



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

MATTI KAUPPI
MUUNTAMOAUTOMAATION HYÖDYNTÄMISMAHDOLLISUUDET
ELENIAN JAKELUVERKOSSA
Diplomityö

Tarkastaja: professori Pekka Verho
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 5. helmi-
kuuta 2014

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

KAUPPI, MATTI: Muuntamoautomaation hyödyntämismahdollisuudet Elenian jakeluverkossa

Diplomityö, 98 sivua, 17 liitesivua

Kesäkuu 2014

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastaja: Professori Pekka Verho

Avainsanat: Muuntamoautomaatio, vianpaikannus, keskijänniteverkko, vikaindiakaattori, jännitteen jakaja, Rogowski-sensori

Sähkönjakelun toimitusvarmuus ja sähkön laadun nykyistä tarkempi seuranta, ovat tulevaisuudessa yhä merkittävämmässä roolissa. Elenia Oy on tehnyt strategisen linjauksen vuonna 2009 rakennuttaa kaikki uusi ja saneerattava sähköverkko pelkästään maakaapelina ja puistomuuntamoilla myös maaseudulla. Näillä keinoilla pyritään takaamaan sähkönjakelun keskeytyksetön toimitus myös myrskyjen ja lumikuormien aikana. Sähkönjakeluverkon käyttöön liittyy tulevaisuudessa uusia haasteita, kuten laajamittainen hajautettu tuotanto, sähköajoneuvojen lataus, sähkön pientuotanto, älykäs kuormanohjaus ja niin edelleen. Nämä kaikki muodostavat tulevaisuuden älykkään sähköverkon eli Smart Gridin. Verkon tilan tarkempaa seuranta varten tarvitaan uusia laitteita ja ratkaisuja, koska tehon virtaussuunnat voivat muuttua nykyistä nopeammin ja vikavirtoja aiheuttavat myös hajautetun tuotannon laitteistot. Verkostoautomaation lisääminen olisi luonteva ratkaisu tähän.

Tässä työssä tutkitaan erilaisia laitevaihtoehtoja ja strategioita uudentyypiseen mittaukseseen ja vianpaikannukseen hyödyntämällä edullisia ja jälkiasennuskelpoisia sensoreita. Näitä voitaisiin asentaa esimerkiksi 20/0,4 kV jakelumuntamoille. Tällä hetkellä Elenian jakeluverkossa ei ole vielä asennettu muuntamoautomaatiolaitteita tai vikaindiakaattoreita verkkoon, mutta niille on nähtävissä selkeitä etuja ja hyötyjä. Kaapeliverkon vianpaikannuksessa muuntamoautomaatiolaitteilla voitaisiin parhaimmillaan indikoida oikea vikapaikka erittäin tarkkuudella, jolloin sähkönjakelun keskeytysaika voitaisiin minimoida saman johtolähdön muille asiakkaille. Normaalissa käyttötilanteessa esimerkiksi tarkat jännitetasotiedot jakeluverkosta olisivat niin ikään hyödyllistä tietoa, joskin niiden euromääräinen arvostus on hankalaa.

Lopputuloksena tässä työssä esitetään Elenialle muuntamoautomaation strategiaa sekä kaupunki-, että maaseutuverkkoihin. Strategian esityksessä suositellaan ensivaiheessa muuntamoautomaation pilotointia esimerkiksi 5–20:lle muuntamolle, joissa on kaukokäytettäviä erottimia. Tämän jälkeen esitetään kokemuksiin perustuen laitteita kaikille puistomuuntamoille, joissa on kaukokäytettäviä erottimia sekä maaseudulla, että taajamissa. Myöhemmin tulevaisuudessa laitteita suositellaan asennettaviksi kaikille uusille puistomuuntamoille, jotka sijoittuvat verkon tärkeisiin solmukohtiin jo tehdasasenteisina. Tällöin suositellaan kuitenkin ennen muuta mahdollisimman edullisia ja kompakteja ratkaisuja, jotta kustannukset eivät nouse liian korkeiksi.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

KAUPPI, MATTI: Secondary substation automation utilisation potential in Elenia Distribution Network

Master of Science Thesis, 98 pages, 17 Appendix pages

June 2014

Major: Power Systems and -Markets

Examiner: Professor Pekka Verho

Keywords: Secondary substation automation, Fault indication, Medium voltage distribution network, Fault indicator, Voltage divider, Rogowski-sensor

The reliability of the delivery in the distribution network and better monitoring of power quality are more significant factors in the future. Elenia Ltd. has made a strategic decision in 2009 to construct the distribution network by using only underground cabling and kiosk type secondary substations, both in urban and rural areas. This decision considers both renovated and new grid. By these means, the company will guarantee non-interruptive power distribution also during storms and under heavy snow loads. There will also be new challenges in the future, which effect to the normal operation of the grid. These are wide scale distributed power generation, charging of the electric vehicles, electricity micro production, smart load control etc. All these factors form the future Smart Grid. There will be a demand for new devices and solutions to monitor two-way power flows and fault currents caused by distributed generators. Increasing the grid automation level would be a logical solution for this.

In this thesis different devices and strategies for monitoring the normal operation values and fault currents are examined. These measurements are meant to be done by using retrofit mountable and economical sensors. The sensors could be installed at the 20/0.4 kV secondary substations. At the moment there are no such devices installed in the Elenia distribution network but several advantages are expected. In the most optimal cases there would be a possibility to indicate a cable fault at the accuracy of two separate disconnectors and minimize the outage time for the other customers in the same feeder as well as minimize the outage costs. The same indicators can also monitor normal state values such as voltage levels, currents, power and reactive power etc. On the other hand this information is difficult to valuate.

As a result of this thesis, a strategy for secondary substation and fault indicators is presented for Elenia both in urban and rural networks. In this strategy the first suggested step is a pilot project to install devices for example in 5–20 secondary substations equipped with remote controlled disconnectors. After practical experiences the strategy suggestion continues with further installations for all remote controlled secondary substations both in urban and rural areas. In the future the installation of automation and fault indicators for all new secondary substations at network intersections should be considered. Results show that investment in the economical and compact devices gives the greatest benefits as it allows greater quantity to be procured.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty sähköjakeluverkkoyhtiö Elenia Oy:n Strategisen verkon kehityksen yksikössä. Aihetta tälle työlle esitettiin yrityksen puolesta alkusyksyllä 2013. Haluan ennen kaikkea kiittää Elenia -yhtiötä tarjotusta mahdollisuudesta päästä tutki-
maan ja selvittämään tällä hetkellä hyvin ajankohtaista aihetta, joka liittyy 20/0,4 kV:n
jakelumuuuntamoiden automaatioon ja uudentyyppisiin mittaus- ja vianpaikannuslaittei-
siin.

Elenialta työn ohjaajana on toiminut Di Juho Uurasjärvi, joka toimii asiantuntijateh-
tävässä Strategisen verkon kehityksen yksikössä. Tässä vaiheessa haluan kiittää Juhoa
useista keskusteluista, kommenteista, parannusehdotuksista ja työn toteutuksen edelly-
tysten järjestelyistä kuluneen syksyn 2013 ja alkuvuoden 2014 aikana. Myös koko stra-
tegisen verkon kehityksen tiimi on ollut kannustavasti mukana projektini aikana.

Yhtiöstä erityiskiitos kuuluu myös käyttökeskuksen ja käytön suunnittelun tiimien
henkilöstölle useiden haastatteluiden, simulointien ja kahden kenttäkoeprojektin osalta.
Ilman näiden henkilöiden työpanosta, suoritettujen mittausjärjestelyt ja kenttäkokeet eivät
olisi onnistuneet. Kiitän myös muita Elenialta tämän diplomityön haastatteluihin eri
vaiheissa osallistuneita henkilöitä.

Tämän diplomityön tarkastajana on toiminut professori Pekka Verho Tampereen
Teknillisestä yliopistosta. Kiitos kuuluu myös hänelle diplomityön eri vaiheissa pide-
tyistä keskustelutilaisuuksista, joista nousi esille työn sisällön kannalta kiinnostavia nä-
kökulmia ja ajatuksia.

Lopuksi haluan vielä kiittää vanhempiani, opiskelukavereita ja muita läheisiä, jotka
ovat olleet tukena opintojeni ja tämän työn tekemisen aikana.

Tampereella 15.04.2014

Matti Kauppi

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
2	Sähkön siirto- ja jakelujärjestelmä Suomessa	3
2.1	Verkon rakenne	4
2.2	Elenian suunnittelukriteerit ja rakentamistapa	7
2.2.1	Johdot, johdinrakenteet ja jakelumuuntamot	8
2.2.2	Käsi- ja kaukokäyttöiset erottimet ja verkkokatkaisijat	9
3	Yleiset vikatyypit ja verkon suojaus 20 kv:n jakeluverkossa	11
3.1	Vikojen tyypilliset aiheuttajat	12
3.2	Oikosulku	12
3.3	Maasulku	15
3.4	Sähköaseman suojaukset	22
3.4.1	Oikosulkusuojaus sähköasemalla	23
3.4.2	Maasulkusuojaus sähköasemalla	23
4	Verkon käyttötoiminta Elenialla	26
4.1	SCADA ja DMS	27
4.2	Nykyinen verkostoautomaatio	31
4.2.1	Vianpaikannus nykyisin	33
4.2.2	Kj-verkon mittaus- ja tilatiedot	35
4.2.3	AMR:n hyöty verkon käyttötoiminnassa	36
4.3	Vikojen aiheuttamat kustannukset	38
5	Mittausten ja vianpaikannuksen toteutus muuntamoautomaatiolla	41
5.1	Anturit ja mittaukset	42
5.1.1	Jännitteen mittaus	42
5.1.2	Virran mittaus	45
5.1.3	Muut mittaukset	47
5.2	Vianpaikannuksen menetelmiä vikaindikaattoreilla sensoriteknologiaan perustuen	49
6	Laiteratkaisuja ja valmistajia	53
6.1	Netcontrol – Netcon 100	53
6.2	Vamp – Wimo 6CP10	55
6.3	Kries – IKI-50	56
7	Tietoliikennesuorat muuntamoautomaatiolle	58
7.1	Tietoliikenne mittaussensoreiden ja laitteiden välillä	58
7.2	Integroitu toteutus nykyiseen FieldCom tietoliikenneverkkoon	59
7.3	FieldCom verkon laajentaminen tai muu mahdollinen ratkaisuvaihtoehto	61
8	Vikaindikaattorilaitteiden testaus kenttäkoeprojektissa	62
8.1	Testilaitteet ja jakeluverkko	62
8.2	Mittaukset ja kokeet	65
8.3	Tulokset ja havainnot	66
9	Muuntamoautomaation mittausten pilotti	69

9.1	Testilaitteiston esittely	69
9.2	Järjestelmän testaus ja tulokset	70
10	Toteutustapojen tarkastelu ja kustannuslaskelmat	73
10.1	Yksittäisen laiteratkaisun laajuustarkastelu	73
10.2	Muuntamoautomaatiolaitteiden sijoittelun mahdollisuuksia	74
10.3	KAH-perusteisia kustannuslaskelmia	76
10.4	Muuntamoautomaatio ja vikaindikointi osana verkkoliiketoiminnan regulaatiomallia.....	85
11	Esitys Elenian muuntamoautomaation strategiaksi.....	87
11.1	Kaupunkiverkko	87
11.2	Maaseutuverkko	88
11.3	Suuntaviivat toteutuksen aikataululle	88
12	Yhteenveto	90
	Lähteet.....	92
	Liite 1: Netcon 100 Teknisiä tietoja.....	99
	Liite 2: Wimo 6CP10 Teknisiä tietoja	101
	Liite 3: Kries IKI-50 Teknisiä tietoja.....	104
	Liite 4: Vikaindikaattoritestaus IKI-50	106
	Liite 5: Netcon 100 muuntamoautomaation pilotti	108
	Liite 6: KAH-laskennan herkkyyshanalyysi	110

TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

Symbolit

$\Delta\varphi$	Nollavirran ja negatiivisena tarkastellun nollajännitteen välinen kulmaero
$\sum I$	Johtolähdön summavirta (virtamuuntajamittaus)
A	Vikavirran vaimenevan tasakomponentin hetkellinen arvo
Ala	Rogowski-käämin johtimen poikkipinta-ala.
C_1	Suurjännitekestoinen kondensaattori
C_2	Pienjännitekondensaattori
dl	Pieni pituus Rogowskin-käämiä
\underline{E}	Thevenin lähdejännite (vaihejännite maasulkutilanteessa)
H	Magneettikentän yksikkö, Henry [$1 \text{ H} = \text{V} \cdot \text{s/A}$]
i	Johtimessa (20 kV:n kaapeli) kulkeva virta
\underline{I}	Oikosulkuvirta
\underline{I}_0	Summavirta (nollavirta, vaihevirtojen summa, epäsymmetrinen summavirta)
\underline{I}_C	Maasulkuvirta (kapasitiivista virtaa)
$I_{e>}$	Maasulkuvika, Kries IKI-50 laitteen tapauksessa.
\underline{I}_f	Vikavirta
I_k	Jatkuvan tilan oikosulkuvirta
I_k'	Muutosoikosulkuvirta
I_k''	Alkuoikosulkuvirta
I_{k2}	Kaksivaiheisen oikosulun virta
I_{k3}	Kolmivaiheisen oikosulun virta
\underline{I}_L	Sammutuskuristimen induktiivinen virta
i_p	Oikosulkuvirran hetkellinen huippuarvo
I_r	Vikavirran resistiivinen osa
i_s	Sysäysoikosulkuvirta
I_t	Oikosulkuvirran sisältämä tasakomponentti
$j3\omega C$	Johtimien maakapasitanssien summatermi (taajuusriippuvainen)
n	Rogowskin-käämin kierroksien lukumäärä metrillä.
n_j	Asiakkaan j kokemien keskeytysten lukumäärä tietyllä aikavälillä
N_S	Kaikkien asiakkaiden lukumäärä
R_f	Vikaresistanssi
t_{ij}	Asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika
\underline{U}_0	Nollajännite
\underline{U}_1	Myötäjännite
\underline{U}_2	Vastajännite

\underline{U}_v	Vaihejännite (maasulussa olevan vaiheen jännite)
V_1	Jännitetaso 20 kV tasossa (kapasitiivinen jännitteenjakaja)
V_2	Kapasitiivisen jännitteenjakajan mittauspölyn jännite mittalaitteelle.
$V_{käämi}$	Rogowskin-käämin johtimien päissä esiintyvä jännite.
\underline{Z}_f	Vikaimpedanssi
\underline{Z}_i	Verkon (Thevenin) impedanssi vikakohtasta tarkasteluna
α	Magneetikentän ja Rogowskin käämin elementin suuntien välinen kulma.
μ_0	Väliaineen (tyhjiö) permeabiliteetti, joka kuvaa aineen magneettista käyttäytymistä [$1 \text{ H/m} = 1 \text{ V} \cdot \text{s} / (\text{A} \cdot \text{m}) = 1 \text{ T} \cdot \text{m} / \text{A} = \text{kg} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-2} \cdot \text{A}^{-2} = \text{N} / \text{A}^2$].
Φ	Magneettivuo [$1 \text{ Wb} = 1 \text{ V} \cdot \text{s}$]

Lyhenteet, käsitteet ja termit

3G/(4G)	Third generation kolmannen sukupolven matkapuhelinverkkoteknologia. (Seuraaja neljännen sukupolven matkapuhelinverkkoteknologia, ei vielä käytössä Elenialla).
AJK	Aikajälleenkytkentä, Elenialla esimerkiksi 60 sekuntia
AMKA	Riippukierrejohto (230/400 voltin pienjännitejakelu)
AMR	Automated meter reading (sähkömittareiden etäluenta)
Automaatioprosessi	Prosessin kuvaus: Sähköverkon mittaus-, tila-, ja hälytystietojen välitys sähköverkosta ylemmän tason käyttöjärjestelmiin tapahtuu tietoliikenneyhteyksien avulla.
DB (DataBase, tietokanta)	Database eli tietokanta, tiedon varastointipaikka
DMS	Distribution Management System (käytöntukijärjestelmä)
Energiavirasto	Energiavirasto edistää ja valvoo energiamarkkinoita, päästöjen vähentämistä, energiatehokkuutta sekä uusiutuvan energian käyttöä. Muiden tehtävien ohessa myös sähkönjakeluverkkopalveluiden hinnoittelun kohtuullisen tuoton määrittäminen kuuluu Energiaviraston tehtäviin. Energiavirasto on toiminut aiemmin Energiamarkkinavirasto nimellä.
FieldCom	Palveluntarjoajayritys Emtele Oy:ltä ostettu tietoliikenneyhteys ja laitteistot kaukokäyttöisille erottimille, jotka yhdessä muodostavat FieldCom-tietoliikenneverkon.
FLIR	Fault Location, Isolation, Restoration (automaattinen vianpaikannus-, rajaus- ja sähkönjakelun palautusjärjestelmä).
GPRS	General Packet Radio Service (pakettidata gsm/3G/4G verkossa)
GSM	Global System for Mobile communication (matkapuhelinjärjestelmä, matkapuhelinverkko)

I/O – liitäntä	Input / Output – sensoriliitäntä esimerkiksi mittaus- tai ohjaussignaaleille (sisäänmeno tai ulostulosignaalit).
Jännitteenjakaja	Kapasitiivinen tai resistiivinen jännitteenjakaja; soveltuu jännitetason indikointiin 20 kV:n tasossa.
KAH	Keskeytyksestä aiheutuva haitta
Kj-	Keskijännitteellä tarkoitetaan yleisesti 1–70 kV:n jakeluverkkoa. Tässä työssä keskitytään tarkastelemaan Elenian 20 kV:n jakeluverkkoa ja lyhenne ”kj-” viittaa aina tähän kyseiseen jännitetasoon.
Kj-johto	Keskijännitejohto (20 kV)
Kj-verkko	Keskijänniteverkko
Konfigurointi	Jonkin laitteen asetuksien ja asetteluiden tekeminen.
Modbus	Sarjaliikenneprotokolla, joka on tarkoitettu käytettäväksi laitteiden välillä.
NFE	Network Front End, tietoliikenneverkon ja SCADA-järjestelmän rajapinta, johon SCADA-järjestelmä ”päätyy”.
NIS	Network Information System (verkkotietojärjestelmä)
PAS-johdin/-johto	Päällystetty avojohto suurjännitteelle, (PAS)
Petersenin kela	Maasulkuvirran kompensointikela, josta käytetään myös nimeä sammutuskela tai sammutuskuristin. Kompensoi kapasitiivista maasulkuvirtaa tuottamalla induktiivista virtaa.
Pitoaika	Tietty aika, jonka yksittäinen komponentti, laite tai rakenne on käytössä. Tähän aikaan ei lasketa mukaan rakentamis- tai purkamisaikaa. Pitoaika voi olla myös lyhyempi kuin komponentin, laitteen tai rakenteen tekninen kesto-aika.
Pj-	Pienjännite (230/400 voltia, vaihe- ja pääjännite)
PJK	Pikajälleenkytkentä
Pullonkaula	Termillä tarkoitetaan jotakin (kj-) verkon johto-osuutta, jonka johtimen poikkipinta-ala on tehonsiirtotarpeeseen nähden rajallinen ja tehoa ei välttämättä voida siirtää pelkästään kyseisen johdon kautta.
Reaktori/sammutuskela	Maasulkuvirran kompensointikela (Komponenttia voidaan kuvata useilla eri nimityksillä, kuten reaktori / kuristin / sammutuskela tai maasulkuvirran kompensointilaitteisto)
Regulaatio (-malli)	Energiavirasto määrittää laskentamallissa jakeluverkkoyhtiöille kohtuullisen tuoton niiden liiketoiminnassa.
Retrofit-asennus	Jonkin laitteen, sensorin tai laitteiston jälkiasennus, mikä tehdään jo olemassa olevaan kohteeseen.
Rogowski-käämi	Rogowski-käämi tai Rogowski-sensori on käämi, jonka päät ovat erillään. Kaapelissa kulkeva virta aikaansaa käämissä muuttuvan magneettikentän, joten Rogowski-sensori soveltuu virran mittaukseen kaapeliverkossa.

RTU	Remote Terminal Unit, eli kaukokäyttölaite
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (käytönvalvontajärjestelmä)
SF ₆ -kaasu	Rikkiheksafluoridi on kaasu, jota käytetään eristeenä esimerkiksi suurjännitteisissä kojeistoissa ja katkaisijoissa sen hyvien eristys- ja valokaaren sammutusominaisuuksien vuoksi (SF ₆ on kuitenkin voimakas kasvihuonekaasu ja siksi haitallinen ilmakehään vapautuessa).
Tapahtumalogi	Tässä työssä tarkasteltuna IKI-50 laitteen havaitsemien vikatapauksen tallennusmuisti, johon havaitut vikatapaukset tallentuvat ja niitä voidaan tarkastella myöhemmin.
Transientti	Jonkin tapahtuman aikaansaama lyhytkestoinen, suuren amplitudin eli maksimivoimakkuuden tapahtuma. Esimerkiksi maasulkutilanteessa nollavirrassa ja – jännitteessä esiintyy transientti tapahtuman ensimmäisten kymmenien millisekuntien aikana. Jännite- tai virtatransientti on suurin mahdollinen täysin vikavastuksettomissa maasulkutilanteissa.
Trendikuvaaja	Graafisessa muodossa esitetty mittauskuvio (tai kuva) valitulta aikaväliltä, esimerkiksi sähköaseman kiskon jännitteestä.
Tunnelointi	Tunnelointi tarkoittaa sitä, että internetin yli muodostetaan virtuaalinen, suojattu kaista yksityiselle tietoliikenteelle.
UPS-järjestelmä	Uninterruptible Power Supply, katkeamaton sähkönsyöttöjärjestelmä, joka takaa sitä syöttävien laitteiden keskeytettömän toiminnan lyhyen sähkökatkon aikana.
Verkkokatkaisija	Verkkokatkaisija on laite, jonka tarkoituksena on katkaista sähkövirran kulku esimerkiksi vikatapauksessa. Verkkokatkaisija toimii kuten sähköaseman kennossa sijaitseva katkaisija, mutta se on sijoitettu verkon varrelle, esimerkiksi pitkän ilmajohtohaaran puoliväliin, jolloin johto-osuus saadaan jaettua kahteen suojausvyöhykkeeseen tarkoituksena pienentää vika-aluetta, mikäli vika tapahtuu johdon loppuosalla.
Vikaindikaattori	Vianilmaisin; laite, jolla voidaan havaita oikosulku ja / tai maasulku ja mahdollisesti myös vikavirran suunta.
Vikavastus/vikaresistanssi	Oikosulku- tai maasulkutilanteessa esiintyvä resistanssi esimerkiksi eri vaiheiden tai vaiheen ja maapotentiaalinvälissä.
VPN	Virtual Private Network, Virtuaalinen yksityinen lähiverkkoyhteys, joka on toteutettu julkista internetiä käyttäen.

1 JOHDANTO

Sähkönjakelun toimitusvarmuudelle ollaan tulevina vuosina asettamassa uusia kasvavia vaatimuksia. Uusi 1.9.2013 voimaan astunut sähkömarkkinalaki (2013/588) velvoittaa jakeluverkkoyhtiöitä Suomessa kiinnittämään entistä enemmän huomiota sähkön jakelun keskeyttämättömyyteen ja luotettavaan toimintaan, sekä takaamaan hyvän sähkön laatu myös taajama-alueiden ulkopuolella. Uusi laki velvoittaa jakeluverkkoyhtiöitä kehittämään sähköverkkonsa siten, ettei tulevaisuudessa esiinny pitkiä sähkökatkoja, eivätkä poikkeukselliset sääolot aiheuta kohtuutonta haittaa asiakkaille pitkien vikakeskeytysten korjausten ajaksi. Pitkillä sähkökatkoilla tarkoitetaan yli 6 tuntia kestävästä sähkökatkosta asemakaava-alueella ja yli 36 tuntia kestävästä muulla, kuin asemakaava-alueella [1]. Käytännön kannalta tämä ohjaa verkkoyhtiöitä kasvattamaan verkoston saneerauksen investointeja, sekä lisäämään sähkönjakeluverkon automaatioastetta. Tämä voidaan toteuttaa muun muassa tehostamalla kaukokäytettävien operaatioiden hyödyntämistä vikojenhallinnassa.

Verkostoautomaation lisäämisen tarpeellisuudelle voidaan nähdä olevan useita eri syitä. Sähköverkon käytettävyyden ja mittaustiedon täytyy tulevaisuudessa olla entistä kattavampaa ja monipuolisempaa, jotta sähköverkon viat saadaan paikallistettua eli indikoitua ja korjattua mahdollisimman nopeasti. Verkostomuodon muuttuessa kohti laajaa maakaapeliverkkoa, vikapaikat eivät enää näy kaikissa tapauksissa yhtä selvästi kuin ilmajohtoverkkojen tapauksissa. Hajautettu muuntamoautomaatio ja vikaindikaattorilaitteiden käyttö voisi mahdollistaa tarkemman vikapaikkatiedon, vikavirran suuntatietoja hyödyntäen. Samoilla laitteilla voitaisiin valvoa entistä tehokkaammin myös sähkön laatua. Myös älykäs sähköverkko, Smart Grid ja lisääntyvä hajautettu tuotanto kuten tuulivoima, vaativat verkon tilan seurantaan varten uusia työkaluja ja mittalaitteita.

Sähkönjakeluverkkoyhtiö Elenia Oy vastaa Suomessa noin 410 000 kotitalous-, yrittäjä- ja yhteiskunta-asiakkaan sähkönjakelusta. Elenia toimii sadan kunnan alueella Kanta- ja Päijät-Hämeessä, Pirkanmaalla, Keski-Suomessa sekä Etelä- ja Pohjois-Pohjanmaalla [2]. Verkkoalue kattaa maapinta-alallisesti noin 50 000 km². Yhtiön liikevaihto on 220 miljoonaa euroa ja markkinaosuus 12 %. Elenian markkinaosuus on asiakasmäärällä mitattuna Suomen toiseksi suurin. Yhtiöllä on omistuksessa 110 kV:n verkkoa hieman yli 1000 km ja lisäksi 45 kV:n verkkoa reilut 400 km. Sähköasemia on yhteensä 140 kappaletta. Keskijännitteistä 20 kV:n jakeluverkkoa, jonka tarkasteluun tässä diplomityössä tullaan keskittymään, yhtiöllä on noin 22 700 km. Tästä verkosta noin 14 % on maakaapeloitua, vastaten suunnilleen 3180 kilometriä. Lisäksi pienjännitteistä 0,4 kV verkkoa on yhteensä noin 40 000 km, josta on kaapeloituna jo kolmasosa.

20/0,4 kV jakelumuuntajia on noin 22 350 kappaletta, joista vajaa 20 % on puistomuuntamoita (tilanne loppuvuonna 2013) [3].

Elenian jakeluverkossa mittaustiedot kerätään tällä hetkellä pääasiassa sähköasemilta ja etäluettavilta AMR-sähkömittareilta. Kaikki tähän väliin jäävä keskijännitteinen jakeluverkko on käytännössä ilman tarkkoja mittauksia. Muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden avulla sähköaseman ja jakelumuuntamon väliltä voitaisiin saada arvokasta tietoa tarkan vikapaikan selvitystä varten, sekä kerätä myös mittaustietoja, esimerkiksi jännite ja virtamittauksia hyödyntämällä.

Tässä työssä tutkitaan erilaisia vaihtoehtoja muuntamoautomaation ja vianpaikannuslaitteiden ratkaisuiksi, sekä esitellään muutaman valmistajan ratkaisuja. Muuntamoautomaation voidaan nähdä olevan tällä hetkellä erittäin ajankohtainen aihe, sillä uusia laitteita esiteltiin laitemarkkinoilla jopa tämän työn tekemisen aikana.

Työn lopullinen tavoite on esittää Elenialle muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden strategia. Tämä on jaettu erikseen vielä kaupunkiverkkoihin ja maaseutuverkkoon, koska näiden muuntamoilla voidaan nähdä selkeästi erilaisia tavoitteita mittausten ja vianpaikannuksen näkökulmasta. Laitteiden hankintahinta on myös merkittävä tekijä asennuskustannuksien ohella. Kokonaishyöty on lopulta sanelevana tekijänä siinä, mikälaista tekniikkaa jakeluverkkoon on mahdollista hankkia.

2 SÄHKÖN SIIRTO- JA JAKELUJÄRJESTELMÄ SUOMESSA

Suomen sähköjakeluverkot on rakennettu pääasiassa 1950–70 –lukujen aikana. Yleisin jännitetaso, mitä Suomessa käytetään keskijännitteisissä jakeluverkoissa (myöhemmin kj-verkko), on 20 kV [4, s. 125]. Muitakin jännitetasoja käytetään, mutta tässä työssä tullaan tarkastelemaan pääasiassa 20 kV:n kj-verkkoa, sekä joiltain osin myös 400/230 V pienjänniteverkkoa (myöhemmin pj-verkko). Nykyisin käytössä olevat jakeluverkot ovat kaupunkien keskustoissa ja suurissa taajamissa kokonaan tai lähes kokonaan kaapeloituja. Maaseudulla ja haja-asutusalueilla on sitä vastoin käytössä edelleen suuri määrä ilmajohtoverkkoa. Ilmajohtorakentaminen oli aikaisemmin nopein ja kustannuksiltaan edullisin tapa sähköistää Suomen maaseutua. Linjat vedettiin usein metsien läpi, koska tällä tavoin saatiin minimoitua investointien materiaalikustannuksia. Käyttövarmuus ja sähköjakelun keskeytymätön saatavuus ei aikaisemmin ollut yhtä oleellinen kriteeri kuin nykyisin. Oleellisempaa oli saada sähköä toimitettua ylipäätään haja-asutusalueille kohtuullisin verkon investointikustannuksin [4, s. 143–144].

Jakeluverkon peruskomponenttien pitoajat ovat pitkiä – tyypillisesti 30–50 vuotta. Eri komponenttiryhmiä välillä esiintyy kuitenkin merkittävää vaihtelua. Muutama vuosikymmen sitten rakennetut ilmajohtot alkavat saavuttaa teknillisen taloudellisen käyttöikänsä lopun ja korvaavia investointeja on tehtävä. Tulevina vuosina tehtävät investoinnit on suunniteltava uusia sähköjakelun toimitusvarmuutta korostavia reunaehtoja silmälläpitäen ja lisäksi on osattava ennakoita uuden verkon muut vaatimukset, kuten hajautetun sähköntuotannon lisääntymisen vaikutukset, sekä kulutuksen tulevaisuuden ennusteet.

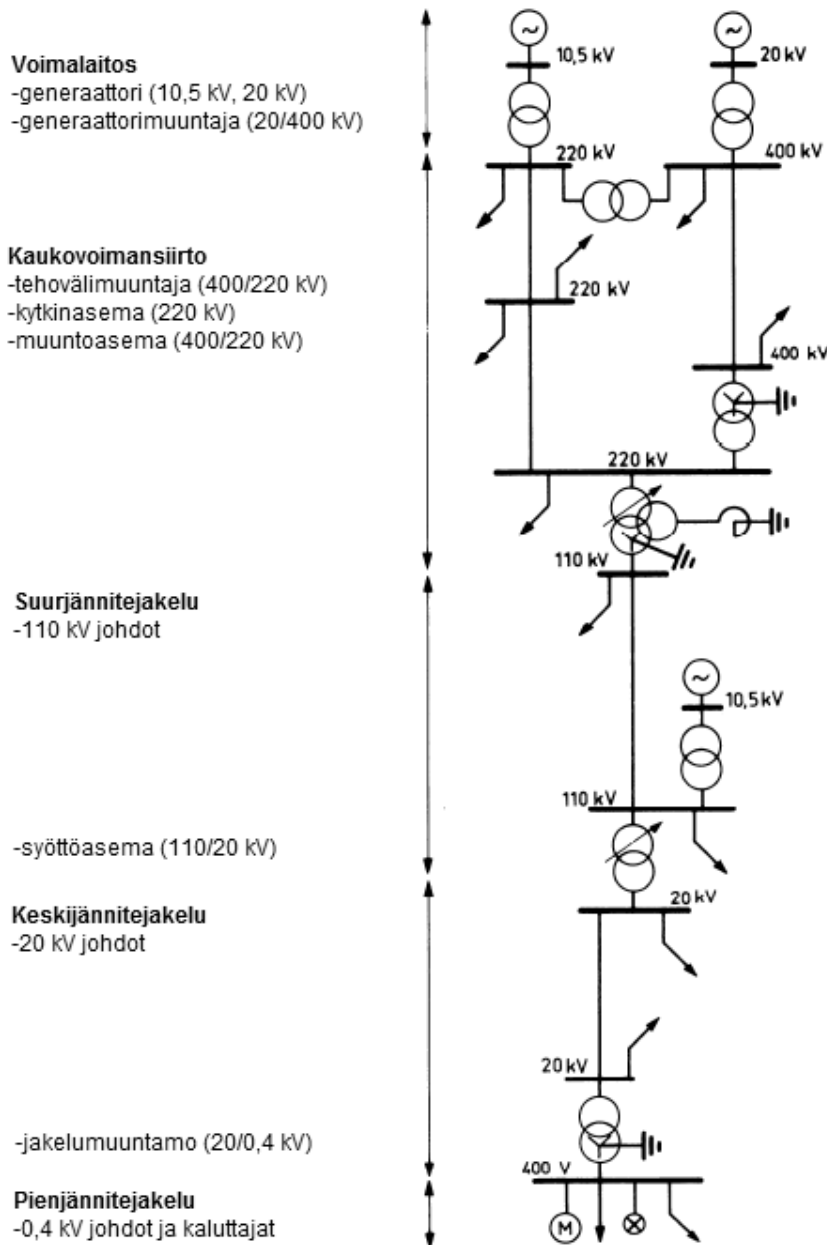
Myös sähkön laadun on oltava nykyistä parempaa, mikä tarkoittaa esimerkiksi lyhyempiä viankorjausaikoja ja ylipäätään pienempää vikataajuutta eli vikojen esiintymisen määrää. Vikatapaukset voidaan vielä eritellä pidempiä sähkökatkoja aiheuttaviin pysyviin vikoihin, sekä ohimeneviin lyhyihin sähkökatkoihin. Ohimenevät viat voidaan usein selvittää jälleenkytkennöillä, mutta nämä lyhyet katkot huonontavat osaltaan asiakkaan sähkön laatua [5]. Sähkön laatu pitää sisällään muitakin asioita, kuten esimerkiksi jännitetason vaihtelut, jännitekuopat, vaiheviat ja niin edelleen, joihin on varsinaisten sähkökatkojen lisäksi otettava tulevaisuudessa yhä enemmän kantaa jo suunnitteluvaiheessa siten, että sähkön toimitusvarmuus ja kokonaislaatu paranevat myös haja-asutusalueilla.

2.1 Verkon rakenne

Sähkön siirto suurilta tuotantolaitoksilta eteenpäin hoidetaan pääosin 110 kV:n tai korkeamman jännitetaso kanta- eli siirtoverkkojen kautta. Jakeluverkkoyhtiön osuus alkaa yleensä yhtiöiden omistamilta 110 kV:n siirtojohtoon liittyneiltä sähköasemilta. Suomessa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj omistaa siirtoverkot ja tärkeimmät 110 kV:n voimajohdot. Kantaverkkoon kuulumattomat 110 kV johdot muodostavat niin sanotun alueverkon, josta joitakin johto-osuuksia on myös jakeluverkkoyhtiöiden omistuksessa [6]. Suomen sähköjakelujärjestelmän periaatteellinen kuva 2.1 on esitetty seuraavalla sivulla.

Jakeluverkkoyhtiöiden omistamien sähköasemien tarkoituksena on muuntaa 110 kV:n jännite keskijännitteeksi, eli tyypillisesti 20 kV:n jännitetasoon. Muuntaminen tapahtuu sähköaseman yhdessä tai useammassa 110/20 kV:n päämuuntajassa. Sähköasema sisältää lisäksi muut tarvittavat rakenteet sekä komponentit, kuten 110 kV:n kentän, joka tarkoittaa aidattua ulkoaluetta, jossa sijaitsevat 110 kV:n katkaisijat, erottimet, mahdolliset mittalaitteet (esimerkiksi virta- ja jännitemuuntajat) ja muut rakenteet. Lisäksi sähköasemalla on suojareileitä ja tasavirta apusähköjärjestelmä sijoitettuna asemarakennukseen. Ulkokenttäratkaisu on tyypillinen haja-asutusalueilla, mutta kaupunkialueilla ja taajamissa käytetään myös SF₆-kaasueristeisiä kytkinlaitoksia ulkonäkö- ja tilankäytöllisistä syistä. Myös sähköaseman keskijännitteinen 20 kV:n kytkinlaitos voi olla joko ilma- tai kaasueristeinen [4, s. 119].

Keskijännitteisen jakelun osuus alkaa päämuuntajan 20 kV:n puolelta ja se on kytketty sähköaseman 20 kV:n kiskoon. Kiskosta lähtee tyypillisesti vähintään kolme, mutta yleensä useampiakin johtolähtöjä. Keskijännitteiset eli kj-verkon johtolähdöt on yleensä eroteltu esimerkiksi taajama- ja maaseutulähtöihin. Kj-kojeisto on tyypillisesti rakennettu siten, että jokainen johtolähtö lähtee omasta kojeiston kennosta ja jokaisella johtolähdöllä on oma suojareleistys. Lisäksi sähköasemalla on vielä erikseen päämuuntajan omat suojareleet täydentämässä suojauksen kokonaisuutta, sekä päämuuntajan erillisenä suojana. 20 kV:n lähtökennon kojeistossa on katkaisija ja siinä voi olla myös erotin. Katkaisijan tarkoituksena on erottaa johtolähtö kiskosta, mikäli johto-osuudella tapahtuu vika. Erottimella puolestaan voidaan varmistaa turvallinen, näkyvä avausväli, jotta korjaustyöt on turvallista tehdä kyseisellä johto-osuudella. Katkaisijoiden ja erottimien tehtävä on mahdollistaa vikatilanteiden hallinta, sekä kytkentätilanteiden muutokset esimerkiksi huoltotöiden ajaksi.



Kuva 2.1. Suomen siirto- ja jakeluverkon periaatteellista rakennetta kuvattuna, mukailen Sähköverkot I – kirjan kuvaa 1.14. [7, s. 55].

Kj-verkko on käyttötavaltaan Suomessa joko maasta erotettu tai sammutettu sammutuskelan kautta. Sammutettu verkko tarkoittaa sitä, että verkon tähtipiste on yhdistetty maahan Petersenin kelan tai impedanssin kautta, joista voidaan käyttää yhteistä nimitystä sammutuskela. Verkko on rakennettu monilta osin silmukoiduksi, mutta sitä käytetään säteittäisesti, pois lukien kytkentöjen muutokset ja vikojen selvitykset, joiden aikana verkkoa voidaan tilapäisesti käyttää silmukoidusti eli renkaassa [4, s. 125]. Suurin osa Elenian keskijänniteverkosta on edelleen ilmajohtoa, mutta kaapelointiaste lisääntyy jatkuvasti korvaus- ja sanerasausrakentamisen, sekä kokonaan uuden verkon toteutustapana. Eri verkkoyhtiöillä on omat strategiansa verkon rakentamisen osalta, mutta yleinen trendi suosii lisääntyvässä määrin maakaapelointia. Tärkeimpiä syitä tähän kehityk-

seen ovat olleet viime vuosina laajaa julkisuutta saaneet myrskyistä ja ilmajohtoille kaatuneista puista johtuneet pitkät sähkökatkot, uuden sähkömarkkinalain asettamat vaatimukset sähkön toimitusvarmuudelle, sekä maakaapeloinnin kustannusten suhteellinen alentuminen verrattuna ilmajohtorakentamiseen.

Verkon johtoreittien varrelle on yleensä pyritty rakentamaan erilaisia kytkinlaitteita, kuten erottimia ja verkkokatkaisijoita tärkeisiin solmukohtiin. Verkkokatkaisija on laite, jonka tarkoituksena on katkaista sähkövirran kulku esimerkiksi vikatapauksessa. Verkkokatkaisija toimii kuten sähköaseman lähtökennossa sijaitseva katkaisija, mutta se on sijoitettu kj-verkon varrelle, esimerkiksi pitkän ilmajohtohaaran puoliväliin, jolloin johto-osuus saadaan jaettua kahteen suojausvyöhykkeeseen tarkoituksena pienentää vika-aluetta, mikäli vika tapahtuu johdon loppu-osalla.

Erottimista osa on käsi- ja osa kaukokäytettäviä. Kaukokäytettäviä erottimia on yleensä sijoitettu verkon keskeisiin haarapisteisiin ja silmukoidun verkon tapauksissa eri kj-lähtöjen jakorajoille. Verkkokatkaisijat ovat kaikki kaukokäytettäviä. Niitä on sijoitettu yleensä pitkien johtohaarojen varrelle, esimerkiksi kohtiin, jossa kaapelilähtö vaihtuu lopussa ilmajohdoksi. Edellä mainittujen kytkinlaitteiden avulla voidaan lyhentää asiakkaille vioista aiheutuvaa keskeytysten pituutta. Verkkokatkaisijat ja kaukokäytettävät erottimet eivät suoraan vähennä keskeytyksien lukumäärää, mutta pienentävät niiden vaikutusaluetta nopeasti vian rajaamista nopeuttaen. Verkkokatkaisijoiden sopivilla asetteluilla voidaan toki pitkillä johtohaaroilla vähentää johdon alkupäähän kytkeytyvien asiakkaiden kokemia keskeytyksiä, mikäli vika on johtohaaran lopulla, verkkokatkaisijan suojausalueella [4, s. 151].

Viimeiset komponentit kj-verkossa ennen loppuasiakasrajapintaa ovat jakelumuuntamoita, joissa 20 kV:n jännite muunnetaan 400 V:n jännitetasoon. Jakelumuuntamo on ilmajohtoverkossa tyypillisesti toteutettu pylväsmuuntamona, jossa muuntajakone on riittävän korkealla maanpintaan nähden. Yleensä kj-johto on kytketty (muuntaja-) erottimen kautta muuntajan ensiöliittimiin. Maakaapeloidussa kj-verkossa muuntamot on rakennettu pääsääntöisesti pelkästään puistomuuntamorakenteilla, jossa muuntajakone apulaitteineen on sijoitettu yleensä omaan pieneen ”rakennukseen” tai peltikoppiin. Puistomuuntamolla ei välttämättä aina ole lainkaan muuntajaerotinta, vaan kaapeli on voitu kytkeä suoraan kiinni 20 kV:n kj-kisko-osaan. Muita mahdollisia rakenteita ovat lisäksi kivitornimuuntamot ja kiinteistöjen sisälle sijoitetut muuntamot [4, s. 157–158].

Jakelumuuntamolla sijaitsee pienjännitekeskus, josta pienjännitepuolen johtolähdöt alkavat. Pj-johtolähdöt on tyypillisesti suojattu kahvasulakkeilla. Lähtöjen lukumäärään vaikuttaa verkon rakenne, muuntopiirin palveleman alueen koko, sekä asiakasmäärät ja -tyypit. Johtolähtöjä voi olla yhdestä useisiin, jopa yli kymmeneen pj-lähtöön saakka. Johtorakenteet voivat olla joko ilmajohtoa tai maakaapelia tapauskohtaisesti [4, s. 160]. Uudet pj-asennukset tehdään Elenialla nykyään aina maakaapelilla. Lisäksi käytössä on vielä suuri määrä olemassa olevaa AMKA-johtoa, sekä pieni määrä pj-avojohtoa.

2.2 Elenian suunnittelukriteerit ja rakentamistapa

Sähköverkon komponenteilla on olemassa tietty teknillis-taloudellisesti kannattava pitoaika. Tällä tarkoitetaan tiettyä aikaa, jonka yksittäinen komponentti, laite tai rakenne on käytössä. Tähän aikaan ei lasketa mukaan rakentamis- tai purkamisaikaa. Pitoaika voi olla myös lyhyempi kuin komponentin, laitteen tai rakenteen tekninen kesto-aika. Johtoja, muuntajia ja muita verkon osia on huollettava ja uusittava tietyin väliajoin, jotta sähkönjakelu säilyy luotettavana ja turvallisena. Tällä hetkellä Elenia on tilanteessa, jossa määrällisesti suuri osa verkostoa on jo saavuttanut tai lähestyy teknillis-taloudellisen pitoaikansa ylärajaa. Tämä johtuu pääasiassa siitä, että Elenialla suuri osa verkostosta sijaitsee taajamien ulkopuolella ja yhtiötä voidaankin luonnehtia osittain maaseutuverkko-yhtiöksi. Kuten edellä jo todettiin, maaseudun sähköverkot on suurelta osin 1950–70-luvuilla rakennettua ilmajohtoverkkoa, joka on ollut käytössä yleisesti noin 20–50 vuoden ajan. Myös vanhempia ja uudempia ilmajohtoverkoston osia on silti olemassa ja käytössä. Tätä verkostoa on joka tapauksessa lähivuosina uusittava, joten saneerauksen rakennustapaa on pohdittu tarkasti.

Toimitusvarmuuden noustessa yhä merkittävämpään rooliin, Elenia on tehnyt strategisia linjauksia siitä, miten vanhaa verkkoa saneerataan ja uutta rakennetaan. Tässä työssä on tarkoitus tarkastella pääasiassa kj- ja pj-verkkoa, sekä 20/0,4 kV jakelumuuntamoita, joten 110 kV:n voimajohtojen ja sähköasemien rakentamista ei käsitellä. Tarkoitus on tarkastella Elenian nykyisten rakennustapaohjeiden mukaista kj- ja pj-verkon rakennustapaa ja kytkinlaitteiden sijoitusperiaatteita.

Elenia on viime vuosina investoinut sähköverkkoon ja siihen liittyviin verkkopalveluihin vuosittain noin 60–80 miljoonaa euroa. Yhtiö rakennuttaa maakaapeloitua verkkoa vuosittain noin 1600–2200 kilometriä. Tavoitteena on nostaa maakaapeloidun sähköverkon osuus 70 prosenttiin seuraavan 15 vuoden aikana [5]. Kaapelointijärjestyksen määrittäviä tekijöitä tarkastellaan Elenian sisäisesti määrittämän alueluokittelun perusteella. Tässä luokituksessa keskijännitejohdot jaetaan eri numeroluokkiin joiden perusteella kaapelointikohteet valitaan. Alueluokittelu perustuu useisiin eri lähtötietoihin, kuten johtojen siirtotehoihin, asiakasmääriin, korvaustarkasteluihin, pylväiden ikätietoihin, vikojen määriin ja niin edelleen. Eri alueluokkia on yhteensä 7 kappaletta ja ne on esitelty lyhyesti seuraavassa taulukossa 2.1.

Taulukko 2.1. *Kj-verkon kaapelointijärjestyksen suunnittelua varten Elenialla on kehitetty alueluokitus, sekä eri alueiden lyhyet kuvaukset [10].*

Alue	Kuvaus
1	Sähköasemien läheisyydessä olevat taajamat (asemakaava-alueet) * Saneeraus vuoteen 2019 mennessä * Yhteiskunta palvelut (esim. pankit, koulut, kaupat yms) * Ei kuulu selkeästi taajama-alueen ulkopuoliset asemakaavat
2	Taajamien syötöt, ei sähköasemaa (asemakaava-alueet) * Syöttää aluetta 3
3	Taajamat, joiden läheisyydessä ei ole sähköasemaa (asemakaava-alueet) * Yhteiskunta palvelut (esim. pankit, koulut, kaupat yms) * Ei kuulu selkeästi taajama-alueen ulkopuoliset asemakaavat
4	Suuritehoiset runkojohdot (P > 500 kW)
5	Keskitehoiset runkojohdot (P = 200...500 kW)
6	Asemakorvauksien pullonkaulat
7	Kehittyvät alueet, investointien ajankohtaa harkittava

Osa Elenian kj-verkosta on edelleen vailla luokitusta, mutta luokitustyötä tehdään, jotta kaapelointijärjestystä olisi helpompaa suunnitella. Ajatuksena luokituksen käytölle on määrittää jonkinlainen prioriteettijärjestys sille, mitkä osat ilmajohtoverkkoa kaapeloidaan ensin. Tärkeysjärjestys on määritelty siten että luokka yksi on tärkein ja ensin kaapeloitava, luokka kaksi tämän jälkeen ja niin edelleen. Alueluokitus on kuitenkin vain yksi suunnittelutyökalu muiden joukossa [10].

2.2.1 Johdot, johdinrakenteet ja jakelumuuntamot

Vuonna 2009 yhtiössä tehtiin periaatepäätös rakentaa kaikki saneerattava ja uusi kj- ja pj-verkko maakaapeloituna koko verkkoalueella [5]. Tällä keinolla Elenia pyrkii varautumaan myrskyjen, ukkosten ja lumikuormien mukanaan tuomiin haasteisiin, jotka aiheuttavat merkittävän osan kj-verkon vioista. Kaapeliverkko ei ole yhtä altis vioille, koska kaatuvat puut eivät katkaise sähköjä ilmajohtoverkon tapaan linjan reitille osuessaan. Myös salamaniskun aiheuttamat viat vähenevät kaapeliverkkoa käytettäessä merkittävästi. Elenian tavoitetilana on, että jakeluverkon vikaantuminen ei aiheuta asemakaava-alueella yli 6 tuntia kestäväää sähkönjakelun keskeytystä, eikä muualla kuin asemakaava-alueella yli 24 tuntia kestäväää keskeytystä [8, s. 3]. Tämä tavoite on myös linjassa uuden sähkömarkkinalain kanssa.

Kaikki uudet jakelumuuntamot (20/0,4 kV) rakennetaan koko verkkoalueella puistomuuntamorakenteella. Taajama-alueilla puistomuuntamo suunnitellaan kaavoituksessa varatulle alueelle huomioiden alueiden kehittyminen. Haja-asutusalueella muuntamo sijoitetaan työkurta-autolla ajettavan tien varteen tai vähintään työkoneneen ulottuville. Tällä varmistetaan käyttötoimenpiteiden sujuvuus, sekä varavoiman käytettävyys. Haja-asutusalueilla on lisäksi suunnittelun kriteerinä, että johtohaara voi sisältää enintään 4 muuntamoa tai vaihtoehtoisesti 200 kVA nimellistehoa. Uusia kiinteistömuuntamoa ei pääsääntöisesti rakenneta. Kiinteistömuuntamoa voidaan käyttää, mikäli muuta vaihto-

ehtoa ei ole mahdollista toteuttaa, jolloin muuntamo sijoitetaan katutasoon ovet suoraan huoltoväylän suuntaan.

Myös pienjännitteinen 400 V johto saneerataan ja uusi verkko rakennetaan maakaapelioimalla koko verkkoalueella. Pj-verkko kaapeloidaan suotuisaan maaperään mini-moiden johtopituudet ja siten saavuttaen suurin mahdollinen oikosulkuvirta, joka takaa riittävän ja sähköturvallisuusstandardin mukaisen henkilö- ja materiaaliturvallisuuden. Pj-kaapelointeja pyritään tekemään kj-kaapelointien yhteydessä, hyödyntäen osittain samoja kaivantaja [10]. Ilmajohdorakentamista AMKA-johdolla voidaan tapauskohtaisesti harkita, mikäli kaapelointi aiheuttaisi kohtuuttoman suuret kustannukset esimerkiksi kallioisissa saarikohteissa [8, s. 3–5].

2.2.2 Käsi- ja kaukokäyttöiset erottimet ja verkkokatkaisijat

Kj-verkon normaalia käyttötoimintaa ja vikojen rajaamista varten verkossa tarvitaan erotus- ja kytkentäpisteitä, joista eri verkon osia saadaan tarvittaessa erotettua toisistaan ja kytkentätilanteita muutettua joustavasti. Myös varasyöttöyhteyksien kytkentään tarvitaan erottimia. Kytkinlaitteita on sekä käsi-, että kaukokäyttöisiä esiintyvän tarpeen ja verkkomuodon mukaan. Kaikkia kytkinlaitteita ei ole ollut saavutettuun hyötyyn nähden taloudellisesti kannattavaa rakentaa kaukokäytettäviksi, koska käsikäyttöiset erottimet ovat varsinkin aikaisemmin olleet huomattavasti kaukokäytettäviä halvempia.

Nykyisin taajamien rengasverkoissa Elenian strategian mukaisesti, runkojohdon jokaiselle muuntamolle on suunniteltava erotin molempien syöttösuuntien puolelle. Myös runkojohdosta haarautuville osille on oltava erotin. Muuntamorakenteena suositellaan rakennustapaohjeessa ensisijaisena ratkaisuna 2+1 ja 3+1 rakenteita, jossa on erottimet kahteen tai kolmeen syöttösuuntaan, sekä muuntajaerotin. Uusilla muuntamotyypeillä on myös 2+0 ja 3+0 rakenteita, joissa muuntajaerotinta ei enää ole asennettu. Kaukokäyttöiset erottimet asennetaan jakeluverkon solmupisteisiin huomioiden eri kytkentätilanteiden joustava käyttötoiminta.

Haja-asutusalueella kaapeloiduissa verkoissa erottimien välillä saa olla nimellistä muuntotehoa yhteensä enintään 200 kVA tai yksi tätä suurempi yksittäinen muuntamo. Erottimien välille suunnitellulle yli 5 kilometrin kaapeliosuudelle on myös suunniteltava erotin verkon luontevaan solmupisteeseen. Myös haja-asutusalueen runkojohdolle suositellaan 2+1 muuntamorakennetta, silloin kun muuntamo on suoraan kiinni runkojohdolla. 2+0 ja 3+0 rakenteita käytetään myös uusilla muuntamoilla, mutta myös jäykkiä liitoksia ilman erottimia tullaan asentamaan. Kaukokäyttöisiä erottimia suunnitellaan noin 10 kilometrin välein tai joka toiselle kaapeliverkon erottimelle. Ilmajohdot jotka jäävät käyttöön korvausinvestointien yhteydessä, ovat erotettavissa kauko-ohjattavilla erottimilla. Kaapeliverkon kaukokäyttöerottimet pyritään sijoittamaan puistomuuntamoiden yhteyteen. Ilmajohdoterottimet sijoitetaan hyvien kulkuyhteyksien varrelle.

Kaapeloidusta runkoverkosta haarautuvien, yli 10 kilometrin ilmajohdojen suojaamiseen käytetään verkkokatkaisijoita. Tällä tavoin saadaan sopivilla verkkokatkaisijan ja syöttävän sähköaseman suojausten asetteluilla aikaan johtolähdön selektiivinen suojaus [8, s. 4-6]. Kuten aiemmin todettiin, verkkokatkaisija voi vähentää pitkän johtolähdön

alkupään asiakkaiden kokemien keskeytysten lukumäärää silloin, kun vika jää johdon loppuosalle.

Ottaen huomioon nykyisen rakennustapaohjeen, kaikilla muuntamoilla ei tule jatkossakaan olemaan aina erottimia kaikkiin syöttösuuntiin. Mikäli muuntamo syöttävä kaapeli on kytketty muuntamon kiskoon jäykällä liitoksella, vianrajaus hidastuu huomattavasti, koska liitoksen irrottamiseen menee enemmän aikaa kuin erottimen ohjaukseen. Jos liitoksia joudutaan irrottamaan ja kiinnittämään usealla muuntamolla vikapaikan selvittämisen aikana, kuluu tähän huomattavan paljon aikaa. Kaapelipäätteen tarpeeton irrotus saattaa joissain tapauksissa myös vaurioittaa päätteen rakennetta, erityisesti kylmään vuoden aikaan kun maa on jäässä. Nämä ovat esimerkkejä niistä ongelmista tai haasteista, joihin tässä työssä pyritään löytämään ratkaisuja vikapaikkatiedon nykyistä tarkemmalla indikoinnilla.

3 YLEISET VIKATYYPIT JA VERKON SUOJAUS 20 KV:N JAKELUVERKOSSA

Sähkönjakeluverkon kunnossapidolla ja ennakoivilla huoltotoimenpiteillä pidetään verkko jatkuvasti sellaisessa kunnossa, että sähkön jakelu on riittävän tehokasta, turvallista ja keskeytyksetöntä. Kaikista tehtävistä kunnossapidon toimenpiteistä ja verkon saneerauksista huolimatta, verkko vikaantuu aika ajoin. Kj-verkon viat aiheuttavat jopa 90 prosenttia asiakkaiden kokemista sähkönjakelun keskeytyksistä [4, s. 125]. Viat voivat aiheutua monista eri syistä, joita on analysoitu tarkemmin tässä luvussa. Nykyisin vianpaikannus ja kj-verkon suojaus on Elenialla hoidettu pääosin keskitetysti sähköasemilta, eikä kj-verkon varrelta kerätä tietoa systemaattisesti. Sähköasemasuojauksen lisäksi käytetään myös jonkin verran verkkokatkaisijoita pitkillä ilmajohtohaaroilla täydentävinä suojina jakamassa pitkiä johto-osia useampaan suojausvyöhykkeeseen. Pj-verkon suojaus hoidetaan perinteisenä sulakesuojauksena.

Pj-verkosta saadaan tietoa etäluettavien AMR-mittareiden luennalla, mutta kj-verkko sähköaseman ja pj-asiakkaan välissä on toistaiseksi käytönvalvonnan kannalta ”sokea piste”. Tämä tarkoittaa sitä, että esimerkiksi kj-verkon mitatut jännitetasot, virrat, tehot, loistehot, ja niin edelleen, saadaan tietoon vain sähköasemilta ja osittain suuntaa-antavina tietoina verkkokatkaisijoilta. Verkon varrelta ei saada nykyisin kovinkaan paljon systemaattista tietoa ennen loppuasiakasrajapintaa. AMR-mittareillakin saadaan tietoon ainoastaan se, onko asiakkaan liittymispisteen jännitteen tehollisarvon kymmenen minuutin aikakeskiarvo standardin mukainen ja onko asiakkaalla sähköt päällä, puuttuuko mahdollisesti vaiheita, tai onko syytä epäillä nollavikaa jänniteepäsymmetriasta johtuen. AMR-mittareista on kerrottu tarkemmin myöhemmin tässä työssä, mutta mittauksissa ja kj-verkon vikaselvityksessä niiden tuoma hyöty on nykyisin melko rajallinen.

Vianhallinnan lisäksi kj-verkon normaalin käyttötilanteen seuranta on tärkeää jakeluverkkoyhtiöille. Verkon käyttökeskuksessa seurataan verkon tilaa reaaliaikaisesti siihen tarkoitetuilla tietojärjestelmillä, jotka saavat mittaustiedot verkon mittalaitteilta. Normaalit käyttö- ja kunnossapitotilanteet sekä verkossa tehtävät kytkennät edellyttävät tarkkaa seuranta eri kytkinlaitteiden tilatiedoista, jotta työskentely on turvallista. Osaltaan mittaustietojen perusteella voidaan vaikuttaa myös sähkönjakelun laatuun loppuasiakkaille.

3.1 Vikojen tyypilliset aiheuttajat

Vikojen aiheutumiselle on olemassa muutamia selkeitä syitä, jotka aiheuttavat lähes kaikki kj-verkon sähkönjakelun vikakeskeytykset. Viat voidaan karkeasti luokitella aiheuttajan perusteella kolmeen eri luokkaan. Nämä ovat ilmastollisten-, komponentti- ja laitevaurioiden, sekä ulkopuolisten toiminnan aiheuttamat viat. Ilmastolliset viat voivat aiheutua tuuli- ja myrskytilanteissa johdoille kaatuvista puista, salamaniskujen aiheuttamista vioista, sekä lumikuormien aiheuttamista tekijöistä. Puuskatuulet ja lumikuormat aiheuttavat esimerkiksi puiden ja oksien taipumista ja kaatumista ilmajohdoille.

Myös lämpötilan vaihtelut sekä korroosio aiheuttavat vikoja. Komponentti- ja laitevaurioista johtuvat viat voivat aiheutua esimerkiksi asennus-, materiaali- tai käyttövirheistä johtuen. Ulkopuolisten toiminnan aiheuttamia vikoja ovat esimerkiksi linjaan kaadetut puut, korkean ajoneuvon osuminen linjaan, sekä maan kaivuun yhteydessä maakaapeliin osuminen. Lintujen ja pieneläimien aiheuttamia vikoja ei varsinaisesti voida laskea ulkopuolisen aiheuttamaksi, joten ne tilastoidaan erikseen omana vikoja aiheuttavana ryhmänä.

Tilanteissa joissa kj-verkon vian on aiheuttanut jokin vikaantunut verkkokomponentti, voidaan vielä eritellä erikseen komponentin ikääntymisestä johtuvat viat, sekä materiaali-, asennus- tai käyttövirheestä johtuvat viat. Esimerkiksi salamaniskun aiheuttama tai jostakin verkon sisäisestä syystä johtuva ylijännite voi olla syynä komponenttivaurioon. Vikaantunut verkkokomponentti voi olla esimerkiksi 20/0,4 kV jakelumuntaja, kaapelipääte, kaapelijatko, virta- tai jännitemuuntaja, ilmajohtoverkossa orsi- tai eristinvika tai erottimen palanut kosketin. Muitakin mahdollisia komponentteja voi vikaantua, mutta edellä mainitut ovat hyvin tavanomaisia [7, s. 166–167].

3.2 Oikosulku

Oikosulku aiheutuu tilanteessa, jossa virtapiirin johtimet joutuvat johtavaan yhteyteen toisten johtimien kanssa. Tällainen tilanne voi aiheutua esimerkiksi kovalla tuulella ilmajohtojen kahden vaiheen osuessa yhteen. Tällöin on kyseessä puhdas kaksivaiheinen oikosulku. Ukkonen voi puolestaan aiheuttaa kolmivaiheisen oikosulun, joka usein saattaa kehittyä edelleen maaoskosuluksi. Kaapeliverkossa esimerkiksi eristyksen pettäminen voi aiheuttaa oikosulkuja. Komponenttivaurioiden yhteydessä oikosulut ovat myös mahdollisia, esimerkiksi jakelumuntajan eristysten vaurioituessa.

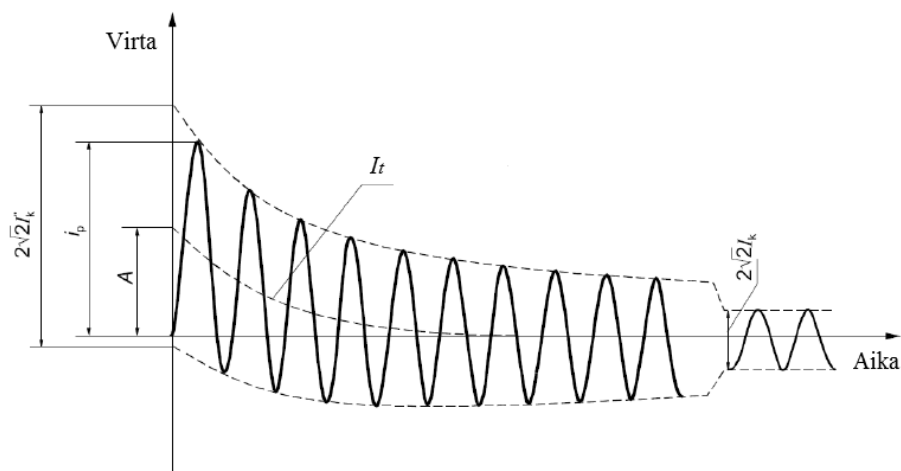
Puhdas vastukseton kolmivaiheinen oikosulku on verkon komponenttien keston kannalta kaikkein haastavin tilanne. Oikosulkuvirta voi silloin olla 10–40-kertainen nimelliseen kuormitusvirtaan verrattuna. Oikosulkuvirta on pääasiassa induktiivista loisivirtaa, koska virtapiiri on suurelta osin induktiivinen. Vian nopea poiskytkentä on tärkeää, jotta johtimet ja muut komponentit eivät ehtisi vaurioitua [7, s. 170–171]. Kolmi- ja kaksivaiheisia oikosulkuja on havainnollistettu oheisessa kuvassa 3.1.



Kuva 3.1. Kolmi- ja kaksivaiheinen oikosulku [7, s 189].

Tyypillisesti oikosulkuvirran suuruus vaihtelee välillä 300–10 000 Ampeeria. Kaupunkiverkoissa oikosulkuvirran arvot voivat olla vieläkin suurempia. Vikavirta on suurimmillaan lähellä sähköasemaa tapahtuvissa vioissa, pienentyen asemalta kauempana tapahtuvilla vioilla. Symmetrinen vikavastukseton kolmivaiheinen oikosulku aiheuttaa suurimman mahdollisen vikavirtaräskituksen. Kaksivaiheinen oikosulku eroaa kolmivaiheisestä tilanteesta siten, että se ei ole symmetrinen vikatapaus. Vikavirran suuruus jää myös pienemmäksi kuin vastaavassa kolmivaiheisessä vikatilanteessa, noin 85–87 prosenttiin [11]. Tähän liittyvä laskentayhtälö (3.3) on esitetty tämän luvun loppupuolella. Lähellä sähköasemaa tapahtuva kaksivaiheinen oikosulku voi silti olla suurempivirtainen, kuin johtolähdön loppuosalla tapahtuva kolmivaiheinen oikosulku.

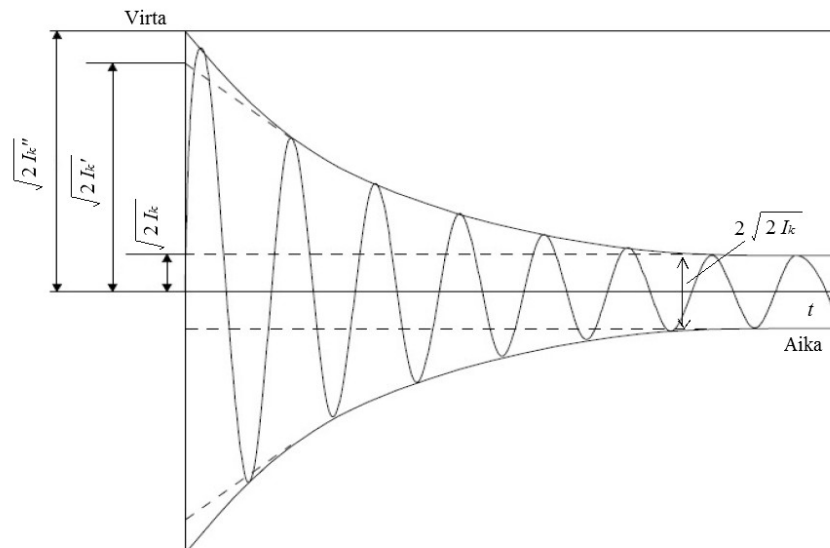
Oikosulkutilanteen lähes puhtaan induktiivisen vikavirran lisäksi vikavirta sisältää myös tasavirtakomponentin I_t . Tasakomponentti vaimenee verkon ominaisuuksista riippuen muutaman vikavirran jakson aikana. Tasakomponentin suuruuteen vaikuttaa jännitteen hetkellisarvo vikaantumishetkellä. Jos tasakomponentti $I_t = 0$, on kyseessä symmetrinen oikosulku. Ainakin kahdessa vaiheessa on aina tasakomponentti kolmivaiheisessa järjestelmässä. Seuraavassa kuvassa 3.2. on kuvattu epäsymmetristä vikavirtaa oikosulkutilanteessa. Kuvassa A tarkoittaa tasakomponentin hetkellistä arvoa ja i_p oikosulkuvirran hetkellistä huippuarvoa.



Kuva 3.2. Vikavirta epäsymmetrisessä oikosulkutapauksessa, mukaillen IEC-60909-1 [12, s. 6; katso 13].

Vikavirran vaihtovirtaosasta alkutilanteessa vaikuttavaa virtaa I_k'' kutsutaan alkuoikosulkuvirraksi. Tämän jälkeen vikavirta vaimenee, jolloin puhutaan muutosoikosulkuvirrasta I_k' . Mikäli vikaa ei ehditä laukaista pois tarpeeksi nopeasti, siirtyy vikavirta lopulta pysyväksi oikosulkuvirraksi I_k , jolloin alku- ja muutosoikosulkuvirrat sekä tasakomponentti ovat vaimentuneet pois. Tällainen tilanne on kuitenkin harvinainen jakeluverkossa, koska yleensä suojaus ehtii toimia ennen kuin saavutetaan pysyvä (staattinen) tila [7, s. 171]. Toisaalta jakeluverkkotason tarkasteluissa voidaan puhua pelkästään oikosulkuvirrasta, koska alku- ja muutosoikosulkuvirta ovat melko lähellä pysyvän tilan arvoa.

Kuvassa 3.3. on vielä havainnollistettu symmetristä, pääasiassa induktiivista oikosulkuvirtaa. Symmetrinen virta voi esiintyä vain yhdessä vaiheessa kerrallaan. Tasavirtakomponentin esiintyminen ja sen suuruus vaikuttaa suoraan oikosulun symmetriaan.



Kuva 3.3. Vikavirta symmetrisessä oikosulkutapauksessa, jossa tasakomponenttia ei esiinny, mukailten [7, s. 171].

Oikosulkuvirran suuruutta arvioitaessa voidaan kuvaajistakin jo huomata, että oikosulkutilanteessa alkuhetkellä esiintyvä, niin sanottu sysäysoikosulkuvirta i_s on merkittävän suuri ja samalla suurin mahdollinen vikavirran hetkellisarvo. Sysäysoikosulkuvirran suuruus on enimmillään noin 2,5-kertainen alkuoikosulkuvirtaan verrattuna [11].

$$i_s < 2\sqrt{2}I_k'' \quad (3.1)$$

Kolmivaiheisen alku-, muutos- ja pysyvän tilan oikosulkuvirran suuruusluokkaa voidaan arvioida yhtälön (3.2) mukaisesti, mikäli tunnetaan verkolle vikaimpedanssi, vikakohdan vaihejännite ennen vikaa ja verkon impedanssi vikakohdasta tarkasteltuna (Thevenin impedanssi). Alku- ja muutostilanteissa käytetään alkutilan ja muutostilan impedansseja verkon impedanssin paikalla.

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_v}{\underline{Z}_f + \underline{Z}_i}, \quad (3.2)$$

missä

\underline{Z}_f = vikaimpedanssi

\underline{U}_v = vikakohtan vaihejännite ennen vikaa

\underline{Z}_i = verkon impedanssi vikakohtasta tarkasteltuna (Thevenin impedanssi), tämä termi korvataan alku ja muutostilanteissa laskettaessa \underline{Z}_k'' tai \underline{Z}_k' , kun halutaan laskea \underline{I}_k'' tai \underline{I}_k' .

Kaksivaiheiselle oikosulkutilanteelle voidaan virran arvoksi arvioida Thevenin menetelmän mukaan:

$$I_{k2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{k3}, \quad (3.3)$$

missä

I_{k2} = kaksivaiheisen oikosulun virta ja

I_{k3} = kolmevaiheisen oikosulun virta.

Lisäksi on huomioitava, että kaksivaiheinen oikosulku ei ole symmetrinen vikatapaus, joten laskennan helpottamiseksi vaihesuureita ei kannata valita ratkaistaviksi muuttujiksi. Laskenta yksinkertaistuu, kun käytetään laskennan apuna verkon symmetrisiä komponentteja. Esimerkiksi epäsymmetrinen kolmivaihejännite voidaan ilmaista vain yhdellä osoittimella, joka koostuu myötäverkon jännitteestä \underline{U}_1 , vastaverkon jännitteestä \underline{U}_2 ja nollaverkon jännitteestä \underline{U}_0 . Myötäjärjestelmä on normaali kolmivaiheinen järjestelmä, vaihejärjestyksellä R-S-T. Vastajärjestelmä on symmetrinen kolmivaihejärjestelmä vaihejärjestyksellä R-T-S. Nollajärjestelmässä vaihekohtaiset osoittimet ovat yhtä suuret ja samansuuntaiset ja samenvaiheiset ja ne pyörivät kulmataajuuden mukaan samaan suuntaan kuin myötäjärjestelmän osoittimet. Symmetrisiä komponentteja käytettäessä kukin vaiheosoin muodostuu sen myötä-, vasta- ja nollakomponentin summana [7, s. 177–179].

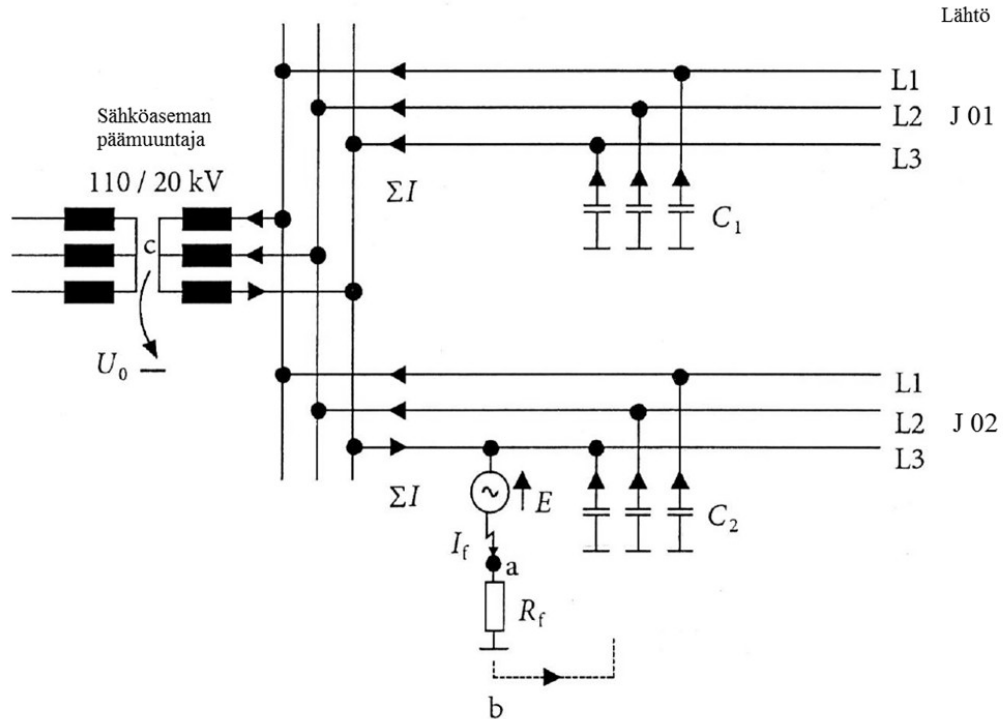
3.3 Maasulku

Tyypillisin sähköjakelun keskeytyksiä aiheuttava kj-verkon vikatapaus on maasulkuvika. Maasulku syntyy, kun jännitteinen vaihejohdin tai muu jännitteinen osa joutuu kosketuksiin maan kanssa. Maasulku voi aiheutua myös eristeen vaurioituessa, jolloin vaihejohdin tai muu jännitteinen osa voi joutua kosketukseen maadoitusjohtimen ja maan kanssa. Maasulku voi olla vikavastukseton, eli niin sanottu jäykkä maasulku tai sisältää vikaresistanssia maan ja vaiheen välillä. Tällöin on kyseessä joko pieni- tai suurihminen maasulku, riippuen resistanssin arvosta. Tyypillisesti pieniohmississa vikata-

pauksissa vikaresistanssi on alle 500 ohmia. Suuriohminen vika voi olla luokkaa kilo-ohmista jopa useisiin kymmeneen kilo-ohmeihin. Tällaisen vian havaitseminen alkaa olla haastavaa maasulkusuojauksen toteutukselle, koska vikaresistanssi voi olla lähellä verkon normaalia vuotoresistanssia [4, s. 186]. Maasulku voi esiintyä myös niin sanottuna katkeilevana maasulkuna, jolloin valokaari vuoroin palaa ja vuoroin sammuu vian keston aikana. Maasulku voi olla joko yksi- tai useampinapainen. Tämä riippuu siitä, kuinka monessa järjestelmän virtajohtimessa johdin tai muu jännitteinen osa on samanaikaisesti johtavassa yhteydessä maan kanssa. Joissain tapauksissa maasulku voi lisäksi laajentua oikosuluksi, jolloin myös vaihejohtimien välille muodostuu johtava yhteys [14, s. 13–14]. Näin voi käydä esimerkiksi katkeilevan maasulun poltettua eristinkerros vaiheiden välistä.

Terveen tilan kolmivaiheisessa verkossa vaihejännitteet ovat yleensä maahan nähden lähes symmetrisiä, eli niiden summa on nolla. Myös vaihejohtimien maakapasitanssin kautta kulkevat varausvirrat ovat summaltaan nolla. Maasulun aikana virtajohdin on johtavassa yhteydessä maahan, jolloin virtapiiri sulkeutuu vaiheiden maakapasitanssien kautta. Tällöin maasulussa olevan vaiheen jännite romahtaa ja kahden terveen vaiheen jännite nousee. Varausvirtojen summa poikkeaa nolasta ja aiheuttaa johtimesta vika paikan kautta kulkevan maasulkuvirran. Viallisen vaiheen jännite on nolla, mikäli vikavastus R_f on nolla. Terveiden vaiheiden vaihejännitteet kasvavat pääjännitteen suuruisiksi. Jos maasulku sisältää vikaresistanssia, viallisen vaiheen jännite ei laske noltaan, eikä terveiden vaiheiden jännite kasva pääjännitteen suuruusluokkaan saakka [11]. Todellisissa vikatilanteissa vikaresistanssin arvo voi myös muuttua vian keston aikana. Esimerkiksi suuriohminen vika voi ”palaa” pieniohmiseksi vikavirran vaikutuksesta, mikäli vika ehtii kestää riittävän pitkään ennen suojauksen toimimista.

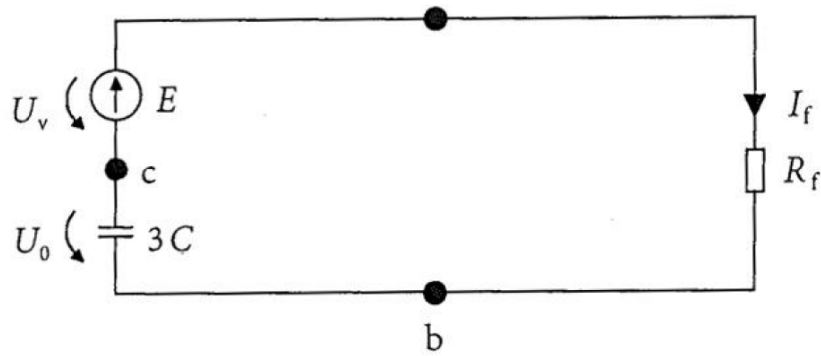
Maasulkutilanne voidaan esittää seuraavan kuvan 3.4 mukaisesti, kun kyseessä on maasta erotettu verkko. Elenialla suurin osa sähköasemista on sammutettuja, mutta esimerkiksi asemakorvaustilanteissa verkkoa käytetään edelleen myös maasta erotettuna. Maasta erotetussa käyttötilanteessa yksivaiheiselle maasulkuvirralla ei ole pieni-impedanssista kulkureittiä, vaan virta voi kulkea ainoastaan johtojen maakapasitanssien kautta. Vikavirran I_f suuruus on tyypillisesti luokkaa 1–200 Ampeeria. Toki laajasti kaapeloiduissa maaseutuverkoissa arvo voi olla myös suurempi.



Kuva 3.4. Yksivaiheinen maasulku maasta erotetussa kj-verkossa, kun maasulku tapahtuu lähdöllä J 02, mukailten [4, s. 183].

Verkon tähtipisteen ja maan välinen jännite U_0 eli nollajännite kasvaa maasulkutilanteessa. Nollajännite on maasulun indikoinnin kannalta keskeinen suure ja useat maasulkusuojausjärjestelmät käyttävät nollajännitteen muutosta yhtenä maasulun havaitsemisen parametrina. Vikavastuksettomassa maasulun tapauksessa nollajännite kasvaa vaihejännitteen suuruiseksi. Vikaresistanssin poiketessa nolasta, nollajännite jää myös vaihejännitettä pienemmäksi [11, s. 14].

Virtapiiri voidaan mallintaa maasulkutilanteessa sijaiskytkennällä, joka on esitetty kuvassa 3.5. Malli perustuu Thevenin menetelmään, jossa verkkomallia on yksinkertaistettu jättämällä pienet johtimien ja muuntajien impedanssit huomioimatta suuriin vaihejohtimien maakapasitansseihin verrattuna.



Kuva 3.5. Maasulkupiirin Thevenin sijaiskytkentä maasta erotetussa verkossa [4, s. 184].

Thevenin lähde on sijoitettu maasulun vikapaikkaan. Lähdejännite U_v on vaihejännitteen suuruinen ennen vian alkamista. Virtapiiri muodostuu vaihejohtimien kapasitansseista, jotka on kuvattu $3C$ – termillä. Piste c kuvaa verkon tähtipistettä, jonka yli nollajännite vaikuttaa maapotentialiin nähden. Maasulkuvirralla I_f voidaan Thevenin sijaiskytkennän mukaan määrittää yhtälö (3.4). Huomioitavaa on kuitenkin se, että laskenta antaa likimääräisesti oikeat tulokset virran suuruudelle, mutta tarkempi maasulun fysikaalinen tausta ei vielä selity Thevenin sijaiskytkentää tarkastelemalla. Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on maakapasitanssista johtuen lähes puhtaasti kapasiitivista, joten virta on jännitettä noin 90 astetta edellä.

$$\underline{I_f} = \frac{\underline{E}}{R_f + \frac{1}{j3\omega C}} = \frac{j3\omega C}{1 + j3\omega CR_f} \underline{U_v}, \quad (3.4)$$

missä

\underline{E} = Thevenin lähdejännite (vaihejännite maasulkupaikassa),

$\underline{U_v}$ = Maasulussa olevan vaiheen jännite ja

$j3\omega C$ = johtimien maakapasitanssin summatermi (taajuusriippuvainen).

Nollajännite (tähtipistejännite) $\underline{U_0}$ on mahdollista laskea yhtälön (3.5) mukaisesti.

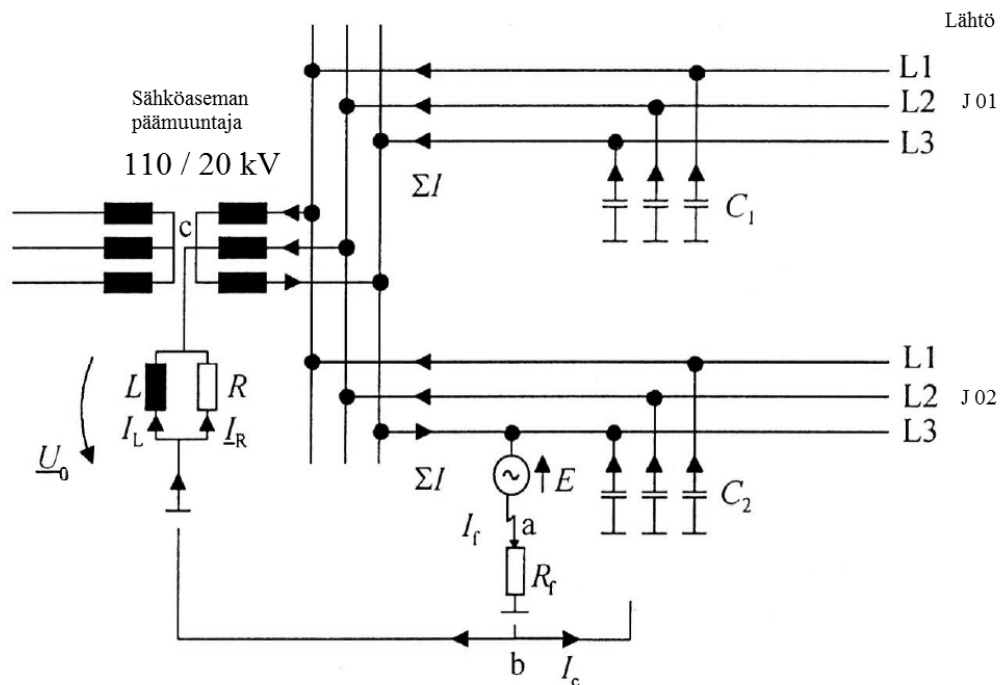
$$\underline{U_0} = \frac{1}{1 + j3\omega C} \cdot (-\underline{I_f}) = \frac{-1}{1 + j3\omega CR_f} \underline{U_v} \quad (3.5)$$

Maasulkuvirran suuruuteen ei käytännössä vaikuta se, missä kohdassa verkkoa maasulku tapahtuu. Sen sijaan vaihejännitteisiin maan suhteen ja maasulkuvirran suuruuteen vaikuttavat esimerkiksi verkon normaalin vaihejännitteen suuruus, maakapasitanssin suuruus, sekä vikaimpedanssi vikapaikassa. Mahdollinen vikapaikan vikaresistanssi pienentää entisestään pientä vikavirtaa maasta erotetussa verkossa [11; 14, s. 14–15].

Verkkotyypin on maakapasitanssin suuruuden kannalta oleellinen muuttuja verkon laajuuden (yhteenlaskettu johtopituus) lisäksi. Esimerkiksi avojohdon synnyttämä maa-

sulkuvirta on noin 0,067 A/km. Maakaapeleille vastaava arvo on huomattavasti suurempi. Kaapelityypistä riippuen, se voi olla luokkaa 2,7–4 A/km [4, s. 186].

Kj-verkon nykyään yleinen käyttötapa Elenialla on käyttää verkkoa kompensoidussa tilassa eli niin sanotusti sammutettuna. Verkon tähtipisteeseen on kytketty verkon maakapasitanssin kompensoiva reaktori (yksi tai useampia). Tällä keinolla vikapaikassa vaikuttavaa maasulkuvirtaa saadaan pienennettyä ja vikapaikan palaavaa jännitettä loivennettua [4, s. 184]. Kompensointikuristin voidaan sijoittaa keskitetysti sähköasemalle tai hajautetusti verkon varrelle. Elenialla kompensointi toteutetaan aluksi keskitetysti sähköasemilla ja sitä täydennetään lisäksi hajautetulla kompensoinnilla sitä mukaa, kun maakaapeloidun verkon osuus lisääntyy. Aivan kaikkia sähköasemia ei välttämättä kuitenkaan kompensoida ollenkaan. Kuvassa 3.6. on esitetty maasulkupiiri (keskitetysti) kompensoidussa verkossa.

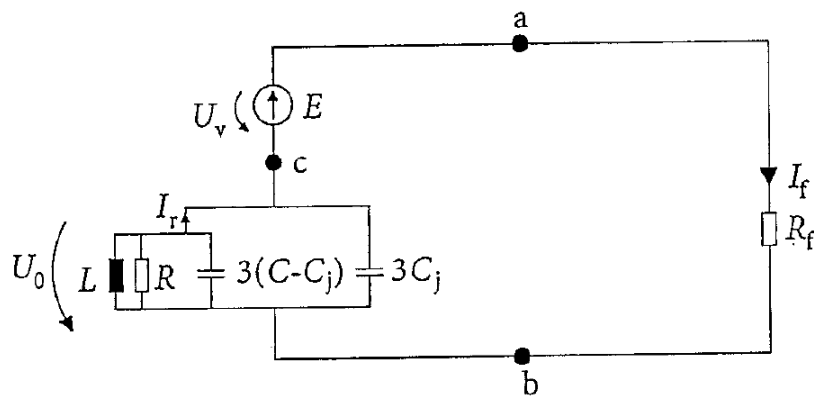


Kuva 3.6. Yksivaiheinen maasulku kompensoidussa kj-verkossa, kun maasulku tapahtuu lähdöllä J 02, mukailten [4, s. 183].

Verkon kompensoinnin tavoitetilana voi olla joko osittain tai kokonaan kompensoitu verkko. Vaikka verkko olisi täysin kompensoitu, vikapaikan kautta kulkee silti pieni jäännösvirta, joka johtuu kuristimen resistiivisestä osasta ja verkon vuoto- ja häviöresistansseista, sekä yliaaltojen aiheuttamasta virrasta. Kelan viritys voi lisäksi poiketa hieinan optimi-tilanteesta, koska kelaa ei haluta säätää siten, että verkko olisi resonanssipisteessä. Mahdollinen ali- tai ylikompensointitilanne suurentaa jäännösvirtaa jonkin verran. Kj-verkon muuttunut kytkentätilanne voi toisinaan myös saada aikaan osittaisen kompensointiasteen, vaikka sammutuskuristimessa on automaattinen säädin joka reagoi verkon tilan muutoksiin [14, s. 15–16]. Kompensointikelman säädin muuttaa kämiky-

kimen asentoa sen mukaan, miten verkon nollajännite muuttuu. Toisaalta joissain verkon kytkentätilanteissa säätövara saattaa loppua kesken, jolloin voidaan päätyä verkon osittaisen kompensoinnin tilanteeseen, vaikka sammutuskelan käämikytkin olisi maksimissa. Osittaisen kompensointitilanteen mahdollisuus kasvaa sitä mukaa, kun verkon kaapelointi lisääntyy, mikäli asiaan ei kiinnitetä huomiota.

Myös sammutetun verkon maasulkutilannetta voidaan kuvata Thevenin sijaiskytkennän avulla. Kytkentään lisätään nyt sammutuskuristimen induktanssi L , sekä kuristimen resistanssia ja mahdollista lisävastusta kuvaava resistiivinen osa R . Nämä osat lisätään verkon tähtipisteen ja maan välille. Kuvassa 3.7 on esitetty Thevenin sijaiskytkentäpiiri maasulussa sammutetun verkon käyttötilanteessa.



Kuva 3.7. Maasulkupiirin Thevenin sijaiskytkentä kompensoidussa verkossa [4, s. 185].

Sammutuskuristimen induktanssi viritetään likimain samaksi kuin verkon maakapasitanssi. Vikavirran I_f suuruus jää pieneksi, koska kapasitiivinen virta I_C ja induktiivinen virta I_L ovat vastakkaisuuntaiset. Nollajännite $-U_0$ ja resistiivinen virta I_r ovat lähes samansuuntaiset. Maasulkuvirran suuruutta voidaan arvioida Thevenin sijaiskytkennän mukaan muodostetun yhtälön (3.6) mukaisesti [4, s. 185–186]:

$$I_f = \frac{U_v}{R_f + \frac{R}{1 + jR(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L})}} \quad (3.6)$$

missä

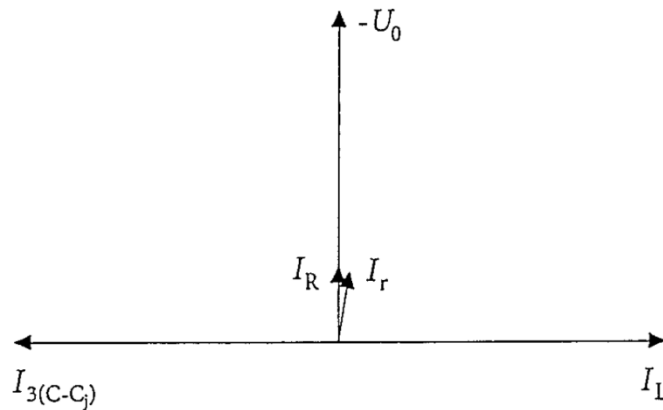
termi $3\omega C_0$ kuvaa johtimien kapasitanssia ja termi

$\frac{1}{\omega L}$ sammutuskuristimen induktanssia.

Tähtipiste- eli nollajännitteelle voidaan määrittää

$$\frac{U_0}{U_v} = \frac{-R}{R_f + R + jRR_f(3\omega C_0 - \frac{1}{\omega L})} \quad (3.7)$$

Maasulkupiirin virtojen ja nollajännitteen osoitinpiirros on esitetty kuvassa 3.8.



Kuva 3.8. Maasulkutilanteen osoitinpiirros [4, s. 186].

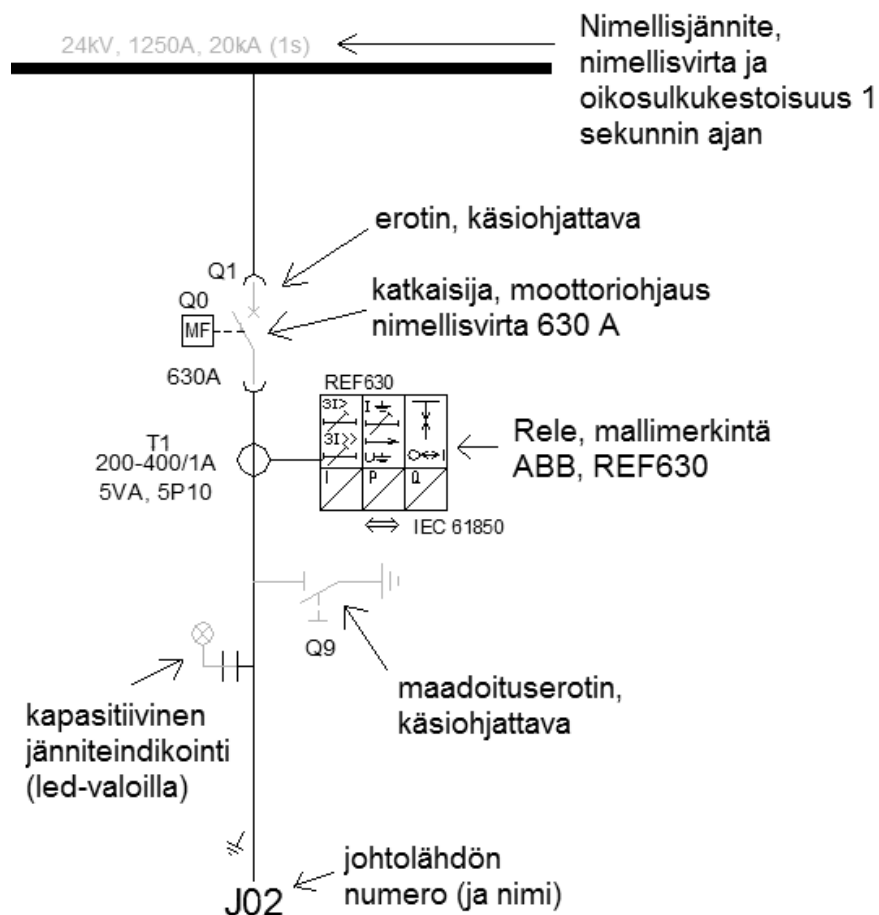
Kun vikaresistanssin arvo kasvaa, maasulkuvirran arvo ja nollajännite pienentyvät. Suojaus vaikeutuu, koska suuriohmisia vikoja on hankalampi havaita pienemmistä indikointiarvoista johtuen (vikavirta ja nollajännite). Suuriohmisia vikoja voivat olla esimerkiksi päällystetyn avojohdon, eli PAS-johtimen putoaminen maahan tai puun nojaaminen siihen. Myös kuivan puun nojaaminen avojohtoon voi aiheuttaa suuriohmisen vian. Maakaapeliverkossa johtimen eristimen maavuoto voi olla suuriohminen vikatapaus. Suuriohmisen vian vikaresistanssi voi olla luokkaa 10–100 k Ω , kuten aiemmin jo todettiin [4, s. 186–187]. Mainittakoon vielä, että edellä esitetyt yhtälöt edustavat täysin kompensoitua tilannetta ja antavat näin ollen suuntaa antavia tuloksia todellisesta verkosta. Mikäli halutaan laskea tarkemmilla arvoilla, täytyy käyttää yhtälöitä, jotka huomioivat myös verkon osittaisen kompensointiasteen [15, s. 7–10]. Tässä diplomityössä ei kuitenkaan syvennytä maasulun tarkkaan teoreettiseen laskentaan, koska se ei ole oleellista lopputulosten esityksen kannalta.

Maasulkuvikojen havaitsemiseen vaikuttaa myös hajautetun kompensoinnin lisääntyminen kj-verkossa. Hajautetun kompensoinnin käyttäminen voi muuttaa maasulkutilanteissa vikavirtojen suuntia, jolloin suojausten ja mahdollisen vikaindikoinnin toteutus voi muuttua hankalammaksi. Toinen merkittävä seikka on hajautetun sähköntuotannon kuten tuuli- ja aurinkovoiman merkittävä lisääntyminen verkossa tulevana vuosina, joka muuttaa tehon virtaussuuntia verkossa. Lisäksi tulevien vuosien laajamittainen kaapelointi muuttaa suuria verkko-osia ensin laajoiksi sekaverkoiksi, ennen kuin kaikki johtohaaratkin saadaan kaapeloitua, joka asettaa lisähaasteita suojausten ja vianpaikannuksen toteutukselle. Suojausten toimittua ei aina tiedetä, onko vika kaapeli- vai ilma-johtoverkossa. Erityisesti kaapeliverkossa vikapaikan etsintä on hidasta, mikäli vikapaikkaa ei saada laskettua tai todennettua muilla keinoilla luotettavasti. Esimerkiksi kaapelipäätteiden tarpeettomia irrottamisia tulisi välttää, koska se saattaa lyhentää päätteiden teknistä kestoaa.

3.4 Sähköaseman suojaukset

Sähköaseman jokaisessa lähtökennossa on rele, jonka tehtävänä on lähettää avauskäsky lähdön katkaisijalle, mikäli johtolähdöllä tapahtuu vika. Lisäksi tarvitaan mittalaitteita (virtamuuntaja ja jännitemuuntaja), joiden mittaamiin arvoihin releen toiminta perustuu. Elenialla sähkönjakeluverkon nykyisistä suojauksista suurin osa sijaitsee sähköasemilla. Sähköasemasuojauksta täydennetään lisäksi hajautetusti verkkokatkaisijoilla.

Seuraavassa kuvassa 3.9 on esitetty tyypillinen sähköaseman lähtö osana sähköaseman pääkaaviokuva. Kuvaan on otettu esitysteknisistä syistä mukaan vain yksittäisen lähdön osuus pääkaaviota. Eri laitteet on myös esitelty lyhyesti.



Kuva 3.9. Sähköaseman pääkaaviokuva yhden 20 kV:n johtolähdön osalta. Kuva mukailen Elenian sisäisiä sähköasemadokumentteja ja Sähkönjakelutekniikka – teosta [4, s. 120–122].

Suojausteknisestä näkökulmasta katsoen, tärkeimmät komponentit johtolähdöllä ovat suojarеле (kuvassa esimerkiksi ABB:n REF 630) ja lähtökennon katkaisija Q0. Samassa kennoterminalissa voi olla useita eri suojausfunktioita, jolloin sillä voidaan

havaita sekä oikosulku- että maasulkuvikoja. Seuraavissa luvuissa käydään nämä suojaukset läpi.

3.4.1 Oikosulkusuojaus sähköasemalla

Oikosulkusuojana voidaan käyttää ylivirtarelettä tai kennoterminaalin ylivirtafunktiota. Releen havahtumisvirta asetetaan avojohtoverkossa yleensä noin kaksinkertaiselle kuormitusvirran arvolle, sillä avojohtojen tapauksessa johtimien ylikuormitus on harvinaista johtimien hyvästä lämmönluovutuksesta johtuen. Asettelyn perusteella varmistetaan vianerotus myös johdon loppupäässä tapahtuvassa kaksivaiheisessa oikosulussa, jossa vikavirta on pienin mahdollinen oikosulkuvikatapauksista.

Kaapeliverkossa havahtumisen on tapahduttava viimeistään kaapelien oikosulkukestoisuuden raja-arvon tullessa vastaan, koska kaapeli jäähtyy huomattavasti ilmajohtoa hitaammin. Myös ilmajohtoverkkojen tapauksissa alkumatka johdoista on usein kaapelia sähköasemalta katsottuna, jolloin oikosulkuvian riittävän nopea poiskytkentä on tärkeää. Nykyaikaisissa ylivirtareleissä on vähintään kaksi porrasta, jotka mahdollistavat eri asetteluajat virta- ja laukaisuaikojen asetteluille [4, s. 176–177]. Releen ensimmäinen asetteluportaan havahtuminen lähettää laukaisusignaalin katkaisijalle, mikäli asetteluvirta ylittyy ja pysyy tämän arvon yllä asetellun toiminta-ajan vaatiman ajan verran. Toinen porttas toimii samalla logiikalla, mutta asetteluarvot voi olla valittu siten, että havahtumisvirta on esimerkiksi 20 kertaa normaalin kuormitusvirran suuruinen. Tällöin suojausalue on tavoitteen mukaan mahdollisimman suuri osa johtolähdöstä verkon normaalissa kytkentätilanteessa [16, s. 3].

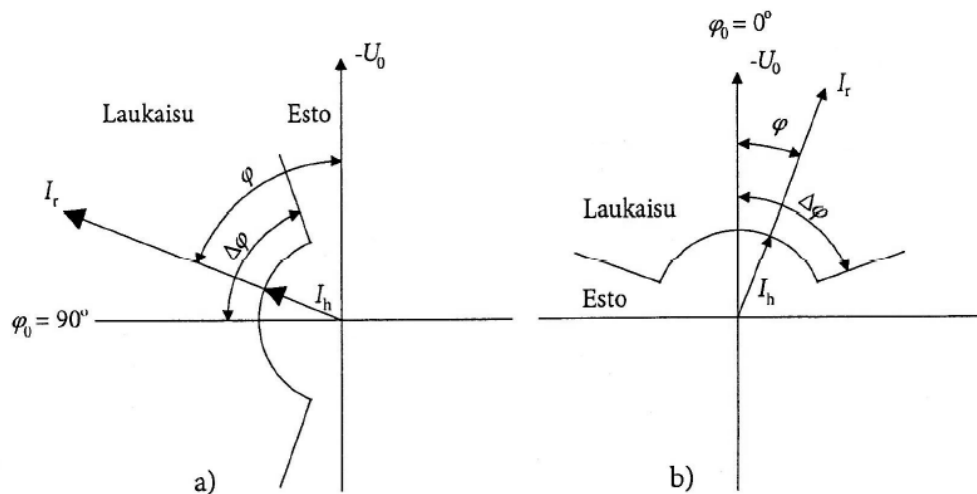
Ilmajohtoverkon tapauksessa suuri osa vioista on luonteeltaan ohimeneviä (esimerkiksi valokaarivikoja), joten yleinen tapa suojauksessa on käyttää pika- ja aikajälleenkytkentöjä (PJK ja AJK). Pikajälleenkytkentä tapahtuu releen asetteluista riippuen esimerkiksi noin 0,3 sekunnin kuluttua katkaisijan laukeamisen jälkeen, jolloin valokaari on mahdollisesti ehtinyt sammua, mikäli vika ei ollut pysyvä. Toimintasekvenssin aikana johtolähtöön kokeillaan sähköä käyttämällä katkaisijaa kiinni. Jos kennoterminaalin rele havaitsee vian olevan edelleen päällä, tapahtuu uusi vian poislaukaisu. Tästä seuraa pidempi jännitteetön aika (Elenialla noin 60 sekuntia), jonka jälkeen rele tekee toisen kokeilukytkennän, josta käytetään termiä AJK. Vasta AJK:n epäonnistumisen jälkeen johtolähtö jää jännitteettömäksi, koska vika on oletettavasti pysyvä ja vika-aluetta täytyy alkaa rajaamaan. Kaapeliverkon tapauksessa jälleenkytkentöjä ei yleensä käytetä [4, s. 176–177].

3.4.2 Maasulkusuojaus sähköasemalla

Vikatapauksina oikosulku ja maasulku eroavat toisistaan siinä määrin, että niiden havaitsemiseen tarvitaan erilaiset releet tai eri suojausfunktiot kennoterminaalissa. Nykyään numeerisissa releissä voi olla useita erilaisia toimintoja integroituna, mutta selkeyden vuoksi esitellään vielä erikseen maasulkusuojauksen toimintaperiaatetta osana sähköasemalla sijaitsevaa johtolähdön suojausta.

Maasta erotetun verkon käyttötilanteessa maasulkuvirta voi olla melko pieni, noin 5–100 A, mikäli kyseessä on pääosin ilmajohtoverkko. Vikavirran arvo saattaa jäädä useissa tapauksissa jopa alle kuormitusvirran arvon. Maasulkuvirran havaitseminen sähköasemalla voidaan toteuttaa esimerkiksi seuraavien indikoitavien arvojen perusteella: perustaaajuksen tähtipisteen muutos, perustaaajuksen vaihejännitteen muutos, perustaaajuinen summavirta (nollavirta), virran ja jännitteen yliaallot sekä suurtaajuiset muutosvirrat. Sähköasemalla sijaitseva johtolähtökohtainen maasulun suuntarele on tyypillinen maasulkusuoja. Maasulkutilanteessa releen toiminta perustuu vaihevirtojen epäsymmetriaan ja tähtipistejännitteen \underline{U}_0 kohoamiseen. Vaihe-epäsymmetria voidaan todentaa nollavirrasta I_0 , joka saadaan vaihejohtimien virtamuuntajien summakytken avulla osoitinsummasta tai kaapelivirtamuuntajasta. Elenialla käytetään pääasiassa kaapelivirtamuuntajia. Huomioitavaa on myös se, että vikaantuneen johtolähdön summavirta (nollavirta) on lähdön alkupäässä pienempi kuin vikapaikan maasulkuvirta I_f , joten virtamittauksen herkkyyden on oltava riittävä, jotta vika voidaan havaita. Summavirta on vikapaikan virtaa pienempi, koska vioittuneen lähdön johtimien maakapasitanssien aiheuttama vikavirran komponentti kulkee summavirtamuuntajan läpi molempiin suuntiin.

Vikavirran suunnan havaitseminen voidaan toteuttaa vertaamalla jänniteosoittimen \underline{U}_0 ja summavirtamuuntajan läpi kulkevan virran I_r välistä kulmaa. Virran tulee maasulkutilanteessa olla noin 90 astetta edellä tähtipistejännitettä $-\underline{U}_0$. Kuvassa 3.9 on esitetty maasulun suuntareleen toimintaehdot virran ja jännitteen väliselle kulmalle sekä maasta erotetun (a), että kompensoidun verkon tapauksissa (b) [4, s. 190–192]. Elenialla käytännön suojausfunktioissa on käytössä myös $\cos \varphi$ - ja $\sin \varphi$ -funktiot, jotka tarkastelevat vain virran resistiivistä tai kapasitiivista osaa. Lisäksi käytetään laajakulmaisia suoja, joissa tarkastelukulma on myös yli 90 astetta.



Kuva 3.9. Suunnatun vaihekulmasuuntareleen virta-jännite kulma diagrammi, a) - kohdassa on esitetty maasta erotetun verkon – ja b) – kohdassa sammutetun verkon tilanne [4, s. 192].

Sammutetun verkon tapauksessa nollavirran ja negatiivisena otetun nollajännitteen välinen kulmaero on enintään $\pm \Delta\varphi$. Vian aikainen kulmaero voi vaihdella merkittävästi resonanssitilanteen läheisyyden vuoksi, joten kulmaeron toleranssi $\Delta\varphi$ on yleensä melko suuri, esimerkiksi 80 astetta. Hyviä ominaisuuksia vaihekulmasuuntareleelle ovat jännite-, virta-, ja kulmakriteerien riippumattomuus toisistaan, sekä suuri herkkyys vian havaitsemisessa [4, s. 193].

Maasulkusuojauksen toimivuuden kannalta erityisesti suuriohmiset viat asettavat haasteita suojauksen havahtumiselle, koska suuri vikaresistanssi pienentää entisestään havaittavaa nollavirtaa ja jännitettä. Mikäli johtolähdön verkon laajuus on suppea, eli verkkopituus tietyllä johtolähdöllä on lyhyt, tämä pienentää esiintyvää nollavirtaa, koska lyhyt johdin tuottaa vain vähän maasulkuvirtaa. Jotta maasulun suuntarele voi toimia, sekä nollavirran-, että jännitteen asetteluarvojen täytyy ylittyä.

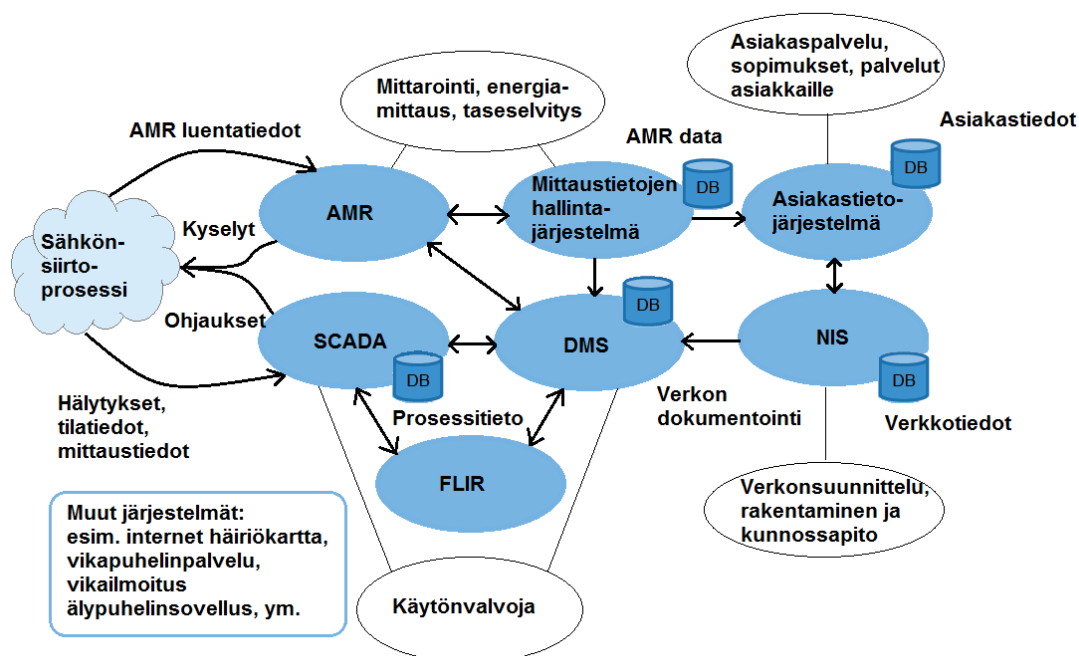
Yleensä laukaisulle on käytössä sekä nopea - että ja hidas laukaisuporras. Tällä tavoin suuria maadoitusjännitteitä aiheuttavat maasulut laukaistaan nopeammin jännitteetömmiksi, kuin pienemmän virran aiheuttamat (usein suuriohmiset) viat. Suuriohminen vika saattaa joissain tapauksissa ehtiä ”palamaan” pieniohmiseksi tai laajentumaan helpommin havaittavaksi oikosuluksi hitaamman laukaisun ansiosta [4, s. 190–194].

Suojausteknisesti haastava vikatapaus on myös katkeileva maasulkuvika. Kuten edellä todettiin, katkeilevassa maasulkutilanteessa vika esiintyy katkeilevasti, jolloin valokaari palaa ja sammuu epäsäännöllisesti. Kennoterminalin rele ei välttämättä kaikissa tapauksissa havaitse vikaa, jolloin sähköaseman pääsuoja saattaa toimia ja aiheuttaa niin sanotun epäselektiivisen laukaisun, jossa koko sähköaseman 20 kV:n kiskosta katkaistaan syöttö. Tämän diplomityön tutkimusten perusteella otetaan kantaa esimerkiksi katkeilevien maasulkuvikojen indikointiin.

4 VERKON KÄYTTÖTOIMINTA ELENIALLA

Sähkönjakelua ja verkon käyttötoimintaa hoidetaan Elenialla keskitetysti sähkönjakeluverkon käyttökeskuksesta. Verkon tilaa seurataan ympäri vuorokauden, eli jatkuvasti vähintään yksi henkilö seuraa sähköverkon tapahtumia, tekee tarvittavia kytkentöjä, rajaa vikoja kaukokäyttöisesti, sekä opastaa ja johtaa sähköverkossa työskenteleviä työryhmiä puhelimen välityksellä.

Verkon tilan valvontaan Elenialla on käytössä kaksi pääjärjestelmää. Nämä ovat verkon käytönvalvontajärjestelmä SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) ja käytön tukijärjestelmä DMS (Distribution Management System). Näiden lisäksi käytössä on muitakin järjestelmiä, kuten asiakastietojärjestelmä, työnohjaus- ja tilausjärjestelmä, ryhmäpuhelujärjestelmä työryhmäyhteydenpitoa varten, verkkotietojärjestelmä NIS (Network Information System), sää- ja karttapalveluita, sekä muita apujärjestelmiä. Kuvassa 4.1 on esitetty Elenian verkon käytönvalvonnan kannalta oleelliset järjestelmät sekä niiden väliset yhteydet ja siirtyvän tiedon kuvaukset. Järjestelmistä uusimpia ovat automaattinen mittarinluentajärjestelmä AMR (Automated Meter Reading), sekä automaattinen vianpaikannus-, vianrajaus-, ja sähkönjakelun palautusjärjestelmä, FLIR (Fault Location, Isolation, Restoration).



Kuva 4.1. Elenian verkon käytön pääjärjestelmät, joita käytetään verkon käytönvalvon-
nassa. Lisäksi on kuvattu lyhyesti mihin muihin toimintoihin verkkoyhtiössä käytetään
samoja järjestelmiä. Kuva mukailten [17, s. 19].

Eri järjestelmien tarkoituksena on luoda kattava kuva verkostosta, helpottaa toiminnan hahmottamista graafisessa muodossa, sekä pitää yllä verkon reaaliaikaista kytkentätilan seurantaa. Tällä kaikella pidetään verkon käyttöturvallisuus korkealla tasolla.

Käytettävät tietojärjestelmät saavat tietoa sähkönsiirto-prosessin tilasta ja mittauksista tietoliikenneyhteyksien välityksellä. Järjestelmät on osittain integroitu myös toisiinsa, jolloin tiedonvaihtoa tapahtuu myös eri järjestelmien välillä. Sähkönsiirto-prosessin tietoliikennettä on kuvattu tarkemmin myöhemmin tässä työssä. Kerättyä tietoa varastoidaan käytännössä jossain muodossa kaikissa järjestelmissä niiden erillisiin tai yhteisiin tietokantoihin. Järjestelmien tärkeimmät tietokannat on esitetty kuvassa 4.1 erikseen ”DB” (Database) symboleilla [17, s.19–20; 18].

4.1 SCADA ja DMS

SCADA ja DMS ovat sähkönjakelun kannalta tärkeimmät käytönvalvonnassa käytettävät tietojärjestelmät. SCADA on mittaus-, ja tilatietojen, sekä ohjaukskäskyjen välittämiseen tarkoitettu prosessitietojärjestelmä. Se näyttää tietoliikenteen avulla verkosta kerätyt hälytys-, mittaus-, ja tilatiedot valvomon näyttöruudulla. Ilman SCADAA verkon käyttö muuttuisi erittäin haastavaksi, koska verkosta ei saataisi reaaliaikaista tietoa, kytkinlaitteiden etäohjaukset eivät olisi käytössä ja verkon kytkentätilannetta ei voitaisi hahmottaa yhtä helposti, vaan se jouduttaisiin hoitamaan esimerkiksi nuppineulataululla, kuten aikana ennen SCADAA. Tämän vuoksi järjestelmä on kahdennettu ja varmistettu UPS-järjestelmällä (Uninterruptible Power Supply), joka takaa sähkönsyötön jatkuvuuden myös mahdollisten lyhyiden sähkökatkosten ajan valvomossa. [4, s. 235–236]. SCADAn tietokannan kahdennuksen ansiosta myös palvelimen rautapuolen mahdollinen komponenttien rikkoutuminen ei aiheuta välitöntä ongelmaa.

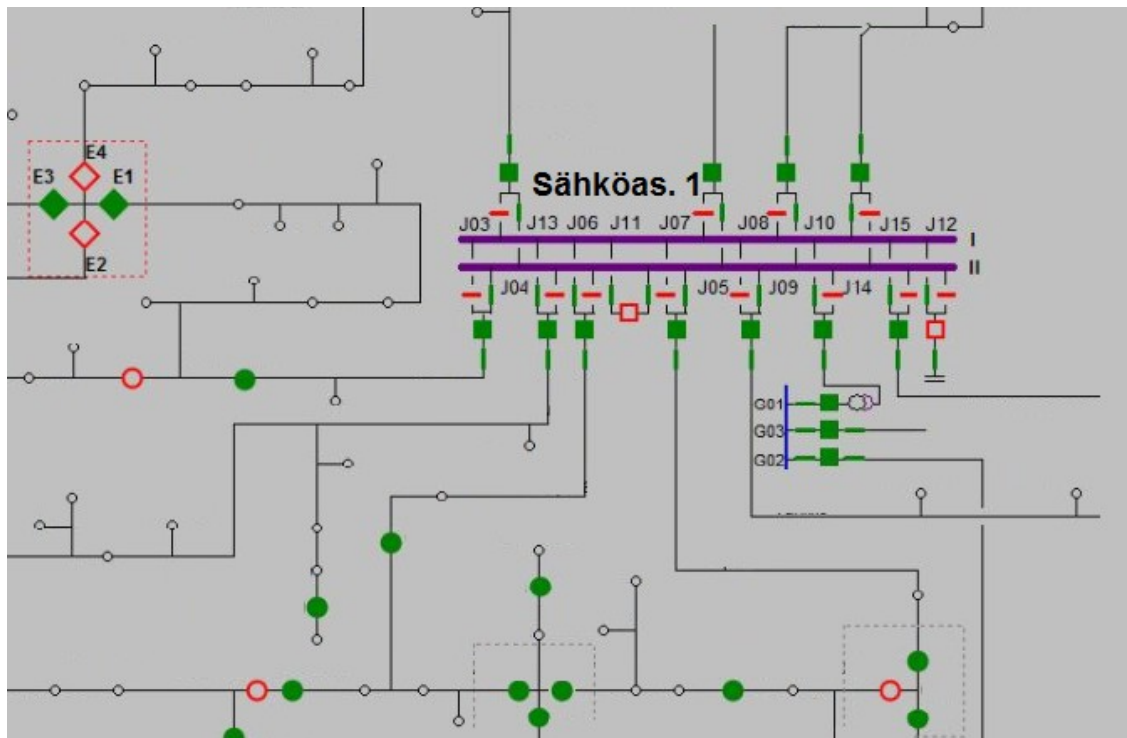
DMS ei ole aivan yhtä kriittinen, mutta sen toiminta tuo merkittävää lisähyötyä, koska se tarjoaa käyttäjälle graafisessa muodossa esitetyn verkkokartan, jossa on mukana myös maastokartta. Järjestelmästä ei tehdä kytkinlaitteiden ohjauksia, joten verkon käyttö on mahdollista myös pelkällä SCADA:lla, mutta DMS tuo silti arvokasta lisätietoa ja on nykyisin käytännössä välttämätön työkalu SCADAn ohella. Keskeytystilanteiden käsittely, hahmotus maantieteellisesti, keskeytysaikojen laskenta, sekä esimerkiksi AMR-mittarikyselyt toimivat kaikki DMS-järjestelmän kautta.

DMS-järjestelmässä verkkotiedot on esitetty siten, miten ne sijaitsevat maastossakin. SCADA:ssa verkkokartat ovat ”kaaviomaisessa” muodossa, eivätkä johtoreitit ja niiden pituudet vastaa maastossa olevaa tilannetta. Sitä vastoin kytkinlaitteiden, sähköasemien ja muuntamoiden paikat, kytkinlaitteiden tilatiedot, sekä mittaustiedot ovat reaaliaikaisia ja todenmukaisia. SCADA-järjestelmässä verkkotiedot on koottu järjestelmän omaan tietokantaan, johon myös mahdolliset muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden mittaukset voitaisiin kerätä.

DMS-järjestelmä sisältää tarkemmin tietoja verkon johdoista, johdinlajeista, komponenteista ja muista laitteiden sähkötekniistä tiedoista ja se kykenee myös suorittamaan erilaisia verkoston laskentatehtäviä (esimerkiksi oikosulkulaskenta, tehonjako, kuormi-

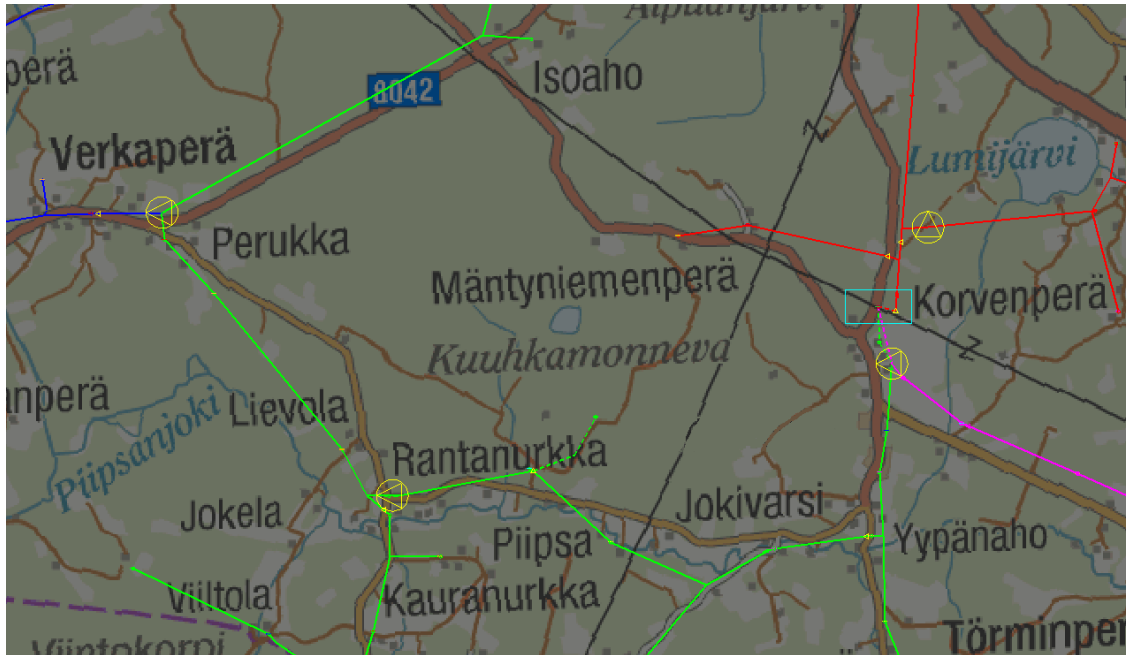
tus, jne.). DMS-järjestelmän avulla laaditaan kytkentäohjelmia suunniteltuihin keskeytyksiin ja jännitetöihin, laaditaan keskeytystiedotteet ja kirjataan keskeytysten ja vikojen syyt, sekä analysoidaan keskeytyksien aika-, teho-, ja asiakasmäärät. DMS järjestelmän avulla käytetään myös AMR-järjestelmää, jolla valvotaan pj-verkkoa.

Seuraavissa kuvissa 4.2 ja 4.3 on esitetty esimerkkeinä SCADA- ja DMS-järjestelmien käyttöliittymien näkymät. Kuvissa on esillä yksi satunnaisesti valittu tilanne, jonka tarkoitus on vain hahmottaa eri järjestelmien tapoja kuvata sähköverkkoa. SCADA-kuvasta 4.2 on tarkoituksella poistettu muuntamoiden, erottimien ja sähköase- man identifiointitiedot eli nimet ja numerot, jotka todellisissa käyttökuviissa on aina esitetty.



Kuva 4.2. SCADA-järjestelmän käyttöliittymän esimerkkikuva, jossa vihreät symbolit kuvaavat kiinni olevia ja punaiset auki olevia kytkinlaitteita (katkaisijat ja erottimet). Pienimmät ympyräsymbolit kuvaavat 20/0,4 kV:n jakelumuuntamoita.

SCADA-järjestelmässä on verkkokaavioiden lisäksi mahdollista tarkastella verkossa tapahtuvia ja tehtäviä kytkinlaiteohjauksia, seurata verkon hälytyslistaa, tarkastella sähköasemien mittaustietoja jne. Lisäksi verkoston muutosten, kuten uuden verkon käyttöönotot ja vanhan purkautumiset on mahdollista dokumentoida lähes reaaliaikaisesti, jolloin muutokset päivittyvät yhtä aikaa kaikkien samanaikaisten käyttäjien nähtäville. Dokumentointi tehdään silti turvallisuussyistä aina näkyville ennen uuden verkon käyttöönottoa, jotta käyttöhenkilökunnalla säilyy jatkuvasti tilannekuva näkyvillä ja asentajien on turvallista työskennellä maastossa.



Kuva 4.3. DMS-järjestelmä; Järjestelmä tarjoaa käyttäjälle verkostokartan, jossa on taustalla maastokartta. Johtoreitit on kuvattu perusnäkyssä niiden suunta-antavilla sijaintitiedoilla. Tarkat johtoreitit ja johtojen pituudet on myös mahdollista ladata kuvaan.

Kuvan 4.3 DMS-järjestelmä sisältää monipuolisesti erilaisia toiminnallisuuksia, joista kuvaan on valittu esimerkiksi kj-verkon johtoreittikartta. Erikseen on mahdollista tarkastella esimerkiksi tapahtumalistausta ja keskeytystilanelistää. Nykyisen laskennallisen vianpaikannuksen oikosulkuvikojen mahdolliset vikapaikat voidaan esittää DMS-järjestelmässä, joten työssä tutkittavan muuntamoautomaation vikaindikoititieto voitaisiin myös esittää DMS-järjestelmässä, mikäli näin haluttaisiin. Laskennallisen vianpaikannuksen vikapaikkakuva on esitetty seuraavassa kuvassa 4.4.



Kuva 4.4. DMS-järjestelmän oikosulkulaskennan mukaiset mahdolliset vikapaikat on esitetty salamasymboleilla vikaantuneella johtolähdöllä yksittäisessä todellisessa vikatilanteessa. Kuvan alareunassa valkeareunainen nelikulmio kuvaa sähköasemaa [25].

Nykyisin laskennallinen vianpaikannus perustuu sähköasemalla mitattuun vian aikaisen oikosulkuvirran arvoon, jonka avulla lasketaan verkon kaikki mahdolliset pisteet, joissa kyseisen suuruinen virta voisi mahdollisesti esiintyä. Kuten kuvan 4.4 tapaus osoittaa, samassa verkossa voi olla eri haaroilla useita mahdollisia vikapaikkoja, joten kaikissa tapauksissa laskennasta ei välttämättä ole kovin paljoa hyötyä. Lisäksi maasulkuvikoja ei Elenian järjestelmissä ole toistaiseksi mahdollista paikantaa laskennallisesti. Nykyisellä DMS-järjestelmätoimittajalla ei myöskään ole olemassa kyseistä toiminnallisuutta. Maasulkuvikalaskentaa on tutkittu paljon, mutta sen toimiva toteutus on osoittautunut haastavaksi [45].

Järjestelmistä sekä SCADA, että DMS käyttävät kumpikin omia erillisiä tietokantojaan. Järjestelmät on kuitenkin integroitu toimimaan siten, että SCADAn tieto (esimerkiksi kytkinlaitteen muuttunut tilatieto) välittyy DMS-järjestelmälle ristiviittaustietona, jolla vastaavan kytkinlaitteen tilatieto päivittyy myös DMS-järjestelmälle. Lisäksi molempia järjestelmiä on mahdollista käyttää samanaikaisesti useampien käyttäjien toimesta, tarvittaessa myös luotettavien etäyhteyksien avulla.

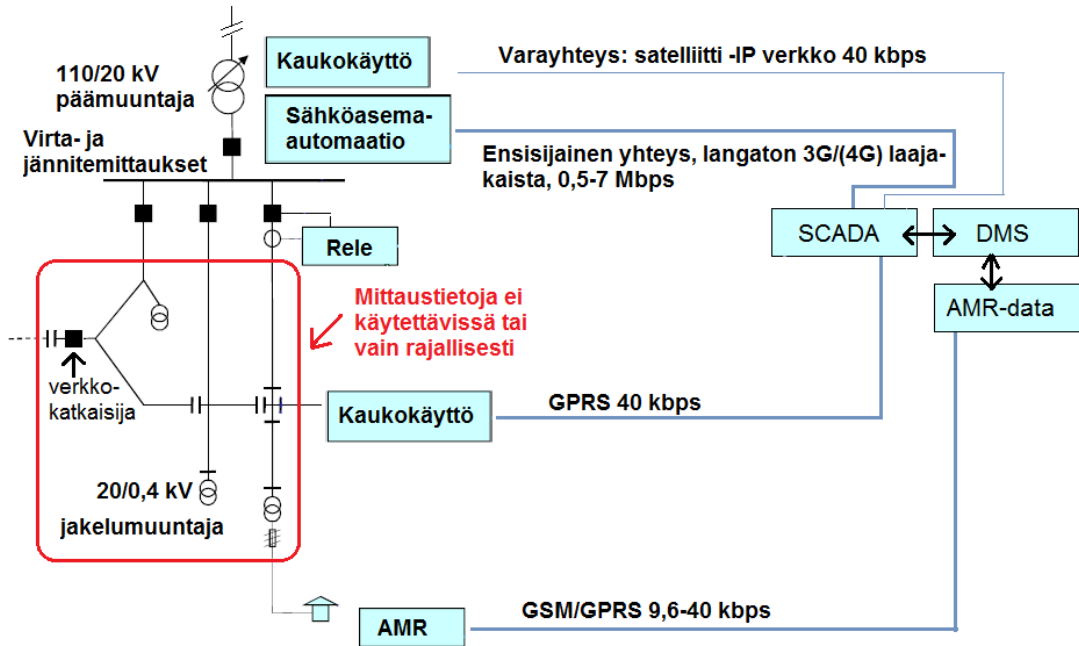
4.2 Nykyinen verkostoautomaatio

Sähkönjakeluverkon automaatiolla on keskeinen rooli verkon käyttötoiminnassa. Verkosta saadaan automaatioprosessin välityksellä jo nykyisin paljon erilaista mittaustietoa, kytkinlaitteiden tilatietoja, sekä hälytys-, ja tapahtumatietoa. Automaatioprosessilla tarkoitetaan mittaus-, tila-, ja hälytystietojen välitystä sähköverkosta ylemmän tason käyttöjärjestelmiin, joka tapahtuu tietoliikenneyhteyksien avulla. Verkostosta kerättävän tiedon nykyisiä mittauspisteitä on pääasiassa 110/20 kV:n sähköasemilla, joillakin kytkinasemilla ja verkkokatkaisijoilla, sekä pienjännitepuolella AMR-mittareilla. Suurin osa keskijänniteverkkoa jää silti nykytilanteessa käytännössä kokonaan ilman mittauksia, koska mittalaitteita ei ole asennettu kj-verkon varrelle. Mittaustiedon puuttuminen tarkoittaa sitä, että vianpaikannus ja kj-verkon eri suureiden (jännitetaso, virta, teho, loisteho, jne.) mittaukset ovat lähes pelkästään sähköasemien ja verkkokatkaisijoiden releiden, sekä virta- ja jännitemuuntajien varassa. Kj-verkosta olisi hyödyllistä saada kerätyksi tietoa, koska saatavalla tiedolla voitaisiin seurata tarkemmin esimerkiksi sähkön laatua ja saada tehostettua erityisesti maasulkuvikojen paikannusta. Maasulkuvikojen paikannuksen apuna voitaisiin käyttää vikaindikaattoreita tai laajempia muuntamoautomaatiolaitteistoja, joiden toiminnallisuutta esitellään seuraavassa luvussa 5.

Verkon nykyinen tietoliikenne on Elenialla toteutettu sähköasemilla kahdella erillisellä yhteydellä, jotta toisen yhteyden puuttuminen, esimerkiksi huono kuuluvuus 3G/GPRS matkapuhelinverkossa ei vaaranna tai katkaise tietoliikenneyhteyttä sähköasemalle. GPRS-tietoliikenneyhteys on ostettu palveluntarjoajaryitykseltä, joka vastaa tietoliikenteen toiminnasta. Nykyisen, Elenialla FieldCom - nimellä tunnettavan tietoliikenneverkon toiminnasta ja laitteista vastaa Emtele Oy [17, s. 31–32]. Järjestelmän tarkempi laitetasoinen kuvaus on esitelty myöhemmin tässä työssä, luvussa 7.2.

Sähköasemien on katsottu olevan niin kriittisiä, että niiden toisena varayhteytenä käytetään satelliittiverkkoa, joka vaihtuu käyttöön automaattisesti, mikäli ensisijainen yhteys lakkaa toimimasta syystä tai toisesta. Kaukokäyttöisten erottimien ja verkkokatkaisijoiden yhteytenä toimii varmentamaton GPRS-yhteys. Varmentaminen on saatuun hyötyyn nähden kaukokäyttöisten erotinasemien kohdalla liian kallista.

Loppuasiakkaiden sähkön laadusta ja mahdollisista häiriöistä saadaan nykyisin tietoa etäluettavien AMR-mittareiden avulla. AMR-mittarit välittävät mittaus- ja luentatiedot omaan tietokantaansa GPRS-yhteyden avulla ja tietokannasta mittausdata välittyy edelleen DMS/(NIS) – järjestelmiin. Kuvassa 4.5 on esitelty Elenian nykyinen verkostoautomaatio ja siihen liittyvän FieldCom - tietoliikenteen toteutus. Kuvaan on merkitty myös tietoliikenteen siirtonopeudet sekunnissa (bit per second) [17, s. 31–32].



Kuva 4.5. Elenian nykyinen verkstoautomaatiojärjestelmä ja siihen liittyvä kentän tietoliikenne. Kuva mukailen [4, s. 233; 17; 18].

Kuvaan 4.4 on merkitty myös se osuus kj-verkkoa, josta mittaustietoa ei ole joko ollenkaan saatavissa tai tietoa saadaan vain hyvin rajallinen määrä. Tähän sähköaseman ja loppuasiakkaan väliseen kj-verkkoon sijoitettava muuntamoautomaatio tarjoaisi paljon lisää mahdollisuuksia sekä vianpaikannuksen, että sähkön laadun seurannan tueksi.

Tarkasteltaessa kj-verkkoa laajassa mittakaavassa herää mahdollisen muuntamoautomaation kohdalla kysymys, mitä tietoa verkosta voidaan ja toisaalta halutaan mitata? Nykytilanteessa kaukokäytettäviltä erottimilta saadaan jo kerättyä joitakin mittauksia ja hälytystietoja. Nämä kattavat kuitenkin vain tietoliikenteeseen ja kaukokäyttölaitteen pj-puoleen, sekä akustoon liittyviä mittaustietoja ja hälytyksiä. Esimerkkeinä voidaan mainita kaukokäyttölaitteen omakäyttösihtien 230 voltin ilmaisu, akuston latausvirta, pj-johdonsuojakatkaisijoiden toiminnan ilmaisu (esimerkkinä moottorisuoja) tai tietoliikennenyhteyden puuttuminen. Kj-verkosta ei saada nykyisillä erotinasemien kaukokäyttölaitteilla mittaustietoja tai hälytyksiä, koska mittaussensoreita ei ole asennettu. Taulukkoon 4.1 on kerätty esille nousseita asioita, joita nykyisin ei vielä mitata jakelumuuntamotasolla [19].

Taulukko 4.1. Muuntamoautomaatiolaitteiden ja niihin liittyvien indikaattoreiden toiminnallisuusmäärittelyä keskustelutilaisuuden pohjalta [19].

Toiminnallisuus	Tarkempi kuvaus
Vianpaikannus, 20 kV	oikosulku, maasulku, suuntatieto, etäisyystieto
Vaihekatkoilmaisoin, 20 / 0,4 kV	jännite-epäsymmetrian ja / tai vaihekatkon tunnistaminen
Pj-sulakepalon tunnistus	esimerkiksi sulakepalon ilmaisin pj-puolella
Häiriötallennerekisteri	oltava etäluettavissa
Etäasettelu / -konfigurointi	laitteen etähallinta oltava mahdollinen, "massapäivitys"
Lämpötilamittaukset	muuntajakoneen lämpötila, muuntamokopin lämpötila
Palontunnistus	esimerkiksi savunilmaisoin
Kulunvalvonta	ovisensori, murtohälytin
Graffitimaalauksen tunnistaminen	liiketunnistin, "spraysensori", web-kamera, riistakamera
Sähkön laatutiedot 20 / 0,4 kV	jännitetaso, virta, yliaallot, jännitekuopat, jne.
Ilmastointilukkujen / puhaltimen ohj.	lämpötilaperusteinen ohjaustapa
Akuston kuntoseuranta	akkujen vaihtotarpeen indikointi tarveperusteisesti
Vikapaikan automaattinen erottaminen	"ajatuksen tasolla" (ei vielä määriteltä tarkemmin)

Keskustelun aikana esille nousseista asioista kaikki mittaukset eivät suoraan liity kj-verkkoon tai ole edes sähkötekniisiä suureita, mutta yhdistävänä tekijänä on kuitenkin jokin jakelumuuntamoon, sen käyttöön tai yleiseen sähköturvallisuuteen liittyvä toiminnallisuuden mittaaminen. Tutkimuksen kautta voidaan tunnistaa myös kokonaan uusia ominaisuuksia, mittauksia ja toimintoja.

Vianpaikannuksen osalta muuntamoautomaatio ja siihen liittyvät vikaindikaattorit voisivat tuoda hyödyllistä tietoa, sillä sensorit kj-verkossa auttaisivat tarkemman vikapaikan määrittämisessä sähköasemasuojauksen tukena. Mikäli vian tyyppi, suunta ja etäisyystieto olisivat käytettävissä, tiedolla voisi nopeuttaa viankorjausta ja lyhentää sähkökatkoista asiakkaille aiheutuvaa haittaa.

4.2.1 Vianpaikannus nykyisin

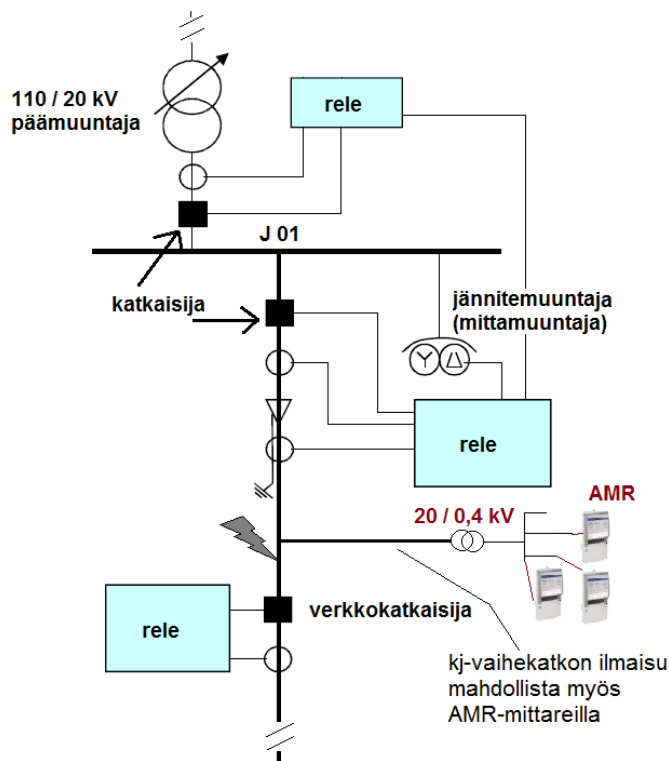
Sähkönjakeluverkon vikaantuessa tehokas vianpaikannus on tärkeää, koska tämä vaikuttaa asiakkaiden kokemien sähkökatkojen kestoon, asiakasmääriin ja näiden seurauksena suoraan asiakastyytyvyyteen, mahdollisiin vakiokorvauksiin ja vapaaehtoihin hyviytyksiin pitkissä keskeytyksissä, sekä verkkoyhtiön sallittuun tuottoon osana kohtuullisen tuoton laskentamallia. Lisäksi vianrajoituksen yhteydessä tehtävät kokeilukytkennot ennen vikapaikan löytymistä rasittavat omalta osaltaan verkkokomponenttien kestoa. Näiden seikkojen vuoksi laskennallinen tai muulla tavalla toteutettu vianpaikannus voi pidentää lyhentää asiakkaiden sähköttöntä aikaa ja pienentää asiakasmääriä vikatapauksissa, myös vähentää tarpeettomien kokeilukytkennotien määrää.

Vianpaikannus ja johtojen suojaus ovat sähkönjakeluverkon taloudellisen ja turvallisen käytön edellytyksiä. Nykyisillä suojausratkaisuilla vikaantunut sähköaseman lähtö erotetaan katkaisijalla aseman kiskosta asemalla olevan johtolähtökohtaisen releen havaittua vian. Pitkillä johtolähdöillä johtojen varrella oleva verkkokatkaisija toimii jois-

sain tapauksissa vian erottamiseen, mikäli vika jää verkkokatkaisijan suojausalueelle. Tällainen tilanne voi olla esimerkiksi silloin, jos verkkokatkaisija sijaitsee ilmajohdon puolella välissä ja vikapaikka on johdon lopussa. Johdon alkupään asiakkaille ei tällöin aiheudu sähkökatkoa. DMS-järjestelmä pystyy laskennallisesti määrittämään vikapaikan oikosulkutapauksissa. Vikapaikan etäisyyttä voidaan määrittää suojareleiden mittaustietoja, verkkomallia ja verkostolaskentaa hyödyntämällä. DMS vertaa verkon jokaiselle solmuvälille laskettua oikosulkuvirtaa releen mittaamaan arvoon. Kuten edellä ja todellisessa vikatilanteessa kuvassa 4.4 jo todettiin, mahdollisia vikapaikkoja voi olla useita, koska laskennallinen oikosulkuvirta voi esiintyä useissa verkon pisteissä verkoston haarojen lukumäärästä riippuen [4, s. 241].

Maasulkuvikojen tapauksissa laskennallista vikapaikkaa ei Elenian nykyisillä järjestelmillä vielä kyetä selvittämään täysin luotettavalla tavalla. Laskentaan on kehitteillä menetelmiä, mutta toistaiseksi maasulun indikointi on hoidettava releiden havahtumisiin pohjautuen ja perinteisesti vikaa rajaamalla, joka voi vaatia useita kokeilukytkentöjä [4, s. 242]. Maasulkuvika voidaan havaita johtolähdön kennoterminaalin maasulun suojausfunktion mukaisesti, kuten luvussa 3.4.2 todettiin. DMS-järjestelmässä ei kuitenkaan näy laskennallisia vikapaikkoja oikosulkuvian tapaan, koska vian etäisyyden laskentaa ei toistaiseksi ole käytettävissä.

Nykyisin käytettävä vianpaikannus- ja suojausjärjestelmä on esitetty seuraavassa kuvassa 4.5. Sähköaseman ja verkkokatkaisijoiden releiden tiedot välittyvät edellisessä luvussa esitellyn tietoliikenteen välityksellä valvomoon hälytys- ja tapahtumatietoina.



Kuva 4.6. Perinteinen johtolähdön suojausratkaisu, jota käytetään Elenialla tällä hetkellä. AMR:n avulla voidaan saada tietoa pj-verkon vioista ja joissain tapauksissa myös suuntaa antavaa tietoa kj-verkon vikatapauksista. Kuva mukaillen [18].

Elenialla ei tällä hetkellä ole käytössä vianilmaisimia eli vikaindikaattoreita kj-verkossa. Mittaus- ja vikaindikoinnin tietoja saadaan näin ollen ainoastaan kj-verkon sähköasemilta, sekä joistain osista kj-verkkoa. Toisaalta pj-verkosta saadaan AMR-luennan avulla tietoja kattavasti lähes kaikilta käyttöpaikoilta. Mikäli esimerkiksi jonkin yksittäisen muuntopiirin kaikki AMR-mittarit näyttävät sähköjen puuttuvan, voi tästä tiedosta olla apua vikapaikan selvityksessä. Ilmajohtoverkon tapauksessa näkyvät viat, kuten johdolle kaatuneet puut on vielä helppo havaita paikanpäällä, mutta jatkuvasti lisääntyvä kaapeliverkon osuus asettaa uusia haasteita vikapaikan etsinnälle, jossa vikaindikaattoriteknologiasta voisi olla selvää hyötyä erityisesti maasulkuvikojen indikoinnissa. Kaapeliverkon osalta vikapaikan korjaus voi olla hidasta, koska kaapeli täytyy ensin kaivaa esiin ennen korjausta. Tämä koskee kaapeli- ja jatkosvikoja. Mikäli vikapaikkaa ei tiedetä tarkasti, korjaustyö hidastuu entisestään. Mahdolliset kaapelipäätteivät ovat kuitenkin maan pinnalla ja vikapaikalle saavuttaessa melko nopeasti todettavissa ja korjattavissa.

Vikojen paikannusta ja vika-alueen kaukokäyttöistä rajaamista hoidetaan nykyisin sekä käytönvalvojan, että verkostoautomaation avulla. Elenialla on ollut käytössä automaattinen vianpaikannus-, rajaus-, ja sähkönpalautusjärjestelmä, FLIR vuodesta 2011 lähtien. FLIR toimii SCADA-DMS rajapinnassa siten, että se luo verkkomallin vikaantuneesta lähdöstä, saa mahdollisen vikapaikkatiedon DMS-laskennalla ja suorittaa osittain kokeilukytkentöihin perustuvan kytkentäsekvenssin verkon kaukokäyttöisillä kytkinlaitteilla. Kun vikapaikka on rajattu joidenkin kaukokäyttöisten erottimien väliin, voidaan sähköt palauttaa terveille verkon osille. Tämän jälkeen paikalle tarvitaan asentajatyöryhmä rajaamaan vikaa lisää, jos johto-osalla on lisäksi käsikäyttöisiä erottimia sekä toteamaan vaurio ja korjaamaan vikaa.

4.2.2 Kj-verkon mittaus- ja tilatiedot

Edellisessä luvussa todettiin, että kj-verkosta saadaan nykyisin tietoa ainoastaan rajallisesta määrästä verkon kaikista solmupisteistä. Mittaustiedoista esimerkiksi jännitetasoja, sekä virta- ja tehotietoja voidaan saada ainoastaan sähköasemilta, sekä joiltain kytkinasemilta. Vikojen paikannuksen kannalta ainoastaan ne verkon pisteen joista saadaan mittaustietoja, auttavat selvitystyötä. Seuraavassa taulukossa 4.2 on esitelty tyypillisiä kj-verkon mittaustietoja, joita on välitetty kentän tietoliikenteen kautta SCADA-järjestelmään.

Taulukko 4.2. SCADA-järjestelmän nykyisiä tila- ja hälytystietoja, mukailten [17, 18].

Tyyppi	Esimerkkejä
Hälytys	Katkaisijan aukeaminen, releen havahtuminen, tasasähköhäiriö, yli-/alijännite ja virta
Ohjaus (-tieto)	Kytkinlaitteen tilatieto, kauko-/paikalliskäyttö, käämikytkimen-ohjaus, jälleenkytkentöjen muutokset (päällä, pois)
Tilatieto	Kytkinlaitteiden muuttuneet tilatiedot, käämikytkimen automaattinen säätö (ilmoitus toiminnasta), sähköaseman ovi (auki, kiinni)
Mittaustieto	Virta, jännite, teho, loisteho, kytkinlaitteen toimintakertalaskuri
Häiriötallenne	Valitut ominaisuudet häiriön (vikatapauksen) mukaan
Sähkön laatu	Keskeytykset, jännitteen alenema, teho-loisteho

Osa taulukossa esitetyistä tiedoista välittyy suoraan SCADA:ssa joko tapahtuma- tai hälytyslistalle. Kaikki tiedot eivät kuitenkaan suoraan välity näkyviin, vaan osa on tarvittaessa haettavissa joko käytönvalvojan tai muun henkilön toimesta. Esimerkiksi jännitteen, tehon tai virran trendikuvaajat ovat manuaalisesti haettavissa olevaa tietoa. Nykyisin kaikki häiriötallenteet on myös haettava manuaalisesti aina kun niitä halutaan tarkastella [17, s. 38]. Häiriötallenteiden luenta tehdään etäyhteyden kautta sähköasemien tai verkkokatkaisijoiden releiltä. Luenta vaatii nykyisellä toteutuksella paitsi aikaa, myös osaamista, eikä se näin ollen sovellu käytettäväksi vian alkamishetkellä, jolloin tallenteesta voisi olla tulkittavissa kiinnostavia vikaan liittyviä mittauservoja ja kuvaajia. Häiriötallennetta voidaan toisaalta tarkastella jälkeenpäinkin, jolloin sen avulla voidaan ottaa kantaa esimerkiksi releiden asetteluarvoihin ja johtojen suojauskysymyksiin [20].

Muuntamoautomaation yhteydessä oleva vikaindikaattori voisi sisältää suunnatun vikaindikoinnin toiminnallisuuden. Sama laite voisi sisältää myös sähkön laadulliseen mittaukseen soveltuvia toiminnallisuuksia, (jännite, virta, teho, yliaallot, nollajännite ym.) ja näistä arvoista olisi todennäköisesti jotain käytännön hyötyä verkon käytön, suunnittelun tai saneerauksen tueksi [20]. Useissa tapauksissa sama laite kykenee vikaindikoinnin lisäksi myös normaalin käyttötilanteen mittauksiin.

4.2.3 AMR:n hyöty verkon käyttötoiminnassa

Etäluettavia (AMR, Automated meter reading) sähkömittareita alettiin asentaa Elenian verkon pienkäyttöpaikolle vuonna 2003. Elenia oli Suomessa ensimmäisiä verkkoyhtiöitä, jotka aloittivat AMR-mittareiden käytön laajassa mittakaavassa. Vuoden 2013 loppuun mennessä AMR-mittareiden kattavuus pienasiakkaiden sähkönkäyttöpaikoista on jo yli 99 prosenttia. Käytännössä lähes kaikki sähkönkäyttöpaikat on etäluennan piirissä [21].

Suurin osa Elenian nykyisistä AMR-mittareista on *Iskraemecon* valmistamia *MX372* mittareita. Näitä on sekä yksi-, että kolmivaiheisia versiona mittauspaikasta riippuen. Yleensä yksivaiheisia mittareita käytetään vain kerrostaloissa ja vanhoissa kiinteistö-asennuksissa. Lisäksi vuoden 2013 alusta on alettu asentaa myös *Aidon 6000* – sarjan AMR mittareita, joita verkossa on tällä hetkellä asennettuna vajaa 1000 kappaletta (tilanne marraskuussa 2013). Yksittäisen mittarin suunniteltu käyttöikä on noin 15 vuotta. Vanhimmat mittarit ovat olleet käytössä pisimmillään noin 10 vuotta [21].

AMR-mittari soveltuu paitsi energian kulutustietojen etäluentaan, myös vikaselvityksen apuvälineeksi. Mittariluennalla voidaan nykyisin saada tietoa esimerkiksi puuttuvasta vaiheesta, nollaviasta, jännite-epäsymmetriasta tai sähköjen puuttumisesta kokonaan. Lisäksi nykyisillä mittareilla voidaan tarkkailla jossain määrin myös sähkön laatua. *Iskraemecon* mittari mittaa kymmenen minuutin jännitteen tehollisarvoja, joiden perusteella saadaan tietoa siitä onko jännite määritettyjen raja-arvojen puitteissa. *Aidon*:in mittarilla saadaan vieläkin tarkempaa tietoa, sillä mittari kykenee mittamaan myös hetkellistä jännitetasoa volttien tarkkuudella.

Nykyisissä AMR-mittareissa muistin rajallisuus on tällä hetkellä osittain rajoittava tekijä, sillä mittarin luentatiedot ja vikatapaustiedot luetaan kaikki samaan muistiin. Mittareiden käyttöä verkon nykyisessä vianhallinnassa rajoittaa myös se, että niiden hälyttäviä ominaisuuksia ei voida käyttää tällä hetkellä. Hälytykset eivät ole riittävän luotettavia, vaan hälyttävät välillä myös turhaan, joten ominaisuus on tällä hetkellä kokonaan pois käytöstä. Tähän asiaan on kuitenkin tulossa parannusta mittareiden ohjelmistopäivityksen myötä vuoden 2014 aikana [21].

Etäluettaviin sähkömittareihin ei ole näillä näkymin luvassa uusia tai merkittäviä lisätoiminnallisuuksia. Muistia on luvassa todennäköisesti lisää ja hälytyksiä voidaan mahdollisesti käyttää tulevaisuudessa vikaselvityksen apuna siten, että pj-viat tulevat nopeammin tietoon. Mikäli mittareihin haluttaisiin jotain uusia toimintoja esimerkiksi niin, että niiden käyttöä voitaisiin laajentaa osaksi muuntamoautomaatiota, vaatisi se uusia määrittäviä laitevalmistajien suuntaan. Kj-verkosta tehtäviä vikaindikoinnin mitauksia ei nykyisin ole mahdollista yhdistää AMR-mittarin luentaan, koska sensoreille ei ole I/O – signaalien sisäänmenoväyliä (input/output) ja mittareiden ohjelmistot eivät tue millään tavalla mahdollisten kj-mittausten sensoreiden signaalitiedon prosessointia.

AMR-mittarissa on nykyisin olemassa yksi M-Bus liitäntä, jota voidaan käyttää optiona muun toiminnallisuuden kanssa. M-Bus liitäntää voidaan käyttää, esimerkiksi on/off -tyyppisten ohjausten toteutuksissa. Tällaisia toteutusesimerkkejä on esimerkiksi katuvalo-ohjaus AMR-mittarilla toteutettuna, jolloin M-Bus liitäntään on yhdistetty valaistuksen tunnistava mitta-anturi [21]. Toinen toteutusesimerkki on käyttää M-Bus liitäntää lämpötila-anturin kanssa 20/0,4 kV jakelumuntajan kannella. Mittaamalla muuntajakoneen kuoren lämpötilaa, vuonna 2008 tehdyssä Elenian pilotti-tutkimuksessa pyrittiin estimoimaan laskennallisia menetelmiä hyödyntäen käämin kuumimman pisteen, eli niin sanotun hot spotin -lämpötilaa [21, 22]. M-Bus AMR:n yhteydessä on kuitenkin nykyisten energiamittareiden kanssa melko rajallinen liitäntä, koska liitäntäpaikkoja on mittarissa vain yksi ja mitta-antureita M-Bus liitäntään on olemassa vain muu-

tama erilainen, kattaen lähinnä lämpötilan, ilmankosteuden ja valaistustason havaitsemiseen soveltuvia antureita. Kj-verkon vikaindikaattoreita ei ole saatavissa suoraan M-Bus yhteensopivina. Tällaiset toteutukset vaatisivat mittarivalmistajilta täysin uusia määrittelyjä mittareille, eikä tällaisia ole lähitulevaisuudessa näköpiirissä. Syynä tähän on se, että AMR-mittarit ovat tällä hetkellä saavuttaneet teknisen kehityskaarensa eräänlaisen päätepisteen ja valmistajat keskittyvät pääosin vain myymään valmiita tuotteita nykyisillä toiminnallisuuksilla. Kehitystyö keskittyy tällä hetkellä pääasiassa nykyisten ominaisuuksien paranteluun. Mikäli AMR-mittariin haluttaisiin kj-vikaindikoinnin mahdollistavia ominaisuuksia, täytyisi tästä keskustella mittarinvalmistajien kanssa [21]. Tästä syystä AMR-tekniikan sijaan, muuntamoautomaation ja vikaindikoinnin laitteiksi olisi suositeltavaa tarkastella siihen tarkoitukseen alun perinkin suunniteltuja laitteita, joita on markkinoilla useilta eri valmistajilta.

4.3 Vikojen aiheuttamat kustannukset

Aina kun sähköjakeluverkossa tapahtuu vika joka aiheuttaa sähköjakelun keskeytyksen asiakkaille, aiheutuu tästä verkkoyhtiölle ja toisinaan myös asiakkaille kustannuksia. Asiakkaiden kokemat kustannukset voivat näkyä erityisesti teollisuuden ja yritysten tuotannon menetyksinä tai toiminnan keskeytymisenä. Verkkoyhtiölle aiheutuneiden kustannusten suuruus riippuu asiakasmäärästä, siirretyn tehon suuruudesta ja sähköjakelun keskeytyksen kestoista. Voidaan todeta, että mitä pidempi keskeytys ja mitä suurempi keskeytysalue ja asiakasmäärä, sitä suuremmaksi kustannukset muodostuvat. Tästä syystä vian aiheutuessa olisi hyödyllistä saada se erotettua terveestä verkosta mahdollisimman nopeasti ja palauttaa jakelu vian rajaamien erottimien takaisille, terveille verkon osille. Tämän jälkeen vian korjaukseen kuluu jokin aika, jonka keston ei tässä työssä oteta kantaa. Kiinnostavaa on sitä vastoin, miten vikapaikan löytyminen ja sen nopeutuminen voisi vaikuttaa keskeytyksestä aiheutuvaan haittaan (KAH) ja sen minimointiin.

Verkkoyhtiölle kustannuksia aiheutuu toimittamatta jääneestä energiasta, josta ei saada siirtomaksuja, vian rajaukseen ja korjaukseen käytettävän henkilöstön työajasta ja korjausmateriaaleista, sekä pitkissä keskeytyksissä myös vakio- ja vapaaehtoisten korvausten maksamisesta asiakkaille. Kustannusten laskentaan on kehitetty useita luotettavuuslaskennan termejä ja tunnuslukuja, joita käytetään yleisesti Suomessa sekä kansainvälisesti. IEEE 1366–2012 –standardi määrittää toimitusvarmuudelle useita tunnuslukuja, joista tässä työssä käsitellään KAH, eli keskeytyksestä aiheutuva haitta [22; 23].

Tunnuslukuja käytetään osaltaan laskettaessa verkkoyhtiön suurinta sallittua tuottoa. Keskeytysten lukumäärien ja kestojen pituuksilla on toisin sanoen suora vaikutus yhtiön talouteen. Lisäksi uusi sähkömarkkinalaki velvoittaa jakeluverkkoyhtiötä kehittämään toimintaansa siten, että keskeytysmäärät ja niiden kestot vähenevät tulevaisuudessa.

Sähköjakelun keskeytyksettömyyden arvostus on erilaista eri asiakasryhmien keskuudessa, kuten aiemmin jo todettiin. Tästä syystä täytyy erikseen määrittää eri asiakasryhmille koituvan haitan euromääräinen suuruus sähköjakelun keskeytysten, sekä jäl-

leenkytkentöjen osalta. Vuosina 2004–2005 tehdyn tutkimuksen perusteella *Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta* (Teknisen korkeakoulun ja Tampereen teknisen yliopiston yhteinen tutkimusprojekti), verkkoliiketoiminnan valvonnassa sovelletaan taulukon 4.3 mukaisia KAH-parametreja eri asiakasryhmille [11; 22; 24].

Taulukko 4.3. KAH-arvot vuoden 2006 rahanarvon mukaan [11].

	Vikakeskeytyks		Suunniteltu keskeytyks		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
Kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
Maatalous	0,45	9,38	0,23	4,80	0,20	0,62
Teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
Julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
Palvelu	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44

Eri asiakasryhmien mukaan on myös määritelty valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotetut KAH-arvot. Seuraavassa taulukossa 4.4 on esitetty verkkoliiketoiminnan KAH-laskennan parametreina sovellettavat arvot, joiden mukaan verkkoliiketoiminnan kohtuullinen tuotto osittain määräytyy [11].

Taulukko 4.4. Valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotetut KAH-arvot, joiden perusteella lasketaan osittain verkkoyhtiön kohtuullista tuottoa (Taulukon arvot on esitetty vuoden 2005 rahanarvon mukaisesti) [11].

Odottamaton		Suunniteltu		PJK	AJK
€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
1,10	11,00	0,50	6,80	0,55	1,10

Määritettäessä jonkin tietyn suunnitellun työn tai vikatapauksen keskeytyksen aiheuttama kustannusta verkkoyhtiön näkökulmasta, voidaan kustannukset laskea kahdella eri tavalla. Kustannuslaskennan kaksi mahdollista laskentayhtälöä on esitetty seuraavaksi [11].

$$KAH = \frac{Kustannus}{Asiakasmäärä * Keskitiho * Keskeytysaika} \quad (4.4)$$

Tai

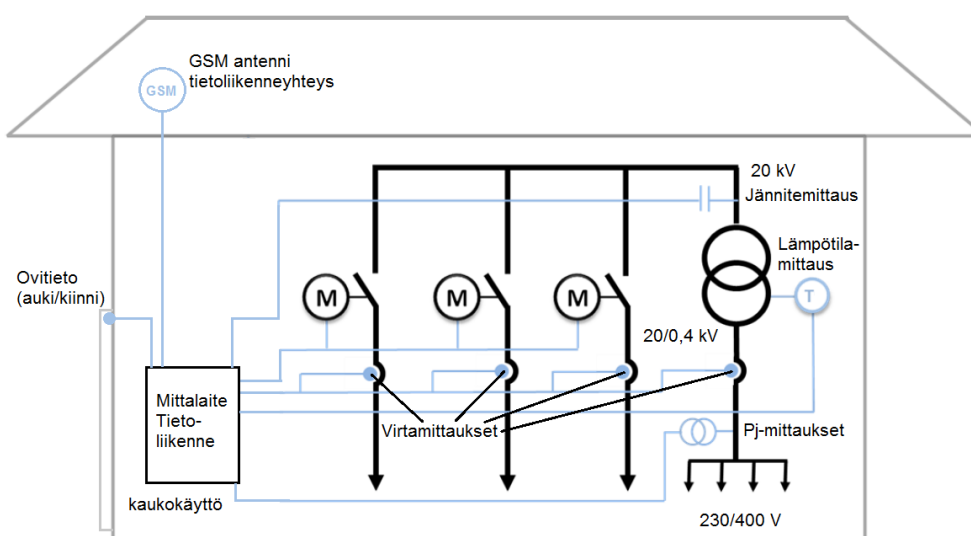
$$KAH = \frac{Kustannus}{Asiakasryhmän keskitiho * keskeytysaika} \quad (4.5)$$

Taulukon 4.4 perusteella voidaan karkeasti sanoa suunnitellun työkeskeytysten kustannusten olevan noin puolet pienemmät kuin vikakeskeytyksen tapauksessa. Vikakeskeytyksen arvostuksen suuremmat KAH-kustannukset ohjaavat verkkoyhtiöiden toimintaa pitämään vikakeskeytysajat mahdollisimman lyhyinä. KAH-tarkastelua voidaankin pitää mielenkiintoisena myös muuntamoautomaation ja vianpaikannuksen näkökulmasta, koska jossain kohdassa vikaindikoinnin laitehankintojen tarjoama tarkempi vianpaikannustarkkuus voi muodostua halvemmaksi kuin keskeytyksen KAH-kustannus. Lisäksi laskennassa voidaan ottaa huomioon yhtiöiden vapaaehtoiset ja vakiokorvaukset, jolloin laitehankintojen takaisinmaksuajat lyhenevät edelleen, mikäli vikapaikka löytyy niiden avulla nopeammin ja tarkemmin. KAH-perusteisia kustannuslaskelmia on esitelty tämän työn loppupuolella luvussa 10, joiden perusteella tullaan esittämään muuntamoautomaation ja vikaindikaattorilaitteiden strategian esitys Elenialle.

5 MITTAUSTEN JA VIANPAIKANNUKSEN TO- TEUTUS MUUNTAMOAUTOMAATIOILLA

Elenian sähköjakeluverkossa 20/0,4 kV jakelumuuntamoita on yhteensä noin 22 350 kappaletta, joista vajaa 20 % oli syyskuussa 2013 puistomuuntamoita. Puistomuuntamoista osalla on aina erottimia joko yhteen tai useaan suuntaan ja osalla muuntamoista erottimet ovat lisäksi kaukokäytettäviä. Kaikista puistomuuntamoista kaukokäyttöisillä erottimilla ohjattavia oli tarkasteluhetkellä yhteensä noin 470 kappaletta [25]. Mikäli vianpaikannusta ja siihen liittyviä laitteita alettaisiin asentaa kaikille nykyisille kaukokäytettäville puistomuuntamoille, määrä jäisi kokonaisuudessaan vielä alle 500 laitteistoon. Laitteiden lukumäärällä voi olla merkittävä vaikutus niiden tilaus- ja asennushinnoihin, joka täytyisi ottaa huomioon, mikäli hankintoja alettaisiin tehdä.

Puistomuuntamoiden automaatioasteen lisääminen toisi kj-verkosta mittaustietoa nykyistä enemmän ja erityisesti vikaindikointi voisi tarkentua lähempänä vikapaikkaa sijaitsevia sensoreita käytettäessä. Muuntamoautomaatiolla ei kuitenkaan olisi tarkoitus korvata nykyistä keskitettyä sähköasemasuojausta, vaan täydentää ja tukea sen toiminnallisuutta. Muuntamoautomaation avulla voitaisiin vikaindikoinnin lisäksi mitata esimerkiksi aiemmin taulukossa 4.1 esitettyjä suureita, joista osa liittyy sähkön laatuun ja osa muihin asioihin, kuten muuntajakoneen lämpötilan tai muuntamon oven auki/kiinni – tilatiedon ilmaisuun. Seuraavassa kuvassa 5.1 on esitetty kaaviokuvana eräs yksittäinen mahdollinen muuntamoautomaation toteutusratkaisu.



Kuva 5.1. Muuntamoautomaation ja siihen liittyvien mittausten mahdollinen toteutuspa, mukaillen [26, s. 35].

Muuntamoautomaation toteutus vaatii toimiakseen mittaukseen soveltuvia sensoreita, sekä jonkinlaisen laitteen joka kerää, analysoi ja lähettää mittaustiedot eteenpäin ylemmän tason järjestelmiin (esimerkiksi SCADA tai DMS). Kuvassa symboli ”M” tarkoittaa moottoriohjattavaa kaukokäyttöistä erotinta muuntamalla. Mittauksissa käytettävät sensorit (jännite, virta, jne.) ja niiden toimintaperiaate käsitellään tarkemmin seuraavassa luvussa 5.1. Erillisiä mittalaitteita esitellään puolestaan luvussa 6, jossa on esitelty muutamia laitevalmistajia ja niiden tarjoamia ratkaisuja tarkemmin.

5.1 Anturit ja mittaukset

Eri suureita mitattaessa tarvitaan erilaisia mitta-antureita ja sensoreita. Keski-jännitepuolelta 20 kV:n kaapelista mitattaessa voidaan käyttää vain tähän tarkoitukseen soveltuvia sensoreita, joita tarvitaan erikseen sekä virran, että jännitteen mittaukselle. Mikäli muuntajan pienjännitepuolelta halutaan myös saada mittaustietoa, tarvitaan tähän vielä erilliset sensorit. Muuntajakoneen ja mahdollisesti myös muuntamorakennuksen lämpötilanmittauksille tarvitaan omat sensorit. Myös muuntamon oven tilatieto vaatii oman sensorin tai useamman, mikäli kaikki ovet ja avattavissa olevat luukut halutaan seurannan piiriin. Tämä on toisaalta perusteltua, koska yhden oven kiinni – tilatieto ei vielä kerro luotettavasti onko muuntamalla mahdollisesti asentajia töissä tai onko luukkuja tai ovia mahdollisesti avattu luvottomasti ulkopuolisten toimesta. Muita sensoreita joita voidaan asentaa, ovat esimerkiksi savunilmaisuuksiin soveltuvat sensorit.

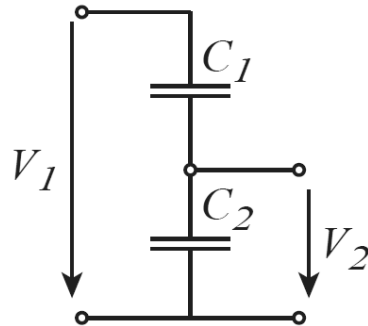
Muuntamon sisälämpötilan seurannan lisäksi, voidaan muuntamoon toteuttaa automaattisesti toimiva tuuletusluukkujen tai puhaltimen ohjaus, joka toimii esimerkiksi silloin, kun sisälämpötila ylittää tietyn asetteluarvon. Kehittyneemmällä asettelun algoritmeilla voi olla mahdollista toteuttaa esimerkiksi portaittainen puhaltimen ohjaus, jotta vältytään turhalta puhaltimen kuormittamiselta ja voidaan myös vähentää lähiympäristöön aiheutuvaa meluhaittaa. Eräs asia joka ei noussut esille keskusteluissa [19], voisi olla myös SF₆-kaasun paineen seuranta niissä kohteissa, joissa sitä on käytössä kjojeistossa. Paineen laskiessa tästä voisi luoda oman hälytyksen käytönvalvontajärjestelmään. SF₆ eli rikkiheksafluoridi on kaasu, jota käytetään eristeenä esimerkiksi suurjännitteisissä kojeistoissa ja katkaisijoissa sen hyvien eristys- ja valokaaren sammutusominaisuuksien vuoksi. Se on kuitenkin voimakas kasvihuonekaasu ja siksi haitallinen, mikäli sitä pääsee vapautumaan ilmakehään.

5.1.1 Jännitteen mittaus

Muuntamoautomaation toteutusratkaisussa jännitteen mittaus voitaisiin toteuttaa melko yksinkertaisesti käyttämällä joko kapasitiivista tai resistiivistä jännitteenjakajaa mittauksen alustana, koska useilla keskijännitekojeistojen valmistajilla on saatavissa näitä joko vakio- tai lisävarusteena omiin kojeistoihinsa. Resisttiivisiä jakajia on myös kaapelipäätteisiin asennettavina versioina. Toinen mahdollinen toteutustapa olisi käyttää esimerkiksi erillistä jännitemuuntajaa kuten sähköasemilla, mutta se ei olisi välttämättä tarkoituksenmukaista jakelumuuntamoilla. Jännitemuuntajan asennus vaatisi jännitteen-

jakajaa enemmän tilaa ja jännitemuuntaja voisi olla huonosti yhteensopiva eri kojeistojen yhteyksissä, koska tilaa on muuntamoilla yleensä rajoitetusti käytettävissä. Lisäksi hankintahinta on todennäköisesti sensoria kalliimpi.

Kapasitiivisen jännitteenjakajan toiminta perustuu yksinkertaisesti jännitteenjakoon kahden kondensaattorin välillä. Yksinkertaistettu toimintakuva on esitetty seuraavaksi kuvassa 5.2. Resistiivinen jännitteenjakaja toimii samalla periaatteella, joten sitä ei esitellä erikseen.



Kuva 5.2. Kapasitiivisen jännitteenjakajan toimintaperiaate [27, s. 3].

Jännitteen indikointi tai mittaus saadaan 20 kV:n puolelta muutettua mittauslaitteelle soveltuvaan jännitetasoon, esimerkiksi alle 100 volttiin. Yhtälön 5.1 mukaisesti mittausjännitteelle V_2 voidaan määrittää [27, s. 3]:

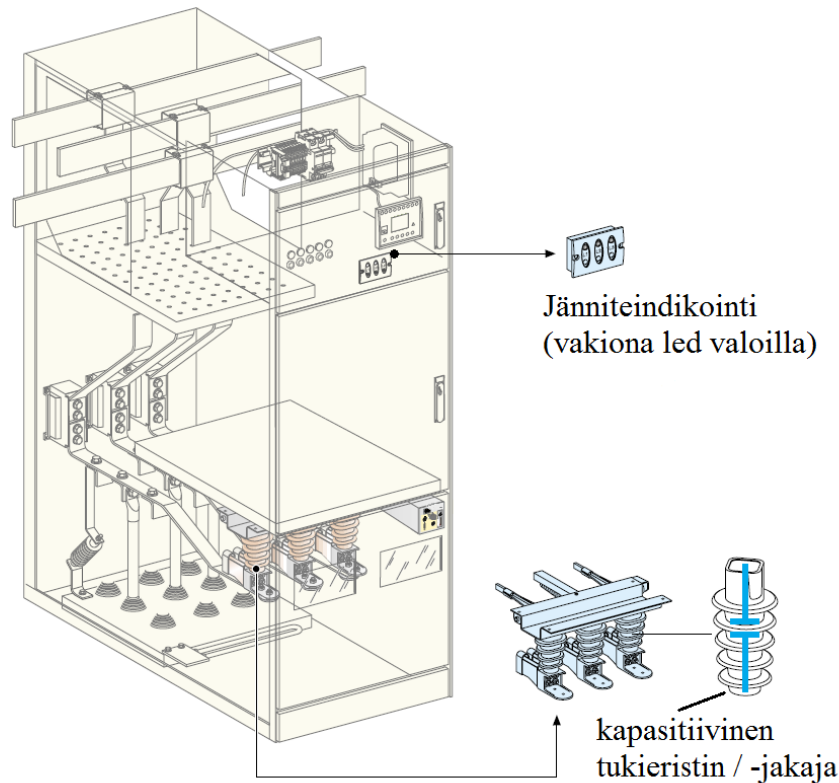
$$V_2 = V_1 \cdot \frac{C_1}{C_1 + C_2} \quad (5.1)$$

missä

- V_1 = 20 kV jännitetason jännite,
- C_1 = suurjännitekestoinen kondensaattori
- C_2 = pienjännitekondensaattori.

Kapasitiiviselta jännitteenjakajalta otettu jännitemittaus ei ole aivan yhtä tarkka, kuin resistiivisestä jakajasta tai jännitemuuntajalla mitattu arvo, mutta sitä voidaan pitää kuitenkin riittävän tarkkana tietyin varauksin. Kirjallisuusviitteiden mukaan kapasitiiviselle jännitteenjakajalle voidaan luvata jännitetaso mittaustarkkuudelle vähintään ± 3 % mittaustarkkuus, joka on riippuvainen lähinnä mittausympäristön lämpötilanvaihteluista. Muita virhettä aiheuttavia tekijöitä ovat hajakapasitanssi, kondensaattoreiden ikäännyminen ja viereisten vaiheiden aiheuttamat mahdolliset häiriöt. Lisäksi täytyy ottaa huomioon kapasitiivisen jännitteenjakajan jännitevektoriin aikaansaama vaihesiirto. Mitatun ja todellisen jännitteen vaihekulmaero voi olla joitakin asteita. Joissain vikaindikointitapauksissa tällä saattaa jo olla merkitystä indikoinnin tarkkuuteen. Tarkempia mittauksia saadaan käyttämällä resistiivistä jakajaa, jonka tarkkuudeksi kirjallisuusviitteissä esitetään $\pm 0,5$ %. Myös resistiivisen jakajan tapauksessa lämpötila on merkittä-

vin virhettä aiheuttava tekijä [28, s. 7–8]. Seuraavaksi kuvassa 5.3 on vielä esitetty käytännön toteutus esimerkki kapasitiivisesta jännitejakajasta todellisessa keskijännitekojeistossa [29, s. 3–7].



Kuva 5.3. Keskijännitteinen 20 kV:n kojeistokuva. Kuvassa on lisäksi merkitty kapasitiivisen jännitejakajan (samalla tukieristin) viitteellinen sijainti Merlin Gerin-kj-kojeistossa, mallinimi: ”Evolis 24 kV”, mukaillen [29, s. 2–7].

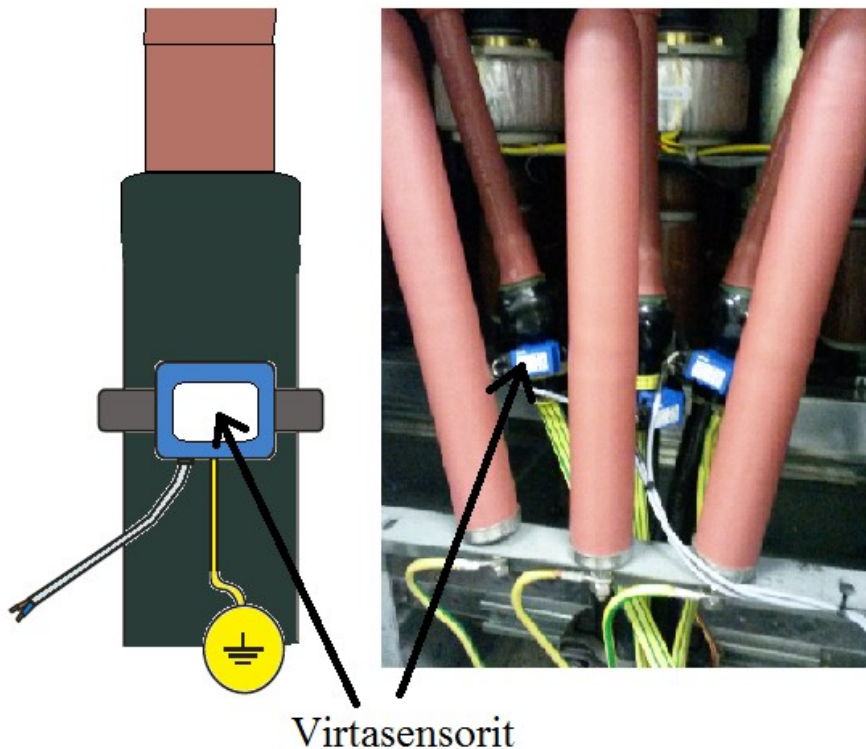
Kapasitiivisen jakajan sijoittuminen on tietenkin kojeistokohtaista, mutta esimerkiksi Merlin Gerin Evolixen tapainen toteutus on hyvin tyypillinen, jossa tukieristin/kapasitiivinen jännitejakaja on sijoitettu kaapelitilaan. Lisäksi täytyy huomioida, että muuntamoiden kojeistot ovat keskimäärin kompaktimpia kuin sähköasemien vastaavat, joka asettaa käytettävissä olevan tilan puolesta rajoitteita asennuksille.

Kuvassa 5.3 esitetty jänniteindikoinnin paneeli kuuluu usein vakiotoimitukseen kojeistoissa. Tällöin jännitteen indikointi on yleensä passiivinen ja se on toteutettu esimerkiksi kolmella ledillä, jotka palavat kun eri vaiheissa on jännite. Indikointi on yleensä varsin karkeaa, eikä se ota tarkkaan kantaa esimerkiksi jännitetason standardinmukaisuuteen. Mikäli ledien tilalla käytetään muuntamoautomaatiomittauksiin erikseen suunniteltuja laitteita, voidaan näillä sitä vastoin saada hyvinkin tarkkoja ja todenmukaisia mittauksia jännitetasosta. Lisäksi laitteet voivat rekisteröidä myös jännitteen epäsymmetriaa ja muitakin laadullisia suureita yhdistettynä virtamittauksen sensoreihin, joita esitellään seuraavaksi.

5.1.2 Virran mittaus

Keskijänniteverkon virtamittaus voidaan tyypillisesti toteuttaa sähköasemilla esimerkiksi kaapelivirtamuuntajalla, mutta muuntamoautomaation tapauksessa hieman kevyempi ja edullisempi toteutusratkaisu olisi jälleen suotuisampi vaihtoehto. Virran mittaus voidaan suorittaa keskijännitekaapelin ulkopinnalle jälkiasennettavien ”pantojen” eli virtasensoreiden avulla. Asennus on suhteellisen nopeaa, eikä se vaadi rakenteiden purkamista, koska sensoripannat ovat avattavia. Asennuspaikka voi olla tyypillisesti kj-kojeistossa, joten kaapelin kaivamiselta asennuksen toteuttamisen yhteydessä vältytään. Avattava virtasensori soveltuu erityisen hyvin myös jälkiasennettavaksi.

Kuvassa 5.4 on esitetty virran mittaussensori sekä piirroksena, että todellisessa asennuskohteessa. Asennus on tehty 20 kV:n kj-kojeiston kaapelipäätteen yhteyteen jälkiasennuksena.

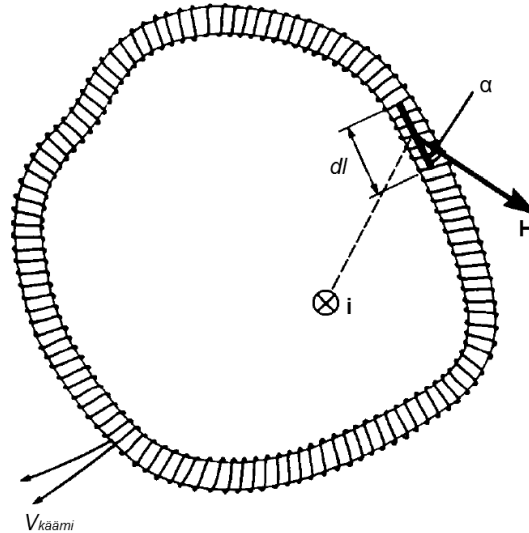


Kuva 5.4. Virran mittaukseen soveltuva sensor, joka on mahdollista asentaa myös jälkiasennuksena kj-kojeistoon esimerkiksi kaapelipäätteen yhteyteen. Oikeanpuoleinen valokuva on otettu todellisesta asennuksesta kj-kojeiston kaapelipäätteen yhteyteen.

Virran mittaus voi perustua tyypillisellä sensoritoteutuksella Rogowskin-käämiin. Rogowski-käämi tai Rogowski-sensori on käytännössä rengasmaiseen muotoon kierretty johdin, joka on asennettu virtajohtimen (tässä tapauksessa kj-kaapelin) ympärille. Kaapelissa kulkeva virta synnyttää muuttuvan magneettikentän kaapelin ympärille. Muuttuva magneettikenttä indusoi Rogowskin-käämiin muuttuvan virran, josta voidaan edel-

leen määrittää muuttuva jännite. Toimintaperiaate perustuu Ampeerin-lakiin, jossa muuttuva magneettikenttä indusoi käämiin muuttuvan virran.

Tässä diplomityössä ei ole tarkoituksenmukaista alkaa johtamaan yhtälöitä Ampeerin ja osittain Maxwellin virta-magneettikenttä-jännite – yhtälöille, joten esitetään yhtälöt annettuina lähtötietoina teorian mukaisesti seuraavaksi. Oheinen kuva 5.5 kuvaa Rogowskin-käämiä ja laskentaan liittyviä suureita [30, s. 2].



Kuva 5.5. Rogowski-käämin periaatekuva, mukaillen [30, s.2].

Seuraavaksi esitetään virran i ja jännitteen $V_{käämi}$ laskentayhtälöt:

$$\oint H \cos \alpha \, dl = i \quad , \quad (5.2)$$

missä

H = magneettikentän yksikkö, Henry [$1 \text{ H} = \text{V} \cdot \text{s}/\text{A}$],

α = magneettikentän ja Rogowskin käämin elementin suuntien välinen kulma

i = johtimessa (20 kV:n kaapelissa) kulkeva virta ja

dl = on pieni pituus Rogowskin-käämiä.

Laskenta täytyy tehdä siten, että integroidaan polkuintegraalina magneettikenttä koko Rogowskin-käämiin ympäri. Integrointi voidaan tehdä pienissä dl pituisissa osissa. Ampeerin lain mukaisesti, polkuintegraali magneettikentälle on yhtä suuri kuin Rogowskin-käämin johtimessa kulkeva virta. Magneettivuon muutokselle käämissä saadaan:

$$d\Phi = \mu_0 H \cdot Ala \cdot ndl \cos \alpha \quad , \quad (5.3)$$

missä

n = tarkoittaa käämin kierroksia metrille,

$d\Phi$ = magneettivuon muutos [$1 \text{ Wb} = 1 \text{ V} \cdot \text{s}$],

μ_0 = väliaineen (tyhjiön) permeabiliteetti, joka kuvaa aineen magneettista

käyttäytymistä [$1 \text{ H/m} = 1 \text{ V} \cdot \text{s} / (\text{A} \cdot \text{m}) = 1 \text{ T} \cdot \text{m/A} = \text{kg} \cdot \text{m} \cdot \text{s}^{-2} \cdot \text{A}^{-2} = \text{N/A}^2$].

Ala = Rogowski-käämin johtimen poikkipinta-ala.

Kun yhtälö (5.3) integroidaan puolittain, saadaan tuloksena koko käämiin vaikuttava magneettivuon:

$$\Phi = \int d\Phi = \mu_0 n \cdot Ala \int H \cos\alpha \, dl = \mu_0 n \cdot Ala \cdot i \quad (5.4)$$

Vaihtovirran synnyttämä muuttuva magneettivuon saa aikaan käämin johtimien päissä muuttuvan jännitteen $V_{käämi}$. Sille on voimassa yhtälö 5.5:

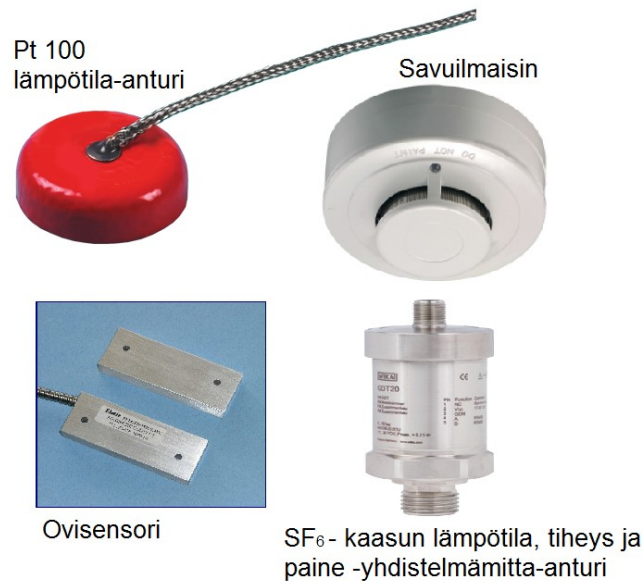
$$V_{käämi} = -\frac{d\Phi}{dt} = -\mu_0 n \cdot Ala \cdot \frac{di}{dt} \quad (5.5)$$

Esitetyt yhtälöt kuvaavat sitä teoreettista taustaa, jonka perusteella 20 kV:n kaapelissa kulkevaa virtaa voidaan mitata varsin yksinkertaisella tavalla. Virran indikointi perustuu lopulta jännitemuutoksen havaitsemiseen, jonka perusteella virta voidaan laskea mittalaitteessa käyttämällä digitaalista integraattoria. Tähän laskentaan ja sen algoritmiin ei syvennytä tämän työn puitteissa, koska pääpaino on eri mittausten toteutustarkasteluissa sensoritasolla [30, s. 2–3]. Ampeerin lain virran, magneettikentän ja jännitteen väliset yhteydet on esitetty, koska Rogowski-sensori on yksi mahdollinen toteutus-tapa muuntamoautomaatiossa virran mittaukselle.

Virran mittauksen tarkkuudelle voidaan kirjallisuusviitteiden perusteella estimoida noin $\pm 0,5 \%$ virhettä verrattuna todelliseen arvoon. Tärkeimmät epätarkkuutta aiheuttavat seikat ovat lämpötilanvaihtelut, sensorin asennuksen onnistuminen oikein, viereisten vaiheiden aiheuttamat häiriöt, sekä sensorin etäisyys jyrkkiin kaapelin tekemiin mutkiin. Erityisesti 90 asteen kulmia tulisi välttää virtasensorin välittömässä läheisyydessä [30, s. 6].

5.1.3 Muut mittaukset

Jännitteen ja virran lisäksi muuntamoilta voidaan mitata muitakin mahdollisia suureita, joista osa ei käytännössä liity edes sähkötekniikkaan. Seuraavaksi esitellään lyhyesti millaisia sensoreita tarvitaan, jos muuntamolta halutaan erilaisia mittauksia ja tilatiedon ilmaisua. Seuraavaan kuvaan 5.6 on kerätty koosteena joitakin eri valmistajien laitteita, joilla eri mittaustoiminnallisuuksia olisi mahdollista toteuttaa.



Kuva 5.6. Erilaisia mittaussensoreita, mukailten [31]. Kuva on koostettu neljän eri laitevalmistajan internetsivujen perusteella.

Kuvassa on esitelty neljä erilaista sensoria, jotka ovat Pt100 – lämpötila-anturi, savuilmaisin, ovisensori sekä SF₆-kaasun monitoimimittaussensori. Näistä jokaiselta voidaan tuoda mittaus- tai hälytystieto erilliselle mittalaitteelle, joka edelleen voi lähettää mittaus- tai hälytystiedot tietoliikenteen avulla ylemmän tason järjestelmiin.

Mittaussensoreiden toiminnallisuus saattaa osittain mennä limittäin, eli samaa asiaa voidaan indikoida osin kahdella tai jopa useammalla sensorilla. Tästä esimerkkinä voisi pitää esimerkiksi lämpötila-anturia ja savuilmaisinta. Molemmat sensorit pystyisivät todennäköisesti indikoimaan esimerkiksi muuntajapalon. Toisaalta erillisinä sensoreina mittaus voisi olla monipuolisempaa, koska esimerkiksi mahdollinen pj-keskuksen palo ei välttämättä näkyisi kovin suurena lämpötilamuutoksena muuntajan kannella, mutta savuilmaisin voisi havaita tämän. Toisaalta erillinen lämpötila-anturi muuntajan kannella taas mahdollistaisi muuntajan kuormituksen seurannan myös normaalissa käyttötilanteessa, joten tältä kannalta ajatellen sekä savu-, että lämpötila-antureille on olemassa tiettyjä perusteita käyttää niitä molempia.

Ovisensorin käyttö voisi tuoda jakelumuuntamokäytössä tiettyjä etuja verraten referenssinä esimerkiksi sähköasemien ovitietoihin. Oven auki-tilatiedolla voitaisiin paitsi seurata asentajatyöryhmien toimintaa, sekä indikoida mahdollisia vaaratilanteita, mikäli muuntamoiden ovia availtaisiin luvottomasti.

Sensoriteknologian avulla muuntamoilla tehtäviä tarkastuskäyntejä voitaisiin mahdollisesti vähentää tai tarkastusväliä harventaa. Tällä olisi suoraan rahassa mitattavaa arvoa. Älykäs muuntamoautomaatiolaite pystyy nykyisin lisäksi analysoimaan esimerkiksi kaukokäyttölaitteen akkujen tilaa, jolloin akkujen vaihtotarvetta voitaisiin optimoida nykyistä paremmin. Muuntamoautomaatiolaite voisi suoraan ilmoittaa kun akusto vaatii uusimista. Nykyinen erotinasema-automaatio kyllä mittaa akuston kapasiteettia (latausvirta ja jännite), mutta ei luo akuston vaihtoilmoitusta automaattisesti.

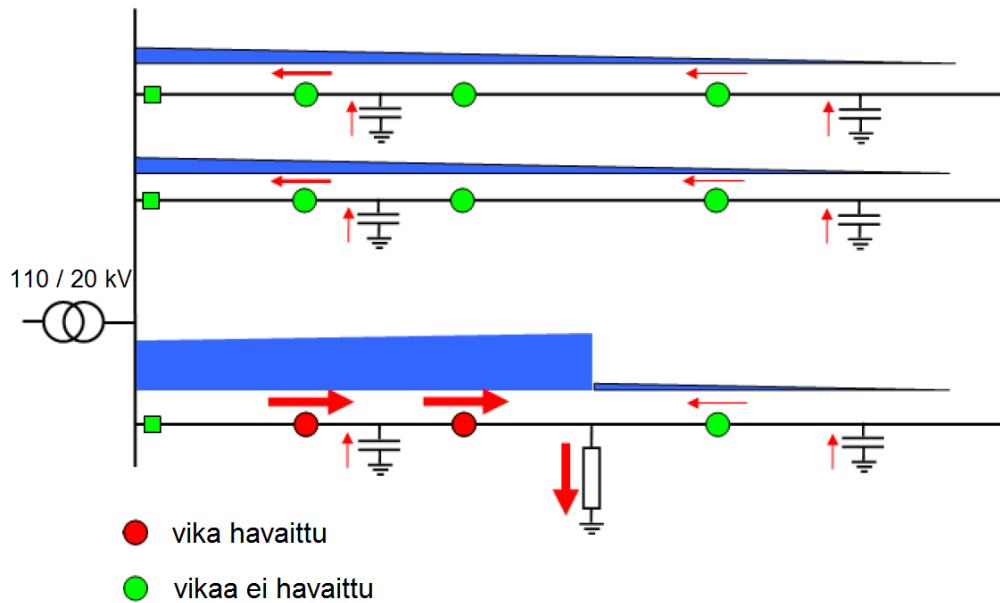
5.2 Vianpaikannuksen menetelmiä vikaindikaattoreilla sensoriteknologiaan perustuen

Muuntamoautomaation sensoripohjaisia mittauksia sovelletaan normaalitilan mittausten lisäksi myös vianpaikannukseen. Vianpaikannuksesta toiminnallisuus kattaa laitevalmistajien esitteiden mukaan yleensä sekä oikosulkuviat, että maasulut (myös suunnatulla indikointitiedolla). Vikojen tarkka indikointi muuntamotasolla tarjoaisi hyödyllistä tietoa erityisesti kaapeliverkkojen tapauksissa, joissa vikapaikkaa ei voida ilmajohtoverkon tapaan havaita (esimerkiksi johdolle kaatunut puu, eristimen irtoaminen, pylvään sortuminen, jne.), paitsi jos vikapaikka on esimerkiksi viallinen kaapelipääte tai muuntaja. Näissäkin tapauksissa vian etsintään saattaa kulua huomattavan paljon aikaa, joten tarkka indikointitieto olisi hyödyllinen.

Sensoritekkinen vianpaikannus eroaa sähköasemien releiden vianpaikannuksesta, koska muuntamoilla ei tyypillisesti ole jännite- tai virtamuuntajia. Sensoritekniikalla toteutettuna, oikosulun indikoinnin voi toteuttaa esimerkiksi erillisellä oikosulkuindikaattorilla. Laitevalmistaja Vamp esittelee tuote-esitteen mukaan Wimo 6CP10 mittaus- ja valvontayksikön oikosulkuindikaattorina Horstmannin valmistaman kaapeliin asennettavan sensorin. Horstmannin oikosulkuindikaattoreita on saatavissa ainakin virran kynnysarvoille 200, 400 ja 600 A. Indikaattori asennetaan kaapelin ympärille, kuten kuvassa 5.4 joko kahteen tai kolmeen vaihejohtimeen. Indikointi perustuu oikosulussa esiintyvän ylivirran havaitsemiseen [32, s. 1–2]. Oikosulun aikana vikavirta olla jopa 10–40-kertainen nimelliseen kuormitusvirtaan verrattuna, kuten luvussa 3.2 todettiin.

Maasulkuvikojen indikointi tapahtuu laitevalmistajasta ja toteutuksesta riippuen, joko yhdellä tai useammalla Rogowskin-sensorilla. Wimo:n tapauksessa maasulkuanturina voidaan käyttää esimerkiksi Nortroll:n – anturia, joka asennetaan kaikkien vaiheiden ympärille [32, s. 3–12]. Aiemmin esitetyn kuvan 5.4 mukainen vaihekohtainen sensoriasennus on myös mahdollinen, mikäli vian analysointilaitteessa on sisäänmeno vaihekohtaisille mittauksille.

Maasulun indikoinnin on sensoritekniikalla tarkoitus pystyä indikoimaan sekä maasta erotetun, että sammutetun verkon viat. Maasta erotetun verkon tapauksessa indikointi perustuu siihen, että vikaantuneelle lähdölle kytketyt sensorit ja laitteet näkevät ennen vikapaikkaa koko taustaverkon syöttämän maasulkuvirran. Indikoinnille on asetettava kynnysarvo (pick up value), jonka täytyy olla pienempi kuin taustaverkon syöttämän maasulkuvirran arvo, jotta sensorin herkkyys on riittävä vian indikoinnille. Terveillä lähdöillä ja vikaantuneen lähdön loppuosalla virta on kynnysarvoa pienempi, joten näillä verkon osilla sijaitsevilta antureilta ei tule indikointitietoa [32, s. 3–12]. Tilannetta on havainnollistettu seuraavassa kuvassa 5.7.



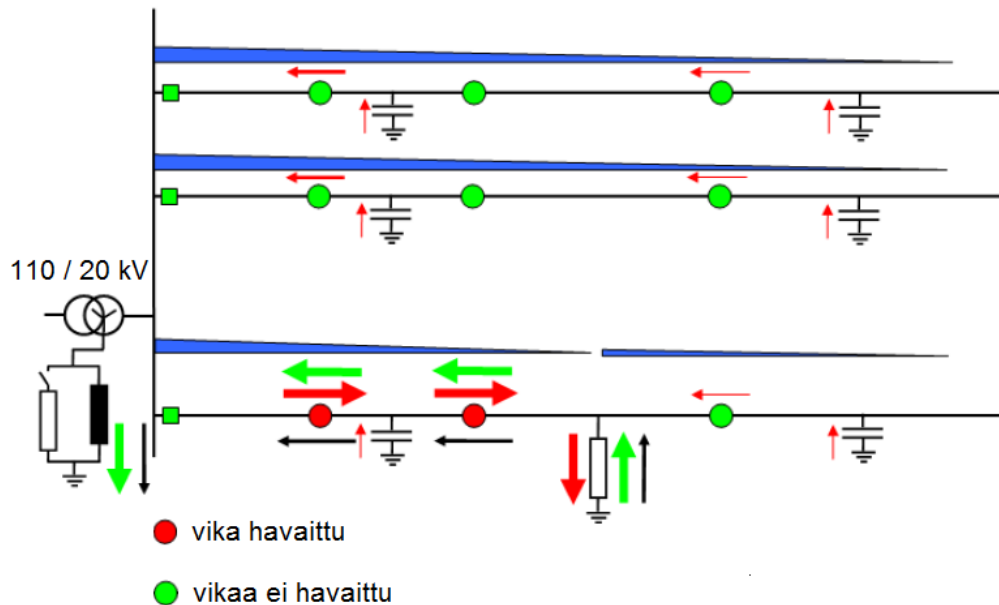
Kuva 5.7. Maasulun havaitseminen sensoritekniikalla maasta erotetussa verkossa, mu-
kaillen [32, s. 5].

Maasulun indikoinnin herkkyys määräytyy kynnyksarvon asettelun, sensorin mittaustoleranssin, sekä analysoivan laitteen näytteenottotaajuuksien arvoista. Lisäksi sensorin täytyy olla asennettu oikealla tavalla, valmistajan ohjeiden mukaisesti. Käytettävä asetteluarvo määräytyy johtolähdön pituuden ja jännitetason mukaisesti. Esimerkiksi 20 kV:n kaapeli tuottaa täydessä maasulkutilanteessa maasulkuvirtaa noin 3,3 A/km. Näin ollen esimerkiksi 10 km pitkä kaapeli tuottaa noin 33 ampeeria maasulkuvirtaa vikavastuksettomassa maasulkutilanteessa. Sensorin asetteluarvon täytyy olla tätä arvoa pienempi, jotta indikointi voi tapahtua. Kuvassa 5.7 on havainnollistettu maasulkutilanteen indikointiä ja laitteita, jotka joko havaitsevat tai eivät havaitse vikaa (havaitseminen esitetty punaisilla ympyröillä) [32, s. 5].

Kompensoidussa eli sammutetussa verkossa sensoreiden toiminta perustuu hieman erilaiseen toimintalogiikkaan kuin maasta erotetussa verkossa. Maasulun indikoinnin voi toteuttaa esimerkiksi transienttien havaitsemiseen perustuen. Maasulun syntyhetkellä maasulkuvirta aiheuttaa varaustansientin, jonka amplitudi on usein moninkertainen verrattuna normaalin tilan kuormitusvirtaan. Transientin kestoaika on kymmenien millisekuntien luokkaa, mutta sensorilaitteiden usein korkea näytteenottotaajuus (esimerkiksi 4 kHz) riittää näin nopeiden ilmiöiden havaitsemiseen. Transientin lisäksi vikavirta voi sisältää vaimenevan tasakomponentin sekä sammutuskelan osittaisesta kyllästymisestä johtuen myös yliaaltoja.

Maasulun kompensointi on toteutettu vain maasulkuvirran perustaajuisista kapasitiivista komponenttia vaimentamaan, joten kaikki muut maasulkuvirran komponentit (tasakomponentti, transientit sekä yliaallot) yhdessä pienen resistiivisen virtaosan ohella, on mahdollista havaita nopeaan näytteenottotaajuuteen perustuvalla sensoritekniikalla.

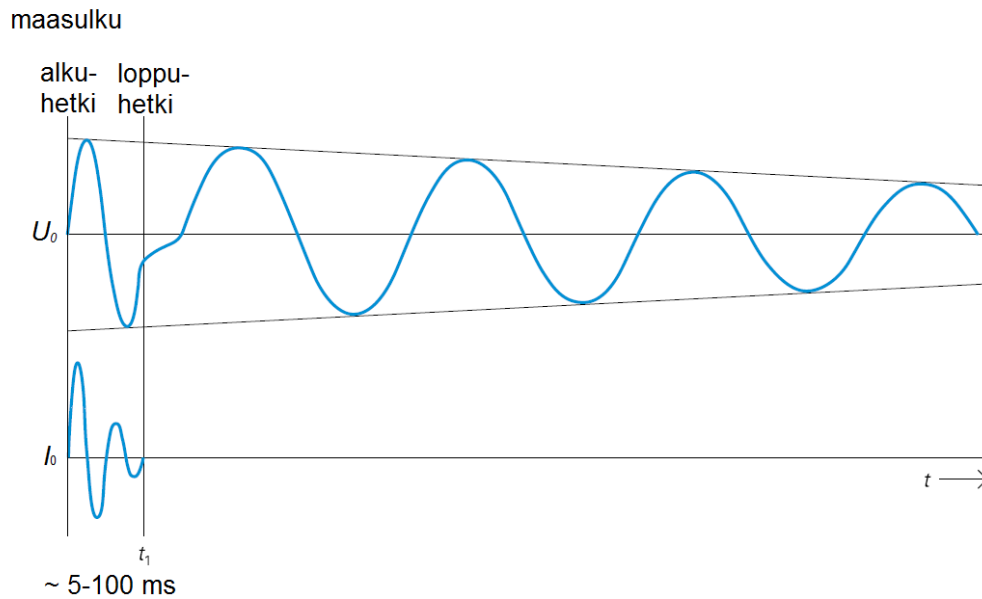
Seuraavassa kuvassa 5.8 on havainnollistettu kompensoidun verkon muuntamoautomaation sensoreiden toimintalogiikkaa.



Kuva 5.8. Maasulun havaitseminen sensoritekniikalla sammutetussa verkossa, mukailen [32, s. 9].

Kapasitiivista maasulkuvirtaa on kuvattu punaisilla nuolilla ja kompensointikelan tuottama induktiivinen virta vihreillä. Musta nuoli kuvaa pientä ei-kompensoitua maasulkuvirran osaa, joka voi sisältää transienteja, tasakomponentin, resistiivisen komponentin, sekä yliaaltoja. Sensoritekniikka voi perustua tämän virranosan havaitsemiseen, esimerkiksi yliaaltojen tai transienttien osalta.

Maasulun syntyhetkellä viallisen vaiheen virta muuttuu maasulun jälkeen seuraavien jaksojen aikana. Vian alkuhetkellä johtimen varaus purkautuu ja tästä aiheutuu niin sanottu purkaustransientti. Se saa aikaan virtapiikin nollavirtaan I_0 ja – jännitteeseen U_0 , joka on moninkertainen verrattuna vikavirtaan tai normaaliin kuormitusvirtaan ja siten mahdollista havaita riittävän tarkkoilla sensoreilla. Mikäli maasulku sisältää vikaresistanssia, transientin amplitudi pienenee jonkin verran riippuen resistanssin arvosta ja voi näin ollen hankaloittaa vian havaitsemista erityisesti suuriohmisten vikojen tapauksessa. Vikavastukseton jäykkä maasulku aiheuttaa nollavirtaan suurimman mahdollisen transienttivirtapiikin. Myös nollajännitteessä näkyy transientti [33, s. 2–3]. Nollavirran ja jännitteen transienteja on havainnollistettu seuraavassa kuvassa 5.9.



Kuva 5.9. Nollajännitteen ja -virran esimerkkikuvaajat maasulkutilanteessa, jossa indikointi osoittaa vian olevan sensorin ”edessä”. Virta- ja jännitetransienttien polariteettien perusteella on mahdollista päätellä vikavirran tulosuunta.. Kuva mukailten [34, s. 3].

Vikapaikan ja vikavirran suuntaindikointi voi perustua esimerkiksi nollajännitteen ja -virran transienttien polariteettien vertailuun. Mikäli transienttien polariteetti on vian alkuhetkellä sama (kuten kuvassa 5.9), voidaan vian olettaa olevan sensorin ”edessä” (forward fault), eli sensorista eteenpäin olevalla johto-osuudella. Sensoreiden asennuksissa tulee noudattaa valmistajan laatimia ohjeita esimerkiksi asennussuuntien osalta, jotta vian suuntaindikointi olisi oikeanlaista ja luotettavaa. Virtasensorissa voi olla esimerkiksi nuoli, joka osoittaa oikean asennussuunnan.

Transientti-ilmiöt ovat erittäin nopeita. Kuvassa 5.9 on esitetty suuntaa antavasti, että transienttien kesto aika on noin luokkaa 5–100 millisekuntia. Tästä syystä sensoreiden päätelaitteiden näytteenottotaajuuden on oltava kilohertsiluokkaa, jotta transientteja ehditään havaita. Nykyään tämä ei aseta suurempia ongelmia päätelaitteissa käytettävän mikroprosessoritekniikan ansiosta [33, s. 2–6; 34, s. 3].

6 LAITERATKAISUJA JA VALMISTAJIA

Sensoriteknologiaa sekä muuntamoautomaatioon liittyviä mittaus- ja vianpaikannuslaitteita löytyy markkinoilta jonkin verran. Valmistajien laitaratkaisut eroavat osittain toisistaan, sillä osa valmistaa ja myy pelkkiä sensoreita, kun toiset valmistajat tarjoavat kokonaisvaltaisia muuntamonvalvontayksiköitä sisältäen lisäksi valmiin tietoliikenneyhteysmoduulin.

Tyypillistä muuntamoautomaation mittausten ja vianpaikannuksen toteutukselle on se, että nämä toiminnallisuudet on yleensä pyritty toteuttamaan jälkiasennuskelpoisten sensoreiden avulla, jolloin välttyään virta- ja jännitemuuntajien asennuksilta. Nämä ovat usein sensoreita kalliimpia, sekä vaativat enemmän tilaa, jota muuntamoilla ei välttämättä ole aina tarjolla. Mikäli käytetään pelkkiä sensoreita, on näille lisäksi vielä asennettava erillinen tietoliikennelaite, jolla indikoinnin tiedot saadaan prosessoitua ja siirrettyä käytönvalvonta- tai käytöntukijärjestelmään.

Laittevalmistajista ja niiden tarjoamista ratkaisuista esitellään seuraavissa luvuissa muutama esimerkki. Korostettakoon vielä, että muitakin on olemassa, mutta tässä työssä ei ole tarkoituksenmukaista esitellä aivan kaikkea mahdollista. Lisäksi alan tuotekehitys menee kokoajan eteenpäin ja uusia laitteita ja ratkaisuja esitellään jatkuvasti.

Oheisessa taulukossa 6.1 on esitelty lyhyesti eri laitteiden sisältämät ominaisuudet. Tarkemmat laitteiden toimintakuvaukset ovat puolestaan seuraavissa alaluvuissa.

Taulukko 6.1. Muuntamoautomaatiolaitteiden ominaisuuksia

Laite	laitekaappi	sensorit	erotinohjaus	tietoliikenne	mittaukset	vikaindikointi
Netcon 100	kyllä	kyllä	kyllä	kyllä	kj + pj	kyllä
Wimo 6CP10	ei	OEM	optio	erillinen laite	(kj?) + pj	kyllä
IKI - 50	ei tarvita	kyllä	ei	erillinen laite	kj	kyllä

Laitteistoratkaisusta laajin toteutus on Netcon 100, jossa laite sisältää päätelaitteen lisäksi omat sensorit, tietoliikenneyksikön ja erotinohjaukset. Wimossa sensorit ovat OEM – valmistajilta, eli eivät ole Vamp:n omaa tuotantoa. Kevyin indikaattori esitellyistä on puolestaan IKI-50, joka käyttää niin ikään omia sensoreitaan.

6.1 Netcontrol – Netcon 100

Sähkönjakelu- ja verkostoautomaatiota ja siihen liittyviä laitteita toimittava yhtiö Netcontrol Oy tarjoaa omassa tuotevalikoimassaan kokonaisvaltaista muuntamovalvonnan laitteistoaan. Tähän Netcon 100 – mallimerkinnällä olevaan laitteeseen sisältyy sekä pien-, että keskijänniteverkon normaalin käyttötilanteen mittausvalmius, että kj-verkon

vianpaikannustoimintoja. Lisäksi laitteeseen on saatavissa tietoliikennemuoduli, jonka avulla mittaus- ja vianpaikannustietoja saadaan siirrettyä ylemmän tason järjestelmiin.

Netcon 100 on modulaarinen pääteyksikkö, johon voidaan valita toiminnallisuutta sekä pj-, että kj-mittauksista, liittää I/O (input/output) – signaalituloihin esimerkiksi ovisensoreita, Pt100 – lämpötila-antureita, savuilmaisimia tai muita sensorimittauksia tai hälytyksiä eri asioista. Laiteratkaisu kattaa valmistajan mukaan kaikki asennustarvikkeet laitekaappeineen ja mahdollistaa myös kj-erottimien moottoriohjauksen sekä paikallis-, että kaukokäyttöisesti. Modulaarisuuden ansiosta Netcon 100 voi kattaa joko suppeamman tai laajemman tason mittaus- ja vianpaikannustoiminnallisuuden. Toki haluttu käyttötarkoituksen laajuus vaikuttaa oleellisesti laitteen kokonaishankintahintaan, kuten myös se, asennetaanko laite jo olemassa olevalle muuntamolle jälkiasennuksena (niin sanottu retrofit-asennus) vai osaksi täysin uutta jakelumuuntamoaa. Uudiskoh-teissa hankintahinta on tyypillisesti edullisempi, koska johdotukset ja osa asennustöistä voidaan tehdä jo ennen varsinaista muuntamon käyttöönottoa ja laitepaikat ym. suunnitella ennakkoon.

Seuraavassa kuvassa 6.1 on esitelty Netcon 100 päätelaite, joka asennetaan vielä erikseen omaan laitekaappiin. Laitekaappi sisältää akuston, kytkinrimat, johdonsuojakatkaisijat (pj), sekä lisäoptiona myös erillisen paikalliskäyttöpaneelin.



Kuva 6.1. Netcon 100 muuntamonvalvonta-, mittaus-, ja tietoliikennelaite. Laite on modulaarinen, joten se voi sisältää erikseen pj- tai kj-mittaus ja vianpaikannustoimintoja tai näitä kaikkia. Kuva ei ole reaalisessa mittakaavassa esitysteknisistä syistä, mukailen [36].

Vasemmanpuoleinen päätelaite sisältää yhteensä 6 korttipaikkaa. Vähimmäistoteutuksessa kehikko sisältää aina GW102 – pääprosessori- ja PS152 – virtalähdetyksikön. Muut optionaliset moduulit ovat tietoliikenne-, erottimien kaukokäyttö-, kj-vianilmaisusekä pienjänniteverkon mittausyksikkö. Eri moduulien toiminnallisuudet sekä I/O - liittäntöjen määrät on esitetty tarkemmin tämän työn liitteessä 1.

Netcon 100 päätelaitteen etäohjausyksikkö mahdollistaa liitännällisesti 22 digitaalista tuloa (digital input) ja 8 kosketinlähtöä (digital output) eri mittauksien toteutuksille. Lisäksi kj- ja pj-verkon mittaukset on toteutettu näistä erillisillä I/O – signaaleilla. Näin ollen toiminnallisuus on mahdollista toteuttaa hyvin kattavia mittauksia, tilatietoja ja hälytyksiä varten. Esimerkiksi ovisensoreita voidaan asentaa tarpeen mukaan kaikille muuntamon oville ja avattaville luukuille [36, s. 1–4].

6.2 Vamp – Wimo 6CP10

Vaasassa toimiva Vamp Oy (nykyisin osa Schneider Electric konsernia) on sähkönjake-lun suojaustekniikan laitevalmistaja. Tuotevalikoimaan kuuluu pien-, keskijännite- ja alueverkkojen suojareleet, valokaarisuojaukset ja mittaus- ja valvontayksiköt. Yhtiön tuotevalikoimasta muuntamoautomaation mittaus- ja vianpaikannuslaitteeksi parhaiten soveltuva voisi olla Wimo 6CP10. Tämä laite tarjoaa osittain samoja ominaisuuksia kuin aiemmin esitelty Netcon 100.

Wimon normaalin käyttötilanteen mittauksista kaikki on tarkoitettu pj-puolelle, joten arvot on mitattu vain muuntamon pj-keskukselta. Kj-mittauksille vaadittaisiin erilliset mittaussensorit, jotka eivät sisälly laitetoimitukseen vakiona. Kj-vikaindikointi on kuitenkin mahdollista toteuttaa erillisillä ylivirta- ja maasulkusensoreilla. Nämä eivät ole tuote-esitteen mukaan Vamp Oy:n omaa tuotantoa, vaan esimerkiksi Horstmann tai Nortroll – yhtiöiden valmistamia. Lisäksi täytyy ottaa huomioon, että Wimo ei itsessään sisällä mitään tietoliikenneyhteyttä tai GPRS-datalähetintä, joten mittaus- ja vikaindikoinnin tiedon siirtoa varten tarvitaan vielä erillinen laite. Mittausten I/O – liitännät ovat niin ikään rajalliset. Laitteessa on kolme digitaalista sisäänmenoa sekä yksi ulostulosignaali- lähtö. Laite sisältää näiden lisäksi kuitenkin yhden erillisen Pt100 – lämpötila- anturille sovitettun mittaussisäänmenon [32, s. 31–55]. Seuraavaksi kuvassa 6.2 on esi- tetty laitteen mittausyksikkö ilman sensoreita.



Kuva 6.2. Vamp Oy:n valmistama Wimo 6CP10 mittaus- ja valvontayksikkö muuntamo- valvontaan [37, s. 1].

Wimo 6CP10 - muuntamonvalvontalaitteisto täytyy koostaa useista erillisistä apulaitteista ja komponenteista. Tietoliikennelaite ja laitekaappi täytyy hankkia erikseen, kuten myös mahdollisten kaukokäyttöisten erottimien ohjauslaite. I/O – signaalien rajallinen määrä voi asettaa haasteita, mikäli mittauksia ja tilatietoja haluttaisiin esimerkiksi usealle ovisensorille, savuilmaisimelle ja mahdollisesti vielä muillekin indikoinneille. Vaikka Wimon kohdalla jouduttaisiin rakentamaan kokonaisuus useista erillisistä osista, voisi se kuitenkin soveltua muuntamoautomaation mittauksiin ja vianpaikannukseen melko hyvin. Suunnittelutyötä ja konseptin määrittelyä jouduttaisiin miettimään jonkin verran enemmän, mutta toteutuksen yhden määrittelyn jälkeen laitekokonaisuuden monistettavuus olisi helpommin toteutettavissa. Suurimmat haasteet olisivat kj-mittausten toteutuksen suunnittelu ja tietoliikenteen toteutus, sekä I/O – signaalien rajallinen määrä. Wimon teknisiä tietoja on esitelty lisää tämän työn liitteessä 2.

6.3 Kries – IKI-50

Hieman toisentyypistä, mutta kuitenkin sensoriteknologiaan perustuvaa toteutusratkaisua edustaa kolmas esiteltävä laitteisto, jota markkinoi saksalainen Kries-Energetechnik GmbH & Co. KG. Laitteen mallinimi on IKI-50 Grid-Inspector (verkon diagnostiikkalaite). IKI-50 sisältää kj-verkon mittaus- ja vianpaikannussensorit, jotka eivät vaadi virta- tai jännitemuuntajia toimiakseen. Jännitteenmittaus saadaan kj-kojeiston kapasitiivisesta jännitteenjakajasta (myös resistiivinen jännitteenjako mahdollinen) ja virtamittaus kaapeliin pannalla asennettavalta Rogowskin-sensorilta, kuten aiemmin kuvissa 5.3 ja 5.4 oli esitetty.

IKI-50 päätelaite toimii järjestelmän prosessoriyksikkönä, jonka lisäksi laitteistoon kuuluu myös jännitteen indikointiyksikkö (useita vaihtoehtoja, esimerkiksi nimellä CAPDIS-S1+). Molemmat päätelaitteet ovat erittäin kompaktin kokoisia verrattuna Netcon 100:aan ja Wimoon, joten sijoittelun kannalta tämä voisi tuoda tiettyä etua jakelumuntamoympäristässä, jossa tilaa on rajallisesti käytössä erityisesti uusilla puistomuuntamokopeilla. Selkeänä erona kahteen edellä esiteltyyn laitteeseen on se, että IKI-50 laitteessa ei ole valmiiksi määriteltyjä muita I/O – signaalituloja. Laitteessa on kuitenkin 4 erikseen ohjelmoitavaa digitaalista input – signaalipaikkaa, joita voitaisiin mahdollisesti käyttää erillisiin mittasensoritarkoituksiin. IKI-50 ei sisällä mitään tietoliikennelaitetta tai GPRS-yhteyttä, joten tietoliikennelaite vaaditaan erikseen tietojen välittämistä varten. IKI-50 tukee kuitenkin joitakin yleisiä tietoliikennestandardeja, joiden kuvaus esitellään yleisemmin seuraavassa luvussa 7. Päätelaite on esitetty seuraavassa kuvassa 6.3. Mainittakoon vielä, että jännitteenindikointiyksikkö (esimerkiksi CAPDIS-S1+) on ulkomitoiltaan samankokoinen, kuin IKI-50. Laitteen etuosan ulkoisuuden ulkomitat ovat suuruusluokkaa 100 x 50 mm [38, s. 1–2].



Kuva 6.3. Kries IKI-50 Grid-Inspector mittaus- ja vianpaikannuslaitteen päätelaite. Laitteistoon kuuluu lisäksi vielä jännitteen indikointiyksikkö (samankokoinen kuin tämä), sekä mittaussensorit [38, s. 1].

IKI-50 soveltuu sekä normaalin käyttötilanteen jännite, virta, teho, loisteho, taajuus, jne. mittauksiin, että oiko- ja maasulkuvikojen indikointiin suunnatulla indikointitiedolla. Vianpaikannus perustuu aiemmin luvussa 5.2 esitettyyn transienttien havaitsemismenetelmään, jossa nollavirran ja jännitteen polariteetteja verrataan toisiinsa vian suunnan indikoinnissa ja ylipäätään vian havaitsemiseen. Laitteessa on myös toinen suojausalgoritmi, joka perustuu $\sin \varphi$ ja $\cos \varphi$ kulmiin, kuten releissä. IKI-50 laitteen näytteenottoaajuus on 4 kHz, joten se on riittävä transientti-ilmiöiden havaitsemiseen [38, s. 1–2]. Laitteen toinen toimintafunktio perustuu perinteiseen reaktanssimenetelmään, jossa virran ja jännitteen kulmaeroa verrataan toisiinsa. Tämä toiminnallisuus esitettiin sähköaseman suojaukset luvussa Laitteen tarkemmat tekniset tiedot, sekä yksittäinen asennuskuvaesimerkki on esitelty tämän työn liitteessä 3.

7 TIETOLIIKENNERATKAISUT MUUNTAMO-AUTOMAATIOILLE

Oleellinen osa mahdollista muuntamoautomaation mittaus- ja vianpaikannusjärjestelmää on järjestää mittalaitteille tietoliikenneyhteys ylemmän tason järjestelmiin, jotta mittaus- ja tilatiedot, hälytykset ja mahdolliset häiriötallenteet saadaan luettua etänä. Tietoliikenneyhteyttä voitaisiin verrata esimerkiksi kaukokäyttöisten erottimien tietoliikenteeseen, jota ei ole kahdennettu. Myöskään muuntamoautomaation tapauksessa yhteyksien kahdentaminen ei ole perusteltua, ottaen huomioon kustannukset ja saatavan hyödyn. Toki olisi myös mahdollista käyttää indikointilaitteita pelkästään passiivisina, paikallisesti luettavina, esimerkiksi merkkivalo vianilmaisimena muuntamon katolla, mutta nykypäivänä tällainen toteutus olisi kuitenkin melko vanhanaikainen ratkaisu, ottaen huomioon Suomen varsin kattavat ja jatkuvasti kehittyvät GSM- ja 3G/4G-tietoliikenneverkot.

Mikäli muuntamolla on sekä kaukokäyttöisiä erottimia, että muuntamoautomaatiolaitteita, tietoliikenneyhteyden toteuttaminen yhdellä yhteisellä laitteella olisi perusteltua sekä kustannustehokasta. Nykyisten kaukokäyttöisten erotinasemien tietoliikenneyhteydet on toteutettu suurimmassa osassa kohteista Emtele Oy:ltä ostettuna palveluna. Nämä FieldCom kaukokäyttölaitteet toimivat GPRS-yhteydellä, kuten luvussa 4.2 todettiin.

7.1 Tietoliikenne mittaussensoreiden ja laitteiden välillä

Ensimmäinen vaihe on tuoda mittaussensorin mittaama signaalitieto päätelaitteelle, joka analysoi sen, sekä suorittaa tarvittavat signaalimuunnokset ja laskelmat. Perinteinen ratkaisu on tuoda sensorin mittaama tieto johdinta pitkin. Johdotusten tilantarve ja johdotusreitit vaativat muuntamolle tilavarauksen, sekä tarvittavat läpiviennit seinistä. Mikäli nämä suunnitellaan jo tehtaalla ennen muuntamon asentamista maastoon, myös osa asennustyöstä voidaan tehdä jo tehtaalla. Tyypillisesti tehdasasennukset myös säästävät kustannuksia ja ovat enemmän vakioituja ratkaisuja, kuin jälkiasennuksena tehtävät asennukset [19].

Nykyisin alkaa olla saatavissa myös langattomia sensoriratkaisuja. Etuna näissä on johdotusten puuttuminen, jolloin asennustyö nopeutuu huomattavasti. Toisaalta langattomat sensorit voivat tarvita paristoja toimiakseen, jolloin niiden huoltotarve kasvaa ja luotettavuus esimerkiksi talvella heikkenee. Muuntamoautomaatiolaitteille voisi asettaa tavoitteeksi vähintään 10–15 vuoden käyttöiän, joten vaatimus sensoreiden huoltova-

paalle toiminnalle olisi yhtä pitkä. Tämä puoltaa vahvasti langallisia sensorivaihtoehtoja, sillä paristonvaihdolle ei ole tarvetta.

7.2 Integroitu toteutus nykyiseen FieldCom tietoliikenneverkkoon

Nykyisten kaukokäyttöisten erottimien FieldCom-tietoliikenneyhteyden hyödyntäminen yhteiskäyttöisenä yhteytenä olisi kaikkein kustannustehokkain ratkaisu muuntamoautomaation tietoliikennepuolustukseksi. Huomioitavaa on, että nykyisin esimerkiksi Viola Systems:n valmistamaan Arctic Control (ACO) tietoliikennelaitteeseen on mahdollista kytkeä suoraan esimerkiksi Horstmannin Compass B vikaindikaattoreita, sillä ACO:ssa on valmiina ajurit kyseistä laitetta varten. Liittäminen tapahtuu ACO:n modbus-liitännän kautta. Modbus on sarjaliikenneprotokolla, joka on tarkoitettu käytettäväksi eri laitteiden välillä. Integroidun ratkaisun haittapuolena on toisaalta se, että kaukokäyttöisiä erottimia ei ole jokaisella muuntamolla, vaan osa erottimista on käsikäyttöisiä ilman tietoliikenneyhteyttä. Näissä tapauksissa tietoliikennettä varten olisi hankittava joko erillinen FieldCom-laitteisto tai sovellettava jotakin muuta ratkaisua, mikäli indikaatiota halutaan muiltakin, kuin kaukokäytettäviä erottimia sisältäviltä muuntamokopeilta.

Kun tarkastellaan FieldCom ratkaisun toteutusta edellä mainitut rajoitteet huomioiden, nykyisen ACO tietoliikennelaitteen liittämissä mahdollisuuksia voidaan pitää riittävinä. Laite tukee signaalien protokollamuunnosta Modbus RTU (Remote Terminal Unit) väylästä IEC 60870-5-101 ja -104 tietoliikennestandardeihin, joita Elenialla on nykyisin käytössä GPRS ja SCADA tiedonsiirron välillä. Liittimien osalta ACO:ssa on Modbusväylän lisäksi kaksi RS-232 sarjaportti, sekä yksi Ethernet RJ-45 portti ulkoisten laitteiden liittämistä varten. Nämä mahdollistavat monien erilaisten muuntamonvalvontalaitteiden liitettävyyden [43]. Lisäksi täytyy määrittää liikennöinnin asetukset sekä käytettävä dataprofiili, mikä tarkoittaa käytännössä eri mittaussignaalien tuomista SCADA-järjestelmään erillisinä I/O-signaalitietoina. Tätä varten SCADA:aan on luotava mittalaitteen tietokanta, johon tiedot tuodaan. Kun nämä on kerran määritetty, laitteiden monistettavuus useilla muuntamoilla on melko yksinkertaista [43].

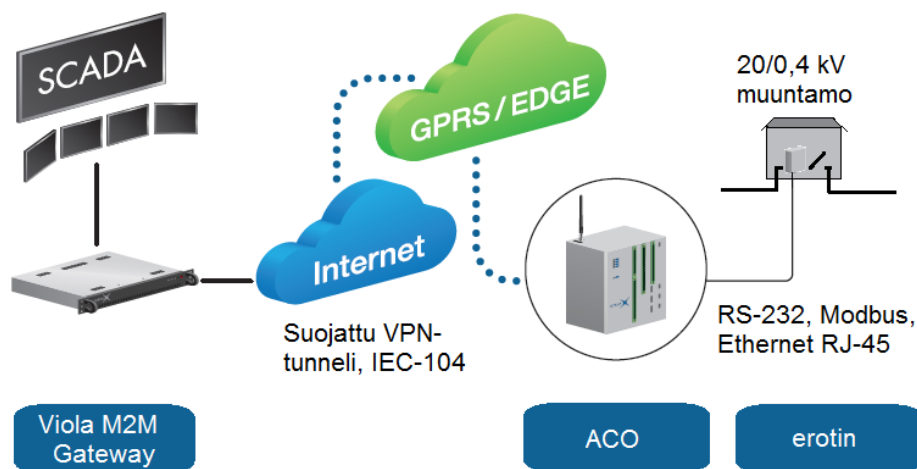
Kuvassa 7.1 on esitetty ACO-tietoliikennelaite. Lisäksi kaukokäyttöisellä erotinasemalla tai puistomuuntamolla on myös laitekaappi, akusto, moottorinohjainten piirikortit, kytkinrimat ja pj-johdonsuojakatkaisijat tai tulppasulakkeet.



Kuva 7.1. ACO-tietoliikennelaite, jota käytetään nykyisten kaukokäyttöisten erottimien tietoliikenteen toteutusratkaisuna [42, s. 1].

Tärkeää on kuitenkin tehdä selväksi ero ACO:n ja edellä esiteltyjen muuntamoautomaatio ja vikaindikoitilaitteiden välillä. ACO ei itsessään sisällä mitään kj-mittaus- tai vianpaikannustoimintoja, vaan se toimii ainoastaan tietoliikenneyhteyden muodostavana laitteena ja siinä on ohjaimet kaukokäytettävien erottimien etäohjaukseen. Laitteessa on lisäksi vielä akkulaturi ja pj-mittaukset akun latausvirrälle ja jännitteelle, mutta kaikki muu mahdollinen toiminnallisuus täytyisi liittää ACO:oon erillislaitteena.

ACO välittää tietoa kahteen suuntaan GPRS-yhteyden avulla. Kaukokäyttöjärjestelmään kuuluu myös Emtele Oy:n toimittama Viola tietoliikennepalvelin, M2M Gateway, joka kerää kaukokäytettäviltä erottimilta saatavat tiedot ja välittää ohjaukset SCADA:sta kaukokäyttölaitteille. Tietoliikennepalvelin toimii tiedon välityksen rajapintana SCADA:n palvelimille, joihin SCADA:n prosessitieto on varastoitu. Kuvassa 7.2 on kuvattu FieldCom-tietoliikenneverkon nykyistä rakennetta, johon muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden tietoliikenne olisi mahdollista integroida [43].



Kuva 7.2. Nykyinen FieldCom-tietoliikennejärjestelmä kaukokäyttöisille erottimille, mukailen [42, s. 2].

GPRS-yhteys ACO:lta tietoliikennepalvelimelle on toteutettu suojattuna, tunneloituna VPN (Virtual private network) yhteytenä. VPN tarkoittaa yksityistä lähiverkkoyhteyttä, joka on toteutettu julkista internetiä käyttäen. Tunnelointi tarkoittaa puolestaan sitä, että internetin yli muodostetaan virtuaalinen, suojattu kaista yksityiselle tietoliikenteelle. VPN-tunnelointi ja laitteiden omat palomuurit takaavat riittävän tietoturvan tason.

Tieto välitetään M2M palvelimelta edelleen SCADA-järjestelmän tietokantapalvelimille niin sanottujen NFE-linkkien kautta. NFE (Network Front End) tarkoittaa vapaasti suomennettuna ”verkon etuosaa” eli sitä pistettä, johon SCADA-järjestelmä päättyy ja josta varsinainen tietoliikenneosuus alkaa. Tämä rajapinta on käytännössä M2M palvelimen ja SCADAn välissä [43].

7.3 FieldCom verkon laajentaminen tai muu mahdollinen ratkaisuvaihtoehto

Muuntamoautomaation mittausten ja vianpaikannuksen toteutusta varten myös niille muuntamoille, joissa ei ole kaukokäytettäviä erottimia ja FieldCom yhteyttä, tarvittaisiin jokin ratkaisu. Yksi vaihtoehto olisi hankkia suoraan erillisiä FieldCom liittymiä, vaikka moottorierottimia ei olisikaan asennettu erottimille. Toisaalta tässä ratkaisumallissa maksettaisiin tavallaan ylimääräistä hintaa moottoriohjauksen optiosta, joten kustannustehokkuus ei olisi aivan parhaalla mahdollisella tasolla. Tästä syystä jokin muu vaihtoehto sopisi tarkoitukseen nykyistä ACO:a paremmin.

Emtelen kanssa voitaisiin neuvotella FieldCom laitteiston ”kevyemmästä” versiosta. Nykyisten kaukokäyttöisten erotinasemien tietoliikenteen sopimusten mukainen palvelutaso on erittäin korkea, jota voidaan pitää perusteltuna vaatimuksena erottimien ohjaustarpeet huomioon ottaen. Mikäli jakelumuuuntamolla olisi kuitenkin pelkästään mittalaitteita, voisi hieman alhaisempikin palvelutaso riittää. Esimerkiksi 80 prosentin palvelutasolla kustannuksista voitaisiin säästää jonkin verran nykyiseen verrattuna [43]. Myös vaihtoehtoja nykyiselle FieldCom – verkolle olisi syytä miettiä muuntamoautomaation tapauksessa. Jokin GPRS-tekniikalla toteutettava vaihtoehto olisi kuitenkin todennäköinen. Muuntamoautomaation tietoliikenteen toteutusta olisi kuitenkin syytä miettiä osana muuta tietoliikennettä, eikä erillisenä osa-alueena [43].

8 VIKAINDIKAATTORILAITTEIDEN TESTAUS KENTTÄKOEPROJEKTISSA

Syksyllä 2013 tehtiin vianpaikannukseen liittyviä kenttäkokeita yhteisprojektina, jossa oli mukana Elenia, sekä muutamia yhteistyöyhtiöitä. Kenttäkoeprojektissa tarjoutui mahdollisuus päästä mukaan testaamaan yhtä vianpaikannuslaitteistoa käytännön koejärjestelyillä. Testattu vianpaikannuslaitteisto perustuu jo aiemmin esiteltyyn sensoritekniikkaan, jota Elenialla ei vielä syksyllä 2013 ollut käytössä. Projektia voidaan tästä syystä pitää tämältyyppisen sensoritekniikan testauksen pilottikohteena Elenian jakeluverkossa.

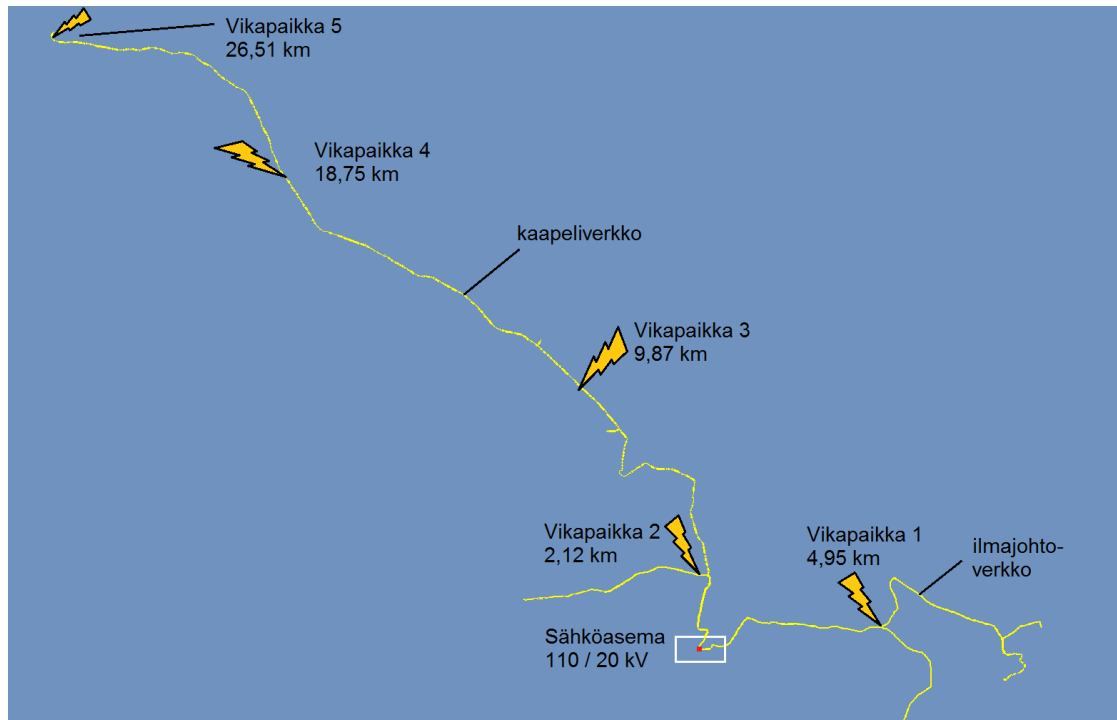
Tässä luvussa tarkastellaan kenttäkokeita, niiden käytännön järjestelyjä, tuloksia ja havaintoja siltä osin, kuin ne liittyvät muuntamoautomaatioon ja vianpaikannukseen. Kaikkia tuloksia ja mittausdataa ei luonnollisesti käydä läpi, koska aineistoa kertyi todella paljon. Suoritettujen kokeiden perusteella saatiin hyvä kokonaiskuva siitä, miten sensoritekniikkaan perustuva testilaitteisto toimii ja mitä haasteita ja ongelmia voi esiintyä.

ABB:n suorittamat mittaukset heidän omilla testilaitteillaan eivät kuulu tämän diplomityön esiteltävään sisältöön. Vikatestaukseen käytettävää ABB:n ”vikakärryä” kuvataan kuitenkin lyhyesti.

8.1 Testilaitteet ja jakeluverkko

Vianpaikannuksen kenttäkokeet suoritettiin maaseutuverkossa. Pidempi johtolähtö jolla pääosa kokeista suoritettiin, oli lähes kokonaan maakaapelia, joten se vastaa melko hyvin Elenian jakeluverkon tulevaa rakennetta verkoston saneerausrakentamisen jälkeisessä tilanteessa. Verkoston saneeraus tehdään koko verkkoalueella tulevina vuosina pelkästään maakaapelina myös maaseudulla, kuten työn alussa luvussa 2 todettiin. Verkon kytkentätilanne vastasi myös normaalia käyttötilannetta kokeiden suorittamisen aikana.

Kuvassa 8.1 on esitetty verkkokaavio, johon on merkitty kaksi johtolähtöä, joilla kokeet suoritettiin. Pidempi lähtö on lähes kokonaan maakaapelia ja lyhyempi ”referenssilähtö” puolestaan pääosin ilmajohtoa. Lisäksi kuvaan on merkitty vikapaikat, sekä niiden etäisyydet 110/20 kV sähköasemalta johdinpituuksina. Pisimmillään vikapaikka oli sijoitettu johto-osuuden loppupäähän, noin 26,5 kilometrin päähän johtoa syöttävältä sähköasemalta.



Kuva 8.1. Vikaindikaattoreiden testauksen NIS-verkkodokumentaatio, johon on merkitty vikapaikat sekä niiden etäisyydet sähköasemalta, mukaillen [39].

Vikakokeet suoritettiin käyttämällä ABB:n kehittämää siirrettävää vikakärryä, joka koostuu käytännössä yhdestä kj-kojeiston kennosta, jossa on katkaisija, erotin sekä tietoliikenne- ja mittauslaitteita. Vikakärryllä on mahdollista suorittaa sekä oikosulku-, että maasulkukokeita. Suoritetuissa kokeissa käytettiin projektin aikana myös vikavastuksia maasulkukokeissa vaiheen ja maan välillä, sekä oikosulkukokeissa eri vaiheiden välillä. Vikavastuksen arvoa vaihdeltiin eri testeissä käyttämällä erisuuria vastuselementtejä. Näin saatiin varioitua sekä vastuksettomia jäykkiä maasulkuja, että suuriohmisia maasulkuja erilaisilla vastusarvoilla. Oikosulkukokeissa käytettiin aina samaa vikavastuksen arvoa vaiheiden välillä. [40]. ABB:n vikakärry on esitetty seuraavassa kuvassa 8.2, jolloin se oli kytkettynä kuvan 8.1 mukaiseen vikapaikkaan numero 2, lyhyen ilmajohto- haaran alkuosalle.



Kuva 8.2. ABB:n kehittämä vikakärri, jolla verkkoon voidaan tehdä keinotekoisesti sekä oikosulku-, että maasulkuvikoja. Vikatilanteena kuvassa on katkeileva maasulku kaapelilla.

Vikakärryn liittäminen jakeluverkkoon tapahtuu kytkemällä kärrystä lähtävä kaapeli esimerkiksi ilmajohtoon, kuten kuvan 8.2 tapauksessa on tehty. Kytkentä ja irrotus voidaan tehdä myös jännitetyönä, jolloin vältetään aiheuttamasta johtolähdön asiakkaille sähkökatkoja. Myös kärryllä tehtävät viat asetetaan tyypillisesti kestävämmän esimerkiksi enintään 150 ms, jolloin johtolähdöllä ei ehdi esiintyä sähkökatkoa asiakkaille [40].

Vikaindikaattorit joita projektin aikana testattiin, oli asennettu 110/20 kV sähköaseman kahteen lähtökennoon. Testattavana laitteistokokonaisuutena oli jo aiemmin tässä työssä esitelty sensoriteknologiaan perustuva Kries IKI-50 Grid-Inspector vianpaikannuslaitteisto, jolla voidaan tehdä myös joitakin mittauksia. Testauksessa ajatuksena oli käyttää kahta erillistä laitteistoa, joista toinen indikoi aina sitä lähtöä, jolla vikoja tehtiin ja toinen toimi ”referenssi-indikaattorina”. Tämän työn liitteessä 4 on esitetty lisädokumentaatiota ja valokuvia laitteistojen todellisesta asennusympäristöstä, sekä laitteiden näyttöruutunäkymistä.

8.2 Mittaukset ja kokeet

Viikon kestäneiden kokeiden aikana suoritettiin yhteensä noin 150 vikakoetta. Näistä suurin osa oli erilaisia maasulkukokeita, koska suurin osa kj-verkon todellisistakin vi-oista on maasulkuvikoja. Toinen peruste on maasulkuvikojen suojaustekninen haastavuus vikojen indikoinnille, verrattuna helpommin havaittaviin oikosulkuvikoihin. Eri-tyinen painopiste kokeissa oli nimenomaan vikavastuksellisten maasulkuvikojen indi-koinnin testaus.

Testiohjelmassa vikakärryn paikkaa vaihdettiin jokaisena testauspäivänä eri kohtiin verkkoa, jotta vikapaikkatestaus saatiin mahdollisimman kattavasti toteutettua. Pääosa kokeista suoritettiin kompensoidussa verkon käyttötilanteessa, mutta myös maasta erotetun tilanteen kokeita tehtiin muutamia. Kompensoidussa tilanteessa tehtiin lisäksi monenlaisia eri variaatioita kompensoinnin asteen osalta. Pidemmän kaapelilähdön ha-jautettua kompensointia kytkettiin osassa kokeista kokonaan pois käytöstä, jolloin oli käytössä pelkästään sähköaseman keskitetty kompensointi. Myös sähköaseman sammutuskelan säätäjän asentoa muutettiin siten, että välillä verkkoa yli- ja alikompensoitiin, sekä joissain kokeissa sammutuskela oli säädetty resonanssipisteeseen. Maasulkukokei-ta tehtiin vikavastuksettomasti jäykkänä maasulkuina vaihdellen aina vikaantuvaa vai-hetta (L1, L2 ja L3), sekä välillä käytettiin vikavastuksia, joiden arvot olivat kokeiden aikana aina 3,3; 5; 10 tai 20 kilo-ohmia. Vastuselementtien lämpötiloja tarkkailtiin eri kokeiden välillä, jotta koetulokset olisivat riittävän vertailukelpoisia, eikä vastusten mahdollinen lämpeneminen aiheuta liikaa virhettä. Oikosulkukokeissa vikavastusta oli aina 15 k Ω /vaihe kaikissa suoritetuissa kokeissa. Suoritetut oikosulkukokeet olivat kaikki kolmivaiheisia vikoja [39; 40].

Osa maasulkukokeista tehtiin niin sanottuina katkeilevina maasulkuina, jolloin vian aikana esiintyvä valokaari välillä paloi ja välillä sammui. Katkeileva maasulkuvika on erityisesti kompensoidun eli sammutetun maakaapeliverkon vikatyyppejä, joka on suo-jausteknisesti haastava vikatapausta. Haastavuuden aiheuttaa se, että vika esiintyy ja hävi-ää nopealla syklillä, joten sitä on haastavaa havaita ja paikallistaa luotettavasti. Pahim-massa tapauksessa katkeileva maasulku voi aiheuttaa aseman pääsuojauksen toiminnan, jolloin koko aseman 20 kV:n kiskosta katkaistaan jännite. Katkeilevia maasulkuja simu-loitiin käyttämällä kipinäväliä, sekä vikakärryyn kytkettyä osittain kuorittua maakaape-lia. Näillä kahdella erilaisella koejärjestelyllä simuloitiin erityyppisiä katkeilevia maa-sulkuja. Kokeiden vika-aikojen kestot pidettiin lyhyinä. Edellä esitetyssä kuvassa 8.2 on osittain kuoritun maakaapelin testaustilanne, joka simuloi katkeilevaa maasulkuja.

IKI-50 mittaustilat oli kokeiden aikana mahdollista lukea paikallisesti laitteen omalta näyttöruudulta. Tämän lisäksi laitteet oli johdotettu liikennöimään myös Elenian SCADA-järjestelmään, jotta mittaustiedot siirtyvät SCADA:n tietokantaan talteen ja niitä on mahdollista tarkastella myös myöhemmin. IKI-50 laitteen omaan häiriömuistiin mahtuu yhteensä 20 viimeisintä havaittua vikatapausta. Muisti on myös mahdollista nollata paikanpäällä.

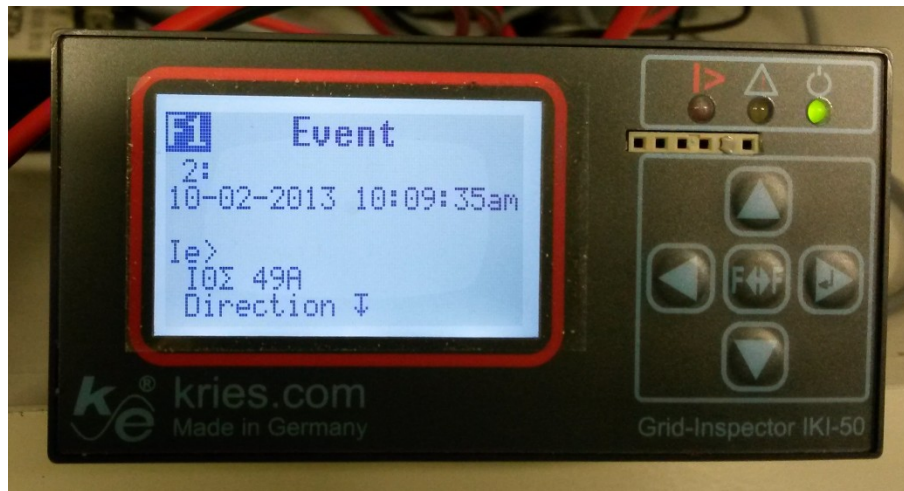
8.3 Tulokset ja havainnot

IKI-50 vikaindikaattorilaitteistot olivat ensimmäistä kertaa testattavana Elenian jakeluverkossa. Laitteiden asennus tehtiin jälkiasennuksena eli ns. retrofit-asennuksena. Laitteet konfiguroitiin eli asetukset syötettiin paikanpäällä asennuksen jälkeen. Havaintona voidaan todeta, että ensisijaisesti vikaindikaattoriksi tarkoitettu laite kykenee kohtuullisen monipuolisiin kj-verkon mittauksiin myös normaalissa käyttötilanteessa. Esimerkiksi virrat, jännitteen, tehot ja loistehot ym. vastasivat melko tarkasti lähdöreleiden vastaavia arvoja kahdessa kennoterminaalissa, joissa IKI-50 oli asennettuna. Myös IKI-50 -laitteen kapasitiiviseen jännitteenjakoon perustuva jännitetason ilmaisu näytti ainakin tarkasteluhetkillä yhden desimaalin tarkkuudella samaa arvoa kuin jännitemuuntajalta jännitetason arvon saava rele. Tarkkuuden puolesta tämä olisi jo täysin käyttökelpoista tietoa esimerkiksi jakelumuuntamon 20 kV jännitetasotietona kj-verkosta.

Vikatestauksissa IKI-50 laitteiden kanssa esiintyi kuitenkin ongelmia. Viikon testauksen perusteella voidaan todeta, että IKI-50 indikoi luotettavalla tasolla ainakin oikosulkuvia, olipa vikapaikka missä kohtaa verkkoa tahansa. Maasulkuvioista osa jäi sen sijaan kokonaan havaitsematta. Myös havaittujen maasulkujen indikoinnissa oli ongelmia suuntaindikoinnin osalta, sillä suunta ei näyttänyt läheskään aina oikein. Josain yksittäisessä jäykän maasulun indikoinnin testissä saatiin jopa erisuuntaiset vikasuunnat eri mittauskerroilla, kun sama koe toistettiin samanlaisena uudelleen kaksi kertaa samassa vikapaikassa muutaman minuutin väliajalla.

Maasulkuvikojen indikoinnin osalta tehtiin myös eräs tärkeä havainto. IKI-50 laitteet eivät havainneet yhtään vikavastuksellista maasulkuvikaa missään vikapaikassa. Pienin käytetty vikavastus oli 3,3 k Ω vaiheen ja maapotentiaalilin välissä. Kiinnostavaa olisi ollut kokeilla jollakin pienemmällä vikavastuksen arvolla, missä kohdassa laitteen herkkyys tulee vastaan ja laite alkaa indikoida vikoja, mutta sellainen testi ei sisällynyt koeohjelmaan tällä kerralla. Toisaalta myös osa jäykistä maasulkuvioista jäi havaitsematta IKI-50 laitteilla, joten mahdollisen vikavastuksen olisi täytynyt olla melko pieni, jotta indikointi olisi ollut mahdollista. Joidenkin kirjallisuuslähteiden mukaan transienttien vaimentamiseen riittää jo 50–200 ohmin vikaresistanssi ilmajohtoverkoissa, mutta maakaapelin vastaavasta arvosta ei ole mainintaa. Suoritettujen kenttäkokeiden perusteella sen ei kuitenkaan voida arvioida olevan ainakaan kovin paljon tätä suurempi. Vaimentamisella tarkoitetaan tässä yhteydessä sitä, että transientti vaimenee vikaresistanssista johtuen niin paljon, että sitä ei enää voida havaita sensoreilla. [41, s. 99; katso 42].

Kuvassa 8.3 on esitetty IKI-50 – laitteen näytön näkymäkuva tapahtumalogista, johon havaitut vikatapaukset tallentuvat ja niitä voidaan tarkastella myöhemmin. Näytössä näkyy vian havaitsemishetken aika- ja päivämäärätieto, vikatyypin (tässä laitteessa Ie> eli maasulkuvika), laitteen sensorimittausten perusteella laskema nollavirta, sekä suuntaindikointitieto, jota kuvaa pieni nuoli näyttöruudun alareunassa. Näytössä näkyvät tiedot välittyvät myös Elenian SCADA-järjestelmään.



Kuva 8.3. IKI-50 laitteen tapahtumalogi maasulkutilanteessa, kun vika on indikoitu onnistuneesti. Suuntaindikointi tarkoittaa tässä tapauksessa lähdön suuntaan sähköasemalta katsottuna. Päivämäärätieto on esitetty muodossa kk-pp-vvvv.

Katkeilevat maasulut onnistuttiin indikoimaan lähes jokaisella kerralla, mutta näistäkin muutama jäi silti kokonaan havaitsematta. Paremmasta indikointitarkkuudesta huolimatta, ongelmia esiintyi erityisesti väärän suunnan indikoinnista johtuen. Suuntaindikoinnista on mahdotonta sanoa vielä näiden kokeiden perusteella, toimiiko se missään tilanteessa luotettavasti, sillä verkon kompensoinnin asettelulla näytti olevan jotain merkitystä tarkkuuteen, mutta se ei vielä selvinnyt.

Yleisenä yhteenvedona IKI-50 vikaindikaattoritestauksesta voidaan todeta, että normaalin käyttötilanteen mittaukset toimivat ainakin testaushetkellä hyvin ja olivat riittävän tarkkoja. Mikäli niitä haluttaisiin hyödyntää laajemmassa mittakaavassa, tarvittaisiin vielä pitkän ajan seurantatestit referenssimittauksin, esimerkiksi jännite- ja virtamuuntajilta, jotta voitaisiin olla varmoja myös pitkän ajan tarkkuuksista.

Vikaindikoinnissa kokeiden aikana esiintyneet ongelmat herättivät useita uusia kysymyksiä. Laitteen asetteluja kokeiltiin muuttaa kokeiden aikana herkemiksi, mutta tällä ei näyttänyt olevan kovin suurta merkitystä. Toisaalta sopivilla asetteluilla olisi mahdollisesti voitu saavuttaa parempi tarkkuus, mikäli niitä olisi ehditty kokeilla riittävän laajasti. Nyt ongelmia aiheutti myös se, että uudet konfiguraatiot tehtiin lähinnä oletuksiin perustuen, ilman laitevalmistajalta saatuja laskelmia tai teoriaan perustuvia argumentteja. Laitteen sensoreiden herkkyys saattoi myös olla riittämätön tai kj-verkko mahdollisesti liian suppea johtopituuksiltaan, verrattuna esimerkiksi Saksan verkkoihin, joissa IKI-50 laitteita on jo käytössä. Näissä kokeissa haastetta saattoi aiheuttaa myös kompensointi, joka oli toteutettu sekä keskitetysti sähköasemalla, että hajautetusti täydennettynä. Esiintyvät maasulkuvirrat saattoivat olla laitteelle liian pieniä havaittaviksi.

Näiden kokeiden perusteella voidaan arvioida, että lisätestausta tarvittaisiin vielä. Tällä hetkellä ei voida olla täysin varmoja siitä, ovatko vianpaikannuksen testeissä esiintyneet ongelmat ilmiötason ongelma vai johtuvatko ne mahdollisesti jostain muusta. Mikäli lisätestaukselle tarjoutuisi mahdollisuus, voisi olla järkevää asentaa laitteita esimerkiksi viidelle peräkkäiselle jakelumuuntamolle ja tarkastella minkälaisia tuloksia

vikakokeissa saataisiin. Indikoinnin voisi arvioida olevan hyödyllistä ja riittävän luotettavaa, mikäli vähintään noin 70–80 prosenttia laitteista havaitsee vian ja sen suunnan oikein. Suurempi tarkkuuslupaus olisi silti toivottavaa. IKI-50 laitteen osalta on kuitenkin tässä yhteydessä syytä todeta että sitä myydään jo tällä hetkellä käyttövalmiina tuotteenä, joten näissä testeissä esiintyneet ongelmat pitäisi pyrkiä ratkaisemaan ensisijaisesti laitevalmistajan taholla, mikäli lisätesteihin ryhdyttäisiin. Mahdollisten uusien testien yhteydessä täytyisi myös olla laitevalmistajan edustaja mukana, jotta mahdolliset ongelmat voitaisiin ratkaista ja asettelumuutokset saataisiin tehtyä saman tien paikalla. Myös laitteen asetteluluille olisi syytä kuulla teoreettiset ja laskennalliset perustelut.

Testien jälkeen laitevalmistajalta saatiin myös loppuraportti kenttäkokeiden tuloksista. Raportissa arvioitiin kokeiden onnistumista ja otettiin kantaa esiintyneisiin ongelmiin ja vikatapauksiin, joita ei saatu indikoitua. Jälkeenpäin selvisi esimerkiksi se, että IKI-50 laitteessa vikaindikoinnin asetuksista oli ollut käytössä pelkästään transientti-indikointi. Reaktanssimenetelmään perustuva toinen funktio ei ollut aktivoituna, jolla olisi tehtaan mukaan voinut olla mahdollista indikoida vikavastuksellisia maasulkuvikoja noin 5 kilo-ohmin arvoon asti. Transienttiperusteinen paikannus on valmistajan mukaan tarkoitettu vain vikavastuksettomien ja katkeilevien maasulkujen indikointiin. Lisäksi arvioitiin, että vaihekohtaisten virtamittausten lisäksi olisi voitu käyttää myös summavirtasensoria paremman indikointitarkkuuden saavuttamiseksi. Myös kapasitiivinen jännitteenjakaja olisi voitu korvata resistiivisellä jakajalla, sillä kapasitiivisen jakajan mittausjännitteeseen voi aiheutua 3–4 asteen vaihesiirto todelliseen arvoon verrattuna, joka saattaa laitevalmistajan mukaan olla syynä esimerkiksi katkeilevan maasulun virheelliseen suuntaindikoinnin tietoon.

9 MUUNTAMOAUTOMAATION MITTAUSTEN PILOTTI

Edellisessä luvussa tarkasteltiin kevyttä ja mahdollisimman yksinkertaista vikaindikaattoria, joka sisälsi myös joitakin normaalin käyttötilanteen mittausominaisuuksia. Tässä toisessa kenttätestauspilotissa 20/0,4 kV:n jakelumuuntamolle on asennettu laajalla toiminnallisuudella toteutettu jakelumuuntamon valvonta-, mittaus-, ja vianpaikannuslaitteisto. Testilaitteeksi on valittu jo aiemmin tässä työssä esitelty Netcontrolin Netcon 100 muuntamoautomaatiolaitteisto laajalla toiminnallisuudella.

Muuntamoautomaation toisessa testipilotissa oli tarkoitus keskittyä ennen muuta normaalin käyttötilanteen mittauksen toteutukseen ja tarkasteluun. Laitteisto on asennettu kaupunkiverkkoon keskusta, jossa keskijännite- ja pienjänniteverkko on lähes kokonaan maakaapeloitu. Valitun muuntamon lähiympäristön osalta verkko on 100 % kaapelia. Huolimatta Netcon 100 laitteiston vikaindikointiominaisuuksista, testien aikana ei oletettu tapahtuvan yhtään vikaa, vaan pääpaino testauksessa oli normaalin käyttötilanteen mittauksen toteutuksessa uutta sensoriteknikkaa hyödyntäen. Tarkoitus oli ottaa testattavaksi mahdollisimman laaja toiminnallisuus, jonka perusteella voitaisiin määrittää mitkä asiat ovat todellisia mittaustarpeita, joista olisi todellista käytännön hyötyä kustannuksiin nähden.

9.1 Testilaitteiston esittely

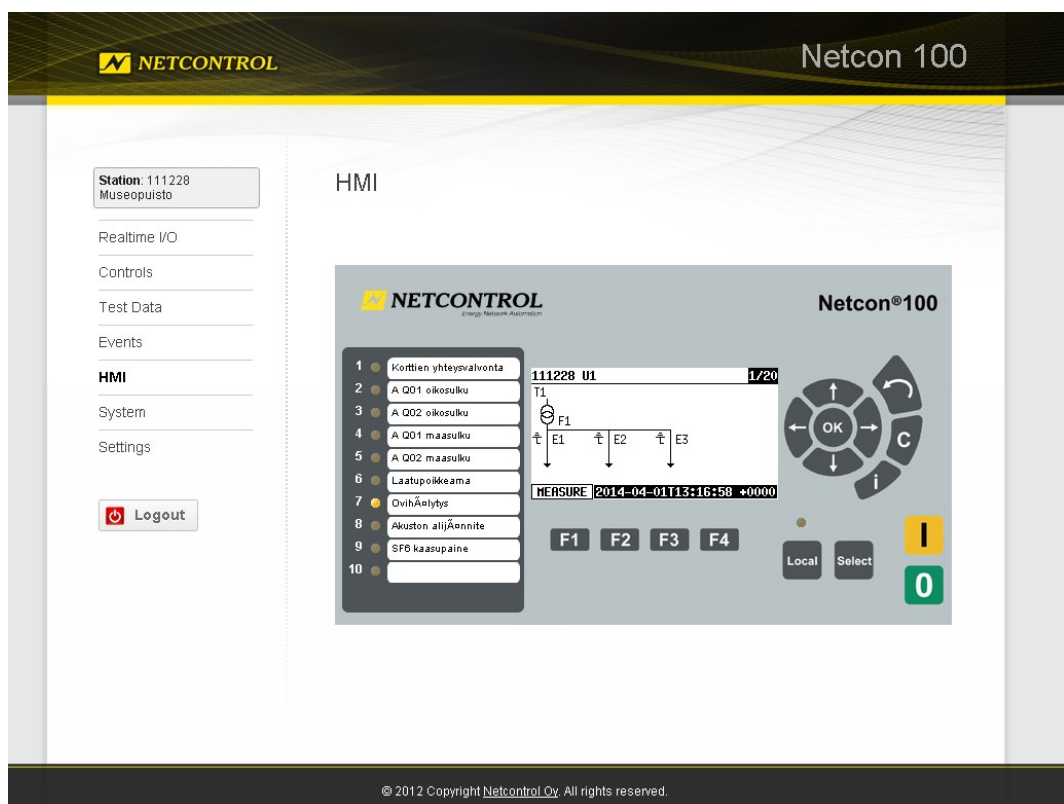
Muuntamoautomaation testilaitteiston kokoonpano on toteutettu aiemmin tässä työssä esitellyllä Netcon 100 mittaus- ja vianpaikannuslaitteistolla. Tietoliikenneyhteys Elenian SCADA-järjestelmään on puolestaan toteutettu Viola System:n Arctic Control A104 Gateway server – GPRS reitittimellä. Tässä pilottivaiheessa yksittäisen laitteiston mittalaite ja sen käyttämä tietoliikenneverkko ei niinkään ole oleellista, vaan kiinnostavaa on se, mitä suureita (sähkötekniisiä tai muita) 20/0,4 kV:n jakelumuuntamolla olisi hyödyllistä mitata. Laittevalinnat on tehty siten, että mahdollisimman laaja mittauksien testaus on mahdollista.

Netcon 100 laitteiston aiemman kuvauksen mukaisesti laite sisältää toimituksessa oman laitekaapin, akuston ja sensorit sekä kj-, että pj-mittauksia varten. Myös muita antureita on asennettu, joista käytössä ovat Pt100 lämpötila-anturi, ovisensori, sekä savuilmaisin. Tämän työn liitteessä 5 on esitelty muutamia asennusvaiheen aikaisia kuvia pilottiprojektista.

9.2 Järjestelmän testaus ja tulokset

Tämän diplomityön aikataulun puitteissa järjestelmän testausta ehdittiin suorittaa ainoastaan perusominaisuuksien osalta. Laajemmat laitetestit ja mittauksien määrittelyt jäävät tämän työn käsittelyn ulkopuolelle erillisenä jatkoprojektina tarkasteltaviksi. Tähän asti saaduista tuloksista esitellään mittausten mahdollisuuksia, sekä joitakin ajatuksia muuntamovalvonnalle SCADA-järjestelmässä. Asennetut laitteet jäävät muuntamolle ja niitä on myöhemmin mahdollista hyödyntää ja järjestelmiä jatkokehittää halutulla tavalla.

Seuraavassa kuvassa 9.1 on esitelty Netcon 100 laitteen web-käyttöliittymän etähallintanäkymä. Kuvassa on esitetty sama näkymä, joka on myös asennetun laitteen näyttöpaneelissa.



Kuva 9.1. Netcon 100 laitteen web-käyttöliittymän perusnäkö.

Liitteessä 5 on kuva Netcon 100 laitteen paikallisnäyttöpaneelista. Web-käyttöliittymässä on mahdollista tarkastella kaikkia laitteiston mittaamia suureita. Eri arvoja on todella kattavasti, eikä kaikkia ole edes tarkoituksenmukaista tuoda SCADA-järjestelmään, vaan tarkemmat tarkastelut olisi ajatus suorittaa jatkossakin vain tarvittaessa, web-käyttöliittymää käyttäen.

Seuraavassa kuvassa 9.2 on esitelty lyhyt otos Netcon 100 muuntamoautomaatiolaitteiston mittauksista. Listalle on otettu mukaan pelkät kj-verkon jännitetiedot, mutta muitakin mittauksia on mahdollista hakea, mikäli niitä tarvitaan.

Station: 111228
Museopuisto

Realtime I/O

Location: 1, Object: 5, FDM112, Data type: Measured value, float

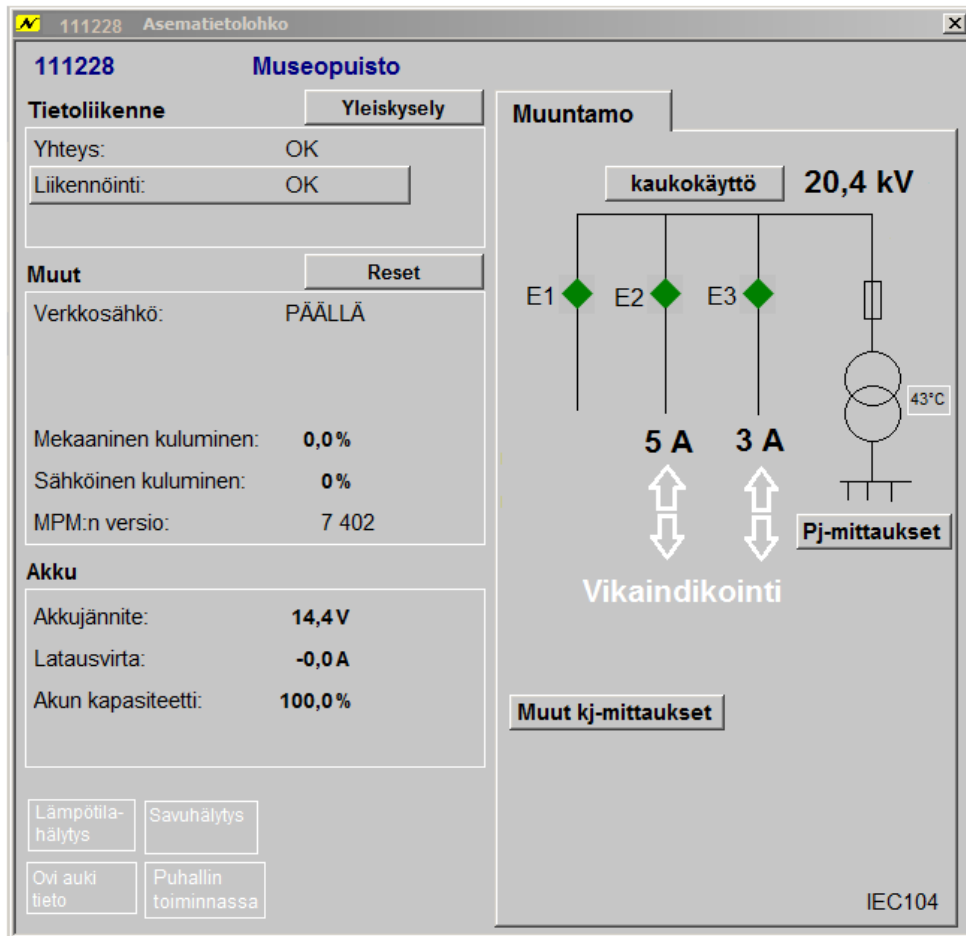
Get values

Signal	Value	Set Data
U1.F1;M_InstRMS_UL1:1 (Chg)	11.8kV	2014-04-01 12:52:25.291
U1.F1;M_InstRMS_UL2:1 (Chg)	11.8kV	2014-04-01 12:45:13.342
U1.F1;M_InstRMS_UL3:1 (Chg)	11.8kV	2014-04-01 12:23:23.193
U1.F1;M_InstRMS_Uo:1 (Chg)	0.00%	2014-04-01 11:58:48.824
U1.F1;M_InstRMS_U12:1 (Chg)	20.4kV	2014-04-01 12:58:44.015
U1.F1;M_InstRMS_U23:1 (Chg)	20.4kV	2014-04-01 13:05:53.448
U1.F1;M_InstRMS_U31:1 (Chg)	20.4kV	2014-04-01 12:50:16.165

Kuva 9.2. Lyhyt otos Netcon 100 laitteen web-käyttöliittymän joistakin mittauksista kjo-verkosta muuntamalla.

Muuntamoautomaation mittalaitteena Netcon 100 pilottikokonaisuus on tarkoituksella valittu laajoilla toiminnallisuuksien ja mittausten mahdollisuuksilla, jotta testausvaiheessa voidaan mitata mahdollisimman monipuolisesti eri suureita. Jatkokehityksen puitteissa voisi olla hyödyllistä määrittää mittausten perusteella jokin määrä haluttuja mittauksen suureita, jotka tuodaan SCADA-järjestelmään. Kaikkia suureita ei ole järkevää eikä tarpeellista hakea jatkuvasti. Tarvittaessa web-käyttöliittymällä saadaan etäyhteys laitteistoon mittauksia tai asetusmuutoksia varten.

Viimeisenä kuvana 9.3 esitetään vielä yksittäinen mahdollinen toteutusvaihtoehto Elenian muuntamoautomaation SCADA-valvontakuvaksi. Tässä vaiheessa kuva on vielä täysin kuvitustekninen, eikä sen käytännön toteutukseen ja mahdollisiin rajoitteisiin oteta tässä vaiheessa kantaa. Todellinen kuvitustekninen määrittäminen jää osaksi jatkotutkimushanketta.



Kuva 9.3. Muuntamoautomaation mahdollinen SCADA - valvontakuva – esimerkki. Kuva on tässä vaiheessa hahmotelma, jonka käytännön toteutuksesta ei ole vielä tarkkaa tietoa esimerkiksi mahdollisista järjestelmäteknisistä rajoitteista.

Kuvaan on valittu joitakin tärkeäksi arvioituja mittauksia, kuten kj-verkon jännitetaso muuntamolla, sekä sensoreilla mitatut virrat muuntamon lähdöillä, joihin sensoreita on asennettu. Lähtö E1 on sähköasemalta syöttävä lähtösuunta, joten sitä ei ole mitattu, mutta tällainenkin optio on mahdollinen. Tarvittaessa jälkepäin on mahdollista asen-
taa virtasensorit myös E1 lähdölle.

Kuvassa on lisäksi esitetty optiona lisämittausten avattavat valikot ”Muut kj-mittaukset” ja ”Pj-mittaukset”, joista voisi avautua lisää mittaussuureita. Lisäksi vikaindikointi ja hälytykset on ajateltu vaihtavan väriä (esimerkiksi punaiseksi), mikäli muuntamolla tapahtuu vika tai johtolähtöjen E2 tai E3 sensorit havaitsevat vian ja vikavirran suunnan. Myöhemmässä vaiheessa nämä suuntatiedot olisi kuitenkin ajatus tuoda suoraan DMS-järjestelmään. Tästä on esitetty oma kuvansa seuraavassa luvussa 10.

10 TOTEUTUSTAPOJEN TARKASTELU JA KUSTANNUSLASKELMAT

Tässä luvussa tarkastellaan erilaisia vaihtoehtoja muuntamoautomaation yksittäisten laitteiden ja niiden laajuuksien osalta. On selvää, että yksinkertainen mittalaite joka mittaa tai indikoi vain hyvin vähäistä määrää eri ilmiöitä, on edullisempi vaihtoehto kuin kokonaisvaltainen muuntamoautomaatioratkaisu, jossa mittalaitteita ja sensoreita on paljon sekä kj- että pj-puolella ja mahdollisesti muuallakin muuntamolla.

Paitsi yksittäinen laite ja sen toteutuksen laajuus, myös laitteiden kokonaismäärä vaikuttaa oleellisesti kokonaiskustannuksiin, sekä laitteista saatavaan hyötyyn. On täysin eri asia, onko laitteita verkossa 100, 1000 vai 10 000 kappaletta. Jopa sellainen vaihtoehto täytyy olla mukana pohdinnassa, olisiko kaikille jakelumuuntamoille syytä asentaa vähintään yksinkertainen vikaindikaattori ilman muita toiminnallisuuksia? Tällöin kokonaismääräksi muodostuisi sama kuin 20/0,4 kV jakelumuuntamoiden lukumäärä, eli noin 22 350 kappaletta.

10.1 Yksittäisen laiteratkaisun laajuustarkastelu

Yksittäiselle laitteelle voidaan listata eri ominaisuuksia ja määrittää mahdollisen toiminnallisuuden laajuutta. Seuraavaan taulukkoon 10.1 on listattu viisi erilaista mahdollista muuntamoautomaation mittaus- ja vianpaikannuskonseptia laajimmasta kevyimpään, sekä niiden mahdollisia ominaisuuksia. Laajimmassa vaihtoehdossa on paljon nykyisin toteutettavissa olevia toiminnallisuuksia, kun taas kevyimmässä versiossa on karsittu mahdollisimman paljon pois siten, että vain kj-verkon vikaindikointi on vaadittu ominaisuus.

Taulukko 10.1. Muuntamoautomaation erilaisia mahdollisia toteutuksen laajuuksia ominaisuuksien mukaan.

Ominaisuus	Laajuus	laaja 1	laaja 2	keskitaso	kevyt 1	kevyt 2
Vikaindikointi		x	x	x	x	x
Kj-mittaukset		x	x	x	x	(x)
Pj-mittaukset		x				
Muuntajan lämpötila Pt100		x	x	x	(x)	
Ovisensorit		x	x	x		
Savuilmaisoin		x	x			
Häiriötallenne (rele-tyyppinen)		x	x			

Näistä esitetyistä konsepteista voisi olla järkevää tarkastella esimerkiksi kahta tai enintään kolmea erilaista vaihtoehtoa, koska viiden tai useamman erilaisen laajuuden käytännön toteutus ei välttämättä ole järkevää. Hankintahinta on edullisempi, asennustekniset seikat ovat selkeämpiä ja käyttöönotto on yksinkertaisempaa, mikäli erilaisia vaihtoehtoja ei ole liikaa. Toisaalta jos hankittava laite on modulaarinen, laajennettavuus on mahdollista myöhemmin, vaikka alussa käytettäisiin kevyempää versiota.

Taulukon 10.1 perusteella voidaan päätyä esittämään käytännössä kahta erityyppistä ratkaisuvaihtoehtoa. Laajempi ratkaisuvaihtoehto voisi olla modulaarinen ja siten sillä voisi kattaa kaksi laajaa, sekä keskitason mittaus- ja vianpaikannustarpeet. Toinen ratkaisuvaihtoehto voisi olla kevytversio, joka olisi mahdollisimman edullinen ja sisältäisi vain vikaindikoinnin ja mahdollisesti samassa laitteessa mukana tulevia mittausominaisuuksia. Mittausominaisuuksia ei kuitenkaan vaadittaisi kevytversiossa, vaan ne voisivat laitteesta riippuen sisältyä indikaattoriin mahdollisena optionalisena ominaisuutena ilman lisähintaan. Näin onkin esimerkiksi jo mainituissa Horstmann Compass B ja Kries IKI-50 laitteissa.

10.2 Muuntamoautomaatiolaitteiden sijoittelun mahdollisuuksia

Muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden sijoittelua on mahdollista tehdä hyvin monin eri perustein. Karkealla jaolla voitaisiin valita, että taajamissa käytettäisiin laajaa laitteistoratkaisua ja maaseudulla puolestaan kevytversiota. Toisaalta tämä ratkaisu ei välttämättä ole paras mahdollinen, joten muitakin vaihtoehtoja on pohdittava.

Toinen mahdollinen lähestymistapa olisi käyttää laajaa laitteistoratkaisua vain sellaisilla puistomuuntamoilla, joissa on kaukokäytettäviä erottimia ja näin ollen valmis FieldCom-tietoliikenneyhteys. Muille muuntamoille voitaisiin käyttää edullista tietoliikenneyhteyttä, sekä kevytversiota vikaindikaattoriksi. Kaukokäyttöisiä erottimia sisältäviä puistomuuntamokohteita Elenian verkossa on tarkasteluhetkellä noin 470 kappaletta, kuten luvun 5 alussa jo todettiin. Tämä asettaa merkittäviä rajoitteita, koska taajamien keskustoissa jäisi paljon muuntamoita ilman laajaa valvontaa, vaikka esimerkiksi jotkin kiinteistömuuntamot voisivat olla hyviä kohteita tarkemmille mittauksille, kuten lämpötila- ja savuilmaisimille kj-mittausten ja vikaindikoinnin ohessa [45].

Laitteiden sijoittelun strategiaa mietittäessä esille nousee myös sellainen seikka, että peräkkäisiltä muuntamoilta ei välttämättä ole tarkoituksenmukaista kerätä samoja normaalin käyttötilanteen arvoja, kuten jännite ja virtatietoja, koska ne eivät tuo kovin suurta lisäarvoa. Mittauspisteitä voisi kuitenkin olla sopivien välimatkojen päässä toisistaan. Esimerkiksi johto-osuuksien puolivälit ja kytkentöjen jakorajat voisivat olla hyviä mittauspisteitä. Näistä mittauksista voisi olla hyötyä verkon eri kytkentätilateiden muutosten suunnittelussa, sillä esimerkiksi jännitetyönä tehtävien kj-verkon katkopaikkojen avaamisissa tiedettäisiin tarkat tehot kyseisellä johdolla. Myös erottimien avaamisissa suurilla virroilla voitaisiin välttää paikallismittauksista saataviin tietoihin perustuen [49].

Normaalin käyttötilanteen mittauksista poiketen, vikaindikoinnissa useampi vian suunnan indikoiva tieto toisi varmuutta siihen, että indikointi on tapahtunut oikein. Tämä parantaa luotettavuutta, mikäli jokin yksittäinen vian suuntaindikointi menisi yksittäisen vian tapauksessa väärin. Hyviä laitteiden sijoittelupisteitä olisivat erityisesti kj-verkon pisteet, joissa johto haarautuu. Vikaindikoinnilla voitaisiin selvittää onko vika- paikka haaralla vai runkojohdolla ja mistä suunnasta vikavirta kulki. Toisaalta kaikkein lyhimpiä johtohaaroja ei välttämättä kannata varustaa muuntamoautomaatiolaitteilla, mikäli johtohaara sisältää vain yhden muuntamon. Johtohaaran vikaindikoinnin tarpeellisuutta voisi mahdollisesti arvioida osittain myös Elenian nykyiseen rakennustapaohjeeseen peilaten. Haja-asutusalueella kaapeliverkon johtohaara saa sisältää enintään neljä jakelumuuntamoaa tai 200 kVA muuntotehoa. Muuntamoautomaatiota voitaisiin sisällyttää vain sellaisille johtohaaroille, joilla on enemmän kuin yksi jakelumuuntamo ja näissäkin tapauksissa vain johtohaaran ensimmäiselle muuntamolle, mikäli johdon haarautumispisteessä ei ole jakelumuuntamoaa runkojohdolla [45]. Tällainen tilanne voi olla johtohaaralla, joka on kytketty esimerkiksi kaapelihaarotuskaappiin runkojohdolla.

Myös taajamien ulkopuolella voisi olla hyödyllistä asentaa laajempia laitteistoja joihinkin verkon tärkeisiin solmupisteisiin [45]. Tässä voitaisiin käyttää esimerkiksi aiemmin esitetyn alueluokituksen näkökulmaa apuna valinnoissa. Laajemman tason mittalaitte saattaa vaatia tehokkaamman tietoliikenneyhteyden, joten kaukokäytettävä erotinpiste jakelumuuntamolla yhdistettynä alueluokituksen määritelmään, olisi varsin luonteva paikka käyttää laajaa muuntamoautomaation mittaus- ja vianpaikannuslaitteistoa. Eri alueluokista voitaisiin huomioida ainakin luokat 1–6. Alueluokat määriteltiin tämän työn alussa taulukossa 2.1. Alueet 1–6 kattaisivat luokituksen mukaan taajama-verkot, suuri- ja keskitehoiset runkojohdot, sekä sähköasemakorvausten pullonkaulat. Pullonkaula-termillä tarkoitetaan jotakin (kj-) verkon johto-osuutta, jonka johtimen poikkipinta-ala on tehonsiirtotarpeeseen nähden rajallinen ja tehoa ei voida välttämättä siirtää pelkästään kyseisen johdon kautta kaikissa tilanteissa tarvittavaa määrää. Paikallismittauksilla voitaisiin havaita helpommin ja luotettavammin esimerkiksi alhainen jännitetaso kj-verkon varrelta, esimerkiksi jonkin sähköaseman korvaustilanteissa. Toki sähköasemamittauksilla jännitetasoja seurataan nykytilanteessakin.

Muuntamoautomaation laitteiden sijoittelussa täytyy tehdä myös strateginen linjaus siitä, asennettaisiinko muuntamoautomaatio- ja vikaindikointilaitteita pelkästään uusille jakelumuuntamoille, vai myös jo olemassa olevaan verkkoon. Ottaen huomioon, että Elenia kaapeloi verkkoa joka vuosi ja tähän asti muuntamoautomaatiota ei ole vielä asennettu mihinkään (tilanne loppuvuonna 2013), olisi perusteltua päätyä esittämään mahdollisia laitteita myös jo olemassa oleville muuntamoille. Näin siitäkin huolimatta, että retrofit-asennus on kustannuksiltaan todennäköisesti suurempi, kuin tehdasasennettu vaihtoehto.

10.3 KAH-perusteisia kustannuslaskelmia

Muuntamoautomaatio- ja vianpaikannuslaitteiden hankinta aiheuttaa kustannuksia paitsi laitteiden hankinnasta, myös asennuksista, käytöstä ja ylläpidosta. Nykyinen sähkönsiirron kohtuullisen tuoton määrittävä regulaatiomalli ei huomioi muuntamoautomaatiota tai vikaindikaattorilaitteita sähköverkosto-omaisuutena, joten laitteiden hyötyjä on etsittävä muilla tavoin. Ainoastaan mahdollisten muuntamoautomaatiolaitteiden tai vikaindikaattoreiden käyttämä tietoliikenne- tai viestiyhteys on määritetty Energiaviraston (entinen Energiamarkkinavirasto) laatimassa regulaatiomallissa. Käytönvalvontajärjestelmään liitetyn kaapeliverkon jakelumuuntamon viestiyhteys on arvostettu verkkokomponenttien yksikköhinnastossa vuoden 2014 rahan arvossa kappalehinnalle 760 euroa, joka otetaan huomioon sähköjakeluverkoston arvon laskennassa. Jakeluverkon arvo on yksi tekijä kohtuullisen tuoton laskentamallissa [45; 46; 47].

Mietittäessä laitteistoille muita hankintaperusteita, vikaselvityksessä nopeampi tarkan vikapaikan löytäminen olisi yksi tällainen etu. Mikäli vikapaikka voitaisiin indikoida tarkasti tiettyyn erotinväliin, tällä saavutettaisiin hyötyä KAH-kustannuksissa, jota kautta laitteiden hankinta alkaisi olla perusteltua. Pienempi KAH jollain johtolähdöllä vian syntymisen jälkeen on mahdollista arvioida DMS-järjestelmäperusteisia laskelmia hyödyntäen. Laskelmia on mahdollista tehdä esimerkiksi simuloimalla vanhoja vikatapauksia. Mikäli tarkka vikapaikka jossain erotinvälissä olisi ollut tiedossa vian alkamisen jälkeen, voidaan laskea KAH:n pienentyminen, kun vika saataisiin rajattua heti oikeaan erotinväliin. Säästynyttä erotusta KAH:n kautta voitaisiin käyttää arvioitaessa minkä verran muuntamoautomaatioon ja vikaindikaattoreihin olisi käytettävissä rahaa. Toisaalta yksittäistä laitehankintaa ei välttämättä olisi tarkoitus maksaa pelkästään yhden vikatapauksen perusteella, vaan pidemmällä aikavälillä, mahdollisesti useiden vikatapauksen selvitysten hyötyinä. Verkkoliiketoiminnan regulaatiomalli saattaa myös muuttua tulevaisuudessa muuntamoautomaation huomioon ottavaksi, mutta tätä ei kuitenkaan voida huomioida laskelmissa.

KAH:n lisäksi myös nykyiset 6-h ja mahdollisesti tulevaisuudessa voimaan astuvat 3-h keskeytyslupaukset asettavat omat vaatimukset. Nämä tarkoittavat sitä, että sähkökatkot pyritään pitämään mahdollisimman lyhyinä ja mikäli 6 tunnin aika ylittyy, maksetaan asiakkaille korvauksia. Myös nämä hyvitykset voisivat ainakin osittain säästyä, mikäli vikapaikka olisi nopeasti selvitetty, korjaus aloitettu ja lisäksi käytettävissä olisi tarvittaessa tilapäiskaapeli, varavoimakone tai jokin muu tilapäinen sähkön varasyöttöjärjestely.

Laskelmiin perustuen voidaan karkeasti arvioida, minkä verran muuntamoautomaatiolaitteet ja vikaindikaattorit voisivat maksaa suhteessa niistä saatavaan hyötyyn. Mikäli yksittäinen laite on kovin arvokas, niitä ei voida hankkia kovin montaa. Tämä puolestaan heikentää vian suuntaindikoinnin hyötyjä, mikäli suuntaindikoinnin tieto saataisiin vain harvoista verkon solmupisteistä. Tällöin olisi melko epätodennäköistä, että vikapaikka sattuisi olemaan jotakin yksittäistä indikaattoria lähellä.

Muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden hankinnan edut lisääntyvät useiden vuosien käyttöajan puitteissa, sillä sama laite voi parhaimmillaan indikoida useita erillisiä vikatapauksia eri vuosina. Mikäli yksittäisellä kaapelilähdöllä olisi keskimäärin esimerkiksi yksi keskijännitepuolen vikatapaus vuoden aikana, KAH-kustannusten säästöpotentiaali indikaattoreita hyödynnettäessä kasvaa. Sähkönjakelun keskeytyksettömän toimituksen vaatimusten voidaan lisäksi olettaa kiristyvän edelleen tulevaisuudessa ja hyvitysten määrien kasvavan koskien sähkökatkoja, joten todelliset luvut ovat todennäköisesti laskettu suuret. Laskelmia tehtäessä on kuitenkin perusteltua käyttää mieluummin varovaisia, kuin liian optimistisiä arvioita.

Seuraavassa taulukossa 10.2 on esitetty laskelmia perustuen todellisiin kj-verkon vikatapauksiin. Taulukossa on esitetty vikatapauksen todelliset toteutuneet KAH-kustannukset nykytilanteessa, jossa verkossa ei ole erillisiä vikaindikaattoreita tai muuntamoautomaatiolaitteita. Lisäksi samat vikatapaukset on simuloitu siten, että vikaindikointiin soveltuvia laitteita suunnatulla vikavirran indikoinnilla olisi voitu hyödyntää. Eri skenaarioissa laitteita on hyödynnetty joko kaukokäytettävillä erotinasemilla, käsierottimellisilla erotinasemilla tai jokaisella 20/0,4 kV jakelumuuntamolla tai erotinpisteellä. Simulointilaskelmissa on tehty oletus, että vikaindikoinnin tiedot olisi mahdollista saada myös käytönvalvonnan järjestelmiin [20; 25]. Vikatapaukset on kuvattu lyhyesti taulukon jälkeen.

Taulukko 10.2. Muuntamoautomaation ja vikaindikaattorilaitteiden laskennallinen hyöty on pyritty määrittämään DMS-vikatapaussimulointeihin perustuen [20; 25].

vikaindikaation taso	Keskeytyskustannus (KAH) / vikatapaus, euroa					
	1	2	3	4	5	6
ei indikaattoreita	6756	26425	11865	5927	14208	9973
kk-erottimilla	3567	7709	7938	5285	9203	7040
käsierottimilla	3567	7004	7938	5588	9818	8829
kaikilla mmo:illa	3567	6204	7938	5285	9055	7035
	keskeytysajat (tuntia)					
ei indikaattoreita	01:36	07:39	02:49	07:13	07:20	07:29
kk-erottimilla	01:14	02:28	02:49	03:14	05:39	04:47
käsierottimilla	01:14	03:03	02:49	03:15	05:39	04:58
kaikilla mmo:illa	01:14	02:28	02:49	03:14	05:39	04:43
verkostoalue	maaseutu	maaseutu	maaseutu/taajama	maaseutu/taajama	maaseutu/taajama	maaseutu
6 h asiakaslupaus	ok	alle 6 h	ok	alle 6 h	alle 6 h	alle 6 h

1. Maaseututyypin sekaverkon vikatapaus, jossa runkojohto on pääosin kaapeloitu. Vikapaikka sijaitsee kaapeliverkossa. Vian erotuskytkennöissä tämän tyyppisessä verkossa ilmajohtohaarat erotetaan yleensä ensin, mutta tässä tapauksessa myös johtolähdön alkupään kaapeliverkon asiakkaille aiheutui tästä ylimääräisiä katkoksia, koska vikapaikka sijaitsee runkoverkon kaapeliosuudella.

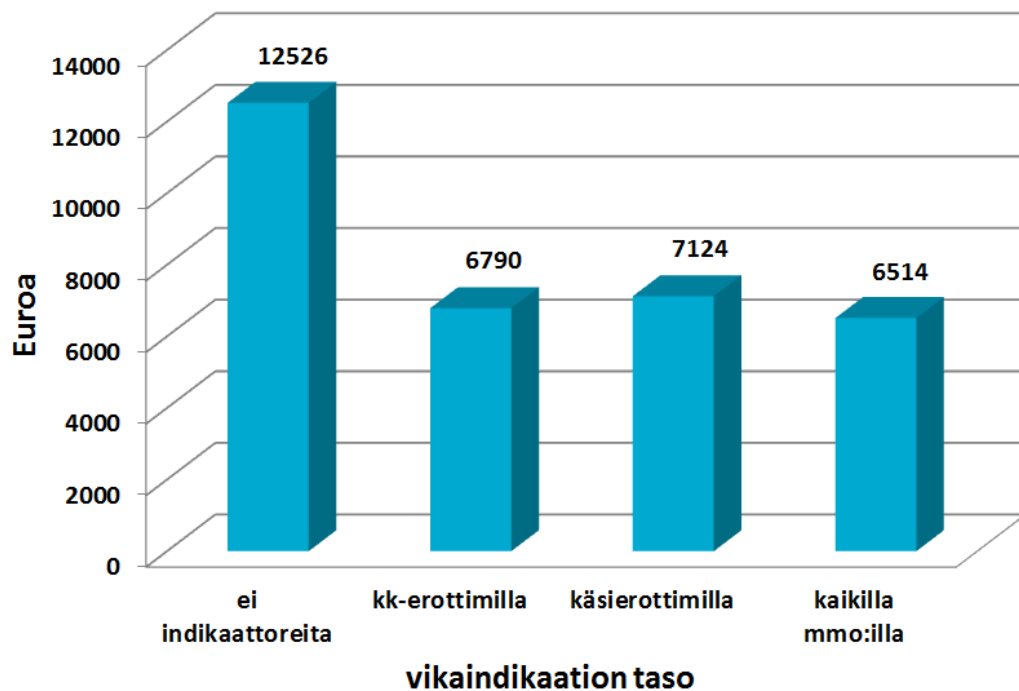
2. Maaseututyypin ilmajohtoverkon vikatapaus, jossa vikapaikka oli haastava löytää. Pylväsmuuntajan kannella ollut risu aiheutti lähdön katkaisijan laukaisun hetken kestäneen sähköisen ajan jälkeen yhteensä kolme kertaa. Ensiksi oletettu vikapaikka osoittautui vääräksi. Vikaindikaattoreista olisi tässä tapauksessa ollut erittäin merkittävää hyötyä.
3. Maaseudun osittaista taajamaverkkoa, josta osa on kaapeloitu. Vian aiheutti ilmajohtoverkon vika, jossa pylväsmuuntajan erottimeen oli lentänyt risu. KAH-kustannukset olisivat olleet pienemmät vikaindikaattoreita käytettäessä, koska jälleenkytkennät terveellä verkon osalla olisi voitu osittain välttää ja sähköt palauttaa nopeammin.
4. Maaseutu-/taajamaverkoksi tulkittavan, suurelta osin kaapeloidun verkon vikatapaus, jossa vikapaikka sijaitsi kaapeliverkossa. Tässä vikatapauksessa vikapaikan etsintään meni pitkä aika, joka aiheutti yli 6 tuntia kestäneen sähkökatkon pienelle osalle asiakkaita. KAH-kustannusten säästöpotentiaali olisi ollut indikaattoreita hyödynnettäessä melko pieni, mutta vikatapaus olisi suurella todennäköisyydellä saatu korjattua 6 h - asiakaslupauksen puitteissa, mikäli vikapaikan etsintä olisi ollut indikaattoreiden avulla helpompaa.
5. Maaseutu-/taajamaverkon vikatapaus, jossa vikapaikka oli kaapeliverkossa (kaapelipääte) johdon alkupäässä. Vikapaikan jälkeinen pitkä johtohaara aiheutti suuret KAH-kustannukset, joista vikaindikoinnilla olisi laskennallisesti ollut mahdollista saada suuria säästöjä tarkalla vikapaikkaindikoinnilla. Myös 6 h asiakaslupaus olisi todennäköisesti voitu saavuttaa vikaindikoinnilla, koska vianrajauksessa tehtiin ylimääräisiä käsierottimien kytkentöjä.
6. Osittain kaapeloidun maaseutuverkon vikatapaus, jossa vikapaikan hakuun meni paljon aikaa. Vian aiheutti johtoon nojannut puu ilmajohtohaaran loppupäässä. KAH-kustannusten säästöpotentiaali olisi ollut laskennallisesti luokkaa 1000–3000 euroa, mutta tässäkin tapauksessa todennäköinen 6 h asiakaslupauksen täyttyminen vikaindikoinnilla olisi ollut vähintään yhtä tärkeä peruste.

Simulointeihin ja laskelmiin perustuen voidaan selvästi havaita, että muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden käytöstä olisi osoitettavissa selkeitä hyötyjä sekä KAH-kustannuksiin, että vikatapauksen kestoajoihin. Näistä tarkasteltavaksi valituista vikatapauksista jokaisen KAH-kustannukset olisivat pienentyneet jonkin verran, osassa jopa merkittävästi, mikäli vikaindikoinnin tietoja olisi ollut käytettävissä vaikka vain kaukokäytettäviltä erotinpisteiltä. Laskennallinen hyöty perustuu pääasiassa jälleenkytkentöjen vähenemiseen, terveen verkon osan sähköjakelun nopeampaan palautukseen, maastossa tehtävien kytkentöjen vähenemiseen sekä vikapaikan nopeampaan ja tarkem-

paan löytymiseen, jonka jälkeen korjaus voidaan aloittaa ja mahdolliset varavoimakooneet tai tilapäiskaapelit kytkeä mahdollisuuksien mukaan.

Huomionarvoista on myös se, että maakaapeloidussa verkossa ei pääsääntöisesti ole käytössä jälleenkytkentöjä, sillä vikatapaukset ovat tyypillisesti pysyviä vikoja. Jälleenkytkennät rasittavat kaapeliverkkoa, koska johdinten jäähtyminen on ilmajohtoverkkoa huomattavasti huonompaa. Vikapaikan selvityksessä ilman vikaindikoitinta joudutaan kuitenkin usein tekemään osittain kokeiluihin perustuvia kytkentöjä vikapaikkaa vastaan, joka lämmittää johtimia jälleenkytkentöjen tavoin. Mikäli vikaindikoitinta tietoja saataisiin verkon haarapisteistä, turhia kokeiluja voitaisiin välttää.

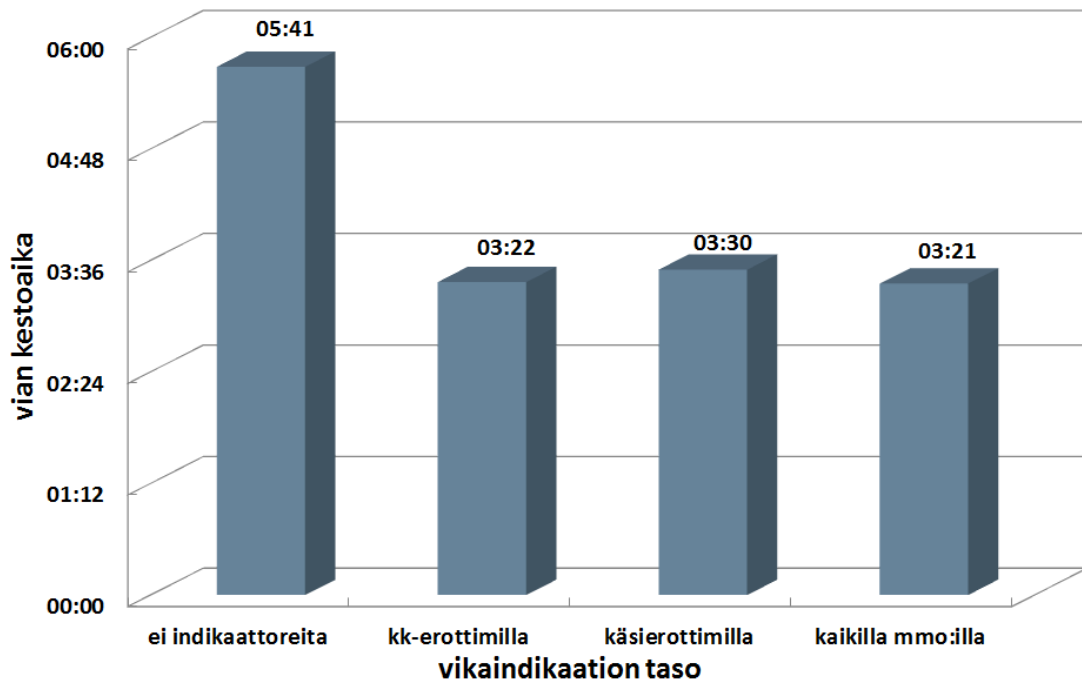
Edellisen taulukon 10.2 vikatapauksen KAH-laskennan ja keskeytysaikojen perusteella voidaan määrittää simulointiperusteinen keskiarvoinen parannus KAH-kustannuksiin, mikäli käytössä olisi ollut muuntamoautomaatio tai vikaindikaatiolaitteita. Seuraavassa pylväsiagrammikuva 10.1 on esitetty esimerkkitarkasteltujen vikatapauksen yhteenlasketut, keskiarvoiset KAH-kustannusten muutokset erilaisilla simuloituilla muuntamoautomaatio- ja vikaindikaattorilaitteiden sijoittelustrategioilla.



Kuva 10.1. KAH-kustannusten simulointeihin perustuvien laskelmien keskiarvoinen säästöpotentiaali, mikäli kj-verkossa olisi ollut asennettuna muuntamoautomaatio- tai vikaindikaatiolaitteita.

Kuvan pylväsiagrammeista voidaan selvästi havaita, että vikaindikaatiolaitteiden käyttäminen olisi pudottanut KAH-kustannusten keskiarvon karkeasti noin puoleen alkuperäisestä kaikilla erilaisilla tarkastelluilla sijoittelustrategioilla. Täytyy kuitenkin muistaa, että tarkasteltujen vikatapauksen joukossa oli muutamia ”haastavia” vikatapauksia, jotka eivät välttämättä edusta tyypillistä vikaa Elenian verkossa. Tästä huolimatta KAH-kustannusten voidaan olettaa alenevan merkittävästi, mikäli muuntamoautomaatio-

tiota otettaisiin käyttöön. Taulukon 10.2 mukaiset vikatapausten kestoajojen keskiarvot on puolestaan esitetty seuraavassa kuvassa 10.2.



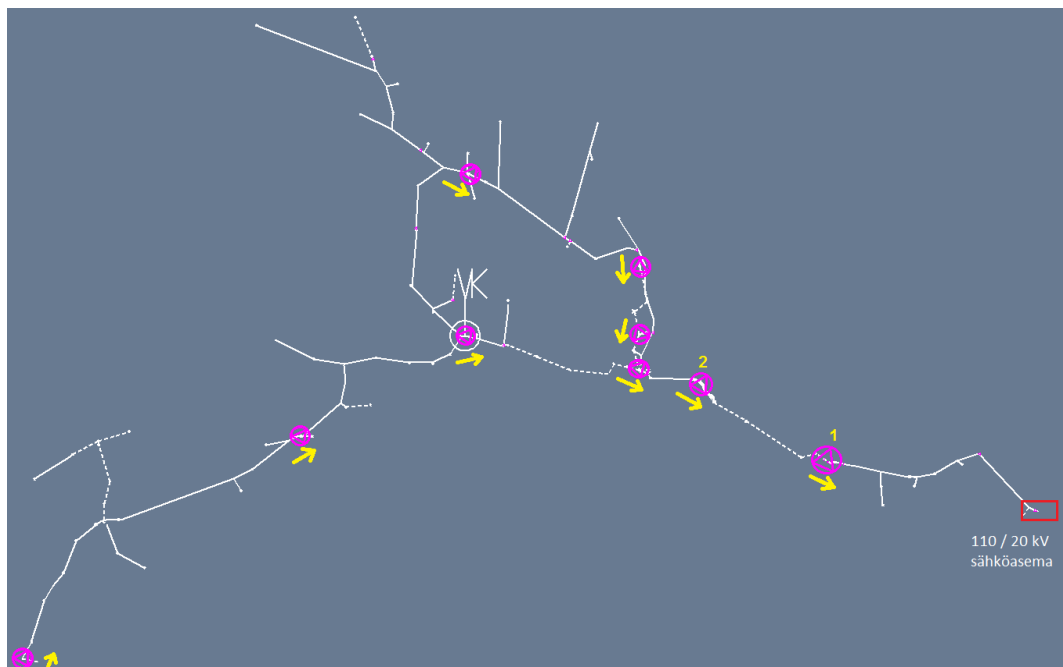
Kuva 10.2. Vikatapausten simulointeihin perustuvien laskelmien keskiarvoiset vikojen etsinnän ja korjausten kestoajat ilman indikaattoreita, sekä erilaisilla indikaattoreiden sijoittelun strategioilla, mikäli niitä olisi ollut asennettuna verkkoon.

Samaan tapaan kuin KAH-kustannukset, myös vikojen kestoajojen keskiarvot tulisivat suurella todennäköisyydellä lyhentymään merkittävästi, mikäli muuntamoautomaatiota ja vikaindikaattoreita suunnatulla vikavirtatiedolla otettaisiin käyttöön.

Tehtyjen simulointien perusteella näyttäisi siltä, että muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden käyttämisellä osana kj-verkon vikaindikointia, olisi selkeästi osoitettavissa olevaa hyötyä sekä keskeytysaikojen lyhentymiseen, että KAH-kustannuksiin. Lisäksi tarkasteltavaksi valituissa vikasimulointitapauksissa olisi kaikissa 6 h ylittäneissä vikatapauksissa päästy suurella todennäköisyydellä alle 6 h asiakaskestoihin vikaindikointilaitteita käyttämällä. Tästä voidaan tietyin varauksin tehdä sellainen johtopäätös, että myös muissakin hieman yli 6 tuntia kestäneissä vikatapauksissa olisi mahdollista päästä alle 6 tunnin vian kestoajaksi, mikäli vikapaikan etsintä nopeutuisi paikalliseen vikaindikointiin perustuen. Vikaindikoinnilla ei kuitenkaan voida lyhentää varsinaiseen vian korjaukseen kuluvaa aikaa, joka voi olla joissain tapauksissa yli 6 tuntia.

Edellisten laskelmien perusteella voidaan karkeasti asettaa enimmäishinta yksittäiselle muuntamoautomaatio- ja vianilmaisinalitteistolle. Hinta on toki vahvasti sidoksissa siihen, miten paljon laitteita haluttaisiin kokonaisuudessaan asentaa. Niissä verkon osissa, joissa on paljon asiakkaita, KAH-vaikutukset ovat myös suurimmat ja tätä kautta laitteisto voisi olla hankintakustannuksiltaan arvokkaampi. Tällöin tarkoitetaan kaupunkien keskusta-alueita ja suurempia taajamia, sekä teollisuus- ja yrityskohteita. Simuloin-

tilaskelmien perusteella, esimerkiksi kaukokäyttöiset erotinpisteet olisivat hyviä laitteiden sijoittelupaikkoja. Verrattaessa tilannetta käsikäyttöisiin erottimiin tai tilanteeseen, jossa kaikilla muuntamoilla olisi indikaattorit, näyttäisivät kaukokäytettävät erotinpisteet olevan suhteellisesti kannattavin ja parhaiten soveltuva paikka vikaindikaattoreille. Lisäksi näissä tapauksissa erillistä tietoliikenneyhteyttä ei tarvittaisi, koska se on joka tapauksessa jo olemassa erottimien kauko-ohjausta varten. Kuvassa 10.3 on esitetty yksittäinen kj-johtolähtö Elenian jakeluverkosta. Mikäli vikaindikaattoreita asennettaisiin kaikille kyseisen johtolähdön kaukokäytettäville erottimille, tarkoittaisi se määrällisesti 9 kappaletta laitteita. Jos hankintaperusteena käytettäisiin puhtaasti säästynyttä KAH-arvon laskettua keskiarvoa, se tarkoittaisi että vikaindikaattoreiden hankintaan olisi käytettävissä yhteensä 5735 euroa tarkasteltujen keskijännitteisten johtolähtöjen osalta. Yhdeksällä laitteella tämä tarkoittaisi yksittäisen laitteen maksimihinnassa asennuksineen noin 640 euroa. Tarkastelua voitaisiin vielä hieman laajentaa tästä, esimerkiksi priorisoimalla vikaindikaattoreita vain kaapeliverkon kaukokäytettäville puistomuuntamoille, jolloin laitehankinnan yksikköhinnan vaihteluväli voisi olla luokkaa 500–2000 euroa. Hinta-arvio perustuu siihen oletukseen, että kaukokäytettäviä erottimia puistomuuntamoilla on määrällisesti vähemmän, kuin pelkkiä kaukokäytettäviä erottimia. Tällöin laitteita asennettaisiin esimerkiksi kahdesta neljälle muuntamolle kuvan 10.3 tapauksessa. Vähäisemmällä laitemäärällä KAH-säästöä ei todennäköisesti kertyisi yhtä paljon, joten tästä syystä hankintahinnan ylärajahinta on asetettu tässä esimerkissä 2000 euron suuruusluokkaan.



Kuva 10.3. Esimerkkikuva vikaindikaattoreiden suunnatun vikavirtatiedon yhdestä mahdollisesta esitystavasta DMS-järjestelmässä, kun vikaindikaattoreita on sijoitettu kaukokäytettäville erottimille. Nuolet kuvaavat indikoidun vikavirran suuntaa, jonka perusteella todennäköinen vikapaikka on pääteltävissä vähintään indikaattoreita sisältävien kaukokäyttöisten erotinvälien tarkkuudella [25].

Laitehankintoja harkittaessa täytyy huomioida se seikka, että edullisia laitteita olisi mahdollista asentaa enemmän. Esimerkiksi 500 euron hintaisia laitteita kaukokäytettäville erotinpisteille saisi lasketulla keskimääräisellä KAH säästöllä ($12\,526 - 6790 = 5736$ euroa) lähes 12 kappaletta. Tämä luku ei kuitenkaan sisällä asennustyön hinta-arviota, eikä tietoliikenteen osuutta.

Kuvan 10.3 DMS-järjestelmän suunnatun vikavirtatiedon esitystapa on vielä tässä vaiheessa täysin kuvitustekninen, sillä Elenian nykyinen DMS-järjestelmä ei toistaiseksi tue esitetyn mukaisia vikavirran ”suuntanuolia”. Kuvan 10.3 tapauksessa indikoitu vikapaikka olisi sähköaseman ja kaukokäytettävän erottimen ”numero 1” välissä. Tällainen toiminnallisuus olisi kuitenkin mahdollista toteuttaa uusien versiopäivityksien mukana, koska DMS-järjestelmä kykenee käsittelemään SCADA:sta saatavaa tietoa, kuten vikaindikaattoreiden suunnatun vikavirran ilmaisua. Muuntamoautomaatio ja vikaindikointi vaativat näin ollen myös laajaa yhteistyötä DMS-järjestelmän toimittajan kanssa, mikäli sellaista halutaan ottaa käyttöön. Viimeistään tässä vaiheessa vikaindikaattoreiden kaukoluennan edut alkavat hahmottua yhä selkeämmin, koska laskennalliset tulokset KAH-kustannusten säästössä perustuvat käytännössä kaukokäyttöisten operaatioiden tehokkaampaan hyödyntämiseen, sekä maastossa työskentelevien työryhmien tehokkaampaan ohjeistamiseen lähemmäs todennäköistä vikapaikkaa. Maastossa tapahtuvia kytkentöjä ja ylimääräisiä siirtymisiä voitaisiin parhaimmillaan vähentää tai välttää kokonaan kaukoluettavaan vikaindikaatioon perustuen.

Muuntamoautomaation ja vikaindikoinnin laitteiden hyötyjä voidaan tarkastella vielä hieman yleisemmällä tasolla edellä esitettyjen vikatapaussimulointien lisäksi, jotta saadaan entistä kattavampi ja luotettavampi kuva laitteiden mahdollisesta hyödystä ja laskelmien epävarmuustekijöistä. Seuraavissa lyhyissä tarkasteluissa oletetaan keskimääräisen kj-johtolähdön pituudeksi taajamaverkossa noin 9,5 km ja maaseutuverkossa noin 64,5 km. Laskelmien taustaa on esitelty tarkemmin tämän työn liitteessä 6. Johtopituudet perustuvat Elenian verkkotietojärjestelmän tietoihin (huhtikuu 2014) [53].

Elenian verkon rakennustavan mukaisesti kokonaiskaapelointiaste nousee seuraavan 15 vuoden aikana noin 70 prosenttiin, joka voisi tässä tarkastelussa vastata tilannetta, jossa maakaapelia on myös haja-asutusalueella keskimääräisellä kj-lähdöllä noin 45 km ja ilmajohtoa noin 19,5 km. Taajamissa voitaisiin arvioida kaapeloinnin asteen olevan tulevaisuudessa lähellä 100 %:a.

Seuraavilla tarkasteluilla voidaan arvioida yksittäisen keskimääräisen kj-lähdön keskimääräisiä tilastollisia vikataajuuksia, sekä muuntamoautomaation laitteiden tai vikaindikaattoreiden soveltuvuutta paitsi nykytilanteeseen, myös noin 15 vuoden päähen ulottuvalle ajanjaksolle. Aluksi täytyy määrittää keskiarvoiset vikataajuudet sekä ilmajohto-, että maakaapeliverkoille. Tampereen teknillisen yliopiston (TTY) ja Teknologian tutkimuskeskuksen (VTT) vuosien 2009–2011 aikana laatiman raportin mukaan, vuotuiset kj-verkon vikataajuudet ovat keskimäärin seuraavaa luokkaa. Esitetyt luvut sisältävät myös ulkopuolisen toiminnasta aiheutuneet vikatapaukset (ilmajohdoille kaadetut puut, maan kaivussa kaapeliin osumiset ym.) [52, s. 163, 168]:

- Ilmajohdoverkko: 0,05 vikaa / km, vuosi
- Maakaapeliverkko: vikataajuus on noin 20–50 prosenttia avojohdoverkon vastaavasta, eli noin 0,01–0,025 vikaa / km, vuosi (lasketaan näiden keskiarvon 0,0175 vikaa / km, vuosi mukaisesti)

Liitteessä 6 tehtyjen tilastollisten laskelmien mukaan, taajamaverkoissa vikataajuus puutoa kaapelointiasteen lisäyksen myötä nykyarvosta noin 2,6 vikaa / 10 vuotta, arvoon noin 1,7 vikaa / 10 vuotta. Haja-asutusalueella kaapelointiasteen lisäys muuttaa keskimääräistä tilastollista vikojen määrää Elenian keskiarvoisella kj-lähdöllä nykyarvosta noin 30 vikaa / 10 vuotta, arvoon noin 18 vikaa / 10 vuotta.

Liitteessä 6 esitettyjen laskelmien perusteella näyttäisi siltä, että myös tulevaisuudessa vikoja tulee esiintymään pääasiassa kj-verkon ilmajohtohaaroista johtuen. Toki myös kaapeliverkolla on oma vikataajuutensa. Myös taajama-alueiden kj-verkon keskimääräisellä kj-lähdöillä esiintyisi vikoja 10 vuoden aikana todennäköisesti vähintään yksi kappale, riippumatta kaapelointiasteen lisäyksestä.

Edellä tehdyt vikatapaussimuloinnit ja liitteessä 6 esitetyt laskelmat antavat näyttöä vian indikointilaitteiden hyödyistä paitsi nykyhetkellä, myös tulevaisuudessa. Nykytilanteessa ja myös tulevaisuudessa vikatapausten vianrajaus ilman vikaindikaattoreita perustuu sekaverkoissa usein oletukseen, että vikapaikka sijaitsee todennäköisesti ilmajohtohaaralla. Mikäli vikapaikka on kuitenkin kaapeliverkossa, tästä voi aiheutua jo lyhyessäkin ajassa melko suuret suhteelliset KAH-kustannukset, kuten esimerkiksi edellisen luvun vikatapaussimulointien vikatapaus numero 1 laskelma osoittaa.

Seuraavassa taulukossa 10.3 on esitetty tilastollisiin vikamääriin perustuvia arviota nykyhetken ja seuraavan 15 vuoden vikatapausten keskimääräisistä KAH-kustannuksista. Taulukon taustalla olevat laskelmat on esitetty liitteessä 6. Laskennan alustavana oletuksena on käytetty indikaattoritekniikan hyötynä keskimäärin noin 10 minuutin vianrajauksen nopeutusta ja sitä kautta syntyvää KAH-hyötyä. Tulevien vuosien vikojen KAH-hyödyt on laskettu diskontaamalla ne nykyarvoon, käyttäen laskentakorkokantana 6 %:a. Edellä esitetyt arvot perustuvat Elenian sisäisissä keskusteluissa arvioituihin lukuihin [50].

Taulukko 10.3 Vikapaikan nopeamman indikoinnin KAH-kustannusten säätöpotentiaali tarkastelujaksolla, mikäli vikapaikan rajausta tapahtuisi keskimäärin noin 10 minuuttia nopeammin indikaattoreiden avulla. Laskelmat edustavat edellä esitettyjä keskimääräisiä kj-johtolähtöjä, keskimääräisillä tehoilla.

Vuosi	Vuosisuku	Taajama			Haja-asutus		
		euroa	vikataajuus	nykyarvo	euroa	vikataajuus	nykyarvo
0	2014	948	0,26	948	4653	3,00	4653
1	2015	927	0,25	874	4524	2,92	4268
2	2016	905	0,25	805	4396	2,83	3912
3	2017	883	0,24	741	4267	2,75	3582
4	2018	861	0,24	682	4138	2,67	3278
5	2019	839	0,23	627	4009	2,59	2996
6	2020	817	0,22	576	3881	2,50	2736
7	2021	795	0,22	529	3752	2,42	2495
8	2022	773	0,21	485	3623	2,34	2273
9	2023	751	0,21	445	3494	2,25	2068
10	2024	730	0,20	407	3366	2,17	1879
11	2025	708	0,19	373	3237	2,09	1705
12	2026	686	0,19	341	3108	2,00	1545
13	2027	664	0,18	311	2981	1,92	1398
14	2028	642	0,18	284	2854	1,84	1262
15	2029	620	0,17	259	2725	1,76	1137
		12549	3,44	8688	59008	38,05	41188

10 minuutin keskiarvoista vikapaikan rajauksen nopeutusta voidaan pitää melko pitkänä aikana, mikäli vikapaikka on ilmajohtohaaralla, kaukokäyttöisellä erottimella erotettavissa. Mikäli vikapaikka on runkoverkon kaapelin johto-osuudella, arvio on puolestaan melko optimistinen, eli 10 minuuttia ei välttämättä riittäisi. Suurin osa vikatapauksista on tilastojen valossa ilmajohtohaaroilla myös tulevaisuuden verkoissa, joten tämä täytyy ottaa huomioon laskelmien virhettä aiheuttavana tekijänä. Taulukon 10.3 lopussa esitetyt taajaman ja haja-asutusalueen arvioidut kustannussäästöt ovat vahvasti riippuvaisia vikapaikan keskimääräisestä oletetusta rajausajan säästön arvosta. Mikäli rajausta nopeutuisi keskimäärin vain 5 minuuttia esitettyihin laskelmiin verrattuna, laskennalliset kustannussäästöt karkeasti puolittuisivat. Tämä vaikuttaa merkittävästi mahdollisiin laitehankintoihin käytettävissä olevaan summaan. Myös kaukokäyttöisten erottimien lukumäärät, johtolähtöjen pituudet, kaapelointiasteet ja niin edelleen, voivat poiketa merkittävästi näissä laskelmissa tarkastelluista keskimääräisistä kj-lähdöistä. Kaikilla edellä mainituilla parametreilla on vaikutusta lopputuloksiin. Myös keskitehon käyttäminen laskelmissa voi aiheuttaa jonkin verran virhettä, sillä vianrajauksen edetessä osa lähdön asiakkaista voi saada sähköä esimerkiksi johtolähdön alkupäässä, mikäli vikapaikka on johto-osuuden loppupäässä. Keskiteho on kuitenkin tässä yhteydessä melko hyvä lähtöarvo laskelmille.

Tässä työssä tehtyjen laskelmien ohella suositellaan vielä jatkotarkasteluja, jossa otetaan huomioon todellisia kj-lähtöjä todellisilla pituuksilla, kaukokäyttöisten erottimien lukumäärillä, johtolähtöjen tehotiedoilla, sekä ilmajohtohaarojen lukumäärillä ja pi-

tuuksilla, ennen kuin mahdollisia vikaindikaattorilaitteiden hankintapäätöksiä tehdään. Nämä arvot on kohtuullisen helppo laskea ja niiden perusteella voidaan tehdä rajanvetoa siitä, mikä voisi olla johtolähdön rajateho ja pituus, jonka perusteella indikaattoreita olisi taloudellisesti kannattavaa hankkia. Muitakin perusteluja on syytä harkita. Johtolähdöllä mahdollisesti sijaitsevat keskeytyskriittiset asiakkaat voitaisiin ottaa huomioon tarkasteluissa. Tarkasteluissa on otettava huomioon myös keskiarvoisen mallin suora kustannusriippuvuus vikapaikan etsinnän nopeutuksen ajasta (tässä 10 minuuttia), joka vaikuttaa hyvin oleellisesti laiteinvestointien kannattavuuslaskelmiin. Mikäli tarkan vikapaikan löytämisen aikahyöty on tätä pidempi, laitehankinnat ovat laskennallisesti lähes joka kerralla kannattavia. Mikäli aika on tätä lyhyempi, kannattavuus heikkenee hyvin nopeasti tai hankittavan laitteen enimmäishinnan täytyy olla huomattavasti edullisempi, kuin 10 minuutin laskentaperusteella. Pelkkä laskennallinen KAH-hyöty ei välttämättä tule riittämään kaikissa tapauksissa ainoaksi hankintaperusteeksi muuntamoautomaatiolle tai vikaindikaattoreille [50].

10.4 Muuntamoautomaatio ja vikaindikointi osana verkkoliiketoiminnan regulaatiomallia

Aiemmin tässä työssä on jo todettu, että Energiaviraston määrittämässä verkkoliiketoiminnan kohtuullisen tuoton regulaatiomallissa muuntamoautomaation mittalaitteita ei ole arvostettu tällä hetkellä mitenkään. Asiaa on kuitenkin pohdittu ja se on ollut osana keskusteluja Energiategollisuuden KA 2 – työryhmässä, jonka tarkoitus on määrittää eri verkkokomponenteille keskiarvoiset vakiohinnat koko Suomen kattavasti [48; 50]. Näitä samoja hintoja käytetään Suomen kaikissa jakeluverkkoyhtiöissä määritettäessä jakeluverkon jälleenhankinta-arvoa, joka on yksi parametri kohtuullisen tuoton laskennassa.

Asiaa voidaan pitää tämän työn tutkimuksen kannalta mielenkiintoisena ja ajankoh- taisena, sillä mikäli muuntamoautomaatio tai vikaindikointilaitteet määritettäisiin omalla yksikköhinnalla verkkokomponenttien yksikköhinnastossa, olisi se KAH-kustannusten säästöpotentiaalin ohella merkittävä kannustin hankkia uusia laitteita jakeluverkkoon. KA 2 - työryhmän pohdintoja verkkoyhtiöille lähetettävästä kyselystä on esitetty seuraavassa taulukossa 10.4, joka käsittelee kaapeliverkon erottimien ja katkaisijoiden yksikköhintoja. Vikaindikointilaitteet asennettuna muuntamalla tai erotinase- malla on määritetty tähän taulukkoon niin ikään omana ryhmänään. Tässä vaiheessa täytyy kuitenkin korostaa, että oheinen kyselytaulukko verkkoyhtiöille on vasta työryh- män laatima alustava luonnos. On kuitenkin myös syytä todeta, että verkkoyhtiön näkö- kulmasta arvioituna laitteet olisi huomioitava jotenkin yksikköhinnastossa, jotta niitä olisi taloudellisesti kannattavaa hankkia ja asentaa verkkoon [50].

Taulukko 10.4. Energiateollisuus ry KA 2 – työryhmän mietintö kaapeliverkon erottimien ja katkaisijoiden yksikköhinnoitelluiksi komponenteiksi; hinnastossa on määritelty myös oma kenttä vianindikointilaitteille [50; 51]

216	Kaapeliverkon 20 kV erottimet ja katkaisijat		
1	Erotinasema Puistomuuntamotyyppinen kaapeloitu rakenne		kpl
2	Katkaisija-asema Puistomuuntamotyyppinen kaapeloitu rakenne		kpl
3	Katkaisija Asennettuna muuntamolla tai katkaisija-asemalla		kpl
4	Kauko-ohjauslaitteet Asennettuna muuntamolla tai erotin/katkaisija-asemalla		kpl
	Vianindikointilaitteet Asennettuna muuntamolla tai erotinasemalla		kpl
5	1 kV suojalaitteet*		kpl

Muuntamoautomaatio tai vikaindikointilaitteille täytyy asettaa jokin teknis-taloudellinen pitoaika, joka voisi olla esimerkiksi 15–20 vuotta. Arvio perustuu siihen, että tämän työn tekemisen aikana haastatellut laitevalmistajat lupaavat noin 20 vuoden teknistä toiminta-aikaa esittelemilleen laitteille. Huolimatta siitä että laitteet voivat toimia myös tätä pidempään, 20 vuoden kuluessa voidaan olettaa tapahtuvan niin merkittävää teknistä kehitystä, että nyt markkinoilla olevat laitteet ovat ominaisuuksiltaan jo osittain vanhentuneita 15–20 vuoden kuluttua. Myös laitteiden ikääntyminen voi ajan saatossa heikentää niiden luotettavaa toimintaa.

KAH arvon voidaan arvioida tulevaisuudessa kasvavan suhteellisesti nykytasosta, sillä toimitusvarmuuden arvostuksen voidaan olettaa olevan laajojen maakaapelointihankkeiden jälkeen nykytasoa selvästi korkeammalla tasolla, joka heijastuu todennäköisesti myös KAH:n parametreihin. Lisäksi ainakin Elenialla tulevaisuuden tavoitteena on visioitu jopa kolmen tunnin asiakaslupausta sähkökatkon enimmäiskestolle taajamassa, joka tarkoittaa käytännössä sitä, että vikapaikka täytyisi pystyä selvittämään hyvin nopeasti, jotta korjaus ehditään suorittamaan kolmen tunnin aikaikkunan puitteissa.

Mahdollisten muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden oletettavana käyttöikä-nä 15–20 vuotta on melko pitkä aika, joten myös kaapeliverkon vikaantumisen todennäköisyys on suuri tällä aikavälillä. Vaikka vian aiheuttaisi ulkopuolisen toiminta, esimerkiksi maan kaivaminen, olisi vikaindikoinnista hyötyä KAH:a ja ennen kaikkea henkilöturvallisuutta parantavana asiana. Vikaa vasten tehtävät kokeilukytkennät voitaisiin parhaimmillaan välttää kokonaan riittävän tarkalla ja laajamittaisella vikaindikoinnilla.

11 ESITYS ELENIAN MUUNTAMOAUTOMAATION STRATEGIAKSI

Edellisissä luvuissa tarkasteltiin muuntamoautomaation ja vikaindikaattoreiden ominaisuuksia ja erilaisia laiteratkaisuja, sekä sijoittelutapojen mahdollisuuksia. Tarkasteluissa otettiin huomioon myös investointikustannuksia suhteessa mahdollisista uusista laitteista saatavaan kokonaishyötyyn. Verkostoautomaation mittausta- ja vianpaikannustoiminnallisuuksille voidaan nähdä selkeä tarve tulevaisuudessa, mutta sitä ei ole järkevää toteuttaa yksittäisinä laitteina harvoissa verkon solmukohdissa. Parempiin tuloksiin päästäisiin riittävän kattavalla laiteverkostolla, mikä voitaisiin rakentaa vähitellen osittain verkoston saneerauksen yhteydessä. Myös laitteiden jälkiasennuksia suositellaan, koska potentiaalisia kohteita on jo tällä hetkellä merkittävässä määrin.

Muuntamoautomaation strategian esitys on eritelty seuraavissa alaluvuissa vielä erikseen kaupunkiverkon ja maaseutuverkon tapauksiin. Tämä jako on tehty siitä syystä, että erilaisissa verkoissa mittaustarpeet ja niistä saatavat hyödyt ovat erilaisia. Perusajatus olisi kuitenkin tehdä mahdollisia laitehankintoja sekä tarve-, että kustannusperusteisesti ja tehokkaasti kokonaishyötyä silmälläpitäen. Elenian nykyistä jakeluverkon alue- ja luokitusta voitaisiin mahdollisesti hyödyntää jonkinlaisena ohjeena laitteiden asennusjärjestykselle, jolloin asennuksia voitaisiin alkuvaiheessa painottaa esimerkiksi alueluokasta 1 alkaen.

11.1 Kaupunkiverkko

Elenian sähköverkosta vain pieni osa voidaan katsoa kuuluvaksi varsinaisesti kaupunkiverkoksi, sillä suurin osa verkostoa sijaitsee suurien kaupunkien ulkopuolella. Tyypillistä kaupunkiverkkoa edustaa käytännössä vain Hämeenlinnan ja Nokian keskusta-alueet. Maaseudun osalta verkostoon kuuluu lisäksi pienempiä kaupunkeja sekä tiheimmin asuttuja taajamia.

Edellisten lukujen tarkastelujen analyysiin pohjautuen, Elenian kaupunkiverkkojen muuntamoautomaation strategiaksi suositellaan ensi vaiheessa laitteiden asentamista kaikille kaukokäytettäviä erottimia sisältäville puistomuuntamoille. Tätä ratkaisua suositellaan siitä syystä, että näillä muuntamoilla on jo olemassa oleva tietoliikenneyhteys, johon muuntamoautomaatio ja vikaindikaointi lisättäisiin. Myöhemmässä vaiheessa kaupunkiverkoissa ja suurissa taajamissa voidaan harkita myös käsierottimia sisältäville puistomuuntamoille vikaindikaattoreita, joiden tietoliikenne voitaisiin toteuttaa jollakin edullisella GPRS- tai 3G - tietoliikenneyhteydellä, esimerkiksi 80 % palvelutasolla. Laittehankinnat edellyttävät kuitenkin tapauskohtaisten kannattavuuslaskelmien tekemistä.

11.2 Maaseutuverkko

Elenian verkostoalueesta maantieteellisesti suurin osa on maaseutuverkkoa. Yhtiön verkostostrategian mukaisesti, myös maaseutuverkon ainoa rakennus- ja saneeraustapa on maakaapelointi ja puistomuuntamorakenteet. Muuntamoautomaation osalta suositellaan laitteiden asentamista maaseutuverkon kaikille kaukokäytettäviä erottimia sisältäville puistomuuntamoille. Myös yhden erottimen muuntamot 1+0 rakenteella olisivat hyviä kohteita, sillä tietoliikenneyhteys on jo olemassa. Myös haja-asutusalueiden kj-lähdöt suositellaan laskettavaksi tarkoilla parametreilla, jotta voidaan määrittää laitehankintojen kannattavuus tapauskohtaisesti jokaisella kj-lähdöllä.

Laitteasennuksia suositellaan ennen kaikkea rakennettaville uusille kaukokäyttöerotin puistomuuntamoille, mutta myös soveltuvalta osin jälkiasennuksina. Rajoittavia tekijöitä voivat olla tilanpuute muuntamoilla, kapasitiivisen jännitteenjakajan puuttuminen kojeistossa, sekä jokin muu mahdollisesti esille nouseva asennustekninen seikka. Kapasitiivinen jännitteenjakaja voi olla joissain tapauksissa kuitenkin mahdollista korvata esimerkiksi kaapelipääteeseen asennettavalla resistiivisellä jännitteenjakajalla.

Laitteiden hinta-arviot perustuvat melko pitkälti edellisen luvun, sekä liitteen 6 KAH-laskelmiin. Simuloiduissa esimerkeissä oli mukana myös maaseutuverkon vikatapauksia, joissa oli pienemmät asiakasmäärät kuin kaupunkiverkon tapauksissa. Tästä huolimatta vikapaikan etsinnän pitkittyminen kasvattaa KAH kustannuksia, mikäli vikapaikkaa joudutaan etsimään maastossa useampi käsikäyttöinen erotinväli kerrallaan. Tällä on ennen kaikkea suuri vaikutus siihen, voidaanko Elenian 6 h asiakaslupaus sähkökatkon keston enimmäispituudelle saavuttaa. Maaseutuverkon tapauksessa ei kuitenkaan suositella indikaattoreita asennettavaksi käsikäyttöisiä erottimia sisältäville puistomuuntamokohteille, koska näissä tapauksissa KAH-hyödyt näyttäisivät jäävän melko marginaalisiksi. Tämä kävi ilmi KAH-laskelmissa, joissa vikaindikaatiota olisi ollut asennettuna kaikille muuntamoille ja erottimille. Ero kaukokäyttöpisteisiin oli keskiarvoisesti melko pieni, joten laitteiden hankintakustannuksia ei todennäköisesti saataisi katettua laitteiden teknis-taloudellisen pitoajan aikana. Tapauskohtaisesti indikaattoreita voitaisiin harkita myös käsierottimia sisältävälle muuntamokopeille, esimerkiksi lähellä teollisuus-, yritys-, tai palvelukohteita, mutta tällöin olisi oltava mahdollista hankkia nykyistä kaukokäyttöerottimien tietoliikenneyhteyttä edullisempi vaihtoehto.

11.3 Suuntaviivat toteutuksen aikataululle

Tämän diplomityön aikana suoritettujen tutkimusten ja kenttäkokeiden tulosten perusteella, muuntamoautomaation ja vikaindikaattorilaitteiden strategian ensimmäisenä vaiheena suositellaan jonkinlaista laitetestausta, eli pilotointia. Tämä voitaisiin suorittaa esimerkiksi 5–20:llä kaukokäyttöisiä erottimia sisältävällä jakelumuuntamalla, asentamalla edullisia laitteita valmiilla FieldCom tietoliikenneyhteydellä liikennöimään. Syyinä pilotin tarpeellisuudelle voidaan nähdä tarve varmistaa toimivan ja kustannustehokkaan ratkaisun löytäminen.

Yksittäiselle laitteelle täytyy määrittää lisäksi joitakin teknisiä vaatimuksia, jotka laitteen olisi syytä täyttää, ennen kuin se voitaisiin hyväksyä testattavaksi. Esimerkiksi maasulkuvian tapauksessa laitteelle voitaisiin esimerkiksi asettaa herkkyysvaatimuksena vähintään 5 kilo-ohmin vikavastuksellisen maasulkuvian luotettava indikointi. Myös katkeileva maasulkuvika täytyisi pystyä tunnistamaan vikavirran oikealla suuntatiedolla riittävän luotettavasti. Valittavan laitteen olisi toimittava sekä sammutetussa, että maasta erotetussa kj-verkon käyttötilanteessa. Lisäksi syksyn 2013 kenttäkokeiden perusteella voidaan todeta, että pelkästään transienttimenetelmään perustuva maasulkuvian indikointi ei ole riittävä funktio toimimaan Elenian jakeluverkossa. Tämä johtuu siitä, että herkkyys ei ole riittävä, koska transientti vaimenee jo hyvin pienillä vikaresistanssin arvoilla (jopa alle 200 ohmia).

Mikäli pilottitestauksia suoritettaisiin ja niiden tulokset olisivat riittävän luotettavia, voitaisiin muuntamoautomaatio- ja vikaindikointilaitteita suositella edellä esitettyjen strategian reunaehtojen mukaisesti sekä kaupunki- että maaseutuverkkoon. Potentiaalisia kaapeliverkon puistomuuntamokohteita, joissa on kaukokäytettäviä erottimia, oli maaliskuussa 2014 tarkasteltujen verkkotietojen mukaan hieman yli 500 kappaletta [53]. Tämä määrä tulee lisääntymään merkittävästi jo lähivuosina.

Ennen kuin laitehankintojen päätöksiä tehdään, suositellaan että kaikkien tarkasteltavien johtolähtöjen vikataajuuksien keskimääräiset tilastolliset kehitykset lasketaan suhteutettuna nykyiseen ja tulevaan kaapelointiasteen. Lisäksi lasketaan nykyiset ja arvioidaan tulevaisuuden kaukokäytettävien erottimien lukumäärät. Johtolähtöjen todelliset tehot saattavat joissain tapauksissa poiketa merkittävästi keskimääräisestä, jolloin investoinnin kannattavuus voi muuttua merkittävästi. Kevyesti kuormitetulla kj-johtolähdöllä indikaattoreiden asentaminen ei välttämättä ole kannattavaa, vaikka laskelemissa tarkastelluilla keskiarvoisella kj-lähdöllä olisikin. Lisäksi johtolähdöllä mahdollisesti olevat keskeytyskriittiset asiakkaat tulee arvioida vikaindikaatiolaitteiden yhtenä hankintaperusteena erikseen tapauskohtaisesti.

12 YHTEENVETO

Tässä diplomityössä oli tarkoituksena tutkia ja selvittää muuntamoautomaation hyödyntämismahdollisuuksia Elenian jakeluverkossa. Aiheeseen liittyy hyvin läheisesti myös vikaindikointilaitteet, jotka voivat usein toimia samalla myös normaalin käyttötilanteen mittalaitteina, joita voitaisiin tietyin varauksin käyttää 20/0,4 kV jakelumuuntamoilla tapahtuviin normaalin käyttötilanteen mittauksiin. Työn tekemisen aikana kävi hyvin nopeasti selväksi, että perinteistä virta- ja jännitemuuntajiin perustuvaa tekniikkaa ei välttämättä ole järkevää laajentaa jakelumuuntamokäyttöön, sillä laitteet ovat usein melko arvokkaita, suurikokoisia, sekä vaativat mahdollisesti rakenteiden purkamista niiden asennusvaiheessa. Jakelumuuntamoympäristössä kojeisto ja kaapelitilojen rajallisuus on myös merkittävä haaste perinteiselle tekniikalle.

Muuntamoautomaatio- ja vikaindikaattorilaitteiden valmistajien tuotteisiin tutustuminen osoitti selkeästi, että nämä laitteet on lähes aina pyritty toteuttamaan uuteen sensoriteknologiaan perustuen. Jännitteen ja virran mittaukset on mahdollista toteuttaa edullisilla, jälkiasennuskelpoisilla sensoreilla, jotka ovat virta- ja jännitemuuntajia edullisempia. Lisäksi asennus ei pääsääntöisesti vaadi rakenteiden purkamista ja tilantarve on usein vähäinen, verrattuna virta- ja jännitemuuntajiin.

Työn tekemisen aikana oli mielenkiintoista päästä mukaan peräti kahteen erilliseen pilottiprojektiin. Näistä varsinkin ensimmäinen, jossa suoritettiin viikon aikana yli 150 vikatapauskoetta todellisessa verkossa, oli hyvin mielenkiintoinen. Testien aikana saatiin kerättyä uutta ja arvokasta tietoa vianpaikannukseen liittyen. Tämän diplomityön kannalta parasta antia oli mahdollisesti se, että transientteihin perustuvaa vianpaikannuksen menetelmää päästiin testaamaan todellisessa verkossa vikaindikaattoreiden yhteydessä. Kirjallisuusviitteisiin perustuva 50–200 ohmin raja-arvo transienttien havaitsemiselle, joka on esitetty vain ilmajohtoverkkojen tapauksissa, voi mahdollisesti olla maakaapeliverkoissa lähes samaa luokkaa. Tästä ei kuitenkaan vielä voida tehdä täysin lopullisia johtopäätöksiä pelkästään näiden kokeiden perusteella, mutta tulokset viittasivat vahvasti siihen suuntaan.

Jatkotutkimuksen kannalta avoimeksi asiaksi jää muuntamoautomaation normaalin käyttötilanteen mittausten priorisointi ja määrittely, mitkä suureen ovat lopulta todellisia tarpeita normaalin käyttötilanteen kannalta. Myös näiden mittausten pidemmän ajan seuranta olisi kiinnostava jatkotutkimuksen kohde. Vianpaikannuksen (indikoinnin) osalta avoimia kysymyksiä jäi vielä useampia. Käytettävän vikaindikaattorin vaaditulle herkkyydellä täytyisi määrittää jokin haluttu raja-arvo. Lisäksi katkeilevien maasulkuvikojen tapauksissa vikavirran suunnan havaitseminen on tärkeä yksityiskohta. Hajaute-

tun kompensoinnin ja tulevaisuudessa lisääntyvän hajautetun tuotannon vaikutuksia on myös syytä pohtia osana kokonaisuutta.

Tämän työn tekemisen aikana nousi jossain kohdassa keskusteluja myös ajatus sensoreiden käyttämisestä suojalaitteena. Sensoreiden suojalaitteikäyttö on kuitenkin vielä kaukana tulevaisuudessa, koska vaadittu tarkkuus olisi tällaisessa käytössä toista luokkaa, kuin pelkästään indikaattorina toimivalla sensorilla. Lisäksi mahdollisen paikallisautomaation integroiminen Elenian nykyiseen FLIR – järjestelmään asettaa varmasti omat haasteensa, olipa sensori suojalaite tai pelkästään vikaindikaattorikäytössä.

Jatkotutkimuksen kannalta myös kaapelin kunnonvalvonta osittaispurkausmittauksia (PD-mittaukset) hyödyntäen, voisi olla kiinnostava näkökulma tutkimusmielessä. Rogowskin sensoreita voisi olla mahdollista hyödyntää myös tähän käyttötarkoitukseen.

Muuntamoautomaation ja vikaindikoinnin osalta myös regulaatiomalli on tällä hetkellä vielä keskeneräinen. Mikäli indikaattorit katsottaisiin olevan omalle yksikköhinnalle määritellyjä komponentteja, muuttaisi se tarkastelulaskelmaa oleellisesti kannattavaan suuntaan. Pelkästään KAH – arvoihin perustuvat hyödyt eivät välttämättä nykyisellään riitä kattamaan laitehankintojen kustannuksia, ellei markkinoilta löydy hyvin edullisia laiteratkaisuja, joilla halutut toiminnallisuudet on mahdollista toteuttaa. Toisaalta 6 h asiakaslupauksen toteuttaminen, kokeilukytkentöjen väheneminen, sekä normaalin käyttötilanteen mitatut suureet tuovat omat etunsa, vaikka näiden arvostukselle ei välttämättä voida suoraan asettaa mitään rahallista arvoa.

Kokonaisuutena diplomityöprojekti oli hyvin ajankohtainen, monipuolinen ja mielenkiintoinen. Huolimatta siitä, että avoimia kysymyksiä jäi vielä selvitetäväksi, työn tulokset on selkeästi nähtävissä. Muuntamoautomaatiolle ja vikaindikoinnille on osoitettavissa olevia hyötyjä ja etuja Elenian nykyisessä ja tulevaisuuden jakeluverkostossa. Mahdollisten laitehankintojen toteutuksen aikataulu on pitkälti sidoksissa käytettävissä oleviin resursseihin, sekä mahdollisten uusien testien tuloksiin.

LÄHTEET

- [1] L 1.9.2013/588 Sähkömarkkinalaki.
- [2] Tietoa Elenia-Konsernista. Elenia Oy. yrityksen kotisivut [www]. [Viitattu 18.09.2013]. Saatavissa:
http://www.elenia.fi/yritys/elenia_info
- [3] Elenia Oy Company Presentation. 09/2013. Elenia intranet. Julkaisematon PowerPoint – esitys.
- [4] Lakervi, E. & Partanen, J. Sähköjaketekniikka. Helsinki 2008. Gaudeamus Helsinki University Press. 285 s.
- [5] Elenia Säävarman tarina. Elenia Oy. Yrityksen kotisivut. [www]. [Viitattu: 20.9.2013]. Saatavissa:
http://www.elenia.fi/sahko/saavarma_tarina
- [6] Sähkönsiirto Suomessa. STUK. 5.7.2013. [www]. [Viitattu: 20.9.2013]. Saatavissa:
http://www.stuk.fi/sateily-ymparistossa/voimajohdot/fi_FI/sahkonsiirto-suomessa/
- [7] Elovaara J, Haarla, L. Sähköverkot I. Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta. Helsinki 2011. Gaudeamus Helsinki University Press. 520 s.
- [8] Verkon rakennustavan valinta ja rakenteiden sijoitus. Tampere 1.10.2012. Elenia Oy. Yhtiön sisäinen menettelyohje. 6 s.
- [9] Elovaara J, Haarla, L. Sähköverkot II. Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Helsinki 2011. Gaudeamus Helsinki University Press. 551 s.
- [10] Leppänen, M. Suunnitteluinsinööri ja Leppämäki, H. Suunnitteluinsinööri. Elenia Oy / Verkon suunnittelu. Tampere. Haastattelu 09.10.2013.
- [11] Järventausta, P. DEE-23010 Sähköverkkotekniikka. Sähkötekniikan laitos. Tampereen teknillinen yliopisto. Kurssimateriaalit. [www]. [Viitattu: 10.10.2013], rajoitetusti saatavissa:
http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/kurssit/Materiaalisivut/DEE_23010/svt_3311_kalvoja.htm

- [12] Technical report IEC TR 60909-1. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Geneve, Sveitsi. 2002. 88 s.
- [13] Oikosulkuvirran luonne. VirtuaaliAMK. 6 s. [www], [Viitattu 16.10.2013].
Saatavissa:
http://www2.amk.fi/Ensto/www.amk.fi/material/attachments/vanhaamk/etuotanto/0705016/5hZP7LT2u/Oikosulkuvirran_luonne.pdf
- [14] Mäkinen, A. Nikander, A. Pylvänäinen, J. Sähköverkkojen häiriöiden ja sähkölaitteiden yhteensopivuuden hallinta. Tampere 2007. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan laitos. Tutkimusraportti. 84 s.
- [15] 8. Maasulkusuojaus. TTT-Käsikirja. 29 s. ABB. 2000–07. [www]. [Viitattu: 21.10.2013]. Saatavissa:
<http://cna.mikkeli.amk.fi/Public/JormPekk/ABB/TTT-KIRJA%202000/MAASULKUSUOJAUS.pdf>
- [16] Sähköinen suojaus keskijänniteverkossa. Tampere 1.12.2008. Elenia Oy. Yhtiön sisäinen menettelyohje. 10 s.
- [17] Hälvä, V. Development of Process Data Utilization in Proactive Network Management. Diplomityö. Tampere 2013. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan tiedekunta. 90 s.
- [18] Verho, P. SET-6356 Distribution Automation. Sähkötekniikan laitos. Tampereen teknillinen yliopisto. Kurssimateriaalit. [www]. [Viitattu 24.10.2013]. rajoitettua saatavissa:
http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/kurssit/Materiaalisivut/SET_6356/index.html
- [19] Maksimainen, V. Aluemyyntijohtaja. Netcontrol Oy. Elenia Oy Tampere. Laittedustajan ja Elenian välinen yhteinen keskustelutilaisuus muuntamoautomaatiolaitteista 08.11.2013. Elenialta mukana: Uurasjärvi, J. Asiantuntija. Vähäkuopus, S. Asiantuntija. Paananen, H. Käytön suunnittelupäällikkö. Viholainen, M. Järjestelmävastaava. Kauppi, M. Diplomityöntekijä. (julkaisemattomat PowerPoint esitykset Elenia Oy ja Netcontrol Oy).
- [20] Pohjosenperä, E. Käytönvalvoja Elenia Oy. Tampere. Haastattelut ja vikasimuloinnit 13.11.2013 ja 24.02.2014.
- [21] Kauppinen, M. Järjestelmäasiantuntija, AMR. Elenia Oy. Tampere. Haastattelu 21.11.2013.

- [22] Pylvänäinen, J. Kauppinen, M. Verho, P. Studies to utilise calculational condition information and AMR measurements for transformer condition assessment. CIRED 20th International Conference on Electricity Distribution. Prague 8-11 June 2009. Paper 632.
- [23] IEEE 1366-2012. Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. New York. USA 2012. IEEE Std. 43 s.
- [24] Silvast, A. Heine, P. Lehtonen, M. Kivikko, K. Mäkinen, A. Järventausta, P. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. Teknillinen Korkeakoulu ja Tampereen teknillinen yliopisto 2005. Tutkimusraportti. 175 s.
- [25] Tekla DMS käytöntukijärjestelmä. Elenia Oy 2013. Tampere.
- [26] Netcon 100 Älykäs muuntamoiden hallintaratkaisu. Elenia Oy, Tampere 11.11.2013. Netcontrol Oy. Elenian käyttöön annettu julkaisematon tuote-esite. 35 s.
- [27] Höbejõgi, T. Juergen, B. Coaxial capacitive voltage divider with high division ratio for high voltage pulses with very fast rise times. Zürich, Sveitsi 2011. Swiss Federal Institute of Technology Zurich. Tutkimusraportti. 7 s.
- [28] Mähönen, P. Virtanen, V. ABB Transmit Oy, Vaasa. Hakola, T. ABB Substation Automation, Vaasa. The Rogowski coil and the voltage divider in power system protection and monitoring. Vaasa 2002. ABB. Tutkimusraportti. 12 s
- [29] Earthing switch and cubicle components (MV and LV components Evolis up to 24 kV). Catalogue 2004. Merlin Gerin / Schneider Electric. Tuote-esite. 18 s. [www]. [Viitattu: 27.11.2013]. Saatavissa: <http://mt.schneider-electric.be/Main/Evolis/catalogue/AMTED304001UK.pdf>
- [30] Ward, D. A. Exon, J. La T. Using Rogowski coils for transient current measurements. Yorkshire, United Kingdom 1993. IEE. 9 s.

- [31] Lähdeviittaukset kuvaan 5.6:

High Temp Magnet RTD – Pt100. TC Direct, United Kingdom. [online-kuvasto]. [www]. [Viitattu 29.11.2013]. Saatavissa: http://www.tcdirect.co.uk/Default.aspx?level=2&department_id=230/42#230/42/1

12 V optical smoke detector. [datalehti]. ABUS Security Tech Germany. ABUS Saksa 2013. [www]. [Viitattu: 29.11.2013]. Saatavissa: <http://www.abus.com/silver.pdf/abusproductsheet/19783/ez/eng-ZZ>

1000-64V BMS: Surface Mount DPDT Balanced Switch. [online-kuvasto]. Flair Electronics. [www]. Pomona, USA 2013. [Viitattu: 29.11.2013]. Saatavissa: <http://www.flairsecurity.com/0/1000-64v-bms>

Transmitter For gas density, temperature and pressure of SF6 gas Model GDT-20, with MODBUS output. [datalehti]. Klingenberg, Saksa 2013. Wika Alexander Wiegang SE & Co. KG. 3 s. [www]. [Viitattu: 29.11.2013]. Saatavissa: http://en-co.wika.de/upload/DS_SP6009_GB_51913.pdf

- [32] Keskiänniteverkon vikojen indikointi kaapeliverkossa Wimo 6CP10:llä. [sähköinen esite]. Vaasa 2011. Vamp Oy. 14 s. [www]. [Viitattu: 05.12.2013]. Saatavissa: <http://www-fi.vamp.fi/Technical%20papers/Application%20notes/Finnish/AN6CP10.FI001.pdf>

- [33] Bjerkan, E. Venseth, T. Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Network by means of Fault Indicators. Trondheim, Norja 2005. Norwegian University of Science and Technology. 6 s. [www]. [Viitattu 10.12.2013]. Saatavissa: http://www.ipst.org/TechPapers/2005/IPST05_Paper107.pdf

- [34] SIPROTEC 7SN60 Transient Earth-Fault Protection Relay. [sähköinen esite]. Saksa 2008. Siemens GmbH. 8 s. [www]. [Viitattu: 11.12.2013]. Saatavissa: <http://www.hehindia.in/Siemens/Protection%20Relays/Feeder%20Protection/Transient%20Earth%20fault%20protection%207SN60.pdf>

- [35] Netcon 100 Älykäs hallintaratkaisu sähkönjakeluautomaatioon. Netcontrol Oy 2013. Yhtiön kotisivut. [www]. [Viitattu: 12.12.2013]. Saatavissa: <http://www.netcontrol.fi/fin/etusivu>

- [36] Netcon 100 Älykäs hallintaratkaisu sähköjakeluautomaatioon. Netcontrol Oy 2013. [sähköinen esite]. Netcontrol Group 2012. 4 s. [www]. [Viitattu: 16.12.2013]. Saatavissa:
<http://www.netcontrol.com/fin/tuottet/sahkoasema-automaatio/muuntamot/netcon-100/lataukset/>
- [37] Wimo 6CP10 Secondary substation measuring and monitoring unit. [Operation and configuration instructions Technical description]. Vaasa 2013. Vamp Oy. 60 s. [www]. [Viitattu: 17.12.2013]. Saatavissa:
<http://www-fi.vamp.fi/Manuals/English/WM6CP10.EN005.pdf>
- [38] Grid Inspector IKI-50. [datalehti]. Kries-Energietechnik GmbH & Co. KG. Waiblingen-Beinstein, Saksa 2011. [www]. [Viitattu: 18.12.2013]. Saatavissa:
<http://www.kries.com/en/iki-line/iki-50-grid-inspector.html>
- [39] Vianpaikannuksen kenttätarkkailun NIS-verkkodokumentaatio ja suunnitelma. Tampere 23.09.2013. Elenia Oy. Yhtiön sisäinen asiakirja.
- [40] Altonen, J. Korhonen, T. Tausa, M. ABB Oyj / Distribution Automation. Vianpaikannuksen kenttätarkkailuprojekti. Keskustelut ja haastattelut testien aikana. Vilpula 30.09. – 04.10.2013.
- [41] Valtari, J. Centralized Architecture of the Electricity Distribution Substation Automation – Benefits and possibilities. Väitöskirja. Tampere 2013. Tampereen Teknillinen yliopisto. Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta. Julkaisu 1122. 134 s.
- [42] Lehtonen, M. Hakola, T. Neutral Earthing and Power System Protection. Earthing Solutions and Protective Relaying in Medium Voltage Distribution Networks. ABB Transmit Oy. Vaasa 1996. 118 p.
- [43] Arctic Control. Viola Systems. [datalehti]. Turku 2013. 2 s. [www]. [Viitattu: 17.01.2014]. Saatavissa:
http://www.violasystems.com/sites/default/files/viola_assets/docs/arctic_control/arctic_control_web_20131218.pdf
- [44] Viholainen, M. Järjestelmävastaava. Elenia Oy. Tampere. Haastattelu 23.01.2014.
- [45] Lehtinen, J. Käytönvalvoja. Elenia Oy. Tampere. Haastattelu 22.01.2014

- [46] Vähäkuopus, S. Asiantuntija. Uurasjärvi J. Asiantuntija. Elenia Oy. Kauppi, M. Diplomityöntekijä. Verho, P. Professori. Tampereen Teknillinen yliopisto. Keskustelutilaisuus Elenia Oy Tampere 07.01.2014
- [47] Hänninen, M. johtava asiantuntija. Matikainen, M. yli-insinööri. Simola, L. projekti-insinööri. Energiavirasto. Pakkala, T. Empower Oy. Sähköverkkokomponenttien yksikköhintojen määrittäminen. Helsinki 2010. Empower Oy Konsultointi ja asiantuntijapalvelut. Raportti. 39 s. [www]. [Viitattu: 26.02.2014]. saatavissa: http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_9_Empower_Yksikkohinnat_2010+%282%29.pdf/4844805e-7bd2-460b-8e96-9dcc11186262
- [48] Simola, L. Projekti-insinööri. Energiavirasto. Verkkokomponentit ja indeksikorjatut yksikköhinnat vuodelle 2014. [www]. [Viitattu: 26.02.2014]. saatavissa: <http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6jakelu+verkon+komponenttien+yksikk%C3%B6hinnat+vuodelle+2014.xlsx/dfa3136e-232e-4472-8e5c-ab032c6a1564>
- [49] Kupila, T. Käytön suunnittelija. Elenia Oy. Tampere. Haastattelu 11.02.2014
- [50] Pylvänäinen, J. Kehityspäällikkö. Elenia Oy. Tampere. Keskustelu Energiaviraston regulaatiomallin tulevaisuuden muutoksista 27.03.2014
- [51] KA 2 – työryhmä. Energiateollisuus ry. Pohdintoja verkkokomponenttien yksikköhinnoille. Projekti 2013–2014. Elenian sisäinen julkaisu, PowerPoint esitys.
- [52] Verho, P. Sarsama, J. Strandén, J. Krohns-Välimäki, H. Hälvä, V. Hagqvist, O. Sähköhuollon suurhäiriöiden riskianalyysi- ja hallintamenetelmien kehittäminen – Projektin loppuraportti. Tampere 2012. 178 s.
- [53] Tekla NIS verkkotietojärjestelmä. Elenia Oy 2014. Tampere.

Lähdeviittaukset liitteisiin

[Liite 1]

Netcon 100. Netcontrol Oy. [www]. [Viitattu: 30.01.2014]. Saatavissa: <http://www.netcontrol.com/fin/tuottet/sahkoasemaautomaatio/muuntamot/netcon100/lataukset/>

[Liite 2]

Wimo 6CP10. Vamp Oy. Vaasa. [www]. [Viitattu: 30.01.2014]. Saatavissa:

<http://www-fi.vamp.fi/Suomeksi/Tuotteet/Mittaus-%20ja%20valvontayksik%C3%B6t/WIMO%206CP10%20Mittaus-%20ja%20valvontayksikk%C3%B6/Default.aspx>

<http://www-fi.vamp.fi/Manuals/English/WM6CP10.EN005.pdf>

[Liite 3]

IKI-50. Kries Energietechnik GmbH & Co. KG. [www]. [Viitattu: 30.01.2014]. Saatavissa:

http://www.kries.com/en/iki-line/iki-50-grid-inspector.html?file=tl_files/downloads/datablaetter/Grid_Inspector_IKI_50_e.pdf

LIITE 1: NETCON 100 TEKNISIÄ TIETOJA

Netcon 100 moduulit

Netcon 100 asennuskehikko sisältää 6 korttipaikkaa. Kehikkoon kuuluu aina GW102 – pääprosessori- ja PS152 – virtalähdeyksikkö. Kehikon muihin korttipaikkoihin sijoitetaan mittaus-, ohjaus-, tietoliikenne- ja vianpaikannusyksiköitä sovellustarpeen mukaan.

Netcon GW102 Main Processor Module

GW102 sisältää järjestelmän ohjaustoiminnot; tietoliikennepalvelut, mittaus-, tiedon tallennus- ja hälytysten käsittely – toiminnot sekä ohjelmoitavan logiikka (PLC-) toiminnallisuuden.

- 2 MMC korttipaikkaa
- Diagnostiikkanäyttö
- Konsolisarjaportti, V.24 (RS-232)
- Tietoliikennesarjaporttiportti, V.24 (RS-232)
- Ethernet –tietoliikenneportti, 10/100 BaseT
- Ethernet –hallintaportti, 10/100 BaseT

Netcon PSU152 Power Supply Module

- Järjestelmän virtalähdeyksikkö
- Syöttöjännite 90-264VAC, 45-65hZ.
- Kehittynyt akkulatoritoiminnallisuus valvonnalla ja hälytyksillä, sisältäen seuraavat I/O:t:
 - 3 Digitaalituloa (DI), ±24VDC
 - 1 Kosketinlähtö 5A, 250VAC
 - 1 PT100 tulo

Netcon COM103 Communications Module

COM103 yksikköä käytetään SCADA –valvomoyhteyteen.

- GPRS/3G modeemi SMA –antenniliittimellä
- GPS -vastaanotin SMA –antenniliittimellä
- 4 sarjaporttia, V.24

Netcon RCM130 Remote Control Module

RCM130 on etäohjausyksikkö neljälle kuormakytkimelle.

- 22 digitaalista tuloa (DI)
- 8 kosketinlähtöä (DO), potentiaalivapaa

Netcon FDM112 Fault Detection Module

FDM112 on verkkovikojen ilmaisuyksikkö. Se toiminnot ovat:

- Vikailmaisu
- Vikareaktanssin laskenta
- Häiriötallennin
- 12 analogiatuloa (AI) virta- ja jänniteantureille, 16 bitin tarkkuus

Netcon LVM111 Low Voltage Monitoring Module

LVM111 on pienjänniteverkon valvontayksikkö.

- Sähkön laadunmittaus
- Pienjännitevianilmaisu (sulake)
- Häiriötallennin

- 3 -vaihe jännite- ja virtamittaukset, 230/400V, 5A
- Lämpötilamittaus 4:lle muuntajalle, PT100
- Puhaltimen ohjauslähtö

Netcon HMI127 Integrated Operator Panel

HMI127 on paikalliskäyttöpaneeli kytkinlaitteiden ohjaukseen, mittaustietojennäyttöön sekä hälytysten käsittelyyn (10 ohjelmoitavaa hälytys-LED:iä).

[Liite 1]

LIITE 2: WIMO 6CP10 TEKNISIÄ TIETOJA

Measuring circuitry

Rated current I_n	5 A
- Current measurement range	0–5 A
- Thermal withstand	6 A (continuously)
- Burden	< 0.1 VA
Rated current I_{0n}	50 mA
- Current measurement range	0...60 mA
Rated voltage U_n	230 V
- Voltage measurement range	90–265 V ac
- Continuous voltage withstand	275 V
- Burden	< 0.5 VA
Rated frequency f_n	50 Hz
- Frequency measurement range	45–65 Hz
Thermal block	Maximum wire dimension
- Solid or standard wire	2,5 mm ² (13–14 AWG)

Auxiliary voltage

Rated voltage U_{aux}	100–240 V ac 110–330 V dc 110/120/220/240 V ac
Power consumption	< 10 W (normal conditions) < 15 W (output relay activated)
Max. permitted interruption time	< 15 ms (230 V ac)

Digital inputs (Internal operating voltage)

Number of inputs	3
Internal operating voltage	12 V dc
Current drain when active (max.)	Approx. 5 mA
Current drain, average value	< 2,5 mA
Terminal block	Maximum wire dimension
- Phoenix MVSTBW or equivial	2,5 mm ² (13–14 AWG)

Alarm contact

Number of contacts	1 change-over contact relay
Rated voltage	48 V ac
Max. make current	N.O. 10 A / N.C. 3 A
Continuous carry	3 A
Breaking capacity, ac	N.O. 1250 VA / N.C. 500 VA
Contact material	
Terminal block	Max. wire dimension
- Phoenix MVSTBW or equivial	2.5 mm ² (13–14 AWG)

Local serial communication port

Number of ports	1 on front and 1 shared on rear panel
Electrical connection	RS 232
Data transfer rate	9600–38 400 kb/s

Remote control connection

Number of ports	1 shared in rear panel
Electrical connection	RS 232 (standard) RS 485 (with external module) TTL Plastic fibre connection (with external module)
Data transfer rate	9600 kb/s
Protocols	Modbus, RTU master Modbus, RTU slave SPA bus, slave IEC 60870-5-103 Profibus DP (option) TCP/IP (option) DNP 3.0

Environmental conditions

Operating temperature	-25 to + 50 °C
Operating temperature (display)	0 to + 50 °C
Transport and storage temperature	-10 to + 60 °C
Relative humidity	< 75 % (1 year, average value) < 90 % (30 days per year, no condensation permitted)

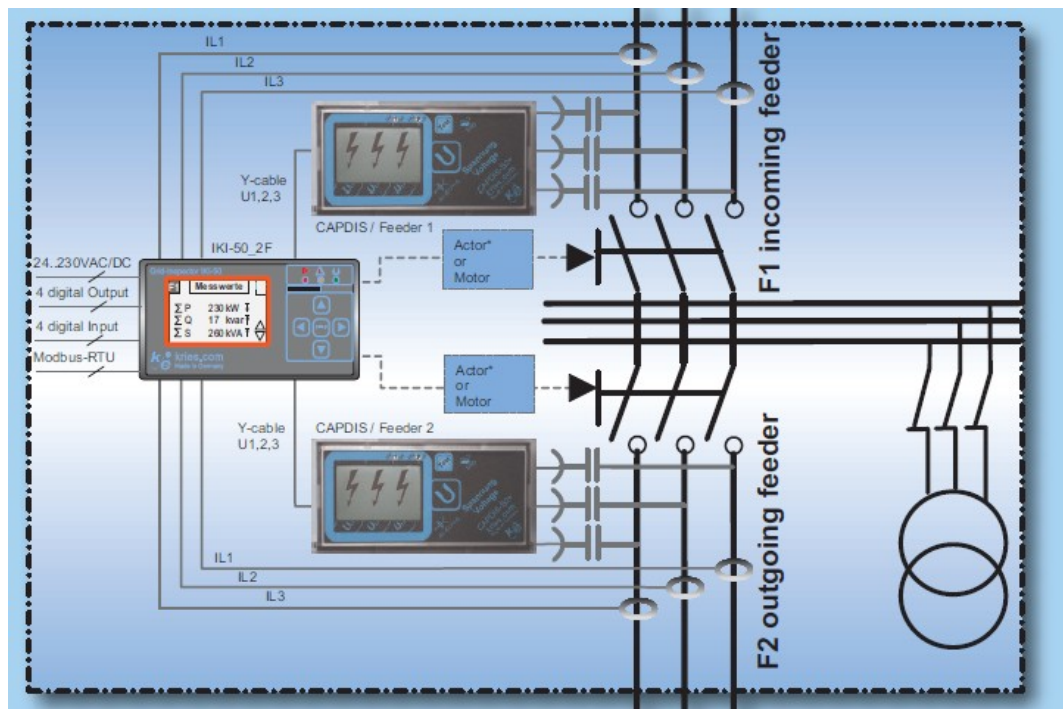
Casing

Degree of protection (IEC 60529)	IP 20
Dimensions (W x H x D)	96 x 96 x 151 mm
Material	Polyphenylene oxide
Weight	1.2 kg

[Liite 2]

LIITE 3: KRIES IKI-50 TEKNISIÄ TIETOJA

Kries IKI – 50 Grid Inspector – laitteiston esimerkkiasennus on määritelty seuraavassa kuvassa 1.



Kuva 1. IKI-50 laitteen periaatteellinen asennuskuva; kuvassa myös jännitteen indikointiyksikkö (esimerkiksi CAPDIS-SI+) [Liite 3].

Samalla IKI-50 päätelaitteella voidaan mitata ja indikoida vikoja joko yhdestä tai kahdesta kj-lähdöstä. Myös kj-lähtökohtaisten IKI-50 yksiköiden käyttö on mahdollista (kuvan tapauksessa tarkoittaisi kahta IKI-50 yksikköä).

Oheiseen taulukkoon 1 on koottu Kries IKI-50 laitteen ominaisuuksia.

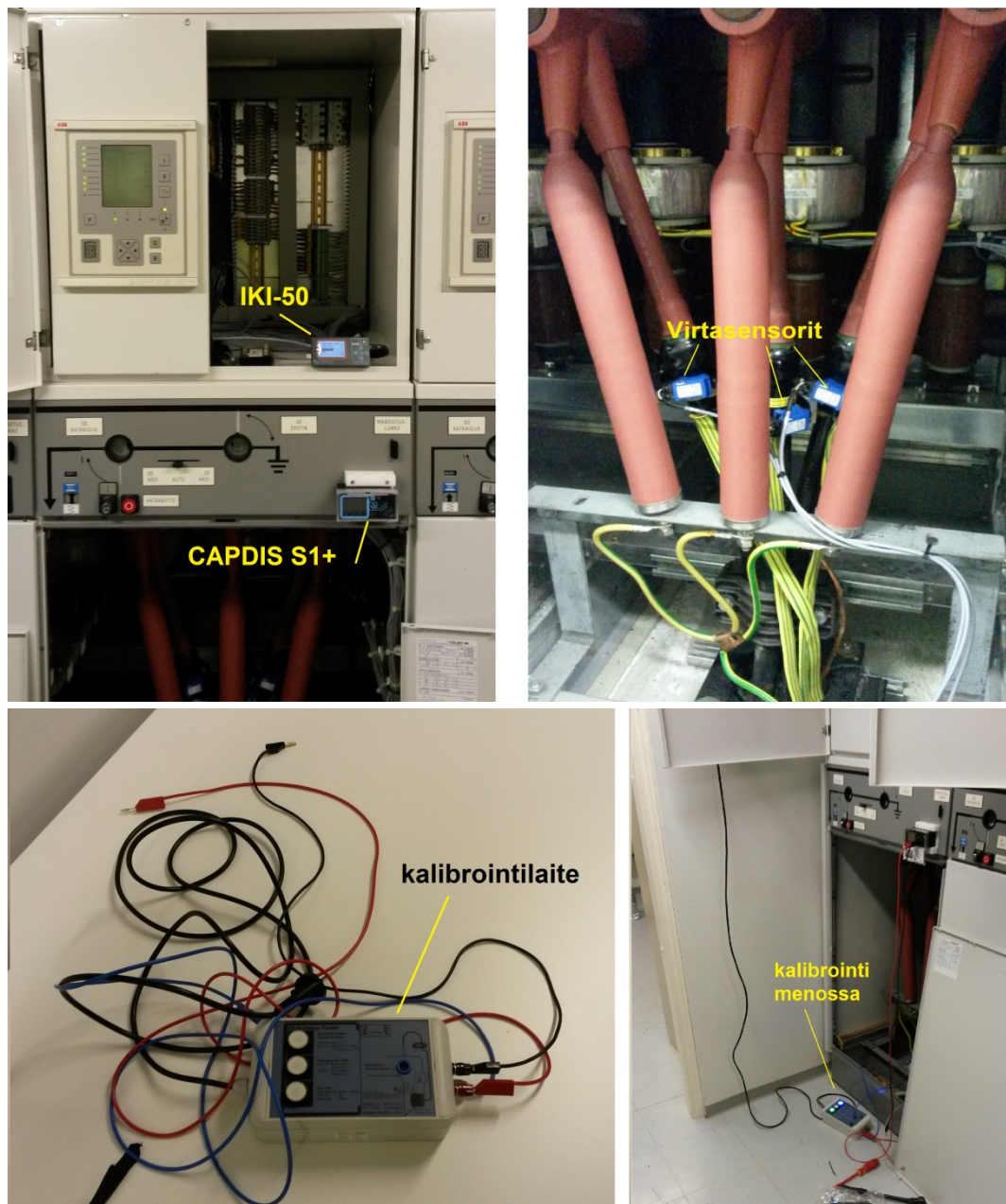
Taulukko 1. IKI-50 teknisiä tietoja [Liite 3].

	Inspector IKI-50_1F for 1 feeder	Inspector IKI-50_2F for 2 feeders	Remark
Load Readings			
Zero and phase currents I0, I1, I2, I3	x	x	
Phase angles I12, I23, I31	x	x	
Zero and phase voltages U0, U1, U2, U3	x	x	
Phase-Phase voltages U12, U23, U31	x	x	
Phase angles U12, U23, U31	x	x	
Active Power, Reactive Power, Apparent Power and Energy	x	x	
Phase shift cos ϕ	x	x	
Frequency	x	x	
Mean values of I, U, PQS with direction A & B over time dt	x	x	
Min- and Max-values of I, U, PQS with direction A & B over time dt	x	x	
Min- and Max-values of I, U, PQS with direction A & B since reset	x	x	
Sum-feeder: display of sums of feeder-values I, PQS	-	x	
Inputs, Outputs, Alarms, Interfaces			
Digital Outputs	4	4	free configurable
Digital Inputs	4	4	free configurable
Modbus RTU-Slave	1	1	local or remote parametrization
Applicable tripping coils, 24 VDC	1	2	
Remote test function	x	x	
Auxiliary voltage or CT supply, 24..230 VAC/DC	x	x	
Single-Core CTs	3	6	
Balanced-Core CT for cos phi method	1	-	Balanced core CT only for this purpose
Y-interface to CAPDIS	1	2	
Selftest function	x	x	
Failure Detection			
Short Circuit (I>>) with direction	x	x	
Earth-Fault (Ie>) with direction	x	x	
Static earth-fault (Ie> cos phi) with direction	x	x	
Transient earth-fault (Ie> transient) with direction	x	x	only type _PULS_EW
Earth-fault with pulsation method (Ie> pulse current det)	x	x	only type _PULS_EW
Event recorder (1..20) phase selective failures	x	x	
Threshold monitoring for U, I, f	x	x	
Self-programmable logic	x	x	
Device Types			
Basic Device IKI-50_1F	x	-	
Basic Device IKI-50_2F	-	x	
IKI-50_1F_PULS_EW with pulsation and transient method	x	-	
IKI-50_2F_PULS_EW with pulsation and transient method	-	x	

[Liite 3]

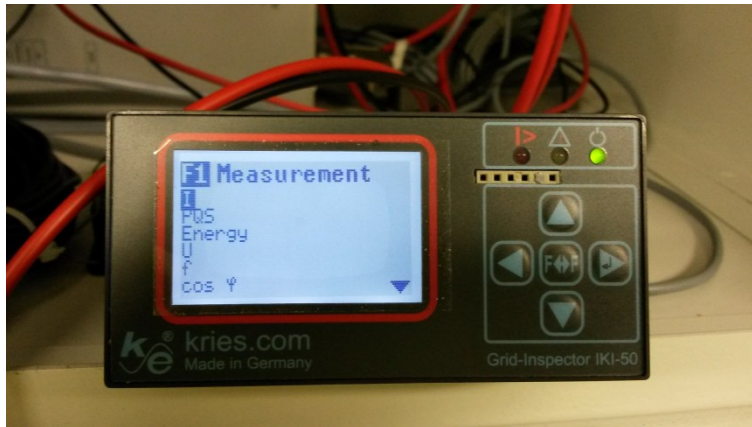
LIITE 4: VIKAINDIKAATTORITESTAUS IKI-50

Seuraavissa kuvissa 2–5 on kuvattu testauksessa olleiden IKI-50 vikaindikaattorilaitteistojen asennusympäristöä ja kalibrointia.



Kuvat 2-5. IKI-50 sensoreiden asennusympäristö ja kalibrointi

Kuvat 6-8 esittävät IKI-50 päätelaitteen paneelin erilaisia näkymiä.



Kuva 6. IKI-50 mittauksia.



Kuva 7. IKI-50 maasulun ilmaisu.



Kuva 8. IKI-50 maasulkuvika, jonka suuntaa ei havaittu.

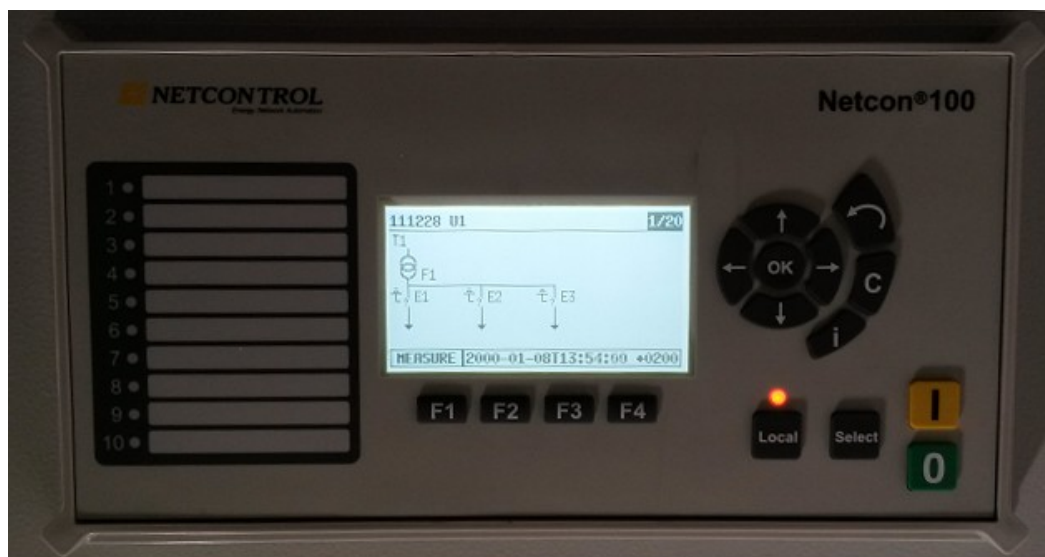
LIITE 5: NETCON 100 MUUNTAMOAUTOMAATI- ON PILOTTI

Seuraavassa kuvassa 9 on esitetty sekä Netcon 100 laitteen käyttämät virtasensorit, että laitekaappi. Kuvat on otettu keskeneräisistä asennuksista.



Kuva 9. Netcon 100 virtasensorit ja laitekaappi muuntamolla.

Seuraavan sivun kuvassa 10 on esitelty Netcon 100 laitteen paikalliskäyttöpaneeli, jonka näkymä oli aiemmin esillä luvussa 9. Laitteen paikallisnäytössä näkyy aina sama kuva, kuin web-käyttöliittymässä ja se päivittyy tietoliikenteen nopeuden puitteissa reaaliaikaisesti.



Kuva 10. Netcon 100 laitteen paikalliskäyttöpaneeli.

LIITE 6: KAH-LASKENNAN HERKKYYSANALYYSI

Esitetään Elenian jakeluverkoston ilmajohtojen ja kaapeleiden keskiarvoiset osuudet nykytilanteessa keskimääräisillä kj-lähdöillä [53]:

Taajama:

Keskimääräinen johdinpituus: 9,5 km

Kaapeli: 6,5 km

Ilmajohto: 3,0 km

Haja-asutusalue:

Keskimääräinen johdinpituus: 64,5 km

Ilmajohto: 57,0 km

Kaapeli: 7,5 km

Tampereen teknillisen yliopiston (TTY) ja Teknologian tutkimuskeskuksen (VTT) vuosien 2009–2011 laatiman raportin mukaan, vuotuiset kj-verkon vikataajuudet ovat keskimäärin seuraavaa luokkaa. Esitetyt luvut sisältävät myös ulkopuolisen toiminnasta aiheutuneet vikatapaukset (ilmajohdoille kaadetut puut, maan kaivussa kaapeliin osuimiset ym.) [52, s. 163, 168]:

- Ilmajohtoverkko: 0,05 vikaa / km, vuosi
- Maakaapeliverkko: vikataajuus on noin 20–50 prosenttia avojohtoverkon vastaavasta, eli noin 0,01–0,025 vikaa / km, vuosi (lasketaan näiden keskiarvon 0,0175 vikaa / km, vuosi mukaisesti)

Tarkastellaan ensin taajamaverkkojen keskimääräistä vikataajuutta nykytilanteessa:

3,0 km ilmajohtoa, 6,5 km maakaapelia, kaapelointiaste: noin 68,4 %

$0,05 \text{ vikaa / km, vuosi} \times 3,0 \text{ km} + 0,0175 \text{ vikaa / km, vuosi} \times 6,5 \text{ km} = \mathbf{0,264} \text{ vikaa / vuosi.}$

- 2,6 vikaa / 10 vuotta

Tulevaisuudessa, kun oletettu kaapelointiaste on noin 100 %:

9,5 km maakaapelia, ei käytännössä ilmajohtoa

0,0175 vikaa / km, vuosi x 9,5 km = **0,166** vikaa / vuosi

- 1,7 vikaa / 10 vuotta

Tarkastellaan myös maaseudun ja haja-asutusalueiden keskimääräistä vikataajuutta nykytilanteessa:

57,0 km ilmajohtoa, 7,5 km maakaapelia, kaapelointiaste: noin 11,6 %

0,05 vikaa / km, vuosi x 57,0 km + 0,0175 vikaa / km, vuosi x 7,5 km = **2,98** vikaa / vuosi.

- 30 vikaa / 10 vuotta

Tulevaisuudessa, kun oletettu kaapelointiaste on noin 70 %:

19,5 km ja ilmajohtoa, 45,0 km maakaapelia, kaapelointiaste: noin 70 %

0,05 vikaa / km, vuosi x 19,5 km + 0,0175 vikaa / km, vuosi x 45,0 km = **1,76** vikaa / vuosi.

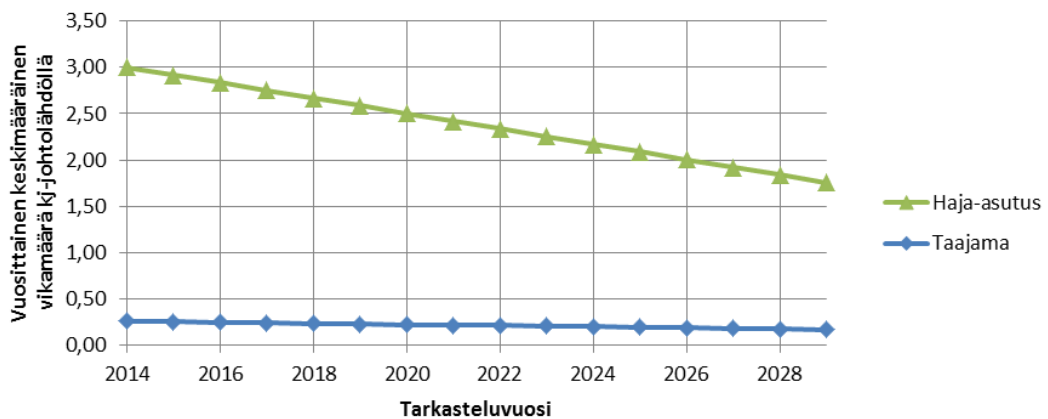
- 18 vikaa / 10 vuotta

Määritetään seuraavaksi keskimääräiset vikamäärät seuraavan 15 vuoden aikana. Yksinkertaistuksen vuoksi oletetaan vikojen tapahtuvan lineaarisesti tarkasteluajan aikana. Tulokset on esitetty seuraavassa taulukossa 2.

Taulukko 2. Keskimääräiset vuosittaiset tilastolliset vikamäärät keskimääräisillä kj-lähdöillä.

Vuosi	Vuosiluku	Taajama	Haja-asutus
0	2014	0,26	3,00
1	2015	0,25	2,92
2	2016	0,25	2,83
3	2017	0,24	2,75
4	2018	0,24	2,67
5	2019	0,23	2,59
6	2020	0,22	2,50
7	2021	0,22	2,42
8	2022	0,21	2,34
9	2023	0,21	2,25
10	2024	0,20	2,17
11	2025	0,19	2,09
12	2026	0,19	2,00
13	2027	0,18	1,92
14	2028	0,18	1,84
15	2029	0,17	1,76
vikoja yhteensä keskimäärin tarkastelujaksolla		3,44	38,05

Lineaarinen approksimaatio vikojen keskimääräisestä vähenemisestä kj-keskiarvolähdöillä kaapelointiasteen lisäyksen myötä. Havaintona: Viat eivät poistu tilastollisesti kokonaan vielä 70 % kaapelointiasteella (Haja-asutusalueet). Malli on esitetty seuraavassa kuvassa 11.

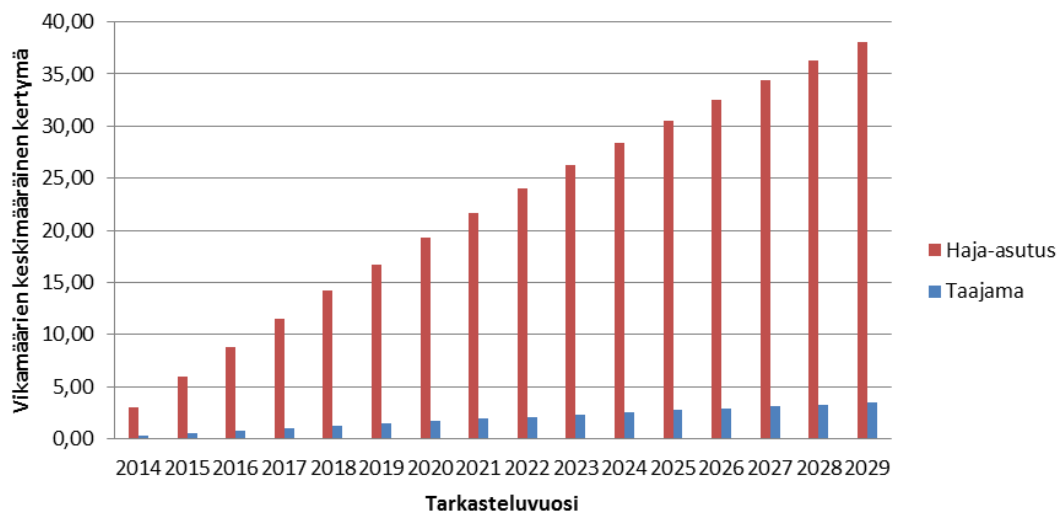
**Kuva 11.** Lineaarinen approksimaatio keskimääräisistä vikamääristä keskimääräisillä kj-johtolähdöillä.

Esitetään seuraavaksi taulukossa 3 keskimääräinen vikojen kertymä tarkastelujaksolla.

Taulukko 2. Keskimääräinen vikojen kertymä tarkastelujaksolla keskimääräisillä kj-johtolähdöillä.

Vuosi	Vuosiluku	Taajama	Haja-asutus
0	2014	0,26	3,00
1	2015	0,51	5,92
2	2016	0,76	8,75
3	2017	1,00	11,50
4	2018	1,24	14,17
5	2019	1,47	16,76
6	2020	1,69	19,26
7	2021	1,91	21,68
8	2022	2,12	24,01
9	2023	2,33	26,27
10	2024	2,53	28,44
11	2025	2,72	30,52
12	2026	2,91	32,53
13	2027	3,09	34,45
14	2028	3,27	36,29
15	2029	3,44	38,05
vikoja yhteensä keskimäärin tarkastelujaksolla		3,44	38,05

Taulukon 3 tiedon esitetään havainnollistaen seuraavassa kuvassa 12.



Kuva 12. Vikojen keskimääräinen tilastollinen kertymä keskimääräisillä kj-johtolähdöillä tarkasteluaikana.

Keskimääräinen teho keskimääräisellä johtolähdöllä [53]:

Taajama: 1990 kW

Haja-asutusalue: 846 kW

KAH-parametrit (esitettiin luvussa 4.3):

Odottamaton keskeytys (sähköverkon vikakeskeytys):

1,10 € / kW; 11,0 € / kWh

Nykyarvon KAH-kustannusten laskentaan on käytetty seuraavaa yhtälöä

$$Nykyarvo = \frac{KAH_i}{(1 + n)^i}$$

missä

KAH_i = KAH-kustannus vuonna i

n = käytettävä korkokanta, laskelmissa 6 %

i = tarkasteluvuosi (nykyhetkestä eteenpäin).

Säästöpotentiaalin laskentayhtälöt:

Taajama (vuosi 2014):

1990 kW x 11,0 € / kWh x (1/6) h = 3648 €

3648 € x vikataajuus (0,26) = **948 €**

Haja-asutus (vuosi 2014):

846 kW x 11,0 € / kWh x (1/6) h = 1551 €

1551 € x vikataajuus (3,00) = **4653 €**

Seuraavien vuosien KAH-arvot ja niiden nykyarvot on esitetty seuraavassa taulukossa 4. Oletetaan että vikapaikan etsinnän keskimääräinen nopeutuminen olisi indikaattori-tekniikkaa hyödyntämällä keskimäärin esimerkiksi noin 10 minuuttia. Arvot on laskettu koko johtolähtöjen keskimääräisten tehojen perusteella.

Taulukko 4. Vikapaikan nopeamman indikoinnin KAH-kustannusten säätöpotentiaali tarkastelujaksolla, mikäli vikapaikan rajausta tapahtuu noin 10 minuuttia nopeammin indikaattoreiden avulla.

Taajama					Haja-asutus		
Vuosi	Vuosiluku	euroa	vikataajuus	nykyarvo	euroa	vikataajuus	nykyarvo
0	2014	948	0,26	948	4653	3,00	4653
1	2015	927	0,25	874	4524	2,92	4268
2	2016	905	0,25	805	4396	2,83	3912
3	2017	883	0,24	741	4267	2,75	3582
4	2018	861	0,24	682	4138	2,67	3278
5	2019	839	0,23	627	4009	2,59	2996
6	2020	817	0,22	576	3881	2,50	2736
7	2021	795	0,22	529	3752	2,42	2495
8	2022	773	0,21	485	3623	2,34	2273
9	2023	751	0,21	445	3494	2,25	2068
10	2024	730	0,20	407	3366	2,17	1879
11	2025	708	0,19	373	3237	2,09	1705
12	2026	686	0,19	341	3108	2,00	1545
13	2027	664	0,18	311	2981	1,92	1398
14	2028	642	0,18	284	2854	1,84	1262
15	2029	620	0,17	259	2725	1,76	1137
		12549	3,44	8688	59008	38,05	41188

Mikäli näitä arvoja suhteutetaan mahdollisten hankittavien indikaattorilaitteiden lukumääriin, täytyy arvioida keskimääräisillä kj-lähdöillä olevien kaukokäyttöisten erottimien keskiarvoisia lukumääriä. Järjestelmätietojen mukaan, taajamaverkoissa ei aina ole ollenkaan kaukokäytettäviä erottimia, koska keskiarvo oli tarkasteluissa keskimäärin noin 0,67 kappaletta. Haja-asutusalueiden kj-johtolähdöillä kaukokäyttöisiä erottimia oli tarkasteluhetkellä keskimäärin noin 5 kappaletta (5,25) [53]. Tulevaisuudessa voidaan arvioida kaukokäytettäviä erottimia olevan jonkin verran nykyistä enemmän. Lasketaan seuraavaksi yksittäisen laitteen maksimihinta 10 minuutin KAH-hyötyyn perustuen.

KAH-hyöty suhteutettuna indikaattorimäärään: Haja-asutusalue 41 188 € / 5 kpl = **8238** € / kpl (6 kpl -> 6865 € / kpl)

Taajamaverkot ovatkin ongelmallisempia, koska tarvittaisiin erillinen edullinen CL4 tietoliikenneyhteys muuntamoille, jota ei ole olemassa tällä hetkellä vielä olemassa.

Vertailun vuoksi taajama-verkossa:

8688 € / 5 kpl = **1738** € (jos indikaattoreita olisi asennettuna viidellä käsierottimellisella puistomuuntamalla)

Huomautuksena laitehinnoille: Hinta-arvio on vahvasti riippuvainen indikaation nopeuksen keskimääräisestä arvosta (tässä oletus: 10 minuuttia).