa rajoittava tekijä verkon käytölle maasulun aikana on Suomen olosuhteissa liian suuriksi nousevat kosketusjännitteet. Vaikka

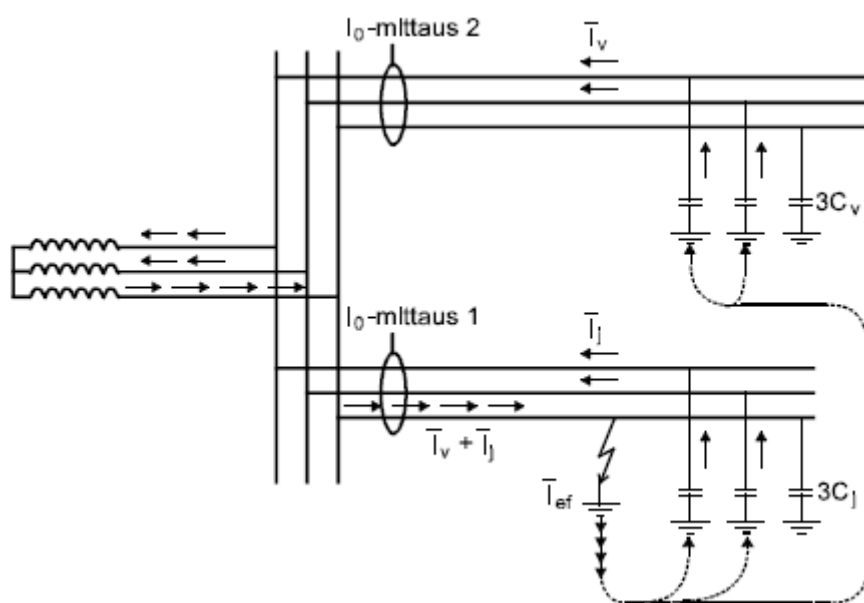
maasulusta ei aiheudu välitöntä haittaa verkon käytölle, Suomessa on kuitenkin ollut vaatimuksena, että maasulut pitää pystyä laukaisemaan, kun vikaresistanssi on suuruudeltaan enintään 500 Ω . Esimerkiksi pitkään jatkunut maasulku aiheuttaa eristyksen heikkenemistä, minkä vuoksi vika saattaa muuttua kolmivaiheiseksi oikosuluksi. Maasulku saattaa aiheuttaa myös palovaaran tai tulipaloja sen lämpövaikutuksen vuoksi. Lisäksi maasulku saattaa vaurioittaa tai aiheuttaa häiriöitä maasulkupaikan tai viallisen johdon lähettyvillä oleviin laitteisiin tai viestiyhteyksiin. Maasulusta johtuvat seuraukset saattavat olla tuhoisat, joten tästä syystä maasulkusuojauksen on oltava kunnossa. (Mäkinen 2012: 164; Elovaara & Haarla 2011b: 340; Lakervi & Partanen 2009: 189.)

2.3.1 Maasulkutilanne maasta erotetussa verkossa

Suomen olosuhteista johtuen keskijänniteverkon maadoitustapana käytetään lähinnä tähtipisteestään maasta erotettua verkkoa. Keskeisimpänä syynä maasta erotetun verkon käyttöön on huonoista maadoitusolosuhteista johtuva kosketusjänniteongelma. Verkko on maasta erotettu silloin, kun mikään verkon tähtipisteistä ei ole suoraan eikä impedanssin välityksellä yhteydessä maahan. Tämä tarkoittaa, että verkossa on myös hyvin suuri nollaimpedanssi, koska se muodostuu pelkästään johtojen maakapasitansseista. Johtojen maakapasitanssin suuruus taas määräytyy suoraan verkon johtopituuden mukaan. Tällaisissa verkoissa maasulkuvirta on jopa pienempi kuin verkon kuormitusvirta, jolloin se ei häiritse verkon normaalikäyttöä. Mikäli pystytään varmistumaan, että vika- paikka ei aiheuta vaaraa ihmiselle tai omaisuudelle, voitaisiin verkon käyttöä jatkaa normaalisti. Poikkeuksena ovat laajimmat maasta erotetut verkot, jotka alkavat olla jakeluverkkoyhtiöiden yhdistymisen myötä jo niin isoja, että normaalikäyttö maasulun aikana ei aina ole mahdollista. Verkkojen laajentuessa maasulkuvirratt ovat kasvaneet, mikä aiheuttaa vaarallisen suuria kosketusjännitteitä. Tämä on osaltaan johtanut siihen, että maasulkuvikojen paikallistamiseen halutaan panostaa ja viat paikallistaa mahdollisimman tarkasti. (Elovaara & Haarla 2011a: 210; Lakervi & Partanen 2009: 182.)

Terveessä tilassa olevan verkon vaihejännitteet ovat maahan nähden symmetrisiä eli näiden osoittimien summa on joka hetki nolla. Maasulkutilanteessa verkon kaikkien vaiheiden sekä verkon tähtipisteen jännitteet muuttuvat, ja verkossa esiintyy maaka-

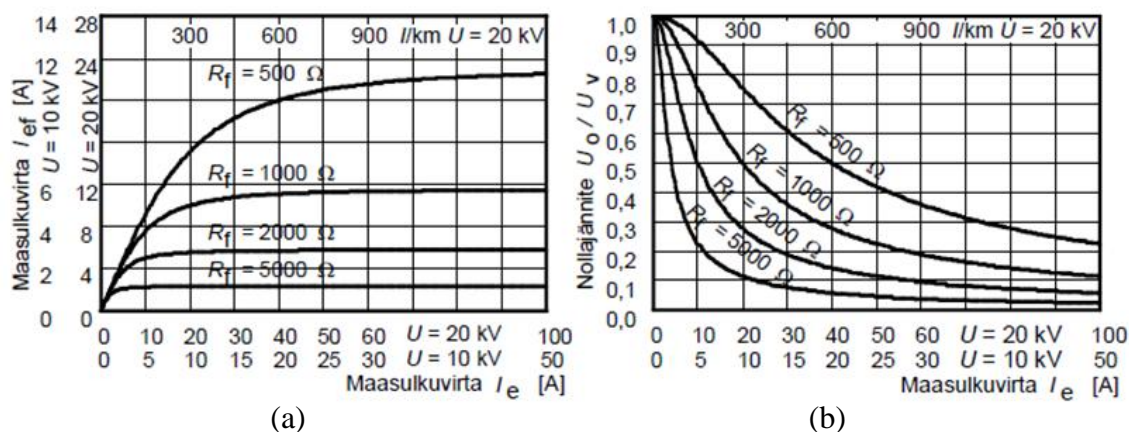
pasitanssien kautta kulkevia kapasitiivisia vikavirtoja. Vikatilanteessa terveiden vaiheiden jännitteet kasvavat maahan nähden ja viallisen vaiheen jännite alenee. Epäsymmetrian vuoksi varausvirtojen summa poikkeaa nyt nolasta muodostaen vikapaikan kautta maahan kulkevan maasulkuvirran. Maasulkuvirralla on kulkureitti vikapaikasta maahan esimerkiksi vikaresistanssin kautta, johtojen maakapasitanssien sekä vaihejohtimien impedanssien kautta päämuuntajan (110/20 kV) käämityksiin ja sieltä maasulkuvirta kulkee viallisen vaiheen impedanssin kautta päätyen vikapaikkaan. Yksivaiheinen maasulkuvika maasta erotetussa verkossa on esitetty kuvassa 5. (ABB Oy 2000: 248; Larkervi & Partanen 2009: 183.)



Kuva 5. Maasta erotetussa verkossa muodostuva maasulkuvirta. (ABB Oy 2000: 252.)

Tyypillisesti keskijänniteverkossa (20 kV) avojohdon synnyttämä maasulkuvirta on keskimäärin 0,067 A/km. Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on suuruudeltaan yleensä noin 5–100 A luokkaa. Virran suuruuteen vaikuttaa olennaisesti päämuuntajan perään kytkeytyneen yhtenäisen verkon laajuus, koska maasulkuvirta kasvaa verkon kokonaispituuden myötä. Tähtipisteen jännite puolestaan pienenee vikaresistanssin kautta kulkeutuvassa maasulussa, kun verkon pituus kasvaa. Kuvassa 6a on esitetty vikaresistanssin vaikutus maasulkuvirran suuruuteen ja kuvassa 6b vikaresistanssin vaikutus nol-

lajännitteeseen. Vaaka-akselilla on esitetty verkon kokonaismaasulkuvirta vikaresistanssittomassa maasulussa ja vastaavasti pystyakselilta voidaan lukea halutun vikaresistanssin pienentämä maasulkuvirran arvo. Lisäksi ylälaidassa on esitetty keskijänniteverkon avojohtoa vastaava maasulkuvirta verkon pituuden funktiona. (ABB Oy 2000: 251, 253; Lakervi & Partanen 2009: 186–187; Mäkinen 2012: 169.)



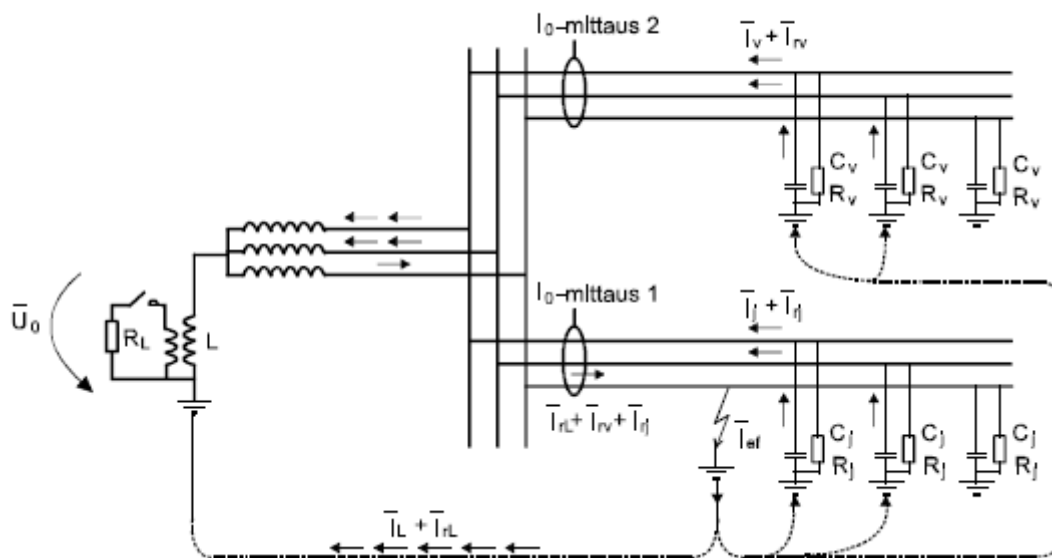
Kuva 6. Vikaresistanssin vaikutus maasulkuvirran (a) ja nollajännitteen suuruuteen (b). (ABB Oy 2000: 251, 253.)

Mikäli vian aikana vikaresistanssin arvo $R_f = 0 \Omega$, viallisen vaiheen jännite on nolla, mutta terveiden vaiheiden jännitteet nousevat pääjännitteiden suuruiseksi. Samalla hetkellä tähtipisteen jännite nousee vaihejännitteen suuruiseksi. Maasulkuvirta ja tähtipisteen jännite puolestaan pienentyvät vikaresistanssin kasvaessa. Tämä aiheuttaa ongelmia maasulkusuojauksen toteutukselle, koska vikaresistanssi saattaa olla hyvin lähellä verkon vuotoresistanssia. Tällaisen tilanteen voi aiheuttaa esimerkiksi kuivan puun nojaaminen avojohtoon, jolloin vikaresistanssi voi olla 10–100 k Ω . (Lakervi & Partanen 2009: 186–187.)

2.3.2 Maasulkutilanne kompensoidussa verkossa

Kompensoitua verkkoa kutsutaan myös sammutetuksi verkoksi, jonka tähtipiste maadoitetaan reaktanssin kautta yhdessä tai useammassa verkon kohdassa. Keskijänniteverkossa on harvemmin suoraan muuntajan tähtipiste käytettävissä, koska yleisimmin 110/20 kV päämuuntajat ovat YNd11-kytkentäisiä, jolloin sähköaseman alajännitepuolella (20 kV) ei ole tähtipisteulosottoa saatavilla. Tällöin joudutaan muodostamaan keinotekoisesti tähtipiste. Yksinkertaisin ratkaisu tähän on kytkeä kompensointikuristin ZN-kytkentäisen maadoitusmuuntajan tähtipisteeseen. Näin kompensointi on toteutettu keskitetysti, mutta se voidaan toteuttaa myös hajautetusti. Hajautetun kompensoinnin ideana on sijoittaa riittävä määrä kiinteitä kompensointikuristimia hajautetusti verkon johtolähdöille, jolloin kuristimet kompensoivat johto-osuuden tuottaman kapasitiivisen maasulkuvirran. Tyypillisesti hajautetussa kompensoinnissa ei tarvita säädettäviä kuristimia eikä resonanssisäätäjiä, ja vain osa maasulkuvirrasta kompensoidaan siten, etteivät yksittäiset johdot pääse ylikompensoitumaan. Kuristimen virta voi vaihdella välillä 3–25 A ja tyypillisiä käyttökohteita ovat pitkät johtolähdöt sekä haja-asutusalueet. (ABB 2000: 254; Mäkinen 2012: 181; Multirel 2017.)

Yleisimmin kompensointi toteutetaan keskitetysti sähköasemalla, jossa tähtipisteeseen on kytkettynä induktanssi, jonka reaktanssin arvo on aseteltu vastaamaan suurin piirtein verkon johtojen maakapasitanssien muodostamaa reaktanssia. Tällä tavoin saadaan pienennettyä maasulkuvirtaa sekä loivennettua vikapaikkaan palaavaa jännitettä. Maasulussa sammutuskuristimen reaktanssi kompensoi maakapasitanssien tuottaman loisvirran joko osittain tai kokonaan. Kompensoinnin määrä ilmoitetaan verkon kompensointiasteella K . Verkko on täysin kompensoitu eli sammutettu, jos kompensointiasteen arvo on tasan yksi tai lähellä sitä. Jos kompensointiaste on suurempi kuin yksi, verkko on silloin ylikompensoitu ja vastaavasti taas alikompensoitu, jos K :n arvo on pienempi kuin yksi. Kompensoidun verkon sijaiskytkentä saadaan yksinkertaisesti lisäämällä maasta erotettuun verkkoon sammutuskuristimen induktanssi L ja kuristimen resistiivistä osaa kuvaava lisävastus R . Yksivaiheinen maasulku keskitetysti kompensoidussa verkossa on esitetty kuvassa 7. (ABB 2000: 254; Mäkinen 2012: 173; Lakervi & Partanen 2009: 182, 184–185; Multirel 2017.)



Kuva 7. Täysin kompensoidussa verkossa muodostuva maasulkuvirta. (ABB Oy 2000: 255.)

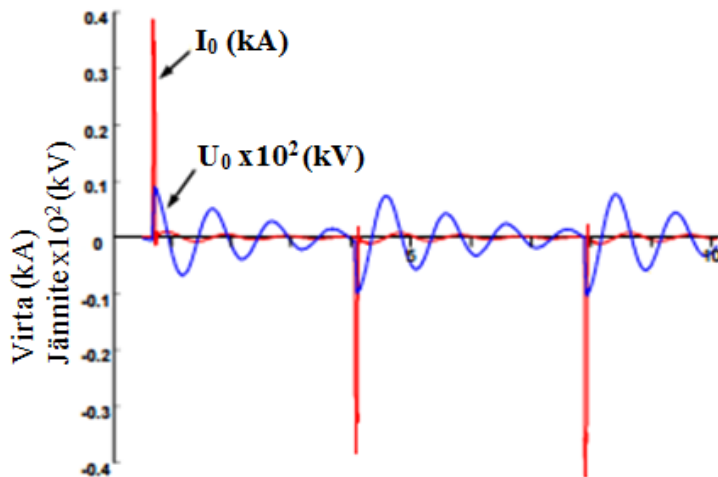
Verkon sammutuskuristin viritetään niin, että kuristimen kautta kulkeva virta on suunnilleen sama kuin maakapasitanssien kautta kulkevien virtojen summa. Vikavirta eli niin sanottu jäännösvirta muodostuu kuristimen ja verkon häviöistä sekä kuristimen toisiovastuksen aiheuttamasta pätövirrasta ja yliaalloista. Jäännösvirta jää huomattavasti pienemmäksi kuin sammuttamattoman verkon maasulkuvirta, koska kuristimen kautta kulkeva virta ja jäännösvirta ovat vastakkaisuuntaiset. Tässä tapauksessa summavirtamuuntaja havaitsee vioittuneen johtolähdön alussa vikavirran, joka aiheutuu tähtipistejännitteestä ja sammutuskuristimen resistiivisestä osasta. Virran pätökomponentin suuruuteen vaikuttavat lisäksi vielä verkon johtimien resistanssit sekä resistiiviset vuotovirrat. Jos kuvan 7 kuristin on säädettävä, voidaan resonanssisäätäjän avulla muuttaa induktanssia verkon kytkentätilanteiden muuttuessa, jolloin säätäjän viritys perustuu nol-lajännitteen maksimiarvon etsimiseen verkon terveessä tilassa. Maksimiarvo löytyy, kun verkon maakapasitanssit ja sammutuskuristimen induktiivinen reaktanssi ovat samanarvoiset. Tämä piste on nimeltään resonanssipiste. Verkon kytkentätilanteen muutoksesta johtuen resonanssipisteen arvo muuttuu, jolloin säätäjä lähtee suorittamaan uutta säätöä muuttuneen nol-lajännitearvon perusteella. Tämän säätöominaisuuden avulla

voidaan maasulkuvirran kompensointi pitää halutussa arvossa, jolloin jäännösvirta jää joka kytkentätilanteessa niin pieneksi, että maasulusta aiheutuva valokaari voi sammua itsestään. Näin verkkoon ei aiheudu käyttökeskeytystä, jolloin maasulun kompensointi vähentää ohimenevien valokaarivikojen aiheuttamia keskeytyksiä sähköjakeluun. (ABB Oy 2000: 254; Mäkinen 2012: 174; Multirel 2017; Lakervi & Partanen 2009: 184–185.)

Sammutuskuristimen rinnalle kytketään yleensä rinnakkaisvastus, jonka avulla pystytään lisäämään keinotekoisesti jäännösvirran aktiivista komponenttia. Suurennetulla jäännösvirralla voidaan kasvattaa pätövirtaa, joka on välttämätöntä esimerkiksi suojareleiden toiminnan kannalta. Rinnakkaisvastus voi olla jatkuvasti kytkettynä verkkoon tai se voidaan kytkeä vasta määrätyn ajan jälkeen vian ilmenemisestä. (Mäkinen 2012: 174; Multirel 2017.)

2.3.3 Katkeileva maasulku

Keskijänniteverkon kaapelointiasteen lisääntymisen myötä haasteeksi nousevat kompensoidussa verkossa erityisesti katkeilevat maasulut. Tämän tyyppiset viat ovat yleisesti vaikeita havaita, koska maasulku syttyy ja sammuu vuorotellen, mikä näkyy verkossa äkillisenä virran nousuna ja laskuna eli transienttina, jolloin nollavirran käyrämuoto on hyvin epäsäännöllinen. Tämän vuoksi katkeileva maasulku saattaa helposti aiheuttaa suojauksen epäselektiivisen toiminnon ja pahimmassa tapauksessa riskinä on koko sähköaseman laukaisu, mikä taas aiheuttaisi pitkiä keskeytyksiä tarpeettoman laajalle alueelle. Tyypillisesti sähköaseman varasuojana onkin pidetty nollajännitteen mittauksen perustuvaa suojausta, koska sen käyrämuoto on huomattavasti tasaisempaa, jolloin vian havaitsemiseen on paremmat mahdollisuudet. Kuvasta 8 on nähtävissä virran ja jännitteen käyttäytyminen katkeilevassa maasulussa. (Altonen, Mäkinen, Kauhaniemi & Persson 2003.)



Kuva 8. Katkeileva maasulku. (Altonen ym. 2003.)

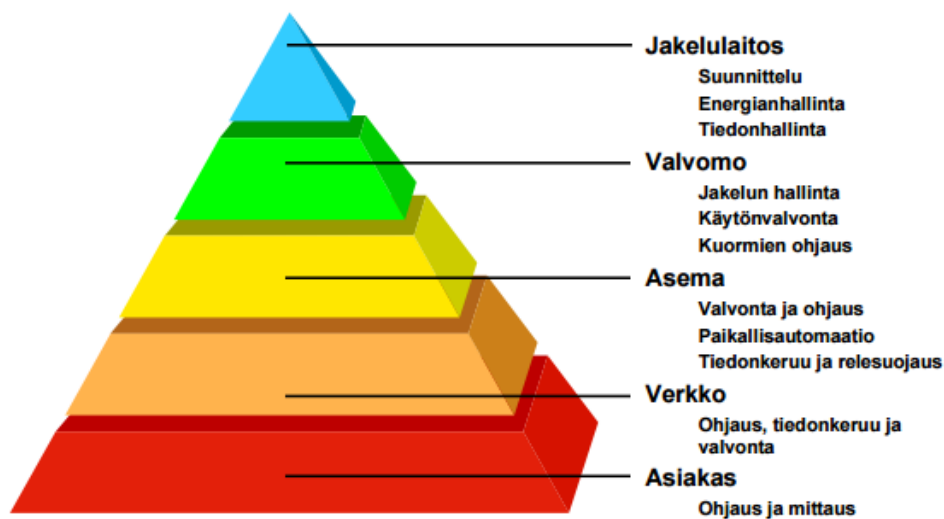
Katkeilevaa maasulku voi syntyä esimerkiksi kaapeliin tulleen eristysvian vuoksi, kaapelin vikaantumisen tai vanhentumisen johdosta, mikä huonontaa kaapelin jännitekestoisuutta. Eristyksen heikentyminen kehittyy tyypillisesti pitkän ajan kuluessa, johon vaikuttaa oleellisesti epäpuhtaudet ja kosteus, jotka aiheuttavat kemiallisia reaktioita ja vanhentavat näin eristyksiä. Myös mekaaniset rasitukset tai osittaiset kaapelin vauriot voivat yhdessä kosteuden kanssa käynnistää eristekerroksen heikkenemisen. Ellei eristyskerros katkea hetkessä, niin todennäköisesti syntyy ensiksi maasulkuvika. Lisäksi katkeilevan maasulun aiheuttamat ylijännitteet vanhentavat omalta osaltaan verkon eristyksiä, sillä se saattaa aiheuttaa jopa kolminkertaisia hetkellisiä ylijännitteitä verkon nimellijännitteeseen verrattuna. (Altonen ym. 2003; Mäkinen 2012: 164.)

3 VERKOSTOAUTOMAATIO

Tässä luvussa käsitellään pääpiirteittäin verkostoautomaation keskeisintä osa-aluetta; sähköjakeluverkon automaatiota sekä sen tuomia hyötyjä vian paikannuksen ja muuntamoautomaation kannalta.

3.1 Sähköjakeluverkon automaatio

Verkostoautomaatio keskittyy olennaisesti sähköjakeluverkon automaatioon, jolla tässä työssä tarkoitetaan lähinnä 20 kV keskijänniteverkon jakeluautomaatiota (DA, Distribution Automation). Yleisesti tämän tarkoituksena on erilaisten jakeluverkkojen hallinta, käyttö sekä valvonta, jonka perustoiminnot ja vaatimukset ovat kaikilla verkko-tyypeillä samat. Automaation avulla verkosta saadaan erilaisia mittauksia ja hälytyksiä, pystytään tekemään ohjauksia sekä välitetään informaatiota ja tilatietoja valvomoon. Pää tarkoituksena on kuitenkin saada keskeytysajat lyhyemmiksi, sekä tehdä verkosta käyttövarmempi ja turvallisempi. Käytännössä verkostoautomaatio toteutetaan eri tasoina, jotka ovat nähtävissä kuvasta 9. (ABB Oy 2000: 401.)



Kuva 9. Jakeluautomaation järjestelmähierarkia. (ABB Oy. 2000: 401.)

Täydellinen kokonaisvaltainen keskijänniteverkon automatisointi vastaisi kaikkiin käyttötarpeisiin aina jakelulaitokselta asiakkaalle asti (kuva 9). Sähkönjakeluautomaatio jaetaan karkeasti eri tasoille, joita ovat yhtiö-, valvomo-, asema-, verkko- ja asiakasautomaatio, joita toteutetaan vähitellen asteittain. Näiden toimintojen toteuttamiseksi vaaditaan laajaa tiedonsiirtotekniikoiden ja -järjestelmien käyttöä verkossa. Nämä järjestelmät kattavat koko ketjun asiakkaalta yhtiötasolle asti. (ABB Oy. 2000: 401; Lakervi & Partanen 2009: 233.)

Yhtiötason automaation perustana on verkkoyhtiöiden eri tietojärjestelmien sisältämien tietojen ja sovellusten älykäs sekä monipuolinen hyödyntäminen. Näihin sovelluksiin lukeutuvat muun muassa käytönvalvontajärjestelmä (SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition), käytöntukijärjestelmä, asiakastietojärjestelmä ja verkkotietojärjestelmä. Verkkoyhtiön tasolla keskeisimpiä toimintoja ovat kytkentöjen suunnittelu esimerkiksi varayhteyksien ja työkeskeytysten kannalta sekä asiakkaiden mittaustietojen hallinta ja käsittely. Käytännössä kytkentöjen suunnittelu edellyttää erilaisten vikatilanteiden simulointilaskentoja, joita myöhemmin pystytään hyödyntämään pahoissa vikatilanteissa. Mittaustiedot saadaan sähkönkäyttäjien etäluettavista energiamittareista, joista voidaan tuntitehojen lisäksi saada tietoa myös jännitteen laadusta ja käyttökeskeytyksistä. (Lakervi & Partanen 2009: 234.)

Valvomotaso koostuu käytönvalvonta- ja käytöntukijärjestelmästä, joiden avulla pystytään seuraamaan reaaliaikaisesti verkon tilaa, hallitsemaan vika- ja häiriötilanteita sekä tekemään ohjauksia etänä. Keskeisin ero järjestelmien välillä on ”älykkyydessä”. Lyhykäisyydessään SCADA kerää ja välittää tietoja sekä ohjauksia, kun käytöntukijärjestelmä sisältää monipuolisia päättely- ja analyysitoimintoja, joiden avulla pystytään esimerkiksi paikantamaan oikosulkuvikoja. (Lakervi & Partanen 2009: 235–236.)

Sähköasematason automaatio sisältää suojareiden ja muiden mahdollisten IED-laitteiden (Intelligent Electronic Device) toiminnan, virta- ja jännitemittaukset, kytkinlaitteiden kauko-ohjauksen, jännitteen säädön sekä mahdollisesti myös erilaisia kytkentäsekvenssejä, joita voidaan käyttää esimerkiksi huoltotoimenpiteisiin. Lisäksi sähkö-

asemilla on usein myös valmiudet paikallisen SCADAn käyttöön. (Lakervi & Partanen 2009: 234–235.)

Verkostoautomaatio käsittää erottimien kauko-ohjauksen, virta- ja jännitemittauksen toteuttamisen verkossa sekä vianilmaisimien tiedonsiirron. Kauko-ohjattavien erottimien ja vianilmaisimien yhteistyöllä voidaan viallinen haarajohto erottaa helpommin verkosta, jolloin vikapaikka saadaan rajattua ja erotettua jopa muutamassa minuutissa. (ABB Oy. 2000: 402; Lakervi & Partanen 2009: 235.)

Asiakastason automaatio sisältää toimintoja tariffiohjaukseen, energiatietojen etäluentaan sekä kuormitusten kytkentään ja ohjaukseen. Kuormituksen ohjauksella tarkoitetaan toimintoja, joilla sähkökäyttäjien kuormituksia pystytään pienentämään väliaikaisesti, esimerkiksi huippukuormituksen aikana. Tällä tavoin pystytään tasaamaan verkon kuormitusta, kun sähkölaitteita kytketään päälle ja pois. Kuormituksen kytkentä taas sisältää palveluita, joita verkkoyhtiö pystyy tarjoamaan asiakkaille, kuten esimerkiksi mökin lämmityksen kytkeminen päälle ja pois asiakkaan pyynnöstä. (Lakervi & Partanen 2009: 235.)

3.2 Tietoliikenneverkko sähkönjakeluverkon automaatiossa

Avainsana sähkönjakeluverkon automaation toteutukseen kohdistuu tietoliikenteeseen. Kaukokäyttöön ja verkostoautomaatioon tarvitaan erilaisia tiedonsiirtoratkaisuja, joilla pystytään toteuttamaan reaaliaikainen tiedonsiirto valvomon ja sähköverkossa sijaitsevien kaukovalvonta- ja ohjauslaitteiden välille. Yleisiä sähköverkossa olevia kaukovalvonta- ja ohjauslaitteita on muuntamoilla, sähköasemilla ja erotinasemilla. Tämän lisäksi verkon tilaa voidaan valvoa ja seurata esimerkiksi vikaindikaattoreilla, joilta halutaan saada myös toimiva tiedonsiirtoyhteys valvomoon. Jotta tiedonsiirtoketju toimii, tarvitaan valvomon ja laitteen väliin tiedonsiirtoratkaisu sekä lisäksi näiden väliin sopivat rajapinnat. (Antila, Jäntti, Takala & Vähämäki 2004.) Seuraavaksi esitellään vain tämän diplomityön kannalta oleelliset tietoliikenneprotokollat, joita käytettiin laitteiden ja

valvomon välisessä tiedonsiirrossa. Lopussa esitellään myös laitteiden ja valvomon välissä oleva OPC-rajapinta.

Yleisesti kaukokäyttöön soveltuu IEC 60870-5 -protokollaperheestä IEC 60870-5-101 sekä IEC 60870-5-104. IEC101 on sarjaliikenneprotokolla, josta on myöhemmin kehitelty IEC104-protokolla kommunikoidaan TCP/IP -verkon päälle. Protokollan liikennöintiä voidaan käyttää joko pollaavana tai spontaanina. Pollaavassa tiedonsiirrossa kommunikointi on isäntä-orja tyyppinen, jossa tiedonkeruu tapahtuu tietoja kyselemällä. Yleensä isäntä (SCADA) on se joka kyselee tietoja orjina toimivilta laitteilta. Spontaanissa tiedonsiirrossa laitteet voivat aloittaa tiedonsiirron ja toimia samanaikaisesti valvomon kanssa. Tällöin tiedot siirtyvät heti, kun tapahtuma on havaittu, sillä muutoin tiedot siirtyisivät vasta seuraavassa kyselyssä. Viestin kehyksessä tärkeimpänä tietona on ASDU (Application Service Data Unit), joka määrittelee datan tyyppin. COT (Common Object Transmission) määrittelee tiedon lähettämisen. Tieto voidaan lähettää valvomoon joko syklisesti, spontaanisti tai vasta kyseltäessä, riippuen tiedon kriittisyydestä. COA (Common Object Address) määrittelee käytettävän aseman osoitteen ja IOA-osoitteella (Information Object Address) voidaan identifioida datan osoite. (Antila, Jäntti, Takala & Vähämäki 2004; Kauhaniemi 2015.) Näitä viestikehysten tietoja tarvitaan OPC-rajapinnalla, jotta tiedonsiirtoketju onnistuu laitteelta valvomoon.

Tiedonsiirto muuntamolle voidaan toteuttaa myös Modbus-protokollalla, joka on yleisesti käytössä teollisuudessa. Modbus on alun perin Modiconin kehittänyt sarjaliikenneprotokolla, josta on myöhemmin kehitelty myös ModbusTCP-protokolla. Käytännössä tämä tarkoittaa ModbusRTU-protokollaa, joka kommunikoi TCP/IP -verkon päällä. ModbusRTU on isäntä-orja tyyppinen protokolla, jossa isäntänä toimii yleensä SCADA ja orjana ala-aseman laitteet. Isäntä lukee tietoja syklisesti ala-aseman laitteilta ja voi kirjoittaa komentoja orjalaitteille, kuten esimerkiksi erottimen ohjauskäsky. Sarjaliikennepohjaiseen Modbus-protokollaan voidaan valita lähetystavaksi joko RTU tai ASCII, näistä kuitenkin yleisimmin käytetään RTU-versioita. ModbusTCP on Ethernet-pohjainen protokolla, joka on asiakas-palvelin tyyppinen kommunikointiprotokolla. Asiakas-palvelin-kommunikointi perustuu pääasiassa pyyntö/vastaus-periaatteeseen,

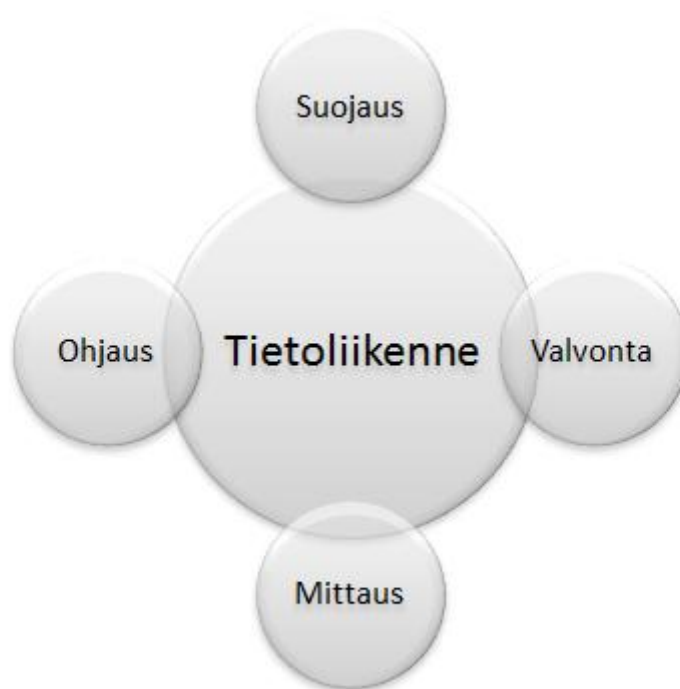
jota käytetään reaaliaikaisessa tiedonsiirrossa kahden laitteen välillä tai laitteen ja SCADAn välillä. (Antila, Jäntti, Takala & Vähämäki 2004; Kauhaniemi 2015.)

Uusilla sähköasemilla on käytössä IEC 61850 -protokolla, joka on kattava kansainvälinen tietoliikennestandardi sähköasema-automaatioon. Protokollan tarkoituksena on yhdistää kaikki sähköaseman laitteet yhdeksi kokonaisuudeksi, joka on toimittajasta riippumaton järjestelmä. IEC 61850 -protokolla tarjoaa saumattoman reaaliaikaisen tiedonvälityksen sähköasemalla olevien IED-laitteiden väliseen kommunikointiin. Protokolla mahdollistaa tapahtumien lähettämisen spontaanisti suoja-alueiden toimesta, mitkä voidaan lähettää useille mastereille. IEC 61850 -toiminnot on jaettu yhtenäisiin loogisiin solmuihin (LN, logical node), data objekteihin (DO, data object) sekä attribuutteihin (DA, data attribute). Tämä helpottaa toimintojen ymmärtämistä, kun jokaisessa järjestelmässä loogiset solmut rakentuvat standardin mukaisesti. Esimerkkinä loogisesta solmusta XCBR, joka tarkoittaa yleisesti katkaisijan ohjauslohkoa. Sieltä voidaan valita data objektiksi ”Pos” ja attribuutiksi ”stVal”, jos halutaan tietää esimerkiksi katkaisijan tilatieto. (Kauhaniemi 2015.)

OPC on yksi yleisesti hyväksytyistä standardeista teollisuudessa, mikä mahdollistaa reaaliaikaisen tiedonsiirron prosessitasolta valvomo- ja ohjaustasolle. Tärkeimpänä käyttötarkoituksena on toimia rajapintana teollisuuden automaatio-sovelluksissa, joihin kuuluu myös valvomo-ohjelmisto Wonderware. Tarkoituksena on yhdistää eri ohjelmistot ja laitteet kommunikoimaan keskenään yhteisellä kielellä. OPC käyttää tiedonsiirtoon asiakas/palvelin-pohjaista kommunikointia, joka voi toimia niin sanotusti pollaavana tai tapahtumapohjaisena. OPC-asiakasohjelma voi olla esimerkiksi valvomo-ohjelmisto, joka pyytää tarvitsemansa tiedot OPC-palvelimelta (sähköaseman laitteelta) ja välittää valvomosta tulevat käskyt suoraan laitteille. Kommunikointi voi myös tapahtua toisinpäin, jolloin palvelin (laite) lähettää tapahtumatiedot esimerkiksi vikaindikoinneista asiakasohjelmistolle valvomoon. OPC on keskittynyt kehittämään kolmea päätoimintoa, joilla vastataan kattavasti teollisuuden sovelluksien vaatimuksiin. Niistä yleisimmin käytetty on OPC DA (Data Access), joka mahdollistaa tietojen lukemisen, kirjoittamisen sekä valvonnan. Lisäksi se tarjoaa jokaiseen tietoon aikaleiman ja laadun. (Mahnke, Leitner & Damm 2009: 1, 3–5.)

3.3 Muuntamoautomaation toteutuksen osatekijät

Muuntamoautomaatio voidaan määritellä kokonaisvaltaiseksi järjestelmäksi, joka valvoo, ohjaa ja suojaa sähköjärjestelmää. Järjestelmän tehtävänä on kerätä verkosta reaaliaikaisia mittaus- ja tilatietoja ja sallia kytkinlaitteiden paikallis- ja kauko-ohjaus. Lisäksi järjestelmä varustetaan kehittyneellä suojauksella. Automaatiojärjestelmän ydinosat koostuvat paikallisesta älykkyydestä, tietoliikenteestä sekä kattavasta valvonnasta ja ohjauksesta. Muuntamoautomaatio voidaan rakentaa viidestä eri osa-alueesta, jotka ovat nähtävissä kuvasta 10. (Strauss 2003: 1.)



Kuva 10. Muuntamoautomaation osa-alueet. (Strauss 2003: 2.)

Keskijänniteverkossa tapahtuvien vikojen vuoksi komponenttien paikallinen sähköinen suojaus on yhä edelleen yksi tärkeimmistä osista missä tahansa sähköjärjestelmää. Näin voidaan helposti suojata sekä laitteita että henkilöitä vahingoilta ja vaurioilta sekä vält-

tää turhat käyttökeskeytykset. Suojaustoiminnon pitää pystyä toimimaan itsenäisesti aina tarvittaessa häiriö- tai vikatilanteessa, eikä näistä toiminnoista tulisi koskaan tinkiä. Lisäksi suojaustoiminnot eivät saa koskaan toimia minkään automaatiojärjestelmän toimintaa rajoittavana tekijänä, vaan niiden on oltava integroituna automaatiojärjestelmään niin älykkäästi, että niitä ei huomioida normaalitilanteessa mitenkään. (Strauss 2003: 2.)

Seuraavana tärkeänä osa-alueena on järjestelmän reaaliaikainen valvonta, jota hyödynnetään monipuolisesti vikatilanteiden analysoinnissa. Valvontatietoihin lukeutuvat muun muassa tapahtumatiedot, tilatiedot, releen asetelut ja kunnonvalvonta, jonka perusteella voidaan tehdä myös ennaltaehkäiseviä huoltotoimenpiteitä. Kattavien valvontatietojen perusteella voidaan määrittää vikatilanteessa, mitä on tapahtunut, missä ja mihin kellonaikaan sekä missä järjestyksessä. Näiden toimintojen avulla voidaan tehokkaasti parantaa sähköjärjestelmän toimitusvarmuutta sekä suojaustoimintoja. (Strauss 2003: 3.)

Sähköverkosta on saatavilla runsaasti reaaliaikaisia mittaustietoja, joita näytetään valvomokuvassa sekä kerätään ja tallennetaan keskitetysti tietokantaan. Kerättyjä mittauksia käytetään vikojen analysoinnissa sekä paikannuksessa. Mittauksiin sisältyy muun muassa seuraavia ominaisuuksia (Strauss 2003: 3.):

- sähköisiä mittauksia; jännitteet, virrat, tehot, tehokerroin jne...
- muita analogiasia mittauksia, kuten muuntajan lämpötila sekä
- häiriötallenne vian analysointia varten.

Kattavien mittaustietojen ansiosta henkilöstön ei tarvitse enää lähteä sähköasemalle tekemään mittauksia, mikä takaa turvallisemman työympäristön ja helpottaa henkilöstön työmäärää. Kerättyjä reaaliaikaisia tietoja voidaan hyödyntää verkon erilaisissa tutkimuksissa, kuten kuormitustietojen analysoinnissa ja kytkentöjen etukäteissuunnittelussa. (Strauss 2003: 3.)

Ohjaus voidaan toteuttaa joko paikallisesti tai kauko-ohjauksen avulla valvomosta. Kauko-ohjauskäskyjä, kuten katkaisijan tai erottimen avaus ja sulkeminen voidaan antaa suoraan valvomosta kauko-ohjauksella varustetuille laitteille. Myös älykkäiden laitteiden, kuten releiden tai vikaindikaattoreiden asetteluita voidaan ladata sekä muuttaa helposti valvomosta. Kaukokäyttö mahdollistaa kytkentätoimenpiteiden tekemisen valvomosta, jolloin ei tarvitse enää lähteä paikanpäälle, mikä nopeuttaa huomattavasti kytkentöjen tekoa vikatilanteissa ja lyhentää jakelukeskeytyksiä. (Strauss 2003: 2.)

Tietoliikenne kuuluu ehdottomasti muuntamoautomaation ydinalueeseen, joka yhdistää eri osa-alueet ja toiminnot toisiinsa yhdeksi kokonaiseksi järjestelmäksi. Ilman tietoliikennepohjaista kommunikointia verkon eri laitteiden ja valvomon välillä tarkoittaisi sitä, että valvonta ja ohjaus tapahtuisivat vain paikallisesti ja laite tallentaisi ainoastaan paikallisesti sekä rajallisesti tietoja muistiin. Tietoliikenne mahdollistaa esimerkiksi älykkäiden laitteiden kommunikoinnin keskenään sekä suoraan valvomoon asti, tilatietojen valvonnan sekä ohjauskäskyt, mikä nopeuttaa huomattavasti vikatilanteisiin reagoimista. (Strauss 2003: 3.)

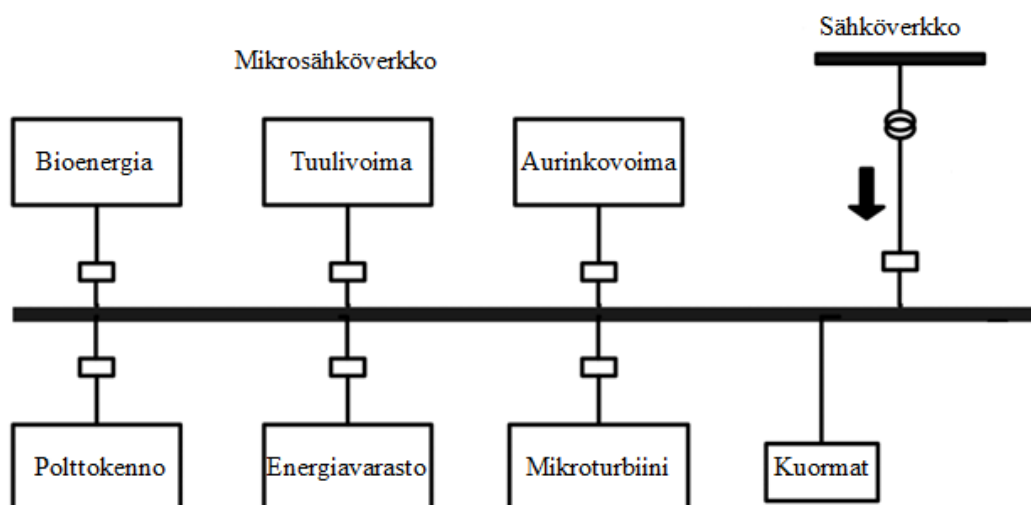
3.4 Automaatiota hyödyntävät älyverkon toiminnot

Ilman älykkään sähköverkon tekniikan toteuttamista jakeluverkossa on lähes mahdottomuus pitää sähkönjakelun luotettavuus ja laatu sille vaaditulla tasolla. Tärkeä osatekijä älykkäiden sähköverkkojen osalta on keskijänniteverkon jakeluautomaatiojärjestelmät, jotka perustuvat pitkälle kehittyneeseen automaatiotekniikan käyttöön. Ratkaisussa hyödynnetään kehittyntä mittaus- ja sensortekniikkaa, ohjaus- ja säätötekniikkaa, tietoliikennetekniikkaa, älykkäitä kytkinlaitteita sekä mahdollistetaan uusiutuvan ja hajautetun tuotannon liittämisen osaksi verkkoa ja sallitaan myös mikrosähköverkkojen toiminta osana älykästä sähköverkkoa. Älykäs sähköverkko yhdistää sähkön tuottajat ja kuluttajat aktiiviseen kaksisuuntaiseen vuorovaikutukseen. Tämän ratkaisun avulla voidaan ohjata sähkön siirtoa, erottaa vikoja ja estää komponenttien ylikuormittuminen verkon optimaalisella itsekorjautuvalla toiminnolla, joka on välttämätön tulevaisuuden sähköverkkojen vaatimusten kannalta ja auttaa vähentämään keskeytysaikoja. Älykkään

sähköverkon avaintoiminnot, jotka hyödyntävät sähköverkon automaatiota ovat itsekorjautuva verkko, mikrosähköverkko sekä älykkäät mittarit. (Morren, Slootweg & de Groot 2012; Youjie, Feng, Xuesong & Gao 2016.)

Tulevaisuuden sovellus on itsekorjautuva verkko, jonka ideana on eri vikojen havaitseminen ja niiden eristäminen itsenäisesti. Automatisoitu verkko pystyy osittain tai kokonaan palauttamaan sähkönjakelun niin monelle asiakkaalle kuin mahdollista ja niin lyhyessä ajassa kuin mahdollista, jotta voidaan vähentää asiakkaille aiheutuvia keskeytysaikoja. Itsekorjautuvan verkon avulla voidaan automatisoida vikojen havaitsemista sekä paikannusta ja näin parantaa verkon luotettavuutta. Tarkkaan vian paikannukseen voidaan käyttää kauko-ohjatuilta vikaindikaattoreilta saatavia tietoja, joiden avulla paikallistetaan vian suunta ja tyyppi. Kun vikapaikka on tiedossa, se voidaan erottaa automaattisesti terveestä verkosta kauko-ohjattujen erottimien avulla, jonka jälkeen sähkönsyöttö voidaan palauttaa muille muuntamoille. Tällöin asiakkaille aiheutuvia keskeytysaikoja saadaan vähennettyä sekunteihin tai minuutteihin, tuntien sijasta. Keskeytysaikojen ero kauko-ohjauksella varustetun verkon ja manuaalisesti ohjatun verkon välillä on huomattava, mutta täysin automatisoidun verkon ja kauko-ohjatun verkon välillä ero ei ole kovin suuri. (Morren ym. 2012.)

Tulevaisuudessa on hyödynnettävä uusiutuvaa energiaa fossiilisten polttoaineiden rinnalla. Mikrosähköverkko koostuu uusiutuvasta ja hajautetusta energiantuotannosta sekä energiavarastoista, ja se hyödyntää kehittyntä tehoelektroniikkaa kuorman ohjaukseen. Yksinkertaistettu malli mikrosähköverkosta on nähtävissä kuvasta 11. (Xuesong, Tianxi, Youjie & Gao 2016.)



Kuva 11. Yksinkertaistettu mikrosähköverkon malli. (Xuesong ym. 2016.)

Tavallisesti mikrosähköverkko on osana laajempaa sähkönjakeluverkkoa, mutta vikatapauksessa se irtoaa jakeluverkosta ja jatkaa toimintaansa itsenäisesti saarekekäytössä. Jotta saarekekäyttö on mahdollista, pitää verkossa olla paikallisia energiavarastoja, ohjattavia kuormia, tarpeeksi hajautettua tuotantoa sekä automaattinen erotus saarekekäyttöön. Koska mikrosähköverkon pitäisi pystyä tekemään itsenäisesti päätelmiä, sen täytyy saada reaaliaikaisia mittaus- ja tilatietoja jakeluverkosta, jotta se pystytään ohjaamaan turvallisesti irti muusta verkosta. Pää tavoitteena on kuitenkin parantaa sähkön laatua ja luotettavuutta, mikä onnistuu paikallisten energiavarastojen avulla. Niitä voidaan liittää myös osaksi keskijänniteverkkoa, jolloin ne tasapainottavat energian tuotantoa ja kulutusta. Tästä esimerkkinä ovat lyhyiden keskeytysten ja uusiutuvan energian aiheuttamat tehon heilahtelut, joita voidaan tasata akuilla. Energiavarastot ovat avainasemassa sähkön laadun ylläpitämisessä, millä tarkoitetaan lähinnä keskeytyksetöntä sähkönjakelua, mutta myös sähkön ominaisuuksia, kuten jännitteen ja taajuuden suuruutta sekä sinimuotoisuutta ja yliaaltopitoisuutta. Näitä ominaisuuksia voidaan parantaa energiavarastojen avulla. (Seppänen 2014; Xuesong ym. 2016.)

Älykkäät energiamittarit ovat olleet ensiaskeleita kohti älykästä sähköverkkoa ja niitä tullaan tulevaisuudessakin hyödyntämään yhä enemmän. Nämä mittarit toimivat koko-

naisvaltaisena ratkaisuna, jonka avulla voidaan mitata, kerätä, tallentaa ja analysoida kuluttajien tietoja. Mittarit mahdollistavat kaksisuuntaisen kommunikaatiojärjestelmän kuluttajien ja sähköverkkoyhtiöiden välille. Tällä tavoin sähköverkkoyhtiöt voivat kerätä hyödyllistä tietoa sähkön laadusta mittareiden käyttäjiltä ja saada tiedot mahdollisista sähkökatkoksista. Näillä voidaan parantaa verkon toiminnan tehokkuutta sekä optimoida resurssien kohdentamista. Mittareiden käytön ansiosta myös kuluttajat muuttuvat passiivisista osallistujista aktiivisiksi ja pääsevät vaikuttamaan jakeluverkon toiminnan ohjaukseen. Kuluttajat pystyvät optimoimaan oman kulutuksensa energian hinnan mukaan sekä pystyvät seuraamaan reaaliaikaisesti omaa kulutustaan. Tällä tavoin voidaan muuttaa kulutustottumuksia ja säästää sähköä. Näin kuluttajat pystyvät myös osallistumaan kulutuspiikkien tasaamiseen hajautetun tuotannon ja energian varastoinnin avulla, joka on tulevaisuudessa tärkeässä roolissa älykkään sähköverkon käytössä. (Xuesong ym. 2016; Youjie ym. 2016.)

4 TESTIJÄRJESTELMÄN LAITTEET

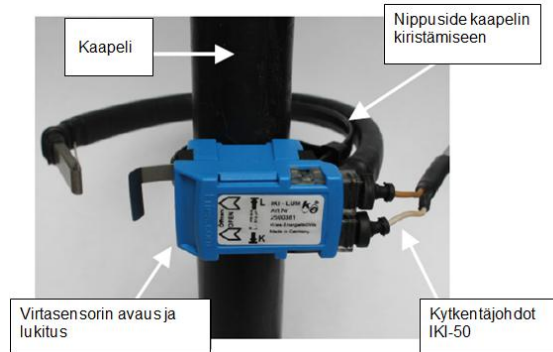
Tässä luvussa esitellään testijärjestelmässä käytettävät laitteet, joita voidaan käytännössä soveltaa myös muuntamoautomaatioissa.

4.1 Muuntamon valvontalaite IKI-50

Kriesin IKI-50 (Grid-Inspector) on kompakti muuntamon valvontalaite, jossa yhdistyvät kaikki tarvittavat toiminnot. Valvontalaiteratkaisu sisältää jatkuvan keskijänniteverkon virran- ja jännitteen mittauksen, mikä mahdollistaa vian ennakoinnin sekä indikoinnin. Ratkaisussa virran mittaus toteutetaan IKI-LUM -virtasensoreilla, joissa mittaus perustuu niin sanottuun Rogowskin kelaan. Virtasensorit voidaan helposti asentaa kaapeleihin jälkiasennuksena, koska asennus ei vaadi kaapelin irrottamista, vaan se voidaan asentaa avattavan rakenteen vuoksi suoraan kaapelin ympärille. Ainoa tärkeä huomio asennuksessa on, että virtasensori asennetaan kaapeliin oikeinpäin. Sensorissa on selkeästi merkittynä ”K” eli kohti sähköaseman kiskostoa ja ”L” eli kohti kuluttajaa. Näiden on oltava oikeinpäin, jotta IKI-50 pystyy näyttämään virran ja vian suunnan juuri oikeaan suuntaan. Asennuksen jälkeen virtasensori on suoraan käyttövalmis eikä vaadi erikseen mitään asetteluita. IKI-50 mahdollistaa suoraan kahden lähdön virran mittaamisen ja kolmannen lähdön arvot pystytään laskemaan. IKI-50 on nähtävissä kuvasta 12 ja IKI-LUM -virtasensori on esitettynä kuvassa 13. (Finn Electric Oy 2017b; Kries 2016.)



Kuva 12. IKI-50 muuntamon valvontalaite. (Kries 2016.)



Kuva 13. IKI-LUM -virtasensori. (Kries 2016.)

Jännitteenmittaus toteutetaan kapasitiiviseen jännitteenjakoon perustuvalla CAPDIS-jännitteenilmaisimella, joka on mitoiltaan yhtä kompakti kuin valvontalaite IKI-50. CAPDIS pystyy havaitsemaan ja indikoimaan verkossa esiintyvät ylijännitteet, mahdollisen epäsymmetrian jännitteissä, signaalivirheet sekä onko jännitteet kytkettynä tai mahdollisesti jännitteen puuttumisen, esimerkiksi yhdestä vaiheesta. Laite ei tarvitse toimiakseen ollenkaan virtalähdettä, vaan kytkeminen Y-kaapeleilla valvontalaite IKI-50:seen riittää. Jännitteenilmaisimen takana on verkon jännitetason mukaan aseteltavissa oleva kapasitanssi, joka täytyy käyttöönoton yhteydessä asetella sopivaan arvoon. CAPDIS indikoi oikean arvon näytössä olevilla täysinäisillä nuolilla, mikä on nähtävissä myös kuvasta 14. Jos jännitteen arvo nousee liian suureksi, on nuolien ympärillä kehykset. Jos taas jännite on liian pieni, niin nuolet ovat näkyvissä ainoastaan puoliksi. (Kries 2013.)



Kuva 14. CAPDIS jännitteenilmaisim. (Kries 2013.)

IKI-50 soveltuu niin vikatilanteiden indikoimiseen kuin myös verkon normaalitilanteessa kuormituksen mittaukseen ja valvontaan. Perusmittauksiin lukeutuvat muun muassa virta, jännite, pätö-, lois-, ja näennäisteho sekä taajuus ja tehokerroin. Vikatilanteista IKI-50 pystyy havaitsemaan ja indikoimaan oiko- ja maasulkuviat sekä päättelemään vian suunnan. Alla on lueteltuna IKI-50:ltä saatavia indikoiteja (Finn Electric Oy 2017b.):

- oikosulkuvian tyyppi (2- tai 3-vaiheinen) ja oikosulkuvirran suunta ($I_{>>}$)
- maasulkuvian tyyppi; staattinen tai transientti ($I_{e \text{ static}}$ tai $I_{e \text{ transient}}$) ja vikavirran suunta
- maasulut pulssimetodilla ($I_{e>}$ pulssimetodin virta)
- raja-arvojen valvonta (U, U_0, I, I_0, f, P, Q)
- vikatapahtumien muisti (20 viimeisintä).

Maasulkuvikojen havaitsemiseen ja vikasuunnan indikointiin käytetään neljää erilaista tunnistusmenetelmää. Ensimmäinen menetelmä perustuu jännitteiden ja virtojen kulmaeroon, joita vertaillaan toisiinsa nähden. Toinen menetelmä perustuu kertoimiin $\sin \varphi$ (maasta erotettu verkko) ja $\cos \varphi$ (kompensoitu verkko) ja se on samantyyppinen kuin monessa suojarieleessäkin. Kolmas on transienttimenetelmä, jossa vian suunnan tunnistamiseksi vertaillaan nollajännitteen ensimmäistä puoliaaltoa nollavirran ensimmäiseen puoliaaltoon juuri maasulun alkuhetkellä. Mikäli molemmat transienttipiikit ovat samassa vaiheessa tai 180 asteen vaihesiirrossa toisiinsa nähden, tarkoittaa se viallista lähtöä. Viimeisin menetelmä perustuu transienttipiikkien lukumäärän mittaukseen. Menetelmässä voidaan asettaa esimerkiksi piikkien lukumääräksi kolme, josta saadaan ”havaittu”-indikointi ja toiseksi arvoksi 10, josta tulee ”varoitusta”-indikointi valvomoon. (Kries 2016.)

IKI-50-valvontalaitetta on saatavissa sekä IEC104- että Modbus-protokollalla, joissa toiminnot pysyvät täysin samana. IEC104-versio vastaa käytännössä Modbus-versiota, jossa IEC104-osoitteet muodostetaan konfigurointiohjelmassa ristiviittaustaulukon avulla. Osoitteiden muodostamisesta kerrotaan tarkemmin alaluvussa 5.1. Mitään valmiita konfiguroin-

tipohjia eri sovellustarkoituksiin ei ole valittavissa, vaan asettelut ja muut signaalien määrittelyt tehdään aina verkon ja tarpeiden mukaiseksi. Laitteelle pystyy rakentamaan myös erilaisia logiikoita esimerkiksi tulo- ja lähtökanaville yksinkertaisten AND- ja OR- toimintojen avulla. Valvontalaitteella on neljä ylimääräistä digitaalista tulokanavaa, joita voitaisiin käyttää esimerkiksi muuntamon muihin mittauksiin, kunnonvalvontaan tai tilatietojen tuomiseen valvomoon. Lisäksi laitteella on neljä vapaasti käytössä olevaa relelähtöä sekä kaksi laukaisukelaa, joilla voidaan ohjata esimerkiksi kaukokäyttöerottimia sekä antaa selektiivinen laukaisukäsky vikatilanteessa. Kaukokäyttömahdollisuuden ansiosta voidaan laitteen kaikki asettelut lukea ja muuttaa valvomosta ilman, että tarvitsee lähteä paikan päälle. Kaikkien sähköisten parametrien monitorointi ja tilatiedot saadaan valvomoon, josta ohjaukset ja etäkytkennät voidaan myös helposti suorittaa. (Finn Electric 2017b; Kries 2016.)

4.2 Suojarele REF615

REF615 on johdonsuojarele, joka on tarkoitettu keskijänniteverkon sähköasemien ja teollisuuden sähköjärjestelmien suojaukseen, mittaukseen sekä valvontaan. Johdonsuojarelettä käytetään nimenomaan avojohtojen ja kaapelien suojaukseen sekä myös nopeana kiskostosuojana sähköasemalla. Tämä soveltuu yhtä hyvin kaikkien keskijänniteverkkojen suojaukseen riippumatta siitä, onko verkko maasta erotettu tai sammutettu. Johdonsuojarele sisältää monipuoliset suojaustoiminnot, joita ovat oikosulku- ja ylivirtasuoja sekä terminen ylikuormitussuoja. Rele sisältää myös suunnatun ja suuntaamattoman maasulkusuojan, herkän maasulkusuojan sekä myös transienttimittaukseen perustuvaan erittäin herkän maasulkusuojan, jolla voidaan havaita myös kaapeliverkossa yleistyvät niin sanotut katkeilevat maasulut. Lisäksi releessä on mahdollista aktivoida monipuolinen jälleenkytkentäautomaatiikka osaksi avojohtoverkon suojausta. REF615 on nähtävissä kuvassa 15. (ABB Oy 2008.)



Kuva 15. Johdonsuojarele REF615. (ABB Oy 2017b.)

Johdonsuojarele on suunniteltu sähköasemakommunikaatio IEC 61850 -standardin pohjalta, mikä mahdollistaa kommunikoinnin muiden standardia tukevien suojareleiden ja automaatiojärjestelmien kanssa. Standardipohjaisella kommunikoinnilla luodaan perusta, jolle tulevaisuuden älykkäät sähköverkot rakennetaan. Tällä tavoin päästään lähemmäksi järjestelmää, joka on täysin valmistajariippumaton sekä vältytään ylimääräisiltä protokollamuunnoksilta. Lisäksi rele tukee teollisuudessa vankan jalansijan saavuttanutta Modbus-protokollaa sekä vertikaalista että horisontaalista kommunikaatiota, käsittäen myös GOOSE-palvelut (Generic Object Oriented Substation Event). (ABB Oy 2008.)

REF615 on valmiiksi konfiguroituna johdonsuojaukseen, mikä helpottaa sen käyttöönottoa huomattavasti. Sovelluskohtaiset asetellut pystytään helposti antamaan PCM600-ohjelmalla, josta saadaan myös suoraan tiedosto, mikä sisältää releeseen tehdyt asetellut ja konfiguroinnit iid-, icd-, tai cid-muodossa. (ABB Oy 2008.)

4.3 Tietoliikenneratkaisut

Tutkimuksessa testataan tietoliikenteen toimivuus Hirschmannin RSP25-kytkimellä sekä eWON Flexy -yhteysmoduulilla, josta kerrotaan tarkemmin tämän kappaleen loppuosassa. Varsinaisena tietoliikennelaitteistona tutkimuksessa käytetään kahta Hirschmannin RSP25-kytkintä, jotka kytketään toisiinsa kuidulla. Nämä kytkimet on erityisesti tarkoitettu teollisuuskäyttöön, ja ne tukevat uusia IEC62439-standardin verkon toipumisprotokollia PRP (Parallel Redundancy Protocol) ja HSR (High-availability Seamless Redundancy). PRP-protokolla vastaa erityisesti sähköaseman tietoliikenneverkolta vaadittuihin kriteereihin. RSP-kytkimen ominaisuudet takaavat keskeytyksettömän tiedonsiirron laitteiden ja valvomon välille sekä näin pääsyn luotettavasti eri järjestelmiin. Tämä takaa korkean käyttövarmuuden sekä pitkäaikaisen luotettavuuden ja joustavuuden. Kytkimiä voidaan käyttää myös monilla muilla aloilla, jossa kriittisintä on keskeytyksetön tiedonsiirto, kuten esimerkiksi konetekniikassa, tuotannossa ja turvallisuusalan sovelluksissa. Käytettävä RSP25-kytkin on esitettyä kuvassa 16. (Hirschmann 2012.)



Kuva 16. Hirschmann RSP25-tietoliikennekytkin. (Hirschmann 2012.)

Kytkimet sisältävät lisäksi laajan tietoturvaominaisuuden, joka tarjoaa monipuoliset keinot suojautua hyökkäyksiä vastaan ja estää näin luvattoman käytön. Tämä ominaisuus on ehdottoman tärkeä sähköaseman tietoliikennelaitteistossa. Kytkimet tukevat myös tarkkaa aikasynkronointia, joten niitä voidaan turvallisesti käyttää verkon eri so-

velluksissa ja laitteissa, joissa on tiukkoja reaaliaikaisia vaatimuksia tiedonsiirrolle. Tällaisia ovat esimerkiksi sähköverkon sensorit ja erilaiset muut mittauslaitteet. (Hirschmann 2012.)

Tutkimuksessa testattiin myös yhteyden muodostaminen eWON Flexy-yhteysmoduulin avulla, jolla voidaan muodostaa etäyhteys esimerkiksi mobiiliverkkojen kautta. EWON Flexy on ensimmäinen modulaarinen teollisuuden M2M-reititin, joka on tullut markkinoille. Se on suunniteltu täyttämään muun muassa seuraavia vaatimuksia (eWON 2016: 4.):

- Joustava WAN (Wide Area Network), joka mahdollistaa saman tuotteen käyttämisen eri Internetin liityntäteknikoihin (Ethernet, Wifi, 3G) ja mahdollisuuden päivittää teknologiaa esimerkiksi 2G-verkosta 3G-verkkoon.
- Joustavat sovellukset, hälytykset, tiedonkeruun, etäkäytön, reitityksen ja Web HMI (Human Machine Interface) sovellukset sekä ohjelmointityökalut.

EWON Flexy -tuoteperheeseen kuuluu runsas valikoima modulaarisia teollisuuden reitittimiä, joiden avulla voidaan muodostaa yhdyskäytävä esimerkiksi aliverkosta ulkoiseen verkkoon. Kuten nimikin jo kertoo, tuote on suunniteltu niin, että se on mahdollista muodostaa monista eri yhdistelmistä laajennuskorttien avulla. Perusyksikkö on mahdollista valita kolmesta eri vaihtoehdosta, joista tässä tutkimuksessa käytettiin Modbus-protokollan vuoksi sarja- ja Ethernet-versiota (Flexy 102), joka toimii dataa keräävänä laitteena. Jokaisen perusyksikön ominaisuutena on kaksi tulokanavaa ja yksi lähtökanaava sekä neljä paikkaa mahdollisille laajennuskorteille. Tuote voidaan siis rakentaa juuri halutulla tavalla eri moduuleista vastaamaan teollisuuden käyttötarpeisiin. Kaikkien EWON Flexy -kytkimien asettelut voidaan helposti tehdä joko paikallisesti eBuddy-ohjelman avulla tai selaimen kautta etänä. (eWON 2016: 5.)

5 TESTIJÄRJESTELMÄN OHJELMISTOT JA KONFIGUROINTI

Tässä luvussa esitellään toteutettava tiedonsiirtoketju laitteistolta OPC-rajapinnan kautta valvomo-ohjelmisto Wonderwareen. Luku käsittelee esimerkinomaisesti jokaisen vaiheen keskeisimmät asiat, mutta tarjoaa kuitenkin hyvät perustiedot vastaavan järjestelmän käytännön toteutukseen.

5.1 Kries IKI-50:n konfigurointityökalu

Kriesin IKI-50 -valvontalaite sisältää Modbus-osoitteita, mutta ne saadaan muutettua IEC104-osoitteiksi ristiviittaustaulukon avulla, johon pääsee selaimen kautta laitteen IP-osoitteella (Internet Protocol). Tämä näkymä on esitetty kuvassa 17. Jokainen mittaus ja tilatieto, jota tässä projektissa tarvitaan vian indikoimiseen, luodaan ja määritellään taulukossa yksitellen. Käyttöliittymän kautta voi keskitetysti lisätä, päivittää ja poistaa osoitteita. Muutokset astuvat voimaan heti taulukon päivittämisen jälkeen.

Kries IKI-50 configuration

Home Routing Live Data Configuration

Restart with updated routing table

Slave ID: 50
 Modbus Address: 2003
 Modbus Type: BOOLEAN(01)
 Cycle Time [ms]: 1000 (*1 = don't read)
 COA: 1
 Delta: 1
 Description: Short-circuit L1 feeder1

IOA: 2003
 Type: M_SP_TB_1(30)
 COT: SPONTANEOUS
 Conversion Factor: 1
 Set entry inactive

Slave ID	Modbus Address	Modbus Type	Cycle Time	COA	IOA	Type	COT	Conversion	Delta	Description	Edit
50	2003	BOOLEAN(01)	1000	1	2003	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Short-circuit L1 feeder1	Edit
50	2004	BOOLEAN(01)	1000	1	2004	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Short-circuit L2 feeder1	Edit
50	2005	BOOLEAN(01)	1000	1	2005	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Short-circuit L3 feeder1	Edit
50	2006	BOOLEAN(01)	1000	1	2006	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Short-circuit towards busbar feeder1	Edit
50	2007	BOOLEAN(01)	1000	1	2007	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Short-circuit away from busbar feeder1	Edit
50	2008	BOOLEAN(01)	1000	1	2008	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Fault direction short-circuit unknown feeder1	Edit
50	2009	BOOLEAN(01)	1000	1	2009	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Earth fault feeder1	Edit
50	2010	BOOLEAN(01)	1000	1	2010	M_SP_TB_1(30)	SPONT	1	1	Earth fault with transient earth fault feeder1	Edit

Kuva 17. Kries IKI-50 IEC104-osoitteiden konfigurointityökalu.

Ristiviittaustaulukon käytössä tulee huomioida muutama tärkeä seikka, joita tarvitaan seuraavassa vaiheessa, kun osoitteet tehdään OPC-kommunikointialustaan. Keskeisimmät asiat käydään läpi seuraavaksi. Kuvassa 17 on esitettyä esimerkiksi oikosulun indikoinnin toteutus, mutta samalla periaatteella pystyy tekemään muutkin vikaindikointiin liittyvät osoitteet. Nämä osoitteet ovat boolean-tyyppisiä, mikä tarkoittaa sitä, että tuleva indikointitieto on joko 1 tai 0. Vikatietojen kriittisyyden vuoksi ne asetellaan lähettämään tiedot spontaanisti valvomoon.

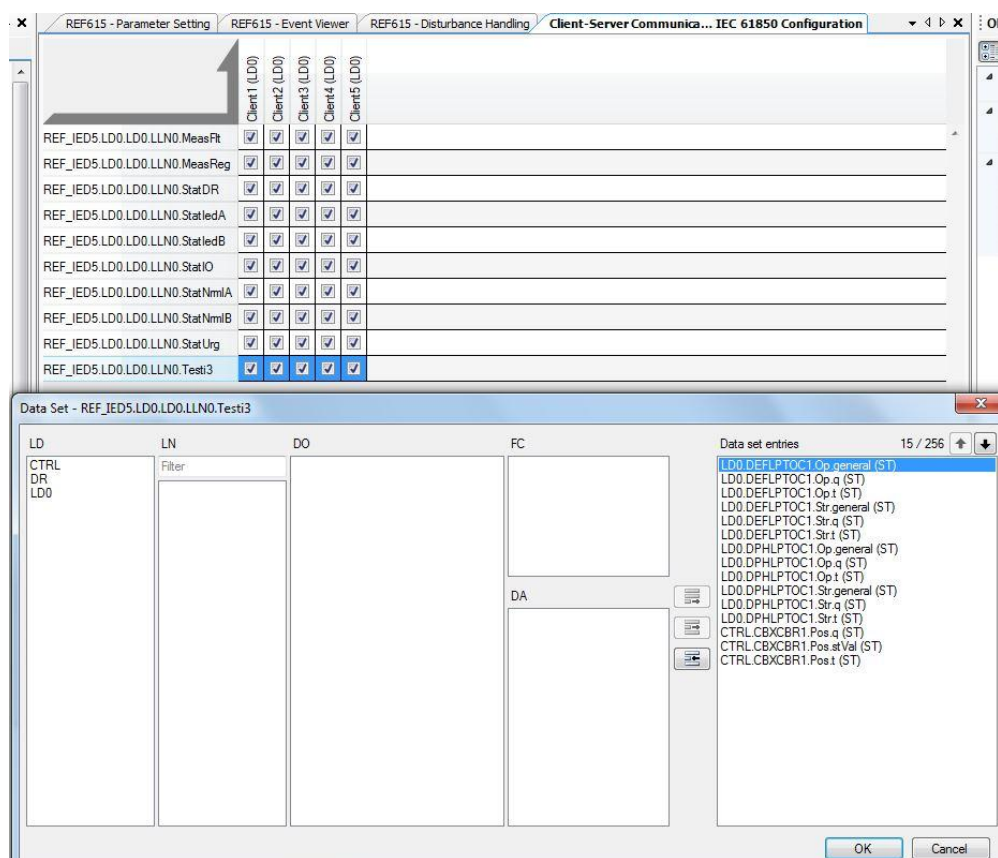
Tärkeimmät huomioon otettavat asiat on lueteltuna alla ja sulkuihin on merkittynä viittaukset edellisen sivun kuvaan:

- Modbus-laitteen ID (50)
- Indikoitavan tiedon Modbus-osoite (2003)
- Modbus-osoitteen tyyppi (BOOLEAN)
- Kohteen yleinen osoite, COA (1)
- Kohteen informaatio osoite, IOA (2003 ≤ 07211)
- IEC-104 -osoitteen tyyppi/lohko (M_SP_TB_1 (30))
- Tiedonsiirron tyyppi, COT (spontaneous).

Näistä oleellisimpia ovat COA- ja IOA-osoite sekä IEC104 lohko, mitkä tarvitaan OPC-ohjelman asetteluissa. COA-osoitteella yhdistetään kommunikoiminen juuri tähän laitteeseen OPC-ohjelmassa. Jos osoitteet eriävät, kommunikointi ei toimi. Osoitteiden luomiseen tarvitaan IEC104 -lohko, joka on tässä ohjelmassa M_SP_TB_1 (30), perässä oleva numero kertoo, mitä lohkoa käytetään OPC:n puolella (M_SP). Lisäksi tarvitaan IOA-osoite, jolla viitataan suoraan käytettävään osoitteeseen, josta tieto halutaan lukea.

5.2 REF615:n konfigurointiohjelma PCM600

Suojarele REF615:n konfigurointiohjelma on ABB:n PCM600. Ohjelmaa käytettiin tämän tutkimuksen puitteissa oikeastaan suojauslohkojen asetteluihin sekä uuden horisontaalisen kommunikointitiedoston tekemiseen, mihin tehtiin ainoastaan vikalogiikan kannalta oleelliset tiedot. Simuloitavien vikojen perusteella valittiin ylivirtasuojuslohko (DPHLPTOC1), joka toimii oikosulkusuojana ja toinen suojauslohko, joka on suunnattu maasulkusuoja (DEFLPTOC1). Näiden lisäksi tarvittiin vielä katkaisijan ohjauslohko (CBXCBR1), josta saadaan oleellinen pysyvä katkaisijan tilatieto vian tapahtuessa. Datasettiin tehdyt tiedot siirtyvät SCL-tiedoston mukana OPC:lle, jossa osoitteistot luodaan näiden pohjalta automaattisesti. Tutkimuksen kannalta oleellinen datasetti on nähtävissä kuvasta 18.

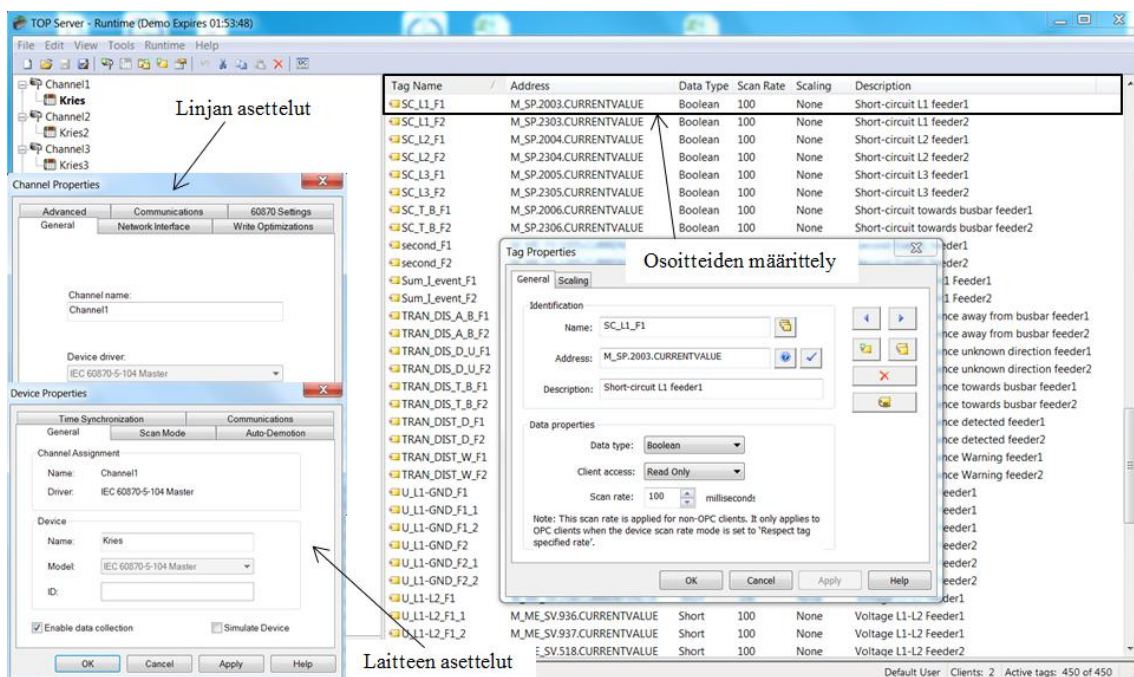


Kuva 18. PCM600-konfigurointiohjelmalla tehty datasetti.

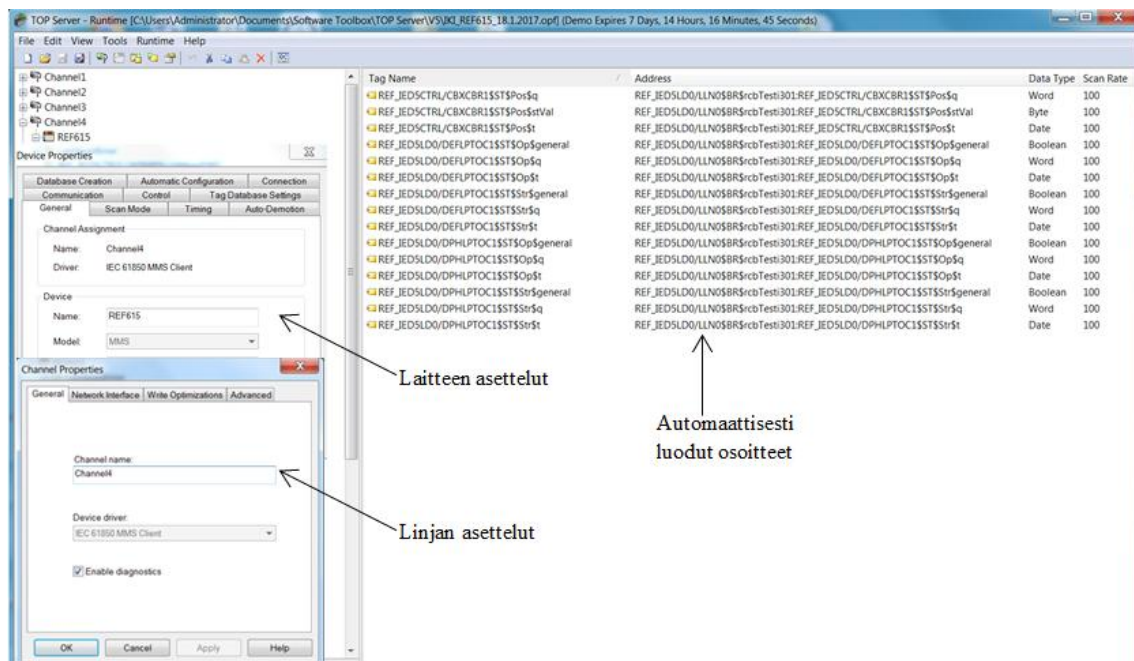
5.3 Keskitetty OPC-kommunikointialusta

Tutkimuksessa käytettiin kommunikointialustana TOP Server -ohjelmistoa, joka toimii OPC-rajapintana muuntamon laitteiden ja valvomo-ohjelmisto Wonderwaren välillä. Ohjelmiston avulla pystytään yhdistämään eri laitevalmistajien tuotteita yhteen järjestelmälustaan, joka tukee laajalti avointen standardien valikoimaa. OPC-kommunikointialusta toimii tilatietojen, mittausten ja ohjausten välittäjänä, joka on palvelin/asiakas-pohjainen ja voi toimia joko niin sanotusti pollaavana tai tapahtumapohjaisena kommunikointina. Pollaavalla kommunikoinnilla tarkoitetaan sitä, että client kyselee tietoja serveriltä tietyllä pollausvälillä, joka voidaan määritellä kullekin tilatiedolle, mittaukselle ja ohjaukselle erikseen tiedon kriittisyyden mukaisesti. Tapahtumapohjaisella kommunikoinnilla tiedot päivittyvät palvelimelta asiakkaalle aina tilatietojen muuttuessa. Ensisijaisesti ohjelmistoa käytetään OPC DA:n muodossa, jolla luetaan tai kirjoitetaan tietoja laitteisiin. Jokainen osoite sisältää varsinaisen datan lisäksi myös muuttujan nimen, aikaleiman sekä yhteyden laadun. (Software Toolbox 2017; Novotek Oy 2017.)

Tutkimusta varten ohjelmistosta ladattiin ajurit IEC 60870-5-104 -protokollalle (IKI-50) sekä IEC 61850 MMS -protokollalle (REF615). Molempien laitteiden toimivat asettelut esitellään seuraavissa kuvissa. Kuvasta 19 on nähtävissä Kriesin IKI-50 keskeisimmät asettelut ja kuvasta 20 vastaavasti suojareleen REF615. Käyttöönoton kannalta oleellista on, että IEC 61850 -protokollan osoitteet saa luotua automaattisesti laitteen konfigurointiohjelmasta tuodulla SCL-tiedostolla, mikä onnistuu helposti ja nopeasti. IEC104-protokollassa kaikki osoitteet luodaan ja määritellään erikseen yksi kerrallaan, joka vie käyttöönoton kannalta huomattavasti enemmän aikaa. Osoitteiden määrittelyssä täytyy huomioida IKI-50:sen ristiviittaustaulukoon tehtyjen osoitteiden lohkot ja IOA-osoitteet (Information Object Address), joiden pitää olla täsmälleen samat OPC:n puolella. Lisäksi laitteen asetteluissa tärkeimpänä tulee huomioida ristiviittaustaulukossa käytetty COA-osoite (Common Object Address).



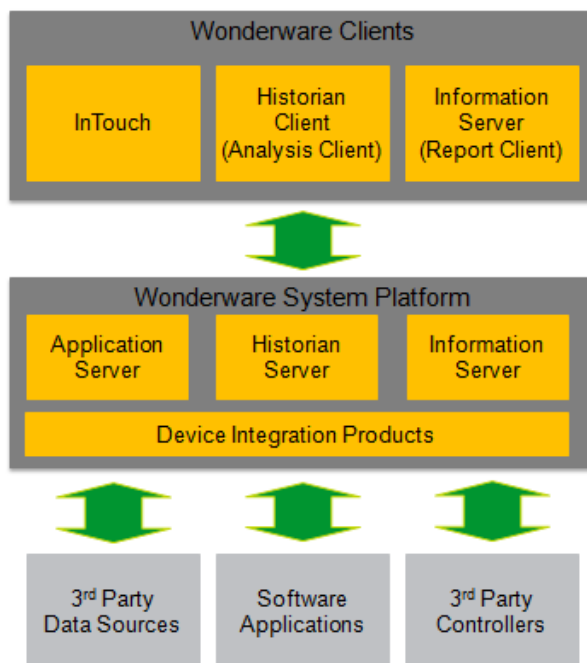
Kuva 19. TOP Server-näkymä IKI-50.



Kuva 20. TOP Server-näkymä REF615.

5.4 Valvomo-ohjelmisto Wonderware

Tutkimuksessa käytettiin valvomo-ohjelmistona Schneider Electricin kehittämää Wonderwarea, joka on tällä hetkellä maailman eniten käytetty valvomoratkaisu. Wonderware InTouch on ollut käytetyin valvomosovellus jo yli 25 vuotta ja soveltuu niin laiteohjauksiin kuin SCADA- ja tuotantokäyttöön. Pääasiassa ohjelmistoa on käytössä prosessi- ja koneautomaatioissa, tuotannon raportoinnissa sekä erilaisissa ylläpidon ja huollon ratkaisuissa. Ohjelmistoratkaisun etuina ovat helppokäyttöisyys, loistava grafiikkakirjasto, alan paras tuki ja markkinoiden johtavat innovaatiot sekä yhteensopivuus eri automaatio toimittajien tuotteiden kanssa. Wonderware tarjoaa monipuolisesti ohjelmistoja eri käyttötarkoituksiin ja kuvassa 21 on nähtävissä järjestelmähierarkian rakentuminen. Alimpana sijaitsevat eri valmistajien laitteet, joista tiedot yhdistetään OPC-ohjelman avulla System Platformin Application Serverille, joka on ArcestrA. Lisäksi valitut tiedot tallentuvat Historian Serverille. Ylimmällä tasolla sijaitsee valvomosovellus InTouch sekä erilaiset analysointi- ja raportointiohjelmat. (Wonderware 2015.)



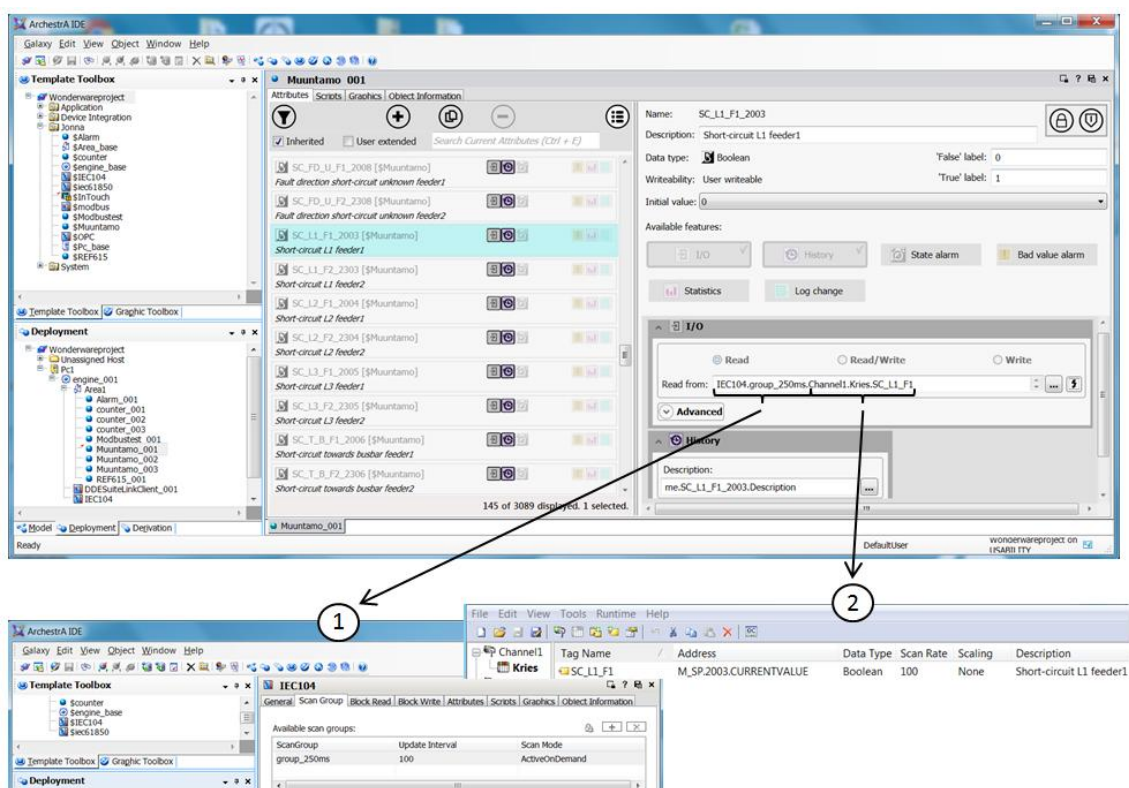
Kuva 21. Wonderwaren komponentit. (Wonderware 2015.)

Tässä tutkimuksessa näistä käytettiin SCADA-ratkaisua, joka rakentuu InTouchin visualisointiohjelmistosta yhdistettynä Wonderware System Platformiin, jossa toiminnot perustuvat ArchestrA-ohjelman teknologiaan. Tällä yhdistelmällä voidaan vastata käytönvalvontajärjestelmältä vaadittuihin haasteisiin ja toimintoihin. Ohjelmistoratkaisu tarjoaa turvallisen käyttöympäristön, johon voidaan konfiguroida erilaisia toimintoja. Käytännössä järjestelmää voidaan laajentaa rajattomasti ja siihen voidaan tarjota kattava ylläpito ja huolto. ArchestrA-ohjelma tarjoaa integroidun kehitysympäristön (IDE, Integrated Development Environment), lisenssi- ja versiohallinnan, keskitetyn käyttöön-oton, järjestelmän diagnostiikan ja hallinnan, tietojen visualisoinnin ja seurannan, tapahtumapohjaisen käsittelyn sekä monipuoliset työkalut tapahtumien ja hälytysten hallintaan. IDE-kehitysympäristössä luodaan koko projektipuu, joka rakentuu kommunikointilinkeistä sekä käytettävistä laitteista, joita tässä tapauksessa ovat muuntamoiden valvontalaitteisto ja suojarele. Näiden tarkemmat määrittelyt käydään läpi alaluvuissa 5.4.1 ja 5.4.2. (Wonderware 2015.)

Kaikki tarpeelliset ja kriittiset tiedot tallennetaan Wonderware Historian Serverille, mistä niitä päästään analysoimaan ja raportoimaan tarkemmin myös jälkikäteen Historian Clientin avulla. Tämä ohjelmisto on integroitu osaksi Microsoft Officea, joten se on helppo asentaa ja käyttää. Sen avulla voidaan näyttää tietoja yksinkertaisen visuaalisesti ja sillä pystytään julkaisemaan niin reaaliaikaista kuin historian-tietojakin esimerkiksi yrityksen Internet-sivuilla Information Serverin avulla. Tutkimuksessa hyödynnettiin Microsoft Excelin ominaisuutta, jolla pystyttiin hakemaan tietokantaan tallentuneita historian tietoja halutuilta vikalhetkiltä. Hakutoiminnolla määriteltiin, miltä muuntamolta tietoja haluttiin hakea ja tarkennettuna, mistä osoitteista tiedot haluttiin näkyviin. Tämän avulla saatiin analysoitua tarkemmin eri vikatilanteita ja nähtiin, mitkä funktiot ovat havahtuneet vikoihin. Historian Serveriin tallentuneiden tietojen avulla voidaan ratkaista nopeasti vikoja, tutkia ja selvittää mahdollisia prosessin hidastavia tekijöitä sekä poistaa aikaa vieviä prosessitietoja. Kattavammat raportit saataisiin luotua Microsoft Wordin avulla, mitä ei hyödynnetty nyt tässä tutkimuksessa. (Wonderware 2015.)

5.4.1 Kommunikoinnin konfigurointi

Tutkimuksessa tarvittavat signaalit tehtiin ensin OPC-rajapinnalle, jonka jälkeen samat signaalit tehdään valvomo-ohjelmiston puolelle. Aluksi Archestra IDE:n puolelle luodaan IEC104-linja, joka linkitetään käytettävään OPC-ohjelmaan. Tämän jälkeen linjan asetteluihin määritellään käytettävä ”ScanGroup”-nimi, joka näkyy alla olevassa kuvassa 22 kohdassa 1. Tätä samaa ryhmää käytetään nyt jokaisessa muuntamon osoitteessa, mutta sillä voitaisiin jakaa signaaleita eri ryhmiin niiden kriittisyyden ja halutun päivitysvälin mukaan. Tässä testijärjestelmässä muuntamolle tehtävän signaalin osoitteen alkuosa (1) koostuu linjan nimestä, joka on tässä esimerkissä IEC104 ja ryhmän nimestä, joka on group_250ms. Osoitteen loppuosa (2) koostuu aikaisemmin OPC-ohjelmaan luodusta linjan (Channel1) ja laitteen (Kries) nimestä sekä signaalille annetusta ”Tag Name”-nimestä (SC_L1_F1). Nämä näkyvät myös kuvan 22 kohdassa 2.



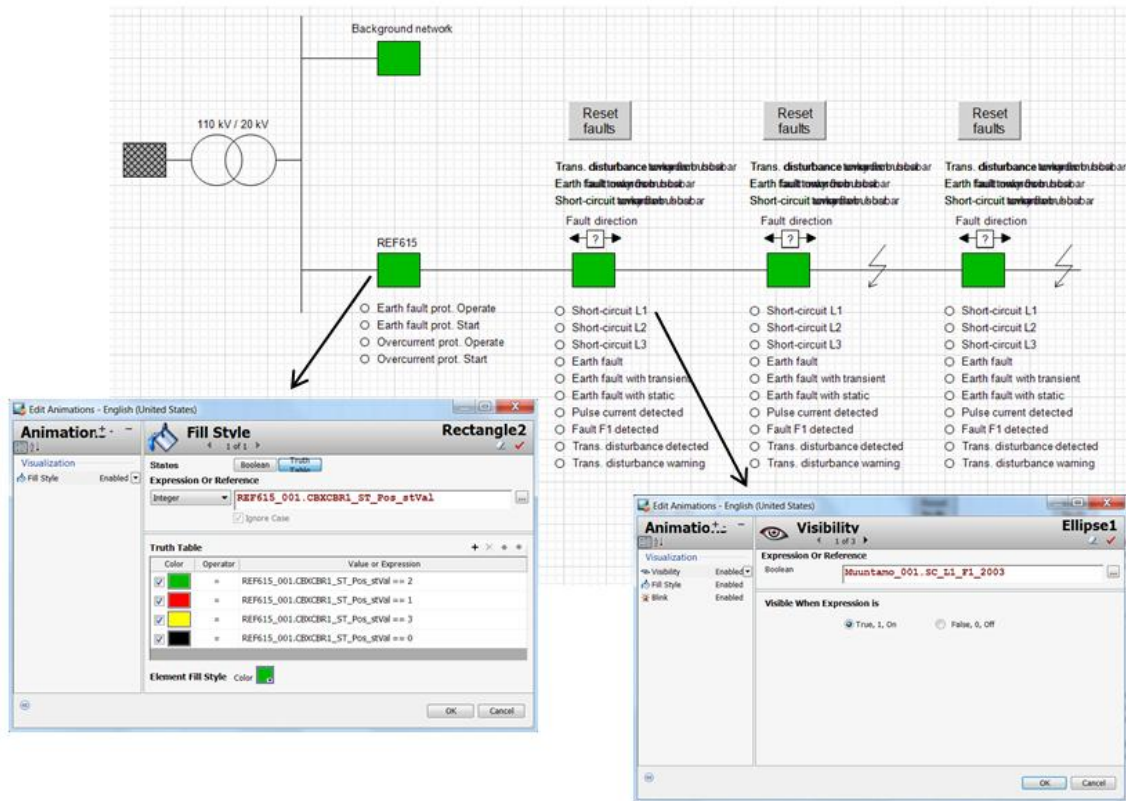
Kuva 22. Muuntamon osoitteen muodostuminen.

Kuvan 22 mukaisella periaatteella tehtiin kaikki muuntamon osoitteet, jotka saadaan Kriesin IKI-50 -valvontalaitteelta. Osoitteiden tekemisessä täytyy huomioida signaalintyyppi, eli onko kyseessä esimerkiksi tilatieto, indikointi vai mittaus. Esimerkkinä kuvassa on tehty oikosulun indikointi vaiheessa yksi, joka on boolean-tyyppinen tieto. Kaikkiin tehtyihin signaaleihin valitaan erikseen vielä ”History”-valinta, joka mahdollistaa signaalien tallentumisen Historian-tietokantaan. Tämän avulla testijärjestelmän toimintaa voidaan analysoida jälkeenpäin.

Johtolähdön alussa oleva suojarele REF615 käyttää kommunikointiin IEC 61850 -protokollaa, joten sille luotiin valvomo-ohjelmistoon oma linja samalla tavalla kuin IKI-50 -valvontalaitteelle. Suojareleen osoitteet rakentuvat ihan samalla periaatteella kuin mitä aikaisemmassa kuvassa esiteltiin, joten sen vuoksi sitä ei käydä läpi enää tässä tarkemmin.

5.4.2 Käyttöliittymä

Testijärjestelmään toteutettiin visuaalisesti hyvin yksinkertainen valvomokuva, joka on mallinnettuna alla olevassa kuvassa 23. Valvomo-ohjelmistossa ei ole valmiita symboleita tai kirjastoa sähköverkon mallinnukseen, joten sen vuoksi kuvassa on pitäyditty hyvin yksinkertaisissa symboleissa. Verkko rakennettiin vastaamaan PSCAD-mallia, mikä helpotti testauksia. Valvomokuvassa tutkittavan johtolähdön alkuun on sijoitettuna suojarele REF615 ja sen perässä kolme muuntamoaa, joissa jokaisessa on valvontalaite IKI-50. Tutkimuksessa haluttiin keskittyä vikaindikointiin, joten sen vuoksi ainoastaan kaikki siihen tarvittavat signaalit on esitettyinä valvomokuvassa. Käytännössähän muuntamoilta haluttaisiin näkyviin perusmittauksia, indikointeja ja hälytyksiä, jotka kertovat reaaliaikaisesti verkon tilanteesta. Näkymä haluttiin pitää yksinkertaisena ja vikalogiikan kannalta informatiivisena, joten sen vuoksi kaikki ylimääräiset tiedot on jätetty tästä kuvasta pois. Normaalitilanteessa kuvassa ei ole näkyvissä mitään vikaindikoinnin ilmaisemiseen liittyviä grafiikoita, vaan vikaindikoinnit tulevat näkyviin vasta, kun vika on havaittu ja siihen liittyvistä signaaleista on saatu tieto valvomoon. Kuvassa 23 on kuvattuna pääpiirteittäin grafiikan rakentuminen ja periaatteet, joiden pohjalta valvomokuva on koostettu.



Kuva 23. Käyttöliittymään tehty yksinkertainen grafiikka.

Kuvassa 23 on esitetty tarkemmin suojausalueen REF615 grafiikka, joka toteutettiin katkaisijan tilatietoihin perustuvaan indikointiin. Katkaisijan tilatieto vaatii johdottamisen katkaisijasimulaattorille, jotta suojausalue saa koko ajan katkaisijan tilatiedon. Tämä tieto perustuu neljään eri tilaan, joista jokaiselle on annettu oma värinsä: vihreä (katkaisija kiinni), punainen (katkaisija auki), keltainen (vikatila) ja musta (katkaisija välitilassa). Normaalitilanteessa katkaisijan on kiinni, mutta vian tapahtuessa suojausfunktio havahtuu tähän ja suojausalue ohjaa katkaisijan aukitilaan. Tämä tieto toimii vikaindikoinnin päätelyn tukena, jotta voidaan varmemmin päätellä, missä kohdassa verkkoa vika sijaitsee. Alapuolelle tuotiin vielä suojausfunktioiden havahtumis- ja laukaisutiedot, mutta koska vikatilanteessa nämä tiedot eivät jää pysyviksi signaaleiksi, niiden pohjalta ei voida tässä käytetyllä yksinkertaisella logiikalla päätellä tai osoittaa vikapaikkaa.

Muuntamoiden vikaindikoinnit jaettiin selkeyden ja informatiivisuuden vuoksi kahteen erilliseen osuuteen. Kuvassa 23 jokaisen muuntamon alapuolella ilmoitetaan IKI-50 -valvontalaitteen havaitsema vikatyypin, esimerkiksi oikosulku eri vaiheissa (Short-circuit L1) tai maasulku (Earth fault) ja vielä erikseen minkä tyyppinen maasulku on kyseessä (Earth fault with static). Indikointitekstin vieressä oleva ympyrä alkaa vilkkua punaisena hälytyksen merkiksi, kun tähän linkitetystä osoitteesta (Muunta-mo_001.SC_L1_F1_2003) saadaan tilatiedoksi ykkönen (signaali on tosi eli 1). Symboleihin pystyy lisäämään kattavasti eri toimintoja, toki yksinkertainen on informatiivisempi ja ilmoittaa yhdellä vilkaisulla vian.

Vastaavasti jokaisen muuntamon yläpuolelle tehtiin vian suunnan indikointi selkeästi nuolilla sekä vielä sama tieto erillisenä tekstinä, jotta voitiin varmistua oikean vikanuolen havahtuminen. Niissä tietojen linkittäminen tehtiin samalla logiikalla kuin vikatyypin indikoinnissa. Nuoli ja teksti ilmestyvät, kun signaali on tosi eli ykkönen. Näiden tietojen täytyy olla yhtenäisiä, jotta vikaindikointitieto on luotettavaa. Jos IKI-50 ei osaa päätellä verkossa olevan vian suuntaa, niin tapahtuma indikoidaan kysymysmerkillä. Sen vuoksi vikatyypin indikoiminen tekstinä on tärkeä, koska valvontalaitte pystyy päättelemään vian tyyppin oikein, mutta ei välttämättä suuntaa. Tällöin kuitenkin muilta muuntamoilta saaduilla tiedoilla voidaan täydentää vikapaikan analyysia ja saada varmistusta vian suunnalle.

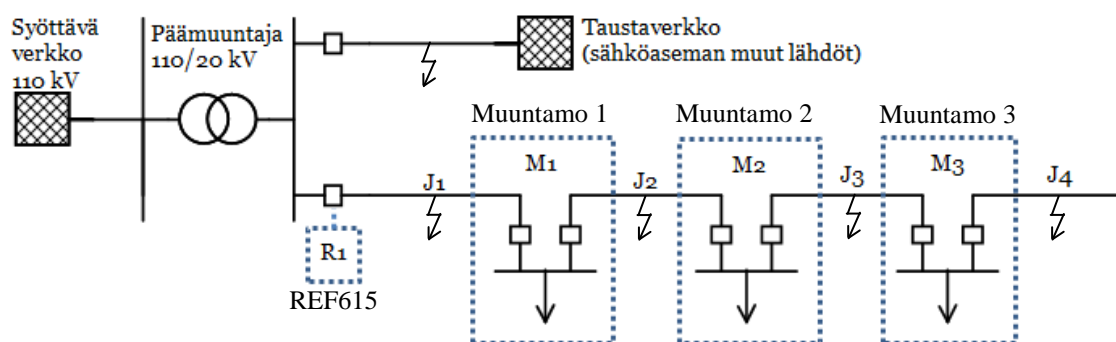
Lisäksi jokaiselle muuntamolle tehtiin painike (Reset faults), jolla voitiin helposti nollata kaikki viat yhdellä kertaa. Muutoin valvomokuvaan jää näkyviin viimeisimmät vikatiedot, ellei niitä erikseen nollata laitteelta tai valvomosta.

6 TESTIJÄRJESTELMÄ JA SIMULOINNIT

Tässä luvussa esitellään simuloitavat verkkomallit: avojohto (maasta erotettu) sekä kaapeliverkko (kompensoitu), simuloinneissa toteutettavat vikatilanteet sekä laboratorioon toteutettu testijärjestelmä. Tutkittava johtolähtö mallinnetaan PSCAD-ohjelmalla, jolla simuloidaan vikatilanteet. Näistä simuloinneista saatavat virta- ja jännitetiedot syötetään testijärjestelmän laitteille, joista tiedot siirtyvät tietoliikenneyhteyden kautta valvomo-ohjelmistoon sekä tietokantaan.

6.1 Simuloitavat verkkomallit PSCADilla

Tutkimuksessa käytetään kahta erityyppistä simulointimallia, jotka edustavat tyypillistä suomalaista 20 kV keskijänniteverkkoa. Toinen malleista perustuu avojohtoverkkoon (maaseutu) ja toinen kaapeliverkkoon (kaupunkialue), jotta saadaan mahdollisimman kattavasti tutkittua verkkotyypin vaikutusta vikojen havaitsemiseen. Molemmat simulointimallit ovat topologiaaltaan samanlaiset ja ne toteutetaan yksinkertaistettuna siten, että vain tutkittava johtolähtö on kuvattu tarkemmin ja taustaverkkoa edustaa sijaiskytkentä. Yksivivapiirros simuloitavasta verkkorakenteesta on esitettyä kuvassa 24.



Kuva 24. Simuloitavan verkon topologia.

Simulointimalli 1 (avojohtoverkko) koostuu suorasta 48 km avojohdosta, jonka varrella on kolme mittauksin varustettua muuntamoita. Simulointimalli 2 (kaapeliverkko) koostuu suorasta 4,8 km maakaapelista, jonka varrella on myös kolme mittauksin varustettua muuntamoita. Jokaista muuntamoita edustaa testijärjestelmässä muuntamon valvontalaitekokonaisuus, johon kuuluvat IKI-50, CAPDIS sekä IKI-LUM. Lisäksi johtolähdön alussa on johdonsuojarele REF615. Muita johtolähdön muuntamoita ei kuvata mallissa tarkemmin. Taustaverkon sijaiskytkennässä kuvataan ainoastaan muiden johtolähtöjen yhteenlaskettu kuormitus ja maakapasitanssi. Simuloinneissa toteutetaan erilaisia verkon vikatilanteita, jotka esitellään tarkemmin seuraavassa kappaleessa 6.2. Tutkittavat vikapaikat näkyvät kuvassa 24 eri johto-osuuksilla (J1, J2, J3 ja J4) sekä taustaverkossa. Simulointimallien keskeiset tekniset ominaisuudet esitellään taulukossa 1.

Taulukko 1. Simulointimallien ominaisuudet.

Ominaisuudet	Simulointimalli 1	Simulointimalli 2
Syöttävän verkon oikosulkuteho	1000 MVA	4000 MVA
Päämuuntajan teho	16 MVA	40 MVA
Päämuuntajan kytkentäryhmä	YNd	Yy
Johtolähtö	avojohto	maakaapeli
Kaapelityyppi	Raven	AHXAMK-W 3x240
Johto-osuuden pituus (J1,J2,J3,J4)	12 km	1,2 km
Johtolähtöjen kuorma (yhteensä)	1,5 MVA	3 MVA
Taustaverkon kuorma	6,5 MVA	27 MVA
Taustaverkon tuottama maasulkuvirta	20 A	140 A
Verkon käyttötapa	maasta erotettuna	kompensoituna

Simulointimallissa 1 tutkitaan maasta erotettua maaseutuverkkoa ja simulointimallissa 2 tutkitaan kompensoitua kaupunkiverkkoa, jossa kompensointiaste on 95 % ja kelan rinnalla on 10 A rinnakkaisvastus, joka kytketään päälle 300 ms viiveellä vian alkamisen jälkeen.

6.2 Simuloitavat vikatilanteet

Tutkimuksessa simuloitavat vikatilanteet ovat osin hieman erilaiset molemmissa simulointimalleissa. Näin on siksi, että saadaan simuloitua mahdollisimman kattavasti erilaisia verkon vikatilanteita. Alun perin suunnitelmissa oli vielä hieman laajemmat testaukset, mutta simuloitien aikana niitä karsittiin ottaen huomioon laitteiston ominaisuudet ja käytettävissä ollut aika. Simulointimallilla 1 tehtiin seuraavat vikatilanteet:

- 3-vaiheinen oikosulku (vikapaikassa J1 ja J4)
- pysyvä suora maasulku, kun vikaresistanssi 0Ω (vikapaikassa J1, J2, J3, J4 ja taustaverkossa)
- pysyvä maasulku, kun vikaresistanssi 500Ω (vikapaikassa J1, J2, J3, J4 ja taustaverkossa)
- ohimenevä suora maasulku, kesto 100 ms (vikapaikassa J2).

Simulointimallilla 2 tehtiin vikatilanteet:

- pysyvä suora maasulku, kun vikaresistanssi 0Ω (vikapaikassa J1, J2, J3, J4 ja taustaverkossa)
- pysyvä maasulku, kun vikaresistanssi 500Ω (vikapaikassa J1, J2, J3, J4, ja taustaverkossa)
- katkeileva maasulku (vikapaikassa J1 ja J4).

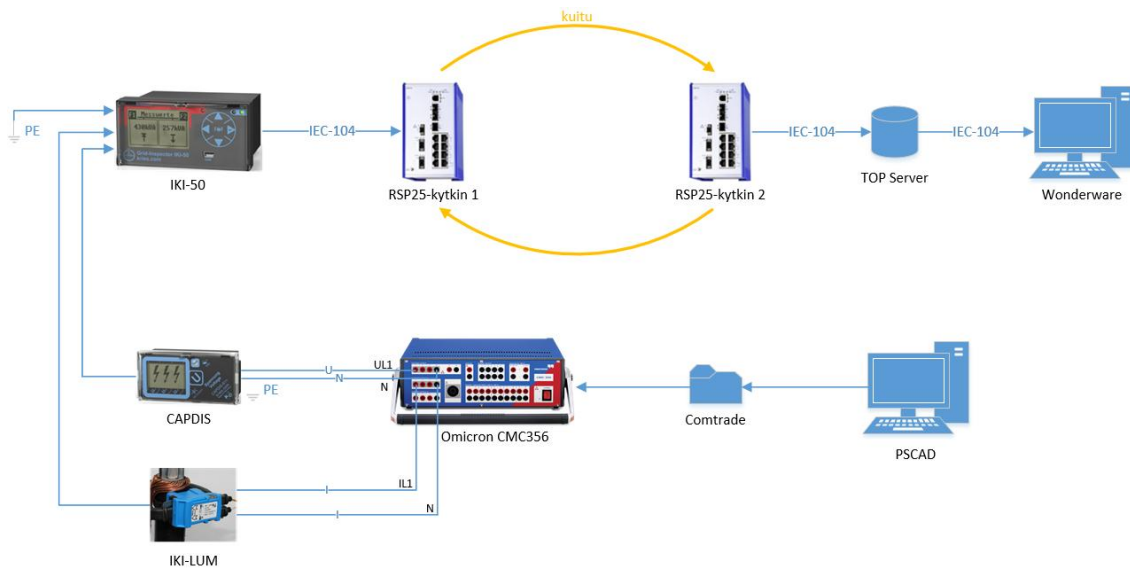
Suluissa on kerrottu, missä kohdassa verkkoa ollut vika simuloitiin. Tutkittavat vikapaikat sijaitsevat eri johto-osuuksilla, joista J1 on tutkittavan johtolähdön alussa, J2 ja J3 sijaitsevat muuntamoiden välissä, vikapaikka J4 taas ihan johto-osuuden lopussa ja viimeinen vikapaikka taustaverkossa. Tarkemmin vikapaikat näkyvät alaluvun 6.1 kuvassa 24.

Suuriohmiset viat, joissa vikaresistanssi on 5000 Ω ja 10 000 Ω jätettiin kokonaan näiden simulointien ulkopuolelle. IKI-50 ei pystyisi havaitsemaan näitä vikoja ilman sumnavirtamuuntajaa ja johdonsuojareleen REF615 toiminnan testaaminen ei ole pääosassa tässä diplomityössä.

6.3 Testijärjestelmä

Tutkittava testijärjestelmä sijaitsee laboratorioympäristössä ja koostuu muuntamoita edustavasta Kriesin IKI-50 -valvontalaitekokonaisuudesta sekä johtolähdön alussa olevasta suojareleestä REF615. Tutkittava johtolähtö mallinnettiin PSCAD-ohjelmalla, jolla voitiin simuloida tyypillisiä keskijänniteverkossa esiintyviä vikatilanteita. Näistä vikatilanteista saadut virta- ja jännitetiedot syötetään testijärjestelmän laitteille, josta tiedot siirtyvät tietoliikenneyhteyden avulla valvomo-ohjelmisto Wonderwareen sekä tallentuvat tietokantaan myöhempää tarkastelua varten. Laiterajoituksista johtuen testaukset tehtiin ensin testijärjestelmään, joka koostui IKI-50 -valvontalaitekokonaisuudesta ja sen jälkeen muutettiin kytkentöjä niin, että samat vikatilanteet syötettiin REF615-suojareleelle.

Ensimmäinen testijärjestelmän kytkentä sisältää muuntamon valvontalaitekokonaisuuden; IKI-50 (1 kpl), CAPDIS (1 kpl) ja IKI-LUM (3 kpl). Tämä kytkentä sekä tiedonsiirtoketju havainnollistetaan kuvassa 25. Toinen kytkentä esitellään tämän alaluvun loppuosassa.



Kuva 25. Muuntamon valvontalaitteiden testijärjestelmän periaatekaavio.

Tutkittava verkko on mallinnettuna PSCAD-ohjelmistolla alaluvun 6.1 mukaisesti, missä simuloidaan aikaisemmassa alaluvussa 6.2 esitellyt vikatilanteet. Testauksiin oli varattuna laitteistokokonaisuus yhdelle muuntamolle, joten kuvan 25 testijärjestelmä edustaa vuorotellen muuntamoita M1, M2 ja M3. Käytännössä jokaisella muuntamon valvontalaitteella olisi oma IP-osoite, joten testauksissa sitä muutettiin aina sitä mukaa mihin muuntamolle vikoja tehtiin. Muuntamoiden M1, M2 ja M3 simuloitu signaali saadaan PSCAD-ohjelmistosta comtrade-muodossa, mikä vieään Omicron CMC356-laitteen testiohjelmiston puolelle. Täällä virta- ja jännitesignaalit skaalataan toisilaitteille sopivaksi. Tämän jälkeen skaalatut signaalit syötetään Omicron-laitteella Kriesin mittalaitteille, jotka kytketään kuvan 25 mukaisesti. Selkeyden vuoksi kuvassa on havainnollistettuna ainoastaan yhden vaihejohtimen kytkentä, missä jännitetiedot syötetään CAPDIS:lle ja virtatiedot IKI-LUM -virtasensorille. Skaalausten kannalta oleellista on huomioida Omicronin kanavien virta- ja jänniterajoitukset. Tästä johtuen IKI-LUM -virtasensorissa virtasignaali kierretään 100 kertaa sensorin ympäri, jolloin Omicronilla saadaan 100 kertaa pienemmällä virralla syötettyä ensiöpuolen virtaa virtakanavaan ja siten virran arvo saadaan vastaamaan todellista arvoa. Simuloidut virta-arvot skaalattiin 1:100, minkä kytkentä on havainnollistettu vielä kuvassa 26. Vastaavasti taas jännitear-

vojen skaalauksessa CAPDIS:lta poistettiin kokonaan takaosan säädettävä kapasitiivinen jännitteenjakaja, jolloin oikea jänniteskaala haettiin kokeilemalla mittausta vastaan.

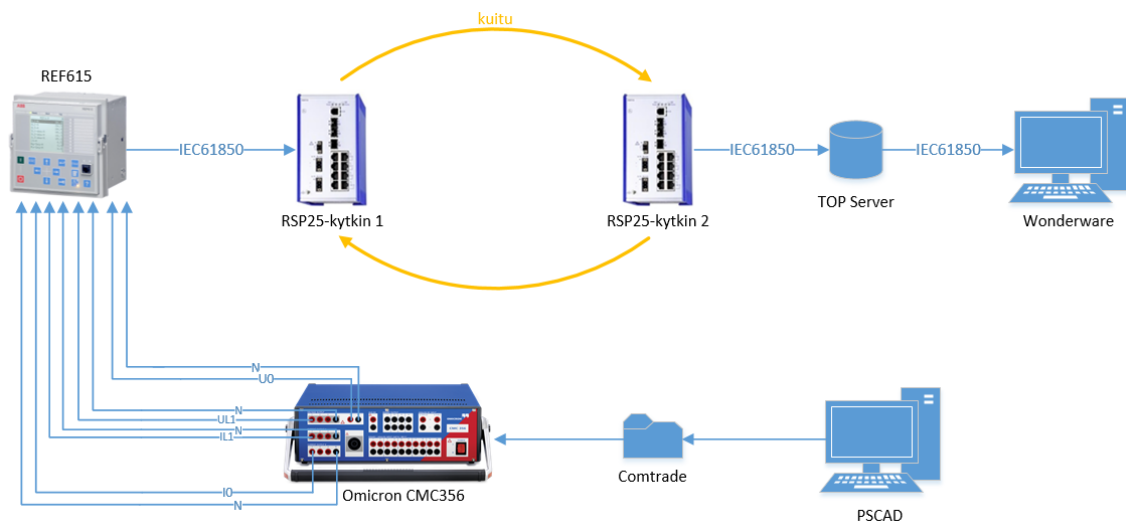


Kuva 26. IKI-LUM virtasensorin kytkentä.

Mittalaitteet kytketään IKI-50:n mittauskanaviin, josta data siirtyy edelleen IEC104-protokollalla tietoliikennejärjestelmän kautta valvomo-ohjelmistoon Wonderwareen. Tietoliikennejärjestelmä rakentuu kahdesta Hirschmann RSP25-kytkimestä, jotka kytketään kuidulla yhteen. Toinen kytkin on suoraan yhteydessä valvontalaite IKI-50:een ja toisella kytkimellä yhdistytään OPC-rajapinnan (TOP Server) kautta valvomo-ohjelmisto Wonderwareen, josta mittaus tieto siirtyy valvomon tietokantaan. Tietokantaan tallentuvaan dataan päästään siten myös myöhemmin käsiksi Historian-tietokannan kautta. Käytännössä tietokannasta haetaan tallentuneet tiedot suoraan Microsoft Exceeliin, johon kerätään vikatilanteista saatujen signaalien toimintatiedot. Näin tiedot saadaan selkeämmin näkyviin ja dataa voidaan käyttää myöhemmin vika-analytiikan kehittämiseen.

Toinen järjestelmän versio on havainnollistettu kuvassa 27. Siinä kytkentään on sijoitettu johtolähdön alussa sijaitseva suojarele REF615. Vikatilanteiden simuloitujen signaalien saadaan PSCAD-ohjelmistosta comtrade-muodossa, mikä vie dataa taas Omicron

CMC356-laitteen testiohjelmiston puolelle. Suojareleen tapauksessa virta- ja jännitearvot skaalataan mittauskanaville oikeaksi releen asetteluissa. Virta-arvo skaalattiin myös tässä Omicronille 100 kertaa pienemmäksi ja muutos huomioitiin suojareleen päässä. Tämän jälkeen skaalatut vaihevirratt ja -jännitteet sekä nollajännite ja -virta syötetään Omicron-laitteella suojareleen mittauskanaviin, jotka on kytkettyä kuva 27 mukaisesti. Kuvassa havainnollistetaan yksinkertaisuuden vuoksi vain yhden vaihejohtimen virta- ja jännitesignaalit.



Kuva 27. Johdonsuojareleen testijärjestelmän periaatekaavio.

Suojarele REF615 kommunikoi IEC 61850 -protokollalla tietoliikennejärjestelmän kautta valvomo-ohjelmistoon Wonderwareen. Tiedonkulku on täysin samanlainen kuin IKI-50:n testijärjestelmässä, vain tiedonsiirtoprotokolla on nyt eri. Lisäksi vikasimulointien kannalta oleellisinta järjestelmässä on katkaisijasimulaattori, johon REF615 kytkettiin. Simulaattorin avulla voidaan seurata vikatilanteissa katkaisijan tilatietoa, jota hyödynnetään myöhemmin vikapaikan rajauksessa.

7 VIKADIAGNOSTIIKAN ANALYSOINTI

Tässä luvussa esitellään yhteenveto simuloitujen testien tuloksista sekä vielä lopussa parin esimerkin avulla yksinkertaiset vikalogiikat, jotka toteutettiin valvomosovellukseen.

7.1 Avojohtoverkon testien tulokset

Avojohtoverkkoon, jota käytetään maasta erotettuna, tehtiin kolmivaiheinen oikosulkuvika, pysyvä suora maasulku (vikaresistanssi 0Ω), pysyvä maasulku 500 ohmin vikavastuksella sekä ohimenevä suora maasulku, jonka kesto 100 ms. Verkkotyypit ja vikatilanteet esiteltiin jo tarkemmin luvussa 6. Tulokset esitellään taulukoissa, joiden tulkinnaissa täytyy huomioida se seikka, että muuntamoilla olevilta valvontalaitteilta saatavat tiedot ovat boolean-tyyppisiä tilatietoja. Osoitteesta tuleva tilatieto on joko 0 (ei havahtunut) tai 1 (havahtunut). Suojareleelta tuleva katkaisijan tilatieto on integer-tyyppinen, jossa tilatieto voi olla 0 (välitila), 1 (katkaisija auki), 2 (katkaisija kiinni) tai 3 (vikatila). Lisäksi jokaisen taulukon alaosassa kerrotaan, mistä tilatiedosta taulukoissa on kyse.

Taulukossa 2 esitetään kolmivaiheisen oikosulkuvian tulokset, jossa viat tehtiin johto-osuuden alussa (vikapaikka 1) sekä lopussa (vikapaikka 4). Johto-osuuden alussa oleva vikapaikka sijaitsee verkossa ennen kaikkia muuntamoita, jolloin minkään muuntamon valvontalaite ei havahtunut tähän vikaan, kuten ei pitänytkään. Muuntamoiden mittaus-ten kohdilla virta-arvot menevät heti vikatilanteen jälkeen (0,5 s kohdalla) nollassi, koska verkko on säteittäinen eikä toisessa päässä ole syöttöä. Suojarele on ainoa, joka havahtuu johto-osuuden alun oikosulkuvikaan ja avaa katkaisijan. IKI-50 on aseteltu niin, että sen pitäisi hyvin ehtiä havaitsemaan vika ennen kuin suojarele ehtii havaitsemaan sen ja avaamaan katkaisijan. Johto-osuuden lopussa taas kaikkien muuntamoiden valvontalaitteet havahtuvat ja indikoivat vian oikeaan suuntaan. Virrat muuntamoilla nousevat nyt liki 600 ampeeriin heti vikatilanteen jälkeen (0,5 s kohdalla).

Taulukko 2. Kolmivaiheinen oikosulkuvika avojohtoverkossa.

Vikapaikka 1	SC_T_B_F1_2006	SC_A_B_F1_2007	SC_FD_U_F1_2008
Muuntamo_001	0	0	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 4	SC_T_B_F1_2006	SC_A_B_F1_2007	SC_FD_U_F1_2008
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	1	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

SC_T_B_F1_2006 =Short-circuit Towards Busbar Feeder 1 (Modbus address 2006)

SC_A_B_F1_2007 =Short-circuit Away from Busbar Feeder 1 (Modbus address 2007)

SC_FD_U_F1_2008 =Short-circuit Fault Direction Unknown Feeder 1 (Modbus address 2008)

CBXCBR1_ST_Pos_stVal =Circuit Breaker Control Status Position status Value

Taulukossa 3 esitetään pysyvän suoran maasulkuvian (vikaresistanssi 0Ω) tulokset, jossa vika tehtiin nyt kaikissa verkon vikapaikoissa. Yleisesti ottaen minkään muuntamon valvontalaite ei pystynyt havahtumaan takana olevaan vikapaikkaan eikä taustaverkossa olevaan vikaan, koska vikojen tuottama jatkuva maasulkuvirta on nyt likimain 1,7 A luokkaa. Valvontalaitteen pienin aseteltavissa oleva asetteluarvo testaushetkellä oli 4 A, kun uuden päivityksen jälkeen $I_e > \text{limit}$ on mahdollista asetella 2 ampeeriin. Tämäkään herkkyys ei olisi riittänyt näiden maasulkuvikojen havaitsemiseen, mikä johtuu verkon rakenteesta. Avojohton pituus on 48 km ja sen tuottama maasulkuvirta on niin pieni, joten olisi tarvittu huomattavasti pidemmät johtopituudet, jotta maasulkuvirta olisi kasvanut herkkyysrajan ylitse. Kaikkiin muuntamoiden edessä oleviin vikoihin IKI-50 havahtuu ja indikoi vian suunnat oikein ja luotettavasti, koska verkon tuottama maasulkuvirta kasvaa reilusti yli asetteluarvon. Suojarele havahtui kaikkiin johtolähdöillä oleviin vikoihin ja avasi katkaisijan. Taustaverkon vikaa sekään ei pystynyt havaitsemaan, koska asetellut oli määritelty vain kyseiselle johtolähdölle, eikä taaksepäin.

Taulukko 3. Pysyvä suora maasulkuvika (vikaresistanssi 0 Ω) avojohtoverkossa.

Vikapaikka 1	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	0	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 2	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 3	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 4	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	1	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 5	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	0	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	2		

EF_T_B_F1_2013 =Earth Fault Towards Busbar Feeder 1 (Modbus address 2013)

EF_A_B_F1_2014 =Earth Fault Away from Busbar Feeder 1 (Modbus address 2014)

EF_FD_U_F1_2015 =Earth Fault Direction Unknown Feeder 1 (Modbus address 2015)

CBXCBR1_ST_Pos_stVal =Circuit Breaker Control Status Position status Value

Taulukossa 4 esitetään pysyvän maasulkuvian (vikaresistanssi 500Ω) tulokset, missä vika tehtiin nyt myös kaikissa verkon vikapaikoissa. Tulokset olivat samanlaiset, kuin edellisessä maasulkuviassa, mitä osattiinkin jo odottaa. Vikaresistanssin suurentaminen aiheutti tietenkin maasulkuvirtojen pienenemisen edelleen, mikä aiheutti sen, että minäkään muuntamon valvontalaite IKI-50 ei pystynyt havahtumaan takana oleviin vikapaikkoihin eikä myöskään taustaverkon vikaan. Maasulkuvirta oli nyt vain noin 1,2 ampeerin luokkaa, joten näitä vikoja ei ole mahdollista havaita eikä indikoida. Muuntamoiden edessä oleviin vikoihin valvontalaitteet havahtuivat ja pystyivät päättelemään sekä indikoimaan vian suunnan oikein. Tämä ominaisuus on juuri tärkeintä luotettavassa vian havaitsemisessa ja paikantamisessa, jolloin laitteen tulee osata päätellä ja indikoida vian suunta eteenpäin. Kuten testauksista ja tuloksista havaittiin, niin takana oleviin vikoihin olisi mahdollista havahtua, jos vikavirrat olisivat suurempia ja laitteiden herkkyys riittäisi näihin. Muodostuneen vikavirran arvo riippuu pitkälti juuri verkon pituudesta; mitä lyhyemmät välimatkat ovat niin sitä pienemmäksi vikavirran arvot jäävät. Mitä laajempi verkko on vian jälkeen, niin sitä varmemmin voidaan saada indikointisuunta taaksepäin, koska vikavirran arvot saadaan näin kasvamaan. Tapauskohtaisesti verkon pituudesta ja parametreista riippuen kannattaa miettiä, onko taaksepäin indikointia edes mahdollista saada maasulkuvioista. IKI-50:n asetelut täytyy kuitenkin saada mahdollisimman lähelle pienintä mahdollista maasulkuvirran arvoa.

Yleisesti suojarele REF615 asetellaan vain kyseiselle johtolähdöllä havaitsemaan edessäpäin olevat viat, joten sen vuoksi se ei havainnut taustaverkon vikaa.

Taulukko 4. Pysyvä maasulkuvika (vikaresistanssi 500 Ω) avojohtoverkossa.

Vikapaikka 1	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	0	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 2	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 3	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 4	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	1	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 5	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	0	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	2		

EF_T_B_F1_2013 =Earth Fault Towards Busbar Feeder 1 (Modbus address 2013)

EF_A_B_F1_2014 =Earth Fault Away from Busbar Feeder 1 (Modbus address 2014)

EF_FD_U_F1_2015 =Earth Fault Direction Unknown Feeder 1 (Modbus address 2015)

CBXCBR1_ST_Pos_stVal =Circuit Breaker Control Status Position status Value

Avojohtoverkkoon testattiin myös alkuperäisen suunnitelman mukaisesti ohimenevä suora maasulku, jonka kesto oli 100 ms. Tässä kuitenkin IKI-50 valvontalaitteelle ongelmaksi muodostui se, että vikavirran transientti oli molemmin puolin lähes yhtä suuri, jolloin IKI-50 ei pystynyt päättelemään suuntaa oikein eikä luotettavasti. Transientin arvot olivat molemmin puolin niin lähellä toisiaan, ettei ollut mahdollista löytää sopivia asetuksia transienttien erottamiseksi. Vikahetkellä transientti kasvaa, jonka jälkeen se lähtee seuraamaan 50 Hz:n komponenttia ja vaimenee. Tässä vikatilanteessa transientti ei kuitenkaan ehdi vaimentua tarpeeksi nopeasti, jolloin IKI-50 näkee sen kahtena yhtä suurena, mutta vastakkaisuuntaisena transienttina. Muutoin testien tulokset olivat normaaleja ja juuri sellaisia kuin odotettiin, koska testeissä ei ollut käytössä summavirtamuuntajaa, jonka avulla olisi päästy tarkempiin ja herkempiin havahtumisiin.

7.2 Kaapeliverkon testien tulokset

Kaapeliverkkoa käytettiin simuloinneissa kompensoituna ja kompensointiaste oli 95 %. Lisäksi kelan rinnalle on kytketty rinnakkaisvastus, jolla saadaan aikaan suojauksen toiminnan varmistava 10 A resistiivinen komponentti maasulkuvirtaan suorassa maasulussa. Tarvittavan resistanssin suuruus tässä 20 kV verkossa on 1154,7 ohmia. Verkkoon tehtiin katkeileva maasulku, pysyvä suora maasulku (vikaresistanssi 0 Ω) sekä pysyvä maasulku 500 ohmin vikavastuksella. Taulukoiden tulkinnassa pätee samat ohjeet, mitkä mainittiin jo edellisen alaluvun alussa.

Taulukossa 5 esitetään katkeilevan maasulun tulokset, missä viat tehtiin johto-osuuden alussa (vikapaikka 1) sekä lopussa (vikapaikka 4). Näistä tuloksista puuttuu suojareleen tulokset, koska sen havahtuminen ei ollut tässä tapauksessa mitenkään oleellista vikalogiikan kannalta, joten ne jätettiin tekemättä. Johto-osuuden alussa olevaan vikapaikkaan havahtui ainoastaan ensimmäisen muuntamon valvontalaite, joka indikoi nyt oikein takana sijaitsevaan vikaan. IKI-50 aseteltiin havahtumaan kolmeen peräkkäiseen transienttipiikkiin ja kymmenen jälkeen tulisi varoitustieto valvomoon. Transienttipiikit vaimenivat sitä mukaa, mitä kauemmas vikapaikasta mentiin, joten sen vuoksi muiden muuntamoiden laitteet eivät havainneet tätä. Ensimmäisellä muuntamalla transienttipiik-

kit kohosivat yli 80 ampeerin, toisella muuntamolla ne olivat noin 50–60 ampeerin luokkaa ja kauimmaisella muuntamolla enää vain noin 20–30 ampeerin luokkaa, kun vika oli johto-osuuden alussa. Muuntamoiden valvontalaitteiden on huomattavasti vaikeampi havahtua takana oleviin vikoihin, koska virrat pienenevät niin nopeasti, jolloin asetuksia on vaikea saada kohdilleen, jotta indikoinnit saataisiin näkymään oikein. Eikä asetteluita ole syytä asettaa liian alhaiselle tasolla vain sen vuoksi, että saataisiin indikoinnit onnistumaan. Tämä voisi nimittäin helposti johtaa turhiin ja väärin hälytyksiin. Asetukset jotka sopivat esimerkiksi juuri tähän verkkoon, eivät välttämättä taas sovellu toiseen verkkotyyppiin yhtä hyvin, joten ne on vaikea saada kohdilleen.

Johto-osuuden lopussa olevaan vikapaikkaan havahtuivat kaikki muuntamot, koska nyt transienttien suuruus pysyi kaikissa mittauspisteissä samalla tasolla, ja oli suuruudeltaan noin 300–400 ampeeria. Kuten jo aiemminkin todettiin, niin tärkeintä on saada indikaatio nimenomaan muuntamoiden edessä oleviin vikoihin, mikä onnistuu tulosten perusteella luotettavasti.

Taulukko 5. Katkeileva maasulkuvika kaapeliverkossa.

Vikapaikka 1	TRAN_DIS_T_B_F1_2084	TRAN_DIS_A_B_F1_2085	TRAN_DIS_D_U_F1_2086
Muuntamo_001	1	0	0
Muuntamo_002	0	0	0
Muuntamo_003	0	0	0

Vikapaikka 4	TRAN_DIS_T_B_F1_2084	TRAN_DIS_A_B_F1_2085	TRAN_DIS_D_U_F1_2086
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	1	0

TRAN_DIS_T_B_F1_2084 =Transient Disturbance Towards Busbar Feeder 1 (Modbus address 2084)

TRAN_DIS_A_B_F1_2085 =Transient Disturbance Away from Busbar Feeder 1 (Modbus address 2085)

TRAN_DIS_D_U_F1_2086 =Transient Disturbance Direction Unknown Feeder 1 (Modbus address 2015)

Taulukossa 6 esitetään pysyvän suoran maasulkuvian (vikaresistanssi 0Ω) tulokset ja **taulukossa 7** esitetään pysyvän maasulkuvian (vikaresistanssi 500Ω) tulokset. Molemmista tapauksista viat tehtiin verkon kaikissa viidessä eri vikapaikassa. Vikaresistanssin lisääminen tietenkin pienensi virtoja, mutta ne pysyivät kuitenkin vielä sillä tasolla, että IKI-50 pystyi ne havaitsemaan samoissa kohdissa kuin ilman vikaresistanssia. Nämä käsitellään nyt yhdessä, koska tulokset ovat molemmista tapauksista ihan samat, eikä toiminnassa ilmene eroavaisuuksia. Yleisesti ottaen näissä tapauksissa olisi tarvittu vielä lisäksi summavirran mittaus, jonka avulla olisi päästy tarkempiin tuloksiin.

Ainoastaan ensimmäisellä muuntamolla oleva IKI-50 havaitsi kaikissa vikapaikoissa olevat viat oikein. Valvontalaite pystyi indikoimaan johto-osuuden alussa sekä taustaverkossa olevat viat, koska virrat pysyivät mittauskohdalla vielä tarpeeksi suurina. Jokaisella mittauspaikalla esiintyy vikahetken alussa suuria varaustransientteja, jotka vaimenevat ja tasoittuvat 0,5 sekunnissa. Virtojen suuruus vaimenee niin merkittävästi, että mitä kauemmas vikapaikasta mennään, niin sitä pienemmäksi virrat menevät, eikä IKI-50 pysty niitä havaitsemaan. Muuntamoiden takana olevien vikojen indikoinnin vaikeus johtuu pienistä virroista, mutta saattaa johtua myös siitä, että $I_0:n$ ja $U_0:n$ välinen kulma menee juuri niin sanottuun ”kuolleeseen alueeseen”, josta se ei pysty päättämään vian suuntaa. Taaksepäin indikointi olisi tietenkin hyödyllistä saada jokaisessa tapauksessa, mutta se indikaatio ei ole koskaan taattu. Tärkeämpää on saada indikoinnit edesspäin olevista vioista, johon IKI-50 pystyy näissäkin vioissa havahtumaan luotettavalla tasolla.

Johdonsuojarele REF615 havahtuu kaikkiin johto-osuudella sijaitseviin vikoihin oikein ja avaa katkaisijan. Taustaverkon vikaa se ei havaitse asetteluiden vuoksi, joten suojarele toimi odotusten mukaisella tavalla jokaisessa vikapaikassa.

Muuntamon valvontalaite IKI-50 kuitenkin toimi työn tilaajaan mukaan näissä vikataapauksissa ihan odotusten mukaisesti ilman summavirtamuuntajaa.

Taulukko 6. Pysyvä suora maasulkuvika (vikaresistanssi 0 Ω) kaapeliverkossa.

Vikapaikka 1	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	1	0	0
Muuntamo_002	0	0	1
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 2	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	0	1
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 3	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 4	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	1	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 5	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	1	0	0
Muuntamo_002	0	0	1
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	2		

EF_T_B_F1_2013 =Earth Fault Towards Busbar Feeder 1 (Modbus address 2013)

EF_A_B_F1_2014 =Earth Fault Away from Busbar Feeder 1 (Modbus address 2014)

EF_FD_U_F1_2015 =Earth Fault Direction Unknown Feeder 1 (Modbus address 2015)

CBXCBR1_ST_Pos_stVal =Circuit Breaker Control Status Position status Value

Taulukko 7. Pysyvä maasulkuvika (vikaresistanssi 500 Ω) kaapeliverkossa.

Vikapaikka 1	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	1	0	0
Muuntamo_002	0	0	1
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 2	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	0	1
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 3	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 4	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	0	1	0
Muuntamo_002	0	1	0
Muuntamo_003	0	1	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	1		

Vikapaikka 5	EF_T_B_F1_2013	EF_A_B_F1_2014	EF_FD_U_F1_2015
Muuntamo_001	1	0	0
Muuntamo_002	0	0	1
Muuntamo_003	0	0	0
	CBXCBR1_ST_Pos_stVal		
REF615_001	2		

EF_T_B_F1_2013 =Earth Fault Towards Busbar Feeder 1 (Modbus address 2013)

EF_A_B_F1_2014 =Earth Fault Away from Busbar Feeder 1 (Modbus address 2014)

EF_FD_U_F1_2015 =Earth Fault Direction Unknown Feeder 1 (Modbus address 2015)

CBXCBR1_ST_Pos_stVal =Circuit Breaker Control Status Position status Value

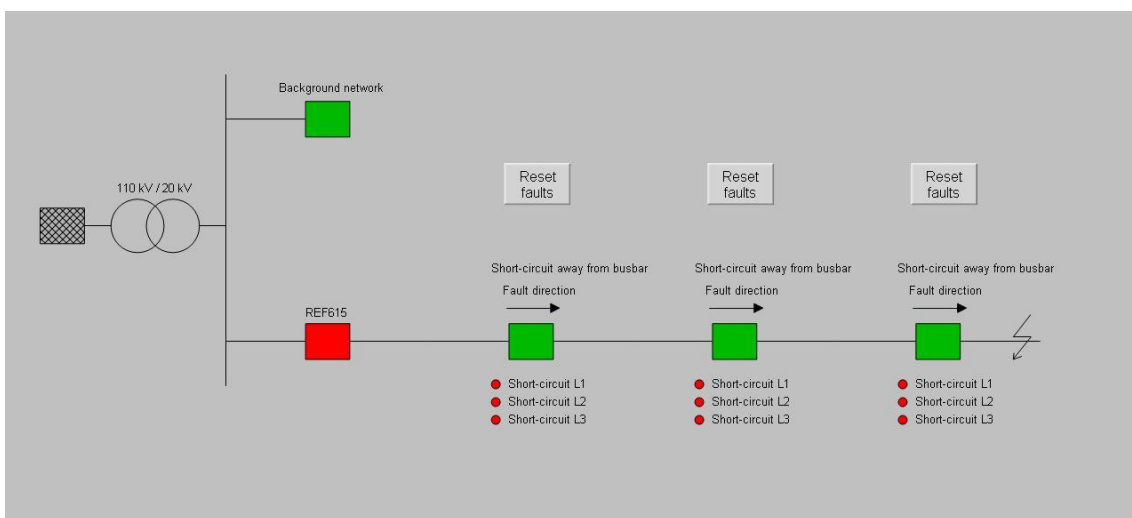
7.3 Vikalogiikka

Tutkimuksessa vikalogiikan toteuttaminen jäi aika vähäiselle ajanpuutteen vuoksi, koska testijärjestelmän ja laitteiden asettelut veivät suurimman osan projektiin käytettävissä olleesta ajasta. Yleisesti ottaen testausten perusteella kannattaisi pysyä hyvin yksinkertaisessa vikalogiikassa, koska on varsin haasteellista tehdä jokaisessa verkon vikatilanteessa toimiva logiikka. Kuten testeissä huomattiin, niin helposti syntyy tilanteita, joissa valvontalaite IKI-50 ei osakaan päätellä vian suuntaa tai indikointi saattaisi näyttää väärään suuntaan. Varsinkin mittauspisteiden takana olevat viat osoittautuivat todella hankaliksi huomata, mikä johtui osittain testeissä käytetystä verkkomallista. Verkossa etäisyydet jäivät hieman liian lyhyiksi eikä verkon laajuus riittänyt, mikä tarkoitti sitä, että vikavirrat jäivät IKI-50 herkkyysrajan alapuolelle ja takana oleviin vikoihin oli mahdoton reagoida. Johto-osuuden alkuun sijoitettu suojariele auttoi mittauspisteiden takana olevissa vikaindikoinneissa, koska alussa oleva vikapaikka saattoi jossain tapauksissa jäädä kokonaan huomaamatta valvontalaitteelta. Tällöin vian päättelyssä auttaa katkaisijalta tuleva tilatieto. Tämän vuoksi monessa tapauksessa vikalogiikkaan saattaisi sisältyä liian monta ehtoa, jolloin siitä tulee helposti monimutkainen. Kaikkiin edessä oleviin vikoihin pystyy tekemään toimivan logiikan eikä niihin tarvita suojarieleltä tulevaa katkaisijan tilatietoa, koska IKI-50 havaitsi ja indikoi ne viat verkossa luotettavasti ja sen perusteella tehtiin pari hyvin yksinkertaista esimerkkitapausta, jotka esitellään seuraavissa alaluvuissa.

7.3.1 Avojohtoverkon kolmivaiheinen oikosulkuvika

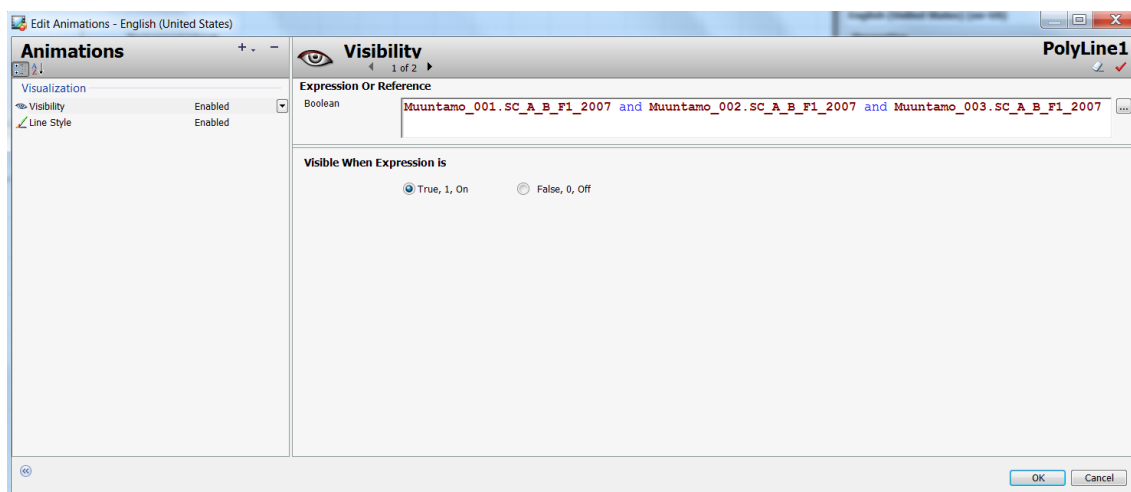
Avojohtoverkkoon tehtiin kolmivaiheinen oikosulkuvika johto-osuuden lopussa. Tämä vikapaikka sijaitsee kaikkien muuntamoiden jälkeen, jolloin jokaisen muuntamon kohdalla vaihevirrat nousevat lähemmäs 600 ampeeriin, kun vaihejännitteet puolestaan pienenevät normaaliin tilanteeseen verrattuna noin puoleen. Näin jokaisella muuntamolla oleva valvontalaite pystyy havaitsemaan kolmivaiheisen oikosulun ja indikoimaan sen oikeaan suuntaan. Kuvasta 28 voidaan nähdä jokaisen muuntamon alapuolella indikoinnit kolmivaiheisesta oikosulkuviasta (Short-circuit L1, L2, L3) sekä yläpuolella indi-

koinnit oikosulkuvian suunnasta nuolilla. Alapuolella olevat indikoinnit toimivat myös informatiivisena ja kertovat verkossa olevan vian tyyppin ensisilmäyksellä, koska vika voisi olla yhtä hyvin myös kaksivaiheinen oikosulku. Nuolen yläpuolella oleva teksti (Short-circuit away from busbar) tuo lisäinformaation ja varmistuksen siihen, että nuoli on oikea indikoimaan vikaa. Johto-osuuden alussa oleva suojarle indikoi katkaisijan tilatiedon nyt punaisella, koska se on havainnut oikosulkuvian ja avannut katkaisijan.



Kuva 28. Avojohtoverkon kolmivaiheinen oikosulkuvika.

Vikapaikkaa indikoidaan salama-symbolilla johto-osuuden lopussa. Kaikki vikaindikointiin liittyvät symbolit ja toiminnot tulevat valvomokuvaan näkyviin vasta sitten, kun niihin asetelluista osoitteista saadaan tilatiedoksi ykkönen. Yksinkertaisuudessaan tähän symboliin annettiin ehdoksi, että kun jokaiselta muuntamolta tulee tieto osoitteesta ”Short-circuit away from busbar (2007)”, niin salama-symboli tulee näkyviin. Jokaiseen symboliin pystyy tekemään erilaisia toimintoja ja pientä logiikkaa. Tässä logiikka rakennettiin yksinkertaisesti kuvan 29 mukaisesti. Osoitteiden väliin laitettiin AND-operaattori, jolloin jokaisesta ehdon osoitteesta on tultava ykkönen, että symboli saadaan näkyviin valvomokuvaan.



Kuva 29. Vikapaikkaan liittyvät ehdot, kun vika on johto-osuuden lopussa.

Muuntamoilla olevilla valvontalaitteilla ei nyt suoriteta katkaisijoiden ohjausta ja rajata näin vikapaikkaa, vaikka siihen olisi mahdollisuus ja valmiudet. Tarkoituksena oli keskittyä ainoastaan vian paikannukseen muuntamoilta saatavien mittauksen perusteella. Jos muuntamoilla käytettäisiin suoraan laukaisevaa suojausta, vikapaikka rajoittuisi saman tien aina lähimpään muuntamon katkaisijaan. Nyt kun laukaisun tekeekin vikälähdön alussa oleva katkaisija, jolloin mittalaitteiden on osattava päätellä ennen katkaisijan laukaisua, sijaitseeko vika lähdön vai kuorman puolella. Näin ollen tähän vikapaikkaan ei tarvita ehdoksi katkaisijalta tulevaa tilatietoa, eikä sitä olisi loogista siellä edes käyttää ehtona.

Tämä malli antaa yksinkertaisen logiikan oikosulkuvikojen havaitsemiseen ja vika paikan päättelyyn. Samalla tavalla voitaisiin rakentaa muuntamoiden välissä olevien vikapaikkojen indikoinnit. Tässä verkkotyypissä oikosulkuvikoja ei voi nähdä taaksepäin, koska vikahetken jälkeen mittauspisteissä virrat menevät nolllaksi. Mutta jos valvontalaite pystyisi havaitsemaan takana olevan vian, niin näitä suuntatietoja voitaisiin käyttää myös yhtenä ehtona vikapaikan indikoinnissa. Kuten alussa todettiin, parasta olisi pitäytyä kuitenkin vain yksinkertaisessa mallissa ja laittaa vain ne ehdot, jotka on välttämättömiä ja luotettavia.

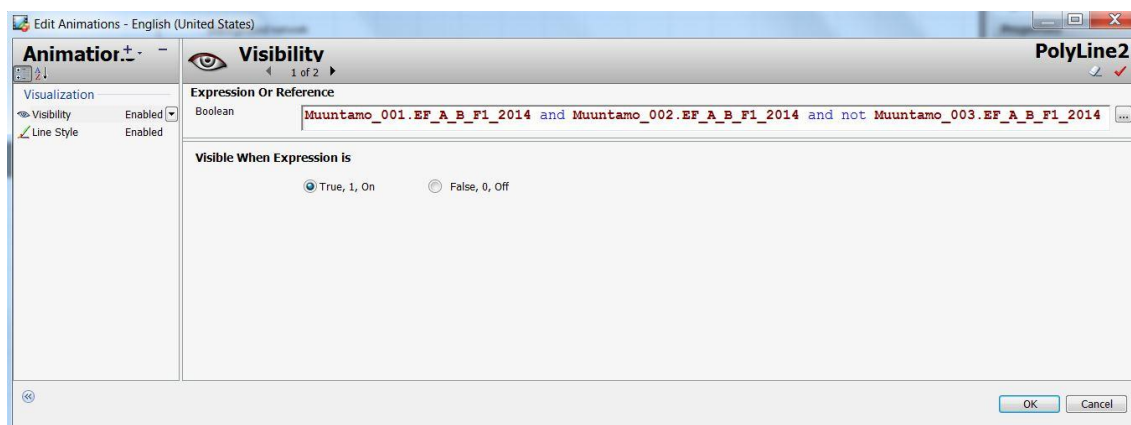
7.3.2 Kaapeliverkon pysyvä suora maasulkuvika

Kaapeliverkkoon tehtiin pysyvä suora maasulkuvika vikapaikassa kolme, joka sijaitsee kahden viimeisen muuntamon välissä. Viimeisen muuntamon valvontalaite ei pysty havaitsemaan tätä vikaa, koska vikavirta jää nyt niin pieneksi (alle 4 A), ettei valvontalaitteen herkkyyks riitä näkemään takana olevaa maasulkuvikaa. Ennen vikapaikkaa olevissa muuntamoissa mittauspisteen vikavirta on noin 10 ampeerin luokkaa, jolloin niissä olevat valvontalaitteet havaitsevat maasulkuvian luotettavasti. Kuvasta 30 voidaan nähdä muuntamoiden alapuolelle antamat vikaindikoinnit vian tyypistä (Earth fault ja Earth fault with static) sekä yläpuolella indikoinnit vian suunnasta nuolilla. Valvomokuvassa olevat tekstit toimivat lisäinformaationa, joilla varmistetaan oikeat ja yhtenäiset indikoinnit vikatapauksissa. Johto-osuuden alussa oleva suojarle havaitsee myös maasulkuvian ja avaa johtolähdön alussa olevan katkaisijan, mikä indikoidaan valvomokuvassa punaisella. Kaikki vikaindikointiin liittyvä tulee näkyviin valvomokuvaan vasta, kun symboleihin määriteltyihin osoitteisiin saadaan tilatiedoksi ykkönen.



Kuva 30. Kaapeliverkon pysyvä suora maasulkuvika.

Verkossa olevaa vikapaikkaa indikoidaan yhtenäisyyden vuoksi tässäkin salama-symbolilla. Tähän symboliin annettiin ehdoksi, että kun ensimmäiseltä (Muuntamo_001) ja toiselta muuntamolta (Muuntamo_002) saadaan tieto osoitteesta ”Earth fault away from busbar (2014)” sekä kolmannelta muuntamolta (Muuntamo_003) ei saada tätä samaa tietoa, niin salama-symboli tulee näkyviin. Tässäkin logiikka rakennettiin yksinkertaisesti kuvan 31 mukaisesti vikapaikkaa ennen olevien muuntamoiden indikointien perusteella. Kahden ensimmäisen osoitteen väliin laitettiin AND-operaattori, jolloin niistä osoitteesta on tultava ykkönen. Viimeisen muuntamon eteen laitettiin AND NOT -operaattori, jolloin osoitteesta ”Earth fault away from busbar (2014)” ei saa tulla tilatiedoksi ykköstä. Näiden ehtojen täytyessä symboli tulee näkyviin valvomokuvaan.



Kuva 31. Vikapaikkaan liittyvät ehdot, kun vikapaikka muuntamoiden välissä.

Logiikka pidettiin yksinkertaisena ja ehdoksi laitettiin vain varmat vikaindikointiosoitteet. Jos taaksepäin oleva indikointi olisi varmallalla pohjalla, ja voitaisiin varmistua, että virrat ylittävät aina herkkyysrajan. Silloin voitaisiin käyttää myös viimeiseltä muuntamolta saatavaa taaksepäin suunnattua vikatietoa yhtenä ehtona. Mutta koska taaksepäin oleva indikointi on huomattavasti haastavampaa, niin se jätettiin vikapaikan indikoinneista kokonaan pois, ettei logiikka monimutkaistu liikaa.

8 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tutkimuksen empiirisen osuuden tarkoituksena oli toteuttaa kokonaisuudessaan muun-
tamoilta saataviin mittauksiin perustuva testijärjestelmä. Testilaitteisto koostui muun-
tamon valvontalaite IKI-50:stä sekä siihen liitettävistä mittalaitteista. Testijärjestelmän
toteutus käsitti laitteiden ja tietoliikenteen konfiguroimisen valvomo-ohjelmisto Won-
derwareen saakka. Tämän jälkeen pystyttiin valmiiseen testijärjestelmään simuloimaan
keskijänniteverkossa esiintyviä vikoja, kuten kolmivaiheinen oikosulku sekä erilaisia
maasulkuvikoja. Vikatilanteista saadut mittaustulokset saatiin onnistuneesti tallentu-
maan valvomo-ohjelmiston tietokantaan, mitä pystyttiin hyödyntämään muuntamon vi-
kadiagnostiikan kehittämisessä. Lisäksi vikatilanteet havainnollistettiin visuaalisesti yk-
sinkertaisessa valvomokuvassa, johon saatiin myös näkymään vikapaikat symboleihin
tehtyjen logiikkojen avulla.

Diplomityön keskiössä oli ehdottomasti muuntamon valvontalaite IKI-50, joka tukee
Modbus- ja IEC104-protokollaa. Tutkimuksessa haluttiin keskittyä nimenomaan uuteen
juuri markkinoille tulleeseen IEC104-versioon, koska sen osoitteiden ja tietoliikenteen
konfiguroiminen ei ollut työn tilaajalle tuttua. Käytännössä IKI-50 on Modbus-laite, jo-
hon saatiin ristiviittaustaulukon avulla tehtyä osoitteet vastaamaan IEC104-protokollan
osoitteita. Lisäksi kommunikointiketju tarvitsee yhdistävän OPC-rajapinnan laitteen ja
valvomon välille. Se, miten kommunikointi ja osoitteet saatiin tehtyä onnistuneesti val-
vomoon asti, perustui puoliksi yritys- ja erehdysperiaatteeseen, koska mitään valmiita
ohjeita tähän ei ollut saatavilla. Kaikki huomiot ja tiedot, jotka tämän tutkimuksen aika-
na saatiin osoitteiden ja tietoliikenteen konfiguroimisesta laitteelta valvomo-ohjelmisto
Wonderwareen saakka, ovat arvokasta tietoa tilaajalle ja helpottavat tulevien projektien
tekemistä. Tutkimuksen aikana syntyi myös erillinen kattava ohjeistus osoitteiden ja
tietoliikenteen toteutuksessa huomioitavista seikoista.

Tutkimuksessa käytettiin myös ABB:n johdonsuojarelettä REF615, jonka kommuni-
kointi toteutettiin IEC 61850 -protokollalla. IEC 61850 -protokollan laitteet ovat yleisiä
sähköasemien laitteita, joten tämä tutkimus antaa hyvät pohjatiedot myös sen konfigu-

roimiseen OPC-rajapinnalle sekä valvomoon asti. Tämä helpottaa tulevaisuudessa laitteiden yhdistämisen valvomoon, koska tiedetään, mitä asioita tulee tietojen linkittämisessä ottaa huomioon. Nämä tiedot antavat tilaajalle lisäinformaatiota.

Testijärjestelmän tietoliikenneosuus muodostui hyvin merkittäväksi kokonaisuudeksi tämän diplomityön ja tilaajan kannalta. Toinen tärkeä osuus koostui verkkoon tehtävistä vikatilanteista, joita simuloitiin PSCAD-ohjelmalla. Vikatilanteita varten IKI-50 oli asetettava erikseen maasta erotettuun ja kompensoituun verkkoon. Asetteluita varten verkosta tarvittiin suurin mahdollinen kuormitusvirran arvo, jotta oikosulkusuojaus saatiin aseteltua oikein. Maasulkusuojauksessa pienin mahdollinen summavirta-asettelu oli 4A, jolloin huomattiin jo aikaisessa vaiheessa, että sen herkkyys ei tule riittämään kaikkien maasulkuvikojen havaitsemiseen. Virrat jäivät muuntamoiden takana olevissa vioissa liian pieniksi, mikä johtui nyt verkon laajuudesta. Lisäksi asetteluita varten tarvittiin kapasitiivinen maasulkuvirta sekä nollajännitteen suuruus transienttipohjaiseen menettelmään. Nämä asetellut tehtiin ainoastaan tutkittavien verkkomallien pohjalta ja ne aseteltiin kohtuullisen varmalle tasolle, jotta viat havaittaisiin luotettavasti.

Vikalogiikan kehittämiseksi jäi kaiken muun ohella todella vähän aikaa, mutta yleisesti ottaen näiden tulosten perusteella voidaan todeta, että logiikka kannattaisi pitää mahdollisimman yksinkertaisena. Kuten testien tuloksista huomattiin, niin takana olevien vikojen havaitseminen ei ollut tutkituissa verkoissa kovin luotettavalla tasolla, jolloin niiden pohjalta ei ollut tässä tapauksessa hyödyllistä rakentaa logiikkaa. Muuntamoiden edessä olevat viat sen sijaan havaittiin kaikissa vikapaikoissa luotettavasti ja niitä voidaan käyttää vikalogiikkaan aseteltavissa ehdoissa. Mitä enemmän vikapaikkoihin asetellaan ehtoja, sitä monimutkaisemmaksi logiikka menee. Sellaista logiikkaa, joka kattaisi kaikki mahdolliset verkon vikatilanteet, ei kuitenkaan ole helppo rakentaa. Tehtyjen testien pohjalta kehitettiin kuitenkin molempiin verkkotyyppeihin esimerkit vikalogiikasta, joita voidaan soveltaa muihinkin tilanteisiin sekä käyttää pohjana jatkossa kehitettävissä sovelluksissa.

Tämä diplomityö tuotti toimivan testijärjestelmän, jota voidaan käyttää lähtökohtana tilaajan tulevia projekteja ajatellen, ja joka antaa myös hyvän pohjan jatkokehittämisel-

le. Valvomo-ohjelmistoon tehty näkymä jouduttiin ajan puutteen vuoksi pitämään hyvin yksinkertaisena, mutta siinä saatiin näkymään tutkimuksen kannalta kaikki oleelliset vikaindikaatiot. Valvomokuvan vikanäkymää voisi kehittää selkeämmäksi, josta näkyy yhdellä vilkaisulla, mikä ja missä vika on havaittu sekä virta- ja jännitetietoja ennen vikaa ja vian jälkeen. Tämä antaisi selkeämmän kuvan siitä, mikä on verkon normaalitilanne verrattuna vikatilanteeseen. Kuitenkin tulevia projekteja ja asiakkaita ajatellen valvomokuvasta haluttaisiin tehdä vielä kattavampi, mikä palvelisi paremmin sähköyhtiöiden tarpeita. Yleisesti vikaindikaatioiden lisäksi muuntamoilta halutaan saada jännitteen mittaukset keski- ja pienjännitepuolelta, muuntajan lämpötilan mittaus- ja hälytystieto, kojeiston SF₆-kaasun alipainehälytys, kauko- ja paikalliskytkimen tila sekä hälytystieto jos muuntamon ovi on auki. Lisäksi voidaan ottaa myös akkujännitteen mittaus- ja hälytystieto valvomoon. Lähdöiltä halutaan taas tarkemmin saada tilatiedot muun muassa lähdön kauko- ja paikalliskytkimeltä, erottimilta ja maadoituserottimelta sekä mahdollisuus erottimien kauko-ohjaukseen. Lähtöjen mittaustiedoista halutaan yleisesti saada näkyviin virta- ja jännitetiedot sekä pätö- ja loisteho, joilla voidaan seurata kattavasti sähkön kuormitus- ja laatutietoja. Näitä voidaan käyttää esimerkiksi investointeja suunniteltaessa, jos tietoja on saatavilla pitkältä aikaväliltä.

Toinen jatkokehityksen aihe olisi Historian-tietokantaan tallentuneiden tietojen hyödyntäminen. Tämän tutkimuksen kannalta jouduttiin kaikki mahdolliset signaalit tallentamaan Historian-tietokantaan, jotta saatiin vikalogiikan kannalta kerättyä tarpeeksi kattavasti tietoja. Niistä hyödynnettiin kuitenkin vain murto-osaa, joten olisi hyvä miettiä, mitä kaikkia mittaus- ja tilatietoja on edes syytä tallentaa Historian-tietokantaan sekä miten tallentuneita tietoja voitaisiin hyödyntää sähköyhtiöiden kannalta tarkoituksenmukaisesti.

9 YHTEENVETO

Tulevaisuuden sähkönjakelujärjestelmää tulee kehittää koko ajan luotettavammaksi ja älykkäämmäksi, jotta voidaan vastata sähkön kysyntään. Oman lisähaasteensa kehitykselle tuovat EU:n energia- ja ilmastopolitiikan tavoitteet sekä sähkömarkkinalaki. Näiden keskeisimpinä tavoitteina ovat energiatehokkuuden lisääminen sekä toimitusvarmuuden parantaminen, johon vaikuttaa olennaisesti luonnonilmiöistä aiheutuvat keskeytykset. Viime aikoina lisääntyneet myrskyt ovat osaltaan aiheuttaneet pitkiä keskeytysaikoja. Jotta tavoitteisiin ja suosituksiin päästään on sähköverkosta tehtävä älykkäämpi, mikä tarkoittaa yksinkertaisimmillaan verkostoautomaation lisäämistä sekä verkon älykäästä käyttöä. Keskeisimmäksi osa-alueeksi nousee muuntamoautomaatio, joka on osoittautunut yhdeksi tehokkaimmista keinoista saada keskeytysaikoja lyhyemmiksi.

Valtaosa keskeytyksistä tapahtuu nimenomaan keskijänniteverkon avojohto-osuuksilla, mikä vaikuttaa olennaisesti verkon toimitusvarmuuteen. Yleisimmät keskeytysaikojen aiheuttajat voidaan luokitella karkeasti kolmeen kategoriaan: luonnonilmiöihin, teknisiin sekä ulkopuolisiin syihin. Luonnonilmiöt aiheuttavat eniten vikoja ja keskeytyksiä avojohdoilla, kun taas maakaapelissa olevat viat johtuvat suurimmaksi osaksi ulkopuolisista sekä teknisistä syistä. Oikosulku ja maasulku ovat yleisimpiä esimerkkejä luonnonilmiöiden aiheuttamista vikatyypeistä, mitkä syntyvät salamaniskuista aiheutuvien ylijännitteiden ja johtovikojen vuoksi.

Muuntamoautomaatio on kokonaisvaltainen järjestelmäkokonaisuus, jonka keskeisimmiksi osa-alueiksi nousee ohjaus-, suojaus-, valvonta- ja mittausoiminnot sekä tietoliikenne. Järjestelmän tehtävänä on valvoa, ohjata ja suojata sähköverkkoa keskeytyksiltä, sekä kerätä reaaliaikaista dataa verkosta. Ideana on varustaa keskijänniteverkossa olevat muuntamot kaukokäyttölaitteistolla sekä älykkäällä vian paikannuksella, jolloin vian sattuessa ei enää tarvitse lähteä paikan päälle, vaan vikapaikka voidaan nähdä suoraan valvomon näytöltä. Valvontalaitteet tunnistavat verkossa olevan vian ja indikoivat suunnan, jolloin vikapaikka löytyy helposti ja vikaväli pystytään erottamaan valvomosta käsin kauko-ohjattavilla erottimilla. Muuntamoautomaation ydinosat koostuvat paikalli-

sesta laitteiden älykkyydestä, tietoliikenteestä sekä kattavasta verkon valvonnasta ja ohjauksesta.

Tutkimuksen empiirisellä osuudella haluttiin esittää yksi mahdollinen ratkaisu muunta-
moautomaation toteuttamiselle. Testilaitteisto koostui Kriesin muuntamon valvontalaite
IKI-50:stä sekä siihen liitettävistä mittalaitteista. IKI-50 soveltuu vikatilanteiden indi-
koimiseen, kuin myös verkon normaalitilanteen kuormituksen mittaukseen ja valvon-
taan. IKI-50 pystyy havaitsemaan ja indikoimaan oiko- ja maasulkuviat sekä päättelemään
vian suunnan, mitkä havainnollistetaan yksinkertaisessa valvomokuvassa. Lisäksi
tutkimuksessa käytettiin ABB:n johdonsuojarelettä REF615, joka soveltuu keskijänni-
teverkon avo- ja kaapeliverkon suojaukseen. Tietoliikennesuojarelettä käytettiin kuituyh-
teyteen perustuvia Hirschmannin teollisuuskytkimiä, jotka vastaavat erityisesti sähkö-
aseman tietoliikenneverkolta vaadittuun keskeytyksettömään tiedonsiirtoon.

Testien tulokset olivat molemmissa verkkotyypeissä kutakuinkin samat. Avojohtoverk-
koon tehtävissä vioissa valvontalaite ei pystynyt havahtumaan muuntamon takana ole-
viin vikoihin, koska vikojen tuottama jatkuva maasulkuvirta oli niin pieni, ettei laitteen
herkkyys riitä havaitsemaan niitä. Pienin asetteluarvo tähän testaushetkellä oli 4 A, mut-
ta uusi päivitys mahdollistaa asettelun 2 ampeeriin. Pieni maasulkuvirta johtui verkon
rakenteesta, joten olisi tarvittu huomattavasti laajempi verkko, jotta maasulkuvirta olisi
kasvanut herkkyysrajan yli. Kaikkiin muuntamoiden edessä oleviin vikoihin IKI-50 ha-
vahtuu ja indikoi vian suunnat oikein ja luotettavasti, koska verkon tuottama maasulku-
virta kasvaa reilusti yli asetteluarvon.

Kaapeliverkkoon tehtävissä vioissa ensimmäisen muuntamon valvontalaite havaitsi
kaikki viat, koska mittauskohdalla virrat pysyivät tarpeeksi suurina. Mitä kauemmaksi
vikapaikasta mennään, sitä pienemmäksi virrat laskevat. Tämä aiheuttaa sen, että IKI-50
ei niitä pysty enää havaitsemaan. Tärkeämpää on saada indikoinnit edessäpäin olevista
vioista, joihin IKI-50 pystyy näissäkin vikatilanteissa havahtumaan luotettavalla tasolla.

Vikalogiikan kehittämiseksi jäi testijärjestelmän toteutuksen jälkeen vähän aikaa, mutta
näiden tulosten perusteella voidaan todeta, että logiikka kannattaa pitää mahdollisim-

man yksinkertaisena. Testien tuloksista huomattiin, että takana olevien vikojen havaitseminen ei ole kovin luotettavalla tasolla ainakaan tässä verkkomallissa, jolloin niiden varaan ei ole syytä rakentaa logiikkaa. Muuntamoiden edessä olevat viat sen sijaan havaittiin kaikissa vikapaikoissa luotettavasti ja niitä voidaan käyttää vikalogiikkaan aseteltavissa ehdoissa. Näiden tulosten pohjalta tehtiin molempiin verkkotyyppeihin esimerkit vikalogiikasta, joita voidaan soveltaa muihinkin tilanteisiin sekä käyttää jatkehityksen pohjana.

Yhteenvetona voidaan todeta, että tässä tutkimuksessa saatiin onnistuneesti toteutettua muuntamoilta saataviin mittauksiin perustuva testijärjestelmä, jossa mittaustiedot tallentuvat valvomo-ohjelmisto Wonderwaren kautta tietokantaan. Näitä tietokantaan tallentuneita mittaustuloksia hyödynnettiin muuntamon vikadiagnostiikan kehittämisessä. Tämän lisäksi työssä esitettiin laitteiden ja tietoliikenteen konfigurointi aina valvomo-ohjelmistoon saakka, sekä luotiin yksinkertainen vikalogiikka valvomoon, jonka avulla vikapaikat voidaan havainnollistaa visuaalisesti selkeässä valvomokuvassa. Projektin aikana syntyi dokumentti, joka antaa peruslähtökohdat tietoliikenteen ja mittaustietojen toteutukseen laitteistolta valvomoon.

LÄHDELUETTELO

- ABB Oy (2000). *Teknisiä tietoja ja taulukoita*. Käsikirja 9. painos. Vaasa: ABB Oy. 626 s. ISBN 951-99366-0-2.
- ABB Oy (2008). *Johdonsuojarele REF615, Sähkönjakeluverkon suojaukseen ja ohjaukseen*. [Verkojulkaisu]. [Viitattu 12.1.2017]. Saatavissa: https://library.e.abb.com/public/16d986d2754c9e35c12574f300419948/REF615_brbro_756572_LRFIb.pdf
- ABB Oy (2017a). *Mikä on älykäs sähköverkko?*. [Verkojulkaisu]. [Viitattu 4.1.2017]. Saatavissa: <http://new.abb.com/fi/alykas-sahkoverkko/mik%C3%A4-on-alykas-sahk%C3%B6verkko>
- ABB Oy (2017b). *Feeder protection and control REF615 IEC*. [online]. [Viitattu 12.1.2017]. Saatavissa: <http://new.abb.com/medium-voltage/distribution-automation/numerical-relays/feeder-protection-and-control/reliion-for-medium-voltage/feeder-protection-and-control-ref615-iec>
- Altonen, J., O. Mäkinen, K. Kauhaniemi & K. Persson (2003). Intermittent earth faults - need to improve the existing feeder earth fault protection schemes? *CIREN 17th International Conference on Electricity Distribution*, 3:48, 1–6. Barcelona, Spain.
- Antila, E., R. Jäntti, J. Takala & O. Vähämäki (2004). *Sähkönjakeluverkkojen tiedonsiirto*. Luentomateriaali. Vaasan yliopisto.
- Elovaara, Jarmo & Liisa Haarla (2011a). *Sähköverkot I: Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta*. Helsinki: Otatiето. 520 s. ISBN 978-951-672-360-3.
- Elovaara, Jarmo & Liisa Haarla (2011b). *Sähköverkot II: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*. Helsinki: Otatiето. 549 s. ISBN 978-951-672-363-4.

Energiateollisuus (2016a). *Sähkökatkot ja jakelun keskeytykset*. [Verkkojulkaisu]. Helsinki: Energiateollisuus. [Viitattu 5.10.2016]. Saatavissa: <http://188.117.57.25/sahkomarkkinat/sahkoverkko/sahkokatkot-ja-jakelun-keskeytykset>

Energiateollisuus (2016b). *Keskeytystilasto 2014*. [Verkkojulkaisu]. Helsinki: Energiateollisuus. [Viitattu 19.12.2016]. Saatavissa: http://energia.fi/files/607/Keskeytystilasto_2014.pdf

Energiateollisuus (2017a). *EU:n energia- ja ilmastopolitiikka vuoteen 2030*. [Verkkojulkaisu]. Helsinki: Energiateollisuus. [Viitattu 4.1.2017]. Saatavissa: http://energia.fi/energiateollisuuden_edunvalvonta/energiapolitiikka/eu_n_2030-tavoitteet

Energiateollisuus (2017b). *Älykäs sähköverkko eli Smart Grid*. [Verkkojulkaisu]. Helsinki: Energiateollisuus. [Viitattu 4.1.2017]. Saatavissa: <http://188.117.57.25/sahkomarkkinat/sahkoverkko/alykas-verkko>

Energiateollisuus (2017c). *Verkkoyhtiöt haluavat eroon pitkistä sähkökatkoista*. [Verkkojulkaisu]. Helsinki: Energiateollisuus. [Viitattu 4.1.2017]. Saatavissa: <http://188.117.57.25/sahkomarkkinat/sahkoverkko/sahkokatkot-ja-jakelun-keskeytykset/tavoite-sahkoverkkojen-uudistamisesta>

eWON (2016). *eWON Flexy – Base Units – Installation Guide*. [Manuaali]. [Viitattu 8.2.2017]. Saatavissa: https://ewon.biz/sites/default/files/ig-014-0-en-ewon_flexy_-_base_units.pdf

Finn Electric Oy (2017a). Internet sivut. [online]. [Viitattu 5.1.2017]. Saatavissa: <http://www.finnelectric.fi/company/>

- Finn Electric Oy (2017b). *Kries – Sähköverkon valvontalaitteet*. [Verkkójulkaisu]. Helsinki: Finn Electric Oy. [Viitattu 16.1.2017]. Saatavissa: http://media.finnelectric.fi/pdf/fe/KRIES_Vikailmaisimet_fi_0515.pdf
- Hirschmann (2012). *Hirschmann RSP Switches*. [Manuaali]. Belden: Hirschmann. [Viitattu 24.1.2017]. Saatavissa: https://www.belden.com/docs/upload/PB342_RSP_Switches.pdf
- Kauhaniemi, Kimmo (2015). *Sähkönjakeluverkkojen tietoliikenne*. Luentomateriaali. Vaasan yliopisto.
- Klinkmann Oy (2017). Internet sivut. [online]. [Viitattu 5.1.2017]. Saatavissa: <http://www.klinkmann.fi/yritys/>
- Kries (2013). *Capacitive Voltage Detecting and Monitoring System CAPDIS-Sx+*. [Manuaali]. Saatavissa Kriesin sisäisestä verkosta.
- Kries (2016). *Grid Inspector IKI-50*. [Manuaali]. Saatavissa Kriesin sisäisestä verkosta.
- Lakervi, Erkki & Jarmo Partanen (2009). *Sähkönjakelutekniikka*. Helsinki: Otatieto. 295 s. ISBN 978-951-672-359-7.
- Mahnke, W., S-H., Leitner & M. Damm (2009). *OPC Unified Architecture*. Berlin: Springer. 339 s. ISBN 978-3-540-68898-3.
- Morren, J., J.G. Slootweg & R.J.W. de Groot (2012). Smart Integration of Distribution Automation Applications. *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. 2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on. Berlin 14-17.10.2012. ISBN 978-1-4673-2595-0.

Multirel (2017). *Maasulkuvirran kompensointijärjestelmät*. [online]. [Viitattu 3.1.2017]. Saatavissa: http://www.multirel.fi/index.php?option=com_content&view=article&id=56&Itemid=69

Mäkinen, Olavi (2012). *Sähköverkot*. Luentomateriaali. Vaasan ammattikorkeakoulu.

Novotek Oy (2017). OPC ja OPC UA. [online]. [Viitattu 19.1.2017]. Saatavissa: <https://www.novotek.com/fi/ratkaisut/keppure-kommunikointialusta/opc-ja-opc-ua>

Paavola, Minna (2014). Muuntamoautomaation avulla parempi toimitusvarmuus. *SÄHKÖ & TELE* 87: 2, 26–27. [Viitattu 4.1.2017]. Saatavissa: <http://www.sahkotelelehti.fi/lehdet/st22014/>

Seppänen, Juha (2014). *Sähköenergian varastointitekniikat älykkäässä sähköverkossa*. Metropolia Ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Insinöörityö.

Software Toolbox (2017). Internet sivut. [online]. [Viitattu 19.1.2017]. Saatavissa: <https://www.softwaretoolbox.com/topserver/index.html>

Strauss, Cobus (2003). *Practical Electrical Network Automation and Communication Systems*. Elsevier, Amsterdam: Newness. 212 s. ISBN 9780080473819.

Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588

Wonderware (2015). *Application Server 2014 R2*. [Kurssimateriaali]. Saatavissa Klinkmann sisäisestä verkosta.

Xuesong Z., R. Tianxi, M. Youjie & Z. Gao (2016). The Discussion on Smart Distribution Grid System. *Mechatronics and Automation (ICMA)*. 2016 IEEE International Conference on. Harbin, China 7-10.8.2016. ISBN 978-1-5090-2397-4

Youjie, M., L. Feng, Z. Xuesong & Z. Gao (2016). Key Technologies of Smart Distribution Grid. IEEE International Conference on *Mechatronics and Automation (ICMA)*. Harbin, China 7–10.8.2016. ISBN 978-1-5090-2397-4.