

Etäluettavat energiamittarit yrityksen lähiverkossa

Juha Haromo

Opinnäytetyö
Toukokuu 2011

Tekniikka ja liikenne
Automaatioteknologia, Ylempi AMK





Tekijä(t) HAROMO, Juha	Julkaisun laji Opinnäytetyö	Päivämäärä 13.05.2011
	Sivumäärä 24	Julkaisun kieli SUOMI
	Luottamuksellisuus () saakka	Verkojulkaisulupa myönnetty (X)
Työn nimi ETÄLUETTAVAT ENERGIAMITTARIT YRITYKSEN LÄHIVERKOSSA		
Koulutusohjelma Automaatioteknologia, Ylempi AMK		
Työn ohjaaja(t) RANTAPUSKA, Seppo SELOSMAA, Seppo		
Toimeksiantaja(t) UPM Energia, Anne Särkilähti		
Tiivistelmä <p>Tämä opinnäytetyö on kehitysprojekti, jossa kehitettiin energianmittauskonsepti. Mittauskonsepti käyttää hyväkseen yrityksen olemassa olevaa lähiverkkoinfrastruktuuria. Työssä oli aktiivinen kehitysvaihe ja mittareiden asennusvaihe, mittarointiprojekti. Asennusvaihetta varten opinnäytetyössä laadittiin suunnittelu- ja asennusohje sekä siihen liittyvä koulutus materiaaleineen.</p> <p>Työssä kerrotaan taustaa mittausten käyttötarpeille, kuvataan tekniikkaa sekä käytännön kehitystyötä sekä mittaroinnin toteutusta.</p> <p>Kehitysprojekti on tehty työssä ja osittain sen ohessa. Mittarointiprojektin tarkoituksena olivat mittaroida yrityksen kaikki sellaiset mittauskohteet, joilla on vaikutusta konsernin ulkopuoliseen rahaliikenteeseen, kuten sähkönsiirron sekä energiamyyntiin tai sähköveroihin.</p> <p>Työ eteni siten, että aluksi kartoitettiin tekniset vaihtoehdot sekä markkinoilla olevat laitteet, minkä jälkeen valituille laitteille kehitettiin sovellukset. Teknisten komponenttien ja sovellusten valmistuttua tehtiin pilottiprojekti jossa varmistuttiin valitun konseptin toimivuudesta.</p> <p>Täysimittainen mittarointi aloitettiin sen jälkeen kun pilottiprojektin tuotoksista oli riittävä käyttökokemus.</p> <p>Tämän työn valmistuessa mittarointiprojekti oli vielä hieman kesken. Vaikka varsinainen projekti loppuu vuoden 2011 aikana, mittaroinnin laajentaminen tulee todennäköisesti jatkumaan useita vuosia samalla teknisellä konseptilla.</p>		
Avainsanat (asiasanat) Etäluettava energiamittari, AMR, DLMS, Ethernet, TCP/IP		
Muut tiedot Työhön liittyy liitteitä 30 sivua + CD-levy		



Author(s) HAROMO, Juha	Type of publication Master's Thesis	Date 13.05.2011
	Pages 24	Language Finnish
	Confidential () Until	Permission for web publication (X)
Title AUTOMATIC METER READING OVER CORPORATE NETWORK		
Degree Programme Automation technology, Master of Engineering		
Tutor(s) RANTAPUSKA, Seppo SELOSMAA, Seppo		
Assigned by UPM Energia, Anne Särkilahti		
Abstract <p>This master's thesis was a development project where a new metering model was developed which utilizes the existing corporate network. The thesis was implemented in parts. The first part of the thesis project was a development time-period and after that followed the metering project part where the meters were installed. Design, installation and training material were also within the scope of this master's thesis, which tries to present business and technical background, development work and practical installations.</p> <p>The metering project scope included all measurements which influence the currency transaction outside the corporation.</p> <p>First, technical alternatives on meter and interfaces were studied. After selection of the meter and technologies, the interface software was developed for the systems. After the interface development a pilot project was established to test and verify the selected component and interfaces.</p> <p>A full scale metering project started after the experiences in the pilot project.</p> <p>When this thesis was finalized, the metering project is still unfinished; however, it will be finalized in year 2011. The metering installations on this same model will be continued for many years in the company internal use.</p>		
Keywords Automatic meter reading, AMR, DLMS, Ethernet, TCP/IP		
Miscellaneous 30 pages attachments + Compact disk		

SISÄLTÖ

1	Johdanto	4
1.1	UPM-Kymmene Oyj.....	4
1.2	UPM Sähkönsiirto OY	4
1.3	Työn tavoitteet.....	4
1.4	Työn kulku	5
2	Sähkönsiirto liiketoiminta	7
3	Sähkötaseidenselvitys	7
3.1	Verkkotase	7
3.2	Tasevastaavantase	8
3.3	Valtakunnantase.....	8
4	Sähköenergian mittaaminen	10
4.1	Yleistä sähköenergian mittamisesta	10
4.2	Sähköenergian mittaaminen teknisestä näkökulmasta.....	11
5	Mittarointiprojekti.....	12
5.1	Mittari vaihtoehtojen kartoittaminen.....	12
5.2	Liitynnän kehittäminen.....	13
5.3	Demolaitteisto.....	15
5.4	Pilottihanke.....	16
5.5	Mittaustulosten vertailu ja toimivuuden toteaminen	17
5.6	Mittausjärjestelyn kokonaiskuva	19
5.7	Ohjeistuksen tekeminen	19
5.8	Projektisuunnitelma	20
5.9	Projektin toteutus.....	20
5.10	Mittarointikoulutus	22
6	Jatkotoimenpiteet.....	22
7	Pohdinta.....	23
	LÄHTEET	24
	LIITEET	25
	Luottamuksellinen liite 1. Suunnittelu- ja asennusohje	25
	Luottamuksellinen liite 2. Projektisuunnitelma	39
	Luottamuksellinen liite 3. Projektiaikataulu	52
	Luottamuksellinen liite 4. Koulutuksen agenda	53
	Luottamuksellinen liite 5. Mittausten vertailu.....	54
	Luottamuksellinen liite 6. Koulutus-CD	

KUVIOT

KUVIO 1. Valtakunnallinen taseselvitys (Fingrid).....	9
KUVIO 2. Säättö sähkömarkkinat (Fingrid).....	9
KUVIO 3. Yksinkertaistettu mittausten käsittely (Landis+Gyr, 16).....	11
KUVIO 4. Laajempi mittausten käsittely (Landis+Gyr, 12).....	12
KUVIO 5. Mittarin uudelleen keruun aktivointi.	15
KUVIO 6. Demolaitteisto.....	16
KUVIO 7. Periaatekuva mittareiden tietoliikenteestä.....	19
KUVIO 8. Esimerkki rajapistekaaviosta	21
KUVIO 9. Esimerkki verkkodokumentista.....	22

TAULUKOT

TAULUKKO1. Mittausjärjestelyn vähimmäisominaisuudet (S 66/2009).	11
---	----

LYHENTEET JA KÄSITTEET

EMS	Engl. Energy Management System Energianhallintajärjestelmä
FINCCS	Engl. Finland Control Centre System UPM:n Suomessa sijaitsevien energianhallintajärjestelmien keskusjärjestelmä
AMR	Engl. Automatic Meter Reading Etäluettavamittari jonka lukeminen tapahtuu tietojärjestelmällä tiedonsiirto verkon välityksellä
DLMS	Engl. Device Language Message Specification Tiedonsiirtostandardi, jota käytetään mittarin ja tietojärjestelmän välisessä tiedonsiirrossa
GSM	Engl. Global System for Mobile communication Alun perin eurooppalainen matkapuhelinjärjestelmä
GPRS	Engl. General Packet Radio Service Pakettipohjainen tiedonsiirtopalvelu, joka toimii GSM-verkossa
Ethernet	Pakettipohjainen tiedonsiirtoverkko Tällä hetkellä vallitseva tekniikka muodostaa lähiverkko
TCP/IP	Engl. Transmission Control Protocol / Internet Protocol IP on protokolla, jonka avulla paketit reititetään ethernet verkossa. TCP on protokolla, jonka avulla välitettävä tieto pilkotaan pake- teiksi ja huolehditaan että kaikki tieto siirtyy.
RS485	Sarjaväylä, jossa voi olla useita väylälaitteita samanaikaisesti
RS232	Sarjaväylä, jossa voi olla vain kaksi laitetta kerrallaan.
Mbus	Engl. Meter Bus Mbus on kaasu- ja sähkömittareiden lukemiseen kehitetty tiedon- siirtotapa. Fyysisenä siirtotienä toimii kierretty parikaapeli
VDSL	Engl. Very high speed Digital Subscriber Line VDSL tekniikka mahdollistaa ethernet-verkon laajentamisen käyt- täen hyväkseen fyysisenä siirtotienä esimerkiksi olemassa olevaa puhelinparia
WAN	Engl. Wide Area Network Laajaverkko, joka kattaa suurempia alueita kuin yhden tuotanto- laitoksen. WAN yhdistää eri lähiverkot toisiinsa

1 Johdanto

1.1 UPM-Kymmene Oyj

UPM-Kymmene Oyj on pörssiyhtiö, jonka osakkeet listataan Helsingin pörsissä. Liiketoiminta alueita ovat Energia, Sellu, Metsä ja sahat, Paperi, Tarrat sekä Vaneri. UPM on määritellyt itsensä biometsäteollisuusyhtiöksi, jonka tavoitteena on luoda lisäarvoa uusiutuvista ja kierrätettävistä materiaaleista (UPM 2011, 15)

Energia ja Sellu liiketoiminta-alueella UPM:llä on tavoitteena olla merkittävä energian tuottaja sekä sellussa maailman johtava kemiallisen sellun tuottaja (UPM 2011, 2). Suomessa UPM on toiseksi suurin sähkön tuottaja. UPM:n energia strategiana on laajentua vähäpäästöisen energian tuotannossa (UPM 2011, 10), johon muun muassa osallistuminen Teollisuuden Voiman Olkiluoto 4-projektiin osallistuminen lukeutuu.

Paperiliiketoiminta alueella UPM on johtava graafisten papereiden tuottaja (UPM 2011, 2). Paperi liiketoiminnassa on ja on ollut suuria paineita kehittää kustannustehokkuutta, koska alalla vallitsee ylitarjonta tilanne. Paperi liiketoiminnasta tuli vuonna 2010 68% UPM:n liikevaihdosta.

1.2 UPM Sähkönsiirto Oy

UPM Sähkönsiirto on UPM-Kymmene Oyj:n täysin omistama tytäryhtiö, jonka toimiala on sähkönsiirto (Kauppalehti). Yritys siirtää hallinnoimissaan alueverkoissa sähköenergiaa siirtoasiakkailleen, jotka ovat joko saman konsernin yhtiöitä tai täysin ulkopuolisia tahoja. Verkkojen jännitetaso on 110kV. Asiakas kuntaan kuuluu teollisuusyrityksiä, voimalaitoksia sekä jakeluverkkoyhtiöitä.

1.3 Työn tavoitteet

Työn tavoitteena oli kehittää UPM:lle energiamittaukseen ratkaisu, joka hyödyntää jo olemassa olevaan infrastruktuuria ja on siten mahdollisimman kustannustehokas. Mittauksen tuli kyetä mittaamaan pätö- ja loistehoa korkeintaan yhden minuutin syklistä sekä pätö- ja loisenergioita erikseen valittavilla aikaresoluutioilla. Lisäksi muut sähkösuureet kuten taajuus, virta ja jännite oli-

vat toivottavia mutta eivät kuitenkaan välttämättömiä. Kaiken tämän lisäksi mittausten tuli täyttää kaikki yleiset mittauksille asetetut vaatimukset ja suositukset.

Ratkaisun pohjalta oli tavoite järjestää projekti jossa uusitaan kaikki mittaukset joilla on vaikutusta yhtiöiden tai yhteisöjen väliseen rahaliikenteeseen. Tämän kaltaisia mittauksia olivat muun muassa verkkojen rajapistemittaukset, omakäyttömittaukset ja mittaukset joilla erotellaan eri veroluokat. Käytännössä mittausten pohjalta jaetaan energioita, siirtoja ja veroja.

1.4 Työn kulku

Työtä on tehty muun työn ohella ja sen tekeminen on käytännössä kestänyt noin kolme vuotta. Varsinainen työ alkoi eri mittari- ja siirtotievaihtoehtojen kartoittamisella. Kartoittaminen tapahtui lähinnä puhelimitse toimittajilta sekä internetin välityksellä.

Hyvin nopeasti selvisi että olemassa oleva ethernet-verkko on kaikkien kustannustehokkain tapa toteuttaa mittausten siirtotie. Siirtotien valinnan jälkeen mittareiden kartoittaminen rajautui käytännössä kahteen eri toimittajaan, joista toisella yrityksellä oli vahvasti suomalaiset taustat, vaikka se olikin tätä nykyä osa kansainvälistä konsernia. Varsinaiset keskustelut mittarivaihtoehdoista alkoivat syyskuussa 2008, jonka aikana saatiin aikaiseksi ensimmäinen tarjous testimittarista.

Tämän jälkeen alkoivat keskustelut järjestelmätoimittajan kanssa, joissa kävi ilmi, ettei heillä ole tarjota sopivaa liityntää mittarille. He kuitenkin ilmaisivat mahdollisuuden alkaa kehittämään liityntää, mikäli he saavat riittävät tiedot liikennöinti-protokollista ja tietysti maksajan kehitystyölle.

Aloimme selvittää tarjottujen mittareiden liikennöinti-protokollia jolloin törmäsin lyhenteeseen DLMS (engl. Device Language Message Specification). DLMS on DLMS User Associationin ylläpitämä standardi, joka kuvaa energiamittareiden ja järjestelmien välistä tiedonsiirtoa (DLMS User Association).

Järjestelmätoimittajan kanssa päädyimme hankkimaan DLMS-standardin, joka sisälsi neljä osaa, White Book, Yellow Book, Green Book, Blue Book. Green Book sisältää varsinaisen tiedonsiirtoprotokollan. Toimittaja perehtyi materiaaliin ja totesi liittynän toteuttamisen olevan hankalaa mutta kuitenkin mahdollista. Päädyimme yhteistyössä lähteä yrittämään liittynän kehittämistä.

Tilaajan vastuulle jäi toteuttaa demomittaus, jolla liittyntää voitaisiin testata. Käytännössä demolaitteisto rakennettiin niin, että se mittasi oikosulkumoottorin energioita. Kuormaksi valitsin oikosulkumoottorin sen johdosta, että se aiheuttaa myös hieman loistehoa, jolloin sen mittauksen toimivuus voidaan todeta.

Kun mittauslaitteisto oli valmis, lähetettiin se järjestelmätoimittajalle. Liittynän kehittäminen tuntui välillä hankalalta, mutta lopulta protokollat saatiin kuitenkin toimimaan. Välillä jouduttiin kuuntelemaan (engl. sniffer) tietoliikennettä ja sitä kautta tutkimaan mitä dataa mittarin ja luentajärjestelmän välillä liikkui.

Liittynän ensimmäisen vaiheen jälkeen päätimme tehdä varsinaisen pilottimittaroinnin teolliseen ympäristöön. Paikaksi valittiin Jämsänkosken paperitehdas käytännön syistä. Varsinaiset mittarit asennettiin kahteen eri päämuuntajaan alajännitepuolelle. Muuntajien koko oli 40MVA ja muunto tapahtui 110/10kV tasoilla. Pilottihanke onnistui kokonaisuudessaan varsin hyvin. Pilottihankkeen ohessa myös liittyntää kehitettiin edelleen löytyneiden puutteiden osalta.

Pilottihankkeen pohjalta lähdettiin tekemään varsinaista projektisuunnitelmaa, ohjeistusta sekä investointianomusta yrityksen investointitiimille. Nämä valmistuivat kesään 2009 mennessä, mutta hyväksytty investointipäätös saatiin vasta toukokuussa 2010.

Varsinainen mittareiden hankintasopimus allekirjoitettiin kesäkuussa 2010 ja samassa yhteydessä sovittiin yritykselle oma standardiparametrointi, jolla mittarit toimitetaan. Tällä järjestelyllä pyrittiin helpottamaan käyttöönottoa kenttäolosuhteissa.

Investointipäätöksen jälkeen alkoivat tehdaskierrokset, joiden aiheina oli aloituspalaverit. Aloituspalavereissa käytiin läpi projektin kokonaiskuva, aikataulut, tekninen toteutustapa ja vaadittava dokumentaatio. Aloituspalaverin jälkeen kukin tehdas aloitti suunnitteluprosessin.

Käytännön toteuttavalle organisaatiolle järjestettiin mittarointikoulutus lokakuussa 2010, jossa toisen puolen päivästä koulutti mittaritoimittaja ja toisen päivän järjestelmätoimittaja. Mittaroinnit valmistuvat kesän 2011 aikana.

2 Sähkönsiirto liiketoiminta

Sähköverkkotoiminta on luonnollinen monopoli, jossa yleensä kilpailevien sähköverkkojen rakentaminen samalle alueelle on kannattamatonta. Sähköverkkoliiketoiminta on lainsäädännössä säädetty toimintaa, jonka harjoittamiseen tarvitaan Energiamarkkinaviraston lupa.

Sähköverkonhaltijoiden tärkeimpiä velvollisuuksia ovat verkon kehittämisvelvollisuus, sähkönkäyttöpaikkojen ja voimalaitosten liittämismuuttamisvelvollisuus sekä sähkönsiirtovelvollisuus (Energiamarkkinavirasto 2010a).

Yksi osa verkonhaltijan velvoitteita on sähköenergian mittaaminen, mutta sitä ei välttämättä tarvitse tuottaa itse, sillä mittauspalvelun voi myös ostaa palveluna palveluntuottajalta. Tämä palvelu voidaan hankkia myös muulta sähkökaupan osapuolelta (S 66/2009).

3 Sähkötaseiden selvitys

3.1 Verkkotase

Valtakunnallinen sähköverkko muodostuu 110-400 kilovoltin (kV) kantaverkosta, siihen liitetyistä 110 kV:n alueverkoista sekä paikallisista 0,4-70 kV jakeluverkoista, joita normaalisti hallinnoivat paikalliset sähköyhtiöt. Yhtiöitä jotka myyvät verkkopalveluita kutsutaan yhtiön hallinnoiman verkon mukaan myös kanta-, alue- tai jakeluverkonhaltijoiksi. Joillakin jakeluverkonhaltijoista on hallinnassaan jakeluverkkojen lisäksi 110 kV:n johtoja (Energiamarkkinavirasto 2010b).

Verkon taseselvityksessä verkonhaltija laskee rajapistemittauksien perusteella verkkoon jäävän energian. Tämä energiamäärä jaetaan summatoimituksiin sekä avoimeen toimitukseen sen mukaan miten verkkoon tulee toimijoiden toimituksia. Verkontaseselvitys pohjautuu siis energiamittareiden antamien arvojen summailemiseen.

3.2 Tasevastaavan tase

Verkkotaseiden selvityksen lopputulokset eli summatoimitukset ja avoimet toimitukset ovat osa tasevastaavan tasetta. Lisäksi taseissa on kiinteitä toimituksia ja vastaavia komponentteja. Tasevastaavan tavoitteena on pitää taseensa tasapainossa mutta käytännössä se ei ole mahdollista. Tasepoikkeama katetaan tasesähköllä, jonka toimittaa valtakunnan tasevastaava eli tällä hetkellä Suomessa Fingrid Oy.

3.3 Valtakunnan tase

Valtakunnan tase koostuu tasevastaavien taseista. Kuvio 1 pyrkii havainnollistamaan valtakunnan tasetta. Valtakunnan tase pyritään tasapainottamaan säätämällä tuontia ja vientiä tai tuotantoa ja kulutusta.

Yhteispohjoismaisessa sähköjärjestelmässä tasehallinnan tärkein tavoite on ylläpitää sähköjärjestelmän taajuutta, joka kuvastaa tuotannon ja kulutuksen välistä tasapainotilaa. Normaalitilanteessa taajuuden sallitaan vaihdella $\pm 0,1$ hertsiä (Hz) eli 49,9 ja 50,1 hertsin välillä. Kun verkon taajuus on vähemmän kuin 50 Hz, on kulutus sähköjärjestelmässä tuotantoa suurempi. Taajuuden ollessa enemmän kuin 50 Hz, on tuotanto sähköjärjestelmässä kulutusta suurempi (Fingrid 2010c).

Tehotasapainon ylläpitäminen tapahtuu säätämällä joko kulutusta tai tuotantoa. Tällä hetkellä tehotasapainon säätäminen tapahtuu joko automaattisesti taajuusohjatuilla tai manuaalisesti säädettävillä reserveillä. Taajuusohjattu reservi reagoi taajuuden muutokseen siten, että se pyrkii pitämään taajuuden noin 50 Hz tasolla. Taajuusohjaukseen soveltuvia reservejä on rajallinen määrä ja niiden käytettävyys vaihtelee muun muassa hydrologisen tilanteen mu-

kaan. Mikäli taajuusohjattujen reservien säätökyky ei pysty pitämään taajuutta sallituissa rajoissa, täytyy ylös- tai allassäätöjä tehdä manuaalisesti kuvion 2 esittämällä säätösähkömarkkinoilla, jolloin säädön toteuttamiseen osallistuu inhimillinen tekijä (Fingrid 2010b).



KUVIO 1. Valtakunnallinen taseselvitys (Fingrid 2010a).



KUVIO 2. Säätösähkömarkkinat (Fingrid 2010b).

4 Sähköenergian mittaaminen

4.1 Yleistä sähköenergian mittamisesta

Perinteinen sähkömittari on sähkömekaaninen laite, jossa oleva kiekko pyörii energian kulutuksen mukaisessa tahdissa. Varsinainen energialaskuri mittaa kierrokset josta voidaan laskea erotuksena energian kulutus luenta hetkien välillä. Tavallisesti kuluttajamittarissa viimeinen lukema tarkoittaa kilowattituntien kymmenystä. Nykyaikainen AMR-mittari (engl. Automatic Meter Reading) on täysin elektroninen mutta tavoitteena on saada selville jaksojen energia (STEK). Tulevaisuudessa jakson pituus on yksi tunti myös kuluttaja asiakkaille, poikkeustapauksia lukuun ottamatta.

Taseselvityksen ja laskutuksen perusteena olevien sähkötoimitusten mittaus, rekisteröinti sekä niiden välittäminen niitä tarvitseville sähkömarkkinaosapuolille tulee järjestää verkonhaltijan toimesta. Mittaustiedot, joita tarvitaan laskutuksessa, tulee ilmoittaa sähkön toimittajalle sähkömarkkinaosapuolelle, sähkökäyttöpaikka- tai mittauskohtaisesti (S 66/2009).

Sähköntuotannon sekä kulutuksen mittauksen tulee perustua tuntimittaukseen ja mittauslaitteiston etäluentaan viimeistään lainsäädännössä säädetyn siirtymäajan loputtua vuonna 2014 (S 66/2009).

Seuraavat ominaisuudet tulee sisältyä verkonhaltijan tuntimittauslaitteistoon sekä sitä käsittelevään tietojärjestelmään:

- 1) mittauslaitteiston rekisteröimä tieto tulee voida lukea laitteiston muistista viestintäverkon kautta (*etäluentaominaisuus*);
- 2) mittauslaitteiston tulee rekisteröidä yli kolmen minuutin pituisen jännitteetön ajan alkamis- ja päättymisajankohta;
- 3) mittauslaitteiston tulee kyetä vastaanottamaan ja panemaan täytäntöön tai välittämään eteenpäin viestintäverkon kautta lähetettäviä kuormanohjauskomentoja;
- 4) mittaustieto sekä jännitteetöntä aikaa koskeva tieto tulee tallentaa verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevään tietojärjestelmään, jossa tuntikohtainen

mittaustieto tulee säilyttää vähintään kuusi vuotta ja jännitteetöntä aikaa koskeva tieto vähintään kaksi vuotta;

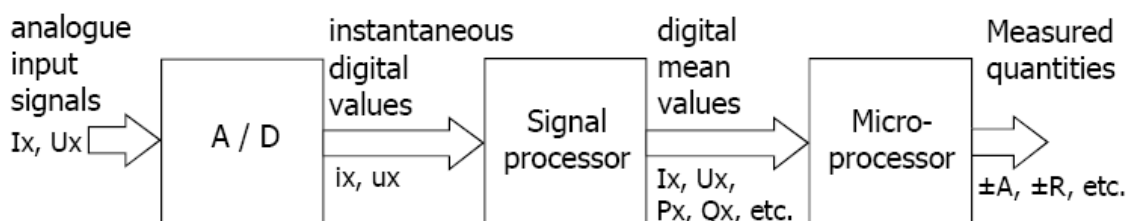
- 5) mittauslaitteiston ja verkonhaltijan mittaustietoa käsittelevän tietojärjestelmän tietosuojan tulee olla asianmukaisesti varmistettu.

TAULUKKO1. Mittausjärjestelyn vähimmäisominaisuudet (S 66/2009).

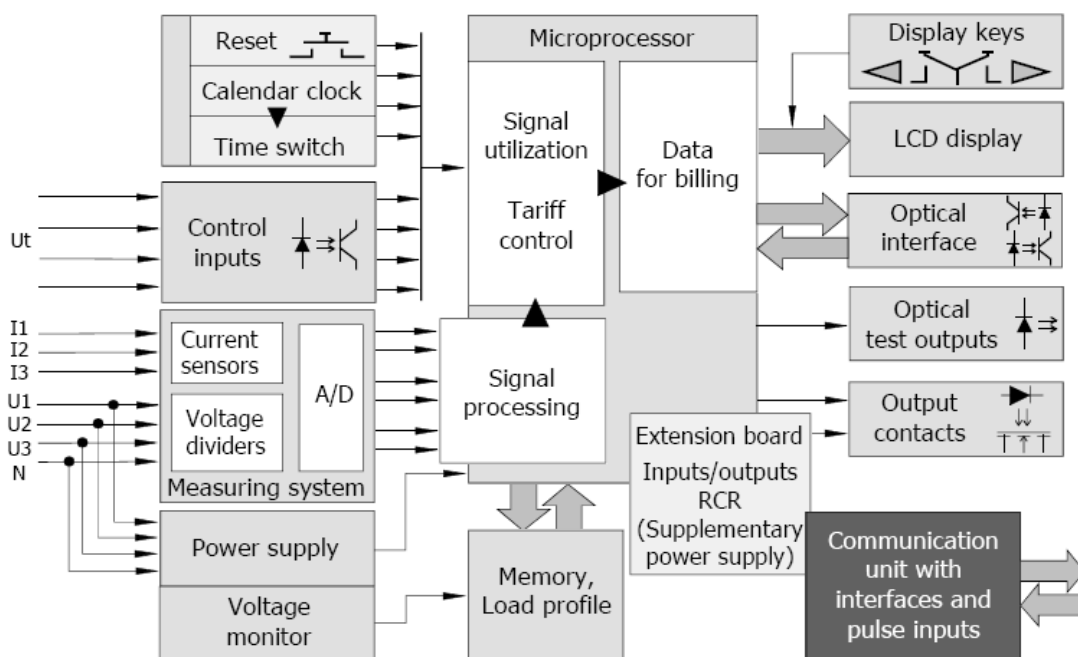
Verkonhaltijan tulee asiakkaansa erillisestä tilauksesta tarjota tämän käyttöön tuntimittauslaitteisto, jossa on standardoitu liitântä reaaliaikaista sähkönkulutuksen seurantaan varten. Sähkökäyttöpaikan tuntimittauslaitteisto on luettava vähintään kerran vuorokaudessa. (S 66/2009). UPM Sähkönsiirron oletuksena tarjoama liitântä on pulssiliitântä, johon asiakas voi liittää oman pulssinkeruu-järjestelmänsä.

4.2 Sähköenergian mittaaminen teknisestä näkökulmasta

Mittariin kytketään tapauskohtaisesti joko suoraan tai mittamuuntajien avulla, mitattavan kohteen virta ja jännite. A/D muunnin muuntaa arvot digitaaliseen muotoon, josta signaaliprosessori laskee muuntosuhteella todelliset arvot. Näistä prosessori muodostaa mitattavat arvot rekisteriin kuten kuvio 3 esittää. Rekisterit luetaan tietojärjestelmään tietoliikenteen avulla, jolloin arvot pysyvät muuttumattomina ja niitä voidaan uudelleen lukea eli kerätä mittareilta. Mittarin rakenne liityntäraja-alueeseen on esitetty kuviossa 4.



KUVIO 3. Yksinkertaistettu mittausten käsittely (Landis+Gyr 2010b, 16).



KUVIO 4. Laajempi mittauksen käsittely (Landis+Gyr 2010b, 12).

5 Mittarointiprojekti

5.1 Mittarivaihtoehtojen kartoittaminen

Mittari vaihtoehtojen kartoittamisessa oli seuraavat kriteerit: kustannustehokas, mahdollisimman avoin ja ne piti olla sulautettavissa osaksi jo olemassa olevia energianhallintajärjestelmiä. Lisäksi tavoitteena oli mahdollisimman joustava järjestely.

Ensimmäisenä työnä aloitin internetin hakupalveluita joista sainkin sen verran tuloksia että pääsin näkemään erilaisia käytössä olevia liityntä tekniikoita. Tämän kaltaisia ovat esimerkiksi puhelinverkko, GSM, GPRS, Ethernet, RS485, RS232, Mbus ja tietysti pulssilähdöt (Landis+Gyr 2010a). Yrityksen mittauskohteet olivat hyvin hajallaan toistaan useassa kymmenessä maantieteellisessä paikassa, jolloin RS485, RS232, Mbus ja pelkät pulssilähdöt jäivät heti pois laskuista. Puhelinverkko, GSM sekä GPRS olisivat vaatineet huomattavan paljon ulkopuolisen tahon tuottamaa palvelua sekä liityntöjen tilaamista, jolloin ainoaksi hyväksi ratkaisuksi rajautui ethernet.

Yrityksellä oli olemassa käytännössä kaikki toimipisteet kattava lähiverkko, joissa suurimpaan osaan mittauskohteissa riitti kuparikaapelilla toteutettava

lähiverkkokaapelointi. Toki myös poikkeuksia löytyi ja näissä kohteissa voitiin soveltaa muun muassa kuitukaapelointia sekä VDSL-tekniikoita.

Toimittajalta löytyi mittareista sellainen versio, jossa liityntäkortit olivat moduulikortteja ja siten myös helposti vaihdettavia, jolloin joustavuuden kriteeri toteutui helposti. Lisäksi optiona oli apusähkösyöttö mahdollisuus, jolloin myös erilaissa kytkentätilanteissa saadaan mittari rekisteröimään arvoja vaikka mitauskohteessa ei olisikaan sähköä. Tällöin arvot ovat käytännössä nolliä, mutta niiden puuttuminen aiheuttaisi ylimääräistä selvitystyötä.

Lopulta oli siis selvillä tarvittavat laitteet ja tekniikat. Tiedonsiirto protokollaksi valittiin DLMS-protokolla koska se oli avoin ja useamman laitetoimittajan tukema vaikkakin ethernet-kortteja ei löytynyt kuin kahdelta toimittajalta.

5.2 Liitynnän kehittäminen

Liitynnän kehittämisen lähtökohtana olivat vallitsevat asetukset, ohjeistukset ja suositukset. Liitynnän määrittelyssä määrittelin että liitynnän tulee kyetä lukemaan hetkellisarvot 60 sekunnin syklissä ja rekisteriarvot 15 minuutin, 30 minuutin tai 60 minuutin syklissä. Lisäksi liitynnän tulee kyetä valvomaan ja tarvittaessa synkronoimaan mittareiden kelloja. Lisäksi mittaukset tulee olla uudelleen kerättävissä (Energiateollisuus). Kuvio 5 esittää toteutettu tapaa aktiivoida uudelleen keruutoiminto. Myös hälytys mahdollisuus tulee olla mittarin vikakoodeista, aikapoikkeamista sekä yhteyskatkoista.

Tuntidatan osalta se tulee säilyttää vähintään 6 vuotta (S 66/2009) ja siitä tulee kyetä nähdä puutteellisuudet, käsin korvatut eli arvioidut tiedot sekä muuten vaillinaiset tiedot (Energiateollisuus). Käytännössä järjestelmissä oli valmiudet tähän mutta se oli huomioitava myös kehitystyössä. Varsinaisen tiedonsiirron osalta valittu tekniikka eli DLMS-tiedonsiirtostandardi piti huolen siitä että vaatimukset täyttyvät itse tiedonsiirron osalta.

Liitynnän kehittäminen tapahtui yhteistyössä järjestelmätoimittajan kanssa. Varsinainen kehitystyö alkoi DLMS-standardin hankinnalla, joka sisälsi noin 400 sivua. Standardiin perehdyttiin mutta muutamat kohdat siinä jäivät hieman

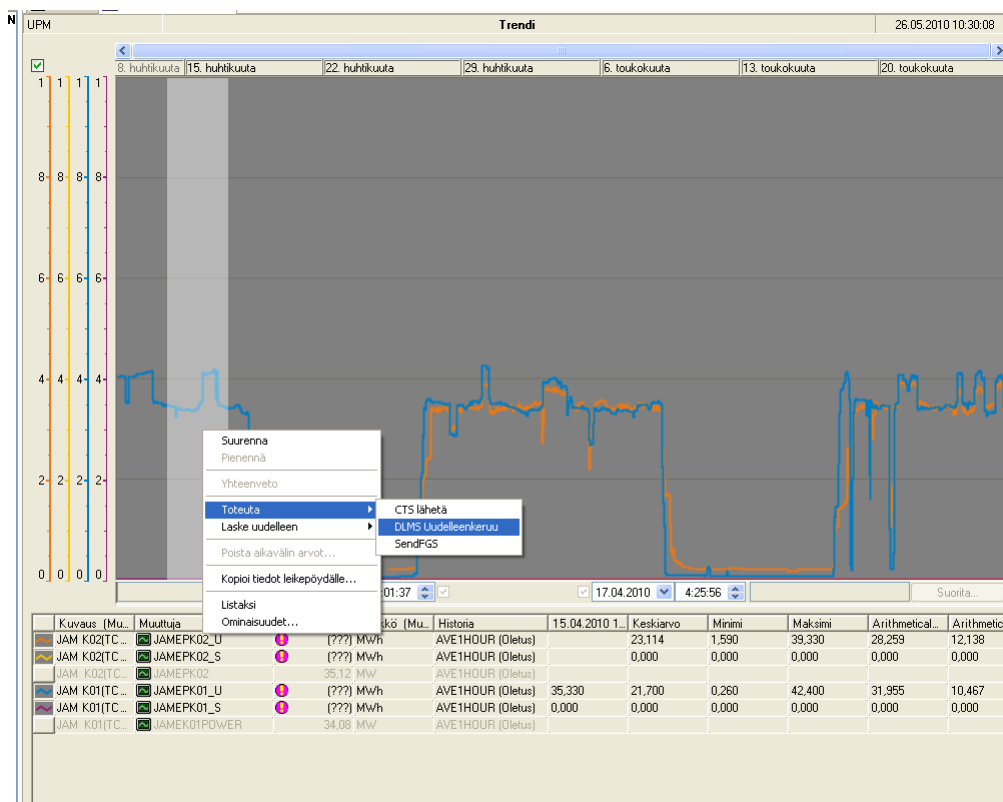
epäselviksi. Liityntä kuitenkin ohjelmoitiin parhaan osaamisen ja ymmärryksen mukaisesti. Epäselvien kohtien kohdalla tietoliikennettä kuunneltiin siihen tarkoitettulla ohjelmalla ja verrattiin sitten standardin epäselviin kohtiin. Lopulta hieman väljästi määritelty standardi selkeytyi.

Varsinaisesta liittynästä tehtiin ensimmäinen versio kehitysympäristöön, joka käytännössä mittasi demolaitteiston energioita. Liittynässä huomattiin muutamia ongelmia, kuten että se kaatuili muutaman tunnin välein ja joskus mittausyhteydet katkesivat. Tämän johdosta liityntää muutettiin ja virheitä korjattiin. Samalla myös muutettiin liittynän periaatetta sen verran että se rakensi yhteyden joka kerta uudestaan kun jotain arvoja haluttiin lukea. Tämä mahdollisti sen että liityntää voitiin lukea useaan eri järjestelmään jos sellainen olisi tarpeen. Lisäksi sillä voitiin välttää joitakin liikennöintivirheistä johtuvia yhteyden jumiutumisia.

Hyvin pian todettiin myös että hetkellisten arvojen ja rekisteriarvojen eli Suomessa tuntiarvojen kyselyt olivat hyvä olla omissa säikeissään. Jokaiselle mittarille on siis oma ohjelmallinen säie hetkellisarvoja ja rekisteriarvoja varten, jolloin ne toimivat toisistaan riippumatta eli jonkun mittarin vastaamattomuus ei hidasta muiden mittareiden lukua.

Myöhemmin myös yhteyskatkologiikkaa kehitettiin siten, että yhteys merkittiin poikki vasta kymmenen perättäisen epäonnistuneen yrityksen jälkeen. Yrityskertojen väli on kymmenen sekuntia. Lopulta yhteyskatkoista ja mittarin sisäisen diagnostiikan havaitsemista vikakoodeista päätettiin generoida sähköpostihälytykset.

Mittauksen määrittelyyn käytetään toimittajan siihen muokkaamaa taulukko-pohjaista työkalua, jolla uusien mittareiden lisääminen muodostui kohtuullisen helpoksi.



KUVIO 5. Mittarin uudelleenkeruun aktivointi.

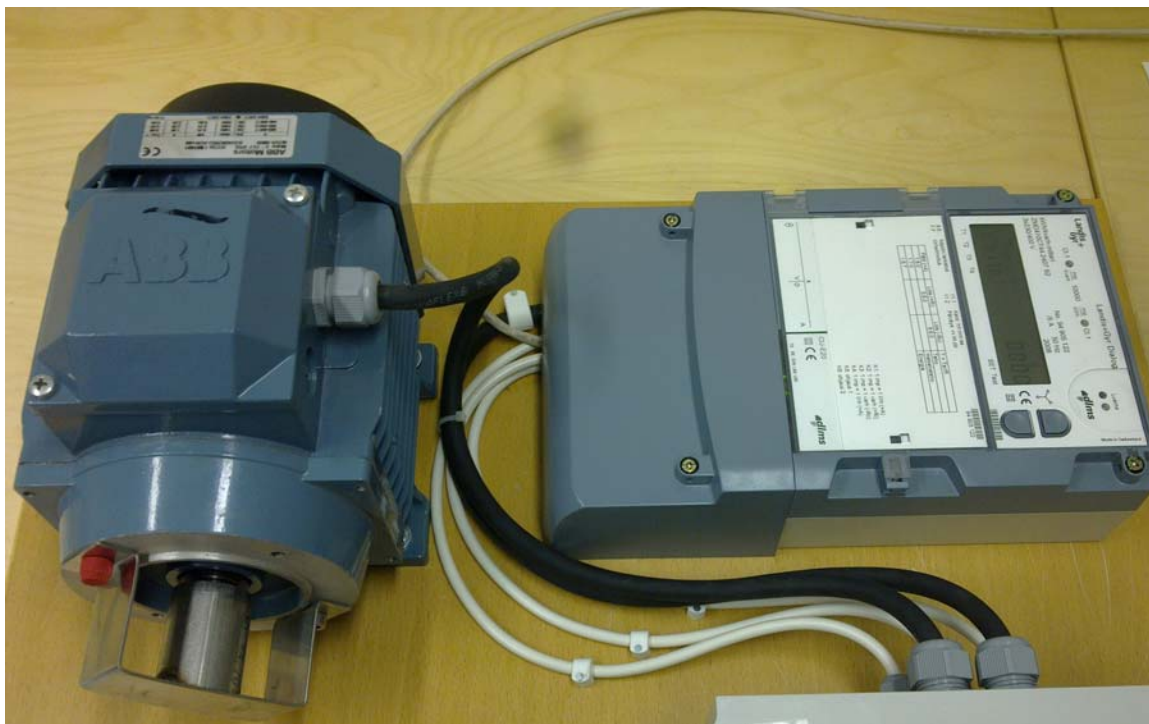
5.3 Demolaitteisto

Liitynnän testausta varten rakennettiin demolaitteisto, joka koostui oikosulkumoottorista sekä energiamittarista. Laitteiston kuva on kuviossa 6. Mittari oli mittamuuntajakytkentäinen virran osalta, mutta jännitemittaus kytkettiin suoraan mitattavaan jännitteeseen.

Alkuvaiheessa demolaitteiston mittarin parametrit määritettiin yhdessä mittari-toimittajan kanssa. Myöhemmässä vaiheessa demolaitteiston parametrit toimivat pohjana "UPM standardiparametreille".

Kun parametrit oli määritelty ja laitteiston toimivuus oli todettu, mittarin toimittajan toimittamalla työkaluohjelmistolla, laitteisto lähetettiin järjestelmätoimittajalle liitynnän ensikehitystä varten. Myöhemmässä vaiheessa laitteisto palautui yritykselle ja se kytkettiin yrityksen lähiverkkoon liitynnän testaamiseksi yrityksen verkkoympäristössä.

Toimittaja hankki myöhemmin myös itselleen vastaavan demolaitteiston lähinnä messukäyttöä varten.



KUVIO 6. Demolaitteisto

5.4 Pilottihanke

Kun liityntä oli testattu demolaitteiston avulla mahdollisimman pitkälle, oli pilot-tihankkeen vuoro. Pilotissa pyrittiin hakemaan mahdollisimman hankala ympäristö häiriöiden suhteen.

Mittauskohteiksi valikoituivat Jämsänkosken tehtaan kaksi päämuuntajaa joiden koko on 40MVA. Toinen muuntajista syöttää mekaanisen massan jauhimia joiden nimellistehot ovat noin 9 MW ja aiheuttavat käynnistyessään huomattavia tehoheittoja. Varsinaisessa tuntienergioiden tiedonsiirrossa ei kuitenkaan saatu aikaiseksi minkäänlaisia ongelmia ennakoarvailuista huolimatta. Myös hetkellisarvojen tiedonsiirto onnistui mallikkaasti mutta linkit tila merkittiin ajoittain katkenneeksi liittymän toimesta. Linkki kuitenkin toipui katkoksesta mallikkaasti.

Linkin katkoksia selvitetessä osalle niistä löytyi selkeä johdonmukaisuus. Linkki merkittiin poikki aina vuorokauden vaihteessa. Asiaa selvitetessä varmistui että lukevassa järjestelmässä ei tapahdu mitään ajoitettua vuorokauden vaihteessa, joka voisi selittää katkon. Ongelmaa oli aloitettava selvittämään mittarin kannalta. Mittarista löytyi parametri joka alustaa mittarinliityntäkorttia määritellyllä väliajalla. Tässä tapauksessa parametrin arvo oli 24, joka käytännössä käynnisti liityntäkortin ohjelmiston uudestaan aina 24 tunnin välein laskettuna vuorokauden vaihteesta.

Mittariliitynnän katkon tulkintaa kehitettiin siten että se yrittää yhdistämistä useamman kerran ennen kuin linkki merkitään poikki. Kehityksen johdosta katkosten säännön mukaisuus hävisi mutta satunnaisia katkoja edelleen jäi. Katkoshetkien tietoliikennettä analysoitiin mutta mitään normaalista poikkeavaa liikennettä ei havaittu ennen kuin mittari lopetti kokonaan liikennöinnin. Ongelma ratkesi kun tilalle vaihdettiin uudet ja viimeisimmällä ohjelmistolla varustetut mittarit sekä liityntäkortit. Ongelma aiheutui siis mittarin tai liityntäkortin sisäisen ohjelmiston heikkouksista.

Kaiken kaikkiaan pilottihanke oli onnistunut kehittämään liitynnästä sen kaltaisen version, jota voitiin alkaa levittämään tuotannolliseen käyttöön. Samalla myös varmistuttiin siitä että uusimmat versiot mittareista ovat kokonaisuutena toimivia ja yhteensopivia liitynnän kanssa.

5.5 Mittaustulosten vertailu ja toimivuuden toteaminen

Mittaustuloksien vertailussa luotettiin siihen mittarit täyttävät niille luvatut mittaustarkkuudet, joita muun muassa Energiateollisuus Ry suosittaa. Varsinainen vertailu keskittyi siis siihen että arvot muodostuvat oikealle aikaleimalle ja siirtyvät vääristymättöminä lukevaan järjestelmään.

Mittaustulosten vertailu toteutettiin vertaamalla olemassa olevan mittarin ja uuden mittarin tuntiarvoja keskenään. Lisäksi verrattiin hetkellisarvoista kerättyä tuntiarvoa, mittarin keräämään tuntiarvoon. Näiden lisäksi verrattiin työkaluohjelmalla luettuja arvoja liitynnän tuottamiin arvoihin.

Analysointiin käytettiin taulukkolaskenta ohjelmaa, jolla kaikki eri tavalla tuotetut ja luetut arvot laitettiin samaan taulukkoon. Arvojen väliltä laskettiin erotukset ja nollostapoikkeavat arvot analysoitiin.

Pelkästään siirrettävien tuntien energia arvojen osalta vertailuissa havaittiin vain yksi ongelma joka koski tuntiarvojen aikaleimoja. Käytännössä tuntiarvot menivät tietokannassa yhden tunnin pieleen. Ongelma johtui siitä että mittarissa arvot aikaleimattiin loppuajan mukaisesti kun taas liittymän tekijä oli automaattisesti oletanut sen olevan tunnin alkuaika. Tämä inhimillinen virhe korjattiin tekemällä liityntään määriteltävä parametri, jolla voidaan tehdä aikasiirtoja aikaleimoille. Samalla parametrilla voidaan hallita tilanteet joissa mittari ja lukeva järjestelmä sijaitsevat eri aikavyöhykkeillä.

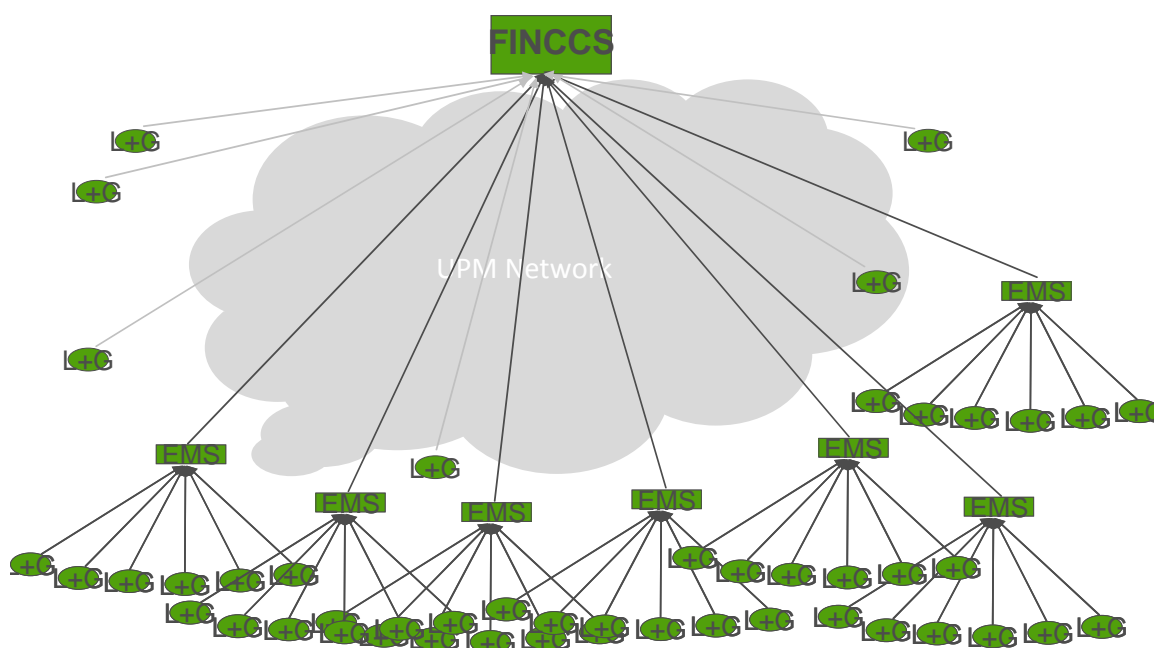
Hetkellisarvoista kerättyjen tuntiarvojen ja luettujen tuntien energioiden välillä havaittiin poikkeavuuksia molempiin suuntiin mutta niiden todettiin olevan alle 0,2 % mittavasta energiasta, joka on täyttää reilusti UPM:n vaatimukset. Hetkellisarvon ja tuntiarvon poikkeus johtuu pääasiallisesti siitä että hetkellisarvo luetaan vain minuutin välein. Hetkellisarvo edustaa vain sen hetkistä arvoa eikä lukuvälien keskiarvoa. Näistä 60 kappaleesta hetkellisiä näytteitä muodostetaan tuntiarvo jossa näytteiden väliset jaksot on linearisoitu.

Vertaamalla vanhaa ja uutta mittausta saatiin poikkeamaksi 1,5 % pienempiä lukuja kuin mitä vanha mittaus tuotti. Ongelman aiheutti ilmeisesti vanhan mittauksen mittausjärjestely kokonaisuutenaan koska mittarin ja mittamuuntajien tarkkuusluokan arveltiin olevan 2 % mutta asiaa ei sinänsä alettu selvittämään enempää koska mittaukset toimivat keskenään johdonmukaisesti tasopoikkeamaa lukuun ottamatta ja mittaus korvattiin uudella järjestelyllä. Mittaustuloksia on vertailtu liitteessä 5.

5.6 Mittausjärjestelyn kokonaiskuva

Mittaukset on tarkoitus järjestää siten, että niillä laitoksilla joilla on paikallinen energianhallintajärjestelmä, mittaukset luetaan paikalliseen järjestelmään ja halutut tiedot välitetään keskusjärjestelmälle. Paikallisia järjestelmiä kutsutaan lyhenteellä EMS (engl. Energy Management System) Periaate on esitetty kuviossa 7. Paikallisesti tietoja käytetään paikallisiin tarpeisiin kuten energiatehokkuuden seurantaan ja sisäiseen kustannusten allokointiin.

Laitoksilla joissa ei ole paikallista järjestelmään, mittaukset luetaan suoraan keskusjärjestelmään, jota kutsutaan lyhenteellä FINCCS (engl. Finland Control Centre System)



KUVIO 7. Periaatekuva mittareiden tietoliikenteestä.

5.7 Ohjeistuksen tekeminen

Ohjeistuksen tekeminen oli olennainen osa mittarointiprojektin valmistelua. Liitteen 1 ohjeistuksessa pyrittiin kuvaamaan mittareiden asennukseen liittyvät asiat sillä tarkkuudella että sähkö- ja energia-alojen ammattilaiset pystyvät yhdessä paikallisesti suorittamaan ohjeiden mukaisen mittaroinnin siten, että dokumentaatiot ja käytännöt ovat yhtenevät joka paikassa.

Varsinainen työ alkoi kokoamalla kasaan suosituksia ja asetuksia mitä mitaamisesta on annettu. Itse rekisteröivän mittalaitteen tekniikan valinnalla oli jo katettu suuri osa vaatimuksista mutta monta asiaa tuli vielä huomioida. Tämän kaltaisia olivat muun muassa mittalaitteen tarkkuusluokat, mittamuuntajien taakat, rajapisteiden nimeämiskäytännöt ja tietokantamuuttujien nimeämiskäytännöt.

Varsinainen ohje koostui seuraavista osioista: rajapisteiden nimeäminen, mittarin valinta, suunnittelu, dokumentointi, EMS-liityntä ja mittarin parametroida sekä verkko-omaisuuden inventointi. Verkko-omaisuuden inventointi tehdään jotta viranomaisella voi valvoa siirtoliiketoiminnan kohtuullista tuottoa.

5.8 Projektisuunnitelma

Liitteen 2 projektisuunnitelmassa pyrittiin perustelemaan projektin tarpeellisuus, aikatauluttamaan projekti sekä kartoittamaan mahdolliset projektiin liittyvät riskit. Riskeissä keskityttiin lähinnä aikataulullisiin ja laadullisiin riskeihin. Projektisuunnitelma oli osa investointianomusta.

5.9 Projektin toteutus

Myönteisen investointipäätöksen tultua aloitettiin projektin toteutusvaihe. Varsinaiseen mittarointiprojektiin liittyi myös muita tavoitteita mutta ne on rajattu tämän työn ulkopuolelle. Muihin tavoitteisiin ei kuitenkaan tässä työssä keskitytä.

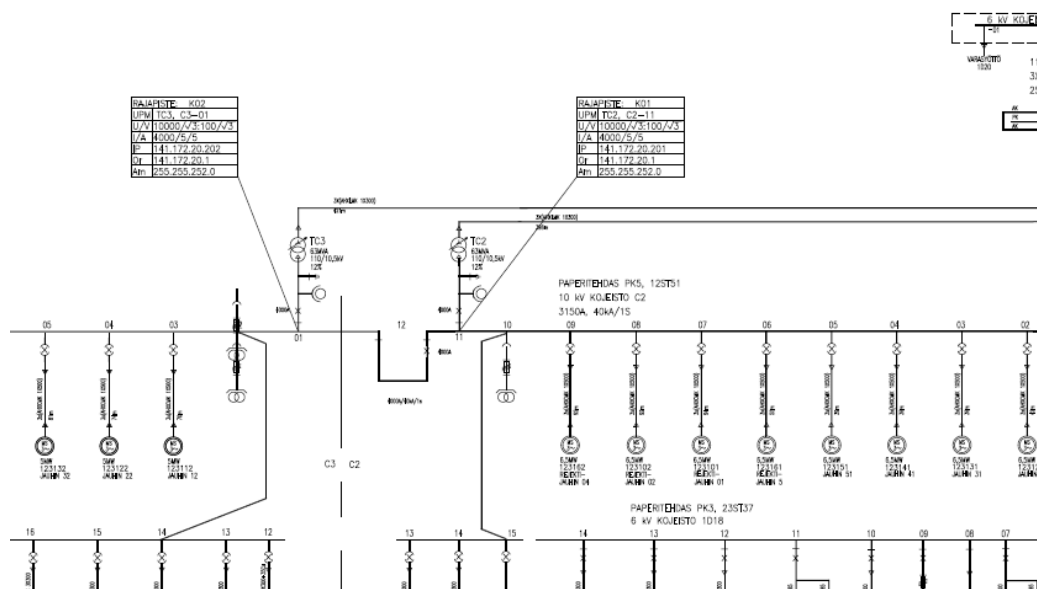
Projekti kattoi kuusi kappaletta paperi- tai/ja sellutehdasta, voimalaitoksineen, kuusi vesivoimalaitosta sekä kaksitoista mekaanisen puunjalostuksen laitosta. Kaikkiaan mittauksia kertyi noin 250 kappaletta, jotka olivat käytännössä kaikki 0,2% tai 0,5% tarkkuusmittareita.

Projekti pyrittiin vetämään läpi mahdollisimman paljon paikallisin voimavaroin. Paikallisen henkilöstön käyttämisellä pyrittiin siihen, että osaaminen saatiin jalkautettua kentälle. Jokaisella toimipisteellä jota tämä koski pidettiin aloituspalaveri jossa käytiin läpi projektin tavoitteet, tausta ja toteutustapa sekä vas-

tuiden rajaukset paikallisen tason ja koko projektin tason välillä. Samalla myös nimettiin paikallinen organisaatio, jonka paikallinen projektipäällikkö oli suunniteltu. Käytännössä paikalliset roolit olivat paikallinen projektipäällikkö, mittareiden asennuksesta vastaava, liittynästä vastaava ja lähiverkosta vastaava.

Suunnitteluprosessi aloitettiin joka paikassa heti aloituspalaverin jälkeen koska se oli arveltu vaikeimmaksi osa-alueeksi ja siinä arveltiin olevan hieman aikataulullista riskiä. Varsinaiseen asennusvaiheeseen jokaiselle laitokselle oli annettu oma aikaikkuna jossa työ tulisi toteuttaa. Aikaikkunan noudattaminen oli tärkeä kustannusten hallinnan kannalta koska työ ajoittui kahdelle vuodelle joille molemmille oli allokoitu tietty määrä rahaa.

Laitoksen näkökulmasta projektin lopputuotteena saatiin jokaisesta alueverkosta rajapistekuva, joka käytännössä oli pääkaavio johon oli piirretty rajapisteteet sekä olennaiset tiedot rajapisteistä kuten nimi, mittamuuntajan arvot ja ip-osoitetiedot. Esimerkki osasta rajapistekuvaa on esitetty kuviossa 8. Jokaisesta alueverkosta tehtiin kuvion 9 tyyppinen verkkodokumentti jossa kuvattiin energioiden, siirron ja niihin liittyvien verojen käsittely kussakin verkossa.



KUVIO 8. Esimerkki rajapistekaaviosta

JÄMSÄNKOSKEN ALUEVERKKO

1	Yleistä	2
1.1	JAM000	2
1.2	JAM001	3
2	Jakeluverkkotomitukset	4
2.1	Genecor	4
2.1.1	Energia	4
2.1.2	Siirto	4
2.1.3	Verot	4
3	UPM Energian asiakkaat	6
3.1	UPM, Jämsänkosken tehdas	6
3.1.1	Energia	6
3.1.2	Siirto	6
3.1.3	Verot	6
3.1.4	Omakäyttö	7
3.2	Smead paperisto	8
3.2.1	Energia	8
3.2.2	Siirto	8
3.2.3	Verot	8

KUVIO 9. Esimerkki verkkodokumentista

Mittausten ja dokumenttien valmistuttua mallinnettiin niiden pohjalta verkot energianhallintajärjestelmiin. Energianhallintajärjestelmillä suoritetaan tämän mallinnuksen pohjalta muun muassa verkkojen taseselvittäminen ja niihin liittyvät siirron sekä energian käsittely. Varsinaisesta mallintamisesta tehtiin Tampereen Teknilliseen Yliopistoon diplomityö, jonka ohjaajana toimin.

5.10 Mittarointikoulutus

Mittarointikoulutuksessa pyrittiin saamaan aikaiseksi sellainen osaamisen taso, jolla paikallinen organisaatio saisi asennettua ja käyttöönotettua mittarit itsenäisesti. Koulutuksen agenda on kuvattuna liitteessä 4 sekä koulutusmateriaali löytyy liitteestä 6 (compact disc).

6 Jatkoimenpiteet

Tämän työn valmistuessa mittaukset ovat pääasiassa asennettuja ja siltä osin työn laajuus on täytetty mutta varsinainen projekti jatkuu siirtoliiketoiminnan kehittämisellä.

Varsinaisten mittarointien osalta työ tulee jatkumaan paikallisella tasolla ja paikallisiin tarpeisiin mutta samalla teknisellä konseptilla kuin millä tämäkin projekti toteutettiin. Työssä kehitetty konsepti on siis todettu hyväksi muidenkin tahojen toimesta.

Jatkossa samalla konseptilla tullaan mahdollisesti tekemään vastaava projekti Keski-Euroopan tehtaille.

7 Pohdinta

Omasta mielestäni työ onnistui kohtuullisen hyvin, vaikka toteutus kestikin pidempään kuin olin kuvitellut. Kaiken kaikkiaan tavoitteet saavutettiin ja mittausjärjestelystä saatiin hyvin joustava, vaikkakin tällä tekniikalla suoritettava luenta rajoittuu pelkästään ethernet-tekniikan hyödyntämiseen siirtotienä. Mikäli tarvetta ilmenee, mittaukset voidaan siirtää palveluntarjoajan luettavaksi ja samalla vaihtaa toiseen liityntäteknikkaan kohtuullisen edullisesti.

Mittarin ja keräävän tietojärjestelmän välimatkalla ei käytännössä ole väliä, koska mittaus voidaan siirtää salattuna internetin ylitse vaikka toiselta puolelta maapalloa. Käytännössä kuitenkin tullaan lukemaan dataa korkeintaan naapurimaista. Mittareita voidaan myös vaihtaa luettavaksi eri järjestelmien välillä tarpeen mukaan. Itse mitta-arvot säilyvät 512 päivää mittarin muistissa, mistä ne voidaan aina tarvittaessa uudelleen kerätä. Myös hetkellisten arvojen mittausta saatiin järjestettyä. Mittaus sykliksi tähän valittiin 60 sekuntia vaikka testausta tehtiin ilman ongelmia myös 10 sekunnin syklillä. Kaikista mittareista saadaan luettua vaadittujen arvojen lisäksi myös paljon muita sähkön suureita jos niille löytyy tarvetta.

Käytännössä mittauksien aiheuttamat jatkuvat kustannukset ovat käytännössä melkein olemattomat, koska niiden aiheuttama lähiverkkokuorma on suhteessa häviävän vähäistä verrattuna muuhun lähiverkkokuormaan, jolloin WAN-linkkien (engl. Wide Area Network) mitoittamiseen ei tule haasteita eikä siten kustannuksia. Ylläpidolliset kustannukset muodostuvat siis käytännössä vain rikkoutuneista mittareista tai verkkolaitteista.

Kehitetyn konseptin toimivuutta ja kustannustehokkuutta kuvaa hyvin se, että UPM:n yksiköt ovat oma-aloitteisesti alkaneet uusia vanhoja sisäisiä mittauksiaan tällä mallilla sen joustavuuden takia.

LÄHTEET

DLMS User Association. What is DLMS. Viitattu 10.3.2011.

<http://www.dlms.com/faqanswers/generalquestions/whatisdlms.php>

Energiamarkkinavirasto. 2010a. Sähköverkonhaltijat. Viitattu 11.3.2011.

<http://www.emvi.fi/alasivu.asp?gid=40&languageid=246>

Energiamarkkinavirasto. 2010b. Sähkönverkkotoiminnan valvonta. Viitattu 10.3.2011.

<http://www.emvi.fi/alasivu.asp?gid=228&languageid=246>

Landis+Gyr. 2010a. Koulutusmateriaali. Yleisesitys.pptx

STEK. Sähköturvallisuuden edistämiskeskus. Sähkön mittaaminen. Viitattu 11.3.2011.

http://www.sahkoturva.info/sahkomarkkinat/sahkon_oston_perusteita/fi_FI/sahkon_mittaaminen

S 66/2009. Valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta. Valtion säädöstietopankki Finlex. Viitattu 11.3.2011.

<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090066>

Landis+Gyr. 2010b. ZxD400 Käyttöohje.

D000028919_FI_ZxD400_UserManual.pdf

Fingrid Oy. 2010a. Taseselvitys. Viitattu 11.3.2011.

<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut/taseselvitys>

Fingrid Oy. 2010b. Säätosähkömarkkinat. Viitattu 11.3.2011.

<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut/saatosahkomarkkinat>

Fingrid Oy. 2010c. Tasehallinta. Viitattu 11.3.2011.

<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut/tasehallinta>

Kauppalehti. Yritystiedot. UPM Sähkön siirto. Viitattu 11.3.2011

<http://www.kauppalehti.fi/yritykset/yritys/upm+sahkonsiirto+oy/16432668>

Energiateollisuus Ry. Sähkökaupan mittaus ja tiedonvälitys, 24.10.2005. Viitattu 11.3.2011.

<http://www.energia.fi/content/root%20content/energiateollisuus/fi/s%c3%a4hk%c3%b6/s%c3%a4hk%c3%b6kauppa/ediel-si-vut/ohjeet%20ja%20suositukset/liitteet/sahkokaupanmittausjatiedonvalitys.pdf?SectionUri=%2ffi%2fsahko%2fsahkokauppa%2fediel-sivut%2fohjeetjasuositukset>

UPM. Vuosikertomus 2011. 2011