

Tatu Kuronen

Asiakaspalvelun ja vianhoidon kehittäminen

Opinnäytetyö

KESKI-POHJANMAAN AMMATTIKORKEAKOULU

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Toukokuu 2012

TIIVISTELMÄ OPINNÄYTETYÖSTÄ

Yksikkö Ylivieska, tekniikka	Aika Toukokuu 2012	Tekijä/tekijät Tatu Kuronen
Koulutusohjelma Sähkötekniikan koulutusohjelma		
Työn nimi Asiakaspalvelun ja vianhoidon kehittäminen		
Työn ohjaaja Jari Halme	Sivumäärä 44	
Työelämäohjaajat Risto Pirinen, Pasi Jokinen		
<p>Opinnäytetyöni tehtiin Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:lle. Työn tavoitteena oli tutkia vaihtoehtoisia toteutustapoja parantaa asiakaspalvelua vianhoidossa.</p> <p>Nykyisin siirtoverkon vioista saadaan hälytykset vain keskijänniteverkon osalta. Keskijänniteverkon vioista saadaan hälytykset sähköasemien suojareleiltä sekä maastokatkaisijoilta. Etäluettavien mittareiden myötä, myös pienjänniteverkon rooli tulee korostumaan.</p> <p>Työssäni käytetyt tutkimusmenetelmät perustuvat kirjallisen lähdemateriaalin käyttöön ja suoritettuihin haastatteluihin. Kirjallinen materiaali koostui Aidon-yhtiön etäluettavien mittareiden käyttöohjeista sekä aiemmista aiheeseen liittyvistä tutkimuksista. Verkkoyhtiöiden edustajien haastattelut suoritettiin sähköpostitse.</p>		

Asiasanat
AMR, etäluenta, vianhoito, häiriötiedotus

ABSTRACT

CENTRAL OSTROBOTHNIA UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES	Date May 2012	Author Tatu Kuronen
Degree programme Electrical engineering		
Name of thesis Development of customer service during supply interruption		
Instructor Jari Halme	Pages 44	
Supervisors Risto Pirinen, Pasi Jokinen		
<p>My thesis was carried out in Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Ltd. The goal was to explore alternative ways of delivery to improve customer service during supply interruption.</p> <p>At present fault indication in the transmission system can only be obtained from medium voltage network. Medium voltage fault alarms are received from electrical stations and outdoor switchgear. Automatic meter reading will make the role of fault indication in low voltage network more important.</p> <p>This thesis is based on written source material and interviews. The written source material consists of AMR-manuals and previous researches. The interview of staff in different utilities was conducted by email.</p>		

Key words

AMR, automatic meter reading, supply interruption, customer service

Käsitteet

A	Ampeeri	
V	Voltti	
Ω	Ohmi	
kWh	Kilowattitunti	
kvarh	Kilovaritunti	
Hz	Hertsi	
U_{12}	Vaiheen 1 ja 2 välinen jännite	(V)
U_{23}	Vaiheen 2 ja 3 välinen jännite	(V)
U_{31}	Vaiheen 3 ja 1 välinen jännite	(V)
U_n	Nimellisjännite	(V)
U_{of}	Kiinteistön PEN-kiskon jännite	(V)
U_k	Kosketusjännite	(V)
U_{ltm}	Vaihejännite jakelumuuntamolla	(V)
R_e	Jakelujärjestelmän maadoituselektrodi	(Ω)
R_b	Jännitteelle alttiiden osien maadoituselektrodi	(Ω)
R_l	Vikaresistanssi	(Ω)
β	Jännitekerroin	
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition, käytönvalvontajärjestelmä	
DMS	Distribution Management System, käytöntukijärjestelmä	
ATJ	Asiakastietojärjestelmä	
AMR	Automatic meter reading	
I/O	Input/output	
P2P	Point-to-point-yhteys	
RS	RS-väylä-mittari	
CT	Virtamuuntaja	
P2P CT	Poin-to-point virtamuuntajamittari	
RS	RS-väylä-mittari	
RS master	RS-väylä master-mittari	
RS CT	RS-väylä virtamuuntajamittari	

MM	MeshNet master-mittari
MS	MeshNet slave-mittari
MM CT	MeshNet master virtamuuntajamittari
MS CT	MeshNet slave virtamuuntajamittari
PEN	Pienjänniteverkon nollajohdin
2G	Toisen sukupolven matkapuhelin teknologia
3G	Kolmannen sukupolven matkapuhelin teknologia
AMKA	Riippukierrehohdin
OSSV	Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy
AJK	Aikajälleenkytkentä
PJK	Pikajälleenkytkentä

**TIIVISTELMÄ
ABSTRACT
KÄSITTEET
SISÄLLYS**

1	JOHDANTO	1
2	VERKKOYHTIÖN TIETOJÄRJESTELMÄT	3
2.1	KÄYTÖNVALVONTAJÄRJESTELMÄ.....	3
2.2	KÄYTÖNTUKIJÄRJESTELMÄ	3
2.3	LUENTAJÄRJESTELMÄ	4
2.4	OULUN SEUDUN SÄHKÖ VERKKOPALVELUT OY:n TIETOJÄRJESTELMIÄ	5
3	SÄHKÖNLAATU	7
3.1	SÄHKÖN TOIMITUKSEN LAATU	7
3.2	TOIMINTAVARMUUS	8
3.3	JAKELUVERKON JÄNNITE.....	8
3.4	JÄNNITEEN MUUTOKSET	9
3.5	JÄNNITEKUOPAT	9
4	ETÄLUETTAVA ENERGIAMITTARI	11
4.1	SIIRTYMINEN ETÄLUENTAAN	11
4.2	ETÄLUETTAVAN MITTARIN OMINAISUUDET	11
4.3	AIDON OY	11
4.4	KOMMUNIKOINTI RATKAISUT	13
4.4.1	Point-to-point.....	14
4.4.2	RS-väylä	14
4.4.3	MESH-radioverkko	15
4.5	ETÄKYTKENTÄLAITE.....	16
5	PIENJÄNNITEVERKON HALLINTA	17
5.1	PIENJÄNNITEVERKON HALLINTA OHJELMISTO	17
5.2	HÄLYTYSTEN TESTAUS	17
5.3	HÄLYTYKSET JA NIIDEN KUVAUS.....	19
5.3.1	Nollajohtimen katkeaminen	20
5.3.2	Keskijännitejohtimen katkeaminen.....	23
5.3.3	Sulakepalo	25
5.3.4	Yli- ja alijännite	26
5.3.5	Vaihejärjestys	26
5.3.6	Sopimussulake.....	26
5.3.7	Virtarajat.....	28
6	VIANHOITO	30
6.1	NYKYTILA.....	30

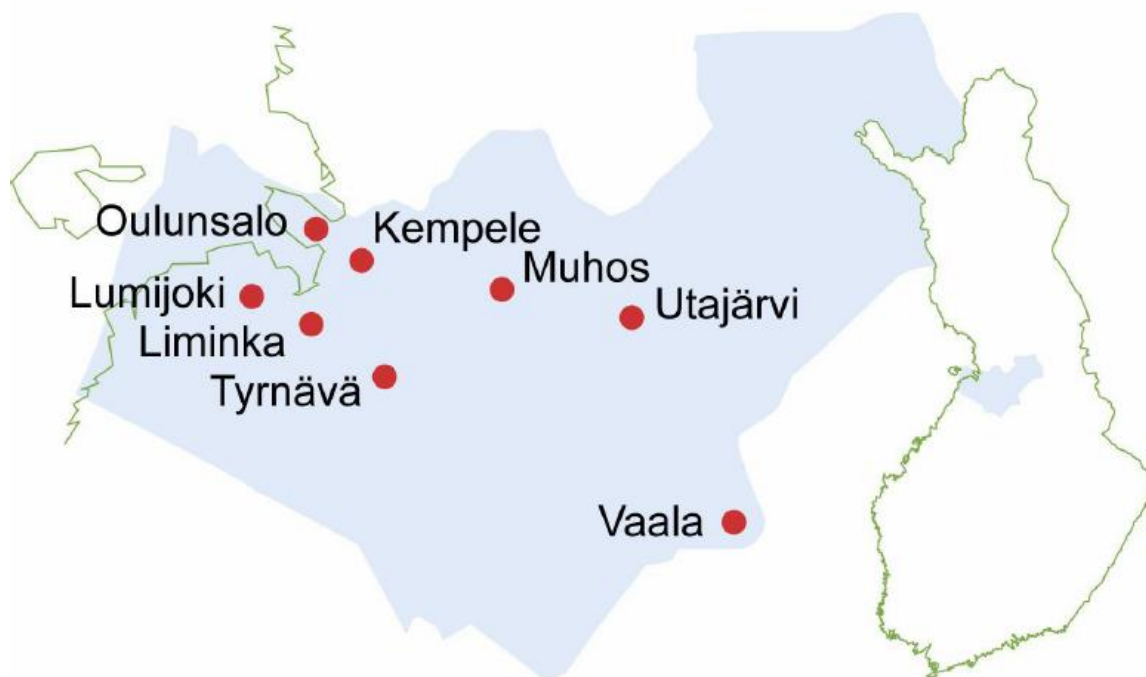
6.2	ETÄLUETTAVIEN MITTAREIDEN HYÖDYNTÖMINEN VIAN PAIKANNUKSESSA	30
7	HÄIRIÖTIEDOTUS.....	35
7.1	YLEISTÄ.....	35
7.2	HÄIRIÖINFO.....	37
7.3	TEKSTIViesti JA SÄHKÖPOSTI.....	39
7.4	PUHELINJÄRJESTELMÄ.....	40
8	YHTEENVETO	42
	LÄHTEET	

1 JOHDANTO

Keskusosuuskunta Oulun Seudun Sähkö on toisen asteen osuuskunta, joka perustettiin 1921. Osuuskunta rakentuu 12 sähköosuuskunnasta sekä kolmesta muusta yhteisöstä. Jäsenosuuskunnissa on yli 15 000 jäsentä. (Ketola 2012, 8,25.)

Oulun Seudun Sähkön konserni koostuu Keskusosuuskunta Oulun Seudun Sähköstä, jonka alaisena toimii Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy. Aikaisemmin tytäryhtiönä toiminut Oulun Seudun Lämpö Oy fuusioitiin emoyhtiö Oulun Seudun Sähköön vuoden 2011 lopussa. Keskusosuuskunta Oulun Seudun Sähkön palveluksessa toimii tällä hetkellä 27 henkilöä. (Ketola 2012, 24,25.)

Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:n palveluksessa toimii 15 henkilöä. Oulun Seudun Sähkö konsernin liikevaihto vuonna 2011 oli 52,9 miljoonaa euroa ja tulos oli 5,9 miljoonaa euroa. (Ketola 2012, 25.)



KUVIO 1. Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:n sähkönsiirron vastuualue

TAULUKKO 1. Verkkotoiminnan tunnuslukuja (Ketola 2012, 12)

<i>Tunnusluku</i>	<i>Arvo</i>
Sähkön siirto verkkoalueella	445 GWh
Asiakkaita	27 904
110 kV:n johdot	16 km
20 kV:n johdot	1 430 km
0,4 kV:n johdot	1 934 km
Jakelumuuntamot	1 414
Sähköasemat	12
Kauko-ohjattavia erotinasemia	50

Oulun Seudun Sähkön siirtämä sähköenergian määrä vuonna 2011 oli 445 GWh. Oma tuotantoa yhtiöllä vuonna 2011 oli 204 GWh. (Ketola 2012, 12,15.)

TAULUKKO 2. Sähköntuotannon tunnuslukuja vuonna 2011 (Ketola 2012, 15.)

<i>Tuotantomuoto</i>	<i>Energia (GWh)</i>
Vesivoima	
Kemijoki	32
Svartisen	57
Rana	48
Tuulivoima	
Kymppivoima	9
Propel Voima	0,6
Tunturivoima	0,02
Lauhdevoima	
Alholma	59
Yhteensä	204

Opinnäytetyö tarkastelee vianhoitoon liittyvien järjestelmien välisiä yhteyksiä, jotka parantavat asiakasinformaatiota. Tällaisia yhteyksiä ovat mittariluentajärjestelmän ja käytöntukijärjestelmän välinen yhteys, digitaalisen puhelinvaihteen ja käytöntukijärjestelmän välinen yhteys, sekä käytöntukijärjestelmän ja Internet-palvelun välinen yhteys.

Opinnäytetyön yhteydessä on osallistuttu järjestelmien hankintaprosessiin.

2 VERKKOYHTIÖN TIETOJÄRJESTELMÄT

2.1 Käytönvalvontajärjestelmä

Käytönvalvontajärjestelmä (SCADA, Supervisory Control and Data Acquisition) toimii sähkönjakelun reaaliaikaisena prosessitietokoneena, jonka avulla saadaan ajantasaista tietoa sähkönjakeluprosessista ja jonka kautta toteutetaan monia kriittisiä toimintoja. Tämä asettaa järjestelmän toiminnalle erityiset luotettavuusvaatimukset. (Lakervi & Partanen 2008, 235.)

SCADA:n on toimittava etenkin silloin, kun kaikki muut toiminnot ovat häiriintyneet. Tällaisia ovat pitkät sähkökatkot, sekä niiden aiheuttamat julkisten tietoliikenne yhteyksien häiriöt. (Lakervi & Partanen 2008, 235.)

SCADA:n tietokannoissa on kuvattuna tarkasti sähköasemat ja niiden laitteistot. Verkkojen kuvaukset ovat yleisluonteisia, tarkkoja tietoja keskijännite- ja pienjänniteverkon komponenteista, kuormituksista ja asiakkaista SCADA ei sisällä. (Lakervi & Partanen 2008, 236.)

2.2 Käytöntukijärjestelmä

Käytöntukijärjestelmä (DMS, Distribution Management System) sisältää monipuolisia sovelluksia käyttötoiminnan päätöksenteon tueksi. DMS:ssä lasketaan kuormituskäyriin perustuen nykyhetken kuormitustilanne, pidetään kytkentätilanne ajan tasalla, hoidetaan työkeskeytyksiä ja hallitaan vikatilanteita sekä raportoidaan keskeytykset. Järjestelmällä voidaan myös tehdä verkon suojaustarkasteluita graafisessa muodossa. (DMS 600 v4.2 s.4; Lakervi & Partanen 2008, 236.)

Keskeisin ero SCADA:n ja DMS:n välillä on niiden älykkyydessä. SCADA kerää ja välittää tietoja ja ohjauksia mutta se sisältää vain vähän analyysi- ja

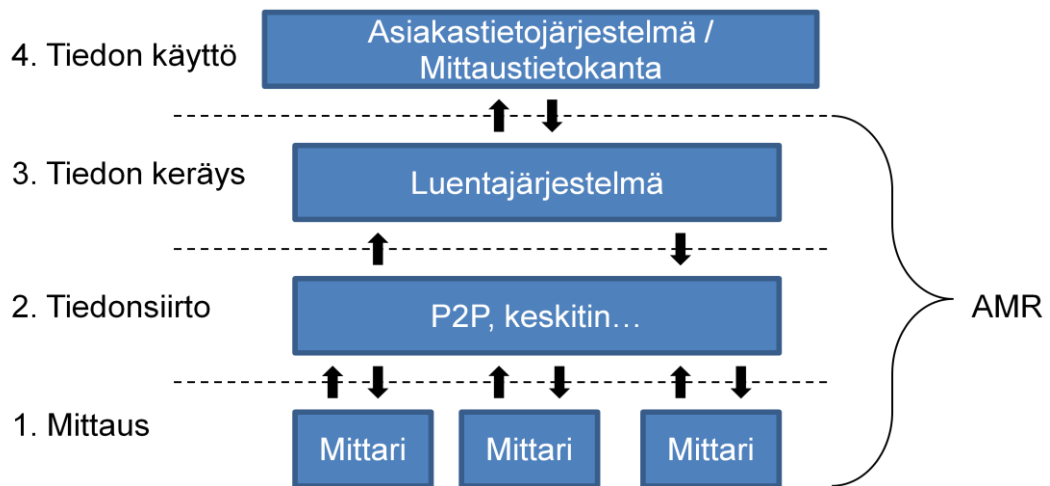
päätelytoimintoja. DMS puolestaan sisältää analyysi- sekä päätely toiminnot. DMS kykenee paikantamaan keskijänniteverkon oikosulkuvikoja sekä opastaa varasyöttöjen käyttöä. DMS hyödyntää verkkoyhtiöiden eri tietojärjestelmien tietoja, kuten käytönvalvonta-, verkkotieto-, asiakastieto-, ja karttatietojärjestelmät. (Lakervi & Partanen 2008, 236.)

SCADA:n kautta saadaan reaaliaikainen tieto tapahtumista, mittauksista ja kytkinlaitteiden tiloista. Tämä yhdistettynä yksityiskohtaisiin verkko- ja asiakastietoihin on mahdollista kehittää toimintoja verkoston normaalitilan seurantaan, käytön suunnitteluun sekä häiriötilanteiden hallintaan. (Lakervi & Partanen 2008, 236.)

2.3 Luentajärjestelmä

Luentajärjestelmä kokonaisuuden muodostavat etäluettavatmittarit, keskittimet, tiedonsiirtoyhteydet ja palvelinlaitteisto.

Etäluentajärjestelmän rakenne voidaan kuvata neljänä eri kerroksena. Alin kerros eli mittauskerros sisältää kaikki mittalaitteen sisäiset tapahtumat, kuten kulutus- ja laatusuureiden mittaus sekä I/O-liitännät. Toinen kerros on tiedonsiirtokerros, sen tehtävänä on tiedonsiirto molempiin suuntiin ensimmäisen ja kolmannen kerroksen välillä. Tiedonsiirtoyhteys voi koostua useammasta kerroksesta ja tekniikasta. Tiedon keräyskerrokseen kuuluu luentajärjestelmä, jonka palvelimelle mittareiden kulutuslukemat tallennetaan kolmeksi vuodeksi. Varsinaisen AMR-järjestelmä (Automatic Meter Reading) koostuu näistä kolmesta kerroksesta. Tiedon käyttökerros sisältää jakeluverkkoyhtiön muut tietojärjestelmät, jotka hyödyntävät mittarinluentajärjestelmän tuottamaa tietoa. Mittaustietokanta on osa asiakastietojärjestelmää, jossa mittareiden kulutuslukemien pidempiaikainen, 10 vuoden tallennus toteutuu. (Piispanen 2010, 5.)

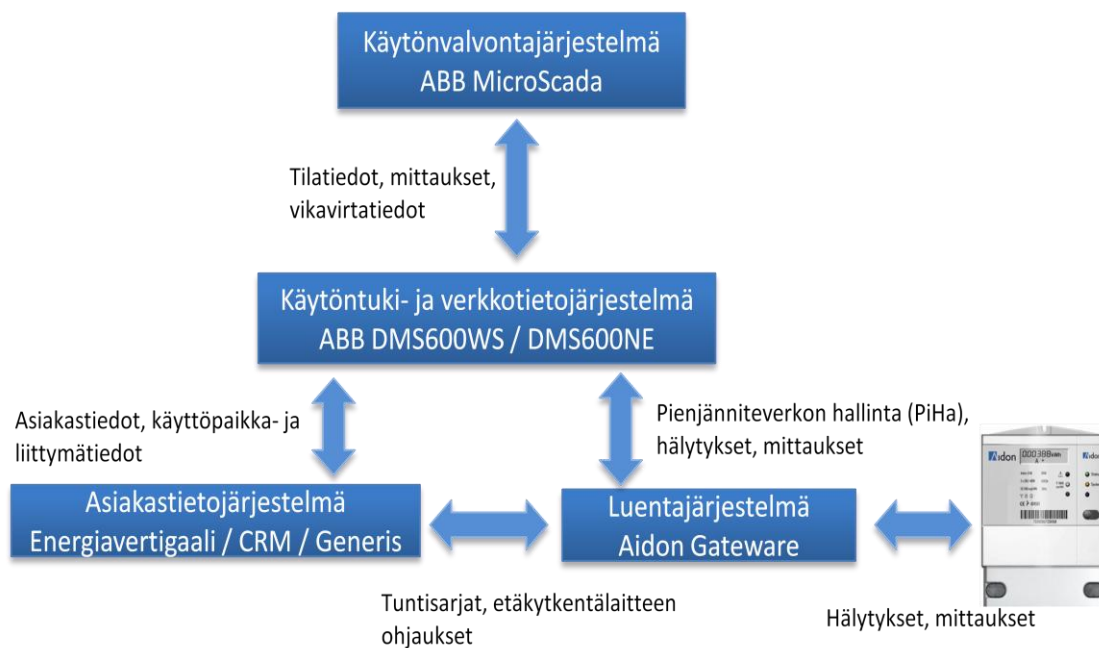


KUVIO 3. AMR-järjestelmän rakenne kuvattuna eri kerroksin (mukaillen Piispanen 2010, 6)

2.4 Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:n tietojärjestelmiä

Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy (OSSV) on käytössä ABB:n käytönvalvontajärjestelmä MicroSCADA. Käytönvalvontajärjestelmän tukena toimii ABB:n käytöntukijärjestelmä DMS600, joka koostuu OPERA - käytöntukijärjestelmästä (Workstation, WS) ja INTEGRA –verkkotietojärjestelmästä (Network Editor, NE).

Luentajärjestelmänä toimii Aidon Gateway. Luentajärjestelmän tehtävänä on mittarin luennat sekä tariffin ja kuorman ohjaukset. Gateway lukee mittaustietoja, sekä tapahtumalokeja mittareilta ja välittää tiedot muihin järjestelmiin. Asiakastietojärjestelmänä (ATJ) toimii Process Visionin Energiavertikaali, jonka keskeisimmät osa järjestelmät ovat Generis, CRM ja AX. Asiakastieto-/mittaustietojärjestelmän kautta hoidetaan asiakkaiden laskutus sekä verkonhaltijan taseselvitykset. Generis sisältää tiedot kaikista etäluettavista tuntimitatuista käyttöpaikoista, käyttöpaikkoihin kytketyt mittarit, myyjätiedot, sekä myyjäsopimusten voimassaoloajat. Generiksessä seurataan mittaustietojen saatavuutta ja oikeellisuutta kaikille tuntimittauksessa oleville mittareille. Lisäksi tässä järjestelmässä lasketaan Fingridille lähetettävät myyjäkohtaiset summasarjat. Generiksestä lähetetään ediel-sanomana käyttöpaikan tuntitiedot sähkön myyjälle ja myyjän summasarja tuntisarjana Fingridille. (Leksis 2009, 21.)



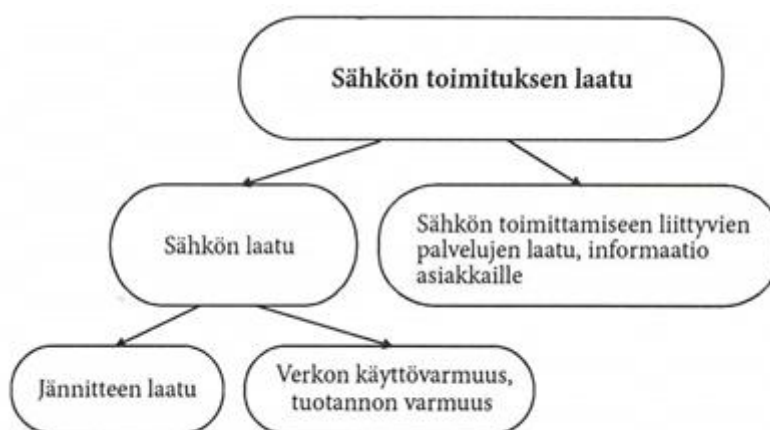
KUVIO 2. OSSV:n tietojärjestelmät sekä niiden väliset tiedonsiirrot

3 SÄHKÖNLAATU

3.1 Sähkön toimituksen laatu

Verkkoyhtiön asiakkaat näkevät sähkön tuotteena, jonka laatu koostuu monesta ominaisuudesta. Sähkökäyttäjien näkökulmasta sähkön laatua voidaan arvioida laitteidensa sähköteknisistä käyttöolosuhteista, ja siten laadulla on suora vaikutus myös sähköstä saatavaan hyötyyn. (Lakervi & Partanen 2008. 248)

Sähkönlaatu voidaan jakaa jakelujännitteen laatuun ja sähkön toimitusvarmuuteen. Myöskin asiakaspalvelun laatua voidaan pitää yhtenä sähkönlaadun osatekijänä. (Löf 2009, 46; Lakervi & Partanen 2008, 248.)



KUVIO 4. Sähkön toimituksen ja sähkön laadun osatekijät (Lakervi & Partanen 2008, 248.)

Sähkönlaatua arvioidaan siitä mitattavien erillaisten ominaisuuksien perusteella liittymispisteissä. Sähkön toimintavarmuus arvioidaan keskeytysten määrän ja keston sekä keskeytysten vaikutusalueen perusteella. Tähän asti käyttövarmuutta on arvioitu keskijänniteverkon näkökulmasta. AMR-mittareiden myötä myös pienjänniteverkon rooli korostuu. (Löf 2009, 16.)

3.2 Toimintavarmuus

Sähkökäyttäjien näkökulmasta tärkein sähkön laatutekijä on toimintavarmuus.

Keskeytys on tilanne, jossa jännite liittymipisteessä on alle 1 % nimellisjännitteestä. Keskeytykset voidaan jakaa suunniteltuihin- ja häiriökeskeytyksiin. Työkeskeytykset ilmoitetaan asiakkaille jo hyvissä ajoin. Häiriökeskeytykset aiheutuvat pysyvistä ja ohimenevistä vioista. Ne liittyvät usein ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin- tai häiriöihin. (ABB TTT sähkön laatu, 5.)

Keskeytykset voidaan jakaa lyhyisiin ja pitkiin keskeytyksiin. Lyhyellä keskeytyksellä tarkoitetaan ohimenevää vikaa, enintään 3 minuutin kestävää keskeytystä. Pitkillä häiriökeskeytyksillä tarkoitetaan pysyvän vian aiheuttamaa yli 3 minuutin kestävää keskeytystä. (Lakervi & Partanen 2008, 253.)

3.3 Jakeluverkon jännite

Jakelujännitteeksi standardissa SFS-EN 50160 on määritelty vaihejohtimen ja nollajohtimen välillä 230 V. Laatumittaukset suoritetaan tehollisarvoina 10 minuutin keskiarvoista. Standardin mukaan 95 % arvoista tulee olla välillä 230 V \pm 10 %. Lisäksi kaikkien arvojen tulee olla välillä 230 V +10 % / -15 %. Hyvän ja normaalin laadun jännitevaatimukset ovat oleellisesti suuremmat. (Alanen & Hätönen 2006, 15.)

TAULUKKO 3. Jännitteen laatu kriteerit (ABB TTT sähkön laatu. 5)

Hyvä laatu:	$U_{n\pm 4\%}$ ja keskiarvo $U_{n\pm 2,5\%}$
Normaali laatu:	$U_{n\pm 10\%}$
Standardilaatu:	95 % välillä $U_{n\pm 10\%}$
Mittaus:	10 min jaksoina viikon ajan

3.4 Jännitteen muutokset

Pitkäaikaiset jännitteen muutokset hallitaan pääasiassa verkon oikeanlaisella suunnittelulla sekä käytöllä. Jännitteen suuruuteen ja vaihteluun vaikuttavat verkon mitoitus ja kuormitus tilanne, sekä jakeluverkon sijainti keskijänniteverkossa. (ABB TTT sähkön laatu, 2.)

Nopea jännitteenmuutos määritellään jännitteen tehollisarvon nopeaksi muutokseksi tasolta toiselle. Muutokset aiheutuvat pääasiassa verkossa tapahtuvista kuormitus muutoksista tai muuttuvista kytkennöistä. (Lakervi & Partanen 2008, 252.)

Standardin mukaan nopea jännitteen muutos ei ylitä arvoa $\pm 5 \% \cdot U_n$. Vastaavasti lyhytaikainen muutos, jonka suuruus voi olla jopa $\pm 10 \% \cdot U_n$, voi tapahtua muutamia kertoja päivässä. (Lakervi & Partanen 2008, 252.)

Välkyntä tarkoittaa valojen välkkymistä jännitteen vaihtelun takia, joka voi aiheuttaa säröä tai vaivaa, ihmisille tai muille sähkönkuluttajille. Välkyntä on määritelty tarkoittavan jännitteen vaihtelua enimmillään 35 Hz:n taajuudella. (Strandén, 3.)

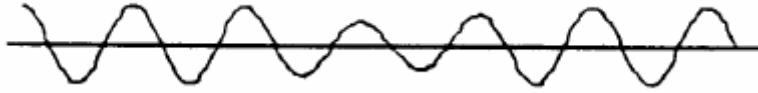


KUVIO 5. Välkyntä (ABB TTT)

3.5 Jännitekuopat

Standardissa SFS-EN 50160 jännitekuoppien esiintymistiheydelle tai kestoajalle ei ole asetettu vaatimuksia. Standardissa on kuitenkin esitetty määrittelytapa jännitekuopille. Jännitekuoppa syntyy, kun jakelujännite alenee äkillisesti 1...90 % nimellisjännitteestä ja palautuu lyhyen ajan kuluttua. Jännitekuopat syntyvät yleensä

jakelu verkon vikatapauksista sekä sähkökoneiden käynnistymisistä. (Lakervi & Partanen 2008, 253.)



KUVIO 6. Jännitekuoppa (ABB TTT)

Standardissa SFS-EN 50160 ei ole määritelty jännitekuopille tarkkoja raja-arvoja vaan ainoastaan ainoastaan indikatiivisia arvoja. Tämän mukaan normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitekuoppien määrä voi olla muutamista kymmenistä tuhanteen. (Alanen & Hätönen 2006, 20.)

4 ETÄLUETTAVA ENERGIAMITTARI

4.1 Siirtyminen etäluentaan

Valtioneuvoston asetus 1.3.2009/66 sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta edellyttää, että 80 % sähkönkulutuspaikoista on oltava etäluennan piirissä vuoden 2013 loppuun mennessä. (Järventausta, Partanen ja Koponen. 2010, 20.)

Valtioneuvoston antamassa asetuksessa on asetettu myös vähimmäisvaatimuksia etäluentajärjestelmän toiminnoille, mm. kuormaohjaus. Tämän lisäksi AMR-mittari mahdollistaa täysin uusia toimintoja ohjaukseen, säätöön, suojaukseen, ja verkon hallintaan. (Järventausta ym. 2010, 20.)

4.2 Etäluettavan mittarin ominaisuudet

Energiamittauksen lisäksi AMR-mittareille (Automatic Meter Reading) voidaan asettaa uusia toimintoja kuten:

- asiakkaan etäkytkennät
- kuorman ohjaukset
- tariffien kauko ja kello-ohjaukset
- keskeytysten rekisteröinti
- sähkönlaadun mittaukset
- päto- ja loistehon mittaus

4.3 Aidon Oy

OSSV solmi Aidon Oy:n kanssa 20.1.2010 sopimuksen etäluentamittareiden kokonaistoimituksesta. Sopimus sisältää etäluettavat mittarit OSSV:n kaikkiin noin 27 000 käyttöpaikkaan sekä mittaustietojen luentajärjestelmän. Aidonilla oli tarjota

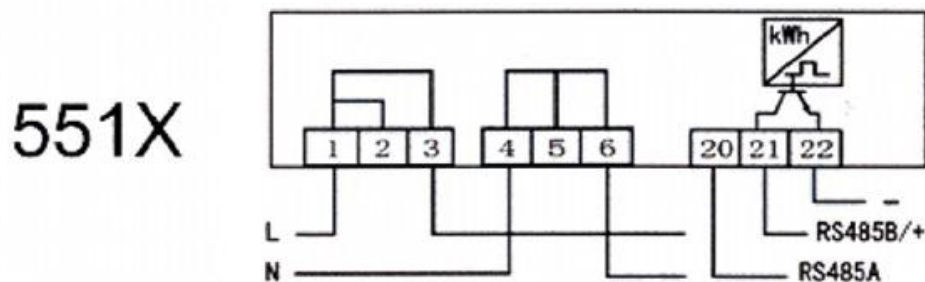
pienjänniteverkon hallintaohjelmisto AMR-mittareihin, jota muilla toimittajilla tarjous vaiheessa ei ollut.

Aidon-mittareita toimitetaan Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut –yhtiölle kolmea tyyppiä:

- yksivaiheisia mittareita
- kolmivaiheisia mittareita
- virtamuuntajamittareita

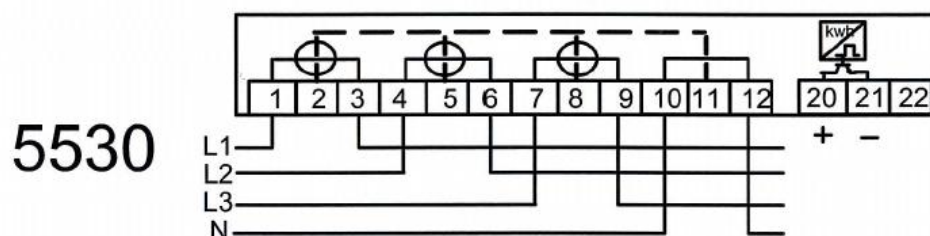
Kaikissa mittareissa on vakiona kWh-pulssilähtö asiakkaan käyttötarpeisiin (liittimet 20,21,22).

Aidon 5510 1-vaiheinen kWh-mittari on takoitettu pienkuluttajille ja kotitalouksille, joissa on yksivaiheinen syöttö.



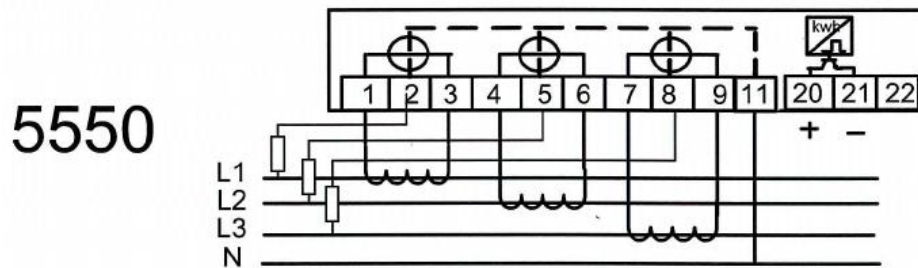
KUVIO 7. 1-vaiheisen kWh-mittarin kytkentäkaavio (Aidon Oy. 2010a, 13.)

Aidon 5520 ja 5530 on 3-vaiheinen kWh-mittari, on yleisin mittari-tyyppi. Mittari on tarkoitettu kohteisiin, joissa pääsulakekoko on suurimmillaan 63 A.



KUVIO 8. 3-vaiheisen kWh-mittarin kytkentäkaavio (Aidon Oy. 2010a, 13.)

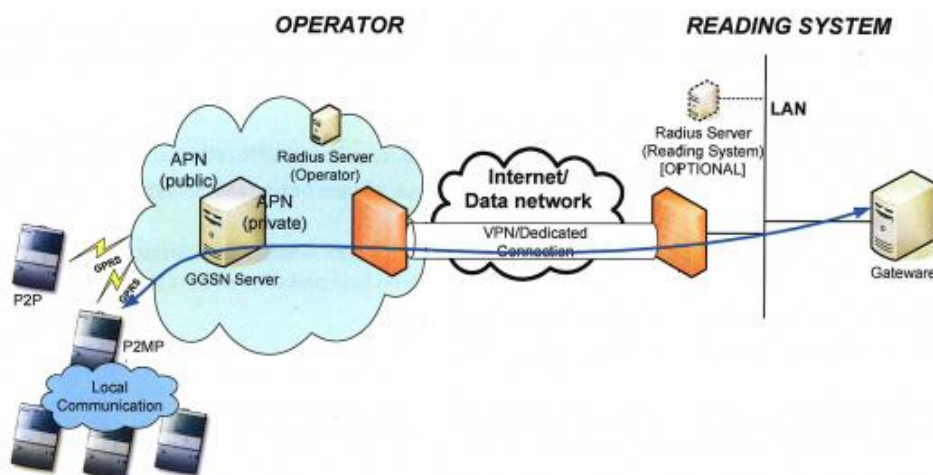
Aidon 5550 virtamuuntajaa käytetään suuritehoisissa käyttöpaikoissa, joiden pääsulakekoko on yli 63 A.



KUVIO 9. 3-vaiheisen kWh/kvarh virtamuuntajamittalaitteen kytkentäkaavio (Aidon Oy, 2010a. 13.)

4.4 Kommunikointiratkaisut

Aidon-mittareiden kommunikointi luentajärjestelmän kanssa perustuu langattomaan tiedonsiirtoon. Tiedonsiirto on toteutettu kolmella eri tekniikalla. Nämä tekniikat ovat Point-to-Point (P2P), RS-väylä sekä MESH-radioverkkoyhteys. Näistä P2P on ainoa, jossa mittari toimii itsenäisesti. RS-väylä ja MESH-radiotopologiassa Master-mittari kuitenkin on yhteydessä luentajärjestelmään matkapuhelinverkon (2G/3G) kautta.



KUVIO 10. Aidon-mittareiden kommunikointi (Aidon Oy 2010b, 1.)

Seuraavaksi tarkastellaan eri topologia vaihtoehtoja tarkemmin.

4.4.1 Point-to-point

Hajautetussa järjestelmässä AMR-mittarit käyttävät P2P-kommunikointia, jolloin mittarit kommunikoivat suoraan luentajärjestelmän kanssa ilman välikäsiä.

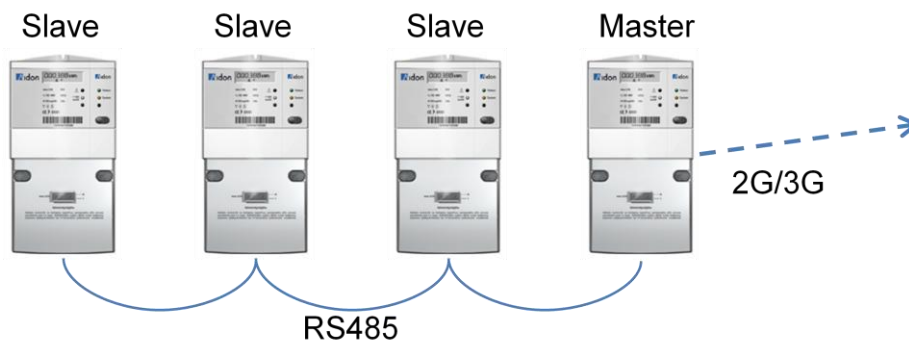


KUVIO 11. P2P-tiedonsiirto (Aidon.Oy 2010c, 4.)

P2P-topologiaa käytetään haja-asutusalueilla, sekä kohteissa joissa RS- tai MeshMet-topologia ei ole mahdollinen. (Aidon Oy 2010c, 4.)

4.4.2 RS-väylä

RS-topologiassa mittalaitteet ovat kytketty toisiinsa RS485-parikaapelilla. Mittalaitteet muodostavat ketjun, yhdessä ketjussa on oltava yksi Master-mittari. Master-mittari voi olla missä kohtaa ketjua tahansa. Yhtä Master-mittaria kohden voi olla maksimissaan 64 kpl Slave-mittaria.



KUVIO 12. RS-väylä (Aidon Oy 2010c, 4.)

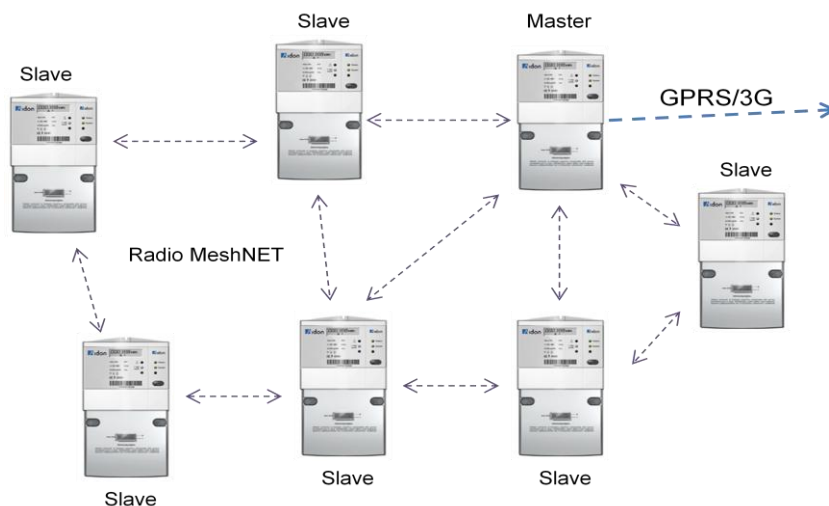
Master-mittari kerää Slave-mittareilta kulutustiedot ja välittää ne luentajärjestelmään.

RS-topologiaa käytetään kerros- sekä rivitaloissa, joissa huoneistokohtaiset mittalaitteet sijaitsevat samassa tilassa. (Aidon Oy 2010c, 3.)

4.4.3 MESH-radioverkko

MeshNet-topologiaa käytetään tyypillisesti omakotitaloalueilla, sekä kerrostaloissa ja rivitaloissa, joissa mittalaitteet on asennettu asuntoihin. Mesh-mittarit kommunikoivat langattomasti 865 MHz:n taajuudella. Mesh-mittarit muodostavat mikroverkkoja, jossa jokaisella laitteella on vaihtoehtoisia reittejä Master-mittarin kanssa kommunikointia varten. (Aidon Oy 2010c, 4.)

Luotettavan ja vakaan kommunikaation takaamiseksi, jokaisella mittalaitteella tulee olla 200 metrin säteellä vähintään kaksi muuta mittaria. Yhdessä topologiassa voi olla 100 mesh-mittaria. (Aidon Oy 2010c, 3.)



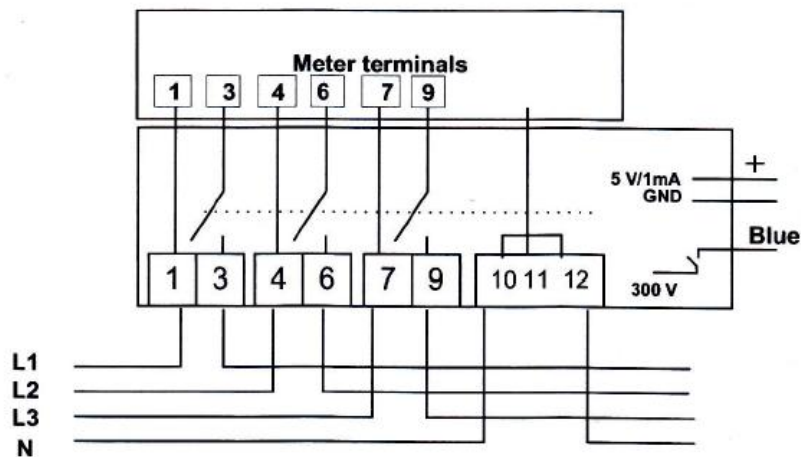
KUVIO 13. Mesh-radioverkko (Aidon. 2010c, 4.)

Radiosignaalin kattavuuteen vaikuttavat ympäristö, sää sekä muut olosuhteet. Maksimissaan MeshNet-mittalaitteiden etäisyys toisistaan voi olla 400 metriä mutta tällöin on varmistettava, että laitteiden antennien välillä ei ole näköesteitä,

jotka heikentävät laitteiden kommunikointia, ja että vaihtoehtoinen reitti masterille on olemassa. (Aidon Oy 2010c, 3.)

4.5 Etäkytkentälaitte

Etäkytkentälaitte on mittariin integroitava katkaisulaite, jonka avulla voidaan luentajärjestelmän kautta ohjata katkaisemaan mittalaitteen läpi kulkeva virta.



KUVIO 14. Etäkatkaisulaitteen kytkentäkaavio (Aidon Oy. 2010c, 14.)

Etäkytkentälaitteella voidaan katkaista käyttöpaikan jännite paikallisesti napista painamalla tai ohjaamalla luentajärjestelmästä.

Etäkytkentälaitte ei sovellu erotuslaitteeksi sähkötoita tehtäessä.

5 PIENJÄNNITEVERKON HALLINTA

5.1 Pienjänniteverkon hallinta ohjelmisto

Pienjänniteverkon hallinta ohjelmisto (PiHa) on ohjelmallinen ratkaisu AMR-mittareiden yhteyteen. Sen avulla voidaan valvoa pienjänniteverkon laatua. Mittalaitteet välittävät hälytykset reaaliajassa luentajärjestelmän kautta DMS:ään.

PiHa on toteutettu yhteisprojektina jossa mukana olivat: ABB, TTY, Aidon, MX-Electrix, Koillis-Satakunnan Sähkö ja PowerQ.

OSSV on ensimmäinen verkkoyhtiö joka ottaa PiHa toiminnon käyttöön koko laajuudessaan kaikkiin sen verkkoalueen liittymiin kevään 2012 aikana.

Piha ominaisuus asennetaan yhteen mittariin liittymää kohden eli monimittauskohteissa PiHa ominaisuus asennetaan vain yhdelle mittarille.

5.2 Hälytysten testaus

Työni aikana PiHa:sta tehtiin noin sadan mittarin pilotti. Pilottiin valittiin neljä muuntopiiriä. Valintakriteerit olivat, että kaikki mittarityypit olisivat edustettuina, sekä muuntopiirien sijainti olisi eri puolilla verkkoa. Näin pilotissa oli mukana niin maakaapeli- kuin ilmajohtoverkkoa.

Pilotti sisälsi myös kolme testimittaria. Näillä mittareilla testasin kaikki jännitemittauksiin perustuvat hälytykset. Testattavana olivat kaikki mittarityypit, joihin PiHa-ominaisuus oli tarkoitus asentaa. OSSV:n varastossa sijaitseva testipöytä johon hankin kolme säätömuuntajaa joiden avulla pystyin simuloimaan verkossa tapahtuvat viat.

TAULUKKO 4. Mittareiden hälyttävät parametrit

	P2P	P2P CT	1~ P2P	RS master	RS CT	MM	MS	MM CT	MS CT	1~ MM	1~ MS
Sulakepalo (L1)	X	X		X	X	X	X	X	X		
Sulakepalo (L2)	X	X		X	X	X	X	X	X		
Sulakepalo (L3)	X	X		X	X	X	X	X	X		
L1<69V	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
L2<69V	X	X		X	X	X	X	X	X		
L3<69V	X	X		X	X	X	X	X	X		
Nollajohtimen katkeaminen	X	X		X	X	X	X	X	X		
Keskijännitejohtimen katkeaminen	X	X		X	X	X	X	X	X		
Alijännite	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Ylijännite	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

P2P = point-to-point-mittari

P2P CT = poin-to-point virtamuuntajamittari

1~P2P = yksivaiheinen point-to-point-mittari

RS = RS-väylä-mittari

RS master = RS-väylä master-mittari

RS CT = RS-väylä virtamuuntajamittari

MM = MeshNet master-mittari

MS = MeshNet slave-mittari

MM CT = MeshNet master virtamuuntajamittari

MS CT = MeshNet slave virtamuuntajamittari

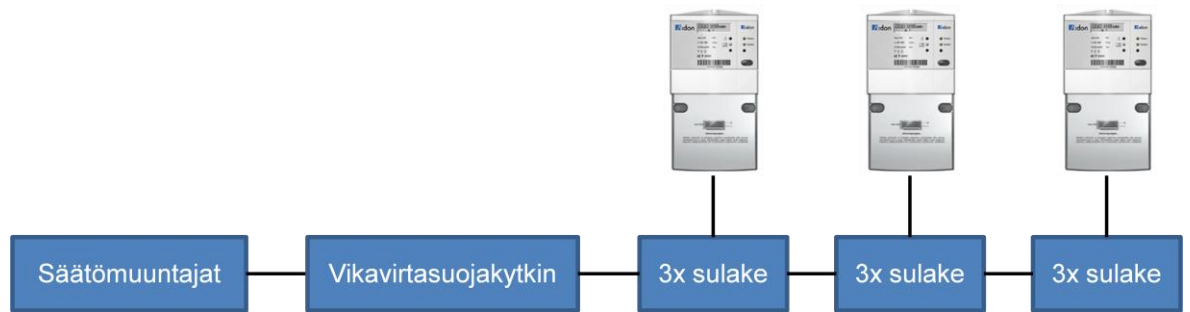
1~MM = yksivaiheinen MeshNet master-mittari

1~MS = yksivaiheinen MeshNet slave-mittari

L1<69 V = jännite alle 69 V vaiheessa L1

L2<69 V = jännite alle 69 V vaiheessa L2

L3<69 V = jännite alle 69 V vaiheessa L3



KUVIO 15. Kaaviokuva testipöydästä

Huomioitavaa oli että 1-vaiheinen P2P-mittari antoi hälytyksen sulakepalosta jännitteen ollessa 55 V-69 V. Muut 1-vaiheiset mittarit eivät antaneet hälytystä sulakepalosta.

5.3 Hälytykset ja niiden kuvaus

Mittalaitteiden hälytykset sähkön laadusta perustuvat jännitemittauksiin. Mittari lähettää automaattisesti hälytyksen luentajärjestelmään, myös vian poistuttua. Luentajärjestelmän ja DMS:n integraation myötä hälytys välitetään myös DMS:n.

Mittalaitteella pystytään indikoimaan seuraavat sähköntoimituksen virheet:

- nollajohtimen katkeaminen
- keskijännitejohtimen katkeaminen
- sulakepalo
- yli- ja alijännite
- vaihejärjestyksen muuttuminen
- sulakekoon ylitys
- virtarajat

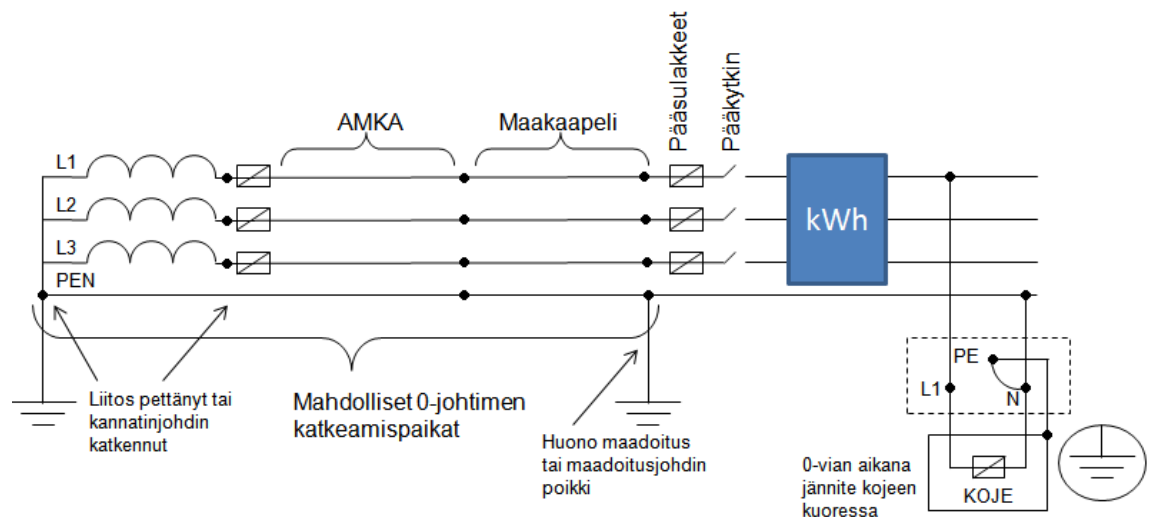
Seuraavaksi tarkastellaan tarkemmin PiHa:n tuottamia hälytyksiä.

5.3.1 Nollajohtimen katkeaminen

Suurin osa suomen pienjänniteverkon ilmajohtoista on AMKA-johtoja. AMKA-järjestelmässä on yhdestä kolmeen polyeteenieristettyä johdinta. Johtimet on kierretty seosalumiinisen kannatinjohtimen ympärille. Kannatinjohtimeen kohdistuu koko mekaaninen rasitus, se myös toimii pienjänniteverkon nollajohtimena (PEN). (Ensto. 2012)

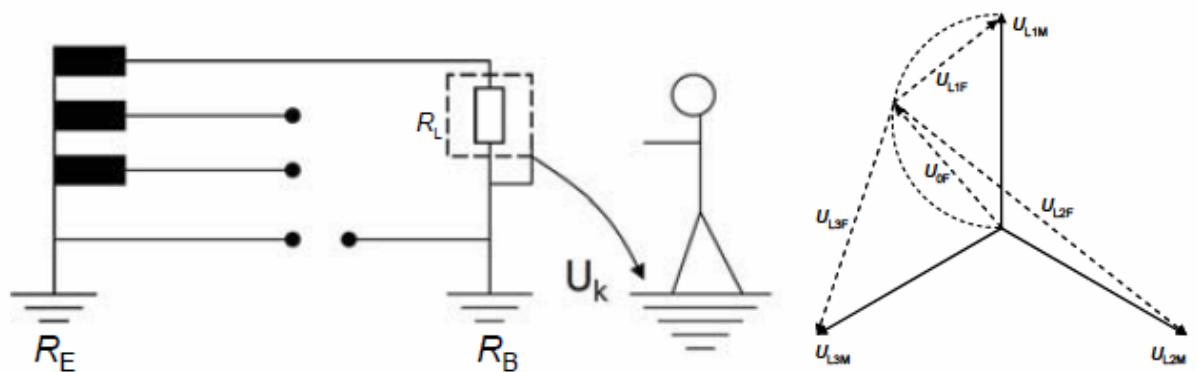
Mikäli jokin ulkopuolinen voima kohdistuu ilmajohtimeen, voi kannatinköysi voiman seurauksesta katketa tai kannatinköyden liitokset pettää. Myös routiminen voi olla syy nollajohtimen katkeamiseen. Ilmajohdon pylväs nousee routimisen seurauksena ja laskee taas maan sulaessa, onkin mahdollista että PEN-johtimen liitos maakaapelin ja ilmajohtimen välillä voi pettää.

Nollajohtimen katkeaminen on aina tapauskohtainen, ja se riippuu aina vikapaikan takana olevan kiinteistön maadoituksesta. Mikäli kiinteistön maadoitus on kunnossa, ei nollajohdon katkeaminen näy asiakkaalla millään tavalla. Tällöin nollajohtimen vikavirralla on muuntajan maadoituksen lisäksi myös muu yhteys maahan. Mikäli kiinteistön maadoitus on puutteellinen, voi tilanne olla hengenvaarallinen. Erityisen vaarallisia tällainen tilanne on vanhoissa kiinteistöissä, joissa on nelijohdin järjestelmä. Tällaisessa järjestelmässä pistorasian suojamaa on kytketty suoraan nollajohtimeen. (Nieminen 2011, 34.)



KUVIO 16. Nollajohtimen mahdolliset katkeamisaikat, sekä kuvaus TN-C järjestelmästä

Nollavian aikana vallitsevia vaihejännitteitä ei voida tietää tarkasti etukäteen niiden riippuessa kuormituksesta. Mikäli nollavikapaikan takana oleva kuormitus on jakautunut tasaisesti kaikille vaiheille, ei tähtipisteen jännite muutu, mutta heti kun kuormitus jakautunut epätasaisesti, sekä käyttöpaikan nollapotentiaali ei ole jäykästi yhteydessä maahan, nousee nollajännite maapotentiaalista poikkeavaan arvoon. (Nieminen 2011, 34.)



KUVIO 17. Nollajännitteen muodostuminen vikatilanteessa (Kaipia 2012, 19.)

$$U_{of} = R_B \times I_{L1} = R_B \times \frac{U_{L1}}{R_L + R_B + R_E} \quad (1),$$

missä:

U_{of} = kiinteistön PEN-kiskon jännite (V) $\approx U_K$ (=kosketus jännite) (V)

U_{L1F} = kuormitetun L1-vaiheen jännite (V)

U_{LTM} = vaihejännite jakelumuuntamolla (V)

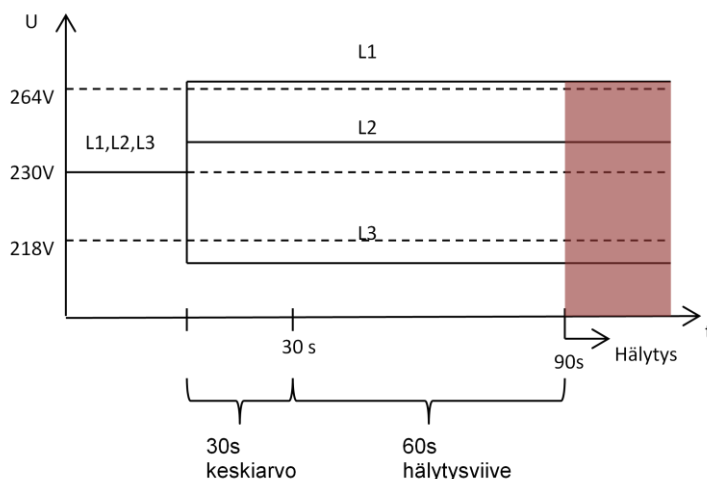
R_E = jakelujärjestelmän maadoituselektrodi (Ω)

R_B = jännitteelle alttiiden osien maadoituselektrodi (Ω)

R_L = vikaresistanssi (Ω)

Nollavian havaitseminen perustuu jännite-epäsymmetriaan. Kahden vaiheen jännitteiden tulee olla pienentynyt ja yhden vaiheen jännitteen suurentunut tai vaihtoehtoisesti kahden vaiheen jännite voi olla suurentunut ja yhden vaiheen jännite pienentynyt, verrattuna normaaleihin jännitetasoihin. (Eskelinen 2012)

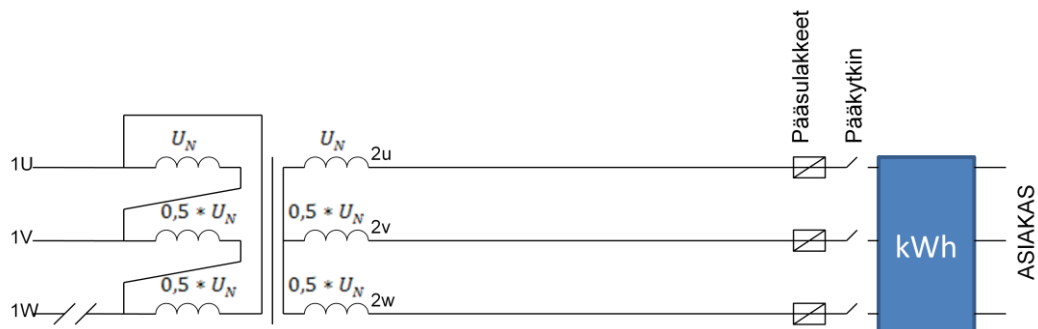
0-johdin hälytyksen jänniterajat on 264 V ja 218 V. Eli kun yhdessä vaiheessa jännitteen taso on yli 264 V ja jossain toisessa vaiheessa alle 218 V, hälytys aktivoituu asetetun viiveen jälkeen. Viiveeksi on asetettu 60 sekuntia. Jännitteen taso on 30 sekunnin keskiarvo.



KUVIO 18. Esimerkki jännitetasoista nollavian aikana

5.3.2 Keskijännitejohtimen katkeaminen

Keskijänniteverkon vaihekatko näkyy pienjänniteverkon puolella jännite-epäsymmetriana. Vaihekatko ei sinällään ole vaarallinen pienjänniteverkon puolella, sillä mikään vaihejännite ei nouse. Keskijänniteverkon vaihekatkon aikana jakelumuuntajan kahden keskijännitekäämin yli vaikuttaa puolet pääjännitteestä ja vastaavasti pienjännitepuolella. Asiakkaan kuorman epäsymmetrisyys voi pienentää tai kasvattaa jännitetason vaihtelua eri vaiheissa. (Nieminen 2011, 38.)



KUVIO 19. DYN11 jakelumuuntajan käämien yli vaikuttavat jännitteet

```

Ad hoc log [OSS000_412320][ReadCurrentAndVoltageData (t...
09:15:41 - Requesting connection to 7350049081101672
09:15:41 - Wake up complete
09:15:41 - Accepted connection from 7350049081101672
09:15:41 - Processing command: connect
09:15:41 - Result: Success
09:15:41 - Processing command: readcurrentandvoltagegdata
Phase 1: Voltage = 231,3, Current = 0,2
Phase 2: Voltage = 124,5, Current = 0,3
Phase 3: Voltage = 125,5, Current = 1
09:16:09 - Result: Success
09:16:09 - Processing command: disconnect
09:16:09 - Result: Success
Finished
Close

```

KUVIO 20. Esimerkki AMR-mittarin havaitsemista jännitteistä keskijännitejohtimen katketessa

Jännite-epäsymmetria (u_n) voidaan arvioida seuraavasti: (ABB TTT)

$$u_n = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (2),$$

missä:

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4)^2}$$

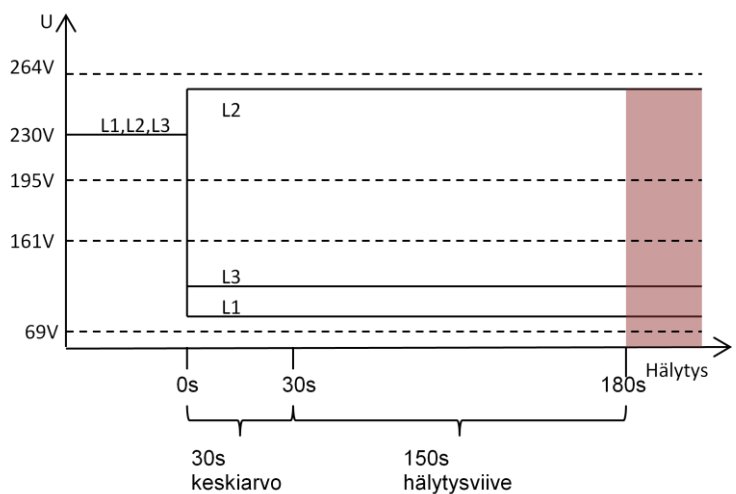
β = jännitekerroin

U_{12} = jännite vaiheiden L1-L2 välillä (V)

U_{23} = jännite vaiheiden L2-L3 välillä (V)

U_{31} = jännite vaiheiden L3-L1 välillä (V)

Piha ominaisuuteen on konfiguroitu keskijännite johtimen katkeaminen siten että kahdessa vaiheessa jännitteentaso tulee olla välillä 69 v-161 V. Yhden vaiheen jännite on oltava normaali (195 V-264 V). Hälytys viiveeksi on asetettu 150 sekuntia. Jännitetaso on 30 sekunnin keskiarvo.



KUVIO 21. Esimerkki jännitetasoista keskijännitejohtimen katkeamishälytyksessä

5.3.3 Sulakepalo

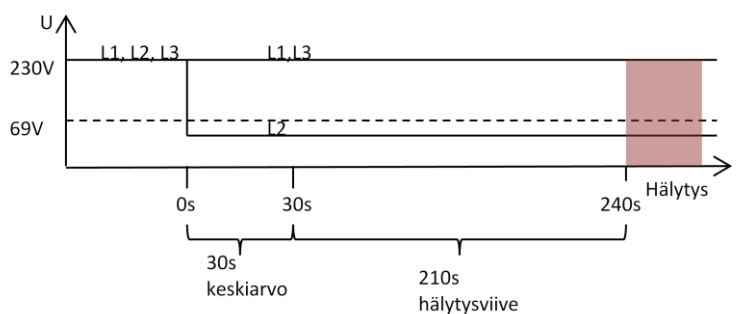
Sulakepalo voidaan päätellä mittarin vaihejännitteen katoamisesta tulleesta hälytyksestä. Myös vaihekatko tulkitaan sulakepaloksi.

Vaihekatko voi johtua monesta syystä, ilmajohtoverkossa AMKA-johdinta vasten kaatunut puu katkaista on voinut nollajohtimen lisäksi myös vaihejohtimen. Maakaapeliverkossa vaihekatkoja aiheuttavat erilaiset kaivuutyöt. Kuitenkin tyypillisin pienjänniteverkon vaihekatko on sulakepalo. Sulake voi palaa muuntajalta tai jakokaapilta. Myös asiakkaan pääsulakkeen palaminen indikoidaan vaihekatkoksi, koska pääsulakkeet sijaitsevat ennen mittaria. (Nieminen 2011, 37.)

Sulakepalotietoja voidaan hyödyntää mm. vakiokorvauslaskentaan, keskeytystilastointiin sekä verkonkehittämistä varten. (Turunen 2012, 26.)

AMR-mittari havaitsee vaihekatkon, kun jännite laskee alle 69 V suuruiseksi. Raja on laskettu sen verran alhaiseksi että esimerkiksi keskijännitejohtimen katkeamis tapauksissa ei satu vääriä hälytyksiä. Rajaa ei ole kuitenkaan asetettu nolaksi, koska muista vaiheista voi indusoitua pieni jännite johtimeen josta sulake on palanut.

AMR-mittari lähettää hälytyksen yhden tai kahden vaiheen puuttumisesta luentajärjestelmään. Kolmen vaiheen puuttuminen tulkitaan sähkökatkoksi. Hälytysviiveksi on asetettu 210 sekuntia.

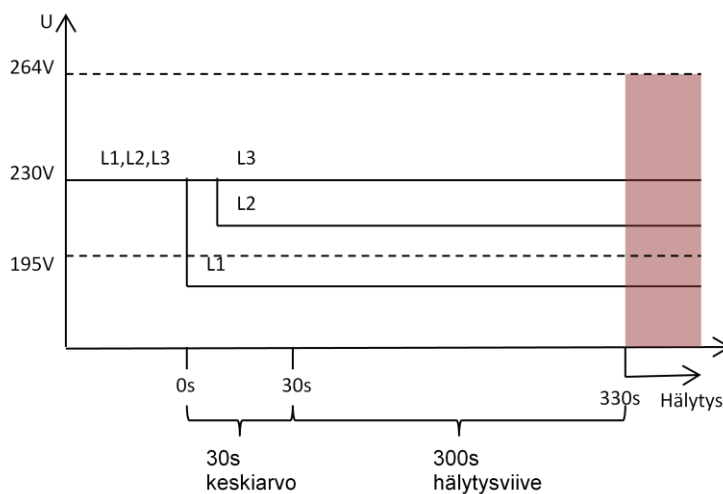


KUVIO 22. Sulakepalon havaitseminen

5.3.4 Yli- ja alijännite

Alijännite ei sinällään aiheuta laiterikkoja, mutta osa elektronisista laitteista voi toimia huonosti tai epämääräisesti. Tavallisin alijännitteen aiheuttaja sähköverkossa on kuormituksen kasvu ja siitä aiheutuva jännitteen alenema. (Nieminen 2011, 38.)

Yli- ja alijänniterajaksi on asetettu $\pm 15 \% \cdot U_n$ (195 V-264 V) ja hälytysviive on 300 sekuntia. Kun yli- tai alijännite on yhtäjaksoisesti päällä 300 sekuntia, hälytys lähetetään luentajärjestelmään. Jännitteentaso perustuu 30 sekunnin keskiarvoon.



KUVIO 23. Alijännitehälytys

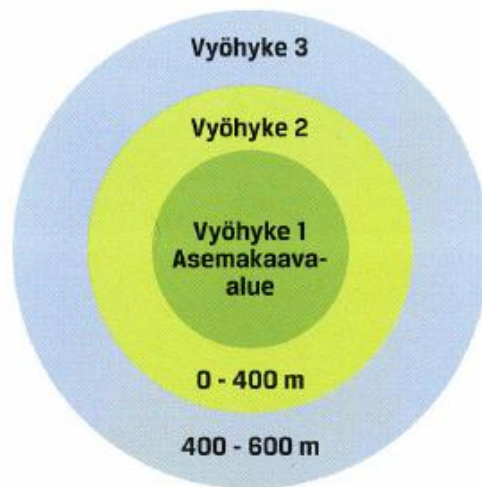
5.3.5 Vaihejärjestys

Mikäli vaihejärjestys vaihtuu joksikin toiseksi kuin asetettu (L1,L2,L3), mittari havaitsee kiertosuunta muutoksen. Hälytyksen havainnointi aika 60 sekuntia.

5.3.6 Sopimussulake

Asiakas on käyttöpaikan verkkoon liittämisen yhteydessä maksanut liittymismaksun, joka määräytyy käyttöpaikan pääsulakekoon sekä vyöhykkeen

perusteella. Vyöhykkeellä tarkoitetaan ennalta määriteltyä aluetta, joka on tietty etäisyys muuntajasta.



Vyöhykkeeseen 1 kuuluvat asemakaava-alueet lukuun ottamatta alueita, joilla on ranta-asemakaava ja vanha rantakaava.

Vyöhykkeet 2, 3 sisältää asemakaavan ulkopuolella olevat kohteet, jotka on määritelty seuraavasti:

Vyöhyke 2: etäisyys mittauskeskukseen on enintään 400 metriä olemassa olevasta muuntamosta.

Vyöhyke 3: etäisyys mittauskeskukseen on enintään 600 metriä olemassa olevasta muuntamosta.

KUVIO 24. OSSV:n liittymismaksuhinnaston mukainen vyöhykejako (OSSV 2011.)

Mikäli asiakkaan kuormitus ylittää liittymissopimuksen mukaisen sulakekoon on asiakkaan tehtävä uusi sopimus suuremmasta liittymästä. Lisäliittymismaksun muodostaa aikanaan maksettu liittymismaksu sekä nykyisen pääsulakekoon mukaisen liittymismaksun erotuksesta.

Sopimussulakeparametrille voidaan asettaa jokin suhteellisarvo, jonka ylittymisen jälkeen lähetetään hälytys. Hälytyksen viiveen tulisi olla tarpeeksi pitkä, jotta turhia hälytyksiä ei tulisi. Tällä toiminnolla saataisiin pääsulakekoon ylitykset selville. Tätä toimintoa ei ollut pilottivaiheessa käytössä, joten siitä ei ole tarkempaa kokemusta.

Eräs verkkoyhtiö on asetellut tälle rajalle arvon 105 % ja havainnointi ajaksi 7200 sekuntia (2h). Tämä raja on kuitenkin mielestäni melko alhainen.

Yksi tapa on tehdä jokaiselle sulakekoolle oma PiHa-ryhmä ja asettaa rajaksi olemassa olevan ja seuraavan sulakekoon erotus suhteellisarvoina. Esimerkiksi pääsulakekoolle 25 A asetettaisiin 140 %, koska seuraava sulakekoko on 35 A ja se on 40 % suurempi kuin 25 A.

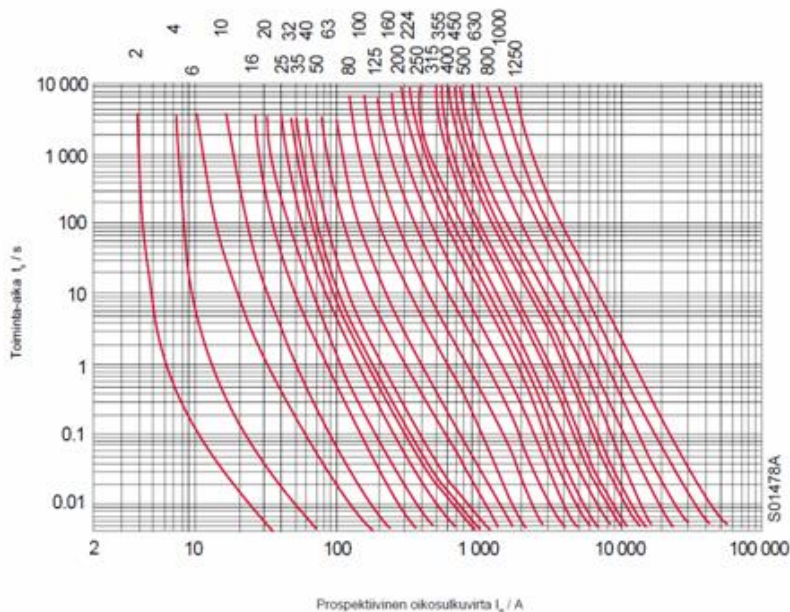
Mikäli ei halua jokaiselle sulakekoolle tehdä omaa PiHa-ryhmää, voisi asetettu raja olla sulakkeiden välisten erotusten keskiarvo. Esimerkkitarkasteluun otin sulakekoot väliltä 25 A-125 A. Näiden sulakekokojen erotusten keskiarvo on 37 %, eli asetteluarvo voisi olla 137 %

Havainnointiaika voisi olla tuo jo aiemmin mainitsemani esimerkki tapauksen mukainen 2 tuntia.

5.3.7 Virtarajat

Aseteltavia virtarajoja on kaksi, pitkäaikainen ja lyhytaikainen. Näillä rajoilla voidaan seurata pitkä- ja lyhytaikaisia pääsulakekoon ylityksiä. Näitä hälytyksiä voidaan hyödyntää verkostolaskennassa. Rajat on aseteltava suhteellisarvoiksi.

On myös mahdollista, että rajat asetellaan sulakkeen toiminta-aikojen mukaan. Tällöin hälytyksellä saataisiin ilmi mahdolliset vikaantuneet sulakkeet, eli tämä hälytys toimisi eräänlaisena virtavahtina.



KUVIO 25. gG-sulakkeen toiminta-ajat (ABB.)

Erään verkkoyhtiön käytössä olevat asetellut näille rajoille seuraavat:

- hitaampi raja on 120 % ja havaitsemisaika 3600 sekuntia
- nopeampi raja on 400 % ja havaitsemisaika 10 sekuntia

Nämä rajat eivät perustu sulakkeen toiminta-aikoihin, vaan näitä käytetään verkostolaskentaan.

6 VIANHOITO

6.1 Nykytila

Nykyisin siirtoverkon vioista saadaan hälytykset vain keskijänniteverkon osalta. Keskijänniteverkon vioista saadaan hälytykset sähköasemien suojuareleilta sekä maastokatkaisijoilta. Valvomo saa hälytyksiä mahdollisista keskijänniteverkon vioista ja saapuneisiin hälytyksiin voidaan reagoidaan välittömästi.

Pienjänniteverkon osalta valvonta perustuu asiakaslähtöiseen vikailmoitukseen, jolloin asiakas tekee ilmoituksen havaitsemastaan häiriöstä sähköverkossaan. Häiriönselvitys käynnistetään asiakkaan tekemän ilmoituksen perusteella.

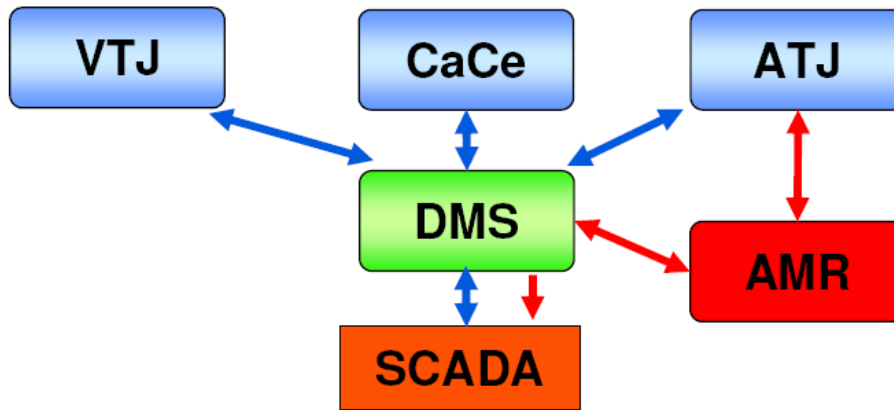
Pienjänniteverkon viat on saatu tähän mennessä tietoon asiakasilmoitusten perusteella. Ongelmana on, että yleensä ilmoitukset tulevat asutusalueella työpäivän jälkeen, sekä vapaa-ajan asunnoilta viikonloppuisin. Verkkoyhtiön saadessa tieto mahdollisesta viasta on se saattanut olla aktiivinen jo jonkin aikaa. Tämä koituu ongelmaksi erityisesti vapaa-ajan kohteissa joissa on sähkölämmitys ja kiinteistön lämpimänä pitämisellä estetään vesiputkien jäätyminen.

Useimmiten vioista ei ole tarkempaa tietoa kuin asiakkaalta saadut havainnot. Tarkempi kuva viasta saadaan, kun korjaushenkilö saapuu vikapaikalle. Aikaa vievät selvitys työt ja erityisesti työajan ulkopuoliset työt aiheuttavat kustannuksia. (Risto Pirinen, 2012.)

6.2 Etäluettavien mittareiden hyödyntäminen vianpaikannuksessa

Etäluentajärjestelmän ja DMS:n integraation myötä etäluettavien mittareiden hälytykset tuodaan DMS:ään, jossa niitä voidaan hyödyntää vianpaikannuksessa. (ABB 2010)

DMS hyödyntää verkkoyhtiön eri järjestelmistä saatuja tietoja. DMS kerää reaaliaikaiset tiedot SCADA:sta sekä AMR- mittareiden lähettämät tiedot ja yhdistää ne muista tietojärjestelmistä saatuihin tietoihin. DMS kokoaa AMR:n lähettämät hälytystiedot ja välittää ne SCADA:n. (ABB 2010)



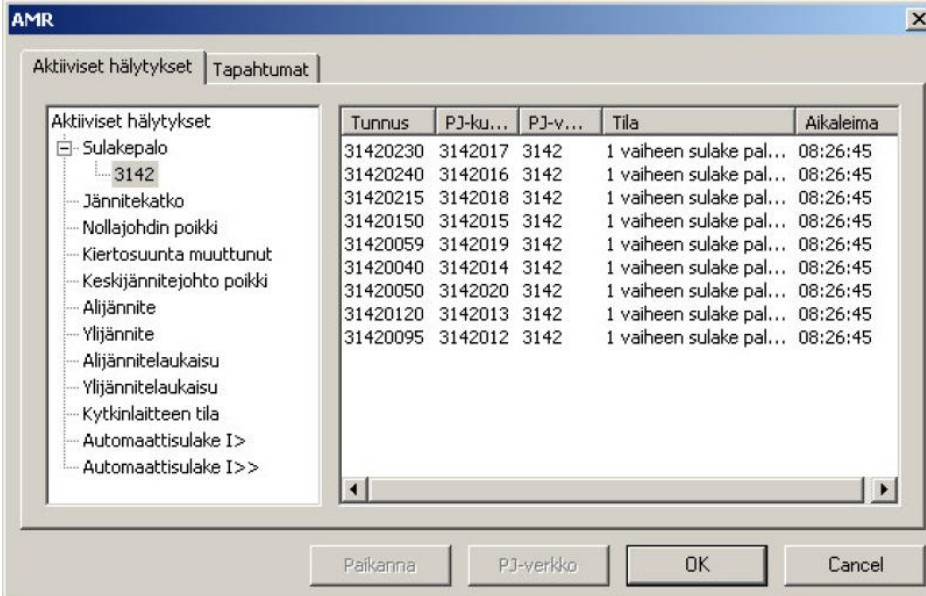
VTJ = verkkotietojärjestelmä
 ATJ = asiakastietojärjestelmä
 CaCe = asiakaspalvelujärjestelmä
 SCADA = käytönvalvontajärjestelmä

KUVIO 26. DMS:n tietojen kokoaminen eri järjestelmistä

AMR:n tuottamat tiedot mahdollistavat merkittävät hyödyt verkonkäytössä, kuten:

- mahdollistaa jännitetasojen tarkistus
- uusia mahdollisuuksia vikojen hallintaan
- tarkemmat keskeytysten raportoinnit

Pienjänniteverkossa tapahtuvista vioista saadaan hälytykset heti DMS:n saataville niiden saavuttua luentajärjestelmään. DMS voi vastaanottaa samanaikaisesti tapahtumatietoja SCADA:sta ja luentajärjestelmästä. (ABB 2010)

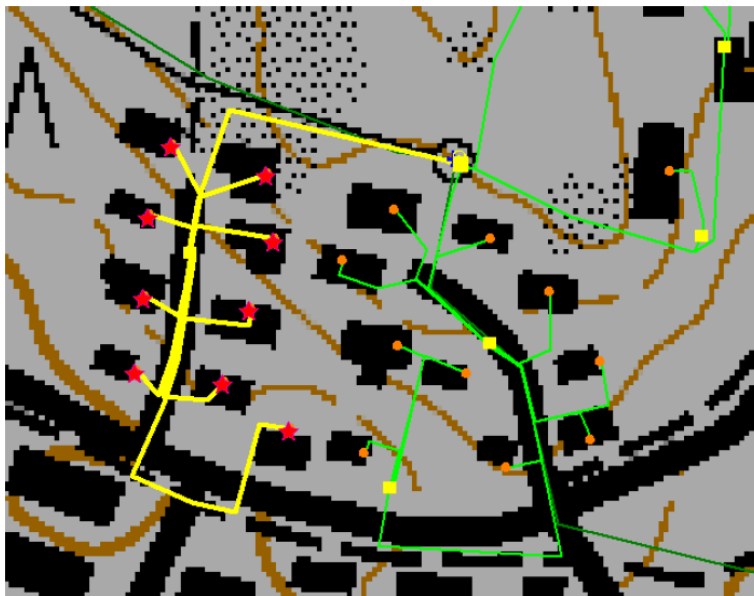


The screenshot shows the AMR software interface with two tabs: 'Aktiiviset hälytykset' (Active Alarms) and 'Tapahtumat' (Incidents). The 'Aktiiviset hälytykset' tab is selected, showing a tree view on the left with 'Sulakepalo' (Circuit Breaker Trip) expanded to '3142'. The main area displays a table of incidents.

Tunnus	PJ-ku...	PJ-v...	Tila	Aikaleima
31420230	3142017	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420240	3142016	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420215	3142018	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420150	3142015	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420059	3142019	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420040	3142014	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420050	3142020	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420120	3142013	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45
31420095	3142012	3142	1 vaiheen sulake pal...	08:26:45

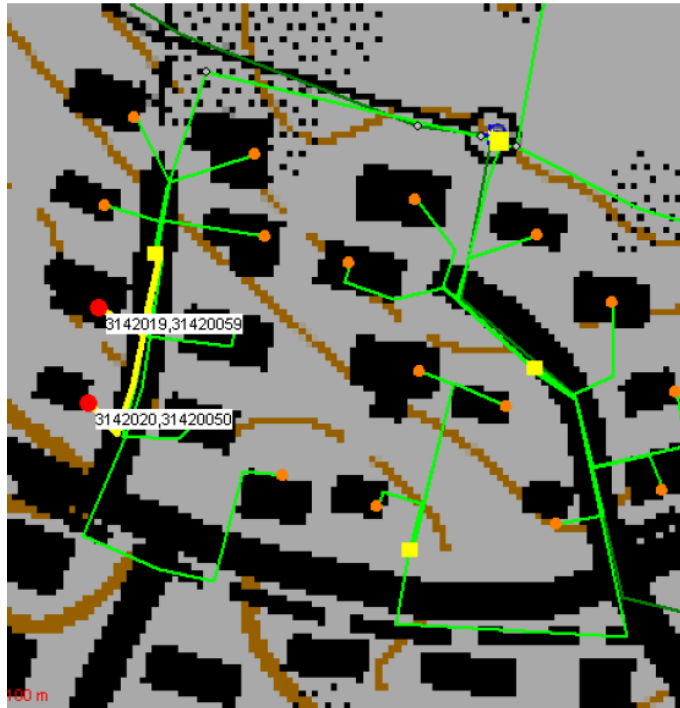
KUVIO 27. DMS:ään saapuneet käyttöpaiikkakohtaiset sulakepalo-hälytykset muuntopiireittäin (ABB 2010)

Hälytyttävät käyttöpaiikat näytetään DMS:n kartalla, joiden perusteella DMS tekee päätelmän vikatyypistä. Kuviossa 28. on tapahtunut verkostosulakepalo tai johdinkatkos. Vikaantunut johdin värjätään keltaiseksi.



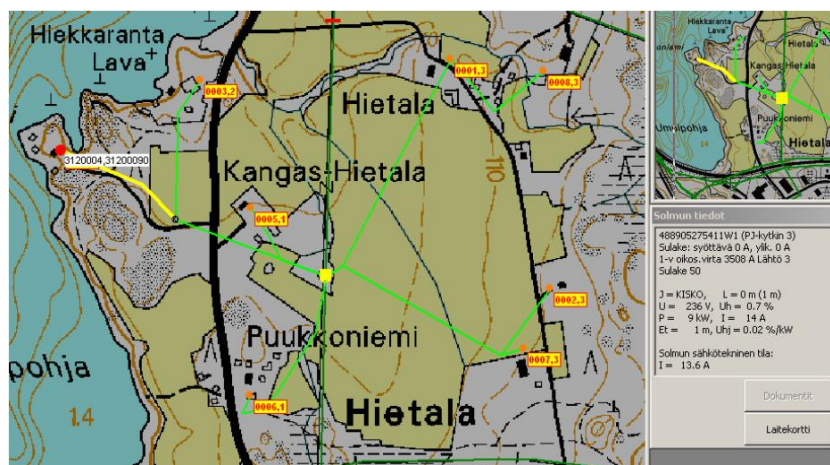
KUVIO 28. Johdinkatkos DMS:n näytöllä (ABB 2010)

Vikojen paikannus tapahtuu päättelemällä, vikatilanteista saatujen hälytysten perusteella. Kuviossa 29. kaksi käyttöpaikka hälyttää sulakepalosta yhtä aikaa, näin voidaan päätellä että jakokaapilta on sulake palanut. (ABB 2010)



KUVIO 29. Kaksi käyttöpaikkaa hälyttää sulakepalosta (ABB 2010)

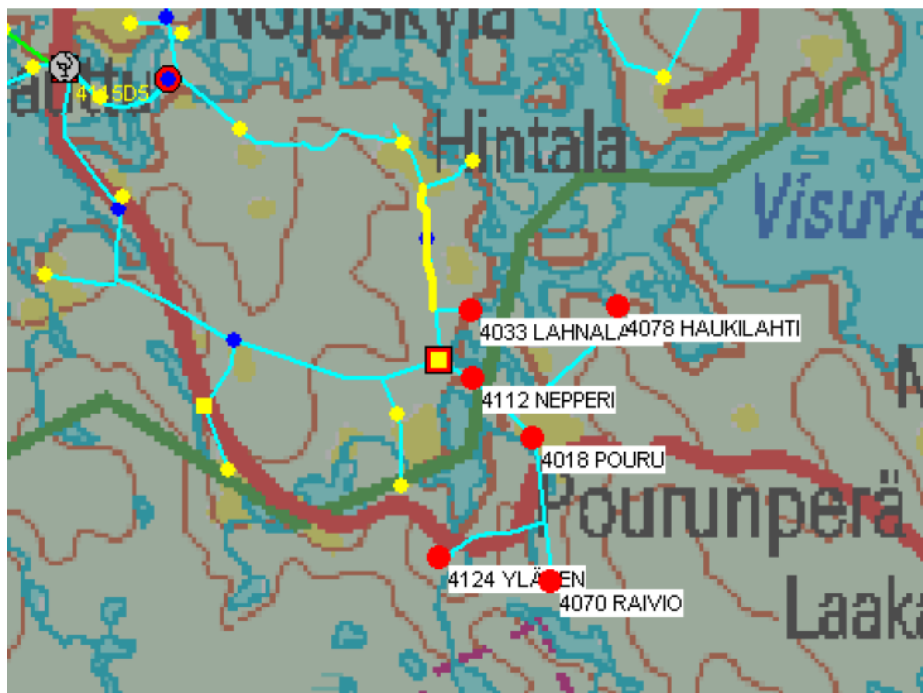
AMR ei tuo lisäkuormaa SCADA:n/DMS:n palvelimelle, koska työasema saa suoraan hälytystiedot luentajärjestelmästä. (ABB 2010)



KUVIO 30. Nollajohtimen katkeama (ABB 2010)

Kuviossa 30. on kuvattuna nollajohtimen katkeaminen. Kartan värityksen avulla nähdään viallinen johdin, sekä minkä haaran takana johdin sijaitsee. (ABB 2010)

Aikaisemmin DMS:ssä on käsitelty vain keskijännitepuolen vika tapahtumat. AMR:n tuottamien hälytysten myötä voidaan myös paikantaa keskijännitejohtimen katkeaminen. Hälyttävät muuntopiirit merkitään kartalle ja DMS päättelee solmuvälin jolla vikaantunut keskijännitejohdin sijaitsee. (ABB 2010)



KUVIO 31. Keskijännitejohtimen katkeama (ABB 2010)

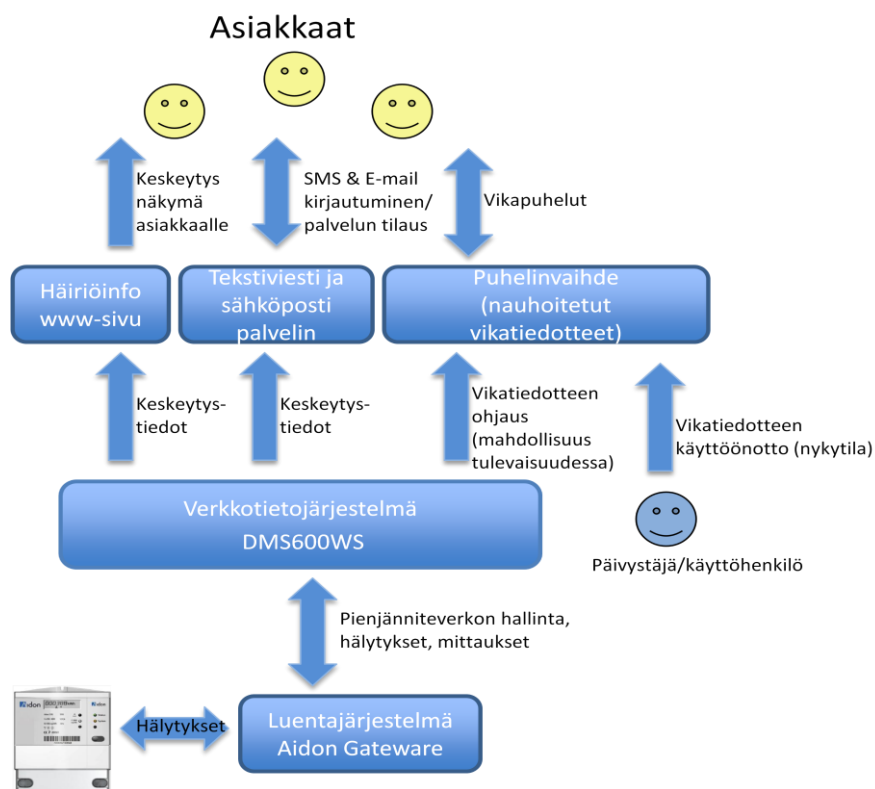
OSSV on toteuttamassa luentajärjestelmän ja DMS:n välisen integraation keväällä 2012.

7 HÄIRIÖTIEDOTUS

7.1 Yleistä

Kaikilta keskeytyksiltä ei voida välttyä. Verkkoyhtiön näkökulmasta onkin tärkeää, että odottamattomille keskeytyksille on olemassa selvät toimintatavat niin sähkön palauttamiselle kuin asiakastiedotuksenkin osalta. Asiakkaan näkökulmasta onkin tärkeää, että mahdollisissa vika- ja häiriötilanteissa huomioidaan asiakkaan tarpeet. Näin luottamus palvelun tarjoajaan säilyy. Tiedotuksella onkin tärkeä rooli, miten asiakas kokee verkonhaltijan suhtautuvan hänen tarpeisiinsa.

(Energiateollisuus. 4)



KUVIO 32. OSSV:n häiriötiedotus

Huonolla tiedottamisella voidaan vain pahentaa asiaa. Asiakasta kiinnostaa keskeytystilanteissa vain vian kesto, sähkön palautus, sekä mistä katkos johtuu. (Energiateollisuus, 4.)

Aikaisemmin suunnitelluista keskeytyksistä ja vikatilanteista julkaistiin tiedote verkkoyhtiön kotisivuilla. Asiakkaat joutuivat itse ottamaan yhteyttä verkkoyhtiön asiakaspalveluun, mikäli halusivat tietoa esimerkiksi keskeytyksen kestosta. Vikatilanteissa asiakaspalvelu kuormittui yhteydenotoista, eikä tilanteesta ollut välttämättä reaaliaikaista tietoa saatavilla. (Samcom)

Verkkoyhtiön tietojärjestelmien avulla saadaan verkon tilanteesta kuva yhtiön sisälle. Häiriötiedotusjärjestelmien avulla verkon tilannekuva voidaan jakaa myös verkkoyhtiön asiakkaille. (Hagqvist, Hälvä, Krohns-Välimäki, Sarsama, Strandén, Verho, 38.)

Häiriötiedotuksessa DMS on vianhoidon ydin, josta verkon tilaa koskeva informaatio jaetaan eteenpäin. Se mistä mikäkin tieto jaetaan eteenpäin, tulee jakautumaan useampaan lähteeseen. (Kiiski 2012.)

TALULUKKO 5. Verkkoyhtiöiden käyttämiä tiedotusjärjestelmiä

<i>Verkkoyhtiö</i>	<i>Häiriöinfo</i>	<i>Puhelinvaihteen vikatiedoite</i>	<i>Tekstiviesti</i>
Verkkoyhtiö 1	Samcom	Automaattinen (Capricode)	Ei käytössä
Verkkoyhtiö 2	Samcom		Ei käytössä
Verkkoyhtiö 3	ABB	Automaattinen (SAP MERLIN)	Ei käytössä
Verkkoyhtiö 4	Tekla	Automaattinen (SAP MERLIN)	Sap Merlin
Verkkoyhtiö 5	Endero Oy	Manuaalinen	Ei käytössä
Verkkoyhtiö 6	Intergraph Finland	Manuaalinen	Ei käytössä
Verkkoyhtiö 7	Sofis Design	Manuaalinen	Ei käytössä
Verkkoyhtiö 8	ABB	Manuaalinen	Ei käytössä
Verkkoyhtiö 9	Samcom	Automaattinen (Capricode)	Ei käytössä
Verkkoyhtiö 10	Samcom		Labyrintti
Verkkoyhtiö 11	Tieto Oyj	Automaattinen (SAP MERLIN)	Sigma
Verkkoyhtiö 12	ABB		Ei käytössä
Verkkoyhtiö 13	Samcom		Labyrintti

Taulukkoon 5. on koottu verkkoyhtiöihin tekemäni kyselyn perusteella eri häiriötiedotuspalveluiden toimittajat. Puhelinvaihteen osalta talulukossa on

maininta vikatiedotteesta, mikäli vastauksessa kävi ilmi, onko heillä vikatiedote käytössä. Lisäksi jos tiedote oli automatisoitu DMS:stä, on siinä myös mainittu palvelun toimittaja.

Tämän työn aikana ei ehditty toteuttamaan tätä osuutta, mutta toteutus on tulossa syksyllä 2012, tässä ehdotuksia toteutukseen.

7.2 Häiriöinfo

Häiriöinfo on karttapohjainen palvelu jossa esitetään keskijänniteverkossa meneillään olevat keskeytykset sekä tulevat työkeskeytykset. Asiakas pystyy verkkoyhtiön kotisivuilla sijaitsevan häiriöinfon kautta katsomaan lähes reaaliaikaiset meneillään olevat keskijänniteverkon keskeytykset. (ABB 2011)

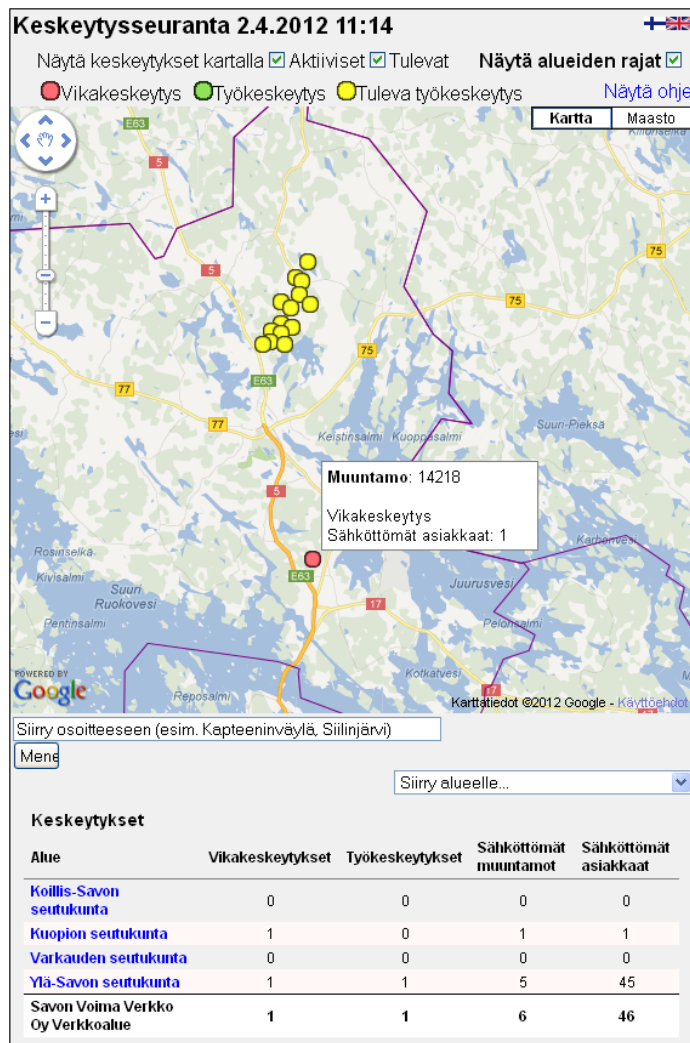
DMS tuottaa tekstitiedoston (XML) meneillään olevista sekä tulevista jakelukeskeytyksistä. Tiedosto lähetetään paikkaan josta web-palvelin kykenee sen lukemaan. Web-sovellus lukee tiedoston jonka perusteella siten rakentaa selainäkymän. (ABB 2011)

DMS:n tuottamia keskeytystietoja ovat:

- vian tyyppi (vika, työkeskeytys, suunniteltu)
- keskeytyksen alkamisaika
- ennuste keskeytyksen päättymisestä
- kuvaus keskeytyksestä
- muuntajat joita keskeytys koskee
- muuntamon tunnus
- muuntamon koordinaatit
- alue, jossa muuntamo sijaitsee
- muuntopiirin käyttöpaikkojen lukumäärä (ABB 2011)

Häiriöinfossa jakelualue voidaan jakaa pienempiin alueisiin esimerkiksi kuntakohtaisesti. Yleisnäkymällä näytetään koko verkkoalue, jossa on maalattuna alue jolla keskeytys on aktiivinen. Siirryttäessä aluenäkymälle nähdään

sähkötömät muuntajat. Meneillään olevat keskeytykset on nähtävissä aluetasolla sekä muuntajatasolla. (ABB 2011)



KUVIO 33. Meneillään oleva vikakeskeytyks ja työkeskeytykset sekä tulevat työkeskeytykset Savon Voiman verkkoalueella

Vietäessä hiiren osoitin sähköttömän muuntajan kohdalle, nähdään tarkemmat tiedot keskeytyksestä. Sovelluksessa on myös taulukkomuotoinen yhteenveto verkkoalueen kokonaiskeskeytyksistä sekä alue-kohtaisista keskeytyksistä. (ABB 2011)

Suurin osa verkkoyhtiöiden käyttämistä häiriöinfoista perustuu Google Maps käyttöliittymään. Tämä palvelu mahdollistaa erilaiset haut mm. osoitteella sekä postinumerolla. (ABB 2011)

Verkkoyhtiöiltä tekemäni kyselyiden perusteella suurissa vikamäärissä ongelmaksi on koitunut häiriöinfon kaatuminen.

OSSV on toteuttamassa häiriöinfo sovelluksen syksyllä 2012.

7.3 Tekstiviesti ja sähköposti

Tekstiviestillä informoitavat asiakkaat on mahdollista jakaa ryhmiin, sen perusteella, kuinka tärkeää heidän on saada tietoa sähkönjakelun häiriöistä. Tekstiviestipalvelun ansiosta yhteydenotot vikapäivystykseen vähenee koska asiakkaille saattaa riittää tieto siitä että verkkoyhtiö on tietoinen sähkönjakelu häiriöstä.

Verkkoyhtiön näkökulmasta kriittisiä asiakkaita ovat teollisuus, pelastuslaitos, sairaalat, jne. Tätä ryhmää voitaisiin informoida kaikista mahdollisista jakeluhäiriöistä. Kriittisen ryhmän tuotannon tai toiminnan kannalta olisi tärkeä, että he saisivat tiedon kaikista jakeluhäiriöistä, myös aikajälleenkytkennöistä (AJK) sekä pikajälleenkytkennöistä (PJK), sillä heillä voi olla hälytysjärjestelmiä, automaatiota sekä tuotantoa jotka voisi häiriintyä. Tämän vuoksi myös pelastuslaitos olisi syytä saada ensisijainen tieto sähkönjakelu häiriöistä, jotta he pystyisivät varautumaan mahdollisiin hälytyksiin.

Kotitaloudet voisi muodostaa oman ryhmän. Heille voitaisiin lähettää tekstiviestit käyttöpaikkakohtaisista suunnitelluista keskeytyksistä, vikakeskeytyksistä, sekä sähköjen palautumisesta. Pitemmissä katkoksissa olisi syytä lähettää myös viesti jossa arvioidaan keskeytyksen pituus. AJK sekä PJK tiedotus ei ole tarpeen. Verkkoyhtiöihin tekemäni kyselyn perusteella eräs verkkoyhtiö tiedottaa asiakkaita suunnitelluista keskeytyksistä kolme päivää aikaisemmin sekä päivä ennen suunniteltua keskeytystä lähetetään muistutus.

Vapaa-ajan asunnoilla voi olla talviaikaan lämmitystä jolla estetään vesiputkien jäätyminen. Näissä kohteissa ollaan yleensä paikalla vain viikonloppuisin, joten tieto jakeluhäiriöistä olisi tarpeen ainakin pitemmistä katkoista, jotta asiakas voi varautua mahdollisiin toimenpiteisiin.

DMS tuottaa keskijänniteverkon keskeytystiedot, sekä AMR- mittareiden hälytysten perusteella myös pienjänniteverkon keskeytykset Joten sen tuottamien tietojen perusteella voitaisiin lähettää pysyvien ja ohimenevien keskeytysten tiedot.

AMR-mittareiden tuottamia käyttöpaikkakohtaisia hälytystietoja olisi mahdollista jakaa myös asiakkaille. Nollajohtimen katkeamat olisi syytä saattaa asiakkaiden tietoon. Tämä tieto on tarpeen varsinkin vanhemmissa asunnoissa, joissa on nelijohdinjärjestelmä. Näissä kohteissa ei ole suojajohdinta, vaan nollajohdin on yhdistetty suoraan pistorasiassa olevaan suojamaajohtimeen. Tällöin mahdollinen nollavirta voi johtua jonkin kojeen runkoon ja aiheuttaa hengenvaaraa. Myös johdinkatkeamista on syytä tiedottaa asiakkaita. Koska johdinkatkeamat tulkitaan sulakepaloksi, tulisi asiakasta näistä tapauksista tiedottaa johdinkatkeamasta. Näin ei annettaisi väärää tietoa.

Sähköpostitiedotus on hyvin samantapainen kuin tekstiviestitiedotus. Nykyään sähköposti on yhtä tehokas tiedotustapa kuin tekstiviestikin, koska älypuhelinien yleistymisen myötä myös sähköpostit saadaan suoraan matkapuhelimeen. Sähköposti voisi sisältää myös linkin verkkoyhtiön häiriöinfo palveluun. (Mainetalkoot-hanke. 23)

Järjestelmän hallinnoimiseksi tulisi olla Web-pohjainen käyttöliittymä, josta asiakas voi tilata haluamansa palvelun. Oulun Seudun Sähköllä on tarkoitus ottaa tämä käyttöön syksyllä 2012, häiriöinfon yhteydessä.

7.4 Puhelinjärjestelmä

Häiriötilanteessa asiakkaan soittaessa vikapäivystysnumeroon on vastaaja tai nauhoite ensimmäinen kontakti asiakkaaseen. Nauhoite on joko saneltu tai automaattisesti tuotettu DMS:stä. Nauhoitteessa ilmoitetaan onko vikoja tiedossa, mikäli on niin millä alueella, sekä mahdollisesti vian kesto. Nauhoitteen jälkeen asiakas voidaan ohjata päivystäjälle, mikäli nauhoitteessa ei ollut riittävästi tietoa tilanteesta. (Mainetalkoot-hanke. 7)

Automaattinen nauhoite on vielä harvalla verkkoyhtiöllä käytössä. Joko heidän puhelinjärjestelmä ei tue toimintoa tai he ovat katsoneet, ettei se tuo lisäarvoa häiriötiedotukseen.

Puhelinvastaajan tietosisältö ja päivittäminen on keskeistä. Asiakkaalle on annettava riittävästi tietoa ymmärrettävällä tavalla. Asiakaita kiinnostaa eniten arvio keskeytyksen kestosta sekä tieto siitä että verkonhaltijalla on tieto keskeytyksestä. (Mainetalkoot-hanke. 8)

Verkkoyhtiöltä saamien kokemusten mukaan automaattisen puhelinvastaajan ansiosta vikapäivystykseen yhdistettyjä puheluita on saatu karsittua. (Mainetalkoot-hanke. 8)

OSSV:llä on käytössä vikapuheluihin kytkettävät vikatiedotteet, mutta sitä ei ole automatisoitu. Vikatiedotteiden käyttö on päivystävän henkilön vastuulla ja vikatiedotteiden käyttöönotto tapahtuu web-selaimella toimivan käyttöliittymän kautta. Nykyisessä tilanteessa OSSV jatkaa edellä mainitulla käsikäyttöisen vikatiedotteen käyttöä, mutta tulevaisuudessa vikatiedotteen automatisointia pidetään mahdollisena. (Pirinen 2012)

8 YHTEENVETO

Työssäni pääpaino oli etäluettavien mittareiden hyödyntämisessä, etenkin vianpaikannuksessa. Etenkin pienjänniteverkon hallinta-ominaisuus oli keskeisessä asemassa. Pienjänniteverkon hallinta-ominaisuus jäi pilottivaiheeseen työni loputtua. Laajempi toteutus jäi odottamaan DMS:n ja luentajärjestelmän välistä integraatiota, koska tämän toteutus edellytti DMS:n päivityksen. Pienjänniteverkon hallinta-ominaisuus tullaan ottamaan koko laajuudella käyttöön kevään/kesän 2012 aikana. Pilotin aikana saimme ainoastaan kaksi sulakepalohälytystä, sekä muutaman muun loki merkinnän.

Häiriötiedotukseen liittyen selvitin eri verkkoyhtiöiden häiriöinfo sovellusten toimittajat ja kokemukset palvelusta, sekä heidän eri vaihtoehdot informoida asiakkaita verkonvicioista. Häiriötiedotus jäi esiselvitysasteelle, koska toteutus ei ehtinyt mukaan työhöni. Tein Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy:lle muutaman ehdotuksen, liittyen tekstiviesti tiedotukseen.

Suurin haaste työtä tehdessäni oli tiedon kerääminen, sillä kovin monella verkkoyhtiöllä ei ollut vielä käytössä työssä käsittelemiäni ominaisuuksia. Etelä-Suomen verkkoyhtiöiltä vastausten saamista hidastivat joulupyhien myrskyt, jotka työllistivät vielä alkuvuodesta verkkoyhtiöitä.

Toivon, että tekemästäni työstä vianpaikannuksen suhteen on suuri hyöty OSSV:lle, sekä mahdollisesti muille verkkoyhtiöille, jotka ovat suunnitelleet ottavan kyseisiä sovelluksia käyttöönsä.

LÄHTEET

ABB Oy. 2010. MicroSCADA Pro DMS 600. Tuote-esittely. Powerpoint –esitys.

ABB Oy. 2011. DMS600 Keskeytysinfo. Tuote-esittely. Powerpoint –esitys.

ABB Oy. DMS600 Perustoiminnot v.4.2.

ABB Teknisiä tietoja ja taulukoita -käsikirja . Www-dokumentti. Saatavilla: <http://heikki.pp.fi/abb/>. Luettu 14.2.2012.

ABB. Pienjännitekojeet. Www-dokumentti. Saatavissa: [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT209.nsf/VerityDisplay/A0A458468AC36C99C2256DD600343281/\\$File/1SCC317002K1801.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/SCOT209.nsf/VerityDisplay/A0A458468AC36C99C2256DD600343281/$File/1SCC317002K1801.pdf). Luettu 11.4.2012.

Aidon Oy. 2010a. P2P GPRS-mittalaitteen asennusohje. 13.

Aidon Oy. 2010b. Toiminnallinen kuvaus. 1.

Aidon Oy. 2010c. AMR-topologian vaihtoehdot. 3-4.

Alanen, R. ja Hätönen, H. 2006. Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta. VTT. Www-dokumentti. Saatavissa:

<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/W52.pdf>

Eskelinen, J. 2012. Kehitysinsinöörin sähköpostihaastattelu. 27.2.2012. Helen Sähköverkko Oy.

Ensto Www-dokumentti. Saatavissa: <http://www.ensto.com/fi/ratkaisut/ohj/lv/amka>. Luettu. 4.3.2012.

Haggvist, O. Hälvä, V. Krohns-Välimäki, H. Sarsama, J. Strandén, J. Verho, J. Sähköhuollon suurhäiriöiden riskianalyysi- ja hallintamenetelmien kehittäminen. VTT. 2012. Www-dokumentti. Saatavissa:

<http://www.tut.fi/idcprod/groups/public/@I904/@web/@p/documents/liit/p023819.pdf>. Luettu: 6.3.2012.

Järventausta, P. Partanen, J. Koponen, P. 2010. INCA - Interaktiivinen asiakasliityntä ja sen hyödyntäminen sähköjärjestelmän hallinnassa ja energiatehokkuuteen kannustavissa palveluissa. Tutkimusprojekti.

Kaipia, T. 2012. Erityistilat ja jakeluverkkoasennukset. Www-dokumentti. Saatavissa:

http://www.google.fi/url?sa=t&rct=j&q=tero%20kaipia%20nollaj%C3%A4nnite&source=web&cd=1&ved=0CCMQFjAA&url=https%3A%2F%2Fnoppa.lut.fi%2Fnoppa%2Fopintojakso%2Fbl10a3000%2Fluennot%2Fluento9-erityisolosuhteet-julkisen_jakelu-2012.pdf&ei=STKVT5-IKKPm4QSQjvXQDw&usg=AFQjCNHIRtz5-LkqjruFxlSzojRkXAfXfA&cad=rja. Luettu 20.3.2012

Ketola, J. 2012. Oulun Seudun Sähkön vuosikertomus 2011.

Kiiski, T. 2012. Palveluvastaavan sähköpostihaastattelu. 19.1.2012. Savon Voima Verkko Oy.

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Gaudeamus University Press / Otatieto.

Leksis, A. 2009. Markkinahintaperusteinen kuormanohjaus. Insinööriyö. Metropolia. Tekniikan ja liikenteen toimiala.

Löf, N. 2009. Pienjänniteverkon automaattioratkaisuiden kehitysnäkymät. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma.

Mainetalkoot-hanke. 2010. Energiateollisuus.

Nieminen, A. 2011. Etäluettavat energia- ja muuntamomittalaitteet sähkönjakeluverkon käytössä. Diplomityö. Aalto-yliopisto. Sähkötekniikan korkeakoulu.

Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy. 2011. Liittymähinnasto.

Piispanen, M. 2010. Synergioiden saavutettavuus automaattisessa mittarinluennassa sähkö-, kaukolämpö- ja vesihuolto-yhtiöiden välillä. Aalto-yliopisto. Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta.

Pirinen, R. Käyttöpäällikön haastattelu. 10.4.2012. Oulun Seudun Sähkö Verkkopalvelut Oy. Kempele.

Rissanen, M. Mustaparta, J. Pirttimäki, J. Roiha, J. Ruottinen, J. Ruottinen, S. Seppälä, J. Sievi, A. Heinimäki, R. Lehtomäki, E. 2010. Tuntimittaus periaatteita. Energiateollisuus. Www-dokumentti. Saatavissa:

http://www.energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sanomaliikenne/tuntimittaussuositus_2010_linkit_paivitetty.pdf

Samcom-esitys. Saatavissa:

<http://www.google.fi/url?sa=t&rct=j&q=samcom%20esitys&source=web&cd=1&ved=0CC0QFjAA&url=%2Furl%3Fsa%3Dt%26rct%3Dj%26q%3Dsamcom%2520esitys%26source%3Dweb%26cd%3D1%26ved%3D0CC0QFjAA%26url%3Dhttp%253A%252F%252Fwww.samcom.fi%252Fdocs%252FWhite-Papers%252Fesitys-hairiotietojarjestelma-samcom%252Fesitys%2520Samcom.pdf%26ei%3DjluWT8TWC4zR4QTQrvxG%26usq%3DAFQjCNGQmdDsivxGP0PcHr1Arf2PMhBydw&ei=jluWT8TWC4zR4QTQrvxG&usq=AFQjCNGQmdDsivxGP0PcHr1Arf2PMhBydw&cad=rja>. Luettu: 3.4.2012.

SFS-EN 50160. 2008. Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet Helsinki. Suomen Standardisoimisliitto.

Strandén, J. Wind Power in Power Systems –kurssi. Www-dokumentti.

Saatavissa:

<http://webhotel2.tut.fi/units/set/opetus/kurssit/Wind/Seminaarit/luku6.pdf>. Luettu 6.3.2012.

Turunen, O. Etäluettavien mittalaitteiden sähkönlaatu-tietojen hyödyntäminen verkkoyhtiössä. Opinnäytetyö. Pohjois-Karjalan ammattikorkeakoulu. Sähkötekniikan koulutusohjelma.