

# AMR-mittareiden hyödyntäminen pienjänniteverkon valvonnassa

Seija Hyvönen

OPINNÄYTETYÖ  
Huhtikuu 2019

Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutusohjelma  
Sähkövoimatekniikka

## TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Sähkö- ja automaatiotekniikan koulutusohjelma  
Sähkövoimatekniikka

HYVÖNEN, SEIJA:

AMR-mittareiden hyödyntäminen pienjänniteverkon valvonnassa

Opinnäytetyö 48 sivua, joista liitteitä 0 sivua  
Huhtikuu 2019

---

Opinnäytetyö on tehty toimeksiantona Tampereen Sähköverkko Oy:lle. Työssä selvitettiin, kuinka etäluettavia sähkömittareita (AMR, automaattinen mittarin luenta) voidaan hyödyntää pienjänniteverkon valvonnassa. Tampereen Sähköverkolla ei ole pienjänniteverkossa automaattista valvontaa, joten pienjänniteverkon viat tulevat usein ilmi vasta asiakkaan ilmoittaessa asiasta verkkoyhtiön.

Opinnäytetyössä tutkittiin etäluettavien mittalaitteiden ominaisuuksia ja toimintoja, jotka mahdollistavat mittareiden hyödyntämisen pienjänniteverkon valvonnassa ja vianhoidossa. Lisäksi selvitettiin käytöntukijärjestelmä Trimble DMS:n mahdollisuuksia hyödyntää mittareilta saatavaa dataa. Sähkömittarit pystyvät tunnistamaan erilaisia pienjänniteverkossa esiintyviä vikoja, kuten nolla- ja vaiheviat. Mikäli AMR-järjestelmä on integroitu verkkoyhtiön käytöntukijärjestelmään, saadaan mittareiden lähettämät hälytykset suoraan käyttökeskuksen päivystäjän tietoon. Mittareilta käytöntukijärjestelmään saatavat hälytykset ja mittareille lähetettävät kyselyt helpottavat vikojen havaitsemista ja paikantamista, jolloin vikatilanteet saadaan korjattua nopeammin. Tämä parantaa sähköturvallisuutta ja vähentää pitkiä katkoksia loppukäyttäjillä. Aineistoa opinnäytetyöhön kerättiin kirjallisista lähteistä ja lisäksi tietoa aiheesta saatiin Elenia Oy:lle tehdyllä yritysvierailulla. Elenia Oy:llä AMR-DMS-integraatio on ollut käytössä jo pitkään.

Mittareilta on hyvä saada hälytykset käytöntukijärjestelmään nolla- ja vaiheviastoista, jännite-epäsymmetriasta sekä yli- ja alijännitteestä. Työssä on esitetty esimerkkitapauksia siitä, kuinka tällaiset viat voivat näkyä käytöntukijärjestelmän verkkokartalla ja kuinka mittareilta saatujen tietojen avulla voidaan määrittellä mahdollinen vikapaikka. Jotta pienjänniteverkko saadaan kattavasti automaattisen valvonnan piiriin, olisi jokaisella liittymällä hyvä olla aktiivisilla hälytysominaisuuksilla varustettu sähkömittari.

---

Asiasanat: pienjänniteverkko, sähkömittari, verkonvalvonta

## **ABSTRACT**

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Tampere University of Applied Sciences  
Degree Programme in Electrical and Automation Engineering  
Electrical Power Engineering

**HYVÖNEN, SEIJA:**  
AMR Data in Low Voltage Network Monitoring

Bachelor's thesis 48 pages, appendices 0 pages  
April 2019

---

This thesis was commissioned by Tampereen Sähköverkko Oy. The objective of the thesis was to research how the functionalities of the smart meters can be utilized in monitoring the low voltage (LV) network. Tampereen Sähköverkko does not have automatic monitoring in the low voltage network, and that is why faults in the low voltage network often become apparent only when a customer calls the network company.

Nowadays there are many functions in smart meters that can be utilized not only in consumption-based invoicing but also to improve low voltage network management. In this thesis, different functionalities of the smart meters were reviewed. In addition, the ways in which the data sent by the meters could be utilized in Trimble DMS was researched. The integration of the AMR system and the distribution management system makes it possible to monitor the low voltage network. The alarms sent by the meters and the queries sent to them make it easier to detect and locate the faults. The data for this thesis was collected from written sources and by interviewing smart meter specialists at Elenia Oy.

In this thesis, examples of different situations where the AMR data can be utilized in network operation and fault management are presented. By using AMR data in low voltage distribution network monitoring the company can shorten the interruption time, reduce repair expenses and improve electrical safety.

---

Key words: low voltage network, electricity meter, network monitoring

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO .....	6
2	TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY .....	7
3	SÄHKÖN LAATU JA JAKELUN LUOTETTAVUUS .....	9
	3.1 Sähkön laatu pienjänniteverkossa.....	9
	3.2 Sähkötoimituksen häiriötilanteet.....	13
4	PIENJÄNNITEVERKON HALLINTA .....	16
	4.1 Verkon käyttötoiminta.....	16
	4.2 Pienjänniteverkon vikatilanteita .....	18
	4.3 Pienjänniteverkon vikojen hallinta TSV:llä.....	20
5	AMR-MITTAREIDEN TIEDON HYÖDYNTÄMINEN.....	22
	5.1 AMR-mittarit .....	22
	5.2 Trimble DMS:n AMR-tietojen käyttö -optio .....	25
	5.3 Tiedot mittareilta järjestelmiin.....	27
	5.4 Hyödyt verkon valvonnassa, vikapaikan havaitseminen ja rajaus	30
	5.4.1 Nollavika .....	32
	5.4.2 Keski-jänniteverkon vaihekatko .....	33
	5.4.3 Jännitteen palauttaminen kj-vian jälkeen.....	34
	5.5 Esimerkkejä mittareiden asetteluarvoista.....	35
	5.6 Mittarivalmistajien tarjoamia ratkaisuja pj-verkon valvontaan.....	37
	5.7 AMR-tietojen hyödyntäminen TSV:n verkon valvonnassa.....	40
	5.7.1 Mittareille asetettavat vaatimukset.....	42
	5.7.2 Hälyttävien mittareiden määrä ja hälytysten hallinta .....	43
6	POHDINTA .....	45
	LÄHTEET .....	46

---

**ERITYISSANASTO tai LYHENTEET JA TERMIT (valitse jompikumpi)**

AMR	Automatic Meter Reading, automaattinen mittarin luenta
DMS	Distribution Management System, käyttötukijärjestelmä
KMP	Kulutusmittauspalvelu
PLC	Power Line Communication, tiedonsiirto sähköverkossa
P2P	Point-to-Point, suoraan järjestelmään yhteydessä oleva sähkömittari
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition, verkonhallintajärjestelmä

## 1 JOHDANTO

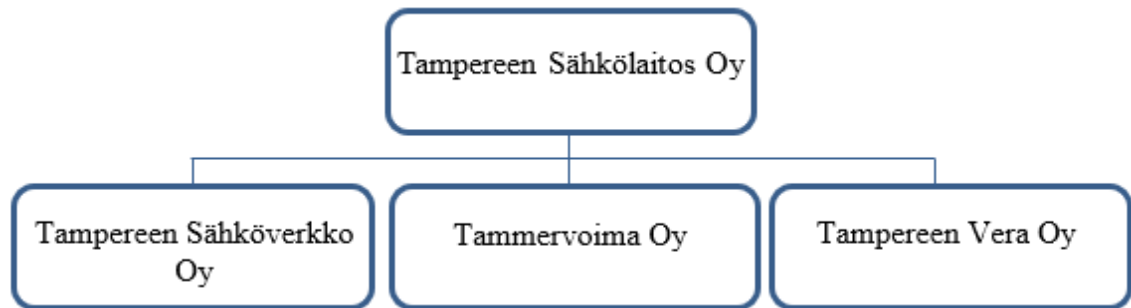
Sähköasemien ja keskijänniteverkon käyttötoiminnassa hyödynnetään laajasti automaatiotoimintoja, joiden avulla voidaan seurata ja ohjata verkkoa kauko-ohjatusti. Pienjänniteverkoissa automaatiotoimintoja on yleisesti käytössä vähemmän kuin keskijänniteverkoissa, mutta keinoja pienjänniteverkon automaattiseen valvontaan on yhä enemmän muun muassa lisääntyneen AMR-tekniikan ansiosta.

Opinnäytetyössä selvitettiin, kuinka Tampereen Sähköverkko Oy voi hyödyntää sähkönkäyttöpaikoilla olevia sähkömittareita pienjänniteverkon valvonnassa ja käyttötoiminnassa. Työssä tutkittiin käytöntukijärjestelmä Trimble DMS:n mahdollisuuksia hyödyntää mittareilta saatavaa dataa sekä selvitettiin, mitä ominaisuuksia mittareilla on ja mitä niiltä vaaditaan, jotta niitä voidaan hyödyntää sähkönkulutuksen mittaamisen lisäksi myös verkon valvonnassa.

Lähes kaikilla Tampereen Sähköverkon verkkoalueen sähkönkäyttöpaikoilla on etäluettava sähkömittari. Nykyisellään etäluettavia mittareita hyödynnetään lähinnä sähköenergian mittaamisessa ja lisäksi osalla mittareista on etäkytkentämahdollisuus, eli sähköt voidaan katkaista ja kytkeä käyttöpaikalle etänä. Uusien etäluettavien sähkömittareiden tarjoamat monipuoliset käyttömahdollisuudet ja niiden runsas määrä verkossa puoltavat niiden käyttöä sähkönkulutuksen mittaamisen lisäksi myös verkon käyttötoiminnassa. Mittareiden etäluentajärjestelmän integroiminen käytöntukijärjestelmän kanssa laajentaa automaattisesti valvotun verkon keskijänniteverkosta pienjänniteverkkoon. Pienjänniteverkon vikojen varhainen havaitseminen ja nopeampi paikantaminen nopeuttavat vikojen korjausta, parantavat sähköturvallisuutta ja vähentävät sähkönjakelun pitkiä katkoksia loppukäyttäjillä.

## 2 TAMPEREEN SÄHKÖVERKKO OY

Tampereen Sähköverkko Oy (TSV) on Tampereen Sähkölaitos Oy:n tytäryhtiö. Tampereen Sähkölaitos Oy on Tampereen kaupungin omistama sähköyhtiö, konserni on esitetty kuviossa 1.



KUVIO 1. Tampereen Sähkölaitos -konserni (Tampereen Sähkölaitos Oy 2019, muokattu)

Tampereen Sähköverkko on pääosin Tampereen alueella toimiva jakeluverkon haltija, jonka tehtävänä on vastata verkkoalueellaan sähköverkon suunnittelusta, rakennuttamisesta, kunnossapidosta sekä käytöstä. Lisäksi Tampereen Sähköverkko hoitaa asiakkaidensa sähköenergian mittauksen ja välittää mittarilukemat sähkönmyyjille. Tampereen Sähköverkolla on sähköverkkoa noin 3800 km ja siitä noin 2700 km on 0,4 kV pienjännitejohtoja. Pienjänniteverkon maakaapelointiaste on noin 70 %. (Energiavirasto 2019.) Verkossa on noin 150 000 mittauspistettä, joista lähes kaikki ovat tuntimittauksessa. Verkko-yhtiö käsittelee päivittäin noin 3,6 miljoonaa mittausarvoa. (Tampereen Sähkölaitos Oy 2019.)

Tampereen Sähköverkon verkkoalueella on sekä kaupunkiverkkoa että maaseutuverkkoa. Tampereen keskustassa ja sen lähialueilla verkko on pääosin kaapeloitua, kaupungin pohjoispuolella sijaitsevassa Teiskossa asutus on hajanaista, siirtoyhteydet pidempiä ja verkko pääosin ilmajohtoverkkoa.

Suomessa sähköverkkoluvat myöntää ja siirron hinnoittelun kohtuullisuutta valvoo Energiavirasto. Sähköverkon haltijalla on sähkön siirtovelvollisuus ja verkon kehittämisvelvoite: sen tulee ylläpitää ja kehittää sähköverkkoa lain vaatimalla

tavalla. Sähköverkkoyhtiö vastaa asiakkaille toimitetun sähkön laadusta ja verkon kunnosta. Lisäksi verkkoyhtiö liittää sähkönkäyttöpaikat ja tuotantolaitokset sähköverkkoon ja siirtää sähköä niiden välillä. (Energiavirasto 2018a). Jakeluverkonhaltijan vastuulla on myös taseselvityksen ja laskituksen perustana oleva sähkötoimitusten mittaus, mittaustietojen rekisteröinti sekä ilmoittaminen sähkömarkkinaosapuolille (Sähkömarkkinalaki 22 §).



### 3 SÄHKÖN LAATU JA JAKELUN LUOTETTAVUUS

Sähkön jakelun luotettavuudella tarkoitetaan verkon kykyä siirtää sähköä luotettavasti tuottajalta kuluttajalle. Jakelun luotettavuuteen vaikuttavat siirto- ja jakeluverkko sekä sähkön tuotanto. Suomessa suurjännitesähkön siirron luotettavuudesta vastaa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj, alue- ja jakeluverkkotoimintaa hoitavat jakeluverkkoyhtiöt. (Alanen & Hätönen 2006, 24.)

#### 3.1 Sähkön laatu pienjänniteverkossa

Sähkön laatu muodostuu sähkön tuotannosta, siirrosta, jakelusta ja käytöstä sekä näihin liittyvistä olosuhteista. Suomessa sähkön laatuun ottavat kantaa muun muassa sähkömarkkinalaki sekä standardi SFS-EN 50160 (Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet), jossa määritellään raja-arvot, joiden sisällä kuluttajan liittymiskohdan jännitteen ominaisuuksien tulee pysyä normaaleissa käyttöolosuhteissa. Standardi ei aseta kaikille sähkön laatua kuvaaville suureille raja-arvoja: esimerkiksi jännitteen myötäkomponentille, tasakomponentille ja epäharmonisille ei ole standardissa edes viitteellisiä raja-arvoja. Tämä korostaa verkkoyhtiön vastuuta ja harkintaa siitä, millaista asiakkaille toimitettavan sähkön tulisi laadultaan olla. (Lakervi & Partanen 2008, 250.)

Sähkö ja sen laatu ovat merkittävässä osassa tuotantoprosessien toimivuuden kannalta. Ongelmat sähkön laadussa voivat vaikuttaa sähkölaitteiden toimintaan ja pahimmillaan jopa pysäyttää tuotantoprosesseja. Sähkön laadun seuranta ja hallinta tukevat monin tavoin verkon käyttötoimintaa. Laadun ja kuormitusten jatkuvalla seuraamisella voidaan parantaa verkon kuormitus- ja käyttövarmuuslaskentamallien tarkkuutta. Tarkempi tieto verkon todellisesta käyttötilanteesta lisää verkon käyttöastetta ja vähentää myös vääriä investointipäätöksiä. Yhdistämällä laatumittauksia ja verkostolaskelmia voidaan myös selvittää, onko häiriöiden syynä liian heikko verkko vai häiritsevät kuormitukset. (Lakervi & Partanen 2008, 249–257.) Sähkön laadun ominaisuuksia ovat

- jakelujännitteen suuruus
- verkkotaajuus
- jännitetason muutokset
- nopeat jännitemuutokset
- epäsymmetria
- signaalijännitteet
- jännitekuopat
- harmoniset yliaaltojännitteet
- epäharmoniset yliaaltojännitteet
- käyttötaajuiset ylijännitteet
- transienttiylijännitteet.

Standardissa SFS-EN 50160 on määritelty jännitteen laatuominaisuuksiksi myös lyhyet ja pitkät keskeytykset. (Energiateollisuus 2014a, 12.)

Parhaiten verkonhaltijat voivat seurata ja hallita jännitteen taajuutta sekä hitaita jännitetason vaihteluita. Taajuus määräytyy pohjoismaisen yhteiskäyttöverkon mukaan ja kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj valvoo Suomessa taajuuden säätöä. Taajuuteen eivät vaikuta sähkön käyttöpaikka ja verkkoon liitetyt sähkölaitteet. Sen sijaan yliaaltojännitteet, epäsymmetria ja nopeat jännitemuutokset johtuvat pääasiassa verkkoon liitetyistä laitteista. Näin ollen yliaallot, epäsymmetria ja nopeat jännitemuutokset pitääkin mitata suoraan asiakkaan liittymiskohdassa, sillä niiden suuruutta ei saada selville muualla verkossa tehtyjen mittausten perusteella. (Energiateollisuus 2014a, 12.)

Mikäli sähkön laatu ei liittymiskohdassa vastaa sitä mitä on sovittu tai mitä voidaan katsoa sovittun, on verkkopalvelussa virhe. Sähkön toimituksessa on virhe, mikäli verkkopalvelu on toistuvasti tai yhtäjaksoisesti keskeytynyt, eikä keskeytystä voida pitää keskeytyksen syy ja olosuhteet huomioon ottaen vähäisenä. Sähkön laadun osalta verkkopalvelussa on virhe, mikäli sähkö ei vastaa standardin SFS-EN 50160 normeja, jollei toisin ole sovittu. (Energiateollisuus 2014a, 8.) Sähköverkko on kuitenkin jatkuvasti alttiina keskeytyksiä aiheuttaville luonnonilmiöille ja muille vioille, joten verkkopalveluilta ei voida edellyttää täyttää

keskeytyksettömyyttä. Näin ollen verkkopalvelun keskeytyksestä aiheutuvaa virheellisyyttä tulee arvioida kokonaisuutena. (Energiavirasto 2018b.) Seuraavassa on esitetty jakelujännitteen laadun ominaisuuksia pienjänniteverkossa.

### **Jännitetaso, verkkotaajuus ja jännitemuutokset**

Standardin SFS-EN 50160 mukainen nimellisjännite pienjänniteverkossa on vaihejohtimen ja nollajohtimen välillä 230 V. Normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitetasen vaihtelut eivät saa ylittää  $\pm 10$  % nimellisjännitteestä. Mikäli jakeluverkkoa ei ole liitetty yleiseen siirtoverkkoon tai erityisillä syrjäseutujen verkon käyttäjillä jännitevaihtelu ei saa ylittää  $+10$  %/  $-15$  % nimellisjännitteestä. (SFS-EN 50160, 20).

Jakelujännitteen nimellistaajuus on 50 Hz. Taajuuspoikkeamat ovat suurehkojen sähkölaitosten jakelualueilla melko epätavallisia ja niitä esiintyy enemmän saarekekäytöissä, varavoimakonekäytöissä sekä pienillä jakelualueilla. Taajuuspoikkeamia aiheuttavat nopeat kuormitusmuutokset yksittäisillä generaattoreilla, huonot generaattorin ohjaus- ja säätölaitteet ja joskus myös epästabili ja ylikuormitettu maaseutuverkko. (ABB:n TTT-käsikirja 2000-07, luku 4, 2.) Suurempia taajuuspoikkeamia voi esiintyä silloin, jos keskeytyksen aikana yksittäinen voimalaitos jää virheellisesti syöttämään irrotettua verkon osaa (Energiategollisuus 2014a, 13).

Pitkäaikaiset jännitteen muutokset hallitaan pääasiassa verkon hyvällä suunnittelulla ja käytöllä. Jännitteen suuruuteen ja vaihteluun vaikuttavat muun muassa verkon mitoitus, kuormitustilanne sekä liittymiskohdan sijainti. Jakelujännitteen nopeat muutokset aiheutuvat pääosin suurista kuormitusmuutoksista, vioista tai järjestelmässä tehdyistä kytkennöistä. Nopeat jännitemuutokset aiheuttavat valojen välkkymistä ja ne voivat aiheuttaa ongelmia herkille laitteille. (ABB:n TTT-käsikirja 2000-07, luku 4, 2–3.) Mikäli jännitemuutos ylittää jännitekuopan tai yli-jännitteen havahtumiskynnyksen, tapahtuma luokitellaan ennemmin jännitekuopaksi tai ylijännitteeksi kuin nopeaksi jännitemuutokseksi. (SFS-EN 50160, 20).

### **Jakelujännitteen epäsymmetria**

Epäsymmetriassa verkon vaihejännitteiden tehollisarvot tai vaihejännitteiden väliset kulmat eivät ole yhtä suuria. Muun muassa yksivaiheiset sähkölaitteet kuormittavat pienjänniteverkkoa epätasaisesti ja näin ollen pienjänniteverkossa esiintyy jossain määrin aina epäsymmetriaa. Lisäksi epäsymmetriaa voi aiheuttaa esimerkiksi yhden vaiheen sulakkeen palaminen. (ABB:n TTT-käsikirja 2000-07, 5.)

Normaaleissa käyttöolosuhteissa jakelujännitteen perustaajuuden vastakomponentin 10 minuutin tehollisarvon keskiarvoista 95 % tulee olla välillä 0...2 % perustaajuudesta myötäkomponentista. Mittausjakson pituus on yksi viikko. Joillakin alueilla, kun osa asiakkaiden liittynöistä on yksivaiheisia, voi kolmivaiheasiakkaan liittämiskohdassa esiintyä epäsymmetria-arvoja 3 % saakka. (SFS-EN 50160, 22.).

### **Harmoniset yliaallot**

Harmoninen yliaaltojännite on sinimuotoinen jännite, jonka taajuus on jännitteen perusaallon taajuus kerrottuna kokonaisluvulla. Yliaalloja sähkönjakeluverkkoon synnyttävät pääasiassa sähkönkäyttäjien epälineaariset kuormat. THD:lla tarkoitetaan jännitteen kokonaissäröä. (Energiateollisuus 2014a, 16.)

Yliaallot aiheuttavat ylimääräistä lämpenemistä, nopeuttavat eristeiden vanhenemista sekä aiheuttavat häviöitä voimansiirrossa. Jännitteen käyrämuodon vääristymät aiheuttavat laitteiden virhetoimintoja ja lisäksi yliaallot häiritsevät muun muassa radiotaajuudella tapahtuvaa viestintäliikennettä. Yliaallot heikentävät myös laitteiden ja järjestelmien tehokerrointa. Haitallisin yliaaltoihin liittyvä tilanne on resonanssi, joka syntyy jonkin yliaallon taajuuden ollessa lähellä verkon resonanssitaajuutta. Resonanssissa yliaaltovirrat tai -jännitteet voivat moninkertaistua normaaliin tilanteeseen verrattuna. (Korpinen, Mikkola, Keikko & Falck n.d.)

Pienjänniteverkon nollajohdin mitoitetaan yleensä vaihejohtimien suuruiseksi. Mikäli kolmivaiheiseen nelijohtoiseen järjestelmään on kytketty paljon epälineaarisia kuormia, voi nollajohdossa kulkeva kolmas yliaaltovirta olla jopa 1,7-ker-

tainen vaihevirtaan verrattuna. Tämä aiheuttaa ylikuumenemis- ja tulipalovauran, sekä normaalia suuremman jännitehäviön maadoitusnavan ja nollajohdon välille. (Korpinen, Mikkola, Keikko & Falck n.d.)

### 3.2 Sähkötoimituksen häiriötilanteet

Sähkökäyttäjän kannalta yksi tärkeimmistä sähkön laatutekijöistä on toimitusvarmuus. Sähkön toimitus on keskeytynyt, mikäli jännite putoaa liittymispisteessä alle viiteen prosenttiin vertailujännitteestä. Vertailujännitteellä tarkoitetaan jakelujärjestelmän nimellisjännitettä tai sopimuksen mukaista jännitettä. Keskeytykset voivat olla häiriökeskeytyksiä tai suunniteltuja keskeytyksiä. Häiriökeskeytykset aiheutuvat pysyvistä tai ohimenevistä vioista ja liittyvät enimmäkseen ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin tai häiriöihin. Häiriökeskeytykset jaetaan lyhyisiin, enintään kolme minuuttia kestäviin keskeytyksiin ja pitkiin yli kolme minuuttia kestäviin keskeytyksiin. Suunnitellut keskeytykset liittyvät usein esimerkiksi sähkölaitoksen verkkotöihin ja niistä ilmoitetaan asiakkaalle etukäteen. (SFS-EN 50160, 14.) Keskeytysten seuranta perustuu verkon vikojen tilastointiin keskeytys- ja vikatilastointiohjeiden mukaisesti, tilastot julkaisee vuosittain Energiateollisuus ry. Tilastojen perusteella lasketaan verkon käyttövarmuutta kuvaavat jakelualuekohtaiset tai muuntopiirikohtaiset tunnusluvut, joita vertaamalla edellisvuosiin tai vastaavien muiden jakelualueiden keskiarvolukuihin voidaan arvioida toiminnan laatua. (ABB:n TTT-käsikirja 2000-07, luku 4, 5.)

Verkonhaltijan tehtävänä on toimittaa asiakkaille riittävän hyvälaatuista sähköä kustannustehokkaasti. Sähkömarkkinalain mukaan jakeluverkko on suunniteltava, rakennettava ja sitä on ylläpidettävä siten, että verkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueella verkon käyttäjälle yli kuusi tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytyksestä. Mikäli käyttöpaikka sijaitsee asemakaava-alueen ulkopuolella, myrsky tai lumikuorma ei saa aiheuttaa yli 36 tunnin keskeytyksestä. (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 51 §.) Jakeluverkonhaltijan on omalla vastuualueellaan täytettävä edellä mainitut vaatimukset vähintään 50 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä (poislukien vapaa-ajan asunnot) vuoden 2019 loppuun mennessä ja vähintään 75 prosentilla kaikista

käyttäjistä (poislukien vapaa-ajan asunnot) vuoden 2023 loppuun mennessä. Vaatimukset on täytettävä kokonaisuudessaan vuoden 2028 loppuun mennessä. (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 119 §.)

Mikäli sähkönjakelussa tai sähköntoimituksessa on yhtäjaksoisia keskeytyksiä, on loppukäyttäjällä ilman erillistä vaatimusta oikeus vakiokorvaukseen. Oikeutta vakiokorvaukseen ei ole, mikäli jakeluverkonhaltija tai vähittäismyyjä, joka toimittaa sähköä loppukäyttäjälle osoittaa, että keskeytyksen syy on jakeluverkonhaltijan vaikutusmahdollisuuksien ulkopuolella. Vakiokorvaus maksetaan yli 12 tuntia kestäneistä katkoista. Vakiokorvauksen määrä riippuu keskeytyksen kestosta, määrä lasketaan sähkönkäyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta seuraavasti:

- 10 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 tuntia mutta vähemmän kuin 24 tuntia
- 25 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 tuntia mutta vähemmän kuin 72 tuntia
- 50 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 tuntia mutta vähemmän kuin 120 tuntia
- 100 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 tuntia mutta vähemmän kuin 192 tuntia
- 150 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192 tuntia mutta vähemmän kuin 288 tuntia
- 200 prosenttia, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 tuntia.

Sähkön loppukäyttäjälle kalenterivuoden kuluessa maksettavien vakiokorvausten määrä voi olla enintään 200 prosenttia vuotuisesta siirtopalvelumaksusta tai 2000 euroa. (Sähkömarkkinalaki 588/2013, 100 §.)

Vakiokorvauksia määriteltäessä täytyy määritellä keskeytyksen alkamis- ja päättymisaika. Keskeytysaika alkaa siitä, kun keskeytys on tullut tai sen voidaan katsoa tulleen jakeluverkon haltijan tietoon. Tieto keskeytyksestä voidaan saada verkonhaltijan omista järjestelmistä automaattisesti tai asiakkaan ilmoituksella. Asiakkaan tekemä ilmoitus keskeytyksestä aloittaa keskeytysajan myös niiden

asiakkaiden osalta, joiden sähköjakelun voidaan saadun tiedon perusteella todeta keskeytyneen. Keskeytyksen päättymisajan määrittäminen voi olla haastavampaa, sillä se ei voi perustua vain asiakkaalta saatuihin ilmoituksiin. Esimerkiksi tiedossa olevan keskijänniteverkossa olevan vian korjaaminen ei automaattisesti johda keskeytyksen päättymiseen pienjänniteverkossa, sillä pj-verkossa voi edelleen olla vikaa. (Energiateollisuus 2014b, 11–12.). Etäluettavien sähkömittareiden tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisten keskeytysten alkamis- ja päättymisajat ja näitä tietoja voidaan käyttää keskeytysaikaa määrittäessä.

## 4 PIENJÄNNITEVERKON HALLINTA

Suomessa pienjänniteverkoissa käytetään tyypillisesti 0,4 kV vaihtojännitettä, joillain verkoilla on käytössä myös 1 kV jännite. Pienjänniteverkkoja käytetään tyypillisesti säteittäisinä, eli verkolla on yksi syöttöpiste. Säteittäisen verkon rakenne on selkeä, sen käyttö on yksinkertaista ja suojaus helppoa. Toisaalta varasyöttöyhteyksien puuttuminen voi aiheuttaa pitkiäkin sähkökatkoja loppukäyttäjille esimerkiksi verkon huollon, korjauksen tai vikatilanteen aikana. Pienjänniteverkko voidaan rakentaa myös silmukkaverkoksi. Silmukoidussa verkossa sähkönjakelu ei katkea vian aikana varasyöttöyhteyden vuoksi, mutta verkon suojaaminen on silmukkaverkossa monimutkaisempaa. Harvaan asutuilla alueilla pienjänniteverkko rakennetaan yleensä säteittäiseksi ja kaupunkialueilla silmukoiduksi, mutta myös kaupunkialueella verkkoa käytetään yleensä säteittäisenä. (Lakervi & Partanen 2008, 161–162.)

### 4.1 Verkon käyttötoiminta

Verkon käyttötoiminnan tavoitteena on ylläpitää sähköturvallisuutta, sähkön laatua, asiakaspalvelua ja lyhyellä aikavälillä myös taloudellisuutta. Käyttötoimintaa ohjataan valvomosta, verkkoyhtiön käyttötoiminnasta vastaa käytönjohtaja. Käyttötoiminnan päätoimintoja ovat verkon käytön suunnittelu, verkon tilan seuranta ja ohjaus, häiriötilanteiden hallinta sekä verkkokomponenttien kunnossapidon käytännön toteutus. (Lakervi & Partanen 2008, 231.)

Verkon käytön suunnitteluun kuuluvat työkeskeytysten suunnittelu sekä päätökset käyttötoiminnan resursseista ja apuvälineistä. Verkon tilan seurantaan kuuluvat verkon kytkin- ja suojauslaitteiden toiminnan ja verkon kuormitustilan seuranta. Häiriötilanteen hallintaan kuuluvat verkossa olevien vikojen tunnistaminen, paikantaminen ja erottaminen, varayhteyksien hyödyntäminen, vikojen korjaaminen, sähkönjakelun palauttaminen normaalitilaan sekä häiriön aikainen asiakaspalvelu. Käyttötoiminta on luonteeltaan prosessinomaista: tavoitteena on saada prosessi toimimaan mahdollisimman tehokkaasti ja turvallisesti. Erilaiset automaattioratkaisut helpottavat merkittävästi käyttötoiminnan toteuttamista,



sillä automaatiotoiminnot mahdollistavat verkon seurannan ja ohjauksen kauko-ohjatusti. Keskijänniteverkossa automaatiotoimintoja on huomattavasti enemmän kuin pienjänniteverkossa, mutta lisääntyneen AMR-tekniikan myötä saata- vlla on apuvälineitä myös pienjänniteverkon valvontaan. (Lakervi & Partanen 2008, 232.)

Käyttötoiminnan apuvälineitä ovat muun muassa käytönvalvontajärjestelmä SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) sekä käytöntukijärjestelmä DMS (Distribution Management System). SCADA on tietojärjestelmä, joka sisältää sovellusohjelmat, käyttöliittymät, tietokoneet ja liitynnät tiedonsiirtojärjestelmiin. Sen avulla saadaan reaaliaikaista tietoa sähkönjakeluprosessista ja sen kautta toteutetaan monia erilaisia toimintoja. SCADA kerää ja välittää tietoja ja ohjauksia mutta siinä on vain vähän analyysi- ja päättelyominaisuuksia. Käytöntukijärjestelmä on ohjelmistokokonaisuus, joka sisältää sovelluksia käyttötoiminnan päätöksenteon tueksi. Käytöntukijärjestelmän pääsovellukset ovat verkon tilaseuranta, verkon häiriötilanteiden hallinta ja käytön suunnittelu. Tilaseurannan pääsovellukset ovat verkkotopologian ylläpito, reaaliaikainen verkon sähköteknisen tilan laskenta ja analyysi sekä työryhmien sijaintitietojen hallinta. Häiriötilanteiden hallinnan sovelluksia ovat vikojen paikantaminen, tapahtuma-analyysi, varasyöttöjen suunnittelu, raportointi ja häiriön aikainen asiakaspalvelu. Verkon käytön suunnittelua tukevia toimintoja ovat työkeskeytysten suunnittelu, verkon kytkentätilanteen optimointi ja jänniteoptimointi. Pienjänniteverkon vikatilanteessa voidaan tarkastella yhtä tai useampaa pienjänniteverkon osaa ja sen komponentteja. (Lakervi & Partanen 2008, 236, 245; Trimble Energy & Public Administration.)

Käytöntukijärjestelmä hyödyntää verkkoyhtiön eri tietojärjestelmiä, kuten käytönvalvonta-, verkkotieto-, asiakastieto- ja karttatietojärjestelmiä. Myös mittareiden etäluentajärjestelmä on integroitavissa osaksi käytöntukijärjestelmää ja näin verkon automaattinen valvonta saadaan laajennettua keskijänniteverkon lisäksi pienjänniteverkkoon. Tampereen Sähköverkolla on käytössä Trimble DMS -käytöntukijärjestelmä.

## 4.2 Pienjänniteverkon vikatilanteita

Useassa sähköverkkoyhtiössä on jo pitkään ollut käytössä keskijänniteverkon automaattinen valvonta, mutta pienjänniteverkossa vastaavaa automaattista valvontaa ei useinkaan ole. Näin ollen pienjänniteverkon vika paljastuu usein vasta asiakkaan ilmoittaessa asiasta verkkoyhtiöön. Esimerkiksi kesämökillä vika on saattanut siis olla päällä pitkänkin aikaa ennen kuin se tulee valvomon tietoon.

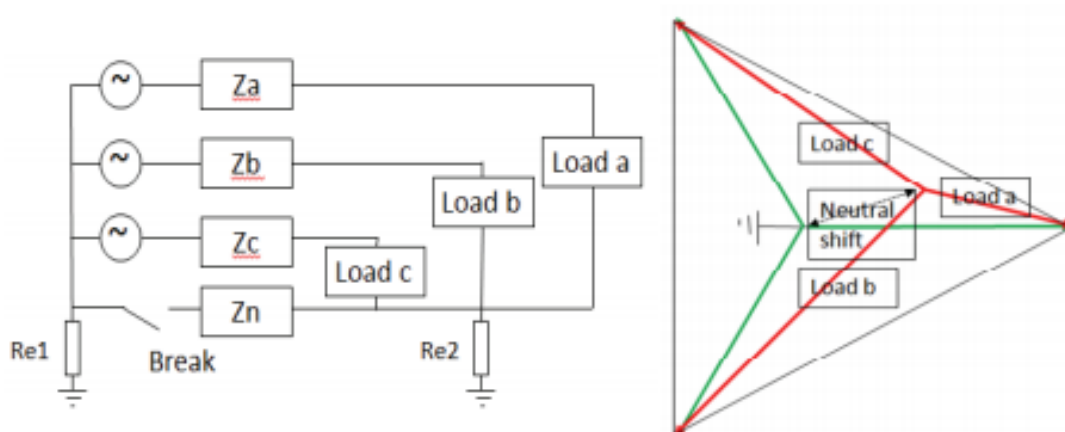
Pienjänniteverkon viat tapahtuvat muuntopiiritasolla ja ovat näin ollen yleensä vaikutusalueeltaan suppeampia kuin keskijänniteverkon viat; toisaalta lukumääräisesti pienjänniteverkon vikoja on enemmän kuin keskijänniteverkon vikoja (Tolonen 2015, 10). Pienjänniteverkon vikatilanteet voivat aiheuttaa sähköjälkelun keskeytysten lisäksi vaarallisia kosketus- ja askeljäännitteitä sekä palovaaratilanteita. Viat voivat rikkoa myös sähkölaitteita. Ilmajohtoverkon vikoja ja mahdollisia sähkökatkoja aiheuttavat laiterikot sekä luonnontapahtumat, kuten kovan tuulen kaatamat puut, lumi- ja jääkuormat tai ukkonen. Valtaosa keskeytyksiä aiheuttavista vioista tapahtuu avojohdoilla: maakaapelointi on paras keino parantaa sähkön toimitusvarmuutta, sillä maakaapeli ei ole yhtä herkkä esimerkiksi sääolosuhteille. (Energiateollisuus n.d.).

Pienjänniteverkon viat voidaan jakaa vikakeskeytyksiin johtaviin ja sähköturvallisuutta vaarantaviin vikoihin. Pienjänniteverkossa sulakkeiden palaminen aiheuttaa yhden tai useamman vaiheen puuttumisen ja näin ollen sähkökäyttäjän näkökulmasta kaikki sulakepalot ovat vähintään osittaisia keskeytyksiä sähkön jakelussa. Suurin osa pienjänniteverkon vioista on vaihevikoja. (Löf 2009, 13–14.)

Vakavimpia pienjänniteverkon vikoja ovat sähköturvallisuutta vaarantavat nollaviat. Nollavika on tilanne, jossa nollajohtimen impedanssi on kasvanut joko huonon yhteyden tai johdinkatkoksen vuoksi. Nollavikaan liittyy ylijännitteitä, jotka aiheuttavat suuria kosketusjäännitteitä sekä jakeluverkossa että asiakkaiden sähköverkoissa. Nollavika voi aiheuttaa laiterikkoja ja jopa hengenvaaraa. (Löf 2009, 13–14.)

Nollavika voi syntyä esimerkiksi puun kaatuessa pylväissä kulkevan riippukierrehjon päälle katkaisten siinä kannatinlankana toimivan eristämättömän nol-lajohtona toimivan johtimen. Nollavika voi syntyä myös kaapeliverkkoon esimerkiksi johdon liittimen huonon kontaktin vuoksi. (Vantaan Energia Sähköverkot n.d.)

Mikäli kolmivaiheista verkkoa kuormitetaan täysin symmetrisesti, vaihevirtojen summa on nolla ja nolajohtimessa ei kulje virtaa. Verkon vaihejännitteiden vä-lillä esiintyy kuitenkin lähes aina vaiheiden erilaisten kuormitusten vuoksi epä-symmetriaa, jolloin vaihevirtojen summa poikkeaa nolasta. Terveessä verkossa vaihevirtojen summavirta pääsee nolajohtinta pitkin pois kiinteistön verkosta. Mikäli nolajohtin on poikki tai yhteys on huono, virta joutuu hakemaan uuden reitin. Nollavika voi aiheuttaa vakavan sähköiskun vaaran, sillä nollavian aikana on riski saada sähköisku laitteen metallikuoresta. Jännitteen suuruus riippuu maadoituksesta: hyvä kiinteistön maadoitus pienentää sähköiskun riskiä, sillä tällöin virta pääsee kulkemaan maan kautta. Nollavian aikana verkon nolakohta siirtyy ja vaihejännitteistä tulee epäsymmetriset, tilannetta on havainnollistettu osoitinpiirroksen avulla kuvassa 1.



KUVA 1. Nollavika (Mäkinen ym. 2013)

Kuvassa 1 terveen verkon vaihejännitteet on kuvattu vihreällä värillä ja punai-sella värillä on kuvattu vaihejännitteet nollavian aikana. Nollavian seurauksena eri vaiheiden jännitteet muuttuvan epäsymmetrisiksi: yhdessä tai kahdessa vai-heessa voi olla ylijännite ja vastaavasti muissa alijännite. (Mäkinen ym. 2013.) Vaihejännite voi nollavian aikana vaihdella normaalin 230 voltin sijaan 0 – 400

voltin välillä ja tämä voi vaurioittaa varsinkin elektroniikkaa sisältäviä sähkölaitteita.

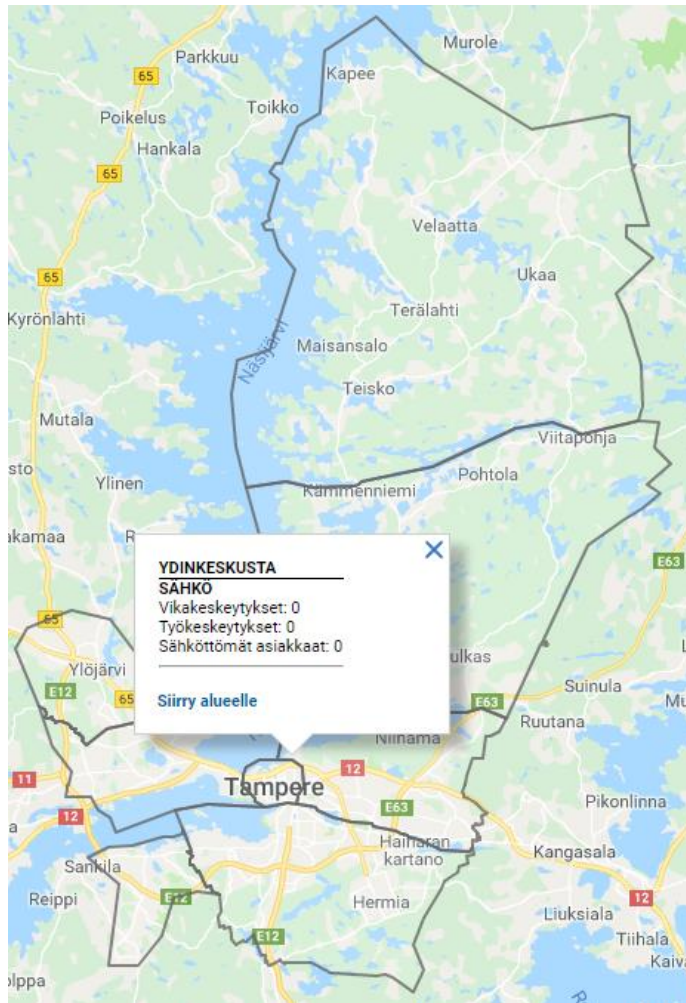
Nollavian voi havaita kiinteistössä esimerkiksi siitä, että osa valoista palaa poikkeuksellisen kirkkaasti ja toiset puolestaan hyvin himmeästi. Valon voimakkuus vaihtelee varsinkin muiden sähkölaitteiden käynnistyessä tai sammuesssa. Lamppuja saattaa myös rikkoontua. (Vantaan Energia Sähköverkot Oy n.d.)

### **4.3 Pienjänniteverkon vikojen hallinta TSV:llä**

Jakeluverkon valvonnassa tarvitaan jatkuvaa tietoa verkon tilasta ja vikatilanteissa on tärkeää saada selville vian tyyppi ja sen aiheuttaja. Tampereen Sähköverkolla keskijänniteverkon vioista saadaan tieto verkkoyhtiön käyttökeskukseen käytönvalvontajärjestelmä SCADAn kautta. Käytöntukijärjestelmä paikallistaa mahdollisen vikapaikan SCADasta saatujen tietojen avulla. Keskijänniteverkon vianhoito käynnistyy suurimmassa osassa tilanteista heti, kun vika ilmenee. Pienjänniteverkon vioista ei saada vastaavaa automaattista tietoa käyttökeskukseen, joten viat tulevat usein ilmi vasta asiakkaan ilmoittaessa asiasta. Pienjänniteverkon vikatilanteissa käyttökeskuksen päivystäjä päättelee asiakkaan ilmoituksen perusteella vian tyypin ja vikapaikan todennäköisen sijainnin. Viasta kirjataan vikailmoitus ja perustetaan keskeytys käytöntukijärjestelmään. Vikaraporttiin kirjataan muun muassa vian alkamisaika, sähköasema, lähtö, kuvaus viasta ja vikatyyppi (oikosulku, maasulku, muu vika, nollavika, ylikuorma, tuntematon). Päivystäjä voi kirjata viasta myös muita huomioita ja lisätietoja. Asentaja lähetetään tarkastamaan ja paikantamaan vikaa muuntopiiristä tai siltä käyttöpaikalta, josta viasta on ilmoitettu.

Asiakkaat voivat ilmoittaa havaitsemistaan häiriöistä käyttökeskukseen puhelimitse tai kiireettömissä tapauksissa internetsivuilta löytyvällä lomakkeella. Käyttökeskus tiedottaa verkon häiriöistä muun muassa Tampereen Sähköverkon internetsivuilla ja Twitterissä: samoilla kanavilla ilmoitetaan myös häiriöiden poistumisesta.

Tampereen Sähköverkon internet-sivuilla on asiakkaiden nähtävillä vikakartta, josta näkyy sähköttömien asiakkaiden määrä, vika- ja työkeskeytykset sekä alueet, joita mahdolliset jakeluhäiriöt koskevat. Vikakartta on esitetty kuvassa 2.



KUVA 2. Tampereen Sähköverkon häiriökartta

Sähköverkon lisäksi vikakartassa on nähtävissä myös lämpö- ja jäähdytysverkkojen palvelutasot.

## 5 AMR-MITTAREIDEN TIEDON HYÖDYNTÄMINEN

Sähkömittareiden ja mittausjärjestelmien rooli kasvaa jatkuvasti sähkömarkkinoiden ohella myös verkon käyttötoiminnassa. Mittareilta voidaan saada tietoa muun muassa sähkön laadusta, jakelukeskeytyksistä sekä erilaisista vikatilanteista ja näitä tietoja voidaan hyödyntää verkon käyttötoiminnassa: AMR-mittarit tarjoavat kaksisuuntaisen tiedonsiirron sähkönkäyttöpaikoille ja voivat näin laajentaa reaaliaikaisen valvonnan pienjänniteverkkoon. AMR-järjestelmä voidaankin nähdä käytönvalvontajärjestelmä SCADAn laajenuksena, sillä sen avulla voidaan tuoda myös pienjänniteverkko automaattisen valvonnan piiriin. (Kauppi-  
nen ym. n.d., 4.)

Energiateollisuuden (2017, 9) mukaan verkon eri osissa voi tulevaisuudessa olla erilaisia mittareita: kaikissa sähkönkäyttöpaikoissa tulee olla perusmittari, joka täyttää sähkömarkkinoiden ja asiakkaiden asettamat perusvaatimukset, ja lisäksi tietyissä verkon osissa voi olla monipuolisempia verkon hallintaa helpottavia ja osaltaan sähköturvallisuutta parantavia erikoismittareita.

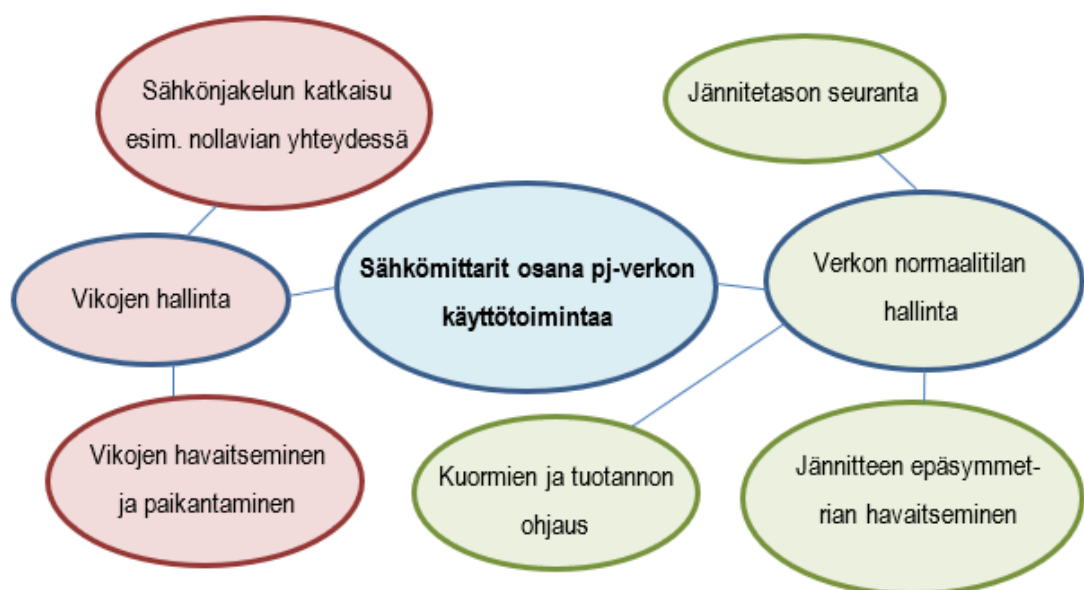
### 5.1 AMR-mittarit

Vuonna 2009 voimaan tullut Valtioneuvoston asetus sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) velvoittaa, että sähkönkulutuksen ja pienimuotoisen sähköntuotannon mittauksen tulee perustua tuntimittaukseen ja mittalaitteen etäluentaan. Sähkön mittauspalveluiden järjestäminen on jakeluverkonhaltijan vastuulla. Jakeluverkonhaltija voi poiketa tuntimittausveloitteesta enintään 20 prosentissa käyttöpaikoista. Poikkeuksen piiriin kuuluva käyttöpaikka saa olla varustettu enintään 3x25 A pääsulakkeilla, tai mikäli pääsulakkeet ovat yli 3x25 A, sähkönkulutus käyttöpaikalla voi olla enintään 5 000 kWh vuodessa. Etäluentaominaisuuden lisäksi mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolme minuuttia kestäneen jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymisajankohdat ja sen tulee pystyä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja.

Tampereen Sähköverkolla lähes kaikki sähkökäyttöpaikat kuuluvat etäluennan piiriin.

Etäluettavia energiamittareita kutsutaan yleisesti AMR-mittareiksi (Automatic Meter Reading, automaattinen mittarin luenta). AMR-järjestelmä koostuu mittareista, tiedonkeruujärjestelmistä sekä näiden välisestä tietoliikenteestä. Alun perin AMR-mittareita käytettiin kulutuslukemien saamiseen mittarilta verkkoyhtiön mittaustietojärjestelmiin. Tällöin ei enää tarvinnut käydä lukemassa kulutuslukemia paikan päällä ja laskutus saatiin kulutusperusteiseksi. Uudet sähkömittarit voivat kulutuksen mittauksen lisäksi rekisteröidä kulutuskäyttöpaikoilta tietoa sähkön laadusta sekä erilaisista sähkönjakelun häiriöistä. Kaksisuuntaisen tiedonsiirtomahdollisuuden ansiosta mittarit voivat sekä lähettää että vastaanottaa dataa.

Sähkönjakelun toimintaympäristön muutokset lisäävät automaation tarvetta keskijänniteverkon lisäksi myös pienjänniteverkoissa. Pienjänniteverkko on nähty keskeisenä osana tulevaisuuden älykkäitä sähköverkoja ja näin ollen pienjänniteverkon automaatioaste on kasvamassa tulevaisuudessa etenkin älykkäiden sähkömittareiden myötä. Kuviossa 2 on esitetty AMR-mittareiden pienjänniteverkon käyttötoimintaa tukevia ominaisuuksia.



KUVIO 2. Sähkömittarit osana pj-verkon käyttötoimintaa (mukaillen Löf 2009, 76)

Mittalaite tulee voida ohjelmoida hälyttämään jännitevaihteluista aseteltavissa olevien raja-arvojen mukaan. Sopivilla yli- ja alijännitteen raja-arvoilla mittarit voidaan ohjelmoida tunnistamaan esimerkiksi nollavika, keskijänniteverkon vaihekatko, yhden tai kahden vaiheen puuttuminen pienjänniteverkossa sekä yli- ja alijännitteet. Eri hälytysten kesken tulee olla priorisointimahdollisuus, jotta usean samanaikaisen vian sattuessa lähetetään käyttökeskukseen vain tärkein tieto. Kolmivaiheiset viat ovat lähes aina keskijänniteverkon vikoja, joista saadaan tieto SCADAsta ja näin ollen kolmivaiheisista vioista ei välttämättä tarvita erillistä hälytystä mittareilta. (Energiateollisuus 2016, 23–24.)

Mittareiden kyky tunnistaa verkon vikoja perustuu mittarin kykyyn mitata vaihekohtaista jännitettä ja virtaa. Kuvassa 3 on esitetty mittarilta luentajärjestelmällä luetut jännite- ja virta-arvot tilanteessa, jossa jännite on kaikilla vaiheilla normaali.

Phase current (L1)	0.355 A
Phase current (L2)	0.008 A
Phase current (L3)	0.042 A
Phase voltage (L1)	233 V
Phase voltage (L2)	232 V
Phase voltage (L3)	233 V

KUVA 3. Vaihejännitteet ja virrat

Eri valmistajien mittareiden hälytysominaisuuksissa on eroja, mutta perusominaisuudet löytyvät lähes kaikista. Hälytyksiä voivat aiheuttaa muun muassa seuraavat viat ja tilanteet:

- nollavika
- vaihe-epäsymmetria
- pienjänniteverkon vaihe puuttuu
- väärä vaihejärjestys
- yli- tai alijännite.

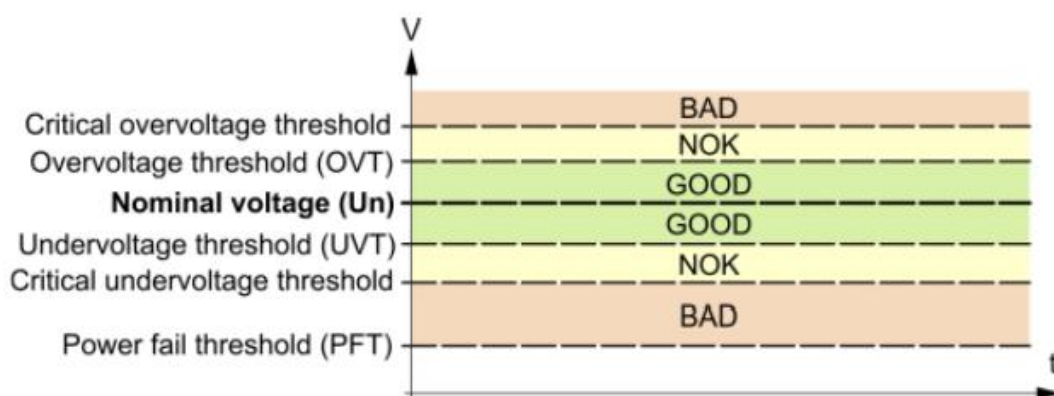
Mittareiden hälytystietoja voidaan lukea suoraan mittaustietojärjestelmästä, tai mikäli mittaustietojärjestelmä on integroitu käytöntukijärjestelmään, saadaan hälytystiedot mittarilta suoraan DMS:n verkkokartalle. Näin päivystäjän ei tarvitse



erikseen hallita mittaustietojärjestelmien käyttöä ja mittareilta saatava data voidaan helposti yhdistää verkon tilannekuvaan.

Käytöntukijärjestelmään lähetettävien hälytysten lisäksi mittarit keräävät tietoa muun muassa häiriöiden ja vikojen tyypeistä sekä alku- ja loppuajoista. Joissain mittareissa on myös älykäs katkaisu -toiminto, eli mittari voi katkaista käyttöpai-  
kan sähköt havaitessaan esimerkiksi nollavian. Älykäs katkaisu voidaan toteuttaa mittariin integroidulla tai erillisellä etäkytkentälaitteella (Kamstrup n.d.).

Mittari voidaan ohjelmoida rekisteröimään mittarin jännitteen laatulokiin sille asetettujen vaihteluvälien ylittävät tai alittavat vaihejännitteet sekä niiden alkamis- ja päättymisajat. Kuvassa 4 on esitetty Landis+Gyrin E450 2G/3G-mittarin jännitteen arvojen seuranta-periaate. (Jääskeläinen 2018, 50–51.)



KUVA 4. E450 2G/3G-mittarimallin jännitetasojen rekisteröinnin periaate (Jääskeläinen 2018, 51)

## 5.2 Trimble DMS:n AMR-tietojen käyttö -optio

Tampereen Sähköverkolla on käytössä Trimble DMS käytöntukijärjestelmä. Trimble DMS:ssä on mahdollista ottaa käyttöön DMS AMR -tietojen käyttöoptio, jolla energiamittareilta saatuja hälytystietoja voidaan käyttää käytöntukijärjestelmässä. AMR-tiedon käyttö -optio sisältää kaksi päätoimintoa: energiamittareiden hälytysten siirtämisen automaattisesti DMS:ään jatkokäsittelyä varten ja AMR-kyselyjen tekemisen mittareille. (Trimble Solutions Corporation 2018, 39.)

Mittarit voidaan ohjelmoida lähettämään hälytys esimerkiksi yhden tai kahden vaiheen puuttumisesta, yli- ja alijännitteestä sekä nollaviasta. DMS:stä tehtävillä automaattisilla tai manuaalisilla AMR-kyselyillä puolestaan voidaan selvittää yksittäisen tai useamman mittarin tilaa. Mittareille lähetettävien kyselyiden avulla verkkoyhtiön valvomoon saadaan parempi kuva vian vaikutusalueesta, sillä ilman mittareilta saatavaa tietoa vika-alueen rajausta on usein perustunut asiakkaiden tekemiin vikailmoituksiin. AMR-kyselyitä voidaan lähettää joko yksittäiselle käyttöpaikalle tai esimerkiksi yhden lähdön kaikille käyttöpaikoille. Kyselyitä voidaan lähettää DMS:stä automaattisesti keskeytyksen jälkeen tai manuaalisesti valitsemalla laitteet kartalta. (Trimble Solutions Corporation 2018, 43–44.)

Hälytykset tulevat näkyviin käytöntukijärjestelmän näytölle sekä hälytyslistalle, osalta mittareista on hälytyksen mukana mahdollista saada hetkelliset jännitetiedot: tämä antaa lisätietoa tilanteesta valvomon päivystäjälle. Hälytyslistalla näkyvät seuraavat tiedot:

- havaittujen hälytysten määrä
- viimeisimmän hälytyksen aika
- keskeytyksen ID, johon hälytys liittyy
- hälyttäneen mittarin numero
- hälytyksen laji
- hälytyksen ensimmäinen havaitsemisaika ja poistumisaika.

Päivystäjä voi asettaa valittujen hälytysten tilaksi Kuitattu, Käsitelty, Mitätöity tai Kirjattu (Trimble Solutions Corporation 2018, 39–40.)

Kun Trimble DMS:ään saadaan AMR-mittarilta hälytys pienjänniteverkossa olevasta viasta ilman erillistä pyyntöä, hälytyksen vastaanotettuaan DMS voi kirjata automaattisesti pj-vikakeskeytyksen. Vikakeskeytyksen kirjaamisen jälkeen on pieni viive, sillä muita samaan vikaan liittyviä hälytyksiä voi olla odottamassa. Viiveen jälkeen ohjelma lähettää automaattisen AMR-kyselyn muille vikapaikan lähellä oleville mittareille verkkotopologian mukaisesti ja etsii todennäköisimmän vikapaikan alkuperäisten hälytysten ja mittareille lähetettyjen kyselyiden vastausten perusteella. Tilakyselyä muille mittareille ei lähetetä, mikäli vikapaikka

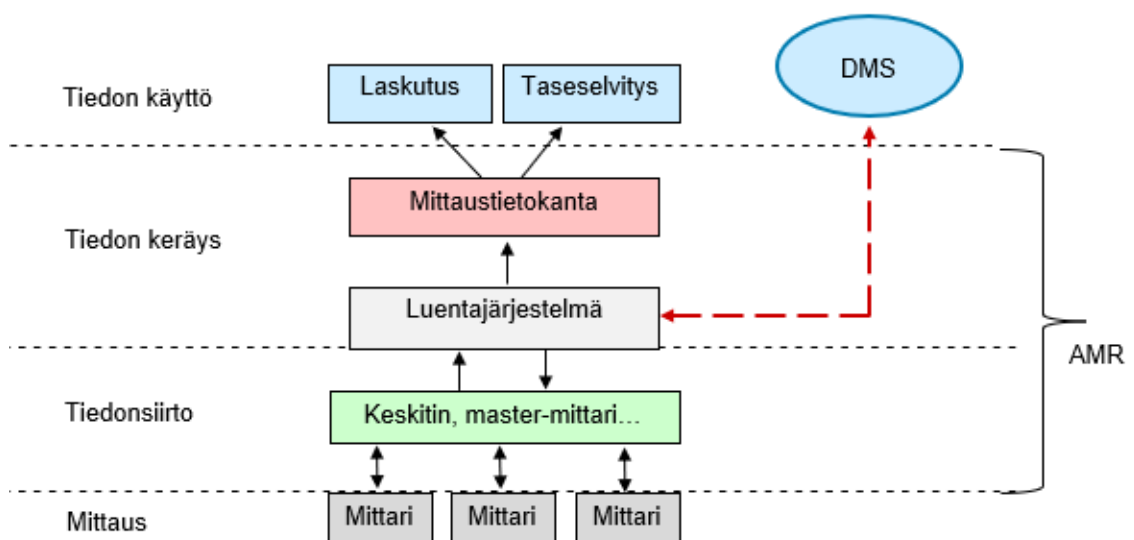
voidaan luotettavasti määrittää myös ilman sitä. Jos mahdollinen vikapaikka löytyy, ohjelma rajaa palaneen sulakkeen tai katkenneen pj-johdon vaikutusalueen luomalla AUKI tai POISTETTU-tapahtuman. (Trimble Solutions Corporation 2018, 42).

Trimblen keskeytysviestintäsovelluksen avulla voidaan lähettää asiakkaalle tekstiviestillä tai sähköpostilla tieto sähkökatkosta. Lisäksi asiakkaalle lähetetään tieto, kun sähkökatkon kestosta saadaan ensimmäinen arvio. (Trimble Energy & Public Administration n.d.)

### 5.3 Tiedot mittareilta järjestelmiin

AMR-järjestelmä on mahdollista toteuttaa muutamalla erilaisella tavalla. Luenta-järjestelmä voidaan rakentaa täysin itse, yhteistyössä eri palveluntarjoajien kanssa tai yhtenä kokonaispalveluratkaisuna. Kokonaispalveluratkaisussa palveluntuottajana voi olla esimerkiksi mittauspalvelua tuottava yritys, teleoperaattori tai mittarivalmistaja. (Luukko 2018, 11.) Tampereen Sähköverkolla on tällä hetkellä käytössä kaksi luentajärjestelmää: Telian kulutusmittauspalvelu (KMP) sekä Landis+Gyrin AIM.

Etäluentajärjestelmän voidaan ajatella jakautuvan toiminnallisiin kerroksiin kuvion 3 mukaisesti.



KUVIO 3. Etäluentajärjestelmän rakenne (mukaillen Piispanen 2010, 6.)

Etäluentajärjestelmän mittauskerros sisältää kaikki mittareiden sisällä tapahtuvat toiminnot, kuten energian mittauksen ja ohjaustoiminnot. Tiedonsiirtokerroksen tehtävänä on välittää viestejä kaksisuuntaisesti mittareiden ja luentajärjestelmän välillä. Mittareilta saadut tiedot kerätään tiedon keräyskerroksessa olevaan luentajärjestelmään sekä mittautietokantaan, johon tiedot tallennetaan. Tietojen käyttökerroksessa on erilaisia jakeluverkkoyhtiön tietojärjestelmiä, jotka hyödyntävät mittarinluentajärjestelmän tuottamaa tietoa. Mittarit, tiedonsiirto ja tiedon keräys muodostavat varsinaisen AMR-järjestelmän. (Piispanen 2010, 5–6.)

Jotta mittareiden lähettämät hälytykset saadaan käytöntukijärjestelmään ja mittareille voidaan lähettää kyselyitä suoraan käytöntukijärjestelmästä, tulee luentapalvelun ja DMS:n välille rakentaa reaaliaikaisen tiedonsiirron järjestelmien välillä mahdollistava rajapintatoteutus. Mikäli esimerkiksi Telian KMP on Tampereen Sähköverkolla käytössä myös jatkossa, tulee rajapinta rakentaa siis KMP:n ja Trimble DMS:n välille. Tämän opinnäytetyön puitteissa rajapintojen rakentamista ei ole käsitelty tarkemmin.

Etäluentajärjestelmän toimivuuden kannalta on tärkeää valita käyttöön sopiva tiedonsiirtotapa: huomioitavia seikkoja ovat muun muassa maantieteellinen topologia, mittauspisteiden lukumäärä ja tiheys sekä tekniset ja toiminnalliset vaatimukset. (Aidon n.d.) Tiedonsiirtoyhteyksien tulee pystyä välittämään mittaus-tietojen lisäksi tietoa sähkön laadusta sekä lisäksi erilaisia ohjaus-, valvonta- ja hälytyssignaaleita. Eri toiminnot asettavat erilaisia vaatimuksia tiedonsiirron nopeudelle, luotettavuudelle ja hinnalle.

Etäluentajärjestelmän tiedonsiirto voi rakentua useista eri tekniikoista ja erilaisista arkkitehtuureista, joita ovat muun muassa Point-to-Point (P2P) -ratkaisu, keskitinratkaisu sekä kiinteään tiedonsiirtoväylään perustuva väyläratkaisu. P2P-ratkaisussa mittari kommunikoi suoraan luentajärjestelmään esimerkiksi mobiiliverkon kautta. Ratkaisua käytetään usein haja-asutusalueilla, joilla sähkönkäyttöpaikat ovat kaukana toisistaan. Keskitinratkaisussa mittarit kommunikoivat esimerkiksi radio- tai sähköverkotiedonsiirrolla luentajärjestelmään yhteydessä olevan keskittimen kanssa. Erillistä keskitintä ei välttämättä tarvita, vaan

yksi mittareista (niin sanottu master-mittari) voi toimia keskittimenä. Keskitinratkaisu sopii alueille, joilla mittarit ovat melko lähellä toisiaan. Väyläratkaisussa yksi väylään liitetyistä mittareista toimii yhdyskäytävänä luentajärjestelmään. Kiinteään tiedonsiirtoväylään perustuvaa arkkitehtuuria käytetään paikoissa, joissa mittarit ovat lähellä toisiaan ja ne voidaan helposti johdottaa yhteen. (Piispanen 2010, 5–7.)

Nykyisin yleisesti käytettyjä tiedonsiirtoteknologioita ovat muun muassa mobiiliverkon teknologiat (2G/3G), sähköverkkotiedonsiirto (PLC) sekä erilaiset radioteknologiat. Mikäli mittalaitteilta siirretään tiedot keskittimelle tai muuhun keskitävään pisteeseen käyttäen sähköverkkotiedonsiirtoa tai lyhyen kantaman RF-radioteknologiaa, tiedonsiirto keskittimeltä luentajärjestelmään toteutetaan yleensä mobiiliverkon tai kiinteän laajakaistan kautta. Tulevaisuudessa tullaan mahdollisesti hyödyntämään enemmän esimerkiksi erilaisia IoT-ratkaisuita. (Pöyry 2017.)

PLC-tiedonsiirrossa dataa siirretään sähköverkkoa pitkin. Pienjänniteverkossa tapahtuvaa tiedonsiirtoa sääntelee Euroopassa standardi SFS-EN 50065-1 (Viestinsiirto pienjänniteverkossa taajuusalueella 3...148,5 kHz). Standardin mukaan taajuusalue 3 kHz–95 kHz on käytettävissä vain niille sovelluksille, joissa valvotaan tai ohjataan pienjännitejakeluverkkoa, sisältäen tilojen ja kytettyjen laitteiden energian kulutuksen. PLC-mittarit ovat yhteydessä yleensä muuntamalla sijaitsevaan keskittimeen ja näin ollen mittareiden tietojen lähettäminen luentajärjestelmään tapahtuu muuntopiireittäin. Tiedonsiirto keskittimeltä luentajärjestelmään tapahtuu käyttäen mobiiliverkkoa. PLC-tiedonsiirron heikoutena on sen pienehkö tiedonsiirtokapasiteetti ja lisäksi sähköverkkotiedonsiirtoa haittaavat erilaiset jakeluverkon häiriöt kuten yliaallot.

Radioteknologialla toteutetussa mesh-verkossa sähkömittarit muodostavat mikroverkon: slave-mittarit lähettävät datan master-mittarille ja master-laite lähettää tiedot luentajärjestelmään käyttäen mobiiliverkkoa. Mesh-verkko sopii alueille, joilla käyttöpaikat ovat melko lähellä toisiaan. (Aidon n.d.)

## 5.4 Hyödyt verkon valvonnassa, vikapaikan havaitseminen ja rajaus

Usein pienjänniteverkon vikatilanteet tulevat sähköverkkoyhtiön valvomon tietoon vasta, kun asiakas ilmoittaa havaitsemastaan viasta. Vian selvittämisessä voi olla haasteita, sillä ei ole tiedossa, onko vika esimerkiksi asiakkaan omissa laitteissa, kytkennöissä tai liitoksissa, jakeluverkon johdoissa vai muuntajalla. Päivystäjän täytyy tällöin selvittää asiakkaan kanssa puhelimesta, mikä vika on kyseessä ja missä mahdollinen vikakohta sijaitsee, eli mihin asentaja lähetetään korjaamaan vikaa. Lisäksi täytyy selvittää, onko vika ylipäättään verkkoyhtiön vastuulla vai esimerkiksi asiakkaan omissa laitteissa. (Raittinen 2018.) Usein viat havaitaan vasta ilta-aikaan asiakkaiden palatessa kotiin tai mennessä vapaa-ajan asunnoille ja tämä lisää ilta-aikaan tehtävää työtä. Viankorjauskuluista suuri osa on työvoimakustannuksia, joten viankorjaukseen käytettävän ajan lyheneminen pienentää vikojen aiheuttamia kustannuksia.

AMR-järjestelmän integroiminen osaksi käytöntukijärjestelmää tehostaa pienjänniteverkon vikojen hallintaa. Kun älykäs sähkömittari havaitsee vian, se lähettää hälytyksen käytöntukijärjestelmään. Käytöntukijärjestelmästä voidaan lähettää mittareille tilakyselyitä automaattisesti tai manuaalisesti, ja näin mittareilta saatuja tietoja ja verkkotopologiaa hyödyntämällä voidaan arvioida vikapaikan sijainti. Mikäli samassa muuntajan lähdössä on useita viasta ilmoittavia mittareita, voidaan vika rajata kyseiseen lähtöön; mikäli muuntopiirissä useassa lähdössä on hälyttäviä mittareita, voidaan olettaa vian olevan muuntajalla tai keskijänniteverkossa. Vikojen nopeampi paikantaminen säästää selvitykseen kuluvaan aikaan, jolloin myös korjaushenkilöstö voidaan lähettää oikeaan paikkaan nopeammin. (Repo ym. n.d., 6.)

Esimerkiksi Elenia Oy:llä mittareilta tulee hälytys käytöntukijärjestelmään nolla-viasta, puuttuvasta vaiheesta, epäsymmetrisestä jännitteestä sekä yli- ja alijännitteestä. Hälytykset näkyvät hälytyslistalla sekä käytöntukijärjestelmän verkkokartalla, jossa eri vioilla on omat värinsä ja symbolinsa. Hälytysten lisäksi myös kyselyt näkyvät listalla ja mittareiden tilat osoitetaan verkkokartalla eri väreillä: vihreä kertoo mittarin toimivan normaalisti, punainen kertoo mittarin olevan jännitteetön tai että sille ei ole saatu yhteyttä ja keltainen merkitsee, että kyselyyn ei ole vielä saatu vastausta. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019; Keränen

2009, 30.) Käytöntukijärjestelmään mittareilta tulevat hälytykset priorisoidaan niin, että mittarit eivät lähetä samanaikaisesti useita hälytyksiä eri vioista. Liian monet yhtäaikaiset hälytykset voivat hankaloittaa käyttökeskuksen työntekijän työtä ja kuormittavat turhaan tiedonsiirtoverkkoa. Priorisointijärjestys voi olla esimerkiksi seuraava:

1. nollavika, vaihevika
2. epäsymmetrinen jännite
3. yli- tai alijännite.

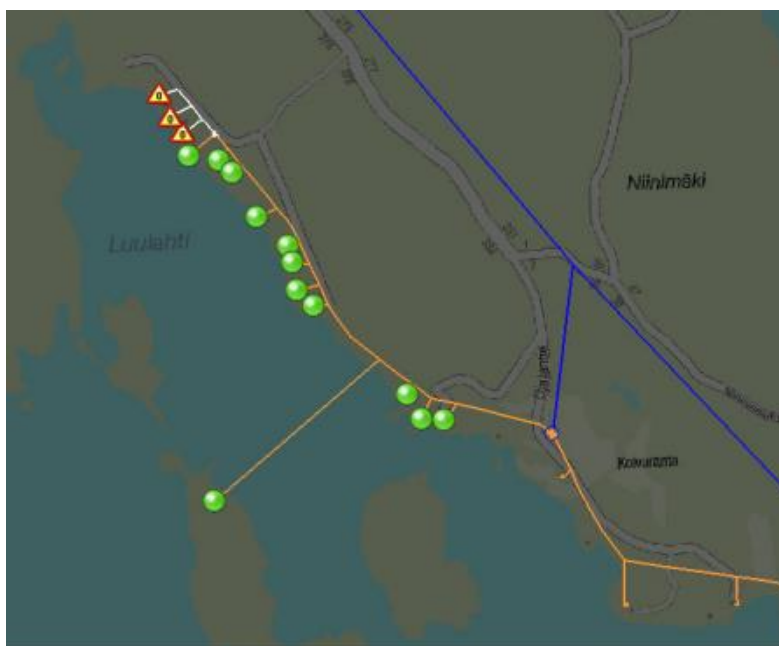
Käytöntukijärjestelmään ei tule mittarilta hälytystä, mikäli ylemmällä prioriteetilla olevasta viasta on jo tullut hälytys. Hälytystä ei siis tule esimerkiksi jännitteen epäsymmetriasta, jos laite on jo tunnistanut pj-verkon vaiheen puuttumisen ja lähettänyt siitä hälytyksen. Priorisointi tehdään mittarilla, tarvittaessa suodatusta voidaan tehdä myös luentapalvelussa ja käytöntukijärjestelmässä. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019.)

Mittari ei hälytä heti vian havaittuaan, vaan vian tulee kestää ennalta määritellyn ajan ennen hälytyksen lähettämistä. Tämän odotusajan lisäksi on viestintäkannan ruuhkautumisen välttämiseksi muutaman minuutin viive ennen hälytyksen lähettämistä. Mittari tarkistaa jännitetilanteen ennen kuin se lähettää hälytyksen: mikäli vika on ehtinyt viiveen aikana poistua, hälytystä ei lähetetä. Vikahälytysten lisäksi mittareilta on mahdollista saada hälytys vian poistumisesta, mutta tämä lisää luonnollisesti hälytysten ja siirrettävän datan määrää. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019.)

AMR-DMS luo nolla- ja vaihevioissa käytöntukijärjestelmään automaattisesti keskeytyksen hälytyksen saapuessa. Vian laajuus varmistetaan hälyttävien mittareiden lähellä sijaitseville mittareille lähetettävillä automaattisilla kyselyillä. Tarvittaessa päivystäjä voi myös lähettää valitsemilleen mittareille manuaalisen kyselyn mittareiden tilasta. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019.)

### 5.4.1 Nollavika

Kuvassa 5 on esitetty, kuinka pienjänniteverkon nollavika voi näkyä käytöntukijärjestelmässä. Mittareilta on tässä esimerkissä saatu automaattiset hälytykset nollaviasta käytöntukijärjestelmään. Vastaanotettuaan hälytykset käytöntukijärjestelmä on lähettänyt tilakyselyt muille lähellä oleville mittareille vian vaikutusalueen selvittämiseksi.



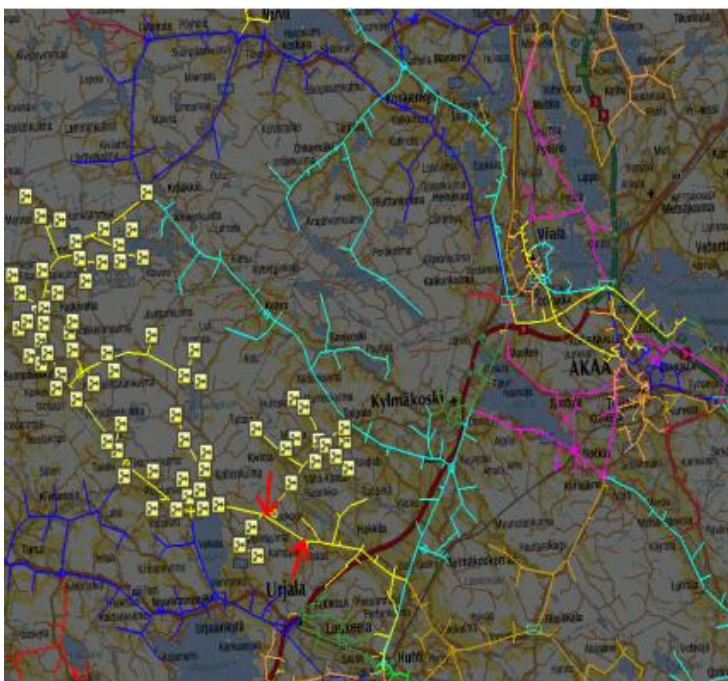
KUVA 5. Nollavian näkyminen käytöntukijärjestelmässä (Kauppinen, Pylvänäinen, Karjalainen & Sihvola 2017, 2)

Nollaviasta hälyttävät kolme mittaria näkyvät kuvassa 5 punakeltaisilla kolmioilla, vihreillä palloilla on esitetty käyttöpaikat, joissa jännite on normaali. Näin nähdään helposti vikaantunut verkon osa, voidaan tarvittaessa informoida sähkön käyttäjiä tilanteesta ja saadaan lähetettyä asentaja oikeaan paikkaan nopeammin. Nollavian nopeampi havaitseminen, vikapaikan löytäminen ja vian korjaaminen parantavat sähköturvallisuutta. Mikäli mittarilla on ns. älykäs katkaisuo-minaisuus, voidaan vikaantunut käyttöpaikka irrottaa verkosta automaattisesti lisävahinkojen välttämiseksi.



## 5.4.2 Keskijänniteverkon vaihekatko

Pienjänniteverkossa tapahtuneiden vikojen havaitsemisen lisäksi AMR-järjestelmän integroiminen käytöntukijärjestelmään mahdollistaa myös keskijänniteverkossa tapahtuneen johdinkatkeaman havaitsemisen ja paikallistamisen. Muuntajan kytkennän ollessa Dyn11 keskijänniteverkon yhden vaiheen katkeaminen näkyy pienjänniteverkossa kahden vaiheen jännitteen laskuna puoleen nimellisestä. Tällaisessa tilanteessa saadaan käytöntukijärjestelmään hälytys jännite-epäsymmetriasta usealta mittarilta. (Kauppinen, Pylvänäinen, Karjalainen & Sihvola 2017, 2–3.) Kuvassa 6 on esitetty tilanne, jossa keskijänniteverkossa on tapahtunut johdinkatkeama: jännite-epäsymmetriasta hälyttävät mittarit näkyvät kuvassa keltaisilla symboleilla.

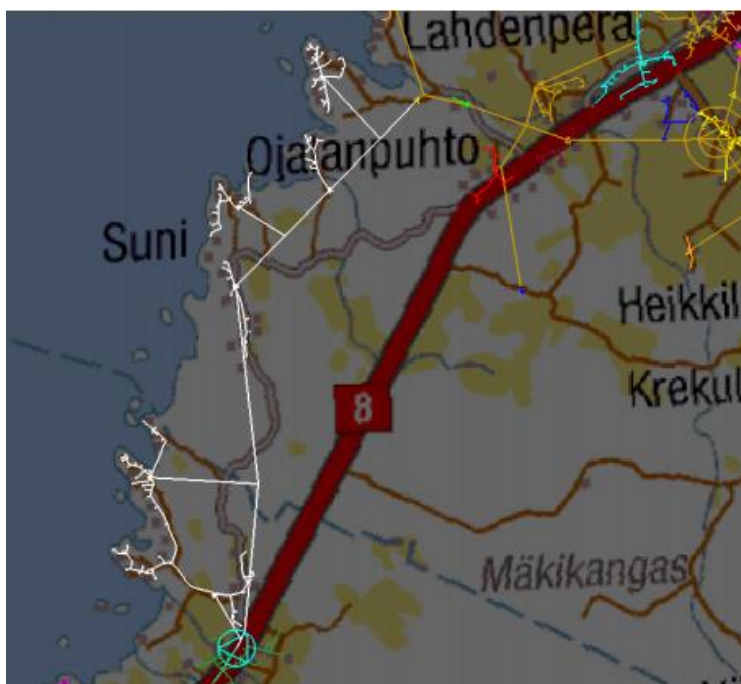


KUVA 6. Johdinkatkeama keskijänniteverkossa (Kauppinen ym. 2017, 3)

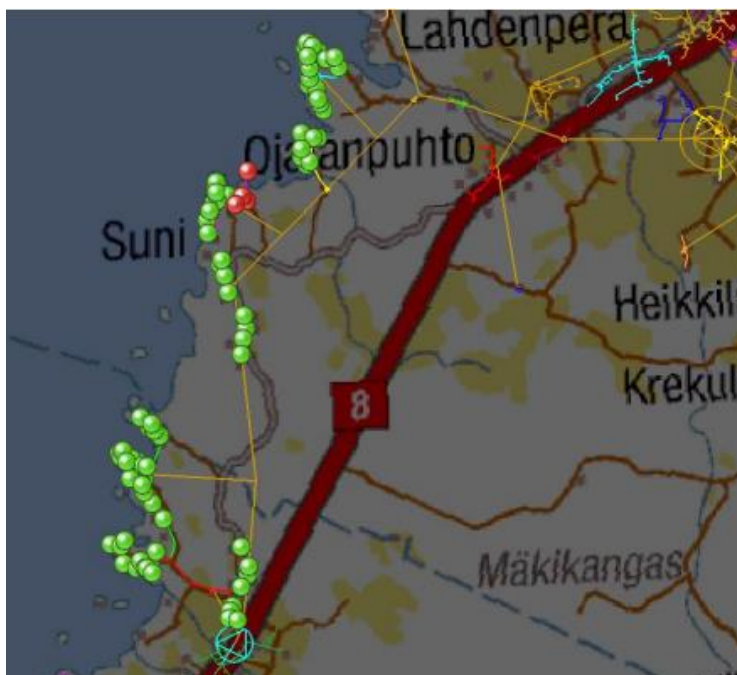
Kuvan 6 tapauksessa vikapaikka voidaan paikantaa mittareilta saatujen tietojen avulla kahden kuvassa näkyvän punaisen nuolen välille (Kauppinen ym. 2017, 3). Ilman AMR-mittareilta saatavia tietoja käyttökeskuksen päivystäjän täytyisi tällaisessa tilanteessa päätellä vikapaikka asiakkailta saatujen ilmoitusten perusteella, joten yhden asiakkaan ilmoittaessa viasta vikapaikka voi olla missä tahansa muuntajan ja ilmoitetun käyttöpaikan välillä. Kun vikapaikkaa ei tiedetä, ei voida myöskään erottaa vikaantunutta verkon osaa. (Keränen 2009, 48.)

### 5.4.3 Jännitteen palauttaminen kj-vian jälkeen

Keskijänniteverkon jakelukeskeytyksen korjaaminen ei automaattisesti tarkoita keskeytyksen päättyneen myös pienjänniteverkossa, sillä pienjänniteverkossa voi edelleen olla vikaa. Mittareille käytöntukijärjestelmästä lähetettäviä kyselyitä voidaan hyödyntää keskijänniteverkossa olleen jakelukeskeytyksen jälkeen: kj-vian korjaantuessa voidaan pienjänniteverkossa oleville mittareille lähettää kyselyt mittareiden jännitetilasta. Näin voidaan havaita, mikäli joltain käyttöpaikalta puuttuu jännite edelleen ja tilanne saadaan korjattua. Kuvassa 7 on esitetty keskijänniteverkon jännitekatko, jännitteetön verkon osa on esitetty valkoisella värillä. Kuvassa 8 keskijänniteverkon vika on korjattu, sähköt palautettu ja pienjänniteverkon mittareille lähetetty käytöntukijärjestelmästä kyselyt mittareiden tilasta.



KUVA 7. Jännitekatko kj-verkossa (Kauppinen ym. n.d., 8)



KUVA 8. Jännitteettömät käyttöpaikat (Kauppinen ym. n.d., 9)

Kuvassa 8 punaisella värillä on esitetty ne pj-verkon käyttöpaikat, joille ei ole saatu yhteyttä ja jotka näin ollen ovat mahdollisesti edelleen sähköittä. Mittareilta saatujen tietojen avulla valvomon päivystäjän on helpompi ohjata asentajat oikeaan paikkaan tarkistamaan ja korjaamaan tilanne. (Kauppinen ym. n.d., 8–9.)

## 5.5 Esimerkkejä mittareiden asetteluarvoista

Jännite-epäsymmetriaa pienjänniteverkkoon aiheuttavat sekä nollaviat että keskijänniteverkon johdinkatkeamat. Lisäksi pienjänniteverkossa esiintyy muun muassa yksivaiheisten kuormien vuoksi jännitteen epäsymmetriaa ja tämän vuoksi mittareiden hälytyksille tulee asettaa rajat siten, ettei tällaisesta normaalista epäsymmetriasta tule turhia hälytyksiä käytöntukijärjestelmään.

Kolmivaiheisia vikoja aiheuttavat usein keskijänniteverkon jännitekatkot, joista saadaan tieto SCADAsta. Mikäli mittareilta haluttaisiin tietoa myös kolmivaiheisista jännitekatkoista, tulisi mittarilla olla niin sanottu viimeinen henkäys (last gasp) -toiminto, joka lähettää hälytystiedon mittarin huomattessa jännitekatkon. Käyttökeskeytyksen ollessa keskijänniteverkossa suuri määrä mittareita lähettäisi hälytyksen jännitteen katkeamisesta. Tällainen ominaisuus voi ruuhkauttaa

järjestelmät ja tietoliikenteen sekä aiheuttaisi runsaasti hälytyksiä käytöntukijärjestelmään. Mikäli kolmivaiheisia katkoja ei haluta jättää hälytysten ulkopuolelle, tulee hälytyksiä pystyä hallitsemaan. Pienjänniteverkon jännitekatkosta tulevat hälytykset pitäisi suodattaa niin, että hälytystä ei tule käytöntukijärjestelmään, mikäli tiedossa on jo vika keskijänniteverkossa. (Jääskeläinen 2018, 118–119.)

Sopivilla jännitteen asetteluarvoilla mittareilta saadaan tarkoituksenmukaiset tiedot käytöntukijärjestelmään. Seuraavassa on esitetty esimerkkejä jänniterajoista nollavialle, jännite-epäsymmetrialle, puuttuvalle pj-verkon vaiheelle sekä yli- ja alijännitteelle. Mittarit lähettävät hälytyksen niille asetetun viiveen jälkeen: viive voidaan asettaa erilaiseksi eri tilanteisiin. Nollavian, vaihevian sekä epäsymmetrisen jännitteen tapauksessa viive voi olla esimerkiksi 30–60 sekuntia ja yli- ja alijännitteellä pidempi, esimerkiksi 10 minuutin keskiarvo. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019; Kuronen 2012, 22–26.)

### **Nollavika**

Nollavian aikana pienjänniteverkon vaihejännitteistä tulee epäsymmetriset. Kahden vaiheen jännite voi olla suurentunut ja yhden vaiheen jännite pienentynyt, tai yhden vaiheen jännite voi olla suurentunut jopa pääjännitteen suuruiseksi kahden muun vaiheen jännitteiden pienentyessä lähelle nollaa. Asetteluarvot tulee asettaa mittarille niin, että mikäli yksi vaihe ylittää kynnysjännitteen ja yhden vaiheen jännite alittaa kynnysjännitteen, mittari lähettää hälytyksen. Asetteluarvoissa täytyy ottaa huomioon pj-verkossa normaalisti esiintyvä jännitteen epäsymmetria.

Hälytysrajat voivat olla esimerkiksi 260 voltia ja 210 voltia, eli mikäli yhden vaiheen jännite on yli 260 V ja toisessa vaiheessa jännite on alle 210 V, mittari lähettää hälytyksen asetetun viiveen jälkeen. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019.)

### **Jännite-epäsymmetria**

Keskijänniteverkossa tapahtunut vaihekatko näkyy jännitteen epäsymmetriana pienjänniteverkossa: kj-verkon vaihekatkon aikana pienjänniteverkon kahden vaiheen jännite tippuu puoleen nimellisestä. Jänniterajat voidaan asettaa esimerkiksi sellaisiksi, että mittari hälyttää asetetun viiveen jälkeen, mikäli jännite

on kahdessa vaiheessa 90 – 170 voltia ja yhdessä vaiheessa normaali. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019.)

### **Puuttuva pj-verkon vaihe**

Yksi vaihe voi puuttua esimerkiksi sulakepalon tai vaiheen katkeamisen vuoksi. Jännitteen asetteluarvon tulee olla niin pieni, että keskijänniteverkon johtimen katkeaminen ei hälytä pj-vaiheen katkeamisena. Toisaalta terveistä vaiheista voi indusoitua pieni jännite vikaantuneeseen vaiheeseen, joten asettelurajaa ei ole hyvä asettaa nolnaan. Hälytysraja voi olla esimerkiksi 20–50 voltia. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019; Kuronen 2012, 25.)

### **Yli- ja alijännite**

Yli- ja alijännitteen hälytysrajat voivat olla esimerkiksi +10 % ja -20 % nimellisestä eli ylijännitteellä 253 voltia ja alijännitteellä 184 voltia. (Järvenpää, Koto & Kauppinen 2019.)

## **5.6 Mittarivalmistajien tarjoamia ratkaisuja pj-verkon valvontaan**

Tampereen Sähköverkolla on tällä hetkellä pienjänniteverkossa muun muassa Aidonin ja Landis+Gyrin valmistamia mittareita. Molemmat mittarivalmistajat tarjoavat ratkaisuita pienjänniteverkon valvontaan.

### **Aidon**

Aidon tarjoaman PGM-toiminnallisuuden (Power Grid Management) avulla saadaan ajantasaista tietoa pienjänniteverkosta. Etäluentajärjestelmä voidaan integroida käytöntukijärjestelmän kanssa ja näin saadaan sähkömittareiden lähettämien hälytysten tyypit ja sijainnit näkymään käytöntukijärjestelmässä.

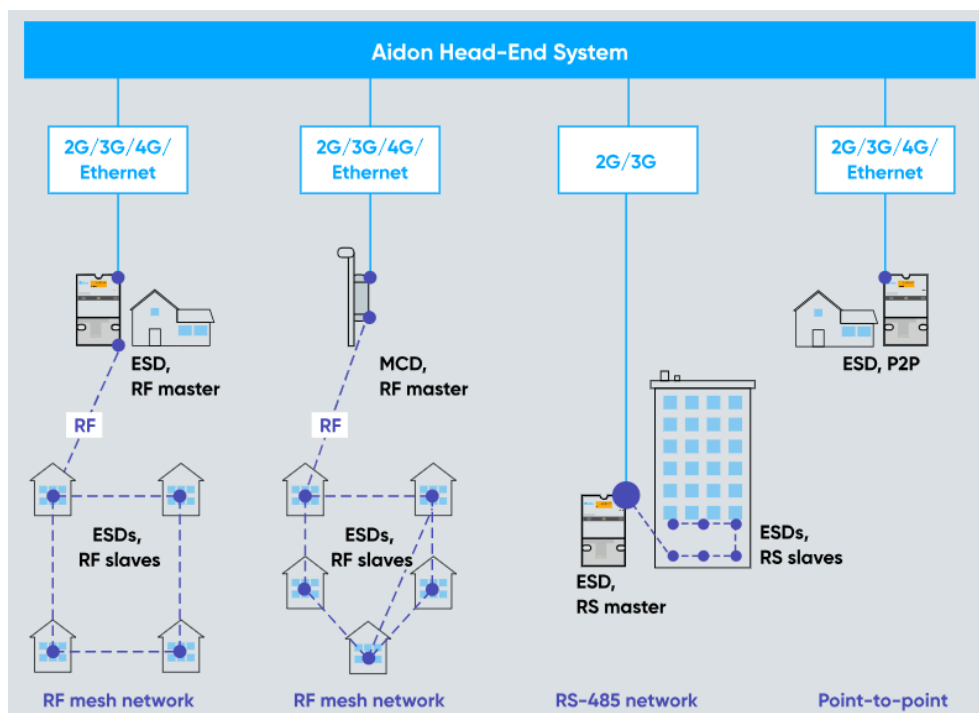
Aidonin energiapalvelulaitteet pystyvät rekisteröimään pienjänniteverkosta ja sähkönkäyttöpaikoilta tietoa esimerkiksi kuormituksista, poikkeamista ja erilaisista vikatilanteista. Mittarit voivat tunnistaa seuraavat verkon häiriötilanteet:

- nollavika
- puuttuva vaihe
- vaihevika keskijänniteverkossa
- yli- ja alijännite
- väärä vaihejärjestys.

Lisäksi mittareilla voidaan seurata jännitteen laatua ja ne mittaavat seuraavia suureita:

- standardiin EN-50160 perustuvat jännitteen laadun mittaukset
- sähkökatkot
- hetkelliset jännitteet ja virrat.

Passiivitilassa tiedot rekisteröidään mittarin lokeihin ja ne voidaan lukea mittarilta tarvittaessa. Aktiivitilassa hälytykset lähetetään suoraan luentajärjestelmästä käyttötukijärjestelmään. Samalla laitteella voi olla sekä aktiivisia että passiivisia hälytysominaisuuksia, eli voidaan määritellä mistä tapahtumista tai vioista laite lähettää hälytyksen. (Heinänen 2015.) PGM-toiminnallisuudet voidaan päivittää mittareille vaiheittain etäpäivityksillä. Aidonin tarjoamat tiedonsiirtoteknologiat on esitetty kuvassa 9.



KUVA 9. Aidonin tarjoamat tiedonsiirtoratkaisut (Aidon n.d.)

Kuvan 9 mukaisesti Aidon tarjoaa mesh-radiopohjaisia, langallisia RS- sekä GSM P2P-yhteyksiä erilaisiin käyttöpaikkoihin. Luentajärjestelmän ja mittareiden väliseen tiedonsiirtoon käytetään 2G/3G/4G-verkkoa tai energiayhtiön omaa Ethernet-verkkoa. Aidon Gateway Head-End System on luentajärjestelmä, joka vastaanottaa ja lukee mittaustiedot sekä mittareiden loki- ja status-tiedot muiden tietojärjestelmien käytettäväksi. Integraatorajapinnan eri tietojärjestelmiin tarjoaa Aidon Linkware: käytettävissä on eri rajapintoja ja teknologioita (Web Services, XML-tiedostot sekä flat files). (Aidon n.d.)

### **Landis+Gyr**

Landis+Gyrillä mittareiden ilmoitukset on jaettu tapahtumiin (events) ja hälytyksiin (alarms). Tapahtumat ovat hetkellisiä tapahtumia tai tilanmuutoksia ja ne liittyvät yleensä sähkön laatuun tai itse mittariin. Tapahtumat tallennetaan mittarin tapahtumalokiin, josta ne saadaan luettua mittaustiedon hallintajärjestelmään. Tapahtumalokit luetaan järjestelmiin säännöllisesti, esimerkiksi päivittäin. Mittareiden antamat hälytykset kirjataan hälytysrekistereihin ja mittari lähettää aktiiviset hälytykset järjestelmiin automaattisesti. Käyttäjä voi määrittellä, mitkä tapahtumat tallennetaan laitteen tapahtumalokiin ja mitkä aiheuttavat aktiivisen hälytyksen. Lisäksi on mahdollista määrittää tapahtumiin liittyvät kynnyksarvot. Asetusten muuttaminen onnistuu etäyhteydellä. Hälytyksen voivat aiheuttaa esimerkiksi

- yli- ja alijännite
- puuttuva vaihe
- nollavika
- jännite-epäsymmetria
- huono jännitteen laatu
- väärä vaihejärjestys.

Lisäksi hälytyksen voivat aiheuttaa erilaiset mittariin liittyvät tapahtumat kuten mittarin kannen avaaminen. (Landis+Gyr 2018, 4–6.)

Landis+Gyrin luentajärjestelmä AIM voidaan integroida muihin järjestelmiin AIMIA integrointisovelluksen avulla. AIMIA tarjoaa perustan rajapintojen toteu-

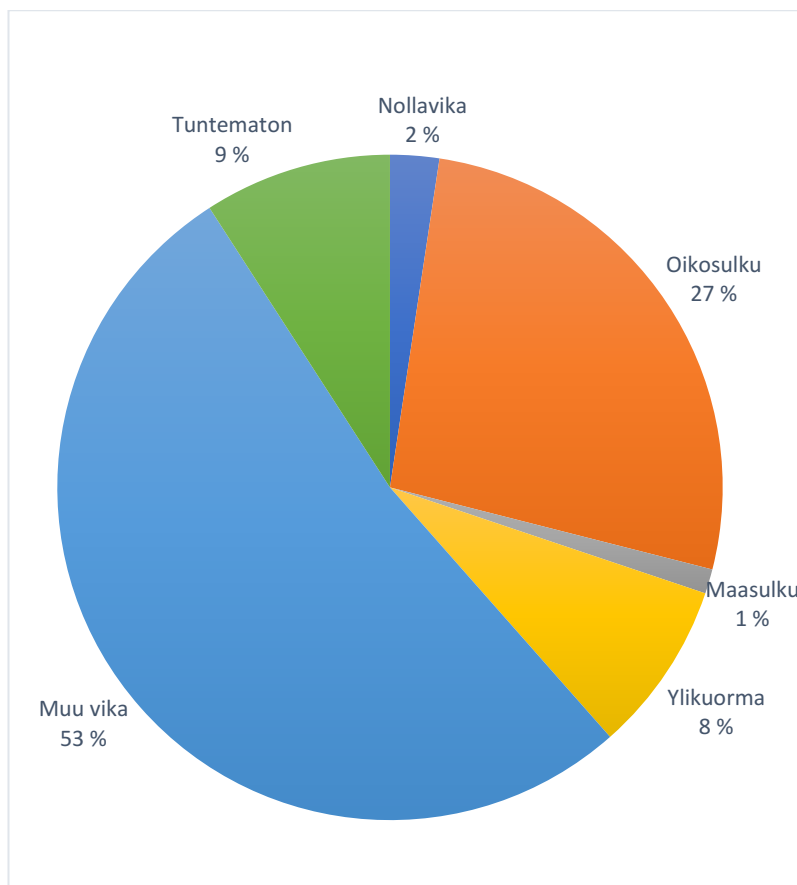
tukselle, vastaa tiedonsiirrosta järjestelmien välillä ja mahdollistaa näin mittareiden lähettämien hälytysten ja tapahtumien toimittamisen muihin verkkoyhtiön järjestelmiin. Kun etäluentajärjestelmä integroidaan DMS:n kanssa, saadaan mittareilta tulevat hälytystiedot suoraan käytöntukijärjestelmään sekä voidaan tehdä DMS-järjestelmällä kyselyitä mittareille ilman, että käyttäjän tarvitsee hallita etäluentajärjestelmän käyttöä. (Landis+Gyr 2018.)

## 5.7 AMR-tietojen hyödyntäminen TSV:n verkon valvonnassa

Tampereen Sähköverkon etäluentajärjestelmät ovat Telian Kulutusmittauspalvelu KMP sekä Landis+Gyrin AIM. KMP:llä luetaan pääosin Aidonin ja Iskran mittareita, mittareiden lukumäärä on noin 120 000. AIM:lla luetaan Landis+Gyrin ja Enermetin mittareita ja mittareiden lukumäärä on noin 30 000. (Tampereen Sähkölaitos Oy 2019.) Osa mittareista on etäkytkettävissä: mittareiden etäkytkennät ja -katkaisut suoritetaan luentapalveluiden kautta. Lisäksi sekä KMP:llä että AIM:lla voidaan lukea yksittäisen mittarin kulutustietoja ja mittarimallista riippuen myös muita tietoja esimerkiksi hetkellisestä jännitteestä ja virrasta. Mittaustiedot tuodaan luentapalveluista Tampereen Sähköverkon mittaustiedonhallintajärjestelmään päivittäin.

AMR-järjestelmän integroiminen osaksi käytöntukijärjestelmää laajentaisi automaattisesti valvotun verkon keskijänniteverkosta pienjänniteverkkoon. Kuviossa 4 on esitetty TSV:n pienjänniteverkon keskeytykset aikaväliltä lokakuu 2016 – syyskuu 2018. Pj-verkon keskeytyksiä oli tarkasteluaikavälillä yhteensä 252: osa keskeytyksistä on koskenut useampaa ja osa yksittäistä käyttöpaikkaa. Kuvio on tehty valvomon päivystäjien käytöntukijärjestelmään kirjaamien tietojen perusteella. Käytöntukijärjestelmän vikaraporttiin kirjataan vikatyypit, mutta koska useassa häiriötilanteessa verkossa on monta vikaa yhtä aikaa (esimerkiksi sekä nollajohdin että vaihejohdin poikki), on tilastoimisessa haasteita.





KUVIO 4. TSV:n PJ-verkon vikakeskeytykset lokakuu 2016–syyskuu 2018

Suurin osa Tampereen Sähköverkon verkkoalueen pienjänniteverkon häiriöistä on kuitattu tarkasteluaikana vikatyypillä Muu vika. Valvomon päivystäjä voi kirjata viasta lisätietoja DMS:n vikaraporttiin ja monessa raportissa lisätietokentästä löytyykin lisätietoja: vikatyypillä Muu vika oli kuitattu muun muassa yksi-, kaksi- ja kolmivaiheisia vikoja.

Mittarit voivat tunnistaa muun muassa yhden ja kahden vaiheen puuttumisen kolmivaiheverkossa sekä nollavian. Käyttötukijärjestelmän vikaraporttien ja lisätietokenttiin kirjattujen tietojen mukaan kolmivaiheverkossa oli yksi- tai kaksivaiheisia vikoja tarkastelujaksolla noin 50 kappaletta ja nollavikoja kuusi kappaletta. Näin ollen hieman vajaa neljäsosa vikatilanteista on tarkasteluajalla ollut sellaisia, jotka sähkömittarit olisivat voineet tunnistaa (mittareiden ominaisuuksien rajoissa) ja joista olisi voitu saada tietoa mittareilta käyttötukijärjestelmään järjestelmäintegraation avulla. Mittareilta saatavien tietojen avulla päivystäjän on helpompi määrittää vian vaikutusalue, eli saadaan nopeammin selville, koskeeko vika vain yhtä vai useampaa käyttöpaikkaa.

Nollavikoja on määrällisesti vähän, mutta niiden vaarallisuuden vuoksi viat tulee pystyä havaitsemaan, paikantamaan ja korjaamaan mahdollisimman nopeasti. Mahdollisesti tulevaisuudessa mittarit voidaan ohjelmoida katkaisemaan jännite käyttöpaikalta automaattisesti nollavian havaittuaan.

Asentajien on mahdollista saada käytöntukijärjestelmän hälytykset matkapuhelimiinsa ja he voivat tarkistaa hälytysten tiedot saman tien ilman, että he olisivat esimerkiksi valvomosta saadun tiedon varassa. Tämä helpottaa kentällä tehtävää työtä.

### **5.7.1 Mittareille asetettavat vaatimukset**

Seuraavassa on esitetty ominaisuuksia, joita mittareilla ja luentajärjestelmällä tulee olla, jotta AMR-tietoja voidaan hyödyntää pj-verkon valvonnassa. Esitettyjen ominaisuuksien lisäksi mittareille voi tulevaisuudessa tulla uusia toiminnallisuksia, joita kannattaa hyödyntää.

Mittareiden tulee pystyä kaksisuuntaiseen tiedonsiirtoon, eli niiden tulee pystyä sekä vastaanottamaan että lähettämään dataa. Jotta mittareilta saadaan hälytykset suoraan käytöntukijärjestelmään ja mittareille voidaan lähettää kyselyitä suoraan käytöntukijärjestelmästä, tulee luentajärjestelmän ja käytöntukijärjestelmän välillä olla rajapintatoteutus. Mittareiden, luentajärjestelmän ja tiedonsiirtoyhteyden tulee toimia niin, että mittarit pystyvät lähettämään tietoja luentajärjestelmään ja sitä kautta käytöntukijärjestelmään automaattisesti. Lisäksi mittareille tulee voida lähettää kyselyitä sekä manuaalisesti että automaattisesti. Seuraavista pienjänniteverkon vika- ja häiriötilanteista tulee saada hälytys käytöntukijärjestelmään:

- nollavika
- vaihe-epäsymmetria
- yksi tai kaksi vaihetta puuttuu (kolmivaiheverkossa)
- yli- ja alijännite.

Eri hälytysten välillä tulee olla priorisointimahdollisuus. Tiedonsiirron tulee toimia luotettavasti kaikkina vuorokauden aikoina ja laitteiden tulee olla etäpäivitetävissä.

### **5.7.2 Hälyttävien mittareiden määrä ja hälytysten hallinta**

Tampereen Sähköverkon jakelualueella on noin 27 500 pj-liittymää ja noin 150 000 sähkönkäyttöpaikkaa. Jotta pienjänniteverkko saadaan kattavasti automaattisen valvonnan piiriin, olisi kaikilla liittymillä hyvä olla aktiiviset hälytysominaisuudet omaava mittari. Muiden mittareiden tiedot voidaan lukea tarvittaessa. Jokaiselle mittarille esimerkiksi monimittauskeskuksiin ei tarvita aktiivisia hälytysominaisuuksia, sillä usean mittarin lähettämät hälytykset samalta liittymältä eivät anna tilanteesta lisätietoja.

Mittareiden hälytysrajoja aseteltaessa täytyy ottaa huomioon esimerkiksi pienjänniteverkossa normaalitilanteessakin esiintyvä jännite-epäsymmetria. Mittarin tunnistaessa samanaikaisesti useampia vikoja, sen ei tule lähettää näistä kaikista hälytystä käytöntukijärjestelmään. Tämä voidaan estää priorisoinnilla, eli mittari ei lähetä hälytystä, mikäli se on jo tunnistanut priorisointiasteikolla korkeammalla olevan vian. Priorisointi tehdään mittarilla, tarvittaessa suodatusta voidaan tehdä myös luentapalvelussa ja käytöntukijärjestelmässä. Mittarin ei myöskään tule lähettää hälytystä heti vian ilmennyttyä, vaan vian täytyy olla päällä määritellyn ajan ennen hälytystä. Mikäli vika ehtii korjaantua, ei hälytystä lähetetä.

Trimble DMS voi luoda automaattisesti pj-vikakeskeytyksen saatuaan mittareilta spontaaneja hälytyksiä. Kaikkien vikojen ei tule aiheuttaa automaattista vikakeskeytystä DMS:ään: esimerkiksi yli- ja alijännitteestä tulevissa hälytyksissä riittää, että hälytys näkyy hälytyslistalla ja verkkoyhtiö voi päättää jatkotoimista. Last gasp-toiminnolla mittari lähettää hälytyksen, mikäli jännite katkeaa kokonaan. Mikäli jännitteen katkeaminen johtuu keskijänniteviasta, DMS:ään tulevien hälytysten määrä voi olla hyvin suuri. Mikäli kolmivaiheisista vioista kuitenkin halutaan hälytys käytöntukijärjestelmään, tulee hälytykset pystyä suodatta-

maan, jos ne liittyvät tiedossa olevaan keskijänniteverkon vikaan. Keskijännitevikojen lisäksi turhia hälytyksiä jännitekatkoista tulisi niiltä käyttöpaikoilta, joilla sähköjen katkaisu pääkytkimeltä katkaisee jännitteen myös sähkömittarilta. Tällaisissa tilanteissa lähetettävät turhat hälytykset voidaan välttää asentamalla mittarille erillinen pääkytkimen ohitus, jonka avulla mittarille menee jännite myös pääkytkimen ollessa auki. Mahdollista olisi myös merkitä käyttöpaikka niin, että hälytyksen tullessa käytöntukijärjestelmään päivystäjälle selviää heti, että kyseessä on vapaa-ajan asunto, joka on välillä jännitteetön.

Joillain mittareilla on mahdollista ottaa käyttöön älykäs katkaisu -toiminto, eli mittari katkaisee jännitteen automaattisesti esimerkiksi nollavian havaittuaan. Tulee pohtia, halutaanko mittareiden tekevän tällaisia toimia itsenäisesti. Ominaisuuden ottaminen laajempaan käyttöön vaatisi todennäköisesti vielä testaamista, sillä turhia jännitekatkoja loppukäyttäjillä tulee välttää.

Mittarit voivat lähettää hälytyksen myös erilaisista itse mittalaitteeseen liittyvistä tapahtumista, esimerkiksi mittarin kannen ollessa auki. Tällaisia ilmoituksia ei tarvita käytöntukijärjestelmään, vaan riittää että nämä tiedot rekisteröidään mittarin lokeihin ja saadaan näin myös verkkoyhtiön tietoon. Samaten mittarit voivat tunnistaa muita jännitteen laatuun liittyviä tekijöitä, kuten jännitekuoppia ja yliaaltoja. Tampereen Sähköverkolla sähkön laatua mitataan muun muassa päämuuntamoilla sijaitsevilla laatuvahteilla. Mikäli jollain käyttöpaikalla tai jossain verkon osassa epäillään, että sähkön laatu ei täytä standardissa asetettuja vaatimuksia, voidaan kyseisellä paikalla seurata sähkön laatua erillisellä laatu-mittarilla. Epäilyjä huonosta sähkön laadusta on varsin vähän. (Kaitala 2019.) Jännitteen laatatiedot voitaisiin ottaa tarkkailuun niin, että tiedot tallennetaan, mikäli mittari havaitsee sähkön laadussa poikkeamia. Mittareilta saatavien laatu-tietojen tarkempi hyödyntäminen vaatii vielä lisäselvitystä.

## 6 POHDINTA

Integroimalla AMR-järjestelmä käytöntukijärjestelmään saadaan keskijänniteverkon lisäksi myös pienjänniteverkko automaattisen valvonnan piiriin. Etäluettavien sähkömittareiden ominaisuudet ja niiden runsas määrä verkossa puoltavat niiden hyödyntämistä energian mittaamisen lisäksi myös verkon valvonnassa.

Mittarit voivat tunnistaa erilaisia pienjänniteverkon vikatilanteita, kuten nolla- ja vaihevian, jännite-epäsymmetrian ja yli- ja alijännitteen. Kun AMR-järjestelmä on liitetty osaksi käytöntukijärjestelmää, saadaan hälytykset vioista suoraan käytöntukijärjestelmään ilman, että valvomon päivystäjän tarvitsee erikseen hallita etäluentajärjestelmän käyttö. Mittareille käytöntukijärjestelmästä lähetettävät kyselyt auttavat vika-alueen rajaamisessa. Mittareilta saatavat tiedot nopeuttavat vikojen havaitsemista ja paikantamista, jolloin voidaan välttää mahdolliset lisävahingot sekä parannetaan sähkönjakelun luotettavuutta ja sähköturvallisuutta. Vianhoitoprosessin nopeutuminen voi pienentää korjauskustannuksia sekä asiakkaille katkoista maksettavien korvauksien määrää. Integraatiolla on vaikutus myös asiakastyytyvyyteen, kun pienjänniteverkon viat huomataan jo ennen kuin asiakkaat ehtivät ilmoittaa niistä verkkoyhtiöön. Lisäksi vikatietojen saaminen suoraan mittareilta käytöntukijärjestelmään tarkentaa osaltaan vikatilastointia.

Opinnäytetyössä on esitetty, kuinka Tampereen Sähköverkko voi hyödyntää etäluettavia sähkömittareita pienjänniteverkon valvonnassa ja arvioitu, mitä hyötyjä AMR-järjestelmän ja käytöntukijärjestelmän integraatio toisi. AMR-järjestelmän integroiminen käytöntukijärjestelmään yksinkertaistuisi, mikäli käytössä olisi yksi luentapalvelu, jolla voitaisiin lukea usean valmistajan mittareita. Pienjänniteverkon hallintaominaisuudet on hyvä ottaa mittareilla käyttöön vaiheittain mittarinvaihtojen yhteydessä ja etäpäivityksillä.

## LÄHTEET

ABB:n TTT-käsikirja 2000-07. Luku 4: Sähkön laatu.

Aidon. N.d. Asiakasratkaisumme. Luettu 8.12.2018. <https://www.aidon.com/fi/asiakasratkaisut/>

Alanen, R. & Hätönen, H. 2006. Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta. State of art -selvitys. VTT: Espoo. Luettu 19.10.2018. <https://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2006/w52.pdf>

Energiateollisuus. 2014a. Sähkötöimituksen laatu- ja toimitustapavirheen sovellusohje. Luettu 29.1.2019. [https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen\\_laatu\\_ja\\_toimitustapavirheen\\_sovellusohje\\_2014.pdf](https://energia.fi/files/881/Sahkontoimituksen_laatu_ja_toimitustapavirheen_sovellusohje_2014.pdf)

Energiateollisuus. 2014b. Vakiokorvaukset – sovellusohje. Luettu 10.1.2019. [https://energia.fi/files/880/Vakiokorvaukset\\_-\\_sovellusohje\\_2014.pdf](https://energia.fi/files/880/Vakiokorvaukset_-_sovellusohje_2014.pdf)

Energiateollisuus 2016. Tuntimittauksen periaatteita. Luettu 11.1.2019. [https://energia.fi/files/1153/Tuntimittaussuositus\\_paiv\\_20161012.pdf](https://energia.fi/files/1153/Tuntimittaussuositus_paiv_20161012.pdf)

Energiateollisuus. 2017. ET:n näkemys seuraavan sukupolven sähkömittareiden ominaisuuksista. Kantapaperi. Luettu 20.2.2019. [https://energia.fi/files/1699/Seuraavan\\_sukupolven\\_mittarit\\_ETn\\_kantapaperi\\_hyvak-sytty\\_20170615.pdf](https://energia.fi/files/1699/Seuraavan_sukupolven_mittarit_ETn_kantapaperi_hyvak-sytty_20170615.pdf)

Energiateollisuus. N.d. Yleistietoa häiriöistä. Luettu 10.10.2018. [https://energia.fi/perustietoa\\_energia-alasta/energiaverkot/sahkokatkot](https://energia.fi/perustietoa_energia-alasta/energiaverkot/sahkokatkot)

Energiavirasto. 2018a. Sähköverkot. Luettu 10.10.2018. <https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkot>

Energiavirasto. 2018b. Sähkön toimituksen häiriöt. Luettu 11.10.2018. <https://www.energiavirasto.fi/sahkon-toimituksen-hairiot>

Energiavirasto 2019. Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2017. Luettu 20.1.2019. <https://www.energiavirasto.fi/sahkoverkkotoiminnan-tunnusluvut-2017>

Heinänen, P. 2015. Advanced Smart Grid Applications in Finland. Luettu 15.2.2019. <https://www.geode-eu.org/uploads/Petteri%20Heinanen.pdf>

Järvenpää, J., Kauppinen, M. & Koto, A. Elenia Oy. Haastattelu 2.4.2019.

Jääskeläinen, T. 2018. AMR-mittareilta saatavan mittaustiedon hyödyntäminen. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto. Diplomityö.

Kaitala, J. Laatusuunnittelija, Tampereen Sähköverkko Oy. Haastattelu 22.2.2019.

Kamstrup 382 Versio M. Datalehti.

Kauppinen, M., Tuovinen, M., Nirhamo, T., Mäkinen, A., Pikkarainen, M., Pakonen P. & Järventausta, P. N.d. Analysis of needs and available solutions for second generation AMR support for Smart Grids. Smart Grids and Energy Markets. Luettu 10.2.2019. [http://sgemfinalreport.fi/files/SGEM-D4.5.5-Analysis%20of%20needs%20and%20available%20solutions%20\(for%20second%20generation%20AMR\).pdf](http://sgemfinalreport.fi/files/SGEM-D4.5.5-Analysis%20of%20needs%20and%20available%20solutions%20(for%20second%20generation%20AMR).pdf)

Kauppinen, M., Pylvänäinen, J., Karjalainen, J. & Sihvola, V. 2017. Experiences of Using AMI System for DSO's Business Operation. 24th International Conference on Electricity Distribution. 12 – 15 June 2017. Glasgow. Luettu 1.12.2018. [http://cired.net/publications/cired2017/pdfs/CIRED2017\\_0764\\_final.pdf](http://cired.net/publications/cired2017/pdfs/CIRED2017_0764_final.pdf)

Keränen, L. 2009. Usefulness of AMR data in the network operation. Degree Programme in Electrical Engineering. Tampere University of Technology. Master of Science Thesis.

Korpinen, L., Mikkola, M., Keikko, T & Falck, E. N.d. Yliaalto-opus. Luettu 10.1.2019. <http://leenakorpinen.com/archive/opukset/ylialto-opus.pdf>

Kuronen, T. 2012. Asiakaspalvelun ja vianhoidon kehittäminen. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Keski-Pohjanmaan ammattikorkeakoulu. Opinnäytetyö.

Lakervi, E. & Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Helsinki: Otatieto.

Landis+Gyr. 2018. Gridstream Solution. Gridstream AIM 10.0. Device events and alarms. Description.

Luukko, T. 2018. Seuraavan sukupolven AMR-järjestelmän asiakas- ja markkinaintegraatioiden kehittäminen. Tampereen Teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma. Diplomityö.

Löf, N. 2009. Pienjänniteverkon automaatoratkaisuiden kehitysnäkymät. Tampereen Teknillinen Yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma. Diplomityö.

Mäkinen, A., Pikkarainen, M., Pakonen, P., Järventausta, P., Kauppinen, M., Sohlman, M., Valkonen, H. & Aalto, J. 2013. Neutral fault management in LV network operation supported by AMR system. 22<sup>nd</sup> International Conference on Electricity Distribution. Tukholma. Luettu 3.12.2018. [http://sgemfinalreport.fi/files/CIRED2013\\_paper-1214\\_M%C3%A4kinen.pdf](http://sgemfinalreport.fi/files/CIRED2013_paper-1214_M%C3%A4kinen.pdf)

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

Pöyry. 2017. Älyverkkotyöryhmä: Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden vähimmäistoiminnallisuudet. Luettu 3.1.2019. <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017/6a2df7e6-a963-40c0-b4d8-d2533fbca488/AMR+2.0+loppuraportti+15.12.2017.pdf>

Raittinen, T. Käytönjohtaja, Tampereen Sähköverkko Oy. Haastattelu 19.10.2018.

Repo, S., Della Giustina, D., Ravera, G., Cremaschini, L., Zanini, S., Selga J.M. & Järventausta, P. N.d. Use Case Analysis of Real-Time Low Voltage Network Management. Luettu 25.2.2019. <http://sgemfinalreport.fi/files/PID1963413.pdf>

SFS-EN 50065-1. Viestinsiirto pienjänniteverkossa taajuusalueella 3...148,5 kHz. Helsinki: Suomen Standardoimisliitto SFS ry. Luettu 10.1.2019. Vaatii käyttöoikeuden. <https://online.sfs.fi/>

SFS-EN 50160. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. Helsinki: Suomen Standardoimisliitto SFS ry. Luettu 20.12.2018. Vaatii käyttöoikeuden. <https://online.sfs.fi/>

Sähkömarkkinalaki 588/2013. Luettu 10.11.2018. <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>

Tampereen Sähkölaitos Oy. 2019. Sisäinen materiaali.

Tolonen, J. 2015. Pienjänniteverkon vikojen analysointi. Aalto-yliopisto. Sähkötekniikan korkeakoulu. Diplomityö.

Trimble Energy & Public Administration. Internetsivut. Luettu 15.2.2019. <https://utilities.trimble.fi/>

Trimble Solutions Corporation. 2018. Trimble DMS Käyttäjän käsikirja. Versio 18.1.

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. 66/2009. Luettu 19.10.2018. <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066>

Vantaan Energia Sähköverkot Oy. N.d. Tunnista nollavika. Luettu 15.10.2018. <https://www.vantaanenergiasahkoverkot.fi/sahkokatkot/tunnista-nollavika/>