

Mittaustiedonhallinnan tietojärjestelmien tiedonsiirto-ongelmat

Tuukka Aalto

Sähkötekniikan koulutusalan opinnäytetyö
Sähkövoimatekniikka
Insinööri (AMK)

KEMI 2013

ALKUSANAT

Tämä opinnäytetyö tehtiin Keminmaan Energia Oy:n toimeksiannosta keväällä 2013. Haluan kiittää Keminmaan Energia Oy:tä ja sen työntekijöitä, joilta sain tietoa ja apua työssäni. Haluan myös kiittää Kemi-Tornion Ammattikorkeakoulun puolelta insinööri Antero Martimoa, joka toimi opinnäytetyöni ohjaajana. Lämmin kiitos kuuluu myös perheelleni ja ystävilleni tuesta ja kannustuksesta.

TIIVISTELMÄ

KEMI-TORNION AMMATTIKORKEAKOULU, Tekniikka

Koulutusohjelma:	Sähkötekniikka
Opinnäytetyön tekijä:	Tuukka Aalto
Opinnäytetyön nimi:	Mittaustiedonhallinnan tietojärjestelmien tiedonsiirto-ongelmat
Sivuja:	39
Päiväys:	23.4.2013
Opinnäytetyön ohjaajat:	Ins. Antero Martimo Asiakaspalvelupäällikkö Pentti Halonen
<p>Opinnäytetyön tavoitteena oli selvittää mittaustiedonhallinnan tietojärjestelmien tiedonsiirtoon liittyviä ongelmia. Työn aihe saatiin Keminmaan Energia Oy:ltä. Tarkoituksena oli kartoittaa ja havainnoida verkkoyhtiön tiedonsiirto-ongelmia tietojärjestelmien rajapinnoissa ja selvittää mahdollisia ratkaisuja ongelmiin.</p> <p>Työssä tutustuttiin Keminmaan Energia Oy:llä käytössä oleviin vanhoihin ja uusiin tietojärjestelmiin, joiden käyttöönotossa oli tullut ongelmia. Tietojärjestelmiä oli uudistettu, jotta uusien etäluettavien sähkömittareiden tietojenkäsittely saataisiin toimivaksi ja lain mukaiseksi.</p> <p>Opinnäytetyössä käytettävää aineistoa saatiin Keminmaan Energia Oy:n henkilökunnalta, järjestelmävalmistajilta ja aiheeseen liittyvistä julkaisuista. Työssä käsiteltiin myös etäluettavia mittareita ja niiden erilaisia tiedonsiirtotekniikoita. Ongelmien kartoitusta tehtiin tutkimalla järjestelmien tiedonsiirtotoimintoja ja tarkastelemalla virheilmoituksia antavia mittauskohteita.</p> <p>Tuloksena saatiin raportti järjestelmienvälisistä yleisimmistä tiedonsiirto-ongelmista ja selvitykset ongelmien ratkaisuksista. Työssä saatuja tuloksia voidaan hyödyntää jatkossa vastaavanlaisissa ongelmatilanteissa.</p>	
Asiasanat: mittaustiedonhallinta, tietojärjestelmät, etäluettava sähkömittari.	

ABSTRACT

KEMI-TORNIO UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES, Technology

Degree programme:	Electrical Engineering
Author:	Tuukka Aalto
Thesis title:	Data Transfer Problems in Measurement Data Management
Pages:	39
Date:	23 April 2013
Thesis instructors:	Antero Martimo, Engineer Pentti Halonen, Customer Service Manager
<p>The aim of this final project was to examine the data transfer problems of measurement data management between data processing systems. The subject of this final project was given by Keminmaan Energia Oy. The purpose was to chart and observe the distributor's data transfer problems in data processing systems and to discover possible solutions to the problems.</p> <p>Keminmaan Energia Oy's new and old data processing systems were inspected. During the implementation of data processing systems some problems had come up. The data processing systems had been renewed in order to make the data handling of the new remote meter reading work better and in accordance with the law.</p> <p>The material for the final project was given by Keminmaan Energia Oy's employees and system producers. The material was also gathered from the publications related to the subject. The final project also deals with remote meter reading and those different data transfer techniques. The problems were charted by studying data transfer functions of the systems and by observing measuring points that gave error messages.</p> <p>A report of the common data transfer problems between the data processing systems and solutions to the problems were gained as a result of this project. The results can be used in future if the similar problem appears.</p>	
<p>Keywords: measurement data management, data processing system, remote meter reading.</p>	

SISÄLLYS

ALKUSANAT	2
TIIVISTELMÄ	3
ABSTRACT	4
SISÄLLYS	5
KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET	7
1 JOHDANTO	8
2 KEMINMAAN ENERGIA OY	9
3 SÄHKÖN MITTAAMINEN	11
3.1 AMR -mittaus	11
3.2 Mittalaitteiston tarkkuusvaatimukset	14
3.3 Mittaaminen Keminmaan Energia Oy:llä	16
3.4 Mittareihin liittyvät ongelmat	18
3.5 Tiedonsiirto	19
3.5.1 Sähköverkko	21
3.5.2 GSM-verkko	21
3.5.3 Radiotekniikka	23
3.5.4 Puhelinverkko	23
3.5.5 Tietoliikenneverkko	23
3.6 Hälytykset	23
3.7 Tulevaisuuden näkymät	24
4 TIETOJÄRJESTELMÄT	26
4.1 Gridstream AIM	26
4.2 EllaEDM	26
4.3 Ellarex	27
5 RAJAPINTOJEN VÄLISET ONGELMAT	28
5.1 Järjestelmien rajapinnat	28
5.2 Virheiden havaitseminen	28
5.3 Ongelmien kartoitus	30
5.3.1 Tiedonsiirto mittarilta	30
5.3.2 AIM- ja EDM-järjestelmien rajapinta	30
5.3.3 Eräajojen ajastukset	32
5.3.4 Laskurit	33

5.3.5	Jaksoarvot.....	34
5.3.6	Ehdotuksia korjaaviin toimenpiteisiin.....	34
6	PUUTTUVAT TUNTITIEDOT.....	35
7	JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA.....	37
	LÄHTEET.....	38

KÄYTETYT MERKIT JA LYHENTEET

AMR	(Automatic Meter Reading) automaattinen mittarinluenta
APN	(Access Point Name) yhteysosoite, jonka kautta päätelaite on yhteydessä Internetiin
E120Lime	Sähkömittarimalli E120Lime
E120LT	Sähkömittarimalli E120LT
E120M	Sähkömittarimalli E120M
E600	Sähkömittarimalli E600
E650	Sähkömittarimalli E650
ET10	Sähkömittarimalli ET10
GPRS	(General Packet Radio Services) matkapuhelinverkkoa käytävä langaton tiedonsiirtotekniikka, jonka tiedonsiirtomaksu perustuu siirretyn datan määrään
GSM	(Global System for Mobile Communications) matkapuhelinverkko
IP	(Internet Protocol) internetprotokolla
M-Bus	Tiedonsiirtoliitäntä
MH40	Sähkömittarimalli MH40
PLC	(Power Line Communications) tiedonsiirto sähköverkossa
PSTN	(Public Switched Telephone Network) perinteinen puhelinverkko
RS	(Recommended Standard) sarjaliitäntästandardi
SIM	(Subscriber Identity Module) matkapuhelimen älykortti
SMS	(Short Message Service) matkapuhelinten tekstiviestijärjestelmä
S0	Tiedonsiirtoliitäntä
TCP	(Transmission Control Protocol) tiedonsiirtoprotokolla

1 JOHDANTO

Opinnäytetyön aihe saatiin Keminmaan Energia Oy:ltä. Aihe on erittäin ajankohtainen, koska tiedonsiirtomäärät ovat huomattavan suuria siirryttäessä tuntikohtaiseen sähkökulutuksen mittaamiseen. Työn lähtötilanne oli se, että mittaustiedonhallinnan uusien ja vanhojen ohjelmien välisellä rajapinnalla oli tiedonsiirto-ongelmia. Eniten haittaa tietojen puuttumisesta on yrityksen taseselvityksessä ja asiakkaiden laskutuksessa. Työn tavoitteena oli selvittää, mitä ongelmia tiedonsiirroissa on, mistä ne johtuvat ja esittää mahdollisia ratkaisuvaihtoehtoja.

Esiselvityksenä tutustuttiin käytössä oleviin tietojärjestelmiin ja perehdyttiin niiden toimintoihin. Samalla pyrittiin kartoittamaan tiedonsiirto-ongelmien kohteita ja tilanteita, joissa siirto-ongelmia esiintyy. Apua ongelmien ratkaisemiseen saatiin järjestelmävalmistajien teknisestä tuesta. Aihealue rajattiin koskemaan Keminmaan Energia Oy:llä käytössä olevia tietojärjestelmiä ja tarkemmin selvitettiin eri valmistajien järjestelmien välistä rajapintaa.

2 KEMINMAAN ENERGIA OY

Sähkölaitostoiminta aloitettiin Keminmaassa vuonna 1949. Vuodesta 1991 lähtien toiminta on jatkunut nykyisessä yhtiömuodossaan kunnan omistamana Keminmaan Energia Oy:nä. Yhtiön tehtävänä on tarjota asiakkaille sähköön ja kaukolämpöön liittyviä palveluita. Keminmaan Energia Oy:llä on noin 5200 sähkönsiirtoasiakasta ja noin 200 kaukolämpöasiakasta. Yhtiö on tuottanut ja jakanut kaukolämpöä vuodesta 1985 lähtien. Jakelualue jakautuu Keminmaan kunnan poikki kulkevan Kemijoen itä- ja länsipuoleisiin alueisiin. Jakelualueella Kemijoen varrella sijaitsevat Taivalkosken ja Isohaaran voimalaitokset, joiden sähköntuotanto ohjataan suoraan jakeluun. Kuviossa 1 on merkitty Keminmaan Energia Oy:n jakelualue, sekä toimipisteen sijainti. (Keminmaan Energia Oy:n www-sivut 2013, hakupäivä 5.3.2013).



Kuvio 1. Jakelualue ja toimipisteen sijainti (Keminmaan Energia Oy:n www-sivut 2013, hakupäivä 5.3.2013)

Keminmaan Energia Oy on osakkaana Lapin Sähkövoima Oy:ssä ja sen kautta myös Tunturituuli Oy:n tuulisähkön tuotannossa. Yhtiö on myös osakkaana Fennovoima Oy:ssä ja Oulun sähkönmyynti Oy:ssä. Oulun sähkönmyynti Oy toimii paikallisena sähkönmyyntiyhtiönä ja Keminmaan Energia Oy tarjoaa sen palveluita Keminmaan alueella. Yhtiössä on vakinaista henkilökuntaa yhteensä 16 henkilöä ja liikevaihto oli noin 4,4 miljoonaa euroa vuonna 2011.(Keminmaan Energia Oy:n www-sivut 2013, hakupäivä 5.3.2013).

3 SÄHKÖN MITTAAMINEN

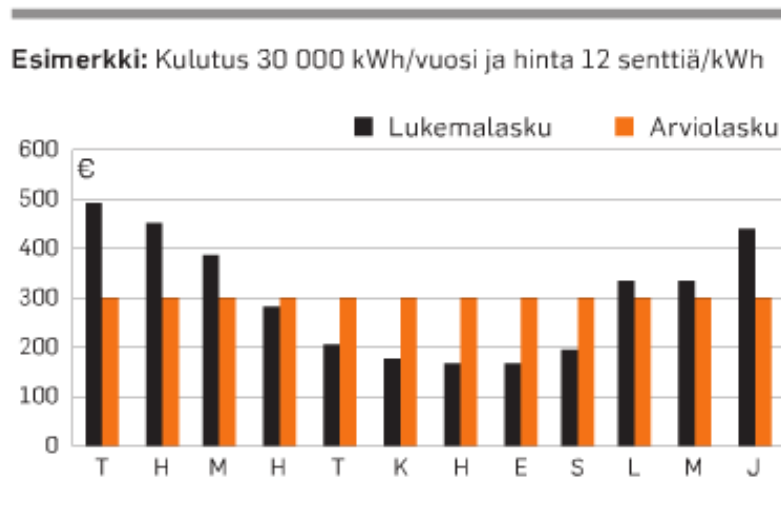
3.1 AMR -mittaus

Perinteisestä sähkömittareiden luennasta ollaan Suomessa siirtymässä etäluettavien sähkömittareiden eli AMR-mittareiden käyttöön. AMR-lyhenne tulee sanoista Automatic Meter Reading, jolla tarkoitetaan automaattista mittarinluentaa. Etäyhteyden avulla voidaan ohjata sähkömittarin toimintoja ja lukea kulutuslukemat. Etäluennan tavoitteena on parantaa asiakaspalvelua, tehostaa mittaus- ja asiakasprosesseja, parantaa mittalaitteiden kunnonhallintaa, tehostaa palveluiden laadun valvontaa ja nopeuttaa vikojen käsittelyjä. (Helsingin Energia, hakupäivä 4.2.2013).

Suomen lainsäädäntö edellyttää, että vähintään 80 prosentista sähkömittareiden käyttöpaikkoja sähkönkulutus rekisteröidään tuntitasolla vuoden 2013 loppuun mennessä. Etäluentaan siirtymisen kokonaiskustannukseksi työvoima- ja elinkeinoministeriö arvioi noin 650–950 miljoonaa euroa. Etäluentaan siirtymisessä verkkoyhtiöiden investointi on noin 200 euroa asiakasta kohti. Mittalaitteiden osuus hinnasta on noin kaksi kolmasosaa, asennuksen 20–30 prosenttia ja muu projektiosuus 5-10 prosenttia. (Kortelainen 2011).

Perinteisellä sähkömittareiden luennalla saatettiin aikaisemmin kerätä asiakkaalta vähimmillään yksi mittarilukema vuodessa ja joissain tilanteissa luenta tehtiin vielä harvemmin. Mittari käytiin lukemassa asiakkaan luona tai asiakas merkitsi mittarilukeman korttiin, joka lähetettiin verkkoyhtiölle. Sähkönkulutus määriteltiin tuolloin kuormitusmalleihin perustuvilla arvioilla ja verkkoyhtiö teki tasauslaskutuksen saatuaan mittarilta lukeman. Etäluennalla tuntitasolla mitattavia kulutuslukemia tulee asiakasta kohden vähintään 8760 tunnin verran vuodessa. Suomessa kulutusmittaroinista vastaa jakeluverkkoyhtiö omalla alueellaan. Kuvassa 2 on verrattu sähkölämmittäjän lukemiin perustuvaa laskua arviolaskuun. Kuvasta selviää, miten talvenaikaan lisääntynyt lämmityksen tarve kasvattaa sähkölaskua ja vastaavasti kesäaikaan laskut ovat arviolaskua pienempiä. Uutena osapuolena kulutusmittauksen tiedonsiirtoon on tullut teleoperaattorit, joiden tiedonsiirtoverkkoa hyödynnetään mittausdatan välitykseen. Mittarin ja luentajärjestelmän välinen tietoliikenne voidaan

toteuttaa GSM-, sähkö-, puhelin-, tietoliikenne- tai radioverkon kautta riippuen mittauskohteesta. (Kallio 28.1.2013, keskustelu).



Kuva 2. Sähkölämmittäjän lukemalasku verrattuna arviolaskuun (Calamnius & Hietala 2013, A2)

Nykyaikaisella etäluettavalla mittarilla saadaan luettua seuraavanlaiset tiedot käyttöpaikalta:

- kulutus
- huipputeho
- hetkellinen teho
- tuntiteho
- keskeytysaika
- laatutiedot
- kellonaika ja päivämäärä
- hälytykset
- tapahtumat.

(Landis+Gyrin www-sivut 2013, hakupäivä 20.3.2013)

Asiakkaan kannalta oleellisia mittaustietoja ovat yleensä sähkönkulutus ja mahdollisesti eri tariffien mittaukset (yleis-, aika- ja kausitariffi). Sähkölasku koostuu sähkön siirrosta ja – energiasta. Yli 63 A:n kohteissa perusmaksu määräytyy tehon mukaan. Verkkoyhtiölle tärkeitä tietoja sähkõnmittauksesta ovat kulutus, huipputeho, tuntiteho, keskeytysajat, laatutiedot, hälytykset, aikatiedot ja tapahtumat. Mittaustietojen avulla saadaan tietoa mittauskohteen sähkönkulutuskäyttäytymisestä. Myös mahdollisista

virheistä ja ongelmista saadaan hälytyksien avulla nopeasti tietoa. Laatatietojen avulla voidaan tarkastaa sähköverkon kuntoa ja tehdä tarvittavia huoltotoimenpiteitä ajoissa.

Etäyhteys säästää myös verkkoyhtiöiden kuluissa, kun sähkönjakelu voidaan erillisen katkolaitteen avulla katkaista tai kytkeä käymättä edes paikalla. Jotta sähköjen jälleenkytkentä voidaan tehdä turvallisesti, pitää sähkönkäyttöpaikan tilanne tarkastaa ennen kytkentää. Sähköverkon vikatilanteissa sähköjen turvallinen jälleenkytkentä pyritään hoitamaan automaattisesti kahdessa eri vaiheessa. Ensimmäinen vaihe suoritetaan 0,5 sekunnissa katkosta pikajälleenkytkennällä ja jos vika ei ole poistunut, suoritetaan toinen vaihe 2 minuutin kuluttua aikajälleenkytkennällä. Jos yhteyttä ei saada palautettua automaattisilla toiminnoilla, sähkö kytkeytyy pois ja verkkoyhtiö alkaa selvittää vikaa. (Korpelan Voiman www-sivut 2013, hakupäivä 20.3.2013).

Etäluennan käyttö parantaa tiedonsiirtoa verkkoyhtiön, asiakkaan ja sähkönmyyjän välisillä rajapinnoilla. Kuluttajan muuttaessa tai vaihtaessa sähkönmyyjää saadaan etäyhteydellä käyttöpaikkakohtaiset kulutustiedot luettua aiempaa helpommin ja nopeammin loppulaskutusta varten. Asiakas voi saada verkkoyhtiöltä pyytämällä tai online-palveluna tarkat raportit sähkönkulutuksestaan ja sen avulla tarkastella sähkönkulutuskäyttäytymistään. Raporttiin tuntikohtaisesti eriteltyjen sähkönkulutustietojen avulla asiakas voi vertailla, miten eri sähkölaitteiden käyttö vaikuttaa sähkönkulutukseen. Energiayhtiöt voivat suorittaa mittaustietojenluennan itsenäisesti tai vaihtoehtoisesti hankkia luennan palveluna joltain toiselta yritykseltä. Palvelusta vastaava yritys voi hoitaa tapahtumakohtaiset luennat, kuten muutot ja vaihdot sähköntoimittajissa. Palvelulla voidaan myös hoitaa laitteiden ja järjestelmien vianetsinnät ja – määritykset. (Energiateollisuuden www-sivut 2013, hakupäivä 18.2.2013; Talotekniikka 2005, hakupäivä 26.2.2013).

Suomessa sähkömarkkinat ovat olleet avoinna kilpailulle vuodesta 1995 alkaen, jolloin sähkömarkkinalaki (386/1995) tuli voimaan. Lain mukaan jokainen sähkönkäyttäjä voi vapaasti valita sähköntoimittajansa. Sähkön vähittäismyyjän tulee laissa määrätyn toimitusvelvollisuuden mukaan toimittaa vastuualueensa kuluttajille sähköä kohtuulliseen hintaan. Kaikille sähköverkon käyttäjille tulee tarjota tasapuoliset ja syrjimättömät verkkopalveluiden myyntihinnat ja -ehdot. Sähkönkulutuksen mittaaminen on tärkeää, jotta kuluttajalla on mahdollisuus sähkön kilpailuttamiseen ja taseselvitys voidaan suorittaa mahdollisimman tarkasti. Vuonna 1998 taseselvityksessä

otettiin käyttöön tyyppikuormituskäyrämenetelmä. Menetelmä paransi sähkönkäyttäjien sähkökilpailutusmahdollisuutta, koska tietojen mittaamiseen ei tarvinnut hankkia tunneittain lukevaa sähkömittaria. (Energiamarkkinaviraston www-sivut, hakupäivä 11.3.2013).

3.2 Mittalaitteiston tarkkuusvaatimukset

Asuinympäristössä, liiketiloissa ja pienteollisuudessa käytettäville sähkömittareille on asetettu pätoenergian mittausta koskevat tarkkuusvaatimukset (taulukko 1). Mittarit on jaettu tarkkuusluokkiin A, B ja C. Jokaiselle tarkkuusluokalle on esitetty taulukossa 1 toimintalämpötila-alueita vastaavat virta-arvot yksivaihemittarille ja monivaihemittarille symmetrisellä kuormalla, sekä yksivaihekuormalla käytettävälle monivaihemittarille. Taulukon 1 vaatimukset suurimmille sallituille virheille koskevat jännitealuetta $0,9 \cdot U_n \leq U \leq 1,1 \cdot U_n$ ja taajuusaluetta $0,98 \cdot f_n \leq f \leq 1,02 \cdot f_n$. Tehokertoimen alueen tulee olla vähintään välillä $\cos \varphi = 0,5$ induktiivinen ja $\cos \varphi = 0,8$ kapasitiivinen. (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 6.2.2013).

Taulukko 1. Sähkömittareiden tarkkuusvaatimukset (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 6.2.2013)

	Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue			Toimintalämpötila-alue		
	+ 5 °C ... + 30 °C			- 10 °C ... + 5 °C tai + 30 °C ... + 40 °C			- 25 °C ... - 10 °C tai + 40 °C ... + 55 °C			- 40 °C ... - 25 °C tai + 55 °C ... + 70 °C		
Mittariluokka	A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Yksivaihemittari; Monivaihemittari symmetrisellä kuormalla												
$I_{\min} \leq I < I_{tr}$	3,5	2	1	5	2,5	1,3	7	3,5	1,7	9	4	2
$I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$	3,5	2	0,7	4,5	2,5	1	7	3,5	1,3	9	4	1,5
Yksivaihekuormalla käytettävä monivaihemittari												
$I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$, katso jäljempänä määritely poikkeus	4	2,5	1	5	3	1,3	7	4	1,7	9	4,5	2
Käytettäessä sähkömekaanisia monivaihemittareita yksivaihekuormalla virta-alue rajataan välille $5I_{tr} \leq I \leq I_{\max}$.												

Mittarin toimiessa eri lämpötila-alueilla sovelletaan aluetta vastaavia suurimpia sallittuja virheitä.

I = mittarin kautta kulkeva sähkövirta

I_{\min} = virran pienin sallittu arvo

I_r = virran arvo, jonka yläpuolella virhe ei ylitä mittarin indeksiluokkaa vastaavia pienimpiä sallittuja virhearvoja

I_{\max} = virran suurin sallittu arvo

U = mittarin kautta kulkeva jännite

U_n = jännitteen nimellisarvo

f = taajuus

f_n = taajuuden nimellisarvo

Luokkasuosituksukset koskevat uusia ja saneerattavia pysyviä mittauskytkentöjä. Direktiivin mukaan luokan A mittareita saa käyttää asuinympäristöissä ja erityistarkoituksia varten voidaan vaatia minkä tahansa B-luokan mittarin käyttöä. Ulos ja kylmiin tiloihin suositellaan käytettäväksi vähintään luokkaan B kuuluvia mittareita. Liiketiloihin ja kevyen teollisuudentiloihin sallitaan luokan B mittareiden käyttö ja erityistarkoitukseen voidaan vaatia minkä tahansa tarkkuusluokkaan C kuuluvan mittarin käyttöä. (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 6.2.2013).

Mittalaitteille on määritelty myös tarkkuusluokat 1, 0,2S, 0,5S ja 2. Kohteissa, joissa kulutus on 1000–10 000MWh, käytetään luokan 1 -mittareita. Tehoalueeltaan 2-10 MW:n kohteissa käytetään tarkkuusluokan 0,5S mittareita ja yli 10 MW:n kohteissa luokan 0,2S mittareita. Loistehon suoran ja epäsuoran mittauksen tarkkuudeksi vaaditaan tarkkuusluokka 2. Luokan 2 mittareita käytetään myös kohteissa, joissa vuotuinen sähkönkulutus on alle 1000 MWh. Luotettavan mittauksen saamiseksi verkonhaltija voi asentaa vaatimuksia tarkemmat mittarit. (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 6.2.2013; Heiska 2006, 39).

Enintään 3x63 ampeerin kohteissa tuntikohtaisien mittaustietojen on tallennuttava vähintään 10Wh:n tarkkuudella. Suuremmissa kohteissa tiedot tulee tallentaa vähintään 1kWh:n tarkkuudella. (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 6.2.2013).

Yli 63 A:n kohteissa käytetään muuntosuhteiden muuttamiseksi virtamuuntajia. Jotta mittamuuntajan tarkkuusvaatimukset pysyvät määritellyissä rajoissa, on kuormituksen oltava alueella 25–120% muuntajan nimelliskuormituksesta. Kuormituksen raja-arvot määritellään Sener:n vapaan sähkökaupan mittaussuosituksissa. Keminmaan Energia

Oy:llä virtamuuntajien muuntosuhteet tarkastetaan tietyin väliajoin ja muuntajat vaihdetaan tarvittaessa. (Halonen 3.4.2013, keskustelu).

Mittarin tulee merkitä tuntilukemat aikaleimoilla ja asettaa lukemille statukset. Mittarinluennan yhteydessä mittalaitteen kello tarkastetaan verrattuna luentajärjestelmän kellonaikaan. Tarvittaessa mittalaitteen kello tulee päivittää oikeaan aikaan. Jos aikaero on alle 36 sekuntia, tulee kellonaika päivittää ja status merkitään normaalisti onnistuneeksi. Yli 36 sekunnin aikaerot korjataan ja statukseksi asetetaan tieto kellonajasta johtuvasta epätarkkuudesta. Tarvittaessa verkonhaltija voi asettaa aikaerolle muutkin raja-arvot. Statuksien tarkoitus on lähinnä ilmoittaa verkonhaltijalle, onko mitattu lukema oikein vai liittyykö siihen mahdollisesti jokin virhe. Statukset muutetaan yhteisesti sovittuun muotoon ennen mittaustietojen siirtoa muille markkinaosapuolille. (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 11.3.2013).

3.3 Mittaaminen Keminmaan Energia Oy:llä

Sähkön mittaaminen aloitettiin Keminmaan Energia Oy:llä vuonna 1994, jolloin käyttöön otettiin MH30-mallin mittarit. Sähkömarkkinoiden vapauduttua kilpailulle otettiin vuonna 1997 käyttöön MT30-mittarit. MT-malliston tiedonsiirto tapahtui langallisen puhelinverkon kautta. Vuosituhannenvaihteessa mittarimallistoa uudistettiin MT40- ja MH40-malleilla, joita asennettiin aluksi teollisuuskohteisiin ja Kivaloiden alueelle. Vuonna 2006 MT-malliston tilalle alkoi tulla GSM-verkon kautta luettavia mittareita ja vuonna 2007 otettiin käyttöön ensimmäiset keskittimet. E600- ja E650-mallin mittarit otettiin vuonna 2010 käyttöön yli 63 A:n kohteissa. (Kallio 5.4.2013, keskustelu).

Keminmaan Energia Oy:n mittauskohteissa on nykyään käytössä sähkömittarimallit:

- ET10
- E120Lime
- E120LT
- E120M
- E600
- E650
- MH40

Mittareiden E-etukirjain tulee Enermet Oy:n nimestä. Enermet Oy ja Landis+Gyr yhdistyivät vuonna 2008 merkittäväksi sähkö- ja mittarijärjestelmien valmistajaksi.

ET10-malli on käytössä 1-vaiheisissa kohteissa, kuten vanhoissa mökeissä ja kerrostaloissa. ET10-malli voidaan korvata uudemmalla E120Lime-mallilla, jossa on vastaavat toiminnot kuin ET10:ssä. (Kallio 28.1.2013, keskustelu).

Landis+Gyrin valmistamat E120-sarjan mittarit on suunniteltu käytettäväksi kerros- ja omakotitaloissa, joissa tarvitaan monipuolista, luotettavaa ja helppokäyttöistä mittaria. E120-malleihin on mahdollista liittää ohjaus esimerkiksi sähkölämmitykselle, jonka toimintoja voidaan säätää viikkokohtaisilla ohjelmoinneilla, suoralla ohjauksella tai tietojärjestelmän kautta. E120-malleissa olevan M-Bus- tai S0-liinännän kautta voidaan kerätä mittaustietoja myös lämmöstä, vedestä ja kaasusta. E120M – malli sopii käytettäväksi etäällä sijaitsevilla kohteissa ja niillä mittaus suoritetaan sähköverkossa keskijännitteen kautta PLC-tekniikalla. E120M- mallia Keminmaan Energia Oy:llä on käytössä 365 kohteessa. E120Lime käyttää tiedonsiirtoon avointa Echelon LonTalk-tekniikkaa, joka soveltuu datamäärältään pienien viestien lähettämiseen. (Landis+Gyrin www-sivut, hakupäivä 28.1.2013; Kallio 28.1.2013, keskustelu).

E600- ja E650-mallit ovat Keminmaan Energia Oy:llä käytössä yli 63A sähkönkäyttöpaikoissa. Mittarit on suunniteltu käytettäväksi teollisuus- ja myymäläkohteissa. Mittareiden ominaisuuksiin kuuluu tehotariffimittaus, jolla voidaan tehdä käyttökohteen loistehonmittaukset. (Kallio 28.1.2013, keskustelu).

MH40-monitariffimittareita on Keminmaan Energia Oy:llä käytössä vielä joissakin alle 63 A:n kohteissa. Mittarinluenta suoritetaan sähköverkossa keskijänniteverkon kautta. MH40-mittauspäätteen voi ohjata mittarin tariffilaitteita, kuormia ja muita releillä toimivia ohjauksia. Mittarilla voidaan mitata tulevia pulsseja kahdesta pulssitulokanavasta ja tehdä pulsseista kWh-, kW- tai m³-arvoja kahdeksaan erilliseen rekisteriin. Malli on poistumassa käytöstä, koska niiden lähettimien rikkoutumiset ovat yleistyneet 10–15-vuoden käytön jälkeen. MH40-mittareita on korvattu toiminnoiltaan vastaavilla E120M-mittareilla. (Kallio 28.1.2013, keskustelu; Mittauspäätteen MH40, käyttöohje, 1).

3.4 Mittareihin liittyvät ongelmat

Valtioneuvosto on säätänyt AMR-mittareille asetuksen, jonka mukaan sähköntoimituksesta pitää tulla rekisteriin tieto yli 3 minuutin keskeytyksistä. Rekisterissä tulee näkyä jännitteettömän ajan alkamis- ja päättymishetki ja katkotiedot pidetään tallessa 2 vuoden ajalta. (Sähkön laadun asiantuntijaryhmä 2009, hakupäivä 29.1.2013).

Jännitteestä ja lyhyistä katkoksista saadaan vain suuntaa antavia tietoja, koska mittarikohtaisista eroista johtuen jännitteen näytteenottotaajuudet voivat vaihdella. Kaikkia jännitekuoppia ja lyhyitä keskeytyksiä ei välttämättä saada rekisteriin. (Sähkön laadun asiantuntijaryhmä 2009, hakupäivä 29.1.2013).

Etäluettavien sähkömittareiden on epäilty aiheuttavan häiriöitä kodin sähkölaitteille. Erityisesti himmentimellä toimivia lamppuja on saattanut rikkoutua ja lattialämmityslaitteita mennä epäkuntoon. Häiriöt ovat harvinaisia, mutta niitä on ollut ympäri maata. Ongelmien epäillään aiheutuvat sähköverkkoa häiritsevistä tietoliikenteestä, joka kulkee mittarin ja muuntamon välillä. Häiriöitä voidaan vähentää mittariin asetettavalla suotimella. Aiheesta ei vielä ole tutkimuspohjaisia todisteita. (Turun Sanomat 2012; Pöntinen 2012, hakupäivä 29.1.2013).

Mittauslukemien saantiin voi joissain tilanteissa tulla ongelmia, jos GSM-yhteys on poikki eikä mittariin saada yhteyttä. Osassa vanhoista kerrostaloista, joissa mittarit sijaitsevat kellarikerroksissa, ei GSM-verkko aina kuulu. Vaikeissa kohteissa GSM-signaalia voidaan yrittää parantaa lisäänteneillä, vahvistimilla ja operaattoreiden avustuksella. Uusilla asuinalueilla ei aina ole ehditty rakentaa tukiasemia, jolloin normaalit GSM-puhelimekkaan eivät kuulu kunnolla. (Salminen 2010, hakupäivä 29.1.2013)

Osassa etäluettavista mittareista on esiintynyt toimintahäiriöitä, jotka ovat johtaneet laitteen ylikuumentumiseen. Joissain tilanteissa mittarin muovinen suojakuori on ylikuumentumisen johdosta sulanut ja aiheuttanut tulipalovaaran. (Yle 2011, hakupäivä 29.1.2013).

Sähkömittareista aiheutuvia vääriä mittaustietoja voi ilmetä, mikäli mittariin on asennettu väärä mittaushjelma tai mittarin asetuksia ei ole säädetty oikein. Osassa mittarityypeistä mittarin valmistaja on asentanut ohjelmistot jo valmiiksi. E120M-mallin mittareihin verkkoyhtiö asentaa käyttöpaikkakohtaiset ohjelmat. Mittalaitteen vioittumisesta tai vääristä säädöistä voi aiheutua tietojenluennassa poikkeamia. Tarkastamalla poikkeavat mittaustiedot saadaan varmistettua tietojen oikeellisuus ja laatu. (Kallio 28.1.2013, keskustelu; Landis+Gyrin www-sivut 2013, hakupäivä 20.3.2013).

Etäluettavia sähkömittareita voidaan pitää myös uhkana käyttäjän yksityisyydelle. Kulutuslukemien perusteella voidaan esimerkiksi nähdä milloin käyttäjä on lomalla ja millainen on vuorokausirytmä. Vääriin käsiin päätyntä tietoa asukkaan poissaolosta voidaan käyttää esimerkiksi asuntomurron suunnitteluun. (Virtanen 2012, hakupäivä 29.1.2013).

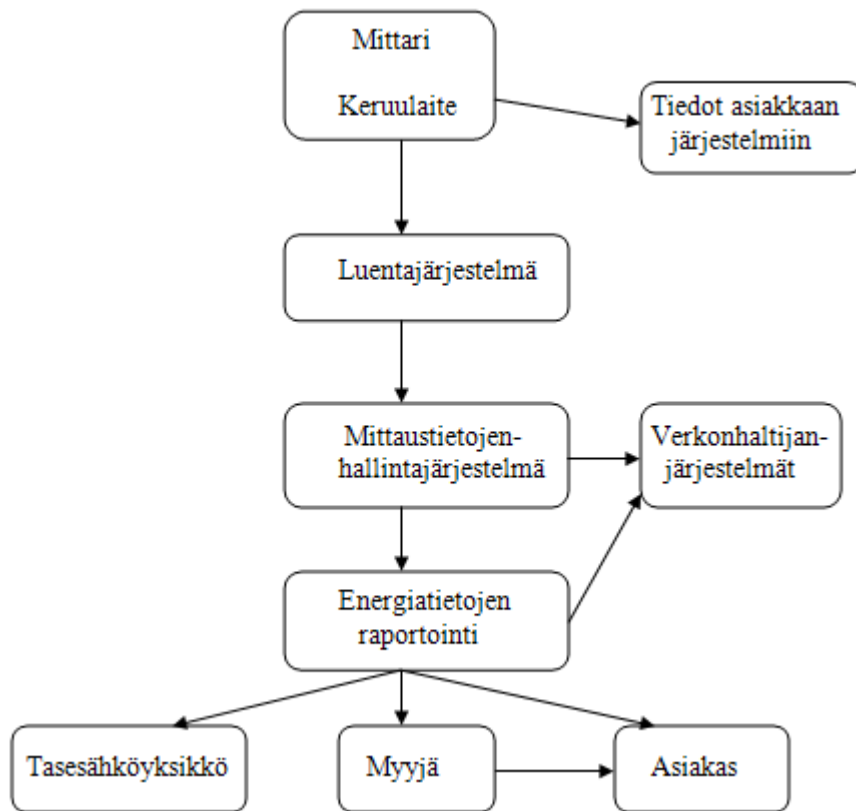
Laatumittausta tarkastellessa tulee lyhyissä keskeytyksissä huomioida keskeytysten määrä, ajankohdat ja sijainnit, jotta ongelmia päästään selvittämään. Pitkistä keskeytyksistä rekisteröidään keskeytyksen alkamis- ja päättymishetki. Jännitteen mittauksessa voidaan tarkastella pystytäänkö yli- ja alijännitteen rajoja määrittelemään ja miten laitteisto mittaa tehollisarvoja ja keskiarvoja. Huomioitavaa on myös mitataanko suuret kaikilta vaiheilta ja paljonko mittarille kertyy rekisteröityjä tapahtumia eri suureille. (Sähkön laadun asiantuntijaryhmä 2009, hakupäivä 29.1.2013).

3.5 Tiedonsiirto

Etäluettavilta mittareilta mittaustietojen siirtämiseen tietokantoihin voidaan käyttää erilaisia tekniikoita. Tiedonsiirto voidaan suorittaa GSM-yhteydellä, pien- tai keskijännitesähköverkolla, radio-, tietoliikenne- tai puhelinverkolla. Parhaiten soveltuva tekniikka riippuu sähkökäyttöpaikasta. Keminmaan Energia Oy:llä tiedonsiirto tehdään joko GSM- tai sähköverkon kautta. Vanhojen puhelinverkkoliittymien käyttö tiedonsiirrossa on lopetettu kalliiden ylläpitokustannusten vuoksi. (Halonen 3.4.2013, keskustelu).

Tiedonsiirtoyhteydeltä vaaditaan kaksisuuntaista toimintaa. Mittalaitteille suositellaan asennettavan sellainen yhteys, joka toimii vuorokauden ajasta riippumatta. Järjestelmällä tulisi pystyä seuraamaan muun muassa mittarilta saapuvia hälytyksiä sekä antamaan ohjauskäskyjä mittarille verkonhaltijan vaatimalla vasteajalla. Mittarin tiedot pitäisi saada luettua sekä automaattisesti, että erillisestä käskystä. Sähköverkon kautta tapahtuvassa laitteiden ohjauksessa voidaan käyttää verkkokäskyjärjestelmää, jolla voidaan muun muassa ohjata mittareiden tariffeja. Tiedonsiirrossa havaituista virheistä ja epäonnistuneista luennoista pitää luentajärjestelmän tehdä merkinnät. Eri valmistajien laitteet ja järjestelmät voivat olla yhteensopivia keskenään. Tuolloin liittymien väliset rajapinnat ovat joko standardien mukaisia tai vaihtoehtoisesti voidaan käyttää protokollakonvertteria (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 6.2.2013; Energiamarkkinavirasto 2005, 10).

Kuvassa 3 esitellään mittaustietojen tiedonsiirtoketju kokonaisuudessaan. Keruulaitteena toimiva mittari kerää mittaustietojen sähkönkulutuksen ja tiedot kerätään luentajärjestelmällä. Luentajärjestelmästä tiedot tallennetaan mittaustietojenhallintajärjestelmään, jossa mittaustietoja voidaan käsitellä eri sovelluksilla ja siirtää tiedot mittaustieto- ja asiakastietojärjestelmään. Mittaustietojärjestelmästä hoidetaan raportoinnin taseselvityksestä ja asiakastietojärjestelmästä tiedot välitetään myyjille ja asiakkaalle.



Kuva 3. Mittaustietojen tiedonsiirtoketju (Energiateollisuus 2010, hakupäivä 13.3.2013)

3.5.1 Sähköverkko

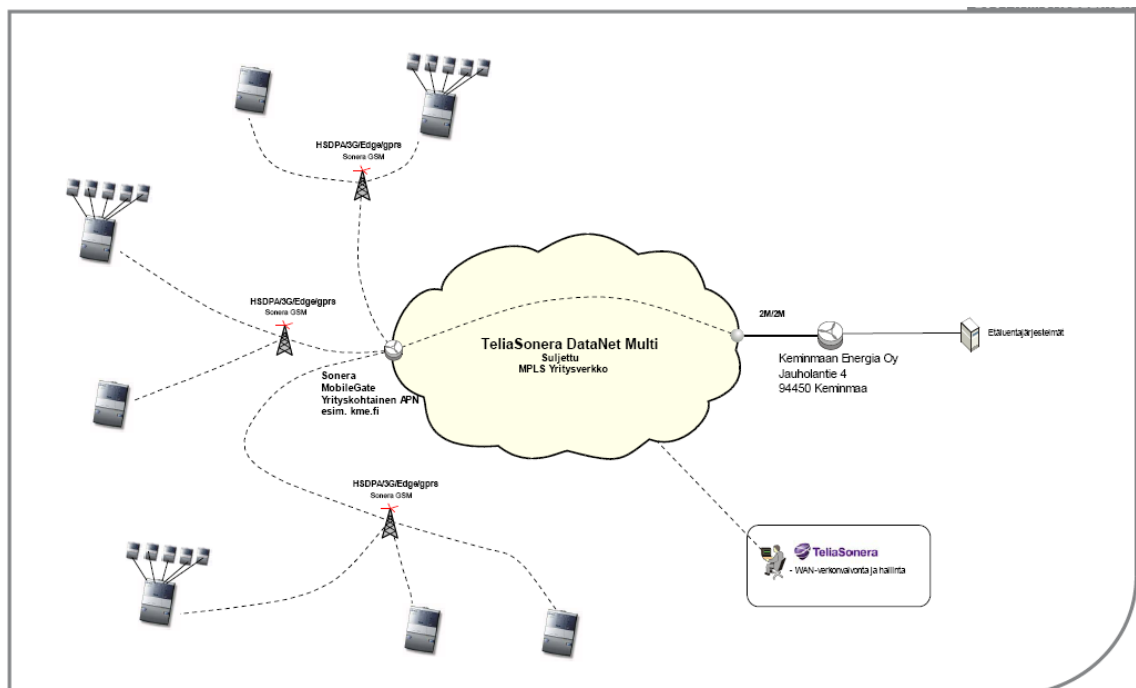
Sähköverkon kautta tapahtuva tiedonsiirto, eli PLC-tekniikka perustuu verkkotaajuuteen sisällytettyihin korkeampiin taajuuksiin. Taajuudet, joita halutaan mitata, voidaan suodattaa signaaleista. Mittaustiedot voidaan kerätä aluksi keskittimeen, josta ne luetaan esimerkiksi GPRS-yhteydellä. Sähköyhtiölle etäluennan suorittaminen valmiiksi rakennetun sähköverkon kautta on taloudellisesti kannattava ratkaisu, kun verkostoa ei tarvitse rakentaa alusta asti tiedonsiirtoa varten. Mittareiden luenta tehdään kaupunkialueilla pienjänniteverkossa. Haja-asutusalueilla luetaan käytetään keskijänniteverkkoa, jolloin mittaustiedot voidaan siirtää ilman keskittimiä suoraan energiayhtiön tietojärjestelmiin. (Serkkola & Sukuvaara 2009, hakupäivä 5.2.2013; Heiska 2006, 45).

3.5.2 GSM-verkko

GSM-tekniikalla tietoja siirretään matkapuhelinverkon kautta. GSM-verkko muodostaa digitaalisen soluverkon, jossa salattu radiotien liikenne siirretään. GSM-verkossa etäluenta voidaan tehdä GSM-datana, lyhytsanomapalveluna (SMS) tai

pakettikytkentäisellä radioyhteydellä (GPRS). Etäluennassa mittauskohteeseen asennetaan GSM-modeemi tai GPRS-verkkokortti. Etuna GSM-verkon käytössä etäluennassa on valmiiksi rakennettu tiedonsiirtoverkko, kuten sähköverkon kautta tapahtuvassa tiedonsiirrossa. GPRS eroaa perinteisestä GSM-yhteydestä siinä, ettei palveluyhteyttä tarvitse joka kerta luoda uudestaan ja yhteys on aktiivinen vain tiedonsiirron ajan. Tiedonsiirrossa voidaan hyödyntää Master/Slave-toimintoa, jolloin yksi mittari voi kerätä tiedot toisilta mittareilta ja siirtää tiedot eteenpäin. Slavena toimivat mittarit voidaan yhdistää Master-mittariin käyttämällä eri tekniikoita, kuten RS-väyläkaapelointia (Recommended Standard) tai GPRS-yhteyttä. (Serkkola & Sukuvaara 2009, hakupäivä 5.2.2013; Heiska 2006, 46).

Kuvassa 4 on esitetty TeliaSoneran Keminmaan Energia Oy:lle tarjoama ratkaisuehdotus etäluennan suorittamiseen GPRS-palveluna. Palvelun toimintaa varten etäluettavat mittarit ja keskittimet muutettaisiin tukemaan GPRS-tekniikkaa. Muutos voitaisiin tehdä mittareille etäpäivityksenä tai vaihtamalla mittareille uudet SIM-kortit. Mittareiden tiedot luettaisiin GPRS-yhteydellä keskittimille, joista data siirretään yrityskohtaista APN:ä (Access Point Name) käyttäen yrityksen omaan pilviverkkoon. Pilvipalvelusta tiedot saadaan haettua Internet-yhteydellä yrityksen tiedonhallintajärjestelmiin. (Lankila 19.3.2013, palveluesittely).



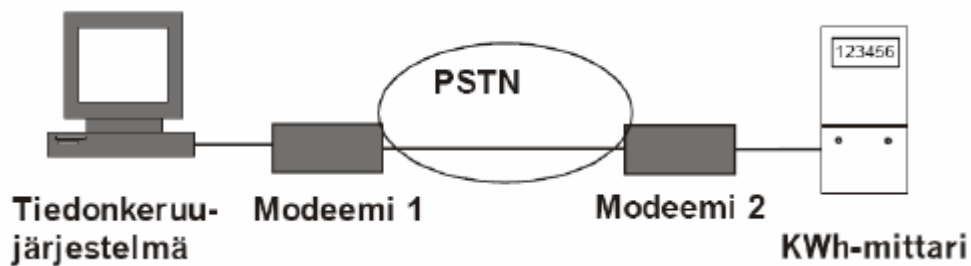
Kuva 4. TeliaSoneran ratkaisuehdotus (Lankila 19.3.2013, palveluesittely)

3.5.3 Radiotekniikka

Radioverkossa tiedonsiirto tapahtuu vapaille radiotaajuuksilla. Matalatehoisilla lähettimillä kantomatkat ovat lyhyitä ja esteet, kuten rakennukset heikentävät signaalin voimakkuutta. Kantomatkaa saadaan kasvatettua toistimilla, joista luettatiedot siirtyvät keskittimelle. Keskittimeltä tiedot luetaan GSM-, sähkö- tai puhelinverkon välityksellä. (Heiska 2006, 47).

3.5.4 Puhelinverkko

Puhelinverkon kautta tapahtuvassa etäluennassa tieto siirretään modeemilla varustetusta sähkömittarista PSTN-tekniikkaa käyttäen tiedonkeruujärjestelmän modeemille. Tiedonsiirtoon käytettävä kaistanleveys vaihtelee 300–3400 Hz:n välillä. (kuva 5). (Karkkulainen 2005, 60).



Kuva 5. Mittarinluenta puhelinverkon kautta (Heiska 2006, 45)

3.5.5 Tietoliikenneverkko

Mittauspaikan tiedot saadaan etäluettua tietoliikenneverkon välityksellä, kun IP-osoitteella varustettu mittauspiste liitetään tietoliikenneverkkoon verkkokortilla. Tiedonsiirto tapahtuu kahden tai useamman tietokoneen välillä, jotka ovat yhteydessä toisiinsa kaapeleiden tai Internetin kautta. Tiedonsiirtoon käytetään TCP/IP-protokollaa. (Karkkulainen 2005, 60–61).

3.6 Hälytykset

Mittarille säädetyillä sopivilla ali- ja ylijänniteasetteluilla voidaan erilaisista vikatilanteista saada hälytystiedot. Tällaisia hälytyksiä ovat nollavika, sähköverkon

vaihekatko ja vaiheiden puuttumiset. Hälytyksille tulisi olla mahdollista valita erilaisia toimintoja, kuten poistaa hälytys käytöstä, tallentaa hälytykset tapahtumalokiin ja tallentaa hälytykset tapahtumalokiin ja tehdä samalla hälytys. Hälytystiedot lähetetään mittarilta verkkoyhtiön luenta- ja tietojärjestelmiin. (Sähkön laadun asiantuntijaryhmä 2009, hakupäivä 6.3.2013).

3.7 Tulevaisuuden näkymät

Älykkäällä sähköverkolla tiedonsiirto saadaan muutettua kaksisuuntaiseksi sähköntuottajan ja -kuluttajan välille. Kaksisuuntaista tietoliikennettä varten sähkömittari ohjelmoidaan mittaamaan energiaa kahteen suuntaan, jolloin verkkoyhtiön asiakas pystyy myös toimimaan sähkön paikallistuottajana. Paikallistuotantoa voi olla aurinkoenergialla, tuuli- ja vesivoimalla tuotettu sähkö, jonka sähköverkonhaltija voi liittää sähköverkkoonsa. Ennen verkkoon kytkemistä tulee asiakkaan toimittaa verkonhaltijalle laitteistosta käyttöönotto- ja koestuspöytäkirjat, jotta kytkeminen voidaan suorittaa turvallisesti. (Energiateollisuuden www-sivut 2013, hakupäivä 11.3.2013; Vattenfallin www-sivut 2013, hakupäivä 4.4.2014).

Älykkään sähköverkon avulla voidaan sähkönkulutusta ohjalla ajankohdille, jolloin sähkö on edullisempaa. Sähkölaitteisto voi seurata reaaliaikaisesti sähkön hintoja ja kytkeytyä automaattisesti päälle sopivalla hetkellä. Hinnoittelun muutosten myötä voi sähköyhtiö siirtyä nykyisestä vakiosopimushinnasta vaikka tuntihinnoitteluun, jolloin tuntikohtaista tietojenluentaa päästään hyödyntämään entistä tehokkaammin. Mahdolliseksi ongelmaksi on havaittu, että halvimmalla hetkellä käynnistyneet sähköverkkoon kytketyt laitteet voivat aiheuttaa kulutuspiikin ja pahimmassa tapauksessa romahduttaa koko sähköverkon. (Rantalainen, hakupäivä 11.3.2013; Storås 2011, hakupäivä 11.3.2013).

Älykkään sähköverkon avulla sähkön kysyntä saadaan paremmin joustamaan tuotannon mukaan. Joustoa tarvitaan epävakaiden tuotantomuotojen, kuten tuulivoiman käytön lisääntyessä. Sähköautojen yleistyessä voidaan sähköverkosta ladattavia autoja hyödyntää ohjattavina energiavarastoina. Tuolloin verkon häiriötilanteissa tuotannon tehoreservien käytön tarve vähenee. (Energiateollisuuden www-sivut 2013, hakupäivä 11.3.2013).

Älykäs sähköverkko tuo lisää uusia toiminnallisuksia, jotka lisäävät tietoturvan haavoittuvuutta. Tietoturvan ylläpidossa haasteellista on yritysten ja organisaatioiden välinen tiedonsiirto ja järjestelmien integrointi. Huolimatta tiedonsiirron valtavista määristä yksityisten tietojen on säilyttävä luottamuksellisina. Tietoturvan kehityksessä tulee ottaa kattavasti huomioon monia eri aloja kuten tietotekniikka, ohjelmistot, tietoliikennetekniikka, automaatiotekniikka ja sähkötekniikka. (Eerola 2012, hakupäivä 12.3.2013)

4 TIETOJÄRJESTELMÄT

4.1 Gridstream AIM

Gridstream AIM (Active Information Management) on Landis+Gyrin valmistama mittaustiedon hallintajärjestelmä, joka on käytössä Keminmaan Energia Oy:llä. Ohjelmistoa käytetään AMR:n tietojenhallintaan liittyviin tehtäviin. AIM-järjestelmällä voidaan hoitaa mittauspisteen tietojenkäsittely sähkönkulutuksesta, lämmityksestä, sekä kaasun- ja vedenkäytöstä. Käyttöpaikkakohtaisen mittarin keräämät tuntikohtaiset kulutuslukemat siirretään Gridstream AIM-ohjelmaan, jossa mittaustietoja voidaan käsitellä. Ohjelmalla voidaan etsiä mittauspisteitä käyttäen käyttöpaikkatunnuksia, ja sähkönkulutusta voidaan tarkastella käyttöpaikkakohtaisesti tuntitasolla. Järjestelmän sovelluksilla hallitaan muun muassa tunti- ja jaksoarvojen tiedonsiirtoon liittyviä tehtäväketjuja. Järjestelmä tarkastelee mittaustietojen laatua, voimassaoloja ja luotettavuutta sekä ilmoittaa tiedot käyttäjälle. Järjestelmän valinnaisilla toiminnoilla voidaan tehdä aikataulutettuja automaattisia tiedonsiirtoja, tarkastella tietoja etätyönä, seurata tiedonsiirtoketjua ja tehdä etäohjauksia laitteistoille. Ohjelmiston teknologia perustuu avoimiin standardeihin, mikä parantaa yhteensopivuutta eri valmistajien ohjelmistojen kanssa. (Landis+Gyr 2010, hakupäivä 29.1.2013).

4.2 EllaEDM

Empower Oy:n EllaEDM-mittaustietojärjestelmää käytetään Keminmaan Energia Oy:llä mittaustietojen hallintaan. Järjestelmän tehtävä on hallita ja varastoida etäluettavien sähkömittareiden mittaustietoja. Lain mukaan mittaustiedot tulee säilyttää kuusi vuotta. Mittaustietojen siirtoon järjestelmien välillä käytetään EDM:n ajastettuja eräajoja. Eräajojen loki-valikosta voidaan tarkastaa kaikki ajatut eräajot ja nähdä onnistuneiden ja virheellisten tiedostojen määrät. EDM-järjestelmällä voidaan suorittaa taseselvitykset ja hoitaa siihen liittyvät sanomaliikenteet. Ohjelmalla hoituu myös sanomien lähetyksen ja vastaanoton valvonta ja tarkistus. Järjestelmään on valmiiksi määritetty toimintoja, joilla voidaan käsitellä puuttuvia tuntitietoja ja tehdä niihin korjauksia. AMR-mittarit yhdistetään EDM-järjestelmään ristiinkytkentätoiminolla, jolla voidaan tarkastaa mittauspisteeseen liitetyt mittaustoiminnot. (Krats 2012, 36)

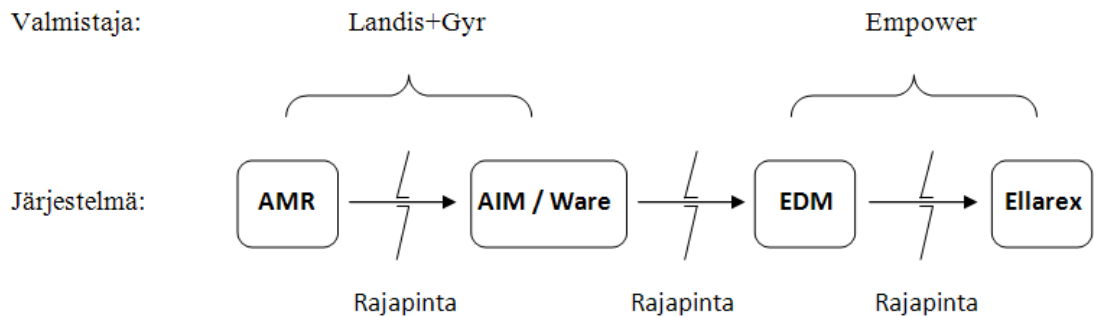
4.3 Ellarex

Ellarex on Empower Oy:n asiakaspalvelu- ja laskutustietojärjestelmä. Järjestelmä soveltuu sekä sähkö- että kaukolämpöliiketoiminnan käyttöön ja se on kehitetty yhteistyössä energiayhtiöiden kanssa. Ellarex:n kautta pystytään hallitsemaan energiayhtiön asiakkaiden tietoja, kuten sähkö sopimuksia ja laskutuksia. Järjestelmällä voidaan etsiä sähkökäyttöpaikkoja käyttöpaikan nimen, tunnuksen, kadunnimen, liittymätunnuksen, sopimusnumeron tai muuntamon mukaan. Käyttöpaikalta saadaan tarkastettua muun muassa käytössä olevan mittarin malli, laskurit, lokitiedot mittarin huollosta ja käyttöönotosta, jaksolukemat laskutusta varten ja asiakkaan yhteystiedot. (Empower 2008, hakupäivä 5.2.2013; Krats 2012, 10).

5 RAJAPINTOJEN VÄLISET ONGELMAT

5.1 Järjestelmien rajapinnat

Rajapinnalla tarkoitetaan tässä yhteydessä eri järjestelmien välistä yhteyttä tietojen lähettämiseen ja vastaanottamiseen keskenään. Keminmaan Energia Oy:n mittaustiedonhallinnan väliset rajapinnat ovat tietoja keräävän mittarin ja AIM:n, AIM:n ja EDM:n sekä EDM:n ja Ellarex:n välillä (kuva 6).



Kuva 6. Järjestelmien väliset rajapinnat

5.2 Virheiden havaitseminen

AIM-järjestelmällä pystytään tarkastelemaan mittauspisteen tuntikohtaisia kulutuslukemia. Kuvassa 7 on esitetty erään mittauspisteen tiedot. Mittarilta saadut lukemat näkyvät tuntikohtaisesti jokaiselle päivälle. Jos järjestelmä ei ole saanut lukemia, näkyy puuttuvan lukeman alue punaisella. Mikäli lukemien puute aiheutuu vioittuneesta mittalaitteesta, vaihdetaan mittari uuteen. Mittaukseen vaikuttaneet häiriöt näkyvät järjestelmässä keltaisina alueina. Häiriöitä aiheuttavat ainakin sähkökatkot, joista aiheutuvat häiriöt ohjelma ilmoittaa, kun siirretään hiiri keltaisena olevan alueen päälle. Myös raja-arvoista poikkeava kellonaika mittalaitteen ja luentajärjestelmän välillä näkyy järjestelmässä keltaisena alueena. Jos mittaustiedot näyttävät 0-lukemia, on mittauspisteen sähkötkätkä saatettu katkaista mittarilta. Jos taas mittauspisteen sähkötkätkätkään pääkytkimeltä, ei kohteesta saada mitään lukemia ja mittauspiste näkyy virheellisenä myös EDM:n eräajoissa. Kun järjestelmässä huomataan mittauskohde josta sähkötkätkätkä puuttuu, tulee kohteen tiedot tarkastaa ja selvittää katkon syy.

Alkamisaika	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.	16.	17.	18.	19.	20.	21.	22.	23.	24.	25.	26.	27.	28.	
00:00													0,4	0,35	0,39	0,4	0,54	0,4	0,32	0,66	0,34	0,35	0,39	0,37	0,9	0,32	0,43		
01:00													0,21	0,21	0,29	0,43	0,45	0,19	0,29	0,27	0,23	0,28	0,39	0,31	0,65	0,17			
02:00													0,15	0,15	0,32	0,38	0,34	0,17	0,18	0,17	0,18	0,27	0,27	0,24	0,28	0,15			
03:00													0,21	0,19	0,28	0,19	0,18	0,21	0,19	0,2	0,22	0,17	0,16	0,24	0,17	0,2			
04:00													0,2	0,2	0,25	0,18	0,21	0,18	0,18	0,22	0,17	0,2	0,19	0,15	0,18	0,21			
05:00													0,17	0,14	0,22	0,19	0,23	0,18	0,21	0,18	0,23	0,25	0,18	0,18	0,26	0,27			
06:00													0,33	0,29	0,19	0,17	0,18	0,18	0,26	0,25	0,28	0,28	0,26	0,27	0,18	0,18			
07:00													0,2	0,23	0,19	0,16	0,19	0,2	0,22	0,26	0,2	0,21	0,22	0,16	0,19	0,16			
08:00													0,22	0,18	0,08	0,21	0,19	0,19	0,16	0,22	0,21	0,2	0,24	0,16	0,28	0,22	0,17		
09:00													0,19	0,18	0	0,16	0,3	0,17	0,19	0,13	0,23	0,24	0,15	0,28	0,28	0,32	0,2		
10:00													0,68	0,31	0	0,29	0,25	0,31	0,33	0,28	0,36	0,35	0,28	0,35	0,88	0,27	0,27		
11:00													0,81	0,37	1,31	0,32	0,98	0,33	0,32	0,22	0,48	0,31	0,98	0,63	0,45	0,39	0,17		
12:00													0,35	0,37	0,86	0,46	0,38	0,28	0,76	0,15	0,48	0,38	0,46	0,77	0,38	0,22	0,15		
13:00													0,92	0,71	0,28	0,94	0,35	0,79	0,4	0,16	0,33	0,32	0,28	0,5	0,26	0,18	0,14		
14:00													1	0,41	0,41	0,15	0,26	1,29	0,21	0,25	1,1	0,35	0,31	1,2	0,3	0,41	0,27		
15:00													1,52	0,79	0,36	0	0,26	0,38	0,42	0,32	1,71	0,38	0,23	0,28	0,32	0,7	0,25		
16:00													0,51	1,66	0,67	0,22	0,3	0,62	1,2	0,84	0,27	0,27	0,26	0,49	0,4	1,12	2,1		
17:00													0,37	0,82	1,53	1,19	1,58	0,41	0,38	0,55	0,47	0,2	0,34	0,46	0,92	0,38	0,74		
18:00													0,44	0,36	0,56	0,92	0,47	0,51	0,5	0,3	0,47	1,12	0,54	1,09	0,33	0,38	0,99		
19:00													0,46	0,42	0,48	0,27	0,53	0,51	0,41	0,43	0,68	0,74	1,08	0,61	0,36	0,47	0,41		
20:00													0,48	0,45	0,72	1,02	0,48	0,55	1,08	0,48	0,63	0,5	0,38	0,39	0,39	0,46	0,56		
21:00													0,62	0,55	0,59	0,37	1,35	0,51	1,06	0,47	1,1	1,17	1	0,45	1,09	0,45	0,52		
22:00													1,09	0,51	0,46	0,4	1,74	0,43	1,31	0,45	0,68	0,94	0,5	0,51	0,42	0,45	1,34		

Kuva 7. Mittauspisteen tiedot

Tuntitietojen siirto tapahtuu EDM:ssä ajastetuilla eräajoilla. Eräajon lokista nähdään muun muassa ajatut eräajot, tilat niiden onnistumisista, ajon käynnistäjän ja keston, sekä käsiteltyjen tiedostojen, virheiden ja varoitusten määrät. Tarkemmat tiedot eräajokohtaisista virheistä ja varoituksista saadaan näkyviin avaamalla eräajon tiedot uuteen ikkunaan ja painamalla ”virkistä”-painiketta. Lokiviestilistalta saadaan tiedot virheellisistä käyttöpaikoista ja erittely virheen aiheuttajasta.

Turhia virheilmoituksia aiheuttavat tilapäissähköä käyttävät mittauskohteet, jotka on otettu pois käytöstä. Poistamalla tällaiset kohteet luettavien kohteiden listalta vältetään turhilta virheilmoituksilta ja ylimääräisiltä virheiden tarkistuksilta.

5.3 Ongelmien kartoitus

5.3.1 Tiedonsiirto mittarilta

Sähkömittarin ja AIM-järjestelmän väliset tiedonsiirto-ongelmat liittyvät yleensä laitevikoihin, kuten keskittimien jumiutumiseen tai mittareiden hajoamiseen. Vikoja on havaittu ainakin MH40-mallin mittareissa, jotka alkavat olla käyttöikänsä päässä. Sähkökäyttöpaikkoihin voidaan asentaa lisävahvistimia, jos mittariin ei saada yhteyttä heikon signaalin vuoksi. Jos mittalaitteen etäluennassa on ongelmia, lain mukaan tiedot tulee pystyä lukemaan paikallisesti tiedonsiirtoliitännän kautta. Mittaustietojen siirrossa sähköverkon kautta voi olla ongelmia, kun tietoja siirretään eri jännitetasojen väleillä. Sähköverkossa hankaluuksia aiheuttaa myös mittasignaalien lyhyt kantomata, jota kuitenkin kompensoi sähköverkon laaja kattavuus. Joissain tilanteissa syy, ettei tiedonsiirto onnistu, johtuu käyttöpaikalta puuttuvasta sähkö Sopimuksesta. (Kallio 28.1.2013, keskustelu; Energiategollisuus 2010, hakupäivä 6.2.2013; Heiska 2006, 45).

Suomessa GSM-luenta on käytössä Keminmaan Energia Oy:n lisäksi enää vain harvalla verkkoyhtiöllä. GSM-luennan sijasta on siirrytty käyttämään tiedonsiirtoon GPRS-yhteyttä. Tietojärjestelmien päivityksissä tulee Keminmaan Energia Oy:llä ottaa huomioon ohjelmien GSM-yhteensopivuus. Maaliskuussa 2013 Keminmaan Energia Oy:llä päivitettiin AIM-järjestelmä, jonka käyttöönotossa ilmeni tiedonhakuongelmia. Uuden päivityksen versio ei ollut yhteensopiva kaikkien järjestelmien kanssa, jonka vuoksi useilta mittareilta ei tietoja saatu luettua. Ratkaisuksi ongelmaan päivitysten asetuksia muutettiin, jotta luentajärjestelmä saatiin toimimaan.

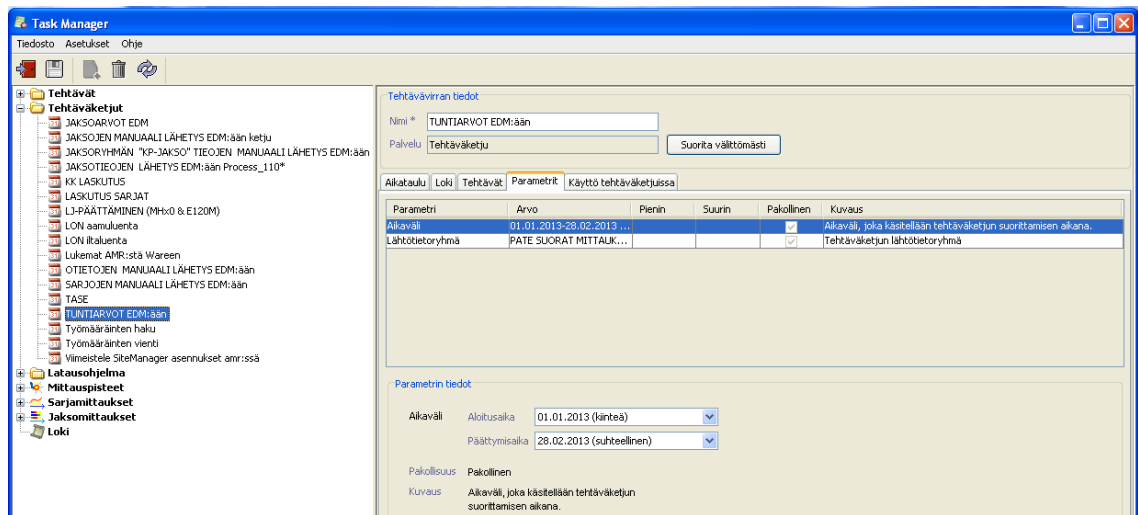
5.3.2 AIM- ja EDM-järjestelmien rajapinta

Suurimmat ongelmat rajapintojen välisessä tiedonsiirrossa ovat AIM- ja EDM-järjestelmien välillä. AIM on Landis+Gyrin mittaustiedon hallintajärjestelmä ja EDM on Empower Oy:n valmistama mittaustietojärjestelmä. Eri valmistajat käyttävät järjestelmissään erilaisia toimintatapoja ja asetuksia, jotka voivat aiheuttaa yhteensopivuusongelmia toisten järjestelmien kanssa.

AIM:sta aikasarjat ja mittaukset yhdistetään EDM:ään ristiinkytkentätoiminnolla. Toiminto löytyy EDM:stä ”Mittaukset”-valikon alta. Ristiinkytkennällä voidaan

tarkastaa käyttöpaikalla käytössä olevan mittarin tiedot, kuten mitä mittauksia mittari lukee ja milloin mittari on otettu käyttöön. Tiedonsiirto-ongelmia AIM:n ja EDM:n välillä on aiheutunut käyttöpaikkojen puuttuvista tiedoista, kuten puuttuvista laskurin muuttajan tiedoista. Ongelmien ilmetessä voidaan käyttöpaikan mittaritiedot poistaa EDM:stä ja ajaa tiedot uudestaan Ellarex-asiakastietojärjestelmästä.

Esimerkki rajapintojen välisestä tiedonsiirto-ongelmasta tapahtui helmikuussa 2013, kun mittaustiedot eivät siirtyneet AIM- ja EDM-järjestelmien välillä. EDM:ssä ”puuttuvien tuntisarjat”-eräajo ilmoitti pahimmillaan yli 5000 virheilmoitusta. Mittauslukemia puuttui käyttökohteista yleisesti 15.2.2013 alkaen. Ongelmaan löytyi ratkaisu AIM-järjestelmän ”task manager”-sovelluksesta, jolla määritetään ja seurataan ajastettuja prosesseja. Sovelluksen ”tehtäväketjut”-valikon alta löytyvän ”tuntiarvot EDM:ään”-siirtotoiminnon ajastus oli pois päältä ja parametrin päättymisajanarvoksi oli asetettu 14.2.2013. Toiminto siis haki lukemat vain 14.2.2013 saakka. Sovelluksia ja ajastuksia pääsee käsittelemään useampi käyttäjä Keminmaan Energia Oy:llä ja järjestelmävalmistajan puolella, jolloin käyttäjistä johtuvien vikojen mahdollisuus on suuri. Toiminnoista puuttuvat selkeät ohjeet, jonka vuoksi oikeiden asetusten asettaminen on vaikeaa. Ratkaisuna ongelmaan toiminto ajastettiin tehtäväksi päivittäin ja parametrin päättymisajaksi asetettiin ”suhteellinen”, eli päättymisaika päivittyy automaattisesti kuluvan päivän mukaan. Kuvassa 8 on esitetty ”tuntiarvot EDM:ään”-toiminnon parametrivalikko korjauksen jälkeen. Kuvan vasemmassa reunassa on tehtäväketju-lista, josta ilmenee käytössä olevat tehtävät. Jokaisella tehtävällä on omat välilehdet toiminnon aikataululle, lokitiedoille, tehtävän kuvaukselle, parametreille ja tiedolle, missä tehtäväketjussa toimintoa käytetään.



Kuva 8. Parametrit

5.3.3 Eräajojen ajastukset

EDM:n ”eräajon hallinta”-valikosta voidaan tarkastaa käytössä olevien eräajojen ajastukset. Ajastukset on hyvä tarkastaa varsinkin silloin, kun haluttua eräajoa ei ole ”eräajon loki”-valikossa. Kuvassa 9 on esitetty ”eräajon hallinta”-valikko. Perushaku-toiminnolla voidaan etsiä eräajoja ajastuksen tunnuksen, aikataulun, käynnistäjän ja eräajotyyppin tunnuksen mukaan. Haulilla löytyneet ajot näkyvät listana ajastuksen tunnuksen alla. Jos eräajon ajastus on käytössä, kyseisen ajon kohdalla on merkki ”käytössä”-sarakkeen kohdalla. Aktiivinen aloitus ja lopetus- sarakkeista nähdään, milloin eräajo on otettu käyttöön ja milloin käyttö on lopetettu. Ajastusten ohjelmointi määritellään ”syntaksi”-valikolla, johon asetetaan ajastuksen haluttu toiminta-aika. Ajastetun eräajon seuraava aloitusajankohta nähdään ”seuraava ajoaika”-sarakkeesta. ”Käynnistäjä”-sarakkeessa ilmoitetaan eräajon tekijän/käynnistäjän tunnus.

Eräajon hallinta Etsi

Perushaku

Kaikki Ajustetut Historia

Haku
Uusi haku
Valitse

Ajustuksen tunnus

Voimassaolo +02 +02

Seuraava ajoaika +02 +02

Ajustettu +02 +02

Käynnistäjä

Eräajotyypin tunnus

Rivillä: 22

Ryhmitelläkseeni sarakkeen mukaan vedä otsikko tähän

Ajustuksen tunnus	Käytössä	Akt. Aloitus	Akt. Lopetus	Seuraava ajoaika	Syntaksi	Käynnistäjä	Eräajotyypin tunnus
TESTIERAJO	<input checked="" type="checkbox"/>					EMPOWER\m...	TESTIERAJO
TYYPPI	<input type="checkbox"/>					KMENERGIA\...	TYYPPIKÄYRÄLASKENTA
MSCONS_SANOMIEN_LAHETYS	<input type="checkbox"/>					Elaednkrme01	MSCONS_SANOMAN_LAHETYS
TYYPPIKÄYRÄLASKENTA	<input type="checkbox"/>					Elaednkrme01	TYYPPIKÄYRÄLASKENTA
JV_TASEEN_LASKENTA	<input type="checkbox"/>					Elaednkrme01	JV_TASELASKENTA
AIKASARJARYHMITTELY_0_KAYRA	<input type="checkbox"/>					Elaednkrme01	AIKASARJARYHMITTELY
AIKASARJARYHMITTELY_9_KAYRA	<input type="checkbox"/>					Elaednkrme01	AIKASARJARYHMITTELY
ALKULUKEMAT	<input type="checkbox"/>					ELLAEDMKM...	LUKEMAT_RISTIINKYTKENNÄSTÄ_LASKU...
TUNTISARJOJEN_TOIMITUS_OSM_EDM	<input checked="" type="checkbox"/>			4.3.2013 17:00	FREQ=DAILY:BYHOUR=17.8...	OULUNKAUP...	TUNTISARJOJEN_TOIMITUS_OSM
MSCONS_SANOMAN_LUKU	<input checked="" type="checkbox"/>			5.3.2013 8:00	FREQ=DAILY:BYHOUR=8.8Y...	KMENERGIA\...	MSCONS_SANOMAN_LUKU
LUKEMIEN_TOIMITUS_ELLAREXIN	<input checked="" type="checkbox"/>			4.3.2013 21:00	FREQ=DAILY:BYHOUR=21.8...	ELLAEDMKM...	LUKEMIEN_TOIMITUS_ELLAREXIN
MUUTOSLOKI_KASITTELUJA	<input checked="" type="checkbox"/>			4.3.2013 22:30	FREQ=DAILY:BYHOUR=22.8...	EMPOWER\m...	MUUTOSLOKI_KASITTELUJA
AIM_TUNTIARVOT	<input checked="" type="checkbox"/>	13.2.2013 0:00		5.3.2013 11:00	FREQ=DAILY:BYHOUR=11.8...	KMENERGIA\...	AIM_FILE_READING
READING_CHECK	<input checked="" type="checkbox"/>			5.3.2013 7:20	FREQ=DAILY:BYHOUR=7.8Y...	KMENERGIA\...	READING CHECK
MSCONS_LAHETYS_1080	<input checked="" type="checkbox"/>	20.2.2013 0:00		4.3.2013 13:30	FREQ=DAILY:BYHOUR=13.8...	KMENERGIA\...	MSCONS_SANOMAN_LAHETYS
MSCONS_LAHETYS_1008	<input checked="" type="checkbox"/>	20.2.2013 0:00		4.3.2013 13:20	FREQ=DAILY:BYHOUR=13.8...	KMENERGIA\...	MSCONS_SANOMAN_LAHETYS
KOKO_TASE	<input checked="" type="checkbox"/>	1.2.2013 0:00		4.3.2013 12:01	FREQ=DAILY:BYHOUR=12.8...	KMENERGIA\...	KOKO_TASE
MSCONS_LAHETYS_1000	<input checked="" type="checkbox"/>	20.2.2013 0:00		4.3.2013 12:30	FREQ=DAILY:BYHOUR=12.8...	KMENERGIA\...	MSCONS_SANOMAN_LAHETYS
TELIASONERA_TUNTISARJA_LUKU	<input checked="" type="checkbox"/>					EMPOWER\m...	TELIASONERA_TUNTISARJA_LUKU
TUNTISARJOJEN_TOIMITUS_OSM_EDM2	<input checked="" type="checkbox"/>					OULUNKAUP...	TUNTISARJOJEN_TOIMITUS_OSM
TUNTISARJAT_ELLAREXIN	<input checked="" type="checkbox"/>			5.3.2013 7:40	FREQ=DAILY:BYHOUR=7.8Y...	KMENERGIA\...	TUNTISARJAT_ELLAREXIN
KAUSILUKEMIEN_TOIMITUS_ELLAREXIN	<input checked="" type="checkbox"/>			5.3.2013 7:50	FREQ=DAILY:BYHOUR=7.8Y...	KMENERGIA\...	KAUSILUKEMIEN_TOIMITUS_ELLAREXIN

Kuva 9. Eräajon hallinta

5.3.4 Laskurit

Jotta lukemien siirto EDM:ään onnistuisi, tulee jokaisella käyttöpaikalla olla aikasarjamittaus tuntikohtaisille lukemille. Käyttöpaikan laskurit näkyvät EDM:n puutaulussa ja ”mittaukset”-välilehdellä. Kuvassa 10 on esitetty erään käyttöpaikan puutaulu EDM:ssä. Puutaulusta nähdään, mitä tietoja mittauspaikalta kerätään. Kuvan 10 kohteesta kerätään tiedot jaksolukemista (COUNTER5), tasehistoriasta (BALANCEHISTORY), profiilitiedot (PROFILE) ja tuntikohtaiset kulutuslukemat (COUNTERPATE). Jos tarvittava laskuri puuttuu käyttöpaikalta, saadaan se ajettua uudelleen Ellarex-järjestelmän kautta. ”Mittaukset”-välilehdeltä voidaan tarkastaa laskureiden laskentatyyppit, mitä suuretta ne mittaavat ja milloin laskuri on otettu käyttöön tai otettu käytöstä.

Tunnus	Tyyppi	Suure	EDIEL tunnus	Laskentatyyppi	Alkaen	Päättyen
KME000_...PROFILE	Tyypikäyrä aikasarja	Energia		Tyypikäyrä		
KME000_...COUNTERTPATE	Aikasarja	Energia		Mittaus	13.10.2008..	
KME000_...COUNTERS5	Kumulatiivinen lukema	Energia		Ei lasketa taseeseen	13.10.2008..	
KME000_...BALANCEHISTORY	Aikasarja	Energia		Tasehistoria		

Puutaulu

Kuva 10. Puutaulu

5.3.5 Jaksoarvot

Mittauspisteiltä kerätään laskutusta varten jaksoarvot, jotka kertovat käyttöpaikan päiväkohtaiset ja kuukausittaiset sähkönkulutukset. Jaksoarvojen siirrossa AIM:sta EDM:ään on toistuvasti ilmennyt ongelmia käyttöpaikoilla, joissa on käytössä mittarimalli E120M. Vuoden 2013 alussa yleinen ongelma E120M-mittareiden jaksoarvojen siirrossa oli alkanut 1.1.2013, jonka jälkeen tietoja ei ollut siirtynyt EDM:ään ja Ellarex:in. Ongelmaa selviteltiin yhdessä Landis+Gyrin tukihenkilöiden kanssa. Syy ongelmaan aiheutui tiedonsiirtotehtävälle annetusta loppupäivämäärästä, jonka mukaan tehtävä haki jaksolukemia. Vastaavanlaiset asetukset olivat sopineet erimallin mittareille, mutta eivät E120M-mallille. Ratkaisuksi ongelmaan E120M-mittareiden jaksoarvojen siirrolle tehtiin oma ajastettu ajo-ohjelma, joka hakee jaksoarvot kuukausittain EDM:ään.

5.3.6 Ehdotuksia korjaaviin toimenpiteisiin

Yksi keino käyttäjistä johtuvien tiedonsiirrossa tapahtuvien virheiden rajaamiseen on rajoittaa toimintojen ja asetusten säätäminen vain tietyille henkilöille. Näin vähennettäisiin virheitä, jotka ulkopuolinen käyttäjä voi tehdä epähuomiossa tai tietämättään. Tällä hetkellä Keminmaan Energia Oy:n tietojärjestelmiä pääsee ohjaamaan yhtiön työntekijät ja etäkäyttönä järjestelmävalmistajat. Järjestelmien käyttäjiä voisi kouluttaa enemmän, jotta järjestelmiä käytettäisiin oikealla tavalla ja ohjelmien ominaisuuksia voitaisiin hyödyntää entistä tehokkaammin. Järjestelmien toiminnoista voisi olla selkeät ohjeet, jotta toimintojen käyttöönotto olisi helpompaa.

6 PUUTTUVAT TUNTITIEDOT

Puuttuvien tuntitietojen käsittelyä varten on Energiateollisuus ry laatinut ohjeistuksen, jonka mukaan jakeluverkonhaltijan tehtävänä on arvioida puuttuvat tuntitiedot. Keminmaan Energia Oy:llä puuttuvat tuntitiedot pyritään paikkaamaan mittauspisteeltä saatujen edellisten lukemien perusteella. (Piispanen 2011, 1).

Energiateollisuus ry:n ohjeistuksen mukaan tuntitietoja arvioitaessa tulee käyttää puuttuvaa ajanjaksoa edeltäviä ja sen jälkeisiä kumulatiivisia lukemia, jos ne ovat saatavilla. Puuttuva kokonaisenergia saadaan laskettua kumulatiivisten lukemien erotuksena. Tarkka arvio tuntitiedoista saadaan, kun hyödynnetään laskettua puuttuvaa kokonaisenergiaa ja käyttöpaikan kulutusprofiilin historiatietoja. Arvio tehdään pelkästään historiatietojen perusteella, jos kokonaisenergiaa ei ole tiedossa. (Piispanen 2011, 1).

Historiatietoihin pohjautuvasta lukema-arviosta saadaan luotettavaa tietoa, kun arvio tehdään edellisten viikkojen vastaavien ajanhetkien kulutuslukemien perusteella. Vertailuarvoiksi valitaan kolme edellistä käypää lukemaa, joista lasketaan keskiarvo. Jos vertailulukemat sattuvat arkipyhille, tulee käyttää aikaisempien viikkojen vastaavia lukemia. Kahden tai yhden historialukeman käyttö on mahdollista, mikäli puuttuvaa ajanjaksoa edeltävältä ajalta ei saada kolmea soveltuvaa lukemaa. Pitkille puuttuville ajanjaksoille voidaan joissain tilanteissa hyödyntää myös vuoden takaisia vastaavan ajankohdan lukemia. (Piispanen 2011, 1).

Puuttuvan ajanjakson tuntikohtaiset kulutukset saadaan, kun historiatietojen perusteella tehty lukema-arvio skaalataan puuttuvalle aikavälille. Jotta skaalaus voidaan tehdä interpoloimalla kaavan 1 mukaisesti, pitää tietää myös kumulatiivisten lukemien perusteella saatu puuttuva kokonaisenergia. Lukemien arviointi ei kuitenkaan saa aiheuttaa mittaustuloksiin tehohuippua. (Piispanen 2011, 2-3).

$$W_{T_0} = \frac{W_{PKE}}{W_{PKE_{T-1}} + W_{PKE_{T-2}} + W_{PKE_{T-3}}} \cdot (W_{T-1} + W_{T-2} + W_{T-3}), \quad (1)$$

missä

W_{T_0} on kulutus arvioitavalle tunnille

W_{PKE} on puuttuva kokonaisenergia

$W_{PKE_{T-1}}$ on kulutus vastaavalle edellisen viikon ajanjaksolle

$W_{PKE_{T-2}}$ on kulutus vastaavalle kahden viikon takaiselle ajanjaksolle

$W_{PKE_{T-3}}$ on kulutus vastaavalle kolmen viikon takaiselle ajanjaksolle

W_{T-1} on kulutus edellisen viikon vastaavalle tunnille

W_{T-2} on kulutus kahden viikon takaiselle vastaavalle tunnille

W_{T-3} on kulutus kolmen viikon takaiselle vastaavalle tunnille

Tuntikohtaiset kulutuslukema-arviot voidaan laskea pelkkien historialukemien perusteella ekstrapoloimalla kaavalla 2, kun käyttöpaikan tarkkaa kulutusta ei tiedetä.

$$W_{T_0} = \frac{W_{T-1} + W_{T-2} + W_{T-3}}{3}, \quad (2)$$

missä

W_{T_0} on kulutus arvioitavalle tunnille

W_{T-1} on kulutus edellisen viikon vastaavalle tunnille

W_{T-2} on kulutus kahden viikon takaiselle vastaavalle tunnille

W_{T-3} on kulutus kolmen viikon takaiselle vastaavalle tunnille

(Piispanen 2011, 2).

Puuttuvien tuntisarjojen paikkaamiseen on EDM-järjestelmässä oma korjaustoiminto. Toiminnolla käyttäjä voi määritellä erilaisia korjaustapoja löydetyille virheille ja säätää korjaukseen liittyviä parametreja. Korjaustavaksi voi valita joko interpoloinnin, arvioinnin tai ympäripyörähdyksen neutraloinnin. Ympäripyörähdyksen korjauksella voidaan korjata mittarilta tulleita ympäripyörähdyksiä, sekä arviokorjauksesta aiheutuneita ympäripyörähdyksiä. Automaattinen korjaustoiminto helpottaa virheiden korjaamisia ja vähentää virheiden käsittelyyn käytettävää aikaa. Keminmaan Energia Oy:llä korjaustoiminto ei ainakaan toistaiseksi ole ollut käytössä. (EllaEDM, käyttöohje).

7 JOHTOPÄÄTÖKSET JA POHDINTA

Työ oli aiheeltaan mielenkiintoinen ja haastava, koska aihe on kokonaisuudessaan ajankohtainen ja tekniikka ja järjestelmät ovat suhteellisen uusia. Tiedonsiirto-ongelmien selvittäminen on verkkoyhtiön kannalta erityisen tärkeää, jotta vaaditut toimenpiteet, kuten taseselvitykset ja laskutukset voidaan tehdä oikein. Työn aloitus oli haasteellinen, koska tietojärjestelmät eivät olleet ennestään tuttuja ja niiden toimintaperiaatteisiin piti tutustua alusta alkaen. Oppimiskokemuksena työ antoi valtavasti uutta tietoa tietojärjestelmistä, tiedonsiirtotekniikoista ja verkkoyhtiön toiminnasta.

Opinnäytetyön edetessä huomattiin, että suurimmat ongelmat tiedonsiirroissa ovat AIM- ja EDM-järjestelmien välisellä rajapinnalla. Ongelmien aiheuttajia saatiin kartoitettua ja selvitettyä niihin mahdollisia ratkaisuja. Työstä saatuja tuloksia ja havaintoja voidaan myöhemmin hyödyntää vastaavanlaisissa ongelmatilanteissa. Tiedonsiirto-ongelmissa jäi vielä paljon tutkittavaa, koska virheiden määrät vaihtelevat tiheään eivätkä ne aina aiheudu samoista ongelmista. Jatkotutkimuksia aiheeseen liittyen voisi tehdä tietojärjestelmien toiminnoista ja tehdä niistä selkeät käyttöohjeet.

Tulevaisuus tuo uusia haasteita tiedonsiirrolle, laitteistoille ja tietoturvalle, kun älykästä sähköverkkoa aletaan hyödyntää. Tiedonsiirtomäärät ja laitteistojen toimintavaatimukset kasvavat, kun mittalaitteiston ja luentajärjestelmän välinen tiedonsiirto muutetaan kaksisuuntaiseksi. Uusia rajapintaongelmia voi esiintyä, kun sähköön mikrotuotantoa aletaan liittää sähköverkkoon.

LÄHTEET

- Calamnius, Linda & Hietala, Reijo 2013. Pakkaskausi pomputtaa sähkölaskua. Pohjolan Sanomat 11.2.2013, A2.
- Eerola, Risto 2012. Älykkään sähköverkon tietoturvaasteita. Harjoitustyö 2012. Hakupäivä 12.3.2013.
<https://jop.cs.tut.fi/twiki/bin/view/Tietoturva/Tutkielmat/SmartGridTietoturva>
- EllaEDM. Käyttöohje.
- Energiamarkkinavirasto 2005. Sähkön vähittäismyyntimarkkinoiden toimivuus. Energiamarkkinaviraston raportti 2005.
- Energiamarkkinaviraston www-sivut 2013. Hakupäivä 11.3.2013.
 <www.energiamrkkinavirasto.fi>
- Energiateollisuuden www-sivut 2013. Hakupäivä 18.2.2013.
 <www.energia.fi>
- Energiateollisuus 2010. Tuntimittauksen periaatteita. Hakupäivä 6.2.2013.
 <http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sanomaliikenne/tuntimittausuusitus_2010_linkit_paivitetty.pdf>
- Empower 2008. Mediatiedote. Hakupäivä 5.2.2013.
 <<http://www.empower.fi/public/files/ELLAREX%20mediatiedote%20Herrfors.pdf>>
- Halonen, Pentti, asiakaspalvelupäällikkö. Keminmaan Energia Oy. Keskustelu 3.4.2013.
- Heiska, Mikko 2006. Sähköenergian mittaus ja kaukoluenta. Tutkintotyö. Tampereen ammattikorkeakoulu, Tampere.
- Helsingin Energia. Sähköverkkopalvelut. Hakupäivä 4.2.2013.
 <http://www.helen.fi/siirto/etaluenta_ukk.html>
- Kallio, Tapio, mittariasentaja, Keminmaan Energia Oy. Keskustelu 28.1.2013.
- Karkkulainen, Toma 2005. Sähkömittareiden kaukoluennan kannattavuus ja käyttöönotto sähköverkkoyhtiössä. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta.
- Keminmaan Energia Oy:n www-sivut 2013. Hakupäivä 13.2.2013.
 <www.keminmaanenergia.fi>
- Koponen, Pekka 2007. AMR nykytilanne ja sen mahdollistamat palvelut. Hakupäivä 29.1.2013.
 <http://www.vtt.fi/liitetiedostot/muut/ws1_koponen.pdf>
- Korpelan Voiman www-sivut 2013. Hakupäivä 20.3.2013.
 <www.korpelanvoima.fi>
- Kortelainen, Kari 2011. Suomi on etäluennan testikenttä. Tekniikka&Talous 25.2.2011. Hakupäivä 28.1.2013.
 <<http://lehtiarkisto.talentum.com.ez.tokem.fi/lehtiarkisto/search/show?eid=2287837>>
- Krats, Elina 2012. Sähköjakeluverkon taseselvitysmenettelyt. Opinnäytetyö. Kemi-Tornion ammattikorkeakoulu, Kemi.
- Landis+Gyr 2010. Gridstream AIM 5.0 – moderni AMR -käyttöliittymä ja laajentunut laitetuki. Landis+Gyr 26.3.2010. Hakupäivä 29.1.2013.
 <http://www.landisgyr.com/fi/fi/pub/ajankohtaista.cfm?news_ID=4844>
- Landis+Gyr:n www-sivut 2013. Hakupäivä 28.1.2013.
 <www.landisgyr.com>
- Lankila, Olli-Pekka, SalesDirector, TeliaSonera. Palveluesittely 19.3.2013.
- Mittauspääte MH40. Käyttöohje.
- Piispanen, Markus 2011. Puuttuvien tuntitietojen arviointimenetelmät. Energiateollisuuden ohje.

- Pöntinen, Anu 2012. Etäluettava mittari saattaa saada valot räpsymään. Yle Savo 11.10.2012. Hakupäivä 29.1.2013.
<http://yle.fi/uutiset/etaluettava_mittari_saattaa_saada_valot_rapsymaan/6331744>
- Rantalainen, Jaana. Tietoa tunnin tarkkuudella. Hakupäivä 11.3.2013.
<<http://www.visio2050.fi/index.php?id=2931>>
- Salminen, Reeta 2010. Etäluettavat sähkömittarit takkuilevat. Yle 25.4.2010. Hakupäivä 29.1.2013.
<http://yle.fi/uutiset/etaluettavat_sahkomittarit_takkuilevat/5551505>
- Serkkola, Ari & Sukuvaara, Tarja 2009. Energiankulutuksen mittausta ja etäluentapalvelut kotitalouksissa. Hakupäivä 5.2.2013.
<http://lahti.aalto.fi/fi/julkaisut/tutkimukset_ja_raportit/serkkola-sukuvaara_energiankulutuksen_mittaus_ja_etaluentapalvelut_10.11.2009.pdf>
- Storås, Niclas 2011. Älykäs sähköverkko uhkaa kompastua älyynsä. Tekniikka&Talous 9.8.2011. Hakupäivä 11.3.2013.
<<http://www.tekniikkatalous.fi/ict/alykas+sahkoverkko+uhkaa+kompastua+alyynsa/a664323>>
- Sähkön laadun asiantuntijaryhmä 2009. Tuntimittalaitteiden sähkön laadun mittaussominaisuuksia. Hakupäivä 29.1.2013.
<http://energia.fi/sites/default/files/tuntimittauslaitteet_ja_sahkon_laatu_20090609.pdf>
- Talotekniikka 2005. Enernet toimittaa Vattenfallille sähkön ja lämmön mittaustiedot palveluna. Talotekniikka-lehti 8.12.2005. Hakupäivä 26.2.2013.
<<http://talotekniikka-lehti.fi/2005/12/08/enernet-toimittaa-vattenfallille-sahkon-ja-lammon-mittaustiedot-palveluna/>>
- Turku Energia 2011. Etäluettavan sähkömittarin ohje E120Lime. Hakupäivä 6.3.2013.
<www.turkuenergia.fi>
- Turun Sanomat 2012. Uudet etäluettavat mittarit uhka sähkölaitteille. Turun Sanomat 27.11.2012. Hakupäivä 29.1.2013.
<<http://www.ts.fi/uutiset/kotimaa/419636/Uudet+etaluettavat+mittarit+uhka+sahkolateille>>
- Vattenfall:in www-sivut 2013. Hakupäivä 4.4.2013.
<www.vattenfall.fi>
- Virtanen, Sofia 2012. Etäluettavat sähkömittarit uhka ihmisten yksityisyydelle. MikroPC 14.6.2012. Hakupäivä 29.1.2013.
<http://www.mikropc.net/kaikki_uutiset/quotetaluettavat+sahkomittarit+uhka+ihmisten+yksityisyydellequot/a816355>
- Yle 2011. Etäluettavissa sähkömittareissa tulipaloriskiä. Yle kotimaa 8.6.2011. Hakupäivä 29.1.2013.
<http://yle.fi/uutiset/etaluettavissa_sahkomittareissa_tulipaloriskia/5372910>