

■ Kaukoluettavien lukumäärä [kpl] ■ Pienkuluttajien lukumäärä [kpl] ■ Kaukoluettavien määrä [%]

# SÄHKÖN PIENKULUTTAJIEN ETÄLUETTAVAN MITTAROINNIN TILA JA LUOMAT MAHDOLLISUUDET

Kirjoittajat

Seppo Kärkkäinen, Pekka Koponen, Antti Martikainen,  
Hannu Pihala

Luottamuksellisuus

Julkinen

Raportin nimi <b>Sähkön pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja luomat mahdollisuudet</b>	
Asiakkaan nimi, yhteyshenkilö ja yhteystiedot Kauppa- ja teollisuusministeriö Timo Ritonummi	Asiakkaan viite 7/464/2006
Projektin nimi Sähkön pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja luomat mahdollisuudet	Projektin numero/lyhytnimi AMR
Raportin laatija(t) Seppo Kärkkäinen, Pekka Koponen, Antti Martikainen, Hannu Pihala	Sivujen/liitesivujen lukumäärä 63/7
Avainsanat automaattinen mittarinluenta, pienkuluttaja, kysyntäjousto	Raportin numero VTT-R-09048-06
<b>Tiivistelmä</b> <p>Selvityksessä kartoitetaan erityisesti sähkön pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tilannetta ja mittaroinnin luomia mahdollisuuksia Suomessa, Pohjoismaissa ja muutamissa muissa maissa. Lisäksi tarkastellaan erikseen yli 3 x 63 A pienjännitekuluttajien tilannetta. Selvitys pohjautuu osin jakeluverkonhaltijoille lähetettyyn kyselyyn. Kyselyn perusteella vuonna 2010 olisi lähes 50 % laskutusmittareista etäluvun piirissä. Kysely toi myös ilmi sen, että verkkoyhtiöiden asettamat vaatimukset mittausjärjestelmille ja mittareille ovat vaihtelevia, minkä vuoksi tarvittaisiin pikaisesti eri osapuolten tarpeet nykyistä paremmin huomioon ottavat yhtenäiset perusvaatimusten määrittelyt.</p> <p>Laajasti sovellettuna etäluettavat sähkön kulutusmittarit tuovat kustannussäästöjä jakeluverkkoyhtiön mittaus-, laskutus- ja asiakaspalvelutoiminnoissa ja –prosesseissa sekä verkon valvonnassa ja parantavat palvelun laatua. Nämä hyödyt eivät kuitenkaan aina riitä perustelevaan verkkoyhtiön mittarointi-investoinnin kustannuksia, vaikka kustannukset kuluttajaa kohti ovatkin pienentyneet. Toisaalta kaukoluettavien mittareiden infrastruktuuria voivat hyödyntää laajasti myös muut kuin itse verkkoyhtiöt mukaan lukien sähkön loppukäyttäjät, myyntiyhtiöt, Fingrid ja sähkömarkkinat kokonaisuudessaan.</p> <p>Kehittyneet AMR-järjestelmät mahdollistavat kysyntäjouston toteuttamisen myös pienkuluttajilla joko hintajouston tai kuormien ohjauksen muodossa tuoden hyötyjä kaikille sähkömarkkinoiden osapuolille. Lisäksi tarkka sähkön mittaus edistää energian säästöä ja sähkömarkkinoiden toimivuutta. Mittaustulokset tulisikin saada laajempaan käyttöön, sekä jakeluverkkoyhtiössä että muille sähkömarkkinoiden osapuolille ja energiapalvelujen tarjoajille. Etäluettavat mittarit luovat edellytyksiä monille uusille palveluille ja toiminnoille, jotka tehostavat energian käyttöä ja sähköverkon asiakkaiden sähkömarkkinaliitettä.</p>	
Luottamuksellisuus	Julkinen
Espoo 2.10.2006	
Osmo Auvinen, teknologiapäällikkö	Seppo Kärkkäinen, tutkimusprofessori
VTT:n yhteystiedot VTT Energia- ja metsäteollisuus/Energiajärjestelmät, PL 1000, 02044 VTT	
Jakelu KTM, KTM www-sivut	
<i>VTT:n nimen käyttäminen mainonnassa tai tämän raportin osittainen julkaiseminen on sallittu vain VTT:ltä saadun kirjallisen luvan perusteella.</i>	

## Alkusanat

Kauppa- ja teollisuusministeriö tilasi maaliskuussa 2006 VTT:ltä selvityksen sähkön pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tilasta ja sen luomista mahdollisuuksista. VTT toteutti työn huhti-elokuussa 2006. Tämä on ko. selvityksen loppuraportti.

Selvityksen tavoitteina oli laatia kartoitus pienkuluttajien (pääsulake korkeintaan 3 x 63 A) etäluettavan mittaroinnin tilasta ja sen kehitysnäkymistä Suomessa ja muissa Pohjoismaissa, tarkastella uudistuvan mittaroinnin tuomia mahdollisuuksia sähkömarkkinoiden, erityisesti kulutuksen hintajoustopon tehostamiseksi, arvioida mahdollisen standardoinnin tarvetta ja lisäksi päivittää arvio olemassa olevien, pääsulakkeiltaan yli 3 x 63 A ja ilman tuntimittausta olevien kuluttajien tilanteesta.

Selvityksen projektipäällikkönä toimi tutkimusprofessori Seppo Kärkkäinen. Lisäksi työhön osallistuvat erikoistutkijat Pekka Koponen ja Hannu Pihala sekä tutkija Antti Martikainen.

Kauppa- ja teollisuusministeriöstä työtä on ohjannut yli-insinööri Timo Ritonummi.

Selvitys toteutettiin osin sähköverkkoyhtiöille tehtynä kyselytutkimuksena yhteistyössä Energiateollisuus ry:n kanssa. Tekijät kiittävät kyselyyn vastanneita verkkoyhtiöitä sekä muita osapuolia, joilta olemme saaneet työhön liittyvää materiaalia ja rakentavia kommentteja.

Selvityksen sisällöstä vastaavat selvityksen tekijät.

Espoossa syyskuussa 2006

Tekijät

## Abstract

### **Automatic meter reading status of small electricity consumers and opportunities offered by AMR**

This report examines specifically the status of automatic meter reading of small electricity consumers and the opportunities offered by AMR in Finland, in the Nordic countries, and in some other countries. In addition, the situation of the low voltage consumers with a connection exceeding 3 x 63 A, was examined. The report is partially based on a questionnaire sent to the distribution network companies. According to the survey, by the year 2010 almost 50 % of the billing meters would be read automatically. The survey also revealed that the requirements set by the network companies for the metering systems and the meters vary widely. Thus one would urgently need unified specifications of basic requirements that would better recognize the needs of various counterparts.

Applied widely the automatic meter reading brings cost savings for the distribution network company's metering, billing and customer service functions and processes, and in network monitoring, and improves the quality of service. Yet these benefits are not large enough to justify the cost of the metering investment of the network company, though the cost per consumer has decreased. On the other hand, the infrastructure of automatic meter reading can be widely utilized besides the network companies also by electricity end-users, companies selling energy, Fingrid, and electricity market as a whole.

Advanced AMR-systems make it possible to implement demand response also with the small consumers either by price flexibility or by load control benefiting all the participants of the electricity market. Besides, accurate electricity metering facilitates electricity saving and functionality of the electricity market. Metering results should be made available more widely both within the distribution network company and for other parties of the electricity market and companies offering energy services. Remotely readable meters create the basis for many new services and functions that make the energy use and electricity network customers' connection to the electricity market more efficient.

# Sisällysluettelo

1	Johdanto	6
2	Kysely ja tulosten yhteenveto	8
2.1	Yleiskysely	8
2.1.1	Pienkuluttajien sulakekoot, sähköenergiankulutus ja kaukoluettavuus	8
2.1.2	Mittalaitetekanta ja pienkuluttajien mittarinluenta vuonna 2005	10
2.1.3	Yli 3 x 63 A asiakkaiden tuntiluenta	11
2.1.4	Kuormienohjauslaitteistot ja niiden käyttö	13
2.2	AMR-kysely	16
2.2.1	Kaukoluentajärjestelmän hankinta ja käyttö	17
2.2.2	Kaukoluentajärjestelmälle asetettavat vaatimukset	21
2.2.3	Kaukoluentajärjestelmän kustannukset, hyödyt, mahdollisuudet	23
3	Pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja kehitysnäkymät	27
3.1	Suomi	27
3.2	Pohjoismaat	28
3.3	Muut maat	31
4	Etäluettaviin mittarointijärjestelmiin liittyvät tekniset ratkaisut	34
4.1	Yleisiä näkökohtia tekniikasta	34
4.2	Älykkään mittarin ominaisuudet ja rakenne	34
4.3	Tiedonsiirto mittarin kanssa	36
4.3.1	Mittarin ja lukujärjestelmän välillä	36
4.3.2	Mittarin ja asiakkaan välillä	37
4.4	Mittaroinnin luotettavuus ja hallittavuus	38
4.5	Tiedonsiirto mittarinlukujärjestelmästä mittaustiedon tarvisijoille	39

4.6	Etäluettavat tiedot	40
4.7	Päivitettävyyys	41
4.8	Nykyisten mittareiden ja järjestelmien ominaisuuksista	41
5	Uudistuvan mittaroinnin luomat mahdollisuudet sähkömarkkinoiden ja kysyntäjouaston edistämiseksi	44
5.1	Kysynnän jouaston tarpeen kasvu	44
5.2	Hintaohjaus	45
5.3	Suora kuormien ohjaus	46
5.4	Energian säästö	47
6	Yhtenäisten vaatimusten ja standardoinnin tarpeen analysointi	49
6.1	Yhtenäisten vaatimusten hyötyjä	49
6.2	Kulutusmittauksien tiedonsiirron esitysmuotoihin liittyviä standardeja	50
6.2.1	Mittarin ja lukujärjestelmän välillä	50
6.2.2	Mittaustietojen siirto eri järjestelmien välillä	51
7	Yli 3 x 63 A kuluttajien mittarointi	53
8	Kustannusten ja hyötyjen arviointi	54
8.1	Näkemyksiä älykkään mittaroinnin hyödyistä ja kustannuksista	54
8.2	Kannattavuusarvioita	56
8.2.1	Mittareiden kaukoluvun kannattavuus	56
8.2.2	Kuorman ohjauksen hyödyt	57
9	Yhteenveto ja johtopäätökset	59
	Lähdeviitteet	61
	<b>Liitteet</b>	
Liite 1	Kyselylomake	
Liite 2	Kyselyyn vastanneet verkkoyhtiöt	
Liite 3	Markkinoilla olevien pienasiakkaille tarkoitettujen etäluettavien mittareiden ominaisuuksia	

# 1 Johdanto

Etäluettavien sähkön mittausjärjestelmien (AMR, automatic meter reading) yleistymisen on lähivuosina nopeaa Suomessa ja Pohjoismaissa. Osin tämä johtuu sähköyhtiöiden omista tarpeista uudistaa sähkömittarikantaa nykyaikaiseksi ja osin erityisesti Ruotsissa AMR-järjestelmät yleistyvät nopeasti, koska periaatteessa kaikki mittarit on luettava kuukausittain 1.7.2009 lähtien.

AMR-järjestelmien sekä niihin liittyvien mittareiden ominaisuudet vaihtelevat toisaalta verkkoyhtiöiden erilaisten vaatimusten ja toisaalta laite- ja järjestelmätoimittajien tarjonnan vaihtelun takia. Parhaimmillaan järjestelmät luovat edellytykset sähkömarkkinoiden ja kilpailun edelleen kehittymiselle pienkuluttajasektorilla mahdollistamalla uusien tuotteiden ja palvelujen sekä toimintamallien kehittämisen ja pienkuluttajien kysyntäjoustopotentiaalin hyödyntämisen. Erityisesti runsaat 600000 sähkölämmityskuluttaja muodostavat pienkuluttajamarkkinoilla merkittävän kysyntäjoustopotentiaalin, sillä jos ohjattavaa lämmityskuormaa on esim. 1 kW/kohde, niin yhteispotentiaali on 600 MW. Sähkömarkkinoillahan nopean hintajouaston puute on lisääntymässä ja on jo näkynyt korkeina lyhytaikaisina hintapiikkeinä

Kauppa- ja teollisuusministeriö on asettanut selvitykselle seuraavat tavoitteet:

- laatia kartoitus pienkuluttajien (kotitaloudet, pienet palvelu- ja teollisuusyritykset jne., pääsulake korkeintaan 3 x 63 A) etäluettavan mittaroinnin tilasta ja sen kehitysnäkymistä ml. aikataulut etenemiselle Suomessa ja muissa Pohjoismaissa,
- erottaa kaikessa tarkastelussa ja arvioinnissa kuluttajaryhmät pääsulakkeen mukaan tarkoituksenmukaisesti 3 x 63 A, 3 x 50 A, 3 x 35 A, 3 x 25 A jne.
- tarkastella etäluettavissa mittaroinnissa valittuja tärkeimpiä teknisiä ratkaisuja (mm. mahdollisuus tuntitasoiseen mittarointiin, lukumahdollisuudet) sekä näiden pohjalta
- esitellä uudistuvan mittaroinnin tuomia mahdollisuuksia sähkömarkkinoiden, erityisesti kulutuksen hintajouaston tehostamiseksi, arvioida mahdollisen standardoinnin tarvetta ja lisäksi
- päivittää arvio olemassa olevien, pääsulakkeiltaan yli 3 x 63 A ja ilman tuntimitausta olevien kuluttajien tilanteesta (lukumäärät, kulutukset, mittareiden vaihtomahdollisuudet jne.) ENEASE Oy:n 2004 ministeriölle tekemän selvityksen [Sep 2004] pohjalta, sekä
- kaikkien näiden kuluttajaryhmien osalta arvioida kustannuksia ja saavutettavia hyötyjä ml. kansantaloudelliset hyödyt laajennettaessa tuntimitausta ja toteutettaessa muita arvioituja toimenpiteitä.

Em. seikkojen selvittämiseksi sähköyhtiöille lähetettiin liitteen 1 mukainen kysely. Kyselyyn vastasivat liitteessä 2 luetellut verkkoyhtiöt. Osa yhtiöistä vastasi vain puhelinkaastatteluna yli 3 x 63 A asiakkaita koskevaan osioon.

Kyselyn tulokset on esitetty luvussa 2. Luku 3 käsittelee pienkuluttajien etäluennan tilaa Suomessa, Pohjoismaissa ja osin muualla maailmassa. Teknisiä ratkaisuja on käsitelty luvussa 4 ja luku 5 käsittelee uudistuvan mittaroinnin luomia mahdollisuuksia. Luvussa 6 tarkastellaan yhtenäisten vaatimusten ja standardoinnin tarvetta. Luvussa 7 analysoidaan yli 3 x 63 A asiakkaiden mittaroinnin tilaa ja luvussa 8 tarkastellaan älykkäiden etäluettavien mittareiden kustannuksia ja hyötyjä. Yhteenveto ja johtopäätökset on esitetty luvussa 9.



## 2 Kysely ja tulosten yhteenveto

Kirjallinen kysely lähetettiin 82 jakeluverkonhaltijalle ja vastaukset saatiin 35 yhtiöltä. Lisäkyselyistä ja muistutuksista huolimatta vastauksia ei saatu enempää. Vastanneiden yhtiöiden yhteenlaskettu asiakasmäärä vastaa kuitenkin noin 74 % yhteenlasketusta Suomen pienjänniteverkon sähkökäyttäjien lukumäärästä (n. 3,044 milj.), kun vertailuarvona on vuoden 2004 tilasto (EMV 2004). Tilastossa käyttäjämäärä sisältää kaikki käyttäjät 0,4 kV:n verkossa. Osa vastauksista jäi kuitenkin vaillinaisiksi, johtuen pääosin ilmeisesti siitä, ettei kaikilla yhtiöillä ole vielä tehty päätöksiä AMR:n suhteen ja siten siihen liittyvää tietoa ei myöskään ollut saatavilla. Tulosten esittelyn yhteydessä on mainittu kyseiseen kohtaan vastanneiden yhtiöiden lukumäärä. Yli 63 A asiakkaiden osalta kirjallista kyselyä täydennettiin puhelinkyselyllä, jolla kattavuutta saatiin korkeammaksi.

Kysely jakautui kahteen osaan; yleiskyselyyn ja AMR-kyselyyn. Yleiskyselyn avulla selvitettiin yhtiöiden nykytilanne pienkuluttajien mittarinluennan ja mittalaitteikannan, sekä yli 63 A asiakkaiden tuntiluennan sekä kuormienohjauslaitteistojen ja niiden käytön osalta.

AMR-kyselyllä selvitettiin yhtiöiden arviot kaukoluennan piirissä olevista asiakkaista vuoteen 2015 saakka sekä kaukoluontajärjestelmän hankinta ja käyttö, järjestelmälle asetettavat vaatimukset sekä kustannukset, hyödyt ja mahdollisuudet. Seuraavassa on esitetty yhteenveto kyselyn vastauksista. Kysely on esitetty kokonaisuudessaan liitteenä (Liite 1). Kyselyyn vastanneet sähköverkonhaltijat on lueteltu liitteellä 2.

### 2.1 Yleiskysely

#### 2.1.1 Pienkuluttajien sulakekoot, sähköenergiankulutus ja kaukoluettavuus

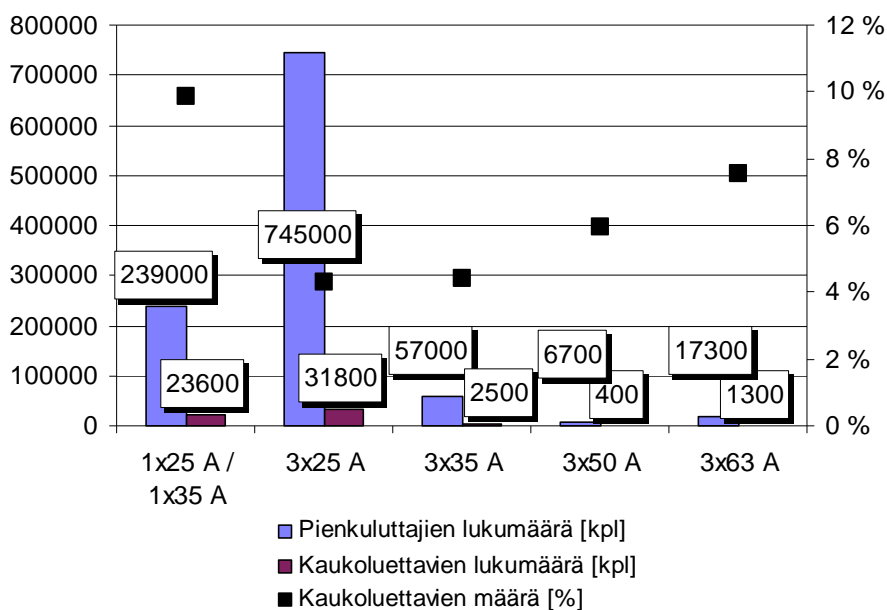
Taulukossa 1 on esitetty vastanneiden yhtiöiden pienkuluttajien lukumäärä, kaukoluettavien lukumäärä ja kulutettu sähköenergia. Tiedot vastaavat energiaa lukuun ottamatta vuoden 2005 tilannetta. Monen yhtiön vastauksista puuttui tiedot kulutetusta sähköenergiasta ja taulukossa oleva arvo on Energiamarkkinaviraston tilastoista saatu vuoden 2004 arvo (EMV 2004). Energiankulutuksen arvo sisältää kaiken kulutuksen 0,4 kV:n verkossa, joten mukana on myös yli 63 A asiakkaiden kulutus. Vastauksen antoi 34 yhtiötä ja vastausten piiriin kuuluu 74 % Suomen yhteenlasketusta pienjänniteverkon asiakasmäärästä.

*Taulukko 1. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden pienkuluttajien lukumäärä (kokonaismäärä 3,044 miljoonaa) ja kaukoluettavien lukumäärä vuonna 2005 sekä kulutettu sähköenergia vuonna 2004. Vastauksen antoi 34 yhtiötä ja vastausten piiriin kuuluu 74 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.*

Pienkuluttajien lukumäärä [kpl]	2 246 000
Kaukoluettavissa [kpl]	167 000
Kulutettu sähköenergia v. 2004 [GWh]	24 700

Vastausten mukaan kaukoluettavia asiakkaita oli vuonna 2005 noin 7 % pienkuluttaja-asiakkaista.

Kuvassa 1 on esitetty vastanneiden yhtiöiden pienkuluttajien lukumäärä ja kaukoluettavuus pääsulakkeen mukaan jaoteltuina, niiden yhtiöiden osalta, jotka vastasivat ko. kysymykseen. Vastaus saatiin 26 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu noin 35 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.



*Kuva 1. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden pienkuluttajien ja kaukoluettavien lukumäärä sekä kaukoluettavien määrä kuluttajien kokonaismäärästä [%]. Vastaus saatiin 26 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu 35 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.*

Kuvasta nähdään, että suhteellisesti eniten kaukoluenta-asiakkaita oli yksivaihekuluttajissa (kerrostalot). Muilta osin suhteellinen osuus kasvoi sulakekoon kasvaessa.

### 2.1.2 Mittalaitetekanta ja pienkuluttajien mittarinluenta vuonna 2005

Taulukossa 2 on esitetty vastanneiden yhtiöiden sähköenergian mittalaitetekanta vuodelta 2005. Vastaus saatiin 34 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu noin 74 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.

*Taulukko 2. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden sähköenergian mittalaitetekanta vuonna 2005. Vastaus saatiin 34 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu 74 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.*

	Lukumäärä [kpl] (% -osuus kokonaismäärästä)
1-aikamittaus, 1-vaihe	630 000 (28 %)
1-aikamittaus, 3-vaihe	1 225 000 (54 %)
Moniaikamittarit vain kello-ohjauksella	240 000 (10 %)
Moniaikamittarit kauko-ohjauksella	154 000 (7 %)
Tuntimittausmittari & keruupäätte	28 000 (1 %)

Pyörityksistä johtuen mittareiden yhteenlaskettu lukumäärä poikkeaa hieman asiakkaiden yhteenlasketusta kokonaismäärästä.

Taulukossa 3 on esitetty vastanneiden yhtiöiden poistoikäisten mittareiden määrä. Vastauksen tähän antoi 24 yhtiötä. Näiden yhtiöiden yhteenlaskettu asiakasmäärä vastaa noin 50 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.

*Taulukko 3. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden poistoikäisten mittareiden määrät. Vastaus saatiin 24 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu 50 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.*

	Lukumäärä [kpl]	Poistoikäisiä [kpl] (% -osuus kokonaismäärästä)
1-aikamittaus, 1-vaihe	425 000	104 000 (25 %)
1-aikamittaus, 3-vaihe	850 000	250 000 (29 %)
Moniaikamittarit vain kello-ohjauksella	159 000	41 000 (26 %)
Moniaikamittarit kauko-ohjauksella	54 000	12 000 (23 %)
Tuntimittausmittari & keruupäätte	17 000	350 (2 %)

Vastausten mukaan 1-aikamittareista ja moniaikamittareista noin neljäsosa on pois-toikäisiä.

Taulukossa 4 on esitetty kyselyyn vastanneiden yhtiöiden pienkuluttajien mittarinluentatapahtumien lukumäärät ja luentataajuudet [kpl/vuosi] vuodelta 2005. Vastaus saatiin 35 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu 74 % Suomen sähkökäyttäjien lukumäärästä.

*Taulukko 4. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden pienkuluttajien mittarinluentatapahtumien lukumäärä ja luentataajuus [kpl/v.] vuonna 2005. Vastaus saatiin 35 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu 74 % Suomen sähkökäyttäjien lukumäärästä.*

Luentatapahtuma	Lukumäärä [kpl]	Luentataajuus [kpl/vuosi]
Manuaaliset luennat	1 088 000	1
Kaukoluennat	626 000	12
Asiakkaan ilmoittamat	641 000	1
Asiakkaan vaihdot	255 000	1

Luentataajuus vaihteli muutaman yhtiön osalta hieman taulukossa 4 esitetystä. Arvot vastaavat siten valtaosan näkemystä. Asiakkaan vaihdosta johtuva luentatapahtuma suoritetaan tarvittaessa, jolloin taulukossa esitetty arvo on suuntaa antava.

### 2.1.3 Yli 3 x 63 A asiakkaiden tuntiluenta

Taulukossa 5 on esitetty yli 3 x 63 A asiakkaiden tuntiluennan tilanne vuosina 2005 ja 2006. Osa yhtiöistä oli jättänyt vastaamatta vuodelle 2006 ja näiden osalta määrien oletettiin pysyvän vuoden 2005 tasolla. Yli 3 x 63 A asiakkaiden tuntiluentaa selvitettiin vielä kirjallisen kyselyn lisäksi puhelinkyselynä. Vastauksen antoi kaikkiaan 39 yhtiötä, joiden yhteenlaskettu asiakasmäärä vastaa noin 82 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.

*Taulukko 5. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden tuntiluennan piirissä ja ilman tuntiluentaa olevien yli 3 x 63 A asiakkaiden lukumäärät vuosina 2005 ja 2006. Vastaus saatiin 39 yhtiöltä ja vastausten piiriin kuuluu 82 % Suomen sähkökäyttäjien lukumäärästä.*

	Lukumäärä vuonna 2005 [kpl]	Lukumäärä vuonna 2006 [kpl]
Tuntiluennan piirissä	30 700 (39 %)	33 400 (41 %)
Ilman tuntiluentaa	47 600 (61 %)	47 500 (59 %)
Yhteensä	78 300	80 900

Osa yhtiöistä vastasi myös sähköenergiankulutusta koskevaan kysymykseen yli 3 x 63 A asiakkaiden osalta. Vastauksen antoi 18 yhtiötä, joiden yhteenlaskettu asiakasmäärä vastaa noin 29 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä. Taulukossa 6 on esitetty yli 3 x 63 A asiakkaiden lukumäärä vuonna 2005 sekä näiden asiakkaiden sähköenergian kulutus vuodelta 2005. Tuntiluennan piirissä olevien asiakkaiden keskekulutus oli yli 10-kertainen verrattuna ilman tuntiluennaa olevien asiakkaiden keskekulutukseen.

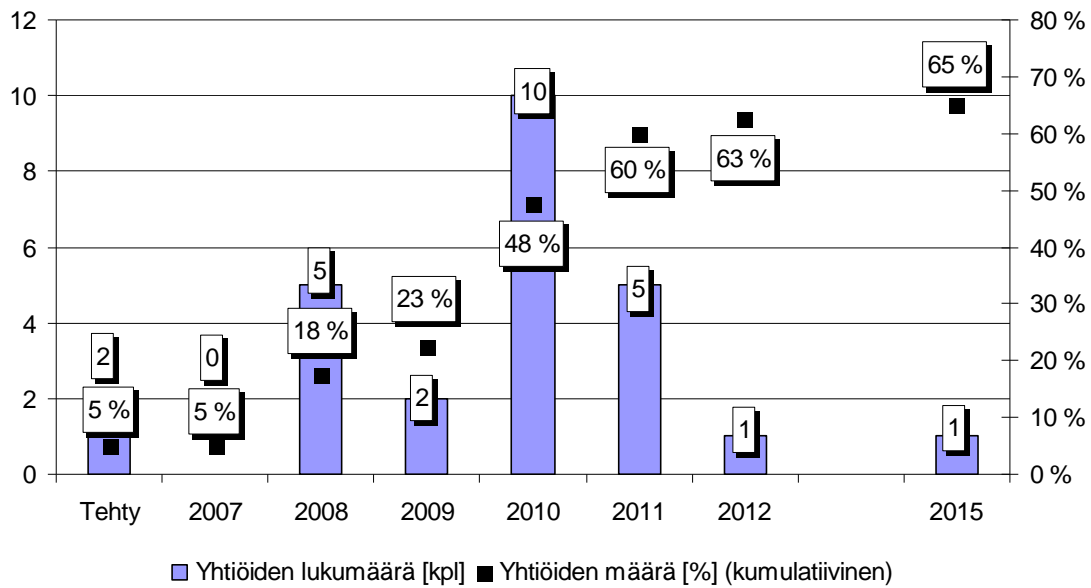
*Taulukko 6. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden yli 3 x 63 A asiakkaiden lukumäärä vuonna 2005 sekä näiden asiakkaiden sähköenergian kulutus vuodelta 2005. Vastauksen antoi 18 yhtiötä, joiden yhteenlaskettu asiakasmäärä vastaa noin 29 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä.*

	Lukumäärä vuonna 2005 [kpl]	Sähköenergian kulutus vuonna 2005 [GWh]	Keskekulutus [MWh/kulutuskohde]
Tuntiluennan piirissä	11 000	4 800	440
Ilman tuntiluennaa	30 600	1 000	33

Kysymykseen sulakekoon pienentämiseksi 3 x 63 A:iin saatiin ainoastaan parin yhtiön vastaukset, mistä johtuen tämä on jätetty huomiotta.

Kyselyssä myös kysyttiin suunnitelmista asentaa kaikille yli 3 x 63 A asiakkaille tuntimittaus. Vastauksen antoi 40 yhtiötä. Vastauksen piiriin kuuluu noin 84 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä. Vastausten mukaan 26 kpl (65 %) vastanneista yhtiöistä asentaa tuntimittauksen kaikille yli 3 x 63 A asiakkaille vuoteen 2016 mennessä, 4 yhtiötä (10 %) ei ole tehnyt päätöstä ajankohdasta, 9 kpl (23 %) ei aio asentaa tuntimittausa ja 1 yhtiö (2 %) ei osaa sanoa.

Kuvassa 2 on esitetty niiden yhtiöiden määrät toteuttamisajankohdan mukaan jaoteltuna, joilla on tarkoitus asentaa kaikille yli 3 x 63 A asiakkaille tuntimittaus.



Kuva 2. Niiden kyselyyn vastanneiden yhtiöiden määrät toteuttamisajankohdan mukaan jaoteltuina, joilla on tarkoitus asentaa kaikille yli 3 x 63 A asiakkaille tuntimittaus.

Kyselyssä kysyttiin mahdollisuutta pulssiantoon asiakkaan laitteisiin. Vastauksien mukaan mahdollisuus pulssiantoon asiakkaan laitteisiin on mahdollista 22 yhtiöllä, yhdellä on osittainen mahdollisuus, yhdeksällä ei ole mahdollista ja kolme ei osannut sanoa.

#### 2.1.4 Kuormienohjauslaitteistot ja niiden käyttö

Kyselyssä pyydettiin määrittelemään käytössä olevat kuormienohjauslaitteistot ja ohjauksen piirissä olevat asiakasmäärät, sähköteho sekä tieto milloin kuormien ohjausta on viimeksi käytetty. Vastauksia ei kuitenkaan saatu riittävän kattavasti käytön osalta, jolloin seuraavissa taulukoissa on esitetty ainoastaan käytössä olevat järjestelmät sekä järjestelmää käyttävien yhtiöiden lukumäärä.

Taulukossa 7 on esitetty käytössä olevat kuormienohjausjärjestelmät sekä järjestelmiä käyttävien yhtiöiden lukumäärät. Vastauksen antoi 31 yhtiötä, joiden yhteenlaskettu asiakasmäärä on noin 70 % sähkönkäyttäjien kokonaislukumäärästä.

*Taulukko 7. Käytössä olevat kuormienohjausjärjestelmät sekä järjestelmiä käyttävien yhtiöiden lukumäärät. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä. Vastauksen antoi 31 yhtiötä, joiden yhteenlaskettu asiakasmäärä on noin 70 % sähkönkäyttäjien kokonaislukumäärästä.*

Järjestelmä	Järjestelmää käyttävien yhtiöiden lukumäärä [kpl]
AIM	5
Avalon	1
Kamstrup etäluent	1
Melko	17
Radio-ohjaus	1
Tariffikello	1
VKO	10
Ei laitteistoja	3
Ei käytössä	1

Muutamalla yhtiöllä on käytössä useampi kuin yksi kuormanohjausjärjestelmä. Vastauksen mukaan Melko on selvästi yleisin ja VKO (verkkokäskeyohjaus) toiseksi yleisin käytössä oleva järjestelmä.

Taulukossa 8 on esitetty pelkkään tariffiohjaukseen, sähkölämmityksen ohjaukseen ja käyttöveden lämmitykseen käytettävät järjestelmät sekä järjestelmää käyttävien yhtiöiden lukumäärät.

*Taulukko 8. Tariffiohjaukseen, sähkölämmityksen ohjaukseen ja käyttöveden lämmitykseen käytettävät järjestelmät sekä järjestelmää käyttävien yhtiöiden lukumäärät. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Järjestelmä	Järjestelmää käyttävien yhtiöiden lukumäärä [kpl]		
	Tariffiohjaus	Sähkölämmityksen ohjaus	Käyttöveden lämmityksen ohjaus
AIM	3	3	3
Avalon	1	1	1
Melko	11	10	9
Radio-ohjausjärjestelmä	1	1	1
Tariffikello	3	3	1
VKO	5	5	6
Ei käytössä		1	1
Ei vastausta	14	14	16

Vastausten mukaan Melko on yleisin ja VKO toiseksi yleisin käytössä oleva ohjausjärjestelmä tariffien, sähkölämmityksen sekä käyttöveden lämmityksen ohjaukseen.

Taulukossa 9 on esitetty kuormienohjauslaitteistojen käyttö muihin ohjauksiin kuin tariffien, sähkölämmityksen, tai käyttöveden lämmityksen ohjaukseen.

*Taulukko 9. Kuormienohjauslaitteistojen käyttö muihin ohjauksiin kuin tariffien, sähkölämmityksen, tai käyttöveden lämmityksen ohjaukseen sekä yhtiöiden lukumäärät. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Muu käyttötarkoitus	Yhtiöiden lukumäärä [kpl]
Katuvalaistus	11
Ulkovalaistus	1
Kiuasohjaus	1
Palveluohjaus	3
Ei vastausta	19



Vastausten mukaan kuormienohjauslaitteistoja käytetään yleisesti katuvalojen ohjaukseen.

Taulukossa 10 on esitetty kuormienohjausjärjestelmien käyttö tulevaisuudessa.

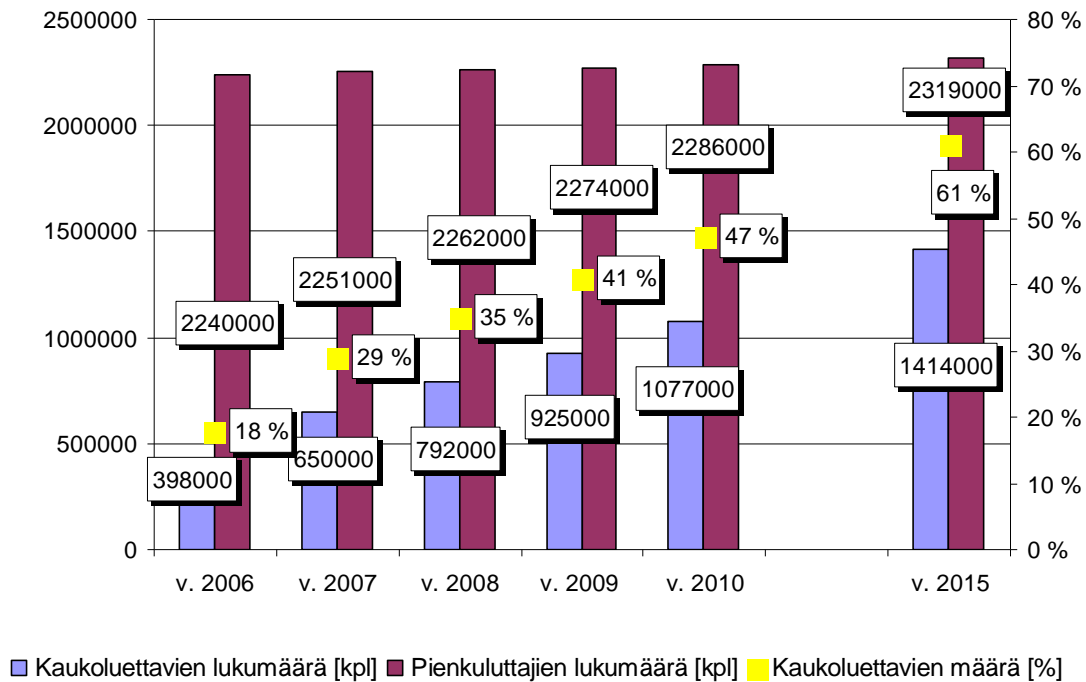
*Taulukko 10. Kuormienohjauslaitteistojen käyttö tulevaisuudessa. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Kuormienohjauslaitteistojen käyttö tulevaisuudessa	Yhtiöiden lukumäärä [kpl]
Jatkuu	14
Jatkuu, kehitetään lisää	3
Poistunee	2
Poistuu, korvaava tilalle	4
Päättyy	5
Ei vastausta	7

Vastanneista yhtiöistä runsaat puolet jatkaa kuormienohjauslaitteistojen käyttöä tulevaisuudessa. Yhtiöistä, jotka ilmoittivat järjestelmän poistuvan tai korvautuvan (11 kpl), kuudella oli VKO-järjestelmä ja viidellä Melko-järjestelmä.

## 2.2 AMR-kysely

Kuvassa 3 on esitetty kaukoluennan piirissä olevien pienasiakkaiden lukumäärät ja kokonaislukumäärät sekä kaukoluenta-asiakkaiden määrä kokonaislukumäärästä [%] vuosilta 2006–2010 ja vuodelta 2015. Vastauksen antoi 31 yhtiötä ja vastauksen piiriin kuuluu noin 74 % sähkönkäyttäjistä.

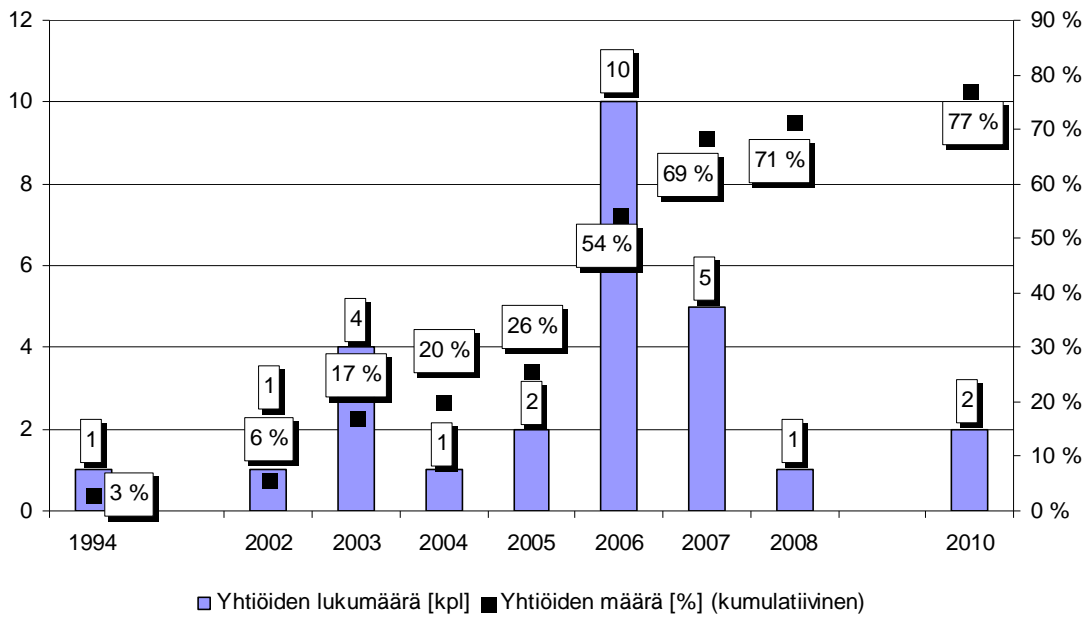


Kuva 3. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden kaukoluennan piirissä olevien pienasiakkaiden lukumäärät ja kokonaismäärät sekä kaukoluenta-asiakkaiden määrä kokonaismäärästä [%]. Vastauksen antoi 31 yhtiötä ja vastauksen piiriin kuuluu noin 74 % sähkökäyttäjistä.

Vastauksen antaneista yhtiöistä, osalla ei ollut tehty päätöstä kaukoluentaan liitettävistä asiakaslukumääristä, kuin tiettyyn vuoteen saakka. Tällöin kaukoluentaan siirrettävien asiakkaiden lukumäärä pidettiin vakiona päätösvuodesta vuoden 2015 loppuun. Mm. Fortum Oyj ei ole tehnyt päätöstä kaukoluentaan siirtymisen aikataulusta Suomessa, josta johtuen ko. yhtiöllä kaukoluettavien osuus on pysynyt alhaisena. Tästä johtuen ennen kaikkea kuvassa 3 oleva vuoden 2015 tilanne ei esitä koko totuutta.

### 2.2.1 Kaukoluentajärjestelmän hankinta ja käyttö

Kuvassa 4 on esitetty yhtiöiden lukumäärät vuosittain, jolloin yhtiöt ovat tehneet tai tekevät päätökset AMR-järjestelmän hankinnasta. Vastauksen antoi 27 yhtiötä.



Kuva 4. Kyselyyn vastanneiden yhtiöiden määrät vuosittain, jolloin yhtiöt ovat tehneet tai tekevät päätökset AMR-järjestelmän hankinnasta

Vastausten mukaan vajaa 80 % yhtiöistä tekee päätöksen AMR-järjestelmän hankinnasta vuoteen 2011 mennessä.

Taulukossa 11 on esitetty kaukoluennan toteutustavat. Vastauksen antoi 28 yhtiötä.

Taulukko 11. Kaukoluennan toteutustavat. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.

Kaukoluennan toteutustapa	Yhtiöiden lukumäärä [kpl]
Kaikki itse tehden	7
Osapalveluna	15
Kaikki operatiivinen ostopalveluna	6

Vastausten mukaan selvästi yleisin kaukoluennan toteutustapa on osapalveluna tehtävä toteutus.

Taulukossa 12 on esitetty kaukoluennan siirtymisjärjestys yhtiökohtaisesti, ts. kukin vaakarivi vastaa yksittäistä yhtiötä. Vastauksen antoi 17 yhtiötä.

*Taulukko 12. Kaukoluenta siirtymisjärjestys. Asiakasryhmä1-sarake kuvaa asiakasryhmää, jolle kaukoluentajärjestelmä asennetaan ensimmäisenä. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Asiakasryhmä1	Asiakasryhmä2	Asiakasryhmä3
Yli 63 A tuntimittaus	Pienasiakkaat, jossa luenta tapahtumat suuret	Muut
Kuukausittain luettavat	Muuttokohteet	Alueittain
Yli 40 000 kWh/a	Sähkölämmitys	Kaikki
Yli 63 A	Sähkölämmitys	Muut
Talvimatkailukeskukset	Kuntataajamat	Maantieteellisesti erittäin etäiset
Taajama/kaupunki alueet	Haja-asutusalueen suuremmat kulutukset	Kesäasunnot ja mummon mökit
Kerrostalo asunnot/vuokra taajamat	Taajama omakotitalot	Haja-asutus
Pienasiakkaat (alle 63 A)	Kaikki muut	
Taajamat	Haja-asutusalueet	
Kerros/rivitalot	Muut	
Alue 1	Alue 2	
Kerrostaloasiakkaat	Sähkölämmitys	
Yli 63 A:n asiakkaat		
Alueittain		
Muuntopiireittäin		
Kerrostalot		
Kustannussäästöjen mukaisesti		

Osa yhtiöistä on aloittanut tai aloittaa kaukoluenta siirtymisen asiakkaan sulakekoon tai kulutuksen mukaan (6 yhtiötä), osa alueittain tai muuntopiireittäin (5 yhtiötä) ja osa asentaa järjestelmän ensin kerrostaloihin (4 yhtiötä), yksi kustannussäästöjen mukaisesti ja yksi luentataajuuden perusteella. Kustannussäästöjen osalta vuokra-asunnot ovat yksi varteenotettava kohde. Haja-asutusalueet, maantieteellisesti erittäin etäiset kohteet ja

pienet kulutuskohteet, kuten mummot mökkeineen, saavat kaukoluentajärjestelmän kyselyn mukaan viimeisenä.

Erikseen kysyttiin vielä yhtiöiden kriteerejä kaukoluenta-asiakkaille. Tulokset on esitetty taulukossa 13.

*Taulukko 13. Kriteerit kaukoluenta-asiakkaille. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

	Min. vuosikulutus	Maantieteellinen sijainti	Mittarikannan ikä	Ei päätetty
Yhtiöiden lukumäärä [kpl]	8	12	12	11

Osalla yhtiöistä on useampi kuin yksi kriteeri kaukoluenta-asiakkaille. Taulukossa 13 mainittujen lisäksi esille tuotiin markkinat, käyntien määrä/kohde, ei autiotaloja sekä muuttotiheys.

Taulukossa 14 on esitetty käytössä tai suunnitelmissa olevat lukemien aikaerottelut.

*Taulukko 14. Suunnitelmissa tai käytössä oleva lukemien aikaerottelu. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Luennan aikaerottelu	Tuntiarvo			Kuukausiarvo
	Tuntiarvot	Vuorokausiarvot	Kuukausiarvot	
Yhtiöiden lukumäärä [kpl]	24	9	14	2

Vastausten mukaan osalla yhtiöistä on suunnitelmissa käyttää useampaa kuin yhtä aikaerottelua, mutta tuntijaottelu on mukana useimmilla yhtiöillä.

Taulukossa 15 on esitetty yhtiöiden lukumäärät luentataajuuksien mukaan jaoteltuna.

*Taulukko 15. Kyselyyn vastauksen antaneiden yhtiöiden lukumäärät luentataajuuksien mukaan jaoteltuna.*

Luentataajuus [kpl/v.]	6	12	24	1...365	12...365	52...365	365	Ei osaa sanoa
Yhtiöiden lukumäärä [kpl]	2	13	1	1	5	1	2	10

Vastausten mukaan yleisin luentataajuus on kerran kuukaudessa tapahtuva luenta.

### 2.2.2 Kaukoluentajärjestelmälle asetettavat vaatimukset

Taulukossa 16 on esitetty kaukoluentajärjestelmältä vaaditut ominaisuudet. Vastauksen antoi 30 yhtiötä, joiden yhteenlaskettu asiakasmäärä kattaa noin 70 % kaikista sähkönkäyttäjistä.

*Taulukko 16. Kaukoluentajärjestelmältä vaadittuja ominaisuuksia. Numero kuvaa yhtiöiden lukumäärää, joiden mielestä kyseinen ominaisuus on tärkeä. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Pätötehon tuntimitaus	Jännitetason mittaus	Jännitekatkojen rekisteröinti.	Sähkönlaadun mitaus paikoittain
27	25	28	20
Loistehon mittaus	Asiakkaan etäkytkentä	Ennakkomaksu	Suora kuorman ohjaus
12	21	1	22
Tariffin kauko-ohjaus	Tariffin kello-ohjaus	Kuorman ohjaus tariffitiedolla	Mittarista tehotieto muuhun järj.
23	20	21	13
Pulssituloja kpl./mittari	Mittarin ohjelmat etäpäivitettävissä	Sähkömittarin näytössä tehotieto	Sähkömittarin näytössä jännitetiedot
1, 2, min. 2 tai 1-3	27	14	8

Tärkeimpinä ominaisuuksina voidaan kyselyn mukaan pitää pätötehon tuntimittausta, erilaisten sähkönlaatusuureiden mittausta, ohjaustoimintoja sekä asiakkaan etäkytkentämahdollisuutta. Lisäkommenteina vaatimuksina mainittiin; lukemat, laitteen vikatie-to, virrat, releohjaus, sähkökatkot ja tuotetieto. Pulssituloja kpl./mittari kohtaan vastauksina annettiin 1, 2, vähintään 2 tai 1-3.

Taulukossa 17 on esitetty mihin muihin mittauksiin kaukoluentajärjestelmää haluttaisiin soveltaa.

*Taulukko 17. Järjestelmän käyttö muihin mittauksiin. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

	Kaukolämpö	Vesi	Kaasu	Kaukokylmä	Höyry
Yhtiöiden lukumäärä [kpl]	21	13	4	4	2

Taulukossa mainittujen lisäksi esille tuli öljy. Vastausten mukaan kaukoluentajärjestelmän yleinen käyttökohde olisi myös kaukolämmön mittaus.

Taulukossa 18 on esitetty sovellettavat tiedonsiirtotekniikat. Kysymykseen vastasi 30 yhtiötä.

*Taulukko 18. Sovellettavat tiedonsiirtotekniikat. Numero kuvaa yhtiöiden lukumäärää, joiden mielestä kyseinen ominaisuus on tärkeä. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Sähköverkko	GSM/GPRS-verkko	Kiinteä puhelinverkko	Radiotekniikka	Tietoliikenneverkko	Yhdistelmä, mikä
26	29	15	15	16	IP, LAN

Vastausten mukaan GSM/GPRS-verkko ja sähköverkko ovat suosituimmat tiedonsiirtotekniikat.

Taulukossa 19 on esitetty rajapintavaatimukset.

*Taulukko 19. Rajapintavaatimukset. Numero kuvaa niiden yhtiöiden lukumäärää, joiden mielestä kyseinen ominaisuus on tärkeä. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

Mittarinlukustandardit	Yleiset tietoliikennestandardit	Internet Protokolla	Liitántä asiakastietojärjestelmään	Salaus
17	16	11	26	13
Mittarin käyttöoikeuksien hallinta	Alkuperän ja muuttumattomuuden varmistus	Tietojen jäljitettävyys	Tietoturvallinen mitaustiedon jakelu muille toimijoille	
18	19	19	18	

Taulukossa esitettyjen lisäksi mainittiin liitántä muihin järjestelmiin (VTJ), verkoston laskenta, käytöntuki sekä mittaustiedon laaja varastointi ja hallinta.

Kyselyssä kysyttiin, minkälaista standardointia tarvitaan. Vastauksen antoi 16 yhtiötä ja kaikilla vastanneilla oli sama vaatimus; eri valmistajien laitteet on oltava luettavissa kaikilla järjestelmillä.

### 2.2.3 Kaukoluentajärjestelmän kustannukset, hyödyt, mahdollisuudet

Taulukossa 20 on esitetty kaukoluentajärjestelmän perustamiskustannukset. Vastauksia antoi 19 yhtiötä, joiden yhteenlaskettu asiakasmäärä vastaa noin 60 % sähkökäyttäjien kokonaismäärästä.

*Taulukko 20. Kaukoluentajärjestelmän perustamiskustannukset taajama ja haja-asutusalue eroteltuina. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

	Taajama [€]	Haja-asutusalue [€]
Vaihteluväli	100–250	170–350
Keskiarvo	166	215

Taulukossa 21 on esitetty kaukoluentamittauksen vuosittaiset käyttökustannukset.

*Taulukko 21. Kaukoluentamittauksen vuosittaiset käyttökustannukset taajama ja haja-asutusalue eroteltuina. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

	Taajama [€]	Haja-asutusalue [€]
Vaihteluväli	0,5–50	5–50
Keskiarvo	12	16

Taulukossa 22 on esitetty kaukoluentajärjestelmän vuosikustannus asiakasta kohden [€/v,kpl], kun pitoaikaoletus on 15 vuotta ja korko on 5 %.

*Taulukko 22. Kaukoluentajärjestelmän vuosikustannus [€/v,kpl] taajama ja haja-asutusalue eroteltuina. Pitoaikaoletus 15 vuotta ja korko 5 %. Laskelmat perustuvat kyselyyn vastanneiden yhtiöiden antamiin tietoihin.*

	Taajama [€/v,kpl]	Haja-asutusalue [€/v,kpl]
Vaihteluväli	9–51	16–51
Keskiarvo	20	27

Pienintä ja suurinta arvoa laskettaessa kustannuksia ei ole otettu ristiin, eli esimerkiksi edullisinta hintaa laskettaessa ei ole otettu pienintä investointikustannusta ja pienintä käyttökustannusta eri yhtiöiden kohdalta, vaan kustannukset ovat yhtiökohtaisia.



Kyselyssä kysyttiin myös kuormanohjauksen kustannuksia, mutta tähän ei saatu kattavasti vastauksia.

Seuraavassa on esitetty kaukoluentajärjestelmän tarjoamia hyötyjä verkkoyhtiöille, asiakkaille, sähkönmyyjille ja järjestelmävastaaville verkkoyhtiöiden arvioimina. Hyödyt on ryhmitelty muutamaan pääryhmään. Hyötyjä pyydettiin myös arvioimaan rahallisesti, mutta vastauksia tähän ei saatu riittävän kattavasti.

## **Hyödyt verkkoyhtiöille**

### Sähkön laatu

- Sähkön laatutieto
- Parantunut katkojen hallinta
- Verkon tilan parempi hallinta ja laadun mittaus
- Pj-verkon valvontamahdollisuus haja-asutusalueilla
- Hälytysten siirto
- Virheiden määrän väheneminen ja niiden nopea havainnointi

### Kustannussäästöt

- Säästöt luennassa, operatiiviset kulut laskevat (esim. muuttoluennat poistuvat)
- Etäluennan kustannuslisä vastaa saatuja kustannussäästöjä pitoaikana
- Muutot ja väliluennat sekä myyjänvaihdot kustannustehokkaammin
- Mittarihäviöt

### Tehokkuus/tarkkuus

- Mittaustoiminta tehostuu/tarkkuus paranee, työmäärä vähenee
- Asiakaspalvelu nopeutuu
- Laskutus tehostuu, automaattinen laskutus
- Reaalilaskutus, manuaaliluentojen poistuminen
- Kytkentä- ja katkaisutoimenpiteet hoituvat ilman käyntiä
- Häviöiden osto/seuranta tarkentuu
- Katkosraportti
- Vakiokorvausten käsittely automatisoituu
- Vikaantuneiden mittareiden automaattinen tunnistaminen, toimivuus/luotettavuus
- Häviösähkön käsittely muuttuu nykyisestä arvioperusteisesta tarkkaan mitatuksi kulutukseksi joka voidaan vapaasti ostaa markkinoilta
- Uusi mittari mittaa tarkemmin (tosin uusi perinteinenkin mittaa tarkasti)
- Lisää informaatiota, tarkempi tieto verkostosuunnitteluun

### Muut

- Uudet palvelut ja tuotteet
- Voidaan korvata VKO järjestelmä
- Edistää sähkömarkkinoiden toimivuutta

**Hyödyt asiakkaille**

- Nopeampi ja parempi asiakaspalvelu
- Joustavuus ja helppous, ei mittarin lukua
- Nopea ja täsmällinen laskutus
- Liitännäispalvelut käyttöön, esim. nettiraportointi omasta kulutuksesta
- Sähkön laadun valvonta
- Energian käytön seuraaminen, energian säästö
- Kilpailutuksen hyödyt tarkemmin

**Hyödyt sähkönmyyjälle**

## Sähkön hankinta ja laskutus

- Reaaliaikainen tieto kulutuksesta
- Ei kuormituskäyrälaskentaa
- Hankinnan optimointi
- Päästään eroon tasoituslaskutuksesta

## Muut

- Vapaa tariffien/tuotteiden muodostaminen, hinnoitteluvaihtoehdot lisääntyvät
- Uudet tuotteet ja palvelut

**Hyödyt järjestelmävastaavalle**

- Nopea, tarkka, ajantasainen, helpompi hoitaa
- Ei tasoituslaskentaa
- Kuormanohjaustoiminta käyttöönotettavissa
- Tasevirheet vähenevät
- Tehojen ohjaus tehostuu
- Tase reaaliajassa
- Kulutuksen nopeampi tilastointi
- Valtakunnalliset ohjaukset

Lisäksi kysyttiin yhtiöiden halukkuutta energiasäästöä tukevien tuotteiden tarjoamiseen mittaustiedon perusteella. Vastaukset on esitetty taulukossa 23..

*Taulukko 23. Yhtiöiden halukkuus tarjota energiansäästöä tukevia tuotteita. Tiedot kyselyyn vastanneilta yhtiöiltä.*

	Yhtiöiden lukumäärä [kpl]	
	Tuntitehot www-sivuilta	Kulutusmuutosten indikointi ja hälytys
Kyllä	13	9
Ei	1	2
Ei osaa sanoa	21	24

Lisäksi mainittiin käyttöraportit, hintaindikointi sekä asiakasraportoinnin kehittäminen.

### 3 Pienkuluttajien etäluettavan mittaroinnin tila ja kehitysnäkymät

#### 3.1 Suomi

Suomessa sähkön kulutuksen mittarointi on jakeluverkkoyhtiön monopoli. Yhä harvempi jakeluverkkoyhtiö hoitaa kulutusmittaustoimintaa itse, sillä mittaustoimintojen ulkoistaminen on voimakkaasti lisääntynyt. Suurimmat jakeluverkkoyhtiöt ostavat mittausten keruun ja mittaroinnin hallinnan teleoperaattoreilta. Pienet yhtiöt ostavat mitta-ospalvelut erityisiltä mittauspäalveluyrityksiltä.

Edellä kerrotun kyselyn mukaan 7 % sähkön pienkuluttajista oli vuonna 2005 kaukoluennan piirissä. Jos yhtiöiden vastauksissaan kertomat suunnitelmat toteutuvat, olisi lähes 50 % asiakkaista kaukoluennassa vuonna 2010. Odotettavissa on, että tuo osuus tulee olemaan jonkin verran suurempi, koska useat yhtiöt tulevat tällä välin vielä päättämään investoineistaan ja aloittamaan niitä. Päätöksien teon ajankohta keskittyy näillä näkymin erityisesti vuoteen 2006 mutta myös vuoteen 2007. Viitteessä [Rau 2005] päädyttiin hiukan edellä mainittua nopeampaan AMR:n yleistymiseen. Siinä arvioitiin vuonna 2010 kaukoluennassa olevien pienasiakkaita määräksi 70...80 %.

Energiateollisuus ry:n puitteissa jakeluverkkoyhtiöt ovat laatineet suosituksen etäluettavien kulutusmittareiden ja niiden lukujärjestelmien ominaisuuksista. Kyselyn tulokset viittaavat siihen, että määrätietoisemmat toimet toimintojen vakioimiseksi sekä muiden osapuolten tarpeiden parempi huomioon ottaminen olisivat tarpeen.

Ainoastaan yksi kolmasosa kyselyyn vastanneista jakeluverkkoyhtiöistä pitää oleellisenä sitä, että kulutusmittarista saadaan tehotieto suoraan paikallisesti asiakkaan järjestelmään. Tämä tieto on kuitenkin välttämätön asiakkaan energiahallinta-automaatiolle ja sähkön kulutuksen hintaohjaukselle sekä kustannustehokkaille energian käytön katselmuksille, säästötoimenpiteille ja -palveluille. Sähkön käyttäjien, vähittäismyyjien, järjestelmävastaavan, viranomaisten, tutkijoiden ja energiapalveluiden tuottajien kulutusmittarointia koskevat tarpeet ovat siis jääneet liian vähälle huomiolle. Rinnakkaisten mittausten asentaminen tai kulutusmittareiden vaihtaminen on yleensä paljon kalliimpaa kuin ominaisuuksien liittäminen massavalmisteisiin mittareihin.

Suomessa verkkoyhtiöiden mittauspäalveluhinnastot ovat yhtiöiden verkkosivuilla. Kulutusmittauspäalveluiden hinnat ovat Suomessa korkeat verrattuna muihin maihin ja uusimman tekniikan tarjoamaan kustannustasoon. Hinnat myös vaihtelevat varsin paljon verkkoyhtiöstä toiseen. Pienasiakkaille mittarointipäalveluiden hinnat ovat niin korkeita, että minimivaihtoehdosta ei juuri kannata poiketa. Uusi tekniikka mahdollistaa mittauspäalveluiden tuottamisen paljon entistä halvemmalla. Nähtäväksi jää, milloin tämä kustannustason lasku näkyy loppuasiakkaille.

Kulutusmittauspalveluiden ja mittaustietoja hyväksi käyttävien palveluiden kustannuksia nostaa se, että yleisiä yhteisiä toiminnallisia ja rajapintavaatimuksia ei käytetä tai niitä ei monilta osin edes ole. Näin markkina-alue pirstoutuu. Ei saada suurien tuotantosarjojen etuja. Järjestelmien opettelu, hankinta, liittäminen ja ylläpito tulevat kalliiksi. Rinnakkaiset erilaiset järjestelmät lisäävät kustannuksia. Ongelma on yleinen kaikkialla, mutta erityisen paha Suomessa, jossa markkina-alue käytännössä jakaantuu verkkoyhtiön kokosiin osiin ja niiden sisällä usein kapeisiin asiakassegmentteihin.

Suomessa aikaohjauksella on onnistuttu hyvin tasaamaan yön ja päivän välinen sähkön kysynnän vaihtelu. Kyselyn mukaan pelkästään kellon perusteella toimiva kaksi-aikaohjaus on 11 % pienasiakkaista, kauko-ohjattavissa oleva aikaohjaus on 7% pienasiakkaista ja pienasiakkaiden sähkölämmityskuormien suoranohjauksen järjestelmä on noin joka toisella kyselyyn vastanneella sähköyhtiöllä. Noin kaksi kolmesta kyselyyn vastanneesta sähköyhtiöstä pitää tärkeänä, että hankittava mittarointijärjestelmä tukee näitä toimintoja.

Aika-ohjauksen päällekytkeytyminen illalla näkyy selvästi jopa valtakunnallisessa sähkötaseessa ja aiheuttaa järjestelmäoperaattorille vastakkaisen ohjaustarpeen, joka on aikaohjauksen hyötyihin verraten pienessä määrin haitallista (sitoo ohjattavaa kapasiteettia ja lisää hieman häviöitä ja päästöjä). Säännölliset päivän ja yön väliset hintavaihtelut ovat Suomen sähkömarkkina-alueella niin pieniä, että nykyisessä marginaalitalanteessa kiinteä aikaohjaus ei ole enää perusteltua ainakaan sähkön markkinahinnan pohjalta. Osaan aikaohjauskohteista tulisi siis vaihtaa paremmin nykytilanteeseen sopiva kysynnän hallintatapa. Äkilliset hintavaihtelut ovat lisääntyneet ja niiden voi odottaa edelleen lisääntyvän, koska Suomessa sähkön kysyntä kasvaa nopeammin kuin tuotantokapasiteetti, entistä suurempia voimantuotantoyksiköjä otetaan käyttöön ja riippuvuus ulkomailta tuodusta sähköstä kasvaa. Näin ollen Suomessa on kasvaa tarve lisätä kuormien ohjattavuutta sähkömarkkinatilanteen nopeiden vaihteluiden mukaan.

Suomessa joulukuussa 24.12.2004 sähkömarkkina-asetuksen muutos teki tyyppikuormituskäytön pakolliseksi 3x63A ja sitä pienempien asiakkaiden taselaskennassa. Näin kaikki kuormien ohjauksen vaikutukset menevät toimitusvelvollisen myyjän taseeseen. Lisäksi epävarmuus siitä miten ja milloin pelisäännöt kehittyvät estää kuorman ohjausinvestointeja. Myös jakeluverkkoliiketoiminnan eriyttäminen myynnistä ja tuotannosta vaikeuttaa kuormien ohjausta, koska suurimmat hyödyt kuormien ohjauksesta saadaan yleensä sähköntuotannon ja -markkinoiden puolella ja seuraavaksi suurimmat siirron puolella, mutta investoinnit olisi tehtävä jakeluverkkoyhtiöiden, joiden toimintaa omistajat ja viranomaiset pyrkivät tehostamaan.

## 3.2 Pohjoismaat

Ruotsissa tuli vuonna 2003 voimaan laki, jonka mukaan vuoden 2009 puolivälistä alkaen kaikki sähkömittarit on luettava kuukausittain. Tämän johdosta yritykset ovat varsin nopeasti siirtymässä etäluettaviin mittareihin. merkittävimmissä yrityksissä tilanne on seuraava.

Vattenfall on joulukuussa 2005 tilannut Echelonilta (Telvent) 300 000 mittaria ja niiden lukujärjestelmän. Sopimuksessa on lisäksi optiot 400 000 mittarista, jonka jälkeen kaikilla asiakkailla olisi etäluettava mittari, sillä ennestään Vattenfallilla oli noin 200 000 etäluettavaa mittaria vuonna 2005 toimittajina yhdessä hankkeessa Actaris ja toisessa Iskraemeco.

Fortum tilasi Telenor Cinclus AS yhtiöltä mittarointipalvelun, joka kattaa kaikki 835 000 Fortumin Ruotsin pienasiakasta vuodesta 2006 vuoteen 2016 asti. Suunnitelmissa on Ruotsin jälkeen ottaa sama ratkaisu käyttöön myös Suomessa ja Virossa. Osa mittareista on tilattu Enermetiltä.

E.ON Sweden tilasi 7.6.2006 Echelonilta 370 000 mittaria ja niiden lukujärjestelmän. Eri toimittajien ratkaisuja E.ON on kokeillut pilot-projekteissa, joissa on yhteensä noin 21 500 mittauspistettä. Lisäksi asennusvaiheessa on jo kaksi muuta mittarointihanketta, jotka yhdessä kattavat 209 000 mittauspistettä. Noin 390 000 mittauspisteen osalta hankinta tapahtuu vuonna 2007.

Yhteensä 33 pienemmän sähköyhtiön yhteenliittymä SAMS (Svenska Mätarbetet) laatii jäsenilleen yhteisiä vaatimusmäärittelyjä mittareille ja järjestelmille sekä arvioi tarjolla olevia ratkaisuja. Kesällä 2006 SAMS allekirjoitti puitesopimuksen valittujen laitetoimittajien kanssa koskien noin 1,1 miljoonaa mittauspistettä. Puitesopimuksessa määritellään vaatimukset kahdelle mittarityypille: ”BAS-mätare” ja ”Nya generationens mätare” [ERA 2006].

”BAS-mätare” on tarkoitettu energianmittaukseen ja katkosten rekisteröintiin. ”Nya generationens elmätare” on tarkoitettu kohteisiin, joissa mitataan energia, teho, virrat, jännitteet, katkokset, ja mittari on varustettu yhdellä ohjauslähdöllä kauko-ohjauksia varten. Kommunikointikanavia ovat radiotekniikka, point to point ja sähköverkko. Puitesopimuksessa mainittuja laitetoimittajia ovat Comsel, Commet, Elvaco, Iskraemeco, Senea, Metrima, Echelon, HM-power, TC Connect, Policom ja Infometric. Laitteiden toimitukset alkavat syksyllä 2006 ja niiden pitää olla asennettuna 1.7.2009 mennessä.

Ruotsissa on myös toinen hiukan pienempi pienten sähköyhtiöiden yhteenliittymä yhteistä mittareiden hankintaa varten.

Norjassa älykkäisiin mittareihin ei tällä hetkellä haluta kiireesti tehdä suuria investointeja, koska halutaan oppia Ruotsin kokemuksista, ohjattavaa vesivoimaa on runsaasti, Pohjoismaiset mittarien asennusmarkkinat ovat ylikuumentuneet ja koska yhtenäiset määrittelyt puuttuvat Euroopasta. Norjalaiset yritykset ja tutkijat toimivat aktiivisesti mittaroinnin alalla kansainvälisesti. Vuonna 2004 päättyneen EFFLOCOM projektin ([www.efflocom.com](http://www.efflocom.com)) yhteydessä raportoitiin kokemuksia norjalaisista sähkönkulutusmittarien kaukolukuhankkeista, joissa oli ollut kuuden eri valmistajan toimittamat lukujärjestelmät, jotka kaikki oli havaittu isoihin järjestelmiin teknisesti keskeneräisiksi.

Konferenssiesitelmässä [Vik 2006] kerrottiin Tanskalaisen sähköjakeluyhtiön NESA A/S mittarointiprojektista Smart Read. NESA:lla on noin 550 000 asiakasta. NESA on tänä vuonna sulautettu DONG Energyyn, jolla on noin 400 000 sähköjakeluasiakasta Tanskassa ja joka on Tanskan ja eteläisen Ruotsin tärkein kaasunjakeluyhtiö. Tanskalaiset yhtiöt NESA A/S, RTX Telecom ja Develco määrittivät yhdessä mittarin, joka sen

jälkeen kehitettiin USA:ssa, tyyppihyväksyttiin Tanskassa ja valmistetaan Kiinassa. Mittaria on nyt käytössä valikoiduilla asiakkailta ja seuraava vaihe on mittarin asentaminen kaikille pien-asiakkaille. Mittarin laitteisto on rakenteeltaan modulaarinen eli esimerkiksi tiedonsiirtomoduli on irrotettavissa. Sama mittari käy sekä 1-vaiheisille että 3-vaiheisille asiakkaille.

Viitteessä [Kär 2005] on tarkasteltu ja vertailtu eri Pohjoismaissa sähkön vähittäiskaupan laskutusmittausten, taselaskentamenettelyjen ja niihin liittyvien tietojärjestelmien vaatimuksia ja tilannetta. Vaikka ratkaisut ovat päällisin puolin samoja, on yksityiskohdissa niin paljon eroja, että yhteensopivuus ei toteudu ja maiden rajojen yli tapahtuva vähittäiskauppa on yhteen sovituksen kustannusten takia käytännössä mahdotonta. Esimerkiksi ajan ja kulutuskohteen identifioinnin suhteen käytännöt ovat eri maissa erilaiset. Samoin tyyppikuormituskäyrämenettelyt eroavat. Erityisesti Suomessa käytössä oleva kuluttajaryhmän tyyppilliseen kuormituskäyrään perustuva menettely poikkeaa muista maista, joissa käytetään eri tavoin verkon kyseisen osa-alueen kuormituskäyrää. Asiakasryhmäkohtaisten tyyppikuormituskäyrien ylläpito perustuu siihen, että monelle ryhmän kohteelle tehdään tuntikulutusmittauksia.

Järjestelmien harmonisointia haluavat useimmat järjestelmätoimittajat sekä ne sähköyhtiöt, jotka toimivat useammassa maassa. Järjestelmien kehittäminen, ylläpito ja käyttö saataisiin nykyistä huomattavasti tehokkaammaksi ja osaavat resurssit voitaisiin nykyistä paremmin suunnata uusien ratkaisujen kehittämiseen. Suomen pienet jakeluyhtiöt eivät kuitenkaan välttämättä halua kustannussyistä muuttaa nykyisiä osin uusia mutta vaikeasti ylläpidettäviä tietojärjestelmiään. Mittarinlukuprotokollia koskevia Pohjoismaisia tai kansallisia vaatimuksia ei ole, mikä on johtanut verkkoyhtiöille kalliiseen ja riskialttiiseen riippuvuuteen järjestelmätoimittajista sekä runsaaseen rinnakkaisten järjestelmien käyttöön ja yhteen sovittamiseen. Tämä kasvattaa kustannuksia ja jarruttaa toimintojen kehittämistä. Pienten ja keskisuurten asiakkaan kanssa tapahtuvaan mittaustietojen vaihtoon ei myöskään ole yhteistä avointa standardia lukuun ottamatta vain Norjassa yleisessä käytössä olevaa ODEL v.2 protokollaa.

Vireillä on hanke pohjoismaisen kaukoluettavaa kulutusmittausta edistävän yhteistyöelimen, Nordic AMR Forum, muodostamiseksi. Hanke on suunniteltu alkavaksi vuoden 2007 alussa. Myös VTT on mukana hankkeen valmistelussa. Yhteistyöelimen tarkoituksena olisi:

- edistää kaukoluettavaa kulutusmittarointia sähkömarkkinoiden tehostamiseksi
- edistää tekniikkojen ja pelisääntöjen harmonisointia
- luoda yhteinen strategia tiedonsiirtoprotokollien suhteen
- vaihtaa mittarointia koskevia kokemuksia verkkoyhtiöiden kesken
- kehittää mittaroinnin toiminnallisia vaatimuksia tulevien tarpeiden huomioon ottamiseksi.

### 3.3 Muut maat

Italiassa ENEL on vuoden 2006 loppuun mennessä asentanut kaikille 30 miljoonalle asiakkaalleen kaukoluettavat ja kysynnän hallintaa tukevat kulutusmittarit. Esitelmässä [Rog 2006] kerrottiin tilanne kesäkuun 2006 alussa. Kustannukset mittaria kohti on saatu verraten halvoiksi ja ENEL pitää investointia kannattavana. Yksityiskohtaisemmin ratkaisuksista, kustannuksista ja hyödyistä kerrotaan jäljempänä.

Espanjassa järjestelmäoperaattori on määritellyt mittarien tiedonsiirtoprotokollan, joka on siellä pakollinen. Sen seurauksena mittaroinnin hinnat sekä käyttö ja ylläpitokustannukset on saatu hyvin halvoiksi [Arc 2006]. Espanjassa mittarointi on eriytetty ja eri osapuolet, kuten asiakkaat, omistavat mittareita. Tämän takia on vaikeaa ja kallista ottaa ominaisuuksiltaan entistä monipuolisempia mittareita käyttöön. Sähköyhtiöt näkevät tarpeelliseksi saada myös pienet ja keskisuuret asiakkaat kysynnän hallinnan piiriin, mutta toteutuskustannukset vielä toistaiseksi liian kalliiksi. Syynä kysynnän hallinnan tarpeen kasvuun ovat uusiutuvien energialähteiden lisääntyvä käyttö, heikot siirtoyhteydet muihin maihin sekä odotettavissa oleva energian niukkuus ja hinnan kasvu. Kaikki tarpeet huomioon ottavan mittaroinnin valvontamallin kehittäminen on haaste.

Viitteessä [Poc 2006] kerrotaan mittaroinnin tilasta Englannissa ja muualla Yhdistyneissä Kuningaskunnissa. Mittarointi on kilpailtua. Alan toimijat ovat keskittyneet kustannusten pienentämiseen. Älykkääseen mittarointiin ei ole investoitu. Kehityksen esteitä ovat:

- pelisäännöt: asiakkaiden mahdollinen nopea vaihtuvuus (28 päivän sääntö sähkö sopimuksissa), verraten tiheään tehtävien tarkistuskäyntien pakollisuus, riski investointien kariutumisesta, epävarmuus tulevasta valvonta-mallista
- hallitus: ei selvää kehityssuuntaa tai tulkintaa EU-direktiivistä, ei vaatimuksia aikarajoista ja velvollisuuksista eikä taloudellisia kannustimia
- yhteensopimattomat järjestelmät
- kova kilpailu
- toimialan monimutkaisuus
- esimerkkitaustien puute

Tällä hetkellä Yhdistyneissä Kuningaskunnissa ollaan kuitenkin erittäin kiinnostuneita älykkäästä mittaroinnista. Syinä ovat EU:n direktiivi energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista (2006/32/EY) sekä energiavarojen ja ohjattavan sähkön tuotannon niukkuus ja kasvava tarve. Sähkömarkkinoita valvova viranomainen Ofgem on äskettäin kartoittanut älykkäiden mittareiden mahdollisuuksia [Ofg 2006].

Alankomaissa hallitus on teettänyt maanlaajuista etäluettavan mittaroinnin kustannus-hyötyanalyysin [Ger 2005] ja harkitsee älykästä mittarointia edistävää lakia, joka on määrä julkistaa syyskuussa 2006, [Ger 2006]. Kyseisen lakiehdotuksen mukaan vuoteen 2014 mennessä kaikilla asiakkailla olisi älykkäät mittarit. Vuoden 2006 aikana verkko-yhtiö Continuo on asentaa 50 000 mittaria pilot-projektina. Myös sähkönmyynti- ja mittarointiyhtiö Oxxio on vuodesta 2006 alkaen tarjonnut asiakkailleen mahdollisuutta valita



älykäs mittari. Echelon on myös julkistanut voittaneensa Nuon-yhtiön tarjouskilpailun, jossa on kyse noin 25 000 mittarista ja niiden mittarointijärjestelmästä. Alankomaissa on suunnitteilla laajamittainen älykkäiden mittareiden asennus. Kyseessä on noin 6 miljoonaa mittauskohdetta. Alankomaalaiset sähköyhtiöt ovat parhaillaan laatimassa yhteistä etäluettavien mittarien vähittäisvaatimukset määrittelevää standardia, jonka on määrä valmistua elokuun 2006 lopussa.

Saksassa tuli heinäkuussa 2005 voimaan laki sähkömarkkinoiden avaamisesta kilpailulle. Verkkoliiketoiminnat eriytettiin toiminnallisesti ja kirjanpidollisesti kilpailun alaisista toiminnoista. Siirtymävaihe on vielä joiltakin osin menossa. Sähkön ja kaasun mittarimarkkinat avattiin kilpailulle ja on aikeita avata myös mittarien lukupalvelut kilpailulle. Kaukolämmön ja veden mittauksia ei asiakas tai kiinteistön omistaja voi kilpailuttaa. Asiakas voi vaatia kolmannen osapuolen hoitamaan sähkön ja kaasun kulutusmittaukset.

Vielä ei ole tehty huomattavia pienasiakkaiden kaukolukuinvestointeja. Viitteen [Reu 2006] mukaan tilanne on nyt Saksassa se, että kiinteistön omistaja valitsee mittarioperaattorin eikä loppuasiakkaalla eli kiinteistön asukkaalla, jakeluverkkoyhtiöllä eikä sähkön myyjällä ole mitään vaikutusta operaattorin valintaan. Jakeluverkkoyhtiö määrittelee mittarin tekniset vaatimukset ja on vastuussa mittaustulosten oikeellisuudesta, korjaamisesta ja toimittamisesta sähkön myyjälle.

Jos mittarioperaattori lopettaa toimintansa, jakeluverkkoyhtiö joutuu toimittamaan mittarin. Sähkö ja verkkoyhtiöiden yhdistykset ovat laatineet ohjeen mittaustietojen vaihdosta ja taselaskennasta. Useiden yhtiöiden alueella toteutetussa pilot-hankeessa VDN eHz kokeillaan mittareita, joiden asentaminen ja vaihtaminen on entistä helpompaa ja halvempaa. Mittarin tavoitehintana on 25 € Nykytekniikan tietoliikennekustannukset nähdään kulutusmittareiden kaukoluennan esteeksi. Jakeluverkkoyhtiöiden investointeja kaukolukuun voi hidastaa nykyinen mittaroinnin avaaminen kilpailulle.

Viitteessä [Ofg 2006] kerrotaan myös Australian, Kanadan, Kalifornian ja Pohjois-Irlannin tilanteesta. Victorian osavaltiossa Australiassa on tehty älykkääseen mittarointiin liittyvä lakimuutos ja on tarkoitus, että vuosien 2006 ja 2013 välillä asennetaan miljoona älykästä mittaria. Tarkoitus on parantaa sähkömarkkinoiden ja sähkön vähittäiskaupan välistä kytkentää. Ontariossa Kanadassa on tavoitteena, että kaikilla 4,3 miljoonalla Ontarion asiakkaalla on älykäs mittari vuoden 2010 loppuun mennessä. Tärkeimpänä syynä ovat sähkön kysyntähuiput, jotka luovat paineita kysynnän hallintaan ja energian säästöön. Viitteessä [Ang 2006] kerrotaan, että tavoitteen toteuttamiseksi on säädetty uusi laki (Electricity Conservation Responsibility Act, February 27, 2006).

Kaliforniassa on tarve parantaa sähkön saannin luotettavuutta leikkaamalla kysyntähuippuja. Kaikki Kalifornian kolme tärkeintä sähköyhtiötä ovat laatineet omat suunnitelmansa kaikkien pienasiakkaiden mittarointi-infrastruktuuriin (Advanced Metering Infrastructure, AMI) liittyen. Tavoitteena on, että älykkäät mittarit ja niihin liittyvä tiedonsiirtoinfrastruktuuri on asennettu kaikille asiakkaille vuoteen 2012 tai 2013 mennessä.

PPL Utilities Corporation (Doug Krall) on vuonna 2005 kertonut yhtiön mittareiden kaukoluentaprojektista Pensylvaniassa. Projektin kustannukset olivat 160 miljoonaa dollaria. Yhtiön lähes kaikki noin 1.3 miljoonaa asiakasta oli saatu kaukoluvun piiriin.

Suurin osa asiakkaista luetaan sähköverkon tiedonsiirtoa käyttäen. 6200 suurta asiakasta luetaan CDMA 2001 X matkapuhelinverkon kautta.

Syksyllä 2006 on alkamassa Eurooppalainen SAVE-projekti European Smart Metering Alliance (ESMA), jossa kartoitetaan älykkään mittaroinnin ratkaisut, tilanne ja kokemukset Euroopassa. VTT on hankkeessa mukana. Varsinaisten suorittajaosapuolien aikaansaamat tulokset ovat heti ESMA:n muiden jäsenten käytössä. Kaikkia Eurooppalaisia mittarointialan toimijoita toivotaan mukaan kyseisiksi seuraaviksi ja ohjaaviksi jäseniksi. Jäsenmaksuksi on ehdotettu 5000 €/vuodessa. Projektin tulokset esitellään vuosittain julkisen mittarointia koskevan konferenssin yhteydessä.

## 4 Etäluettaviin mittarointijärjestelmiin liittyvät tekniset ratkaisut

### 4.1 Yleisiä näkökohtia tekniikasta

Nykyisin hajautettu laskentateho ja muisti ovat jo hyvin halpoja ja halpenevat lisää. Mittarijärjestelmien kustannuksiin vaikuttavat enemmän valmistusmäärät sekä asennuksesta, ylläpidosta sekä puuttuvista ja virheellisistä tiedoista aiheutuvat kustannukset. Alan keskeiset toimijat ovatkin viime aikoina olleet hyvin yksimielisiä siitä, että kannattaa pyrkiä siihen, että nyt hankittavat tai asennettavat mittarit mahdollisimman hyvin ominaisuuksiltaan kattavat lähes kaikki kuviteltavissa olevat tulevaisuuden mahdolliset tarpeet. Nyt asennettavat mittarit ratkaisevat sen mitä palveluja seuraavan 10 – 20 vuoden aikana voidaan tarjota, sillä yksittäisen mittarin asentaminen maksaa usein enemmän kuin mittari.

Esimerkiksi kesäkuussa 2006 Tukholmassa pidetyn konferenssin hyvin monet esitelmöitsijät erityisesti korostivat tätä näkökohtaa. Tällöin huomio on kiinnitettävä etupäässä mittarin laitteistoon, koska uusissa mittareissa ohjelmistot ovat tiedonsiirtoyhteyden yli vaihdettavissa lukuun ottamatta perusmittausohjelmistoja. Mittaustietoja käsittelevät ohjelmistot eivät vielä kykene käsittelemään kaikkea sitä tietoa, mitä mittareista olisi saatavissa. On kuitenkin hyvä muistaa, että mittareiden elinkaari kannattaa suunnitella paljon pitemmäksi kuin näiden ohjelmistojen. Keskeiseksi keinoksi mittaroinnin kustannusten pienentämisessä nähdään yhteiset laajalla alueella pätevät standardoidut toiminnalliset vaatimukset ja tiedonsiirtorajapinnat. Valmistajakohtaiset tai alueelliset omaperäisyydet nähdään kustannuksia lisääviksi ongelmiksi.

Näitä näkökohtia eivät Suomen sähköverkkoyhtiöt mittarointi-investointeja tehdessään ole aina riittävästi ottaneet huomioon pyrkiessään toisaalta minimoimaan kustannuksia nykyisten tarpeiden pohjalta.

### 4.2 Älykkään mittarin ominaisuudet ja rakenne

Älykkäällä mittarilla on mm. seuraavia ominaisuuksia:

- sähkön kulutuksen rekisteröinti ajan tasalla tai lähes ajan tasalla
- mahdollisesti myös sähkön tuotannon rekisteröinti
- mahdollisuus lukea mittari sekä paikallisesti että etälukuna
- etäluku on voitava tehdä myös tarpeen käynnistämänä
- etäohjauksena tapahtuva mittarin läpi kulkevan tehon rajoittaminen ja ääritapaüksessa katkaiseminen

- tiedonsiirto paikallisten tietoverkkojen ja järjestelmien kanssa (hajautetun tuotannon hallinta-automaatio ja kiinteistöjen energian hallinta-automaatio)
- kyky lukea muita läheisyydessä sijaitsevia mittareita (kuten kaukolämpö, kaasu ja vesi).

Edellä oleva luettelo perustuu pienin tarkennuksin viitteeseen [GER2006]. Lisäksi älykkään mittaroinnin ominaisuuksiin yleensä katsotaan kuuluvan:

- mahdollisuus mitata tuntitehoja ja vaihtelevilla aikaresoluutioilla kuormituskäyriä
- mahdollisuus etävalvoa mittarien oikeaa toimintaa (onko kytkentä oikea, ovatko mittaustulokset järkeviä, onko mittarin itsediagnostiikka havainnut vikoja tai sähkövarkauden merkkejä)
- kyky identifioida mittari yksikäsitteisesti käymättä paikalla.
- sähkön toimitusvarmuuden ja joidenkin sähkönlaatusuureiden seuranta.

Älykkäässä sähkönkulutusmittarissa on tyypillisesti seuraavat osat:

- vaihevirtojen ja vaihejännitteiden mittaussiirit ja A/D muuntimet
- prosessori perusmittaustoimintoja varten (tehojen ja tehollisarvojen laskenta yms.)
- lisäksi vähintään yksi prosessori tietojen jatkokäsittelyä, hallintaa ja tietoliikennettä varten.
- muistia ohjelmistojen, parametrien ja mittaustietojen säilytystä varten
- ohjelmallisesti ohjattava pääkytkin ja tehonrajoitin.
- etätiedonsiirtoa varten modeemi (esim. GPRS, PLC, DSL,..)tai liitäntä tiedonsiirtoväylään
- paikallisten järjestelmien kanssa tapahtuvaan tiedonsiirtoa varten tiedonsiirtoväyläliitäntä (vähintään pulssilähtöön tai muu digitaalilähtö, mieluummin kaksisuuntainen väylä)
- digitaalituloja ja mahdollisesti väyläliitäntä muiden mittareiden ja ulkopuolisten hälytysten lukemiseksi.

Mittareissa käytetään yleisesti sellaisia muistipiirejä, joissa tiedot säilyvät myös jännitteen syötön keskeydyttyä. Syynä tähän on se, että mittaustietojen tulee säilyä sähkön syötön keskeytysten yli ja mittarin on kyettävä keskeytyksen jälkeen jatkamaan keskeytystä edeltänyttä toimintaansa. Jos mittaria käytetään tarkoituksiin, joissa pitää lukea mittarilta keskeytystä edeltävän tilanteen tietoja jo keskeytyksen aikana, tarvitaan mittariin sitä varten sähkövarasto, kuten akku. Esimerkiksi sähkönjakeluverkon vikojen paikannuksessa tämä saattaa olla oleellista.

Kaikkia edellä mainittuja ominaisuuksia löytyy nykyisin myös pienasiakkaille tarkoitettuista sähkönkulutusmittareista, mutta on vielä harvinaista, että kaikki edellä mainitut ominaisuudet saisi samassa mittarissa. Kehitys on menossa kohti entistä älykkäämpiä mittareita, jotka ovat yleiskäyttöisempiä ja siten suurina sarjoina halvalla tehtävissä.

## 4.3 Tiedonsiirto mittarin kanssa

### 4.3.1 Mittarin ja lukujärjestelmän välillä

Uusissa mittarinlukujärjestelmissä yksittäisiä kulutusmittareita luetaan yleisesti GPRS-matkapuhelinverkolla. GSM-verkon SMS viestejä voidaan käyttää varmistuksena. Matkapuhelinverkkojen uusiin modeemeihin on yleensä sisään rakennettu antennit useille eri taajuuksille. Yleistä on myös se, että GPRS-verkolla luetaan tiedot keskittimestä, joihin ne on haettu mittareilta esimerkiksi sähköverkon tiedonsiirtoa käyttäen. Jossakin tapauksissa tällainen yhdistelmä tulee ainakin aluksi jonkin verran halvemmaksi. GPRS:llä suoraan mittareista lukeminen on kuitenkin yleistymässä seuraavista syistä:

- Ei haluta sitoutua moneen eri tiedonsiirtotekniikkaan ja niiden ylläpitoon, koulutukseen ja varastoihin. Halutaan hankkia tarvittava tiedonsiirto kokonaisuutena ja jättää tekniset yksityiskohdat niihin erikoistuneen tietoliikenneoperaattorin ratkaistavaksi.
- Tiedonsiirtoverkko on jo valmiina, joten tiedonsiirtoverkko ei alueellisesti rajoita sitä minne uusia mittareita voi asentaa
- Täysin hallittu tiedonsiirtopalvelu, jolle on paljon laite- ja komponenttitoimittajia [Näs 2006].
- Tukee kaikkia IP-pohjaisia protokollia [Näs 2006].
- GPRS-verkkojen arvioidaan olevan käytettävissä koko nyt hankittavien mittareiden odotettavissa olevan elinajan [Bre 2006].
- GPRS-verkkoyhteys on suoraviivaisesti toteutettavissa useimpiin kohteisiin ja on yleensä sähköverkon tiedonsiirtoa ja ei julkisia halpoja radioyhteyksiä luotettavampi, vaikkakin eri verkko-operaattorien detaljimäärityksissä saattaa olla eroja, jotka vaativat räätälöintiä.
- Halutaan tiedonsiirtoinfrastruktuuri, joka ei estä uusien palvelujen kehittämistä.

On toki paikkoja joihin GPRS-verkon kuuluvuus on huono. Tällöin joudutaan käyttämään lisäantenneja tai lukemaan tiedot mittarilta keskittimeen käyttämällä esimerkiksi paikallisverkkoa (LAN), sähköverkon tiedonsiirtoa tai omaa radioverkkoa. Näissä tapauksissa keskittimestä eteenpäin tiedot siirretään tyypillisesti joko GPRS verkon tai laajakaistayhteyksien kautta.

Laajakaistaisten matkapuhelin- ym. verkkojen (UMTS tai 3G, Wimax) laajamittainen käyttö tulee verraten kalliiksi. Ne myös käyttävät niin paljon tehoa, että niiden tiedon-

siirtoverkko lakkaa pian toimimasta, kun julkisessa sähköverkossa on keskeytyksiä. Ei siis ole odotettavissa, että ne yleisesti syrjäyttäisivät GPRS-verkon käytön mittarinluvussa, hälytysten kaltaisten tietojen siirrossa tai turvapalveluissa.

Tietoliikenneverkon modeemi on uusissa mittareissa yleensä sisäänrakennettu mittariin, jolloin erillistä pulssinkeruulaitetta ei enää tarvita. Tämä säästää asennuskustannuksia, parantaa tietojen siirrettävyyttä ja mahdollistaa mittareiden paremman hallinnan.

Erityisesti pienkohteiden mittareiden luvussa käytetään Pohjoismaissa ja suurimmassa osassa Eurooppaa vielä etupäässä valmistajakohtaisia protokollia. Jos käytetään useiden valmistajien mittareita, on useimmille niistä oltava oma lukujärjestelmänsä.

#### 4.3.2 Mittarin ja asiakkaan välillä

Mittarin ja asiakkaan välillä tarvitaan usein tiedonsiirtoa. Näin asiakkaan ei tarvitse asennuttaa toista mittaria mittaamaan samoja asioita, joita sähkönkulutusmittari jo mittaa. Toisaalta taas mittaria voidaan käyttää asiakkaan kuormien ohjaamiseen sähköhankintakustannusten pienentämiseksi. Mittari tai mittausten keruulaite voidaan myös suunnitella palvelemaan AMR-käytön lisäksi myös taloautomaation yhdyskäytävänä ja kulutusmittarina; eräs kaupallisesta toteutus kerrotaan viitteessä [Esp 2006].

Asiakkaiden tarve saada ajan tasalla olevia tietoja omasta kulutuksestaan lisääntyy seuraavista syistä:

- Ajan tasalla oleva kulutustieto mahdollistaa energian säästöä. Toimenpiteiden vaikutus on välittömästi nähtävissä. Tieto mahdollisista ongelmista saadaan heti eikä vasta talven mentyä ohi ja tilanteen jo onohduttua.
- Entistä pienemmillä asiakkailla alkaa olla jonkinlainen energianhallinta-automaatiojärjestelmä, joka pystyy hyödyntämään kulutustietoja.
- Hintajouston automaatio vaatii ohjattavan kulutuskohteen tosiaikaista tehotietoa.
- Tiedonkeruuseen sopivia henkilökohtaisia tietokoneita on lähes kaikilla tarvittaessa käytettävissään.

Aikaisemmin tuntimittauksiin käytettävissä mittareissa oli yleensä paikallinen pulssilähtö. Silloin ongelmat liittyivät vain siihen, että pulssiliitännän kytkemisestä ja käytöstä asiakkaalle koituvat kustannukset vaihtelivat huomattavasti verkkoyhtiöstä toiseen ja olivat usein melko korkeita. Uusiinkin mittareihin on valmistuksen yhteydessä hyvin halvalla toteutettavissa tehotiedon siirtämiseen tarvittava paikallinen tiedonsiirtoliitäntä. Ongelmaksi on kuitenkin jo ehtinyt muodostua se, että jotkut verkkoyhtiöt voivat olla jo suuressa mittakaavassa asentamassa omien määrittelyjensä mukaan hankittuja mittareita, joista pulssilähtö tai paikallinen tehotieto saattaa kokonaan puuttua.

Tämä voi johtua joko siitä, että on luultu kaikkien ominaisuuksien lisäävän hintaa tai siitä, että mittausdatan myyminen asiakkaalle on nähty alueeksi, jonka kautta monopoliyhtiö voi jossakin määrin tuottaa lisäarvopalveluja kilpailuille palvelumarkkinoille.

Luultavasti tämäkin onnistuisi paremmin, jos pyrittäisiin teknisiin ratkaisuihin joilla voidaan tuottaa mahdollisimman edullisesti mahdollisimman paljon lisäarvoa asiakkaille. Verkkoyhtiöiden sisälläkin asiasta tiettävästi keskustellaan. Päätöksentekoon on joskus saattanut myös vaikuttaa verkkoyhtiön halu suosia saman omistajan myyntiyhtiötä. Yleisin syy lienee kuitenkin se, että kyseiset verkkoyhtiöt ovat määritelleet vaatimukset pelkästään omien tarpeidensa pohjalta.

Hintajoustoa, aikatariffeja ja tuntimittauksia hyödynnettäessä asiakkaan järjestelmään olisi ajan tasaisen tehotiedon lisäksi syytä saada myös tieto mittarin kellonajasta. Usein mittareissa ei kuitenkaan ole otettu tätä tahdistustarvetta huomioon. Mittarin kuormanohjauslähtö voi toki tehdä aikaohjauksia mittarin kellon tahdissa. Keskinäisen tahdistuksen puutteesta syntyvää virhemahdollisuutta joudutaan arvioimaan molempien puolien ajanylläpitoa tarkastelemalla. Energiateollisuus ry:n suosituksissa mittarien ajantarkkuusvaatimukset ovat olleet verraten väljät, mutta käytännössä mittarien ajanylläpito lienee yleensä huomattavasti tarkempaa, koska kulutusmittausjärjestelmät tehdään laajemmille markkinoille. Käytännössä asiakkaan ja mittarin tahdistuseroista johtuva virhe jää siis yleensä merkityksettömän pieneksi. Asiakkaan automaatiojärjestelmän toiminta olisi joka tapauksessa hyvä tahdistaa mittarin ja sen aikaohjausten kanssa, koska silloin esimerkiksi aikavyöhykkeet olisivat varmasti aina samalla tavalla ja verkkoyhtiön aikavyöhykemuutokset eivät vaatisi aikavyöhykkeiden päivityksiä asiakkaan järjestelmissä.

Suoraa kuormanohjausta tai aikaohjausta käytettäessä tarvitaan mittarista lähtöjä, joilla mittarin alla olevia osakuormia voidaan ohjata. Yleensä on käytetty yhtä binääristä ohjaustietoa. Sähkölämmityskuormissa oleva ohjattava kapasiteetti saataisiin kuitenkin jonkin verran paremmin hyödynnettyä, jos ohjauksessa olisi vähintään kolme tilaa (normaali, rajoittaminen ja varaaminen). Tulevaisuudessa aikaohjausta on joko alettava korvaamaan hintaohjauksella tai aikaohjausta on kehitettävä ajoitukseltaan nykyistä joustavammaksi. Näin voitaisiin välttää mm. seuraavat kiinteäaikaisen aikaohjauksen ongelmat: kovilla pakkasilla aikaohjaus voi siirtää lämmityskuormaa illan korkeimman hintahuipun ajaksi. Yöajalle sattuvien hintahuippujen aikana varaava lämmitys on päällä myös silloin, kun seuraavaan päivääikaan olisi selvästi halvempia hintoja. Markkinahintojen hintaerot yön ja päivän välillä ovat enimmänsä aikaa varsin pienet ja tällöin turhat aikaohjaukset haaskaavat hiukan energiaa.

#### 4.4 Mittaroinnin luotettavuus ja hallittavuus

Viime aikoina ovat tarjolla olevat laajamittaiseen mittarienlukuun soveltuvat mittarointijärjestelmät ja mittarit kehittyneet huomattavasti. Käytössä on kuitenkin edelleen järjestelmiä, joista on eri maissa saatu huonoja kokemuksia, kuten:

- Paljon mittaustietoja on kadonnut, kun tiedonsiirtoyhteyksissä on ollut toimintakeskeytyksiä. Puuttuvia lukemia on jouduttu arvioimaan, jolloin ihmistyön määrä on kasvanut kohtuuttoman suureksi ja kalliiksi. On myös jouduttu käymään mittarien luona esimerkiksi uudelleen käynnistämässä tiedonsiirtomodeemeja. Näistä ongelmista on raportoitu EFFLOCOM projektissa, katso [www.efflocom.com](http://www.efflocom.com). Kyseisen hankkeen yhteenvetoraportin [Gra 2004] yksi

suosituksista on, että mittaroinnin ja kuormien ohjauksen teknologioita tulee parantaa.

- Mittareita on laajoissa järjestelmissä jonkin verran ollut kohdistettuna väärin kulutuskohteisiin tai muuten väärin kytkettyinä. Myös tästä on aiheutunut selvitys- selitys- ja arviointityötä.

Uudet mittarit sisältävät riittävästi muistia, joten mittaustulokset säilyvät kohtalaisen kauan mittareissa ja ovat sieltä haettavissa, jos ne muualla järjestelmässä katoaisivatkin. Ne myös tukevat entisiä paljon paremmin mittaroinnin hallintaa, kuten mittarien asennusten ja kunnan valvontaa.

#### 4.5 Tiedonsiirto mittarinlukujärjestelmästä mittaustiedon tarvisijoille

Koska mittarinlukuprotokollat ovat enimmäkseen valmistajakohtaisia ja usein suljettujakin, joudutaan tyypillisesti käyttämään useita rinnakkaisia mittarinlukujärjestelmiä ja keräämään niistä tiedot yhteiseen mittaustietokantaan jota kutsutaan englanniksi nimellä Metered Value Data Base (MVDB). Kyseisestä tietokannasta tiedot siirretään edelleen mittaustietojen tarvisijoille, joita ovat:

- jakelualueeseen liittyvät sähkömarkkinoiden toimijat eli vähittäismyyjät, tasevastaavat ja siirtoverkko-operaattori
- itse jakeluverkkoyhtiö eri tarkoituksiin kuten verkostoautomaatioon, verkoston suunnitteluun ja ylläpitoon sekä asiakastietojärjestelmään
- sähkön käyttäjät ja mahdolliset heitä palvelevat energiapalveluyritykset.

Sähkömarkkinoiden toimijoiden välillä mittaustietojen siirrossa on tiedonsiirtoprotokollana Pohjoismaissa käytössä lähinnä EDIEL. Eri maiden EDIEL-versioiden välillä on kuitenkin paljon huomattavia eroja, joten ne eivät keskenään sovi suoraan yhteen. EDIEL on verraten jäykkä, kryptinen, raskas ja teknisesti vanhentunut. Se vaatii erityisen EDIEL-palvelimen. Näin ollen sitä ei juuri käytetä muuhun kuin sähkömarkkinaosapuolten väliseen tiedonsiirtoon. European Forum for Energy Business Information Exchange ebIX, [www.ebix.org](http://www.ebix.org), pyrkii kehittämään ja standardoimaan energiamarkkinaosapuolten välistä tiedonsiirtoa. Se määrittellee siirrettävät asiat oliopohjaiseen esitysmuotoon Unified Modelling Language (UML). UML-kaaviot voidaan automaattisesti konvertoida esimerkiksi XML-sanomarakenteiden määrittelyiksi. Samaan pyrkivät myös ETSO ([www.edi.etso-net.org](http://www.edi.etso-net.org)), EFET ([www.efet.org](http://www.efet.org)), ebXML ([www.ebxmlforum](http://www.ebxmlforum)) sekä IEC TC57/WG16 ([www.iec.ch](http://www.iec.ch)). Sähkøyhtiön sisäiseen ja asiakkaan kanssa tapahtuvaan tiedonsiirtoon Norjassa käytetään ODEL/GS2 protokollaa, joka on siellä kehitetty. Suomessa tilanne on kirjava ja ODEL/GS2 protokollan käyttö harvinaista.

Edellä kuvatusta poiketen jotkut uudet mittarinlukujärjestelmät tarjoavat valituille mittaustiedon tarvisijoille mahdollisuuden lukea kulutusmittarista kyseisen hetken tilanne.



Näin esimerkiksi asiakaspalvelijat tai vian paikantajat voivat tarvittaessa tarkistaa kyseisen mittauspisteen tilanteen.

## 4.6 Etäluettavat tiedot

Kun kulutusmittareiden mittaustuloksia luetaan perinteisesti pulssiyhteyden kautta pulssinkeruulaitteeseen, estää tuo pulssiyhteys monipuolisemman tiedonvaihdon mittarin kanssa. Ainoastaan kulutustieto saadaan luettua. Tämä vanhentunut tekniikka on ollut yllättävän pitkään käytössä, mutta nyt vihdoinkin poistumassa kustannustehokkaampien, luotettavampien ja tiedonsiirtokyvyltään monipuolisempien ratkaisujen tieltä. Nykyisin suuressa määrin asennettavat mittarit ovat ominaisuuksiltaan sellaisia että erillistä pulssinkeruuyksikköä ei enää tarvita.

Viime aikoina valmistetuissa sähkönkulutusmittareissa kulutetun tai tuotetun sähköenergian mittaustulokseksi lasketaan käyttämällä lähtötietona kaikkien vaiheiden jännitteiden ja virtojen mittauksia, koska jakeluverkoissa vaihejännitteet ovat harvoin keskenään symmetrisiä. Myös loistehot, näennäistehot ja erilaiset sähkölaatusuureet lasketaan tarvittaessa näistä samoista perusmittauksista. Näin ollen kaikki vaihevirratt ja joko pääjännitteet tai vaihejännitteet mitataan joka tapauksessa. Näiden tietojen saamiseksi riittää siis vain se, että ne tallennetaan halutulla aikaresoluutiolla ja siirretään haluttuun käyttöön. Niinpä uusissa mittareissa on entistä useammin jännitekeskeytysten ja jännite-  
tasojen valvontaa. Esimerkiksi keskeytysten kestoja sekä jänniterajojen ylityksistä ja alituksista voidaan rekisteröidä ja niistä lähettää hälytyksiä. Toisaalta on myös jännitteen laadun monipuoliseenkin valvontaan kykeneviä kulutusmittareita. Niitä ei kuitenkaan tarvita kovin montaa samalle johtolähdölle.

Tarve ja mahdollisuudet käyttää kulutusmittareista saatuja jännite-, virta-, teho- ja loistehotietoja jakeluverkoston automaatioissa kasvavat, kun jakeluautomaation järjestelmät pystyvät entistä paremmin ottamaan nämä tiedot huomioon verkoston tilan estimoinnissa. Mittaukset ovat myös lisänneet tietoisuutta verkostolaskennan virheiden suuruudesta ja siten poistaneet aikaisempia perusteettomia uskomuksia verkostolaskennan tarkkuudesta. Huomattavia epätarkkuuksia aiheuttavat mm. kuormituksen poikkeamat mallinnetusta kulutuksesta sekä kuormituksen epäsymmetria verkon vaiheiden suhteen. Entistä tarkempi verkoston tilan estimointi mahdollistaa verkon jakelukapasiteetin tarkemman käytön ja siten vähentää tai viivästyttää jonkin verran verkostoinvestointien tarvetta.

Perusmittausten tietoja voidaan käyttää myös virheellisten mittauskytkentöjen ja viallisten mittareiden havaitsemiseen. Kun mahdolliset ongelmat havaitaan heti, vähenee tarve mittauspaikalle tehtäviin kalliisiin uusintakäynteihin ja puuttuvia korvaavien lukemien arvioitiin.

Monista kaukoluettavista mittareista voidaan myös lukea mittarin yksilöivä tunnistetieto. Kun tämä kytketään mittarien asennustyöhön, vähenevät mahdollisuudet siihen että lukemat liitettäisiin vahingossa väärään kohteeseen. (Ongelma saattaa olla jonkin verran yleisempi kuin mitä laskutusmittauksista vastaavat yhtiöt ovat halunneet kertoa. Erään tutkimusprojektin ohessa ilmeni pienessä 20 mittauspisteen joukossa peräti kolme väärään asiakkaaseen yhdistettyä mittauspistettä. Nämä sijaitsivat kahden eri verkkoyhtiön

alueella, jotka korjasivat asian ripeästi. Näin pienessä otoksessa on sattuman merkitys toki suuri.)

## 4.7 Päivitettävyyys

Mittarin laitteiston (liitännät, muistin määrä ja laskentateho) asettamisissa puitteissa voidaan mittarien ominaisuuksia päivittää uusimalla mittarin ohjelmisto. Näin mittaria ei tarvitse vaihtaa. Yhä useammin mittarien ohjelmistot voidaan päivittää tietoliikenneverkon yli käymättä itse mittauspaikalla. Tämä on merkittävä etu, koska käynnit hajallaan sijaitsevien kulutusmittareiden luona helposti muodostavat hyvin suuren osan mittauskustannuksista. Monissa uusissa mittareissa liitöntöjen ominaisuuksiakin voidaan vaihtaa ohjelmallisesti. Näin ollen sama fyysinen tulo voidaan ohjelmoida toimimaan tarpeesta riippuen joko analogiatulona, digitaalitulona tai pulssitulona. Lähtöjä voidaan vastaavasti ohjelmoida. Mittareita hankittaessa ei siis enää tarvitse tarkkaan tietää min-kälaisia liitöntöjä tullaan tarvitsemaan, kunhan liitöntöjä on riittävästi.

Verkkoyhtiön tai sen alihankkijan sähköasentajien kalliita mittauspaikalla käyntejä voitaisiin myös vähentää niin, että paikalliset tiedonsiirtoliitännät tehtäisiin niin, että ne voidaan kytkeä käyttöön ilman sähköverkkoyhtiön tai sen alihankkijan sähköasentajien käyntiä mittauspaikalla.

## 4.8 Nykyisten mittareiden ja järjestelmien ominaisuuksista

Pienasiakkaille tarkoitettujen kaukoluettavien mittareiden hinnat ovat laskeneet ja ominaisuudet monipuolistuneet. Enää ei monipuolisen toiminnallisuuden toteuttamiseksi ole välttämätöntä käyttää kalliita suurasiakaskäyttöön tarkoitettuja mittareita. Sähkön laskutukseen liittyvien toimintojen osalta ominaisuudet alkavat olla kunnossa, mutta muuten tilanne on vielä varsin kirjava. Tämä on sikäli yllättävää, että monet ominaisuudet eivät oleellisesti vaikuta massavalmistettavien tuotteiden hintaan, mutta niiden lisääminen jälkepäin on hyvin kallista.

Nykyisin tarjolla olevat ominaisuudet vastaavat mittarointijärjestelmien hankinnasta vastaavien osapuolten muutaman vuoden takaisia käsityksiä. Kirjavuuden syynä saattaa jossakin määrin olla myös joidenkin valmistajien kaukonäköisyyden puute tai pyrkimykset markkinoiden segmentointiin ja ominaisuuksien päivityksillä tienäämiseen. Alan toimijoiden käsitykset näyttävät nyttemmin yhdenmukaistuneen eli entistä paremmin ymmärretään, että kustannukset vähenevät ja hyötymahdollisuudet kasvavat, kun mittarit ovat ominaisuuksiltaan varsin monia tarpeita kattavia. Viimeaikoina tehdyissä kaikkein suurimmissa mittarointi-investoinneissa mittarit ovat ominaisuuksiltaan jo varsin monipuolisia. Edullinen ja hyvin toimiva mittarointi-infrastrukturi mahdollistaa uusia toimintoja ja palveluita. Seuraavassa kuvataan karkeasti sitä millaisia ominaisuuksia nyt Euroopassa myynnissä olevissa etäluettavissa pienasiakkaille tarkoitetuissa mittareissa ja mittarointijärjestelmissä yleensä on.

Lähes kaikilla valmistajilla on tarjolla pienkohteisiin tarkoitettuja mittareita, jotka on varustettu kaksisuuntaisella tiedonsiirrolla. Mahdollisuus päivittää ohjelmistot ja parametrit tietoliikenneyhteyden yli on yleinen.

On tarjolla monia mittareita, joissa on tuntimittausvalmius ja rekisterit vähintään kahdelle tariffille. Nykyaikaisissa mittareissa tuntimittauksia säilytetään vähintään kuukauden, mutta useissa jopa yli vuoden ajan. Näin tuntimittauksetiedot eivät katoa mahdollisen tietoliikenneyhteyden katkeamisen aikana. Nykyisten tietojärjestelmien kyky hallita ja käsitellä hyvin suuria määriä tuntimittausdataa on tällä hetkellä vielä enemmän tai vähemmän rajallista.

Monet uudet mittarit rekisteröivät jännitekeskeytykset ja vaihejännitteen puuttumiset. Jännitetasojen valvonta on harvinaisempaa. Monipuoliseen sähkön laadun valvontaan kykenevät mittarit lienevät sen sijaan hinnoiltaan ja vaihtelevassa määrin ominaisuuksiltaan poikkeuksetta ainakin vielä hyvin laajamittaiseen pienasiakkaiden mittarointiin soveltumattomia.

Yleistä on, että pienasiakkaalle tarkoitettu mittarista paikallisiin järjestelmiin tai kuorman ohjaukseen ei ole valmiina lähtöä, mutta että sellainen on lisättävissä lisämoduulina. Ratkaisu on kallis verrattuna siihen, että lähtö on jo valmiiksi mittarissa.

Monissa mittareissa on katkaisin, jolla sähkö voidaan katkaista kauko-ohjauksella. Sähköjen päälle kytkentä on tehty niin, että se on turvallisuussyistä aina tehtävä paikallisesti, sen jälkeen kun kytkentämahdollisuus on kauko-ohjauksella vapautettu. Yleensä näissä mittareissa on mahdollisuus valvomosta käsin asettaa sähköjen katkaisu tapahtumaan lisäksi myös tehorajan ylityksestä.

On myös toteutettu kaikkiin DIN vaatimusten mukaisiin mittareihin sopiva laite, jossa on mittarilla ohjattava kauko-ohjattava katkaisin mittarin jälkeen. Kun kyseinen laite on asennettuna, on mittarin vaihtaminen siihen hyvin helppoa. Kun pääkytkin on mittarin jälkeen, ei kohteen sähköjen katkaisu lopeta mittarin kykyä seurata sähköjakeluverkon tilannetta.

Mahdollisuus lukea pulssitietoja puuttuu usein halvoista mittareista. Näin ollen mittariin ei voi suoraan liittää pulssilähtöisiä veden, kaasun tai kaukolämmön kulutusmittareita. Ulkoisella lisämoduulilla on toki yleensä mahdollista lukea digitaalituloja. Nykyisin nämä usein voidaan ohjelmoida lukemaan pulsseja.

Edellä olevia näkökohtia havainnollistaa liitteenä oleva taulukko (Liite 3). Siinä esitetään kaksisuuntaisella tiedonsiirrolla varustettuja pienasiakkaille tarkoitettujen sähkönkulutusmittareiden ominaisuuksia. Taulukossa ovat vain ne mittarivalmistajat, joiden tuotteista löytyi helposti tietoja internetin verkkosivuilta. Kunkin valmistajan tuotteista on mukana vain esimerkki. Tarkasteltujen mittareiden valinnassa on suosittu tuntirekisteröintiä ja GPRS-yhteyttä suoraan mittarista, siinä määrin kuin kyseiseltä valmistajalta sellaisia löytyy.

ENELin 30 miljoonan kohteen investoinnissa mittarit ja lukujärjestelmät toimitti Echelon ([www.echelon.com/metering](http://www.echelon.com/metering)). Echelonin järjestelmässä keskitin keskustelee mittarien kanssa sähköverkkoa pitkin käyttäen Echelonin LonWorks protokollaa. Keskitin

puolestaan keskustelee mittarinlukuohjelmiston kanssa TCP/IP-verkon kautta (TCP/IP yhteyksiä ovat esimerkiksi GPRS-verkko, WLAN ja DSL-yhteys). Echelon korostaa sitä että sen LonWorks protokolla on julkinen ja avoin ja kaikkien käytettävissä varsin pientä korvausta vastaa. Monet muut eivät pidä aidosti avoimena protokollaa, jonka omistaa yksittäinen mittarointialalla itsekkin toimiva yritys. Toivottaisiin tasapuolisempaa kilpailutilannetta.

Ongelmaksi nähdään myös se, että LonWorks on puutteellinen protokollien ISO/OSI-kerrosmallin suhteen, jonka seurauksena sovellustason protokolla on sidoksissa alempiin protokollakerroksiin. Näin ollen joudutaan käyttämään LonWorks:ille omia sovellustason esityksiä, jolloin joudutaan hankalasti ylläpidettäviin protokollakonversioihin. Echelonin EM-1023 mittarit sisältävät hintaansa nähden melko huomattavan määrän ominaisuuksia kuten mittaukset pätö- ja loistehoilte ja -energioille, tehokertoimelle sekä jännitteille ja virroille, jännitekeskeytysten keston rekisteröinti, sisäänrakennettu katkaisin jota voidaan käyttää etäohjauksen lisäksi mittariin asetetun tehorajan perusteella, neljä tariffirekisteriä mahdollistaen esimerkiksi neliakatariffin käytön. Ennakkomaksumenettelyyn tarvittava toiminnallisuus sisältyy. Pulssituloja ja lähtöjä sekä M-Bus liitäntä ovat saatavissa optioina. Tuntitehojen mittaussmahdollisuus kuitenkin puuttuu.

Pohjoismaisia kulutusmittaroinnin markkinoita on jo pitkään hallinnut Enermet, [www.enermet.com](http://www.enermet.com). Enermetin 3.7.2006 antaman tiedotteen mukaan heinäkuun 2006 alkuun mennessä Pohjoismaihin oli myyty yhteensä 3 miljoonaa kaukoluettavaa kulutusmittaria, joista Enermet on myynyt 1 miljoonan. Muiden toimittajien osuus on markkinoiden kiihtymisen myötä kasvanut. Suurimmassa Suomessa käynnissä olevassa kulutusmittarointihankkeessa käytetään Iskraemecon GPRS-modeemin sisältäviä mittareita. Ruotsissa Echelon on viime aikoina saanut suuria tilauksia. Muiden toimittajien järjestelmiä ja mittareita on ollut pienemmissä toimituksissa.

## 5 Uudistuvan mittaroinnin luomat mahdollisuudet sähkömarkkinoiden ja kysyntäjoustopon edistämiseksi

### 5.1 Kysynnän joustopon tarpeen kasvu

Suomen sähkömarkkinoilla tullaan tarvitsemaan entistä enemmän hintajoustopoa ja ohjattavuutta, koska

- entistä suurempia sähköntuotantolaitoksia tullaan ottamaan käyttöön
- ennustettavuudeltaan ja ohjattavuudeltaan huonoja hajautettuja sähköntuotantomuotoja otetaan entistä enemmän käyttöön
- riippuvuus sähkön tuonnista kasvaa ainakin ajoittain
- kansainvälisten siirtoyhteyksien lisääminen ja vahvistaminen vie aikaa ja rahaa
- ohjattavaa vesivoimaa on rajallisesti eikä sitä tule oleellisesti lisää
- nopeasti ohjattava fossiilinen tuotanto tulee kalliiksi, haaskaa energiaa ja aiheuttaa päästöjä (käyttöaika on kyllä lyhyt, mutta toistuvat käynnistykset ja pysäytykset, epäedullisessa toimintapisteessä tai tyhjäkäynnillä ajot sekä valmiustilan omakäyttötehot huonontavat lisää jo muutenkin huonoa hyötysuhdetta)
- ohjattavien resurssien keskittyminen liian harvoille osapuolille haittaa kilpailun ja koko sähköjärjestelmän toimivuutta.

Suurteollisuuden ohjattavat resurssit ovat jo pitkälti markkinoiden käytössä tai varattuna kantaverkkoyhtiön kanssa tehdyillä sopimuksilla irtikytettävistä kuormista [Pih 2005], joten pienkohteiden kulutuksen ja tuotannon hintajoustopon ja yleensä ohjauksen mahdollisuudet haluttaisiin käyttöön. Erityisesti varaavat sähkölämmityskuormat olisivat ohjattavuudeltaan erinomaisia, jos toteutuskustannukset saataisiin riittävän alhaisiksi ja toimintamallit kilpailutilanteessa toimiviksi. Nyt varaavat sähkölämmityskuormat ovat suurelta osin aikaohjauksessa, jonka ongelmaksi on muodostunut se, että sähkömarkkinoiden hintavaihtelut eivät juuri noudata kiinteää aikaohjausrhythmiä ja se, että ohjattavia resursseja tarvitaan reagoimaan yllättäviin tilanteisiin. Pienkohteiden kuormien ohjauksen toteutuskustannukset tulevat kuitenkin verraten korkeiksi ja kohdistuvat enimmäkseen eri osapuolelle kuin hyödyt.

Ohjaustapoja on kahta tyyppiä, jotka ovat suora ohjaus ja hintaohjaus. Suora ohjaus on perinteisempi tapa, joka perustui vanhojen tukkutariffien antamiin insentiiveihin. Kilpailuilla markkinoilla sen kehittäminen vaatii uusien toimintamallien kehittämistä. Hintaohjaus puolestaan liittyy luontevammin ja suoraviivaisemmin sähkömarkkinoiden toimintaperiaatteisiin ja mekanismeihin. Sähkömarkkinoiden avaaminen kilpailulle ja monopoliliiketoimintojen eriyttäminen kilpailun alaisista toiminnoista ovat tehneet

pienkuormien ohjausliiketoiminnan toteuttamisesta kuitenkin hankalaa, koska edut ja kustannukset jakautuvat nyt epätasaisesti isolle joukolle toimijoita.

Suomessa sähkömarkkina-asetuksen muutos 27.12.2004 teki pienkuormien markkinaehtoisesta ohjauksesta käytännössä toimitusvelvollisen myyjän monopolin. Tämä johtuu siitä, että 3x63A ja sitä pienempien asiakkaiden taseselvitys on aina tehtävä tyyppi-kuormituskäyrien perusteella, jollei kyseessä ole toimitusvelvollisen myyjän asiakas. Näin ollen kaikki pienkohteiden kuormienohjauksen vaikutukset menevät toimitusvelvollisen myyjän taseeseen ja sitä kautta sen hyödyksi.

Kuormien ohjausta varten ei yleensä kannata toteuttaa omaa erillistä järjestelmää, vaan se kannattaa toteuttaa osana jotakin muuta järjestelmää, tyypillisesti kulutusmittarointijärjestelmää. Niinpä kysynnän ohjaus perustuu hyvin usein kaksisuuntaisella tiedonsiirrolla varustettuihin kulutusmittareihin. Ohjaussignaalit on saatava perille kohteeseen ja ohjauksien vaikutukset kulutukseen on voitava todeta. Paras tapa kuormien ohjauksen vaikutusten todentamiseen on tallentaa kohteen teho muutaman minuutin aikaerottelulla. Sähkömarkkinoiden aika-askelen mukainen aikaerottelu on minimivaatimus.

## 5.2 Hintaohjaus

Sähkön käytön markkinahintoihin pohjautuvan hintaohjauksen toteuttaminen edellyttää hintatietoa, tuntimittausta ja sitä, että asiakkaan automaatiojärjestelmään saadaan tosiajassa tehotieto. Suomessa verkkoyhtiöiden tuntimittauksesta ja tehotiedosta veloittamat kustannukset ovat edelleen usein jopa suuremmat kuin pienasiakkaan hintaohjauksesta odotettavissa olevat hyödyt. Tästä voidaan vetää kaksi johtopäätöstä. Ensinnäkin hintaohjauksen ohella on syytä ottaa huomioon esimerkiksi mittaustietojen paremmasta saatavuudesta energiansäästötoimenpiteiden tehostumisen kautta tuomat hyödyt, jotka voivat olla samaa suuruusluokkaa tai jopa selvästi suurempia kuin pelkän hintaohjauksen hyödyt. Toisaalta verkkoyhtiöiden mittauspäalvelujen hinnat ovat alan mittaroinnin monopoliasemasta ja tehottomuudesta sekä vanhojen ratkaisujen painolastista ja vaatimusten epäyhtenäisyydestä johtuen vielä varsin korkeita Suomessa.

Kesällä 2006 tilanne oli se, että tuntimittaus ja pulssiliitäntä ensimmäisen kolmen vuoden aikana joidenkin verkkoyhtiöiden mittauspäalveluhinnastojen mukaan aiheuttaisivat kohteelle, eli asiakkaalle, lisäkustannuksia jopa lähes 1000 €, josta noin kolmasosa muodostuisi pulssitiedon annosta. Taulukoiden 20 – 22 mukaan laajamittainen kaukoluvun toteutus maksaa Suomessa 10 – 50 €/vuodessa 15 vuoden pitoajalla. Viitteessä [Ger 2006] todetaan, että älykkään mittaroinnin investointikustannukset vaihtelevat tapauksittain ja arvioi sen olevan mittaria kohti mittarin osalta 80 € ja asennuksen osalta 40 €. Kyseisessä viitteessä ei mainita käyttökustannuksia, jotka lienevät suuruusluokaltaan 10 €/vuodessa, eikä järjestelmäkustannuksia. Viitteen [DOE 2006] mukaan Yhdysvalloissa täysimittakaavaisen kaukoluetavan tuntimittautustoteutuksen hinnaksi tulee nyt noin \$100 mittaria kohti, johon päälle on lisättävä samalla tarvittavat parannusinvestoinnit laskutus- ja asiakastietojärjestelmiin.

Fortum Sweden on kertonut maksavansa 10 vuoden täydestä mittarointipalvelusta noin 240 miljoonaa €, joka tekee hiukan alle 290 €/kutakin noin 835 000 mittauspistettä kohti.

Italian ENEL on kertonut [Rog 2006], että sen vuonna 2006 valmistuvan 30,1 miljoonaa asennettua mittaria kattavan mittarointi- ja kuormanohjausjärjestelmän kokonaisinvestointi asennettuna oli vain noin 2 miljardia € eli noin 70 €/mittaria kohti. Tosin Suomessa olosuhteista ja yleisesti korkeasta kustannustasosta johtuen lienee varsin vaikea muutenkaan päästä edes lähelle esimerkiksi Espanjan tai Italian kustannustasoa mittausspalveluissa. Merkille pantavaa on myös se, että esimerkiksi rakennuksen energianhallinnan tarvitsemat lämpötilamittaukset saadaan jo nyt hyvin halvalla verrattuna sähkön kulutusmittaustietoihin ja kustannustason odotetaan edelleen laskevan langattomien antureiden koon pienentyessä ja valmistusmäärien kasvaessa. Kuitenkin tarvittavat tiedot ovat sähkömittarissa olemassa ja vain niiden siirto ja hallinta aiheuttavat lisäkustannuksia.

Hintaohjaukseen liittyvien mittaroinnin lisäkustannusten voidaan myös olettaa pysyvän Suomessa pitkään korkeina, koska viime aikoina on asennettu paljon sellaisiakin etäluettavia mittareita, joissa hintaohjauksen ja energiansäästön tarvitsema paikallinen tiedonsiirtomahdollisuus on jätetty pois vaatimusmäärittelyistä. Jo asennettujen uusien mittareiden vaihtaminen nopeasti tulee liian kalliiksi verrattuna hintaohjauksella saavutettavissa oleviin hyötyihin, joten jo tehdyt ratkaisut vaikuttavat vielä pitkään.

Hintaohjauksen hyötymahdollisuudet riippuvat voimakkaasti markkinahinnoista ja sääolosuhteista. Simulointien [Kop 2006] mukaan olisi talvella 2005/2006 tyypillisissä varaavalla sähkölämmityksellä varustetuissa muutamissa tyypillisissä pienkohteissa automaattisella spot-hintaan sidotulla optimaalisella ohjauksella saavutettu hyötyä noin 50 – 80 € verrattuna kaksiaikaohjaukseen. Kyseiset simulointikohteet olivat rivitaloalue ja omakotitalo. Sähkön käyttäjän toimenpiteillä olisi mahdollista hyötyä jonkin verran lisää hintavaihteluista, mutta yleensä käyttäjät eivät juuri reagoi hintoihin. Yllättävien hintavaihtelujen odotetaan lisääntyvän ja siten myös mahdollisten kysynnän hallinnan hyötyjen.

Mittarointiin liittyvien kustannusten lisäksi pienkohteiden hintaohjaukselle on Suomessa muitakin esteitä sekä sähkömarkkinalainsäädäntöön että rakennusautomaatioon liittyen [Kop 2006b]. Kestänee vielä kauan ennen kuin nuo esteet saadaan poistettua, joten on syytä tarkastella vaihtoehtoisia ratkaisuja hintajoustopäätösten lisäämiseksi. Näitä ovat suoran kuormienohjauksen menetelmät.

### 5.3 Suora kuormien ohjaus

Kaksisuuntaisella tiedonsiirrolla varustettuihin kulutusmittareissa on usein ainakin yksi on-off lähtö suoraa kuormien ohjausta varten. Kuormanohjausmahdollisuudet voitaisiin kuitenkin hyödyntää tarkemmin, jos lähtöjä olisi vähintään kaksi, jolloin voitaisiin ohjata erikseen suoraa ja varaavaa lämmitystä. Myös suoran kuorman ohjauksen vaikutukset on voitava todentaa ja ennustusta varten myös mallintaa. Joillakin alueilla nämä voidaan tehdä riittävän hyvin pelkistä sähköasematason tehomittauksista, mutta yleisesti ottaen tarvitaan kohdekohtaista tuntitehojen mittausta tai sitäkin tarkempaa aikaerottelua.

Suoran kuormienohjauksen tekee houkuttelevaksi se, että verkkoyhtiöissä on vielä olemassa siihen soveltuvia järjestelmiä, jotka olisivat kohtalaisen helposti otettavissa käyttöön. Nämä järjestelmät perustuvat pääosin verkkokäskyohjaukseen tai Melko-

järjestelmiin, vaikka joitakin uudempiakin on käytössä (Taulukot 7 ja 8). Yleisesti ottaen näitä järjestelmiä ei ole juuri käytetty sähkömarkkinoiden avautumisen jälkeen. Toisin muutamit verkkoyhtiöt käyttivät talvella 2006 suoran kuormienohjauksen järjestelmään kulutuksen siirtämiseen pois suurimpien hintahuippujen ajalta. Verkkokäskyohjausta käytetään nykyisin pääasiassa ohjaamaan 2-aikakuluttajien 2-aikaohjauksessa olevia kuormia. Näiden osalta tekniikka on siis jo toteutettuna ja kuormien tarpeenmukaisen ohjauksen esteinä ovat lähinnä sähkömarkkinoiden eriyttäminen, pelisäännöt ja nykyiset sopimukset sekä uusien toimintamallien puute.

Olisi tärkeää, että uudet kulutusmittarit ja järjestelmät ovat sellaisia, että niillä voidaan tarvittaessa toteuttaa etäohjattu aikaohjaus ja suora kuormien ohjaus. Nykyisin voidaan GPRS-verkon kautta toteuttaa verkkokäskyohjausta vastaava toiminnallisuus, jossa ohjaussignaali saadaan riittävän yhdenaikaisesti hyvin moneen kohteeseen. Perinteisiä auki soitettavia puhelinyhteyksiä käytettäessä laajamittainen kuormien ohjaus ei ollut käytännössä mahdollista.

## 5.4 Energian säästö

Nopea palautetieto sähkön kulutuksesta ja sen vaihteluista auttaa säästämään huomattavasti energiaa. Palautteen nopeus on tärkeää seuraavista syistä. 1) Kun toimenpiteiden välitön vaikutus nähdään heti, on kokeileminen, virittäminen ja vertailu verraten nopeaa ja helppoa. Jos palaute tulee vasta viikkojen päästä, on samojen asioiden tekeminen moninkertaisesti hitaampaa, työläämpää ja kalliimpaa. 2) Suurin energian käyttö ja siten myös monet säästömahdollisuudet keskittyvät melko lyhyelle ajalle vuodesta. Hidas palautetieto ei ehdi vaikuttaa saman talven kulutukseen. Viikkojen viive palautetiedon saannissa johtaa siis helposti energiansäästön toteuttamisessa vuosien viiveeseen tai peräti siihen että toimenpiteet jäävät tekemättä. 3) osa energian haaskauksesta on luonteeltaan tilapäistä joten myöhässä tuleva palaute ei ehdi vaikuttaa siihen.

Esimerkiksi seuraavanlaisia energian haaskausta aiheuttavia ongelmia voi esiintyä:

- säätöpiirit ja ohjauslogiikat ovat virheellisesti toteutettuja tai viritettyjä
- aikaohjaukset ovat vikaantuneet tai unohtuneet pois päältä (lämmitys, ilmastointi jne.)
- suuri laitteiden tyhjäkäyntikulutus
- ikkunoita tai ovia unohtuu tilapäisesti auki
- kuumavesiverkoston hana vuotaa
- vanhat hyötysuhteiltaan huonot kylmälaitteet
- hehkulamput pitempää palavissa valaisimissa
- samaan tilaan kohdistuvat lämmitys ja jäähditys ovat päällä yhtä aikaa

Tunnin tai huonommalla aikaerottelulla mitatuista tehotiedoista on joidenkin ongelmien havaitseminen vaikeaa ja epävarmaa. Ajoitukseen, käyntijaksoihin ja tyhjäkäyntikulukseen liittyvät asiat ovat nopeammin ja tarkemmin havaittavissa minuuttitasoisen tehotiedoista.



Eurooppalainen energiapalveludirektiivi (2006/32/EY, Artikla 13) edellyttää, sikäli kun on teknisesti mahdollista, taloudellisesti järkevää ja suhteessa mahdolliseen energiansäästöön, että loppuasiakkaat saavat mittareita uusittaessa kilpailukykyisesti hinnoitellut mittarit, jotka antavat tarkan kuvan asiakkaan todellisesta energiankulutuksesta ja kulutuksen todellisesta ajoituksesta. Uusiin tai pääosin uudistettuihin rakennuksiin tulee tällainen mittari aina laittaa. Direktiivi ei kuitenkaan kerro vaatimuksia aikaerottelun tarkkuudelle eikä sille miten nopeasti tiedot tulee saada.

## 6 Yhtenäisten vaatimusten ja standardoinnin tarpeen analysointi

### 6.1 Yhtenäisten vaatimusten hyötyjä

Mittaroinnista vastaavat yhtiöt, joita Suomessa ovat sähkönjakeluverkkoyhtiöt, asettavat hankkimilleen kaukoluettaville mittareille omia vaatimusmäärittelyjä, joissa usein karsitaan kyseisen yhtiön kannalta sillä hetkellä turhilta näyttäviä ominaisuuksia pois. Myös eri maiden välillä on eroja niissä voimassa olevissa kaukoluettavia mittareita koskevilla vaatimuksilla ja suosituksilla.

Nämä epäyhtenäiset mittarivaatimukset pirstovat markkinat niin pieniksi, että mittarit tulevat ominaisuuksiinsa nähden kalliiksi, kun massatuotannon etuihin ei päästä ja kun kilpailuttamisen edellytykset jäävät huonoiksi. Ominaisuuksiltaan hyvinkin monipuolinen suurina määrinä myytävä mittari tulee paljon halvemmaksi kuin räätälöity yksinkertaisempi mittari. Tulisi siis pyrkiä määrittelemään mittareita, jotka kattavat laajan joukon käyttötarkoituksia ja markkina-alueita. Ominaisuuksien karsiminen minimiin ei kannata.

Pitemmän päälle vielä suurempi ongelma on se, että mittausjärjestelmiin tukeutuvien uusien sovellusten kehittämisen ja tuotteistamisen edellytykset ovat huonot, kun mahdolliset toiminnot ja rajapinnat eroavat verkkoyhtiöstä toiseen. Tämän ymmärtäminen on ollut hidasta Suomessa. Erityisesti pienten ja keskisuurten verkkoyhtiöiden kannattaisi pyrkiä yhtenäisiin ylikansallisiin tulevaisuudenkin tarpeet kattaviin vaatimuksiin ennen suurien investointien tekoa. Myös yritysten tai toimintojen yhdistäminen sekä toimintojen ulkoistaminen ja kehittäminen ovat kalliimpia, kun järjestelmät ja niillä toteutettavissa olevat toiminnot ovat toisistaan poikkeavia ja ominaisuuksiltaan rajoittuneita.

Valmistajakohtaisten protokollien käyttö tulee verkkoyhtiölle kalliiksi ja riskialttiiksi. Rinnakkaisia järjestelmiä joudutaan opettelemaan, hankkimaan, liittämään ja ylläpitämään. Toimittajien kilpailuttaminen on vaikeaa. Mahdolliset muutokset on teetettävä moneen järjestelmään. Ylläpidettävyyden ja laajennettavuuden voi loppua kokonaan, kun protokollan omistava yritys poistuu markkinoilta.

Yhtenäisiä vaatimuksia kaivataan erityisesti mittareiden liitännöille sekä toiminnallisuuden että tiedonsiirtoprotokollien osalta. Useimmat varteenotettavat mittarivalmistajat tekevät mittareita, jotka noudattavat Eurooppalaista avointa mittarinlukustandardia IEC-62056 (COSEM/ Distribution Line Message Specification, DLMS). Valmistajavetoinen standardointi on kuitenkin johtanut siihen, että DLMS-mittareissa vain perusominaisuudet ovat olleet avoimia ja monet valmistajat ovat tehneet esimerkiksi sähkön laatuun liittyvät ominaisuudet täysin suljettuina eli niiden osalta käytetty protokolla kyllä noudattaa muutoin DLMS-periaatteita mutta kukaan muu kuin valmistaja ei saa kyseisiä

protokollapiirteitä käyttää. Toinen, mutta jo poistumassa oleva ongelma on se, että DLMS-mittarit ovat olleet liian kalliita pienasiakkaiden käyttöön.

Pohjois-Amerikassa on oma mittarinlukustandardinsa, joka on käytännössä jonkin verran laajemmin avoin. Tosin sielläkin mittarointijärjestelmän ostajan on ymmärrettävä hankintaa tehdessään vaatia, että saa kaikki protokollan piirteet vapaasti käyttöönsä täydellisesti dokumentoituna. Euroopassa avoimien mittarinlukustandardien tilanne on siis jossakin määrin Pohjois-Amerikkaa enemmän esteenä avoimelle kilpailulle ja uusien mittareita hyödyntävien sovellusten kehittämiseksi.

Vahvasti liiketalouskeskeinen ja lyhytnäköinen ajattelu yhdistettynä monopoliasemaan saattaa johtaa teknisesti epätarkoituksenmukaisiin ja kalliisiin ratkaisuihin, jotka eivät ole asiakkaalle eivätkä yhteiskunnalle edullisia eivätkä myöskään pitemmän päälle luo liiketoimintoja, jotka olisivat edes monopolin tukemina kilpailukykyisiä avoimilla palvelumarkkinoilla. Asiakas joutuu mittarointimaksuissaan ja verkkotariffissaan maksamaan näitäkin erehdyksiä, koska verkkomonopolin tariffien tiukka viranomaisvalvonta on vaikeaa ja voi johtaa asiakkaan kannalta vielä isompiin ongelmiin ja kustannuksiin. Helppoa ja ongelmatonta vaihtoehtoa ei liene, koska mittaroinnin eriyttäminen kilpailuksi liiketoiminnaksi sisältäisi sekin omat haasteensa ja ongelmansa. Toimintoja ja rajapintoja koskevilla minimivaatimuksilla on tärkeä merkitys kustannustehokkaan mittaroinnin infrastruktuurin synnyttämisessä.

## 6.2 Kulutusmittauksien tiedonsiirron esitysmuotoihin liittyviä standardeja

### 6.2.1 Mittarin ja lukujärjestelmän välillä

Kulutusmittarien etäluvussa nyt yleisimmin käytettyjä avoimia tiedonsiirtoprotokollia lienevät standardit IEC-62056 ja IEEE P1377 sekä LonMark profiilit. Joidenkin mittarinvalmistajien verkkosivuilta löytyy näiden lisäksi myös mainintoja standardeihin IEC 62052, IEC 62054, IEC 61010 ja IEC 61334. Lisäksi niiden mittareiden jotka käyttävät pienjänniteverkkoa tiedonsiirtoon on syytä noudattaa CENELEC EN 50065 standardia. Eniten kiinnostavat protokollat, jotka sisältävät sovellusolioiden määrittelyn ja jäsentelyn mieluiten omana erillisenä ja muista kerroksista riippumattomana kerroksena.

IEC-62056-21 eli IEC-61107

Määrittää vain muistialueen siirron, ei sitä, miten asiat muistialueella esitetään.

IEC-62056-46 Data Link Layer using HDLC protocol

Euroopassa käytetyn DLMS protokollan ylemmän tason yhteyskerros.

IEC-62056-53 COSEM Application Layer

Euroopassa käytetyn DLMS protokollan sovelluskerros

## IEC-62056-61 Object identification System OBIS

Määrittää identifiointikoodit mittausdatan yksikäsitteistä identifiointia varten. Käytetään sekä DLMS että IEC 61107 protokollien kanssa.

## IEC-62056-62 Interface Classes

Euroopassa käytetyn DLMS protokollan rajapintaluokkien määrittely. Koskee sitä miten mittari näkyy tiedonsiirtoyhteyden takaa.

## IEEE P1377-1997 IEEE standard for utility industry end device data tables

Sama kuin amerikkalainen standardi ANSI C12.19 Käytetään Pohjois-Amerikassa tiedonsiirrossa kaukoluettavien mittareiden kanssa ja sen käyttö on esimerkiksi Kanadassa ollut jo pitkään pakollista.

## LonMark Functional Profiles:

Echelonin oman LonWorks protokollan päällä toimiva avoin esitysmuoto. Kulutusmittareiden lukua varten on profiilit Utility Meter ja Utility Data Logger Register. LonWorks:in kerrosmallin puutteellisuudesta johtuen joudutaan sen kanssa käyttämään sille omia sovellustason määrittelyjä, koska tekniikkariippumattomien sovelluskerrosten käyttäminen on tehotonta.

## 6.2.2 Mittaustietojen siirto eri järjestelmien välillä

Eri järjestelmien väliseen tiedonsiirtoon on useita protokollastandardeja, joilla kullakin on omat puutteensa ja vahvuutensa. Parasta olisi olla yksi yhteinen ja riittävän monikäyttöinen esitysmuoto. Tähän ei luultavasti kuitenkaan päästä, koska kunkin alueen kehittäjät haluavat kehittää ratkaisujaan vain omista lähtökohdistaan ja uusimatta kerralla reippaasti tietojen jäsentelyä. Silti on paljon parempi käyttää yleisesti tunnettuja ja laajalti käytettyjä standardeja kuin valmistajakohtaisia protokollia.

## EDIEL (UN EDIFACT)

sähkökaupan toimijoiden välillä, jäykkä, kryptinen ja maksullinen. Vaatii erityisen EDIEL-palvelimen.

## XML versiot EDIEL:istä

luettavampia, helpommin siirrettäviä ja ylläpidettäviä kuin EDIEL. EDIEL:istä kopiointi on kuitenkin tuo-

nut tarpeettomasti EDIEL:in jäykkyyttä. Esimerkiksi ebIX (Energy Business Information Exchange) on XML esitysmuoto, joka sisältää EDIEL:iin pohjautuvia sanomia.

#### ODEL v.2 / GS2

eri tietojärjestelmien välillä sekä sähköyhtiön ja asiakkaan välisessä tiedonsiirrossa, ODEL v.2 on tehty niin, että mittautustietoja siirtäville EDIELsanomille on vastineet ja konversio on suoraviivaista ja valmiina saatavissa. Oliomallin suunnittelu voisi olla parempi, jolloin oliopohjaisuuden edut saavutettaisiin paremmin.

## 7 Yli 3 x 63 A kuluttajien mittarointi

Yli 3 x 63 A (pääsulakkeen koko) kuluttajien tilannetta selvitettiin vuoden 2003 lopussa jakeluverkkoyhtiöihin tehdyllä suppealla otantatutkimuksella [Sep 2004]. Tämän otantatutkimuksen mukaan yli 63 A käyttöpaikkoja oli noin 54 000, joista tuntimitattuja oli noin 27 000 kpl. Näiden 54 000:n käyttöpaikan yhteenlaskettu energia-arvio oli noin 6000 GWh.

Tässä selvityksessä tehdyn kyselyn mukaan kyselyyn vastanneiden yhtiöiden yli 3 x 63 A asiakkaista oli vuonna 2005 tuntiluennan piirissä noin 40 % eli noin 30 700 kpl ja ilman tuntiluentaa vastaavasti 60 % eli 47 600 asiakasta (taulukko 5). Näissä luvuissa oli mukana 82 % Suomen sähkökäyttäjistä. Laajentamalla luvut koskemaan koko Suomea yli 63 A sähkökäyttäjiä arvioidaan olevan noin 98 500, joista 37 500 on tuntiluennan piirissä ja 58 000 ilman tuntiluentaa.

18 jakeluverkkoyhtiöltä (29 % Suomen yhteenlasketusta asiakasmäärästä) saatiin sähköenergian kulutusarvioita koskien yli 63 A sähkökäyttäjiä (taulukko 6). Näistä tuntiluennan piirissä olevien 11 000 sähkökäyttäjän yhteenlaskettu vuosikulutus oli 4800 GWh (440 MWh/kulutuskohte) ja ilman tuntiluentaa olevien 30600 sähkökäyttäjän yhteenlaskettu vuosikulutus 1000 GWh (33 MWh/kulutuskohte).

Laajentamalla edellä mainitut kulutusluvut koskemaan kaikkia tuntiluennan piirissä olevia yli 3 x 63 A sähkökäyttäjiä (37 500 kpl) saadaan kulutetuksi vuosienergiaksi 16 300 GWh ja ilman tuntiluentaa olevien (58 000 kpl) vuosisähköenergiaksi 1900 GWh. Tämän selvityksen mukaan suuremmat sähkökäyttäjät ovat jo tuntiluennan piirissä, ja jäljellä olevien vuosikulutus on verrattain pieni.

Jakeluyhtiöiden suunnitelmia asentaa tuntimittaus tulevaisuudessa jäljelle oleville yli 3 x 63 A asiakkaille selvitettiin kirjallisen kyselyn lisäksi puhelintiedusteluilla, jolloin otantaan saatiin 40 jakeluverkkoyhtiötä ja 84 % Suomen sähkökäyttöpaikoista (kuva 2). Tuloksen mukaan 26 yhtiötä (65 %) asentaa tuntimittauksen kaikille vuoteen 2016 mennessä. Kaikkiaan 9 yhtiötä ei aio asentaa tuntimittausta ja lopuilla viidellä ei vielä ollut tehty päätöstä ajankohdasta. Kyselyistä kävi selville, että yhtiöt ovat valmiit asentamaan tuntimittauksen heti, kun asiakas sitä pyytää.

Pulssinanto asiakkaan laitteisiin, esimerkiksi rakennusautomaatiojärjestelmään oli mahdollista yli puolella kyselyyn vastanneista yhtiöistä. Osa yhtiöistä ei veloittanut asiakasta tästä palvelusta, osa peri asennuskustannuksia vaihdellen välillä 100...200 €

## 8 Kustannusten ja hyötyjen arviointi

### 8.1 Näkemyksiä älykkään mittaroinnin hyödyistä ja kustannuksista

Kohdassa 2.3.3 on käsitelty sähköverkkoyhtiöiden näkemyksiä AMR:n kustannuksista sekä hyödyistä markkinoiden eri toimijoille mukaan lukien jakeluverkkoyhtiöt, sähkönmyyjät, kuluttajat sekä kantaverkko/järjestelmävastaava.

Yleisinä hyötyinä kysyntäjoustopuutosta voidaan todeta mm. markkinahintojen aleneminen erityisesti huippukulutuksen aikaan, suurten tuottajien markkinavoiman pienentäminen ja sähköjärjestelmäkapasiteetin aiempaa tehokkaampi hyväksikäyttö. Muun muassa Ranskassa ja Italiassa sekä monissa osavaltioissa Yhdysvalloissa, kysynnän hallinnan ja kuormien ohjauksen avulla on korvattu huomattavia investointeja huippuvoimaan ja pyörivään reserviin: rahaa on säästynyt ja samalla primäärienergian käyttöä ja päästöjä on hieman vältetty.

Kaliforniassa on raportoitu sähkön hankinnassa saadun säästöjä jopa \$1000 leikattua kW kohti (katso esimerkiksi [www.energy.ca.gov/enhancedautomation/case\\_studies](http://www.energy.ca.gov/enhancedautomation/case_studies)). Toisaalta U.S. Department of Energy [DOE 2006] on tarkastellut valikoituja laajamittaisia kysynnän hallinnan raportoituja tapauksia ja päätyttyyn siihen, että kysynnän jouston normalisoitu hyöty on ollut välillä \$0.50 ja \$2 vuodessa järjestelmän tehohuipun kW kohti. Sitä paljonko tehohuippu pieneni ei kerrottu. Tulokset oli normalisoitu siten, että 10% kuormasta olisi ollut kysynnän jouston piirissä. Kaliforniassa sähköntuotantokapasiteettia ei ole riittävästi, mutta keskimäärin Yhdysvalloissa lienee jopa ylikapasiteettia.

Kuormien ohjauksella voidaan joskus korvata investointi kaasuturbiiniin, jonka kustannukset lienevät suuruusluokkaa 500€/ kW. Ranskassa, Italiassa ja Floridassa kuormienohjausinvestoinneilla korvattu voimalaitosinvestointeja. Edellä mainitussa raportissa [DOE 2006] todetaan, että vertikaalisesti integroidut sähköyhtiöt tyypillisesti arvioivat kuormanohjausinvestointien hyötyjä pitemmällä tähtäimellä ja vertaamalla vaihtoehtoihin investointeihin, mutta kilpailluilla sähkömarkkinoilla toimivat yritykset tarkastelevat asiaa lyhytnäköisemmin sähkömarkkinoiden toteutuneiden hintojen kautta. Hyödyt riippuvat kyseisen sähköjärjestelmän sähköntuotantorakenteesta ja sekä tuotannon että ohjattavien resurssien kulloisestakin tarpeesta.

Esitelmässä [Rog 2006] kerrottiin Enelin kokemuksen pohjalta kaksisuuntaisella tiedonsiirrolla varustettujen älykkäiden mittareiden suuressa mittakaavassa tehdyn hankinnan tuovan kustannussäästöjä seuraavilla tavoilla:

- laajan mittakaavan ja hyvin suppean mittarivalikoiman ansiosta hankinnan, ylläpidon, korjausten, varastoinnin, kuljetusten, asennusten ja palautusten kustannukset saatiin pienemmiksi

- kytkentäkäynnit jäävät pois, koska mittareissa on etäkytkentäominaisuus
- mittarinluentakäynnit jäävät pois
- mittarin sopimusparametreja voidaan muuttaa käymättä mittarin luona, esimerkiksi mikä on tehoraja ja katkaistaanko sen ylityksestä sähkö heti tai varoituksen jälkeen vai käytetäänkö tehorajan ylittävälle kulutukselle omaa hintaa
- laskutus yksinkertaistuu (Arviointilaskutus ja korjauslaskutus korvataan todelliseen kulutukseen perustuvalla laskutuksella.)
- maksamatta jäävien laskujen määrä vähenee
- asiakaspalvelu tehostuu ja paranee, koska asiakaspalvelija heti näkee kyseisen mittauspisteen tilanteen tietojärjestelmästä
- mittareiden oikean toiminnan verifiointi ja seuranta tehostuu
- sähkövarkaudet, mittariviat ja jotkut verkostoviat havaitaan nopeasti ja niihin puuttuminen nopeutuu joten laskuttamatta jäävän sähkön määrä vähenee; verraataan jatkuvasti ala-aseman syöttämää energiaa asiakkaiden saamaan energiaan
- sähkötaseet tiedetään nopeammin ja tarkemmin
- asiakkaan kokemat jännitekeskeytykset saadaan seurantaan

Mittarit luetaan Italiassa kaksi kertaa kuukaudessa. Aikaisemmin toisessa yhteydessä ENEL:in edustaja on kertonut, että hankkeeseen on suunniteltu kuluvan noin 3 miljardia € siitä odotetaan hyötyjä 5 miljardia € ja että hyödyistä merkittävä osa tulisi siitä, että kysynnän hallinnan ansiosta vältetään muita investointeja huippuvoimaan ja häiriöreserveihin.

Etäluettavasta mittaroinnista on muitakin hyötyjä, kuten:

- tasesähkön tarve vähenee [Nor 2006]
- jakeluverkon kuormitustila tiedetään tarkemmin
- voi auttaa ratkaisemaan pienjänniteasiakkaiden kysynnän hallintaan liittyviä kustannushaasteita [Arc 2006].

Erään Amerikkalaisen esitelmän [Hou 2006] mukaan kysynnän hallinnan toteuttamisen kustannukset kohdistuvat lähes täysin jakeluverkkoyhtiölle, mutta hyödyistä vain 10 %. Heillä kysynnän hallinnan hyödyistä 60-80 % on kohdistunut sähkön tuotantoon ja 10 – 30 % sähkön siirtoverkkoyhtiöille. Esitelmän mukaan kysynnän hallinnalle pitäisi luoda sertifikaatit ja niille markkinat, koska perinteiset kysynnän hallinnan edistämismenetelmät eivät ole toimineet kilpailulle avatuilla sähkömarkkinoilla. Menettely edellyttää, että ohjausvaikutuksen on oltava todennettavissa.

Mittari voi toimia taloautomaation ja energiapalveluiden yhdyskäytävänä [Vic 2006] [Ger 2006]. Mittarointiin liittyy monia palvelumahdollisuuksia [Wess 2006] kuten:

- automaattinen mittarinluku (sähkö, vesi, lämpö, kaasu ja lämpötila)
- energian ja tehon dynaaminen hinnoittelu (vähittäismyyjä, verkkoyhtiö)



- hälytykset (palo, murto, vesi, tekninen valvonta)
- kuormien yms. kauko-ohjaus
- kotiautomaatio
- jne.

Mittarin asennustyö voi maksaa enemmän kuin älykäs mittari. Niinpä kannattaa asentaa mittareita joiden luona ei tarvitse uudestaan käydä ennen kuin ne poistetaan käytöstä. Mittarien toimintojen on siis oltava muutettavissa tiedonsiirtoyhteyden yli ja niin että laitteistomuutoksia ei jouduta tekemään. Varautuminen tuleviin tarpeisiin ei välttämättä edes aiheuta lisäkustannuksia nyt, mutta tuo pitkän päälle suuret säästöt. [Bru 2006].

## 8.2 Kannattavuusarvioita

### 8.2.1 Mittareiden kaukoluvun kannattavuus

Tarkemmista yhtä jakeluverkkoyhtiötä (Lahti Energia Oy) koskevista sähkömittareiden kaukoluennan kannattavuuslaskelmista on Suomesta kerrottu mm. viitteessä [Kar 2005]. Se perustuu vuoden 2005 hintatasoon, ja siinä todetaan, että sähkömittareiden kaukoluinvestointia ei välttämättä yksistään saada kannattavaksi, jos ei oteta käyttöön sen mahdollistamia lisäpalveluita kuten tuntimittaus, sähkön laadun seuranta, sähkökatkojen rekisteröinti, sähköjen etäkatkaisu, sekä mahdollisesti markkinahintainen sähkö ja erilaiset palveluohjaukset. Sähkömittareiden kaukoluvusta syntyy lisäksi hyötyjä joita ei ole helppo määrittää rahassa, kuten asiakastyytyväisyys ja imagon paraneminen sekä laskutuksen ja asiakaspalvelun tehostuminen.

Jos em. lisäpalveluita ei oteta huomioon, ilman kaukolukua tapahtuva mittarinluku olisi 15 vuoden pitoajalla tullut 19 % edullisemmaksi, kuin kaikki yhtiön asiakkaat kattava automaattinen mittarinluku. Suhteellinen ero on vielä suurempi, jos tarkastellaan vain yksittäisten mittarinlukupiirien siirtymistä kaukolukuun. Oletukset korkokannasta ja tietoliikennekustannuksien kehittymisestä vaikuttavat huomattavasti kyseisiin tuloksiin. Tanskassa suurin piirtein samankokoinen jakeluverkkoyhtiö päätyi samaan aikaan em. laskelmissa mukana olleella järjestelmällä 8 vuoden takaisinmaksuaikaan [Lyk 2006]. Arvioiduissa kustannuksissa ei liene ollut huomattavaa eroa, joten lyhyempi takaisinmaksuaika lienee saatu edellä mainittujen lisäpalveluiden tuomien hyötyjen kautta.

Isommissa yhtiöissä mittarinlukuinvestointien kannattavuus lienee parempi kuin pienissä yhtiöissä. Mittakaavan tuomat kustannusedut ovat huomattavat. Pienetkin yhtiöt voivat saavuttaa mittakaavaetuja esimerkiksi yhteenliittymällä määrittelyssä ja hankinnassa tai ulkoistamalla. Usein yritysostojen seurauksena isoissa yhtiössä voi olla tarpeen yhtenäistää toimintaprosesseja. Kaikkien mittarien etäluku auttaa tätä muutosta, koska se mahdollistaa näiden toimintaprosessien yksinkertaistamisen ja tehostamisen.

Mittareiden hinnat ovat viime aikoina laskeneet ja ominaisuudet parantuneet. Mittarien ominaisuudet ovat myös kehittyneet niin, että asennus ja ylläpito saadaan entistä kus-

tannustehokkaammaksi. Näiden lisäksi myös tietoliikennekustannusten osuus on mittarin elinaikana huomattava. Ratkaisevinta kannattavuudelle lienee kuitenkin se, miten hyvin mittaustiedot ja ohjaustoiminnot saadaan muiden järjestelmien käyttöön.

### 8.2.2 Kuorman ohjauksen hyödyt

Kuorman ohjauksen mahdolliset hyödyt riippuvat siitä, millaisia ohjattavia resursseja korvaamaan sitä käytetään. Se, mitä resursseja kuormien ohjauksella voidaan korvata, riippuu ohjaustavasta. Pääsääntöisesti käyttötarkoitukset ovat toisensa poissulkevia eli tietty ohjattava kuorma ei yleensä voi samanaikaisesti korvata useita eri resursseja. Seuraavassa on esimerkkinä neljä eri käyttötarkoitusta.

1. Kaksiaikaohjaus nykyisessä muodossaan. Talvelle 2005-2006 simuloitujen hyödyt tyypilliselle rivitalo-ohjaukselle olivat noin 40 €/suuruusluokkaa. Hyödyt voisivat olla isommat, jos pelisäännöt sallisivat aikavyöhykkeiden ajoittamisen spot-hintapiikkien mukaisesti.
2. Kuormaa ohjataan spot-markkinoiden hintasignaalin perusteella optimoiden. Suomessa talvelle 2005-2006 hyödyt tyypilliselle varaavaa lämmitystä sisältävälle rivitalo-ohjaukselle olivat simulointien perusteella suuruusluokaltaan noin 100 € EFLOCOM projektin yhteydessä on Tanskassa raportoitu sähkölämmitteisten pientalojen spot-hintaohjauksen kenttäkokeissa saadun hyötyä 80 €/vuodessa sekä sen lisäksi säästetyn 40 € edestä energiaa.
3. Ohjattavaa kuormaa käytetään vähittäiskauppiain tasesähköriskien hallintaan tai jos sitä on riittävästi niin suoraan tasesähkömarkkinoilla. Mahdollisia hyötyjä ei ole arvioitu mutta ne näyttävät olevan samaa suuruusluokkaa kuin edellisessä tapauksessa.
4. Ohjattavaa kuormaa käytetään häiriöreservinä. EMV:n tuoreessa lausunnossa (Dnro 155763/2006) nopeana häiriöreservinä toimivan kaasuturbiinin hinnaksi arvioidaan 50 M€/100 MW eli 500 €/kW ja toisaalta taajuusohjatun häiriöreservin hinnaksi 60 €/kW vuodessa. Ohjattavasta kuormasta saadaan tässä tapauksessa hyötyä vain siltä osin, kuin riittävän nopea ohjattavuus on suurella varmuudella käytettävissä juuri silloin, kun häiriöreserveistä on pulaa.

Kuormanohjausta käytetään myös verkostoinvestointien lykkäämiseen tai välttämiseen. Mahdolliset hyödyt tulevat verkkoyhtiöille ja ne vaihtelevat tapauskohtaisesti niin paljon, että niitä ei voi yleistää.

Ensisijaisesti ohjattavaa kuormaa on noin 600 000 sähkölämmitetyssä pienkohteessa. Kohdetta kohti hyötyjä voisi edellisen perusteella arvioida olevan saatavissa noin 50 – 100 €/vuodessa ja nämä hyödyt eivät kohdistu jakeluverkkoyhtiölle vaan muille sähkömarkkinoiden toimijoille. Kuormien ohjauksen kustannukset riippuvat hyvin vahvasti siitä, ovatko kyseisen ohjaustavan vaatimukset otettu huomioon etäluettavia mittareita hankittaessa. Kuormien ohjauksen ottaminen huomioon mittarin määrittelyissä ei sanottavasti lisää kustannuksia, mutta asentajan ylimääräiset käynnit mittarin luona maksavat

hyötyihin nähden liikaa. Hintaohjausmenetelmät edellyttävät yleensä myös hyvin toimivaa ohjattavan kohteen energianhallinta-automaatiota. Sen toteuttaminen tai korjaaminen ja virittäminen tulevat liian kalliiksi, jotta ne voitaisiin perustella pelkillä hintaohjauksen hyödyillä.

## 9 Yhteenveto ja johtopäätökset

Jakeluverkonhaltijoille lähetetyn kyselyn kirjalliset vastaukset saatiin 35 yhtiöltä, jotka kattavat noin 74% Suomen pienjänniteverkon sähkökäyttäjien lukumäärästä. Kyselyn perusteella mittaroinnin tilanne vuonna 2005 oli seuraava. Tuntimittausmittari oli noin 1% asiakkaista. Muista mittareista noin neljäsosa oli poistoikäisiä. Vuonna 2006 mittareista noin 18% on kaukoluettavia. Vastausten perusteella kaukoluettavia mittareista olisi vuonna 2010 noin 47 % ja vuonna 2015 noin 61 %. Vuonna 2015 kaukoluettavien mittareiden osuus lienee kuitenkin huomattavasti suurempi, koska jotkut yhtiöt kuten Fortum, eivät ole vielä tehneet päätöstä kaukoluentaan siirtymisen aikataulusta. Vastausten mukaan 65% yhtiöistä aikoo asentaa tuntimittauksen kaikille yli 3x63 A asiakkaille vuoteen 2016 mennessä.

Kauko-ohjausjärjestelmiä on käytössä tai käytettävissä useimmilla jakeluverkkoyhtiöillä. Järjestelmiä käytetään pääasiassa tariffiohjaukseen tai tariffipohjaiseen lämpimän käyttöveden ohjaukseen. Kuormien tarpeenmukaista ohjausta on käytetty joissakin harvoissa tapauksissa. Ainakin kolmannes kauko-ohjausjärjestelmien omistajista on joko luopumassa nykyisistä vanhoista VKO- ja Melko-järjestelmistä tai korvaamassa niiden toiminnot uusilla AMR-järjestelmillä.

Eriytetyillä sähkömarkkinoilla kulutusmittaroinnin investoinnit määrittelee ja tekee jakeluverkkoyhtiö, mutta suurin osa investoinnin mahdollisista hyödyistä menee muille osapuolille. Monet näistä hyödyistä voivat jäädä saavuttamatta, kun jakeluverkkoyhtiö yksin määrittelee toteutuksen. Sähkön vähittäiskauppioiden, sähkömarkkinoiden, siirtoverkko- ja järjestelmäoperaattorin, viranomaisten, energiansäästöpalveluiden ja sähköä käyttävän kuluttajan kulutusmittarointiin liittyviä tarpeita ei aina oteta riittävästi huomioon. Kuluttaja kuitenkin viime kädessä maksaa aina investoinnit sekä kokonaisuuden tehottomuuden.

Mielenkiinto on suuntautunut kaukoluentaan siirtymisen nopeuteen ja muut näkökohdat on usein jätetty liian vähälle huomiolle. Mittarien ja mittarointijärjestelmän puuttuvat ominaisuudet voivat kuitenkin aiheuttaa hyvin suuria turhia kustannuksia. Kyselyn vastausten mukaan monet verkkoyhtiöstä eivät pidä asiakkaiden energian hallinnan ja energian säästön tarvitsemia mittarin ominaisuuksia tärkeinä. Kyseisiä ominaisuuksia puuttuu myös joidenkin verkkoyhtiöiden esittämistä määrittelyistä ja uusien kaukoluettavien mittareiden yhteydessä tarjoamista mittauspalveluista. Näin ollen on hyvin mahdollista, että kyseisiä ominaisuuksia puuttuu myös mittareista.

Edellä olevan perusteella on ilmeistä, että AMR-järjestelmille ja niiden mittareille asetettavat vaatimukset vaihtelevat yhtiöittäin. Lisäksi eri maitten osalta mm. Pohjoismaissa vaatimukset vaihtelevat. Niinpä tarvittaisiinkin yleisiä yhteisiä monen valtion kokoisella alueella voimassa olevia vaatimuksia mittarien toiminnallisuuden, rajapintojen ja tiedonsiirtoprotokollien osalta. Markkina-alueen pirstoutuminen eri maiden sisällä jakeluverkkoyhtiöiden kokosiin palasiin lisää kustannuksia ja estää kehitystä.

Parhailleen onkin vireillä kaksi toisiaan täydentävää hanketta, eurooppalainen ESMA ja pohjoismainen AMR Nordic Forum, tavoitteinaan kerätä kokemuksia älykkäistä etäluettavista mittareista ja selventää vaatimuksia.

## Lähdeviitteet

[Ang 2006] Angemeer Michael, Smart Meter Implementation in Ontario, Metering International 2006, issue 2, Sprintelligent, ss. 26-27.

[Bre 2006] Brenneis, Erik. Why GPRS? Simplicity rules AMR. Esitelmä konferenssissa "The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference", 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma.

[Bru 2006] Bruggink Frits. Market liberalisation in Europe - How it drives adoption of smart metering systems. Esitelmä konferenssissa "The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference", 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma.

[DOE 2006] U. S. Departments of Energy. Benefits of demand response on electricity market and recommendations for achieving them, A report to the United States Congress. February 2006. 122 s.

[www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/congress\\_1252d.pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/congress_1252d.pdf)

[EC 2006] Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC.

[EMV 2004] Energiamarkkinavirasto, Tilastot ja lomakkeet, Sähköverkkotoiminnan tunnusluvut vuodelta 2004, Viitattu 2.8.2006. Saatavissa

<http://www.energiamarkkinavirasto.fi>

[ERA 2006] Ramavtal för 1,1 miljoner elmätare, ERA 20.7.2006, [www.era.se](http://www.era.se)

[Ger 2005] Gerwen Rob.J.F, Jaarsma S., Koenis F., Cost Benefit Analysis for Smart Metering, Metering International, issue 4, 2005.

[Ger 2006] Gerwen Rob.J.F, Jaarsma S., Wilhite R., Smart metering, [www.leonardo-energy.org](http://www.leonardo-energy.org), 9 s.

[Gra 2006] Grnade Ove S., Kärkkäinen Seppo, Kofod Casper, Giraud Denise, Nordvik Håvard, EFFLOCOM Energy efficiency and load curve impacts of commercial development in competitive markets, Summary report, 14 s. (saatavissa [www.efflocom.com](http://www.efflocom.com).)

[Hou 2006] Houseman Doug, Monetizing Demand Management. Esitelmä konferenssissa "The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference", 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma.

[Kar 2005] Karkkulainen Toma, Sähkösäätöiden kaukoluennan kannattavuus ja käyttöönotto sähköverkkoyhtiössä, Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 132 s. + liite, 2005

[Kop 2006] Koponen Pekka, Pientalojen varaavan sähkölämmityksen hintaohjauksen simuloidut hyödyt, Tutkimusraportti VTT-R-05475-06, Espoo, 19s.

[Kop 2006b] Koponen Pekka, Kärkkäinen Seppo, Markkinahintasiinaaleihin perustuva pienkuluttajien sähkön käytön ohjaus (MAHIS), Loppuraportti, Luonnos v.03, syyskuu 2006.

[KTM 2004], Sähkömarkkina-asetus 518/1995 muutoksin 451/1997, 438/1998, 182/2004 ja 1174/2004. ( Löytyy mm. verkkosivulta [www.energiamarkkinavirasto.fi](http://www.energiamarkkinavirasto.fi) )

[Kär 2005] Kärkkäinen Seppo, Jalonen Mikko, Koponen Pekka, Pihala Hannu, Morch Andrei Z., Grande Ove S., Saele Hanne, Kofod Casper, Larsson Lennart, Wigren Per. A survey of metering requirements, load profile applications and data systems of electricity retail market in the Nordic countries. VTT Project Report PRO3/P304906. 30.12.2005.

[Ofg 2006] Domestic Metering Innovation, Consultation Document, Ofgem (UK), February 1, 2006.

[Nor 2006] Nordgren Erik, Project AMR – Automated Meter Reading, Esitelmä konferenssissa “The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference”, 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma.

[Näs 2006] Näslund Göran, GPRS – The killer bearer for AMR, Esitelmä konferenssissa “The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference”, 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma

[Pih 2005] Pihala Hannu, Farin Juho, Kärkkäinen Seppo, Sähkön kysyntäjoustopotentiaalikartoitus teollisuudessa. VTT Projektiraportti PRO3/P3017/05. 31.8.2005, 29 s + liite

[Rau 2005] Rautiainen Teemu, Analyysi pakotetusta diffuusiosta: Automaattisen mittarinluennan leviäminen Ruotsin ja Suomen sähkömarkkinoilla, Tampereen teknillinen yliopisto, tuotantotalouden osasto, Tampere 2005.

[Reu 2006] Reuschel Jörg, Smart metering in the newly regulated German metering market. Esitelmä konferenssissa “The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference”, 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma.

[Rog 2006] Rogai Sergio, ENEL Telegestore Project. Esitelmä konferenssissa “The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference”, 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma.

[Sep 2004] Seppälä Anssi, Tuntimittausvelvoitteen laajentamisen vaikutus sähkömarkkinoihin ja tyyppikäyrämenettelyyn, Helsinki 2004.

[Wik 2006], Vikelgaard Henrik, Automated Meter Management, Customer/User? Salesman? Innovator! Esitelmä konferenssissa “The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference”, 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma

[Wes 2006] Westby Oddleif, Espnes Tor. The AMR value chain. Esitelmä konferenssissa "The 2nd annual European Utilities Intelligent Metering Conference", 8-9 kesäkuuta 2006 Tukholma.



# Liite 1

## Kyselylomake

### Sähköyhtiön tiedot

Jakeluverkko-yhtiön nimi:

Osoite:  postitoimipaikka

Vastaajan nimi:

Vastaajan puh.nro:

Vastaajan e-mail osoite:

### Yleiskysely

#### Pienkuluttajien sulakekoot, sähköenergiankulutus ja kaukoluettavuus vuonna 2005

	1-vaihekuluttajat 25 A / 35 A	3-vaihekuluttajat 25 A	35 A	50 A	63 A	yhteensä
Lukumäärä kpl						0
Kuluttettu sähköenergia (MWh/a)						0
Kaukoluettavissa kpl						0
Lisätiedot:	<input type="text"/>					

#### Sähköenergian mittalaitekanta vuonna 2005

	Lukumäärä (kpl)	Poistokäisiä (kpl)
1-aikamittaus, 1-vaihe		
1-aikamittaus, 3-vaihe		
moniaikamittarit vain kello-ohjauksella		
moniaikamittarit kauko-ohjauksella		
Tuntimittausmittarit & keruupääte		
Lisätiedot:	<input type="text"/>	

#### Pienkuluttajien mittarinluenta vuonna 2005

	Lukumäärä (kpl)	Luentataajuus (kpl/vuosi)
Luentatapahatuma		
Manuaaliset luennat		
Kaukoluett		
Asiakkaan ilmoittamat		
Asiakkaan vaihdot		
Lisätiedot:	<input type="text"/>	

#### Yli 63 A asiakkaiden tuntiluennan tilanne vuosina 2005 ja 2006

	Lukumäärä v. 2005 (kpl)	Lukumäärä v. 2006 (kpl)	Sähköenergia v. 2005 (MWh/a)
Tuntiluennan piirissä			
Ilman tuntiluennaa			
Sulakekoko mahdollista pienentää 63 A:ksi			
Suunnitelmassa kaikille yli 63 A tuntimittaus:	Kyllä/ei		Mihin mennessä (v.)
Pulsianto asiakkaan laitteisiin (tai muu tehoteleto reaaliajassa)	Mahdollista (kyllä/ei)		Hinta asiakkaalle
Lisätiedot:	<input type="text"/>		

#### Kuormienohjauslaitteistot ja niiden käyttö

	Järjestelmä1	Asiakasmäärä	Käytetty viimeksi?	Ohjauksen piirissä oleva sähköteho (kW)
Määrittele järjestelmä/järjestelmät: (esim. VKO, MELKO, ...)	Järjestelmä1 <input type="text"/>	Asiakasmäärä <input type="text"/>	Käytetty viimeksi? <input type="text"/>	Ohjauksen piirissä oleva sähköteho (kW) <input type="text"/>
	Järjestelmä2 <input type="text"/>	Asiakasmäärä <input type="text"/>	Käytetty viimeksi? <input type="text"/>	Ohjauksen piirissä oleva sähköteho (kW) <input type="text"/>
	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Käyttötarvikkeet:	Ohjausjärjestelmä <input type="text"/>	Asiakasmäärä <input type="text"/>		Millä hinnalla/asiakas lisäohjausmahdollisuus (relé) lisättävissä? <input type="text"/>
Pelkkä tariffiohjaus:	Ohjausjärjestelmä <input type="text"/>	Asiakasmäärä <input type="text"/>		Ohjauksen piirissä oleva sähköteho (kW) <input type="text"/>
Sähkölämmityksen ohjaus:	Ohjausjärjestelmä <input type="text"/>	Asiakasmäärä <input type="text"/>		Ohjauksen piirissä oleva sähköteho (kW) <input type="text"/>
Käyttöveden lämmityksen ohjaus:	Ohjausjärjestelmä <input type="text"/>	Asiakasmäärä <input type="text"/>		Ohjauksen piirissä oleva sähköteho (kW) <input type="text"/>
Muu käyttötarvikkeet, mikä?	Käyttötarvikkeet, ohjausjärjestelmä <input type="text"/>	Asiakasmäärä <input type="text"/>		Ohjauksen piirissä oleva sähköteho (kW) <input type="text"/>
Millainen sopimus ohjausasiakkaan kanssa: (esim. tariffi, korvaus ohjauksesta,...)	<input type="text"/>			
Järjestelmien käyttö tulevaisuudessa: (jatkuu, poistuu käytöstä, kehitetään, uusia palveluja...)	<input type="text"/>			
Lisätiedot:	<input type="text"/>			
Lisätiedot yleiskyselyyn	<input type="text"/>			

Siirry AMR-kysely tauluun

## AMR-kysely (AMR automaattinen mittarien kaukoluenta)

## Kaukoluennan piirissä olevien pienasiakkaiden lukumäärä

	v. 2005	v. 2006	v. 2007	v. 2008	v. 2009	v. 2010	v. 2015
Kaukoluenta-asiakkaiden lukumäärä (kpl):							
Pienkulutusasiakkaiden kokonaismäärä (kpl):							

## Kaukoluentajärjestelmän hankinta ja käyttö

Ajankohta, jolloin päätös hankinnasta (v.):							
Kaukoluennan toteutustapa (x):	Kaikki itse tehden		Osapalveluna		Kaikki operatiivinen ostopalveluna		
Kaukoluentaasiakasyhjästyksen järjestys:	Asiakasyhmä1		Asiakasyhmä2		Asiakasyhmä3		
Kriteerit kaukoluentaasiakaille:	Min. vuosikulutus (kWh)		Maantieteellinen sijainti		Mittarinkannan ikä		Muu, mikä?
Luennan aikaerotus (x):	Tuntitarvot		Vuorokausarvot		Kuukausarvot		Muu, mikä?
Luentataajuus (kpl/vuosi)							
Lisätiedot:							

## Kaukoluentajärjestelmälle asetettavat vaatimukset

	Päätöksen tunnistus	Jännitteen mittaus	Jännitekojen rekisteröinti	Sähkönlaadun mittaus paikoittain	Loistehon mittaus	Asiakkaan etäkytkentä	Ennakkomaksu
Vaaditut ominaisuudet (x):							
	Suora kuorman ohjaus	Tariffin kauko-ohjaus	Tariffin kello-ohjaus	Kuorman ohjaus tariffiedolla	Mittarista tehotieto muuhun järj.	Pulessituoja kpl/ mittari	Mittarin ohjelmat etäpäivitetävissä
	Sähkölaitteiden näytössä tehötieto	Sähkölaitteiden näytössä jännitetiedot	Muu, mikä?	Muu, mikä?	Muu, mikä?	Muu, mikä?	Muu, mikä?
Järjestelmän käyttö muihin mittauksiin (x):	Kaukolämpö	Vesi	Kaasu	Kaukokylmä	Höyry	Muu	
Sovellettavat tiedonsiirteknikat (x):	Sähkönverkko	GSM/GPRS-verkko	Kiinteä puhelinverkko	Radiotekniikka	Tietoliikenneverkko	Yhdistelmä, mikä?	Muu
Rajapintavaatimukset:	Mittarinlukustandardit	Yleiset tietoliikennestandardit	Internet Protokolla	Litittä asiakastietojärjestelmään	Muu, mikä?		
	Mittarin käyttöoikeuksien hallinta	Salaus	Alkuperän ja muuttamattomuuden varmistus	Tietojen jäljitettävyys	Tietoturvallinen mitaustiedon jakelu muulle toimijalle	Muu, mikä?	
Minkälaisia standardointia tarvitaan?							
Lisätiedot:							

## Kaukoluentajärjestelmän kustannukset, hyödyt ja mahdollisuudet

Perustamiskustannus (€/mittauspiste):	Taajama	Haja-asutusalue	
Kaukomittauksen käyttökustannus (€/mittauspiste/vuosi):	Taajama	Haja-asutusalue	
Kuormanohjauksen kustannus (€/ohjaus):	Taajama	Haja-asutusalue	
Hyödyt verkkoyhtiölle:	Hyöty 1		Rahallinen hyötyarvio €/mitt.piste/a
	Hyöty 2		Rahallinen hyötyarvio €/mitt.piste/a
	Hyöty 3		Rahallinen hyötyarvio €/mitt.piste/a
	Hyöty 4		Rahallinen hyötyarvio €/mitt.piste/a
	Hyöty 5		Rahallinen hyötyarvio €/mitt.piste/a
Hyödyt muille:	Hyöty 1 asiakkaalle	Hyöty 2 asiakkaalle	Hyöty 3 asiakkaalle
	Hyöty 1 sähkön myyjälle	Hyöty 2 sähkön myyjälle	Hyöty 3 sähkön myyjälle
	Hyöty 1 järjestelmävastaavalle	Hyöty 2 järjestelmävastaavalle	Hyöty 3 järjestelmävastaavalle
Millaisia energiansäästöä tukevia tuotteita (kyllä/ei)	Tuntitehot www-sivuilta	Kulutusmuutosten indikointi ja hälytys	Muu, mikä?
Lisätiedot:			
Lisätiedot AMR-kyselyyn			

Tallenna kysely nimellä: AMR\_kysely\_verkkoyhtiön nimi

## Liite 2

### Kyselyyn vastanneet verkkoyhtiöt

#### Sähköpostikysely:

Enontekiön Sähkö Oy  
E.ON Finland Oyj  
ESE-Verkko Oy  
Fortum Sähkösiiro Oy  
Helsingin Energia  
Hiirikosken Energia Oy  
Imatran Seudun Sähkösiiro Oy  
Järvi-Suomen Energia Oy  
Kainuun Energia Oy  
Keuruun Sähkö Oy  
Koillis-Lapin Sähkö Oy  
Koillis-Satakunnan Sähkö Oy  
Kokkolan Energia  
Kronoby Elverk  
Kymenlaakson Sähkö Oy  
Lammaisten Energia Oy  
Lankosken Sähkö Oy  
Leppäkosken Sähkö Oy  
Mäntsälän Sähkö Oy  
Parikkalan Valo  
Pohjois-Karjalan Sähkö Oy  
Porvoon Sähköverkko Oy  
Rantakairan Sähkö Oy  
Rovakaira Oy  
Sallila Energia Oy  
Savon Voima Oyj  
Seinäjoen Energia Oy  
Tampereen Sähköverkko Oy  
Tornion Energia Oy  
Tornionlaakson Sähkö Oy  
Turku Energia Sähköverkot Oy  
Utsjoen Sähköosuuskunta  
Vantaan Energia Oy  
Vatajankosken Sähkö Oy  
Vattenfall Verkko Oy

**Puhelinkysely:**

JE-Siirto Oy

Kuopion Energia

Lahti Energia Oy

Lappeenrannan Energiaverkot Oy

Oulun Energia

Pori Energia Sähköverkot Oy

Vaasan Sähköverkko Oy

## Liite 3

Markkinoilla olevien etäluettavien pienasiakkaille tarkoitettujen sähkön kulutusmittareiden ominaisuuksia

heinäkuussa 2006

Tässä tarkastellaan vain kaksisuuntaisella teidonsiirrolla varustettuja kolmivaihemittareita pelkästään yhtiöiden verkkosivuilla olevien tietojen perusteella.

mittarivalmistaja tai -myyjä	Actaris	Cewe	Echelon	Elster	Enermet	Enermet	Hunt Power	Iskraemeco	Kamstrup	Landis+Gyr	NESA Smart Read	PRI	Xemex ja Landis + Gyr 9)
tyyppi	ACE 4000 GPRS	CewePrometer	EM-1023	Alpha A1350	E-120 Gt-10 NV, E-120 @t-10NV, E-120 Lt-10NV	E-120 Gt E-120 @t, E-120 Lt	Class 3000	MT372, MT371	382	ZMD 120AR		Sprint +	Xemex CT 1020 ja Landis Gyr ZMF120 AC
kohderyhmä			kotitaloudet		pienteollisuus ja kauppa	kotitaloudet			kotitaloudet				
tiedonsiirtotekniikka	GPRS (monitajuus)	sarjaväylällä ulkoiseen GSM-modeemiin, 2 sarjaväyläliitää	Sähköverkon Lon-Talk 3)		em. Tyypistä riippuen joko GPRS, LAN tai sähköverkon Lon-Talk 3)	em. Tyypistä riippuen joko GPRS, LAN tai sähköverkon Lon-Talk 3)	Tyypistä riippune, joko sarjaväylä, puhelinmodeemi, LAN tai Mod-Bus	em. Tyypistä riippuen GPRS (monitajuus) tai DLC	optinen liitäntä, optioina M-Bus ja GSM3i 10)	M-Bus tai CS-sarjaväylä	GSM SMS, GPRS päivitys	9600baud ANSI ja 9600baud PACT	GSM/ CSD & GPRS
tiedonsiirron salaus			on		?	?							
tiedonsiirtoprotokolla				VDEW / IEC 61107	7)	7)		DLMS (IEC 62056-46)	oma IEC 61107 pohjainen protokolla	IEC 62056.21 ja DLMS			
pätoenergia	luokka 2, luokka 1	optiona	luokka 1	on	luokka 1	luokka 2	on	luokka 2 tai 1, molempiin suuntiin	luokka 1 tai 2 valittavissa			luokka 1	
loisenergia			luokka 2	on	luokka 2	ei	on	optiona					luokka 2
pätöteho			luokka 1	on			on						
loisteho			luokka 2	on			on						
maksimitehomittaus (ohjelmoitava aikaväli)								on					
yli- ja alijännitteiden valvonta ja rekisteröinti			jännitteiden mittaus		on	on	jännitteiden mit-	on			on		

						taus							
jännitekeskeytysten reksiteröinti	on		on		on	on		myös alle 3min kestävät			on		
vaihejännitteen puuttumisesta hälytys			on		on	on		on			on		
vaihe-epäsymmetriasta hälytys								on					
pulssituloja 1)	2		2 optiona		2	2	1 ?	2					
Tuntirekisteröinti (tai tarkempi)	vuoden tuntitiedot tai vastaava määrä valitulla aikaerottelulla		ei	on	2 eli päätö- ja loisteholle	1	3 kanavalle (askel 5min tai 15 min)	on (askel ohjelmoitavissa), puolen tunnin tiedot tallessa 380 päivää	saatavissa tiedonkeruunmoduulilla		on, askel ohjelmoitavissa	yli vuoden tuntitiedot tai vastaava määrä valitulla aikaerottelulla	on
kulutuksen tallennus vuorokausittain					3 suuretta	3 suuretta	on mahdollista						
erillisten tariffirekisterien määrä 2)	4		4	4 energialle ja 2 teholle	4	4		4	2			8 energialle ja 4 teholle	ohjelmoitavissa
ohjattavia relelähtöjä			1 optiona	jopa 3 S0 lähtöä	1	2	1 optiona	2	1	1			
ohjaus mittarin kalenterista					on	on							
ohjaus lukujärjestelmästä					on	on							
pulssilähtö	1			em.jopa 3 S0 lähtöä	ohjattavaa relelähtöä voidaan käyttää pulssilähtönä	yhtä ohjattavaa relelähtöä voidaan käyttää pulssilähtönä			ohjattavaa relelähtöä voidaan käyttää pulssilähtönä	2			
muu tiedonsiirtoliitäntä	dititaalinen I/O, optiona M-Bus	em. Sarjavyliäliitännät	M-Bus		ei	ei		pulssitulojen sijasta saatavissa Mbus, mittarissa myös tulo hälytysignaalin liittämistä varten sekä optinen läht., optiona RS485 ja ulkoinen kontaktori asiakkaan irtikytkemistä varten		pulssilähdön sijasta saatavissa M-Bus	ZigBee 2.4 Ghz (= Bluetooth)		
ennakkomaksutoiminnallisuus			on		ei ?	ei ?	ei						
sisäänrakennettu käsin ja ohjelmallisesti ohjattava katkaisin 6)			on		ei	ei	ei						on
parametrit päivitettävissä tiedonsiirtoyhteyden yli			on		on	on		on					on
ohjelmistot päivitettävissä tiedonsiirtoyhteyden yli			on		on (konfigurointi)	on (konfigurointi)		on					on
	<a href="http://www.actaris.com">www.actaris.com</a>	<a href="http://www.cewin-stru-ment.com">www.cewin-stru-ment.com</a>	verkko-osoite =(tietolähde)	<a href="http://www.elster-meterring.com">www.elster-meterring.com</a>	<a href="http://www.enermet.com">www.enermet.com</a>	<a href="http://www.enermet.com">www.enermet.com</a>	<a href="http://www.huntpo-wer.com">www.huntpo-wer.com</a>	<a href="http://www.iskrae-meco.si">www.iskrae-meco.si</a>	<a href="http://www.kamstrup.dk">www.kamstrup.dk</a>	<a href="http://www.landisgyr.com">www.landisgyr.com</a>	<a href="http://www.pri.co.uk">www.pri.co.uk</a>	<a href="http://www.xemex.be">www.xemex.be</a> <a href="http://www.lan-dis-gyr.com">www.lan-dis-gyr.com</a>	

## Huomautuksia

- 1) pulssituloja käytetään tyypillisesti veden, kaasun tai lämmön kulutusmittareiden lukuun
- 2) tariffirekisterejä käytetään aikatariffien eri aikavyöhykkeille, mutta joissakin mittareissa niillä on mahdollista jaotella kulutusta tehorojojen tai dynaamisten ohjausten mukaan
- 3) Sähköverkon tiedonsiirto on mittarista keskittimeen, joka keskustelee lukujärjestelmän kanssa yleensä TCP/IP protokollalla GPRS, DSL yms. yhteyden kautta
- 4) Suurien määrien ollessa kyseessä saatetaan tehdä mittareita, jotka on mukautettu tilaajan määrittelyihin.
- 5) Taulukko ei ole kattava, koska systemaattista valmistajien kartoitusta ei ole tehty. Taulukon tarkoitus on vain luoda yleiskäsitys siitä millaisia ominaisuuksia nyt on tarjolla
- 6) Katkaisin voidaan asettaa toimimaan sekä kauko-ohjauksen että tehorojan perusteella
- 7) Enermetillä vain suurasiakkaiden mittareissa E600, E700 ja Q400 on DLMS/COSEM protokolla (IEC 62056-46)
- 8) Kultakin valmistajalta on otettu mukaan vain yksi mittarityyppi vaikka monilla valmistajilla on usempiakin tarkastelun rajaukseen sopivia tyyppejä Tarkoitus ei ole vertailla valmistajia vaan saada yleiskäsitys tilanteesta
- 9) Myös esimerkiksi Elvaco:n ja Senean keruulaitteet keskustelevat Landis+Gyr ZMF 120 AC mittarien kanssa M-Bus väylää käyttäen
- 10) Kamstrupin oma keruujärjestelmä käyttää omaa 433MHz radioverkkoa tai omaa PLC tekniikkaa mittarien ja keruulaitteen välillä