

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Energia- ja ympäristötekniikan osasto

Sähköenergiatekniikan opintosuunta

DIPLOMITYÖ

SÄHKÖMITTAREIDEN KAUKOLUENNAN KANNATTAVUUS JA KÄYTTÖNOTTO SÄHKÖVERKKOYHTIÖSSÄ

Diplomityön aihe on hyväksytty Energia- ja ympäristötekniikan osaston osastoneuvostossa 12.10.2005.

Työn tarkastajana on toiminut professori Jarmo Partanen ja työn ohjaajana sekä toisena tarkastajana diplomi-insinööri Ahti Nikkanen.

Lahdessa 18.11.2005

Toma Karkkulainen
Punkkerikatu 1 B 21
53850 Lappeenranta

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Energia- ja ympäristötekniikan osasto
Toma Karkkulainen

Sähkölukemien kaukoluennan kannattavuus ja käyttöönotto sähköverkkoyhtiössä

Diplomityö
2005

123 sivua, 32 kuvaa, 17 taulukkoa ja 1 liite

Tarkastajat: Professori Jarmo Partanen ja diplomi-insinööri Ahti Nikkanen

Hakusanat: Kaukoluenta, mittarinluku, sähkön mittaus, etäluenta, AMR, AIM.
Keywords: Automatic Meter Reading, Remote Metering, AMR, AIM, RMS.

Sähkölukemien kaukoluenta (AMR) on tällä hetkellä ajankohtainen aihe, koska useat verkkoyhtiöt ovat tehneet jo päätöksen mittaustoiminnan automatisoinnista ja monissa yhtiöissä ovat selvitykset parhaillaan menossa tai suunnitteilla. Erilaisten ennusteiden mukaan kaikki Suomen sähkömittarit tulevat ajan myötä kaukoluettaviksi, mutta aika-
taulun arviot vaihtelevat viidestä viiteentoista vuoteen.

Diplomityössä on tutkittu Lahti Energia Oy:lle soveltuvaa sähkömittareiden kaukoluennatjärjestelmää ja siihen investoimisen kannattavuutta. Tarkastelun kohteena on ollut yhtiölle kaukoluennasta kertyvät kustannukset ja sen avulla saavutettavat säästöt. Koska mittareiden kaukoluennasta on yhtiössä vain vähän kokemusta, lasketut säästöt perustuvat olettamukseen ja arvioituihin lukemiin. Lisäksi työssä on käsitelty yhtiön jakelualueen alueittaista jaottelua kaukoluennan kannattavuuden suhteen ja tutkittu kaukoluennan vaikutuksia yhtiön toimintoihin sekä sen tuomia mahdollisuuksia.

Kaukoluennan myötä saadaan täsmällistä tietoa energiankulutuksesta ja asiakkaita voidaan laskuttaa todelliseen mittarinlukemaan perustuen. Sen avulla tulevat mahdollisiksi myös useat lisäpalvelut tai toiminnot, kuten tuntimittaus, sähkön laadun seuranta, sähkökatkojen rekisteröinti ja sähköjen etäkatkaisu. Kaikkia kyseisiä palveluita ei tarvitse välttämättä hankkia kerralla vaan ne voidaan ottaa myös optiona.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
Department of Energy and Environment Technology
Toma Karkkulainen

Profitability and implementation of Automatic Meter Reading in Electric Network Company.

Master's Thesis

2005

123 pages, 32 figures, 17 tables and 1 appendix

Supervisors: Professor Jarmo Partanen and M.Sc. Ahti Nikkanen

Keywords: Automatic Meter Reading, Remote Metering, AMR, AIM, RMS.

Automatic Meter Reading (AMR) is at the moment a current issue, because many Electric Network Companies have decided to invest in AMR-systems and in other companies there are researches going on or under consideration. According to different forecasts all electric meters in Finland will be changed to AMR within few years but the appraisal of the timetable varies from 5 to 15 years.

This thesis is about researching suitable AMR system for Lahti Energia Oy and profitability of investment. The targets of this thesis have been the costs that AMR will bring out and the savings achieved by using it. Because there is only a little experience in Automatic Meter Reading in the company the savings will be based on assumption and approximation. Furthermore there have been studied the profitability of AMR concerning delivering areas. Examination has also been made about the possibilities of AMR and its effects on the actions of the company.

By using AMR exact information will be attained about energy consumption and customers can be invoiced according to the actual meter indication. Automatic Meter Reading will enable hour measuring, electricity quality controlling, power cut registration and electricity remote break off. All the services are not necessary to provide immediately but they can be chosen optionally.

ALKUSANAT

Tämä työ on tehty Lahti Energia Oy:lle. Tahdon kiittää yhtiötä mielenkiintoisen ja ajan-kohtaisen aiheen antamisesta.

Työn tarkastajana on toiminut professori Jarmo Partanen Lappeenrannan teknillisestä yliopistosta. Työtä on ohjannut Lahti Energia Oy:n puolesta liiketoimintapäällikkö diplomi-insinööri Ahti Nikkanen. Tahdon esittää heille mitä suurimmat kiitokset asiantuntevasta ohjauksesta sekä hyvistä neuvoista ja vinkeistä työni etenemisen varrella. Lisäksi tahdon kiittää diplomi-insinööri Jukka Lassilaa avustuksesta työni oikoluennassa ja ulkoasun parantelussa sekä Lasse Pakkasta, jolta olen saanut korvaamatonta käytännön tietoa yhtiön mittaustoiminnasta. Kiitokset ansaitsevat myös muut työtoverit Lahti Energia Oy:llä, joilta olen saanut aina apua työhöni liittyvissä kysymyksissä.

Pitkä opiskelutaipaleeni alkaa olla päättymäisillään, joten on aika kiittää myös perhettäni ja läheisiäni siitä lukemattomasta tuesta ja kannustuksesta mitä olen saanut niin hyvinä kuin vaikeinakin aikoina opintieni varrella. Ilman Teitä tämä kaikki ei olisi ollut mahdollista!

Lahdessa 18.11.2005

Toma Karkkulainen

SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO	7
1.1	Lahti Energia Oy	7
1.2	Työn taustaa	10
1.2.1	Kaukoluennan tekninen toteutus	12
1.2.2	Sähkömarkkinoiden vapautumisen vaikutukset	13
1.2.3	Ruotsin lainsäädännön vaikutus	14
1.3	Tilanne muualla Euroopassa	15
1.3.1	Pohjoismaat	15
1.3.2	Englanti ja Wales	16
1.3.3	Italia ja Saksa	16
1.4	Työn tavoite ja aiheen rajaus	17
2	SÄHKÖENERGIAN MITTAUS JA LASKUTUS TÄLLÄ HETKELLÄ	18
2.1	Mittarinluenta	18
2.1.1	Kaukoluentamittaus	19
2.2	Sähkön laskutus	20
2.2.1	Muut laskutuskäytännöt	20
2.2.2	Laskun toimitustavat	21
2.2.3	Laskutus Lahti Energia Oy:ssä	21
2.3	Mittalaitteet	22
2.3.1	Poistoiässä olevat mittalaitteet	25
2.3.2	Mittalaitteiden vaihtosuunnitelma 10 vuoden ajalle	26
2.4	Kustannukset	27
2.4.1	Lahti Energia Oy:n mittaustoiminta	27
2.4.2	Mittalaitteevaihtojen kustannusarvio 10 vuodelle	29
3	KAUKOLUENNAN VAIKUTUKSET YHTIÖN TOIMINTOIHIN JA SEN TUOMAT MAHDOLLISUUDET	32
3.1	Asiakaspalvelu	32
3.1.1	Asiakastyytyväisyys	33
3.1.2	Asiakkaat	34
3.2	Laskutus	34
3.2.1	Perintä	35

3.3	Mittarinlukijat	36
3.4	Yrityskuva	36
3.4.1	Yhtiön tehokkuus	37
3.5	Verkon hallinta	37
3.5.1	Häiriöseuranta	38
3.5.2	Käyttötoiminta	38
3.6	Sähkökauppa ja taseselvitys	38
3.6.1	Häviösähkö	39
3.7	Mittareiden luentatiheys	39
3.8	Mittaustietojen hyödyntäminen	40
3.9	Sähkön laadun seuranta	41
3.9.1	Jakelujännitteen ominaisuudet	43
3.10	Markkinahintainen sähkö	45
3.11	Palvelut asiakkaille	46
3.11.1	Kytkeä- ja ohjauspalvelut	47
3.11.2	Tariffi- ja kuormanohjaus	48
4	KAUKOLUENTAJÄRJESTELMÄN VALINTAAN LIITTYVÄT SEIKAT	49
4.1	Mittalaitteistot	49
4.1.1	Kaukoluentajärjestelmän ominaisuudet	51
4.1.2	Tuntimittauslaitteistot	51
4.1.3	Mittalaitteistolle asetetut vaatimukset	53
4.1.4	Ympäristön asettamat vaatimukset	53
4.1.5	Tosiaikavaatimukset	54
4.2	Tiedonsiirto	54
4.2.1	Avoin mittarinlukustandardi	55
4.2.2	Lon-standardi	55
4.2.3	Tiedonsiirtomenetelmän valinta	56
4.2.4	Tiedonsiirrolle asetetut vaatimukset	56
4.2.5	Sähköverkko	57
4.2.6	GSM-verkko	58
4.2.7	Radiotekniikka	59
4.2.8	Puhelinverkko	60
4.2.9	Tietoliikenneverkko	60
4.3	Tietoturvallisuus	61
4.4	Luentajärjestelmät ja toimittajat	61
4.4.1	Järjestelmän valinta	62

4.4.2	Järjestelmän ylläpidettävyys ja laajennettavuus.....	63
4.4.3	Tietojärjestelmien yhteensopivuus.....	63
4.5	Riskit	63
5	KAUKOLUENTAJÄRJESTELMIEN TOIMITTAJAT	65
5.1	Enermet Oy	65
5.1.1	Enermetin historiaa	66
5.1.2	Enermetin referenssit	66
5.1.3	Enermetin luentajärjestelmä.....	67
5.2	Kamstrup A/S.....	69
5.2.1	Kamstrupin referenssit	70
5.2.2	Kamstrupin luentajärjestelmä.....	70
5.3	Landis+Gyr Oy	72
5.3.1	Landis+Gyrin referenssit.....	73
5.3.2	Landis+Gyrin luentajärjestelmä.....	74
5.4	Iskraemeco	74
5.4.1	Iskraemecon historiaa.....	75
5.4.2	Iskraemecon luentajärjestelmä.....	75
5.4.3	Palvelusopimus	76
5.5	Oy Comsel System Ab	78
5.5.1	Comselin referenssit.....	78
5.5.2	Comselin luentajärjestelmä	79
5.6	Järjestelmätoimittajien vertailu	80
5.6.1	Tarjottujen AMR-järjestelmien ominaisuudet	82
6	KAUKOLUENNAN KUSTANNUKSET JA SEN AVULLA SAAVUTETTAVAT SÄÄSTÖT.....	84
6.1	Kustannukset pääpiirteittäin.....	84
6.1.1	Investoinnin pitkäikäisyys.....	86
6.1.2	Asennus- ja käyttöönottokustannukset.....	86
6.2	AMR-järjestelmän toimittajien tarjoukset	87
6.3	Säästöt	88
6.3.1	Lainsäädännön vaikutus muuttoluentoihin	89
6.3.2	Energian säästö.....	90
6.3.3	Toiminnan tehostuminen.....	90
6.3.4	Kulutuskoukset	90

6.3.5	Säästöt Lahti Energia Oy:ssä	92
6.3.6	Säästöt ja kustannukset alueittain	93
6.4	Investoinnin kannattavuustarkastelu	95
6.4.1	Investoinnin kannattavuus Lahti Energia Oy:ssä.....	95
6.4.2	Herkkyysanalyysi.....	96
7	KAUKOLUENTAAN SIIRTYMISEN TOTEUTUSSTRATEGIA JA ORGA- NISOINTI	99
7.1	Toteutusvaihtoehdot.....	99
7.1.1	Kaikki itse tehden.....	99
7.1.2	Osapalvelu.....	100
7.1.3	Kaikki operatiivinen ostopalveluna	100
7.2	Erilaisten asiakastyypin huomiointi	101
7.3	Toteutus Lahti Energia Oy:ssä.....	102
7.3.1	Mittareiden keski-ikä alueittain	103
7.3.2	Kulunut mittareiden käyttöaika mittarityypeittäin.....	104
7.3.3	Mittariluentojen osuudet alueittain	105
7.3.4	Pitoaikansa ylittäneet mittarit ja mittareiden ikäjakauma	106
7.3.5	Johtopäätökset.....	108
7.3.6	Salpakankaan alue.....	112
7.3.7	Salpakankaan alueen AMR-tarjouksien vertailu.....	114
8	YHTEENVETO	115
	LÄHDELUETTELO	119

LIITTEET

Liite I	Investointilaskelmat
---------	----------------------

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

<i>d</i>	aika
<i>f</i>	taajuus
<i>H</i>	hinta
<i>i</i>	laskentakorkokanta
$J A_n$	investointihyödykkeen jäännösarvo
<i>K</i>	vuotuinen nettotuotto
<i>n</i>	määrä
<i>P</i>	kustannus
<i>S</i>	säästöt
<i>T</i>	ikä
<i>U</i>	jännite

Alaindeksit

11v	1-aika 1-vaihemittari
13v	1-aika 3-vaihemittari
23v	2-aika 3-vaihemittari
a	vuosi
as	asennus
jälj	jäljellä oleva
ki	keski-ikä
kk	kytkinkello
kok	kokonais
lsm	luentojen suhteellinen määrä
n	nimellinen
na	nykyarvo
pa	pitoaika
ph	perushankinta
tot	yhteensä

Lyhenteet

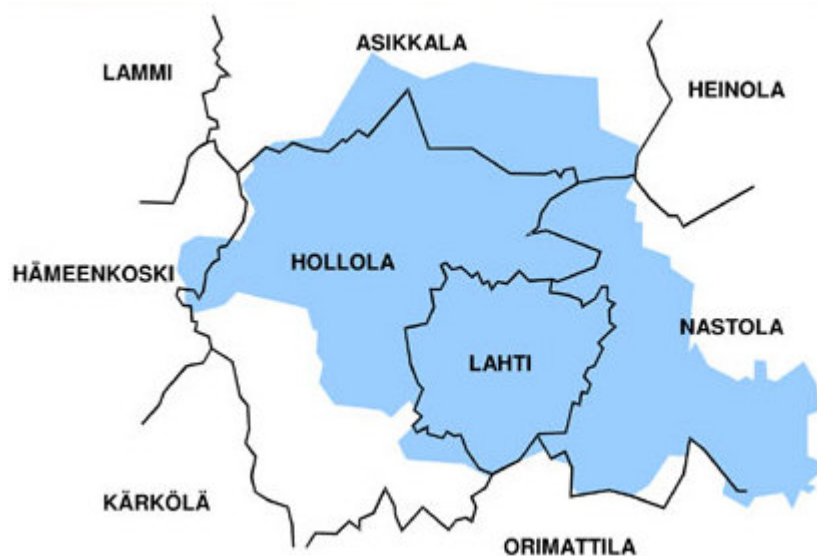
AIM	Active Information Management, aktiivinen tiedonhallinta
AMR	Automatic Meter Reading, automaattinen mittarinluenta
ASP	Application Service Provider
ATJ	asiakastietojärjestelmä
bps	Bits per second, bittiä sekunnissa
COSEM	Companion Specification for Energy Metering

DEA	Data Envelopment Analysis
DLMS	Device Language Message Specification
EMV	Energiamarkkinavirasto
EN	Eurooppalainen normi
ENEL	Ente Nazionale per Energia Elettrica, italialainen energiayhtiö
EQL	Electricity Quality and Load, sähkön laadun seurantajärjestelmä
EU	Euroopan Unioni
GPRS	General Packet Radio Service, pakettikytkentäinen radioyhteys
GSM	Global System for Mobile communications, toisen sukupolven matkapuhelinjärjestelmä
HE	Helsingin Energia
IEC	International Electrotechnical Commission, sähköalan kansainvälinen standardisoimisjärjestö
LAN	Local Area Network, lähiverkko
LE	Lahti Energia Oy
LON	Local Operating Network, yleiskäyttöinen kenttäväyläratkaisu
M2M	machine-to-machine, laitteiden ja järjestelmien välinen viestintä
mp	mittauspiste
MV	Medium Voltage, keskijänniteverkko
NMT	Nordic Mobile Telephone, yhteispohjoismainen radiopuhelinverkko
PLC	Power Line Communication, sähköverkkotiedonsiirto
PSTN	Public Switched Telephone Network, yleinen puhelinverkko
RS485	Recommended Standard-485
SDK	Software Developers Kit
SEU	Suomen Energia-Urakointi Oy
SFS	Suomen Standardisoimisliitto
SMS	Short Message Service, lyhytsanomapalvelu
TCP/IP	Transmission Control Protocol, kuljetusprotokolla; Internet Protocol, verkkoprotokolla
vml	virtamuuntajaliitännäinen mittari
VTJ	verkkotietojärjestelmä
VTT	Valtion teknillinen tutkimuskeskus
WLAN	Wireless Local Area Network, langaton lähiverkko

1 JOHDANTO

1.1 Lahti Energia Oy

Lahti Energia Oy (LE) on 1.7.1990 perustettu Lahden kaupungin omistama energian tuotanto-, myynti- ja jakeluyhtiö, joka jatkaa vuonna 1907 perustetun Lahden kaupungin sähkölaitoksen toimintaa. Sen toimialueena on Lahden lisäksi Nastola, Hollola sekä osin Iitti, Hämeenkoski, Orimattila ja Asikkala. Jakelualueella on kaikkiaan 85 000 asiakasta. Päätuotteita ovat sähkön, kaukolämmön ja maakaasun hankinta, jakelu ja myynti. (LE 04) Lahti Energia Oy:n sähkönjakelun vastuualue on esitetty kuvassa 1.1.



Kuva 1.1. Lahti Energia Oy:n sähkönjakelun vastuualue.

Lahti Energia Oy oli vielä vuoden 2004 alussa konserni, johon kuuluivat tytäryhtiöt Lahden Lämpövoima Oy, Vääksyn Lämpö Oy, Suomen 4G Oy ja Kiinteistö Oy Saimaankatu 64. Joulukuun lopussa Lahden Lämpövoima Oy purettiin ja tytäryhtiöt Suomen 4G Oy ja Vääksyn Lämpö Oy fuusioitiin emoyhtiöön, joten ainoaksi tytäryhtiöksi jäi Kiinteistö Oy Saimaankatu 64. Osakkuusyhtiöitä ovat edelleen Asikkalan Voima Oy (50 %), Lahden Seudun Puhelin Oy (20,9 %) ja Lahti Konepalvelut Oy (33,3 %).

Vuonna 2004 yhtiön palveluksessa oli keskimäärin 298 henkilöä ja yhtiön liikevaihto oli 125 miljoonaa euroa (M€). Uusien liiketoimintajärjestelyjen yhteydessä 1.10.2004 siirtyi 52 henkilöä Suomen Energia-Urakointi Oy:n (SEU) palvelukseen. Vakituisten henkilöstön määrä saman vuoden lopussa oli siten 254. Lisäksi yhtiöllä on kaukokylmä- sekä internet-asiakkaita, joilla on käytössään langaton WLAN-yhteys (Wireless Local Area Network). Lahti Energia Oy on päättänyt siirtää WLAN-verkkonsa kaupungin omistukseen 1.11.2005 alkaen. Tähän on ollut yhtenä syynä Lahden kaupungin päätös ryhtyä tarjoamaan ilmaista WLAN-yhteyttä, joka kattaa 80 % kaupungin asukkaista. Yhtiön energian myynnit ja asiakasmäärät löytyvät taulukosta 1.1.

Taulukko 1.1. Energian myynti ja asiakkaiden määrät Lahti Energia Oy:ssä vuonna 2004.

Energiamuoto	Myynnin määrä [GWh]	Asiakasmäärä [kpl]
sähkö		
myynti	1 518	79 157
siirto	1 278	72 598
kaukolämpö	1 246	6 206
maakaasu	437	306
höyry	238	8

Yhtiön verkostopituudet vuonna 2004 on esitetty jänniteportaittain jaoteltuna taulukossa 1.2.

Taulukko 1.2. Verkostopituus LE:ssä.

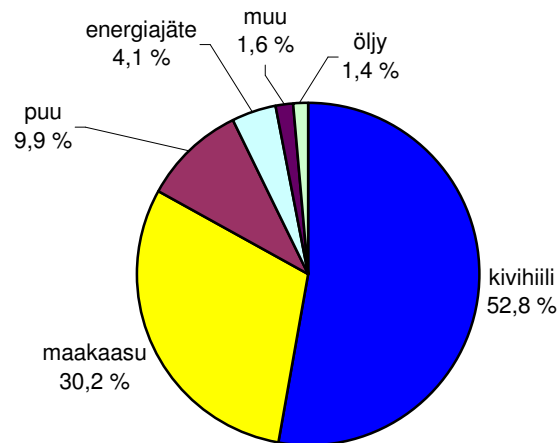
Verkostotyyppi	Jännite [kV]	Pituus [km]
siirtoverkko	110	96
avojohdot		86
maakaapelit		10
jakeluverkko	20	985
avojohdot		675
maakaapelit		310
jakeluverkko	10	60
avojohdot		2
maakaapelit		58
pienjänniteverkko	0,4	3 024
avojohdot		986
maakaapelit		2038
sähköverkot yhteensä		4 165
ulkovalaistusverkko		974
viestiverkko		325

Maakaapelointiaste jakelualueella vuoden 2004 lopussa oli 35 %. Yhtiön sähköasemien ja muuntamoiden määrät löytyvät taulukosta 1.3.

Taulukko 1.3. Verkstokomponenttien määrät.

Verkostokomponentti	Jännite [kV]	Määrä [kpl]	Muuntajateho [MVA]
sähköasema	110/10-20	9	391
jakelumuuntamo,	10-20/0,4	1410	594
joista omia		1 344	
asiakkaiden		66	

Jakelumuuntamoista 350 kpl on sellaisia, joissa asiakkaita on viisi tai alle. Yli 63 A käyttöpaikkojen osuus jakelualueella on n. 3 %. Vuonna 2004 yhtiöllä oli omaa sähkön-
tuotantoa 1 193 gigawattituntia (GWh), joka tuotettiin hiilellä, maakaasulla, biopoltto-
aineilla sekä vähäisissä määrin öljyllä. Kaukolämmön tuotantoa vastaavana vuonna oli
1 375 GWh ja prosessihöyryn tuotantoa 249 GWh. Käytettyjen polttoaineiden prosent-
tiosuudet löytyvät kuvasta 1.2.



Kuva 1.2. Lahti Energia Oy:n energiatuotannon polttoaineet v. 2004.

Yhtiön suurin tuotantolaitos on Kymijärven voimalaitos, jonka sähköteho on 200 megawattia (MW) ja kaukolämpöteho 250 MW. Vuotuinen energian tuotanto laitoksella on noin 1000 GWh kaukolämpöä ja 600 – 1000 GWh sähköä. Voimalaitoksen päänhöyrykattila on Benson-tyyppinen läpivirtauskattila, jonka höyryn massavirta on 125 kg/s ja paine- ja lämpötila-arvot ovat 540 °C/170 bar ja 540 °C/40 bar. Kymijärven laitos tuottaa sähköä ja lämpöä yhteistuotantona ja se käyttää polttoaineena hiiltä, maakaasua, puuta ja energiajätettä. (LE 04)

Yhtiön muut voimalaitokset ovat Teivaanmäen ja Heinolan voimalaitokset. Teivaanmäen laitoksen sähköteho on 17,5 MW ja lämpöteho 80 MW. Laitoksen energia tuotetaan maakaasulla. Heinolan voimalaitos tuottaa sähköä (3,7 MW) ja höyryä (20 MW) ympärillä sijaitsevan teollisuuden tarpeisiin. Energia tuotetaan voimalaitoksessa pääasiassa puulla. Lisäksi yhtiöllä on useita kymmeniä pienempiä laitoksia sähkön ja lämmön tuotantoon. Yhtiöllä on lisäksi osakkuus Suomen Hyötytuuli Oy:ssä. Tuulisähköä tuotetaan Suomen suurimmassa tuulivoimapuistossa Porin edustalla ja tuulisähkön osuus vuoden 2004 energian tuotannosta oli 4 GWh. Sähköstä saadaan osa Etelä-Pohjanmaan Voima Oy:n osakkuuksien kautta ja lisäksi sitä hankitaan sähköpörssistä. (LE 04)

1.2 Työn taustaa

Tässä työssä selvitetään sähkömittareiden kaukoluennan toteutusta ja sen kannattavuutta Lahti Energia Oy:ssä. Sähkömittareiden kaukoluenta on tällä hetkellä ajankohtainen

aihe, koska useat sähköyhtiöt ovat jo tehneet päätöksen mittareiden uusimisesta ja monissa muissa yhtiöissä on selvitys parhaillaan meneillään tai suunnitteilla.

Sähkölukemisten kaukoluennalla AMR (Automatic Meter Reading) tarkoitetaan sähkölukemisen kulutustietojen lukemista asiakkaan sähkölukemista tai mittauspääteestä suoraan verkkoyhtiön keskuskeskustalle. Keskuskeskus muodostaa kerätyistä tiedoista energiataieteen, joka välitetään edelleen sähkökaupan muille osapuolille, kuten sähkön myyjille sekä siirtoyhtiöille, esim. Suomessa Fingrid Oy. Kaukoluettava sähkölukemisti tai mittauspääte sisältää luonnollisesti kaukoluennan mahdollistavan laitteen, kuten GSM- tai puhelinverkkomodeemin. (Tolvanen 98)

Vallitseva käytäntö kotitalouksien sähkölukemisen veloituksessa on vuosikymmenet ollut arviolaskutus. Lukemisti on luettu noin kerran vuodessa ja sähkön käytöstä on laskutettu aina edellisen vuoden mittaus-tiedon perusteella. Arvioidun käytön ja toteutuneen kulutuksen välinen erotus on korjattu tasauslaskulla, joka on muodostettu vuotuisen lukemistiluennan jälkeen. Tästä syystä asiakkaiden vuoden aikana saamat arviolaskut ovat olleet yleensä samansuuruiset.

Kaukoluennanjärjestelmässä laskutus taas perustuu asiakkaan mitattuun sähkölukemiseen esimerkiksi tietyn kuukauden aikana, jolloin asiakkaan saamien laskujen loppusummat ja hinnat voivat vaihdella huomattavasti. Tammikuussa sähkölämmitystä käytetään reilusti ja heinäkuussa ei lainkaan, jolloin myös vastaavan ajan laskukin on erisuuruisen. Kaukoluennanta antaa mahdollisuuden kuukausittain tai jopa tunneittain muuttuviin sähkön hintojen käyttöön.

”Energiayhtiön on mitattava ja luettava asiakkaille toimittamansa energian määrä. Euroopan 200 miljoonan sähkölukemistin manuaalinen lukeminen maksaa tällä hetkellä noin 4,5 Mrd. € vuodessa.” Tästä huolimatta nykyjärjestelmät eivät tuota tarkkoja laskutus-tietoja vaan lukemistiluennanta on tehty perinteisesti käymällä asiakkaan luona. Informaatio- ja tietoliikenneteknologian sekä -verkkojen nopea kehittyminen mahdollistavat energiataieteen automaattisen luennan ja valvonnan reaaliaikaisesti. (Vattenfall 04)

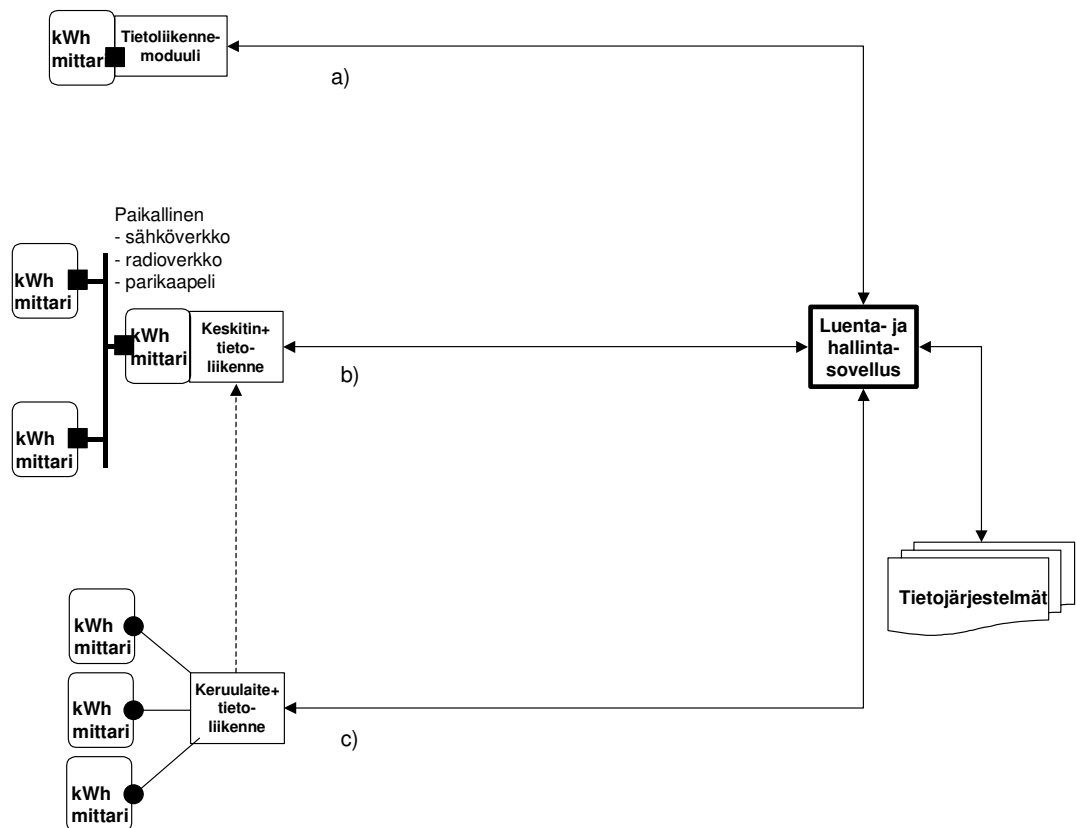
Nykyisin mittarit luetaan pääsääntöisesti kerran vuodessa, mutta jatkossa tätä ei voida pitää riittävänä. Kehittyvät sähkömarkkinat asettavat mittaukselle uusia vaatimuksia, jotka riippuvat asiakkaan koosta ja kulutetusta energiamäärästä. Jatkossa on odotettavaa, että mittarit tulee lukea nykyistä tiheämmin, mikä edellyttää mittauksen automatisointia. Automaattinen mittarinluenta tarjoaa monia lisäetuja, joiden ansiosta saadaan tehostettua toimintaa ja alennettua mittauksesta aiheutuvia kokonaiskustannuksia. (Anon 05c)

Mittaustoiminnan kehittämisen tavoitteena ovat kokonaishyödyt eri sähkömarkkinaosapuolien kannalta. Energiategiällisyyden julkaiseman Mittaustoiminnan kehittäminen -raportin mukaan sähköyhtiöille ehdotetaan siirtymistä automaattiseen mittarinluentaan, vaikka se aiheuttaisikin alkuvaiheessa lisäkustannuksia. AMR ja siihen liittyvä mittaus-toiminnan tehostuminen johtavat jatkossa kustannussäästöihin myös verkonhaltijan tapauksessa, varsinkin jos siirrytään samalla nykyistä tiheämmän luentavälin käyttöön. Hyötyjä saadaan lisättyä, mikäli uuden tekniikan myötä otetaan käyttöön lisäpalveluita. (Anon 05c)

1.2.1 Kaukoluennan tekninen toteutus

Kaukoluennan tekninen toteutus on periaatteeltaan varsin yksinkertainen. Tarvitaan tietokone ja siihen asennettava luentajärjestelmä, joka ottaa yhteyden sähkömittareihin. Luentajärjestelmästä tiedot siirretään edelleen sähköyhtiön asiakastieto- (ATJ) ja muihin tarpeellisiin järjestelmiin. Jotta uuden sähkönkulutuksen mittaustavan hyödyt saavutettaisiin täysimääräisinä, tulisi kaikkien sähköyhtiön asiakkaiden olla siinä mukana. (Järvi 05)

Kuvassa 1.3 on esitetty kaukoluennan periaatteellisia ratkaisuja erityyppisissä verkoissa.



Kuva 1.3. Energiamittareiden kaukoluentajärjestelmän periaatteet. a) Haja-asutusalueiden yksittäisten mittausten luenta, jossa kaukoluenta on hoidettu puhelin- tai gsm-verkon kautta yhdelle mittarille. b) Taajamien kaukoluentaan soveltuva luenta, jossa luenta suoritetaan keskittimen kautta tietylle alueelle, esim. yhden muuntopiirin mittareille. c) Kerrostalojen mittauskeskusten luenta hoidetaan kerulaiteen kautta yhden mittauskeskuksen mittareille. (Anon 05b)

Kaukoluentajärjestelmässä luodaan mittarilta tietoliikenne- tai kaukoluentamoduulin tai pienjänniteverkon avulla yhteys keskittimeen tai suoraan luentajärjestelmään. Keskittimestä siirretään usean mittarin tiedot luentajärjestelmään, jossa tapahtuu tietojen jatkokäsittely. (Anon 05b)

1.2.2 Sähkömarkkinoiden vapautumisen vaikutukset

Sähkömarkkinoiden vapautumisen myötä sähköala on joutunut entistä tiukempaan kilpailuun. Niinpä sähkönmyynti- ja palveluyhtiöiden on kehitettävä kilpailukykyä, kustannustehokkuutta, uusia palveluja sekä on keskityttävä liiketoiminnan ydinosaisuuksiin. Sähkölaitteiden muuttaminen kaukoluentavivoksi on yksi uusista palveluista, joilla sähköyhtiöt voivat ylläpitää kilpailukykyään ja asiakastyytyvyyttä. (Anon 05a)

Sähkömarkkinoiden avaamisvaiheessa energianmittaukseen ei kiinnitetty erityistä huomiota vaan pyrkimyksenä oli säilyttää hyväksi havaittu ja luotettava järjestelmä. Voimassa oleva lainsäädäntö ei rajoita toiminnan kehittämistä, mutta se ei myöskään kannusta tai ohjaa kehitystä. Sähkömarkkinoiden vapautumisen jälkeen mittaustoiminnan merkitys sähkömarkkinoiden osapuolille on kasvanut ja luotettavuusvaatimus lisääntynyt. Mittauksien tarkoituksena on toimittaa kulutuslukemat eri osapuolille. (Anon 05c)

1.2.3 Ruotsin lainsäädännön vaikutus

Suomessa kaukoluettaviin mittareihin siirtymistä vauhdittaa Ruotsissa tehty laki, jonka mukaan kaikkien sähkönkäyttöpaikkojen energiankulutus on raportoitava kuukausittain viimeistään 1.7.2009. Lisäksi yli 63 A sähkönkäyttöpaikat on varustettava tuntirekisteröivällä mittarilla viimeistään 1.7.2006. Lakiin perustuvaa muutosta perustellaan kuluttajansuojalla sekä kilpailun toimivuuden parantamisella. Lisäksi lainsäätäjät on vakuuttanut, että nyt säädelty tilanne jäädytetään 15 vuodeksi, jolloin verkkoyhtiöt voivat investoida AMR-järjestelmiin turvallisesti mielin. Ruotsin lainsäädäntö aktivoi energiamittausmarkkinoita kaikkialla Pohjoismaissa. Ruotsin noin 1 Mrd. € investointivolyyymi tuo mittausmarkkinoille uusia järjestelmätoimittajia ja palvelujen tarjoajia. (Puustelli 05)

Kuukausi- ja tuntiluontavaatimus aiheuttaa ruotsalaisille verkkoyhtiöille tuntevia lisäkustannuksia, jotka kuitenkin lopulta tullaan perimään asiakkailta. Kaukoluennan aiheuttamia lisäkustannuksia on siellä poliittisesti perusteltu arviolaskutuksesta luopumisella ja asiakkaiden mahdollisuutena vaikuttaa omaan sähkönkäyttöönään runsaan lukematiedon avulla. (Energiauutiset 05)

Suomessa vastaavaa lainsäädäntöä sähkömarkkinoista ei ole vaan verkkoyhtiöiden investointihalukkuus näyttääkin olevan oma-aloitteista ja vapaaehtoista. Asian suhteen on kuitenkin herätty, sillä ennuste on, että suuri osa sähkömittareista olisi Suomessakin kaukoluennan piirissä vuoden 2010 jälkeen. Ista Suomi Oy:n tekemän kyselyn mukaan 93 % verkonhaltijoista uskoo automaattisen mittarinluennan yleistyvän lähitulevaisuudessa (Anon 05c). AMR:ään siirtymisestä on jo tehty päätös 600 000 sähkönkäyttöpaikan osalta ja tarjoukset on jätetty 700 000 käyttöpaikasta. Vähitellen kulutusarvioon perustuvat laskut tullaan korvaamaan ”reaaliaikaisella” mittarilukemaan perustuvalla

laskutuksella. Sähkön mittaus on olennainen osa energiayhtiön toimintaa. Jotta sähköä voitaisiin myydä ja laskuttaa, se tulee mitata mahdollisimman toimivasti ja tarkasti. (Puustelli 05)

1.3 Tilanne muualla Euroopassa

Tässä kappaleessa on esitelty automaattisen mittarinluennan tilannetta, toteutusta ja mitauspisteiden määriä muualla Euroopassa.

1.3.1 Pohjoismaat

Pohjoismaat ovat edelläkävijöitä automaattisen mittauksen hyödyntämisessä. Suomessa, Norjassa ja Tanskassa ollaan siirtämässä noin miljoonaa mittaria automaattisen luennan piiriin. Pohjoismaiden kaikki 14 miljoonaa mitauspistettä arvioidaan olevan seuraavan kymmenen vuoden kuluessa automaattisesti mitattuja. (Vattenfall 04)

Norjassa astui heinäkuussa 1999 voimaan uusi säännös, joka koskee sähköverkkopalveluiden mittaamista, tiedottamista ja laskutusta. Uuden säädöksen tarkoituksena on kannustaa kotitalouksia kulutustietoja tarkentamalla säästämään energiankäyttöä. Säädöksessä edellytetään lisäksi siirtymistä todelliseen kulutukseen perustuvaan laskutukseen yli 8000 kilowattituntia (kWh) vuodessa kuluttavissa käyttöpaikoissa ja luenta tulisi tapahtua vähintään neljä kertaa vuodessa. Säädöksen piiriin kuuluu Norjassa n. 80 % kotitalouksista. Arvioiden perusteella todelliseen kulutukseen perustuvalla laskulla säävutetaan kuluttajien keskuudessa n. 10 % säästö energiankulutuksessa. Tällä hetkellä Norjassa on jo useita noin 20 000 - 30 000 mitauspisteen hankkeita meneillään. (Anon 05c)

Tanskassa tuli vuoden 2002 alussa voimaan laki, joka velvoittaa sähköyhtiöitä antamaan sähkölaskun yhteydessä asiakkaalle palautetta aikaisemmasta sähkönkulutuksesta sekä mahdollisuuden vertailla omaa energiankulutustaan vastaavaan samantyyppiseen sähkönkäyttöpaikkaan. Lain tavoitteena on kannustaa asiakkaita säästämään energiaa tarkemman kulutustiedon avulla. Tanskassa kaksi suurta energiayhtiötä on päättänyt ottaa käyttöön automaattisen mittausjärjestelmän. Järjestelmien piiriin on suunnitelmien mukaan tulossa noin 700 000 asiakasta. (Anon 05c)

1.3.2 Englanti ja Wales

Iso-Britannia vapautti ensimmäisenä maana Euroopassa energiamarkkinat 1990. Vuonna 1998 markkinaympäristö kehittyi merkittävästi, koska mittauspalveluyritykset huolehtivat mittausstoiminnoista ja jakeluverkko-operaattori ei vastaa mittauksesta. Tässä yhteydessä otettiin käyttöön käsite ”sähköntoimittaja-keskus” (Supplier Hub), joka velvoitti sähköntoimittajat toimimaan sähkömarkkinoiden koordinaattorina. Sähköntoimittajien tehtävänä oli vastata, että sähkönjakelu hoidetaan kokonaisuudessaan määräysten mukaisesti. Käytetty periaate kannusti eriyttämään eri osatoimintoja ja se paransi erillisten mittauspalveluyritysten toimintamahdollisuuksia. Mittaus toteutetaan siten, että jakeluverkko-operaattori ei enää vastaa mittauksesta, vaan se saa mittarilukemat sähköntoimittajan mittautietokannasta. Englannin malli on johtanut todellisten palvelumarkkinoiden syntyyn energiamittauksissa. (Anon 05c)

1.3.3 Italia ja Saksa

Maailman suurin automaattisen mittausjärjestelmän käyttöönotto on meneillään Italiassa. Maan suurin energiayhtiö ENEL (Ente Nazionale per Energia Elettrica) on jo asentanut noin 18 miljoonalle asiakkaalle automaattisen mittauksen ja koko projekti käsittää kaikki ENEL:in 27 miljoonaa asiakasta. (Vattenfall 04)

Saksassa energiamarkkinoiden vapautuminen on johtanut mittausstoiminnan voimakkaaseen kehitykseen. Kaukoluenta on yleistynyt kotitalouksissa ja AMR:n osalta on olemassa kaksi kehityspolkua. Ensimmäisessä pääpaino on laadussa ja toiminnallisuudessa ja toisessa korostetaan yksinkertaista ja luotettavaa tekniikkaa. Uusien tiedonsiirtotekniikoiden myötä tiedonkeruu on nopeutunut ja tullut kattavammaksi. Laskutus perustuu reaaliaikaiseen lukematietoon, jonka luotettavuus varmistetaan automaattisesti. Uuden lain mukaan verkonhaltijan tulee tallentaa lukematietojen osalta täydellinen historiatieto. Kotitalouksien mekaaniset mittarit tullaan lisäksi lähivuosina korvaamaan elektronisilla mittareilla. (Anon 05c)

1.4 Työn tavoite ja aiheen rajaus

Diplomityössä on tavoitteena selvittää kustannustehokkain vaihtoehto automaattiseen mittarinluennan toteutukseen Lahti Energia Oy:ssä. Tarkoituksena on löytää erilaisia vaihtoehtoja mittarinluennan toteuttamiseen ja selvittää niistä aiheutuvat kustannukset. Tavoitteena on siis löytää edullisin, vaatimukset täyttävä ratkaisu. Tutkittavia aiheita ovat myös yhtiön tämän hetkinen mittarikanta ja ikäjakauma sekä mittauspisteiden sijainti maantieteellisesti, jolloin voidaan määrittää optimaalisin luentatekniikka sekä mittareiden vaihtohetki. Lisäksi tavoitteena on selvittää kaukoluennan suhteen kannattavimmat alueet.

Käsiteltävinä aiheina ovat myös mittareiden valmistajat, niiden käyttämät tiedonsiirto- menetelmät sekä mittalaitteistoilta vaadittavat ominaisuudet. Valittavan järjestelmän tulisi olla sellainen, jossa kaukoluennan myötä mahdollisiksi tulevat lisäpalvelut ovat saatavilla ainakin optiona. Tällaisia ominaisuuksia ovat ainakin tuntimittaus, sähkön laadun seuranta, sähkökatkojen rekisteröinti ja sähköjen etäkatkaisu.

Työssä tutkitaan lisäksi kaukoluennan vaikutuksia yhtiön toimintoihin sekä pohditaan toimintamallia kaukoluennan toteutukseen ja etenemiseen yhtiössä. Työn tavoitteena on myös olla apuna, kun Lahti Energia Oy:ssä tehdään päätöksiä energiamittareiden luentaprosessien kehittämisestä, mittaamisen toteutustekniikasta ja tietoliikennetarkastuksista sekä mittareiden vaihdon prioriteeteista ja aikataulusta. Kaukoluennan käytännön toteutuksessa on tutkimuksessa keskitytty lähinnä sähkömittareiden automatisointia koskeviin laskelmiin, jolloin tutkimuksen ulkopuolelle on jätetty kaukolämmön ja kaasun mittauksen kaukoluennan kannattavuustarkastelu.

2 SÄHKÖENERGIAN MITTAUS JA LASKUTUS TÄLLÄ HETKELLÄ

Asiakkaan käyttämän sähköenergian mittauksen toteuttaa yleensä jakeluverkonhaltija ja sähköverkkoyhtiö laskuttaa sopimuksenmukaisesta verkkopalvelusta normaalisti arvion mukaan. Arvio perustuu käyttäjän aikaisemmin mitattuun energiaan ja muihin verkko-yhtiön käytössä oleviin tietoihin. Kerran vuodessa ja sopimuksen päättyessä suoritetaan tasausluenta. Jos mittauksessa, luennassa tai laskutuksessa havaitaan virhe, sen vaikutus korjataan jälkikäteen jommankumman osapuolen eduksi. (SENER 98)

Luotettava energiamittaus on yhtiöille tärkeää, koska energiayhtiöiden laskutus perustuu lähes kokonaan mittaustoiminnon toimittamaan kulutustietoon. Energiamittaukset palvelevat kaikkia sähkömarkkinaosapuolia. Laskutuksen ja energiamittauksen luotettavuudella ja joustavuudella on suuri merkitys yhtiön palveluihin, maineeseen ja imagoon. Kaukuluennan avulla saavutetaan myös kustannussäästöjä, koska nykyisten mittareiden luenta- ja käsittelykustannukset poistuvat. (Anon 05d; Leinonen 94)

2.1 Mittarinluenta

Lahti Energian energiamittaustietojen käsittely määräytyy käyttökohteiden ja laskutus-käytännön mukaisesti. Energiamittaustietojen käsittely sisältää tällä hetkellä seuraavia työvaiheita:

- lukupiirien luentajärjestyksen tulostus
- luentalistojen postitus paikkoihin, jotka hoitavat luennan itse (esim. vesilaitos, jätevedenpuhdistamo)
 - o luentalistoja käytetään paikoissa, jonne on vaikea päästä, esim. korkeat paikat
- luenta käyttöpaikalla ja lukemien tallennus luentalaitteeseen
- lukemien siirto laitteesta ja eri laskutustietojen käsittely (internet, lukemakortti, puhelinilmoitus)
- palautuskorttien arkistointi
- epäselvien palautustietojen uusintakäsittely.

Lisäksi luentapaikoissa, joissa suoritetaan joka toinen vuosi itseluenta, mittaustietojen käsittely suoritetaan seuraavasti:

- itseilmoituskorttien tilaaminen toimittajalta
- korttien lähetys toimittajalta asiakkaille
- asiakkaat täyttävät kortin ja lähettävät sen LE:lle
- LE:ltä kortit lähetetään toimittajalle luettavaksi optisesti
- optinen luenta ja luentakorttien kuvan muunto sähköiseksi
- luentatietojen toimitus laskutusjärjestelmään.

Yleisin toimintamalli mittarinluennan suoritukseen yhtiössä on, että mittarinlukijat lukevat mittarin joka toinen vuosi ja asiakkaat ilmoittavat lukemat itse väli vuosina. Lukemien ilmoittaminen itse onnistuu kuitenkin vain silloin, kun asiakkaalla on mahdollisuus päästä mittarilleen. Useissa tapauksissa, varsinkin kerrostaloissa, tätä mahdollisuutta ei ole, jolloin mittarinlukijat joutuvat tarkistamaan lukemat vuosittain. (Tomperi 05)

Asiakkaat kirjaavat sähkö-, kaukolämpö- ja maakaasumittareiden lukemat itse ja ilmoittavat ne verkkoyhtiölle joko internetin kautta, postitse lukemakortilla tai soittamalla ilmaiseen palvelunumeroon. Vapaa-ajan asuntojen ja muiden vähän kuluttavien paikkojen luenta voi tapahtua kolmen tai neljän vuoden välein. On myös paikkoja, joissa luenta tapahtuu kerran kuukaudessa, neljännesvuosittain tai puolivuositain. (Nikkanen 05; LE 05)

2.1.1 Kaukoluentamittaus

Lahti Energialla on tällä hetkellä kaukoluennan piirissä 500 kpl suurasiakasmittareita, joissa on myös tuntitehomittaus. Lisäksi on kokeiluna asennettu kolmeen kerrostaloon kaukoluettavat pienkuluttajamittarit, joiden lukumäärä on 200 kpl. Suurkuluttajien mittaukset hoidetaan Enermet Oy:n Melko MT 30 ja MT 40 mittareilla ja luennassa käytetään puhelinverkkoa. (Yrttiaho 05)

Kaukoluennan toteutus on hoidettu Enermetin AIM ASP (Active Information Management, Application Service Provider) palveluna, jossa tarvittava ohjelmisto on Enermetillä, joka vastaa ohjelman päivityksistä ja ylläpidosta. Lisäksi palveluun kuuluu yrityksen henkilöstön perehdytys järjestelmän käyttöön. Kaukoluennamittauksen avulla mittarinlukemat saadaan suoraan sähköiseen muotoon ja ne voidaan siirtää edelleen asiakastietojärjestelmään laskutusta varten. Pienasiakkaiden mittaus tapahtuu siten, että mittareiden lukemat kerätään sähköverkon välityksellä keskittimelle, jonka luenta tapahtuu GSM-verkon välityksellä. Kerrostalojen AMR-luentakokeilu ei kuitenkaan ole vielä tällä hetkellä täysin toiminnassa. (Enermet 05; Yrttäho 05)

2.2 Sähkön laskutus

Kotitalousasiakkaiden laskutus perustuu perinteisesti arviolaskutukseen ja sen veloituksen perusteena käytetty lukema perustuu edellisen laskutuskauden sähkönkulutukseen. Arviolaskutuskausi on yleensä vuoden mittainen ja laskuja kertyy yhtiöstä riippuen 2-12. Laskutuskauden lopussa lähetettävä tasauslasku perustuu todelliseen kulutukseen eli mittarinluennasta saatuun arvoon, jota verrataan kulutusarvioon. Todellisen ja arvioidun kulutuksen erotus joko hyvitetään tai veloitetaan tasauslaskun yhteydessä. Arviolaskutus on mahdollista toteuttaa tasaerinä jokaisella laskulla tai sähkönkulutuksen arvioituun vaihteluun vuoden aikana perustuen. Vuosikulutusarvio perustuu tässä tapauksessa laskennallisiin kulutusvaihtelua kuvaaviin käyriin.

Suoraveloituksessa sähköyhtiö veloittaa laskun summan suoraan asiakkaan tililtä ja se perustuu yleisesti arviolaskutukseen. Veloitus tapahtuu asiakkaan tililtä tasasummina. Jotkut sähköyhtiöt tarjoavat asiakkailleen mahdollisuuden valita suoraveloituksen veloituspäivän annetuista vaihtoehdoista. Suoraveloituspalvelu vaatii erillisen sopimuksen tekemistä joko sähköyhtiön tai asiakkaan oman pankin kanssa. (Selikare 04)

2.2.1 Muut laskutuskäytännöt

Useat sähköyhtiöt tarjoavat asiakkailleen mahdollisuuden maksaa sähkölasku nk. täsmälaskulla sekä kertamaksuna, jossa koko vuoden sähkönkulutus maksetaan kerralla. Täsmälasku perustuu todelliseen kulutukseen, joten se vaatii sähkömittarin lukemisen aina laskutuskauden lopussa. Kertamaksun ennakoon suorittaville asiakkaille tarjotaan

yleensä maksutapa-alennusta, joka on 2 - 3 % maksettavasta summasta. Yhtiöstä riippuen kertamaksun suorittaminen voi olla mahdollista joko ennakoon tai jälkikäteen tai valinnaisesti jompikumpi. (Selikare 04)

2.2.2 Laskun toimitustavat

Sähkölasku toimitetaan perinteisesti paperiversiona, mutta muutamat sähköyhtiöt ovat ottaneet käyttöönsä mahdollisuuden laskun toimittamiseen myös sähköpostilla. Sähköpostilasku on ulkoisesti täysin vastaava paperilaskun kanssa. Eroavaisuutena on vain, että se on toimitettu sähköpostin liitteenä. Sähköpostilaskun etuna on, että siihen voi liittää laskun tiedot sisältävän viivakoodin. Asiakas voi kopioida viivakoodin omaan netti-pankkiohjelmaansa, jolloin laskun tiedot siirtyvät automaattisesti mukana. Lasku voidaan toteuttaa myös verkkolaskuna, jossa asiakas lukee laskunsa tiedot internetin kautta ja maksaa laskunsa sieltä. (Selikare 04)

2.2.3 Laskutus Lahti Energia Oy:ssä

Lahti Energia Oy:n sähkölaskutus hoidetaan sähkötuotteesta sekä lämmitys- ja asumismuodosta riippuen joka kolmas kuukausi tai kuukausittain. Aikasähkö- sekä suoraveloitussasiakkaat saavat laskunsa joka kuukausi ja yleissähköasiakkaat joka kolmas kuukausi. Joka kuukausi laskutettavat saavat yksitoista arviolaskua ja tasauslaskun kerran vuodessa. Lasku muodostetaan edellisen kuukauden lopussa ja se erääntyy laskutuskauden puolivälissä. Kolmen kuukauden välein laskutettavat saavat kolme arviolaskua ja tasauslaskun. Tässä tapauksessa lasku muodostetaan laskutuskauden ensimmäisen kuukauden lopussa ja se erääntyy laskutuskauden puolivälissä. (LE 05)

Arviolaskutus tapahtuu tasaerälaskutuksena, jossa jokainen arviolasku on samansuuruinen. Tasauslaskussa hyvitetään maksetut arviot sekä lasketaan todelliseen kulutukseen perustuva sähkön käyttö. Hyvitys tapahtuu asiakkaan valitsemana joko enakkona seuraavaan sähkölaskuun, palautuksena pankkitilille tai rahälähetyksenä Sampo-pankin välityksellä. Tasauslaskun yhteydessä lähetetään ennakkotiedote seuraavan vuoden arviomaksuista sekä käyttötiedote edellisten vuosien sähkönkäytöstä. Ennakkotiedotteessa löytyy lisäksi arviolaskutuksen jakautuminen eriin ja niiden eräpäivät. (LE 05)

Vapaa-ajan asunnot laskutetaan neljännesvuosittain, jolloin asiakkaat saavat kolme arviolaskua ja yhden tasaus-arviolaskun. Tasaus-arviolaskussa laskutetaan mitatun käytön lisäksi arvio lukemapäivästä laskutusjakson loppuun. Tasaus-arviolaskun arvio-osuus hyvitetään seuraavassa tasauslaskussa. Asiakkailta on mahdollisuus myös suoraveloitukseen, jossa lasku erääntyy laskutuskauden aikana sovittuna eräpäivänä, jolloin se veloitetaan asiakkaan tililtä. Yhtiössä on käytössä verkkoalueen asiakkaille myös kertamaksu, jossa tarjotaan mahdollisuus maksaa koko vuoden sähkölaskut ennakkoon. Hyvityksenä tästä asiakas saa 3 % alennuksen energialaskusta. (LE 05)

Asiakkailta on mahdollisuus valita myös suoralaskupalvelu, mikäli asiakkaalla on käytössä verkkopankkitunnukset. Palvelussa energialasku lähetetään sähköisessä muodossa asiakkaan verkkopankkiin ja paperilaskua ei enää lähetetä. Pankissa avoin lasku näkyy maksuluettelossa, josta asiakas käy itse hyväksymässä laskunsa maksuun. Laskua ei veloiteta automaattisesti niin kuin suoraveloituksessa. Paperille tulostetaan ainoastaan tasauslasku ja siihen liittyvä ennakkotiedote, josta asiakas näkee veloitettavat erät ja niiden eräpäivät. Laskun tiedot ja oikeellisuuden voi tarkistaa laskuerittelylinkistä, joka näkyy verkkopankissa avoimen verkkolaskun kohdalla. (LE 05)

Yhtiössä on otettu käyttöön EllaOnline-palvelu, jonka tarkoituksena on helpottaa asiointia yrityksen kanssa. Palvelussa on mahdollista tarkastella energialaskuja ja maksaa niitä sekä ilmoittaa mittarilukemia. Laskupalvelun avulla asiakas voi katsella nykyisiä ja edellisiä laskuja. Tätä kautta laskun maksu onnistuu myös sähköisesti. Mittarinlukemien ilmoitus palvelun kautta onnistuu silloin, kun omalla alueella on käynnissä mittarinluenta ja asiakkaalle on lähetetty postitse itseilmoituskortti. (LE 05)

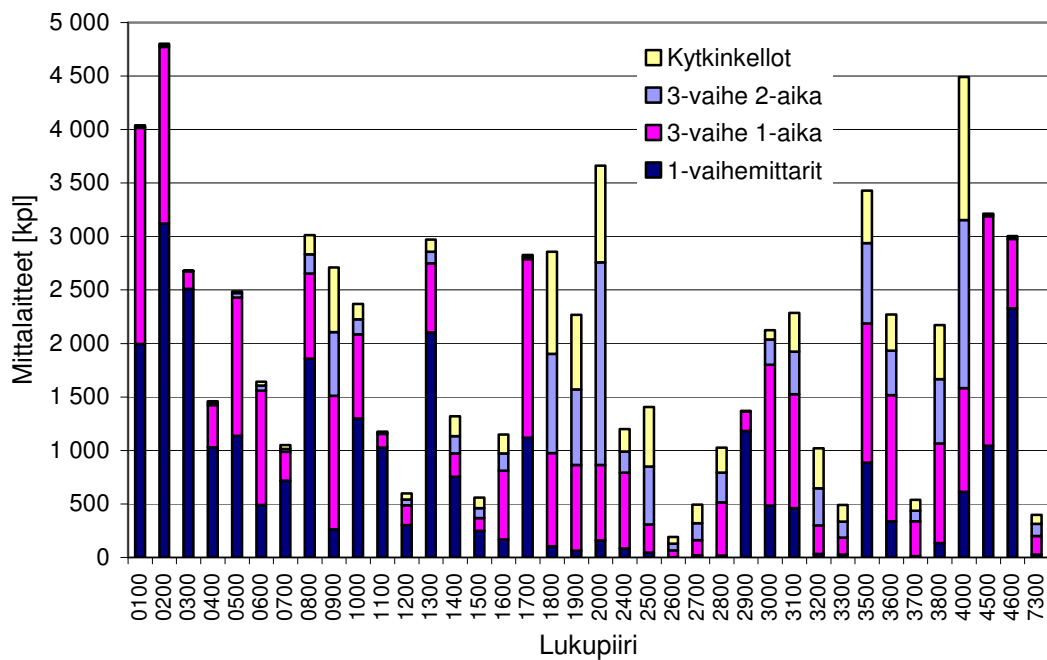
2.3 Mittalaitteet

Lahti Energia Oy:ssä pienasiakkaiden sähkön mittauksessa käytetään pääasiassa 1-vaihe-, 3-vaihe 1-aika- ja 3-vaihe 2-aikamittareita. 2-aikamittarit tarvitsevat lisäksi kytkinkellon, joka huolehtii sähkötariffin vaihtamisesta sovittuna kellonaikana. Lisäksi käytössä on myös kellomittareita, joissa kytkinkello on integroituna mittariin. Yhtiössä sähkömittareiden luennat on jaettu lukupiireihin ja taulukossa 2.1 on esitetty lukupiirien merkinnässä jatkossa käytetyt tunnuksat.

Taulukko 2.1. Lukupiiritunnukset ja lukupiirit.

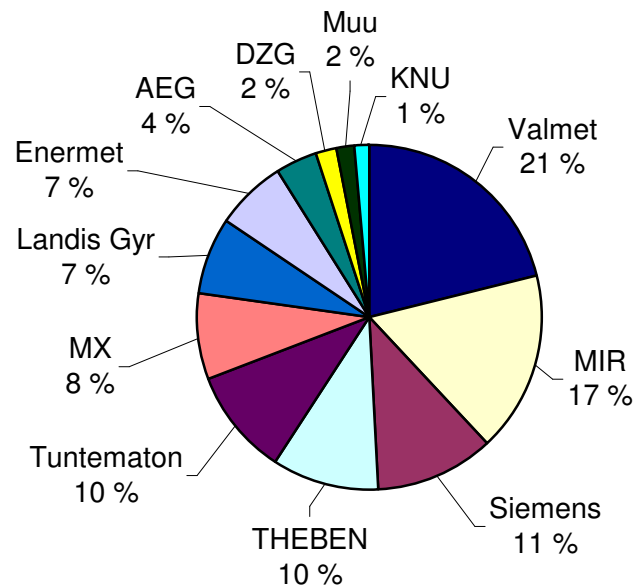
Lukupiiri-tunnus	Lukupiiri	Lukupiiri-tunnus	Lukupiiri	Lukupiiri-tunnus	Lukupiiri
0100	Keskusta 1	1500	Holma	3200	Hollola
0200	Keskusta 2	1600	Kilpiäinen	3300	Uskila
0300	Liipola	1700	Paavola	3500	Jalkaranta
0400	Saksala	1800	Vesivehmaa	3600	Riihelä
0500	Asemantausta	1900	Mäkelä	3700	Jokimaa
0600	Kariniemi	2000	Villähde	3800	Patomäki
0700	Sopenkorpi	2400	Nastola	4000	Hiekk anummi
0800	Kärpänen	2500	Renkomäki	4500	Kivistönmäki
0900	Laune	2600	Hangasmäki	4600	Mukkula
1000	Tonttila	2700	Okeroinen	7300	Soitettavat
1100	Ruola	2800	Kartano	N8000	NAS keskusta
1200	Pyhätön	2900	Hedelmätarha	N9000	NAS haja-asutus
1300	Kiveriö	3000	Salpakangas		
1400	Metsäpelto	3100	Soramäki		

Kuvassa 2.1 on esitetty käytössä olevien mittalaitteiden määrät Lahti Energia Oy:ssä mittalaitetyypeittäin ja lukupiireittäin jaoteltuna.



Kuva 2.1. Mittalaitteiden määrät lukupiireittäin.

Kuvassa 2.2 on esitetty LE:ssä käytössä oleva mittalaitetekanta valmistajittain jaoteltuna.



Kuva 2.2. Käytössä olevan mittalaitetekannan eri valmistajien osuudet.

Vaihdettavissa olevien mittarityyppien pääasialliset valmistajat on koottu taulukkoon 2.2.

Taulukko 2.2. Poistoiässä olevien mittareiden valmistajat.

Laitetyyppi	Valmet	Tuntematon	AEG	Siemens	MX	Landis Gyr	MIR	KNU
1-vaihe	X	X	X				X	X
3-vaihe 1 aika	X	X	X	X	X	X		
3-vaihe 2 aika	X	X	X	X	X	X		

Taulukosta 2.3 on esitetty mittarikannan kokonaismäärät, laskennallinen arvo ja yhteis-summa sekä nykyarvo, joka saadaan laskettua yhtälöllä 2.1,

$$H_{na} = \left(1 - \frac{T_{ki}}{n_{pa}}\right) \cdot H_{kok} \quad (2.1)$$

jossa

H_{na}	= mittareiden hintojen nykyarvo [€]
T_{ki}	= mittareiden keski-ikä [a]
n_{pa}	= mittareiden pitoaika [a]
H_{kok}	= mittareiden kokonaishinta [€].

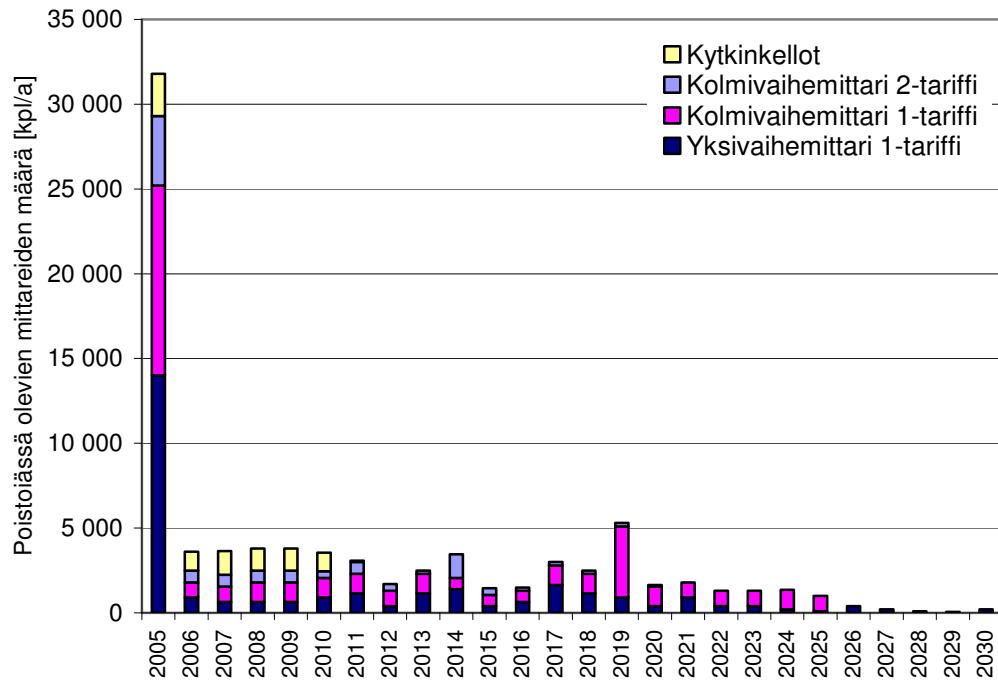
Taulukko 2.3. Energiamittauslaitteet Lahti Energia Oy:ssä 2004 sekä keski-ian perusteella laskettu mittalaittekannan nykyarvo. Yksikköhinnat ja pitoajat on tarkistettu 28.5.2004.

Energiamittauslaitteet	Määrä [kpl]	Yksikköhinta [€/kpl]	Kokonaishinta [€]	Keski-ikä [a]	Pitoaikaväli [a]	Nykyarvo [€]
1-aikamittaus, 1-vaihe	30 640	105	3 217 200	21,6	15...25	437 539
1-aikamittaus, 3-vaihe	31 358	120	3 762 960	14,3	15...20	1 072 444
2-aikamittarit	11 712	130	1 522 560	12,1	10...15	294 362
yhteensä	73 710		8 502 720			1 804 344
kello- ja ohjauslaitteet	10 958	185	2 027 230	3,29		1 111 598
tuntimittausmittari & keruupäätte	476	850	404 600			
kaikki yhteensä	85 144		10 934 550			3 200 000

Taulukkoon on laskettu mittarikannan kokonaisarvo ja keski-iat huomioon ottaen nykyarvo. Mittareiden poistoiälle on käytetty 1-vaihe 1-aikamittauksissa 25 a, 3-vaihe 1-aikamittauksissa 20 a ja 2-aikamittauksissa 15 a. Kytkinkellojen huoltovapaana pitoaikana työssä on käytetty kuutta vuotta, koska sen jälkeen niistä tulee vaihtaa paristo. Nämä arvot ovat myös käytössä jatkossa, kun käsitellään mittareiden poistoikiä.

2.3.1 Poistoiässä olevat mittalaitteet

Kuvassa 2.3 on esitetty poistoiässä olevien mittareiden määrät vuosittain. Kuvassa mittalaitteiden määrä yhteensä on 86 000 kpl. Tulokset on laskettu käyttämällä lähtötietoina tietokantaan tallennettuja mittareiden käyttöönottopäivämääriä. Mittareiden poistoinä on käytetty yllämainittuja arvoja. Käyttöönottopäivämäärä tarkoittaa ajankohtaa, jolloin mittari on otettu ensimmäisen kerran käyttöön. Kun se on ollut riittävän pitkään käytössä (noin pitoajan verran), se on otettu huollettavaksi ja tämän jälkeen asennettu uudelleen seuraavaan mittauspaikkaan. Myöhemmin esille tuleva asennuspäivämäärä taas tarkoittaa ajankohtaa, jolloin mittari on asennettu ko. käyttöpaikkaan huoltamisen jälkeen. Tämän jälkeen mittarille ei ole tehty mitään toimenpiteitä. Nykytilanteessa mittarihuoltoja ei Lahti Energia Oy:ssä tehdä mittalaitteiden halventuneiden hintojen takia.

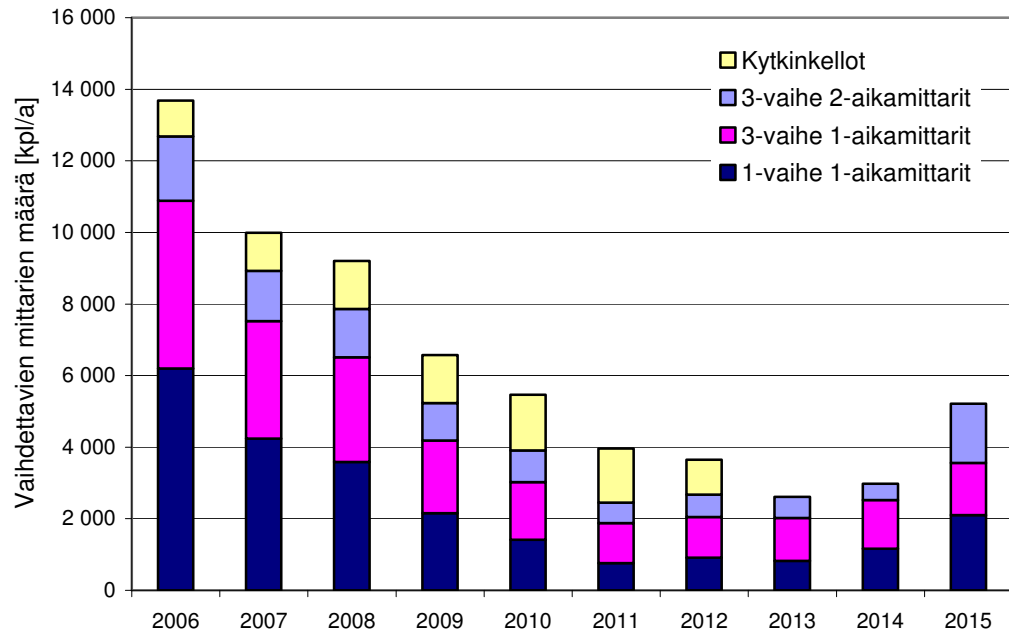


Kuva 2.3. Poistoiässä olevien mittalaitteiden määrät vuosina 2005 – 2030.

Tuloksista huomataan, että tällä hetkellä käytössä on reilut 30 000 mittalaitetta, jotka ikänsä puolesta olisivat vaihdettavissa heti. On otettava kuitenkin huomioon, että mittareita on aikaa myöten huollettu, joten näistä mittalaitteista vain osa on täysin loppuun käytettyjä.

2.3.2 Mittalaitteiden vaihtosuunnitelma 10 vuoden ajalle

Kuvassa 2.4 on esitetty mittalaitteiden vaihtosuunnitelma seuraavalle kymmenelle vuodelle.



Kuva 2.4. Mittalaitteiden vaihtosuunnitelma 10 vuoden ajalle.

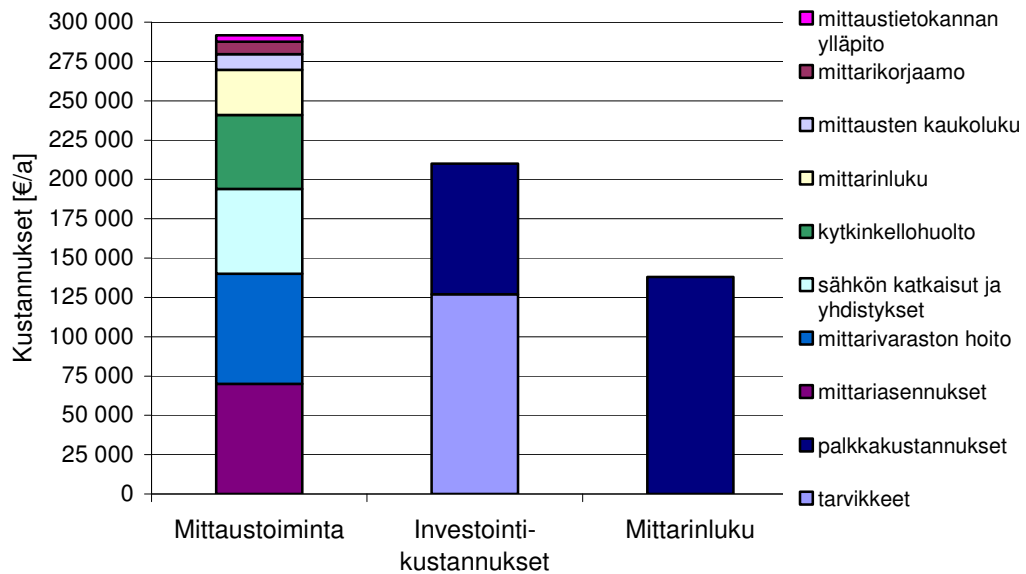
Tulokset on laskettu pitoaikansa ylittäneiden mittareiden mukaan käyttöönottopäivämäärien perusteella. Mittarivaihdot on jaksotettu alkupäässä viidelle vuodelle, jotta vaihtoajankohdat ajoittuisivat tasaisemmin. Esimerkiksi vuonna 2005 pitoaikansa ylittäneet mittarit on suunniteltu vaihdettavaksi siten, että vuonna 2006 vaihdetaan 40 % mittareista ja seuraavana vuonna 25 % ja niin edelleen 20 %, 10 % ja 5 %.

2.4 Kustannukset

Tämän hetkisessä tilanteessa, jossa sähkömittarit luetaan käymällä paikan päällä, aiheutuu kustannuksia työ-, materiaali- ja pääomakustannuksista. Työkustannuksiin voidaan laskea mittarinlukijoiden palkkaus sekä heidän käyttämistään autoista johtuvat kustannukset sekä mittareiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset. Materiaalikustannuksiin lasketaan mittareiden hankinta ja ylläpito. Pääomakustannukset muodostuvat mittareihin sijoitetun pääoman korkokuluista ja vuosikuoletuksista.

2.4.1 Lahti Energia Oy:n mittaustoiminta

Lahti Energia Oy:n mittaustoiminnasta aiheutuvien kustannuksien jakautumista on havainnollistettu kuvassa 2.5.



Kuva 2.5. Mittaus toiminnan kustannukset Lahti Energia Oy:ssä.

Kuvan mittaus toiminnan kustannuksiin on laskettu myös kaukoluennasta tällä hetkellä aiheutuvat kustannukset. Investointikustannukset tarkoittavat mittalaitteiden uudisasennuksista syntyviä työvoima- ja tarvikekustannuksia. Uusien mittareiden asennuksia, eli mittareiden sähkövarasto-ottoja vuonna 2003 oli 1 681 kpl ja seuraavana vuonna niitä oli 1 527 kpl, eli keskimäärin uusia mittareita asennetaan tällä hetkellä 1 600 kpl/a. Viikaantuneista mittareista aiheutuvat mittariasennuskustannukset on kirjattu kohtaan mittaus toiminta. Mittarinlukukustannukset sisältävät palkka-, työvaate-, ajoneuvo, ATK-, itseilmoitus-, puhelin-, päiväraha- ja kilometrikustannukset. Itseilmoituskustannuksiin kuuluvat kortit, postimaksut ja ilmoitusnumeromaksut.

Työssä tarkasteltiin myös yhtiön tulevia mittalaitteisiin liittyviä kustannuksia. Mittalaitteiden asennusten hinnoittelu muuttui 1.9.2005 käyttöönotetun yksikköhinnoittelun johdosta. Laskettujen tulosten perusteella voidaan todeta, että kustannukset yksikköhinnoin tulevat jonkun verran kalliimmaksi kuin aiemmin. Taulukossa 2.4 on esitetty mittalaitteiden asennusten ja huoltojen arvioidut määrät vuodelle 2005.

Taulukko 2.4. Mittalaitteasennukset ja huollot vuoden 2005 hankintamäärillä.

Mittari	1-v. mittarit	3-v. 1-aika	3-v. 2-aika	3-v. vml	Kellomittarit	Kytinkellot	Yhteensä
hankitut	350	1000	100	50	600	150	2 250
uudisasennukset	10	770			600		1 380
huoltovaihto- asennukset	340	230	100	50		150	870
kytkinkellohuollot						1 000	1000

Yhtenä syynä kustannusten nousuun on toimistotyön lisääntyminen aikaisempaan verrattuna. Tuloksia tarkastellessa on huomioitava, että asennuksien ja huoltojen määrät eivät ole välttämättä samat vuosittain. Yhtiön kotitalousasiakkaiden mittarinluentojen määrät löytyvät taulukosta 2.5.

Taulukko 2.5. Kotitalousasiakkaiden mittarinluentojen kappalemäärät vuosina 1999-2003 sekä suunnitelma vuodelle 2005.

Luentatapahtuma	1999	2000	2001	2002	2003	2005
lukupiiriluentat	49 004	47 168	48 146	45 668	53 172	43 953
asiakkaan vaihdot	ei tilastoitu	ei tilastoitu	ei tilastoitu	12 758	10 025	
luetut mittaukset yhteensä				58 426	63 197	
itseilmoitetut	3 816	3 217	13 453	19 962	12 973	18 996

Taulukon perusteella lukupiiriluentoja on keskimäärin 48 000 kpl/a ja muuttoluentoja 11 000 kpl/a, jolloin luentojen määrä yhteensä on 59 000 kpl/a. Itseilmoitettuja luentoja on keskimäärin 17 000 kpl/a.

2.4.2 Mittalaittevaihtojen kustannusarvio 10 vuodelle

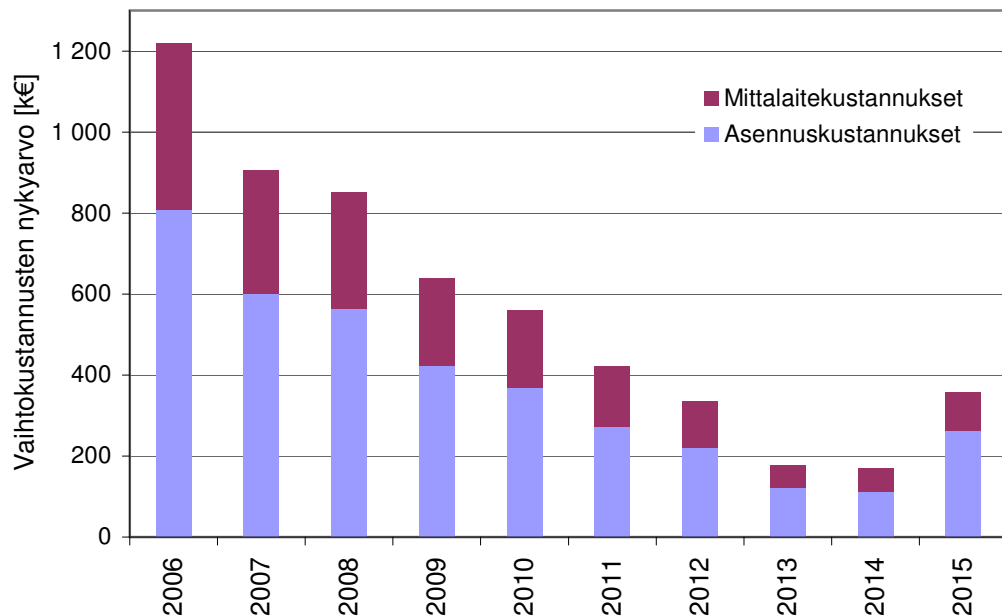
Työssä on laskettu mittareiden vaihdosta joka tapauksessa aiheutuvat kustannukset 10 vuoden tarkasteluajalta, vaikka kaukoluentaan siirtymistä ei suoritettaisi. Tämän tuloksen avulla saadaan laskettua lisäkustannus, jonka kaukoluentaan siirtyminen tulisi aiheuttamaan. Mittalaitteiden vaihdosta aiheutuvat tähän hetkeen diskontatut vaihtokustannukset on laskettu yhtälöllä 2.2,

$$P_a = \left[(n_{11v} + n_{13v}) \cdot H_{as13} + \left(n_{23v} + \frac{n_{kk}}{2} \right) \cdot H_{as23} + \frac{n_{kk}}{2} \cdot H_{as_kk} \right] \cdot \frac{1}{(1+i)^{n_a}} \quad (2.2)$$

jossa

P_a	= mittalaitteistojen vaihtojen vuosittainen kustannus [€/a]
n_{11v}	= vaihdettavien 1-vaiheisten 1-aikamittarien määrä [kpl]
n_{13v}	= vaihdettavien 3-vaiheisten 1-aikamittarien määrä [kpl]
H_{as13}	= 1- ja 3-vaiheisen mittarin asennuksen hinta
n_{23v}	= vaihdettavien 3-vaiheisten 2-aikamittarien määrä [kpl]
n_{kk}	= kytkinkellojen määrä [kpl]
H_{as23}	= 3-vaiheisen 2-aikamittarin ja kellomittarin asennuksen hinta
H_{kk}	= kytkinkellon huollon hinta
i	= korkokanta, 5 [%]
n_a	= vuosien määrä.

Yhtälössä kytkinkellojen määrän on arvioitu jakautuvan puoliksi uusittavien ja huollettavien laitteiden kesken. Asennuksien hintoina on käytetty SEU:n yksikköhintoja. Kustannuksia laskettaessa mittalaitteiden kokonaismääränä on käytetty 63 000 kpl. Yhtälölä 2.2 lasketut tulokset käyvät ilmi kuvasta 2.6. Mittalaitteiden vuosittaisten vaihtomäärien perustana on käytetty kappaleessa 2.3.2 esitettyä mittalaitteiden 10 vuoden vaihtosuunnitelmaa.



Kuva 2.6. Mittalaitteiden vaihdosta aiheutuvat kustannukset 10 vuoden ajalta diskontattuna vuoteen 2006.

Tuloksien perusteella voidaan todeta, että mittalaitteiden vaihdosta tulee aiheutumaan nykyhetkeen diskontattuna yhteensä 3,8 M€ asennuskustannukset. Mittalaitteiden hankinnasta vastaavasti kertyy yhteensä 1,8 M€ mittalaittekustannukset. Yhteensä 10 vuoden ajalta nykyhetkeen diskontatut mittalaitteiden vaihtokustannukset ovat siis n. 5,6 M€.

Herkkyysanalyysitarkastelua varten pitoaikansa ylittäneiden mittareiden määrät on laskettu myös siten, että sähkömittareiden pitoaikoihin on lisätty 5 vuotta ja kytkinkellojen pitoaikaan 3 vuotta. Näillä arvoilla tulokseksi tuli, että 10 vuoden tarkasteluaikana mittalaitteita joudutaan vaihtamaan n. 50 000 kpl. Pidemmällä pitoajoilla laskettuna asennuskustannuksiksi kertyi nykyhetkeen diskontattuna 2,8 M€ ja mittalaittekustannuksiksi 1,4 M€. Kokonaiskustannuksiksi saadaan täten 4,2 M€, joten pidemmäksi arvioitu käyttöikä vähentää kokonaiskustannuksia 1,4 M€.

3 KAUKOLUENNAN VAIKUTUKSET YHTIÖN TOIMINTOIHIN JA SEN TUOMAT MAHDOLLISUUDET

Kaukoluenta tuo mukanaan suuren määrän haasteita energiayhtiölle, koska se vaikuttaa lähes kaikkiin verkkoliiketoimintaprosesseihin. Käyttöönottoprojektin käytännön toteutukseen vaikuttaa yhtenä osana sisäisen toiminnan muutosten hallinta. Jotta AMR:ää voitaisiin hyödyntää parhaalla mahdollisella tavalla, on tärkeää saada tiedot käsiteltyä tehokkaasti ja siirrettyä ne muihin järjestelmiin. AMR-järjestelmän tulee olla yhteensopiva muiden järjestelmien, kuten asiakas- ja verkkotietojärjestelmien kanssa. (Seppälä 05)

Tässä kappaleessa on tarkastelu kaukoluennan vaikutuksia yhtiön eri liiketoimintaosa-alueisiin, kuten asiakaspalvelu- ja laskutustiimiin. Lisäksi kappaleessa käsitellään kaukoluennan tuomia mahdollisuuksia, kuten sähkön laadun tarkkailua, markkinahintaista sähköä ja uusien palvelujen tuottamista asiakkaille.

3.1 Asiakaspalvelu

Sähkömittausten automatisoinnin myötä asiakaspalvelua on mahdollista tehostaa ja voimavaroja keskittää entistä tehokkaammin asiakkaiden hyväksi. Asiakaspalvelun laatuun vaikuttaa asiakkaille annettavan informaation ja neuvonnan toimivuus sekä mittauksiin ja liittymäasioihin liittyvien palveluiden paraneminen. (EMV 03)

Kaukoluettavien mittareiden ansiosta mahdollistuva sähkökatkojen rekisteröinti parantaa myös asiakaspalvelua, koska tällöin yhtiön tiedossa on sähkökatkojen tarkat kestot ja ajankohdat, jolloin ne voidaan saattaa asiakkaitten tietoon. Sähkökatkojen tilastointi auttaa myös sähkökatkojen vakiokorvausmenettelyissä. Sähkönkäyttäjille voidaan myös suorittaa kulutusraportointia, jolloin asiakkaalle raportoidaan entistä tiheimmin tietoja sähkönkulutuksesta todelliseen kulutukseen perustuen. Raportointi voi kannustaa energiansäästöön ja kulutuksen seurannan avulla voidaan äkillisestä suurentuneesta kulutuksesta havaita vaikkapa rikkiäinen sähkölaitte.

Kaukoluennan myötä voidaan vähentää myös painetta asiakaspalvelussa, koska laskuis- ta aiheutuvia selvittelyjä ei tule enää niin paljon. Virheellisistä mittareiden lukemisista ja tasauslaskuista aiheutuvat kyselyt jäävät kokonaan pois, koska asiakkaille ei tule niistä enää ikäviä yllätyksiä. Olennainen vaikutus asiakaspalvelun paranemiseen on sähkön laadun tarkkailulla (kpl 3.9), jolloin tiedot laatupoikkeamista saadaan ennen kuin asiakas ehtii edes huomata mitään. Epäkohtiin puuttuminen ennen kuin asiakas ehtii valittaa lisää asiakastyytyväisyyttä oleellisesti.

3.1.1 Asiakastyytyväisyys

Asiakastyytyväisyyden edellyttämä kontaktipinta syntyy yrityksen ja asiakkaan välille joka kerta kun henkilö on yhteydessä jonkun yrityksen osan kanssa. Näistä kokemuksista syntyy tyytyväisyys. Kontaktipinta jakautuu neljään osioon, jotka tapahtuvat asiakkaan ja yrityksen välillä. Näitä ovat

- henkilökontaktit (esim. asiakaspalvelu- ja myyntihenkilöstö)
- tuotekontaktit (esim. tuotteen toimivuus tai kestävyys)
- tukijärjestelmäkontaktit (esim. atk-järjestelmät, puhelin- ja tilausjärjestelmät, laskutus)
- miljöökontaktit (esim. toimipaikan sisustus ja siisteys).

Sähkön laskutus kuuluu edellä esitetyn mukaisesti tukijärjestelmäkontakteihin ja se vaikuttaa asiakastyytyväisyyden onnistumiseen. Yrityksen asiakastyytyväisyyttä tarkasteltaessa kokemukset muodostuvat aiemmin esitetyistä henkilö-, tuote-, tukijärjestelmä- ja miljöökontakteista. Vaikuttamalla odotuksiin ja kokemuksiin voidaan saada parannettua asiakastyytyväisyyttä. (Rope 00)

Asiakastyytyväisyys vaikuttaa välillisesti tai välittömästi useisiin yritystä koskeviin asioihin, joita ovat

- imagon positiivinen kehittyminen
- asiakassuhteiden jatkuminen
- uusien asiakkaiden tulo positiivisen mielikuvan kautta ja edelleen myynnin ja markkinaosuuksien kasvu
- kannattavuuden ylläpitäminen tyytyväisten asiakassuhteiden seurauksena.

Uuden kehittyneemmän tekniikan ansiosta saadaan vaikutettua asiakastyytyvyyden paranemiseen ja niin edelleen parempaan vuorovaikutukseen asiakkaan ja yrityksen välillä. (Rope 00)

3.1.2 Asiakkaat

AMR:n avulla asiakkailla on mahdollisuus tarvittaessa seurata kulutustietojaan jopa tunneittain, jonka arvellaan kannustavan entistä säästeliäämpään energiankulutukseen. Kulutustietojen siirtäminen Internetiin mahdollistaa asiakkaiden pääsyn tarkkailemaan omaa sähkönkulutuskäyräänsä. Sähkön säästämisen vaikutukset näkyvät heti seuraavassa laskussa, eikä vasta vuoden päästä. Jatkuvan kulutuksen seurantaan pohjautuvassa järjestelmässä on mahdollista rakentaa palveluita, joiden avulla asiakas voi seurata ja vaikuttaa omaan energiankulutukseensa. Tällöin on myös mahdollisuus rakentaa kokonaan uusia sähkötuotteita asiakkaita varten. Kaukoluennan ansiosta asiakkaita ei tarvitse enää vaivata omien lukemien ilmoittamisella, lukemakäyntien ajankohdan sopimisilla eikä itse käynneillä. Kaukoluenta ei myöskään vaadi pääsyä kiinteistöön.

Energiamittauksen tehostuessa saavutetaan pitkällä aikavälillä tarkasteltuna säästöjä kokonaiskustannusten alenemisen ansiosta. Tämä kustannussäästö kanavoituu lopulta asiakkaiden hyödyksi. Kilpailun lisääntyessä kysyntä ja tarjonta tasoittuvat, jolloin ainakin osa asiakkaista hyötyy alentuneista hinnoista. Myös asiakkaan luottamus lisääntyy, koska asiakas maksaa aina reaaliaikaisen lukematiedon eikä arvion perusteella. Arviolaskun äkillisestä suurentumisesta voi syntyä harhakäsitys, että yhtiö yrittää saada laskutettua asiakkaalta suuremman hinnan kuin se todellisuudessa olisi. (Puustelli 05)

3.2 Laskutus

Mittauspalveluja kehittämällä kaukoluennan avulla voidaan luopua arviolaskutuksesta. Tällöin mittarilukema saadaan automaattisesti suoraan asiakastietojärjestelmään. Kaukoluentaan siirtymisellä voidaan tehostaa laskutusta. Asiakkaille voidaan tarjota entistä selkeämpiä, ymmärrettävämpiä ja tarkempia todelliseen kulutukseen perustuvia laskuja.

Todelliseen kulutukseen perustuva laskutus on myös yhtiön etu, koska laskut saadaan lähemmään nopeammin asiakkaille, jolloin myös maksut tulevat aiemmin yhtiön käyttöön. Tämän seikan ansiosta yhtiön korkotulot kasvavat. Kassavirtojen hallinta helpottuu, koska mittaustiedon tarkkuudella ja luentojen jaksottamisella voidaan vaikuttaa kassavirtojen suunnitteluun. Aiemmin kassavirtojen arvoissa on voinut olla arviolaskujen takia suuriakin eroja joko suuntaan tai toiseen. Molemmilla osapuolilla on myös sama laskutustieto selkeästi tiedossa, jolloin esim. arviolaskutuksen välillä tehtävät hinnanmuutokset eivät aiheuta epäselvyyksiä. Täsmällinen kulutustieto saadaan laskutuksen perusteeksi niin myynti- kuin verkkoyhtiölle, mikäli asiakas on kilpailuttanut sähkön myyntinsä. (Anon 05c)

Kaukoluentaan siirtymisen jälkeen ei ole kuitenkaan välttämätöntä siirtyä kokonaan pois arviolaskutuksesta, sillä tämän hetkisen tilanteen mukaan puolet sähkön käyttäjistä haluaisi säilyttää edelleen nykyisen laskutuskäytännön, koska laskun summa on tasauslaskua lukuun ottamatta aina samansuuruisen. AMR:n aikana tasalaskutus voitaisiin toteuttaa siten, että asiakkaita laskutettaisiin edelleen tasasuuruilla laskuilla, mutta todelliseen kulutukseen perustuen. Kun sähkön kulutus olisi ylittänyt asiakkaan arvioitun vuosikulutuksen, voitaisiin laskun summaa muuttaa hieman jo hyvissä ajoin, jolloin ei syntyisi tilannetta, että laskutetun ja todellisen kulutuksen ero olisi suuri. Toinen vaihtoehto olisi, että todellista kulutusta seurattaessa tilanteeseen voitaisiin reagoida lähettämällä tasauslasku jo kesken laskutuskauden, ja näin ollen saataisiin erotus nollattua. (Nikkanen 05)

3.2.1 Perintä

Mikäli mittareihin otetaan lisätoimintona saatava ohjauskytkin, voidaan kaukoluettavaa mittaria kytkeä päälle ja pois verkkoyhtiön toimesta. Tällöin maksamattomien laskujen perintä tehostuu, sillä maksamattomien laskujen johdosta tapahtuva sähköjen katkaisu ei aiheuta kuluja. Aiemmin katkaisusta on voinut aiheutua yhtiölle enemmän kuluja kuin maksamattoman laskun summa olisi ollut. Lahti Energia Oy:n perinnän toimintojen kehitys on esitetty taulukossa 3.1.

Taulukko 3.1. Perinnän toimintojen kehitys vuosina 1997-2002.

Perinnän toiminto	1997	1998	1999	2000	2001	2002
maksukehotukset [kpl]	31 075	30 350	31 783	31 344	31 278	36 904
katkaisu-uhat [kpl]	9 476	9 019	6 310	7 152	6 256	7 338
katkaisut [kpl]	202	231	359	404	317	379
haasteet [kpl]	116	105	193	119	59	35
konkurssit [kpl]	10	8	7	6	4	17

3.3 Mittarinlukijat

Mittareiden kaukoluennan lisääntyessä voidaan vähentää mittarinluentaan tarvittavia resursseja. Vähentäminen tapahtuu ns. luonnollisen poistuman kautta, eli mittarin lukijoiden jäädessä eläkkeelle ei tarvitse ottaa korvaavia työntekijöitä. Kaukoluentaan siirtymisen aikataulussa tulee ottaa huomioon mittarinlukijoiden eläkkeelle siirtymisen ajankohdat tai mahdollisuus sijoittaa heidät toisiin tehtäviin. On otettava myös huomioon, ettei mittarinluentatyö lopu kokonaan ainakaan heti, koska uusien mittalaitteiden asennuksen jälkeen on varauduttava siihen, ettei järjestelmä toimi heti alkuun toivotulla tavalla.

Mittauksessa käytettävän tekniikan lisääntyminen voi aiheuttaa myös uusia vikapaikkoja, kuten järjestelmän tiedonsiirto-osuus. Tapauksissa, joissa ei saada yhteyttä kohteeseen eikä vikaa saada heti korjattua, joudutaan mittari käymään lukemassa edelleen manuaalisesti, jotta lasku saataisiin lähetettyä ajallaan. (Nikkanen 05)

3.4 Yrityskuva

Tarkemman mittaustiedon ansiosta yhtiön julkinen kuva paranee asiakkaiden ja muun toimintaympäristön silmissä aktiivisena energiayhtiönä. Yrityksen kannalta on hyvä pysytellä kehityksessä mukana ja toimia muiden energiayhtiöiden esimerkin mukaisesti. Älykkäiden mittareiden ansiosta asiakkaille voidaan tarjota nopeampaa palvelua sopimusasioissa ja mahdollisuutta kulutustietojen seurantaan tuntitasolla. Luotettava mittaus parantaa yrityksen imagoa ja vähentää epäselvyyksistä aiheutuvia kustannuksia. (Anon 05c)

3.4.1 Yhtiön tehokkuus

Sähkömarkkinalain mukaan monopoliasemassa olevalta sähköverkkoliiketoiminnalta edellytetään hinnoittelun kohtuullisuutta ja hinnoittelun tulee vastata toiminnan kustannuksia. Toisaalta hinnoittelun tulee turvata riittävä tulorahoitus ja vakavaraisuus. Sähköverkkoliiketoiminnan todellinen laskennallinen tuotto lasketaan vähentämällä liikevaihdosta kulut sekä kolmen viimeisen vuoden investointien keskiarvo. Sallittu tuotto taas määritetään liiketoimintaan sitoutuneen pääoman ja Energiemarkkinaviraston määrittämien tuotto prosenttien avulla. Jos laskennallinen tuotto ylittää sallitun tuoton, katsotaan että yhtiön hinnoittelu on kohtuutonta, ja sen tulee muuttaa toimintaansa. (Honkapuro 02)

Monopolitoiminnassa ei ole kilpailusta johtuvaa pakotetta pitää liiketoimintaa tehokkaana ja hintoja alhaalla. Monopolihinnoittelua arvioitaessa tulee ottaa huomioon yrityksen kustannustaso verrattuna toiminnan tehostamisella saavutettuun kustannustasoon. Sähköverkkoliiketoiminnan tehokkuutta mitattiin vuoden 2004 loppuun saakka panosorientoidulla DEA-menetelmällä (Data Envelopment Analysis) muuttuvilla skaalatuotoilla. Menetelmässä mitataan tarkasteltavien yhtiöiden suhteellista tehokkuutta, jossa tehokkaiden yhtiöiden muodostamaan tehokkuusrintamaan verrataan tehottomia yhtiöitä. Malli antaa yhtiöille tehokkuusluvun väliltä 0...1, jolloin yhtiö on tehokas, mikäli sen tunnusluku on 1. Tällä hetkellä tehokkuusmittausta ei ole kuitenkaan käytössä. (Honkapuro 02; Partanen 05)

Mittaustoimintaa kehittämällä voidaan vaikuttaa tehokkuusmittauksen tulokseen pienentyneiden operatiivisten kustannusten myötä. Operatiivisten kulujen pienentyminen parantaa tehokkuuslukua, jolloin todellisia operatiivisia kuluja voi kasvattaa tehokkuusparannuksen verran. (Partanen 05)

3.5 Verkon hallinta

Kaukoluennan avulla verkostosuunnittelu helpottuu, koska sähköverkosta saadaan mitaustietoja esim. verkossa tapahtuneista muutoksista ja verkon tilasta. Tämän tiedon avulla sähköverkon kehittäminen, perusparannusten suunnittelu ja ylläpito voidaan koh-

dentaa paremmin ja verkon hallinta tehostuu. Mikäli kaukoluentajärjestelmästä saadaan tuotettua tuntitehotietoja, voidaan tätä hyödyntää verkostolaskennassa. Etäluennan myötä saadaan myös tarkkaa tietoa investointeja varten sähkövirtojen kulusta, kuormituksista sekä vioista.

3.5.1 Häiriöseuranta

Kaukoluennan yhteydessä suoritettava häiriöseuranta tuo useita hyötyjä. Järjestelmällä saadaan nykyistä tarkempia tietoja verkon vikataajuuksista ja vikojen luonteesta. Jännitemittaustieto voidaan yhdistää katkaisijatietoon, jolloin saadaan automatisoitua vikatilastointi. Järjestelmästä saatavien tietojen avulla on mahdollista arvioida myös oikosulkuvirtojen etäisyyksiä.

Verkon ja muuntajien ylikuormituksista johtuvia vikoja voidaan välttää ja ennakoida pyrkimällä ohjaamaan sähkön käyttöä esimerkiksi pakkaskauden aikana sähkön vuoro-kausihintaa vaihtelemalla. Aktiivinen seuranta kertoo kuormitusten aiheuttamien riskien kehittymisestä, jotka voidaan välttää parantamalla verkkoa. Toisaalta myös sähköverkon käyttö tehostuu, koska verkon kuormitustiedot ovat entistä paremmin käytössä. (Järvi 05)

3.5.2 Käyttötoiminta

Liitettäessä kaukoluentatoimintoihin jännitekatkojen ilmaisu, saadaan käytönvalvojalle heti tieto pienjännitevioista. Näin ollen voidaan ryhtyä heti tarkkailemaan tilannetta ja ryhtyä toimenpiteisiin, mikäli ilmenee tarvetta lähettää korjausmiehiä paikan päälle. Sähkökatkoista saadaan tarvittaessa tieto myös suoraan verkonhaltijan asiakastietojärjestelmään. Jännitekatkojen ilmaisun ansiosta käytönvalvojalla on aina käytössään reaaliaikainen tieto asiakkaiden sähkönsyötöstä, jolloin tiedetään onko kyseessä laajempi vai yhtä asiakasta koskeva vika. Asiakkaan soittaessa viasta häntä voidaan näin ollen informoida tarkemmin vika-ajan kestosta.

3.6 Sähkökauppa ja taseselvitys

Mikäli kaukoluentaan liitetään tuntitehomittaus, voidaan käyttää tarkkoja kulutustietoja suunniteltaessa kulutusennusteita. Tämä luo paremmat edellytykset kilpailulle sähkö-

kaupassa ja sähkömarkkinoiden toimivuudelle. Tuntimittauksen ansiosta sähköstä tulee täsmällisesti mitattu tuote myös yksityisasiakkaille. (Vattenfall 04)

Myyjän vaihdon helpottuminen lisää edellytyksiä kilpailulle sähkökaupassa, koska vaihto onnistuu entistä nopeammin ja tehokkaammin. Sähkön myyjä voi lisätä tuotetarjontaansa, joka osaltaan lisää asiakkaiden kiinnostusta kilpailuttaa sähkön myyjänsä. AMR:n myötä lukematarkkuuden parantuessa myös taseselvityksen luotettavuus paranee, koska pienasiakkaiden mittaus ei perustu enää kuormituskäyrien perusteella suoritettuihin arvioihin. Sähkön hankinta voidaan toteuttaa mitattujen taseselvitystietojen mukaan, jolloin se saadaan optimoitua mahdollisimman hyvin kulutusta vastaavaksi. Tuntiluennan avulla päästään pois kuormituskäyrämenettelystä ja tasoituslaskennasta. (Puustelli 05)

3.6.1 Häviösähkö

Häviösähkössä liikkuu vuositasolla tarkisteltuna huomattavat myyntivolyymit. Häviösähkön määrittäminen tapahtuu nykyisin laskennalliseen malliin perustuen ja ilman tuntimittausta todellisen häviösähkön määrittäminen on mahdotonta ja sen kilpailuttaminen on epämääräistä. Reaaliaikaisen mittauksen ja uusien tarkempien mittalaitteiden avulla häviösähkön määrittäminen onnistuu luotettavammin. Uusien elektronisten mittareiden lukematarkkuus on parempi kuin induktiomittareissa, jolloin verkosto- ja siirtohäviöt saadaan paremmin selville.

3.7 Mittareiden luontatiheys

Kaukoluentaan siirtyminen mahdollistaa entistä tiheämmän mittaustietojen keräämisen. Kerran vuodessa luettavista mittareista siirtyminen kuukausittain luettaviin mittareihin mahdollistaa toteutuneeseen sähkönkäyttöön perustuvan reaaliaikaisen laskutuksen. Kuukausittainen luenta lisää myös energian säästöä sekä mahdollistaa tarkemman kulutusraportoinnin asiakkaille. Lukematiheden lisääntyminen pienentää myös virheiden määrää, vikaantuneet mittalaitteet tulevat nopeammin selville ja laskutusprosessi nopeutuu.

Mittareiden luentaa voidaan suorittaa kolmella luentasyklillä. Ajastettu/kausiluenta suoritetaan, kun halutaan mittaustieto laskutusperusteeksi tai tasehallintaan. Tapahtumapohjainen luenta suoritetaan sopimustapahtumien, kuten muutto, myyjän vaihto tai tuotteen vaihto, yhteydessä. Reaaliaikaista online-luentaa voidaan käyttää asiakaspalvelutapahtumissa ja -selvityksissä. (Enermet 05b)

Suoritettaessa mittarinluenta tunneittain saadaan tuntikohtaiseen kulutukseen perustuva laskutus. Jos tuntimitattava kohde halutaan laskuttaa kuitenkin kuukausittain, suoritetaan laskutuskauden lopussa tuntitehojen summaus. Tuntimittaus mahdollistaa joustavan laskutusvälin, kulutusjoustojen toteutuksen, verkkotuotteiden optimoinnin, monipuoliset tariffivalikoimat sekä asiakkaiden kulutustottumusten seurannan. Reaaliaikainen luenta mahdollistaa lisäksi hetkellistehojen ja sähkön laadun seurannan.

3.8 Mittaustietojen hyödyntäminen

Kaukoluettavien tietojen maksimaalinen hyödyntäminen on oleellinen osa investoinnin kustannustehokkuutta. Yhtiössä on mietittävä miten seuraavia asioita voidaan hyödyntää:

- lukemien hankinta mittarilta
- laskutus lukemien perusteella
- Spot-hinnoittelu
- monipuolisempien tariffien mahdollisuus
- asiakasprofilointi
- verkon kuormituksen seuranta
- keskeytysten seuranta
- energiansäästön seuranta
- siirtohäviöiden määrittäminen
- lukeman tarkistaminen.

Tuntitehomittauksen ansiosta voidaan sähköyhtiössä muodostaa uusia tariffeja, kuten sauna-, joulu- tai juhannussähkö. Saunasähkössä ideana olisi, että kulutusta siirrettäisiin pois kuormituksen huippuajasta, jolloin muuna aikana saisi halvempaa sähköä muutama tunnin ajan. Tämä kulutusjousto perustuisi asiakkaan omaan valintaan säästää säh-

kölaskussa. Kun kulutus on vähäistä, esim. juhannuksena, olisi asiakkailta mahdollisuus saada tariffinsa mukaisesti edullista sähköä. (Seppälä 05)

Sähkön jakelun keskeytysten seuranta on yhä tärkeämmässä roolissa vakiokorvausmenettelyn takia, jolloin keskeytysten luotettava todentaminen on tärkeää. Keskeytysten päättymisajan määrittäminen on vaikeaa eikä se voi perustua pelkästään asiakkaan omaan ilmoitukseen. Keskeytysten ajankohdat jäävät kaukoluettavan mittarin muistiin, jolloin todentaminen onnistuu sitä kautta. Uusiin kaukoluettaviin mittareihin on mahdollista saada kunnonvalvontaominaisuus, jossa mittari pystyy lähettämään informaatiota, jos siihen on tullut vika. Näin ollen mittalaitteiden vikaantumiset tulevat yhtiön tietoon reaaliaikaisesti, jolloin voidaan ryhtyä heti tarvittaviin toimenpiteisiin. (Puustelli 05; Anon 05b)

3.9 Sähkön laadun seuranta

Yksi tiedonsiirtoyhteyksien paranemisen myötä mahdolliseksi tuleva toiminto on sähkön laadun tarkkailu. Yhteiskunnan riippuvuus luotettavasta sähkönjakelusta on lisääntynyt, jolloin tulevaisuudessa sähkön laadun seuranta on yhä keskeisemmässä asemassa. Viranomaiset tulevat asettamaan laadun seurannalle nykyistä tarkempia vaatimuksia. Sähkölaitteiden kaukoluentaan siirtymisen myötä on mahdollista toteuttaa entistä laajempaa ja tarkempaa sähkön laadun mittausta, jolloin tietoja voidaan myös käyttää hyväksi raportointaessa energiamarkkinaviranomaisille.

Sähkön laadun mittauksessa keskeisimmät asiat ovat jännitteen laadun ja sähköverkon käyttövarmuuden seuranta. Sähkön toimituksen keskeytymisen häiritsevä vaikutus riippuu sähkökatkon pituudesta ja ajankohdasta. Ennalta ilmoitetusta keskeytyksestä aiheutuva haitta on yleensä selvästi pienempi kuin yllättävästä. Myyntiyhtiön välitön haitta aiheutuu keskeytysajan energian myyntikatteen saamatta jäämisestä. Myynnistä osa siirtyy kuitenkin katkoksen jälkeiseen ajankohtaan. Välillisiä haittoja katkoksesta syntyy yrityskuvan huononemisen seurauksena. Sähkön käyttäjille keskeytyksistä aiheutuvat haitat ovat paljon suurempia kuin energian arvo. Katkos voi aiheuttaa tuotantotappioita tai poikkeamia tavanomaisesta toiminnasta. (Lakervi 96)

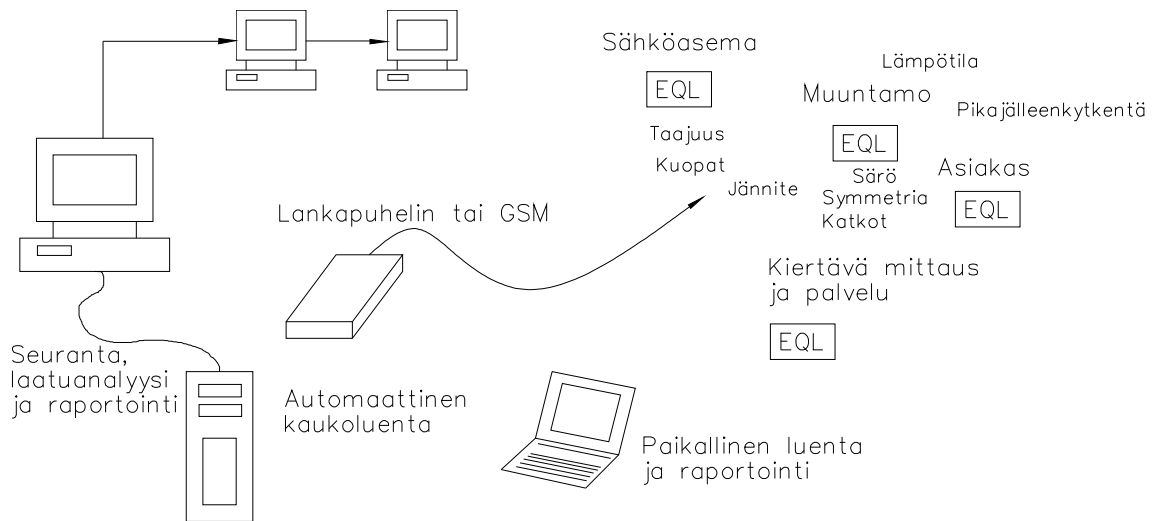
Tiedot sähkökatkoista ja niiden pituuksista saadaan AMR:n avulla automaattisesti. Jännitteen laadun seurannassa rekisteröidään kaikki yli- ja alijännitteet. Jännitteen poikkeaminen nimellisestä vaikuttaa lähinnä niiden hyötysuhteisiin ja todennäköisiin elinikiin, mutta suuret poikkeamat voivat jopa aiheuttaa laitteen tuhoutumisen. Myös laitteen ympäristöön voi aiheutua vaaratilanne tulipalon tai tapaturman muodossa. Herkkyys väärälle jännitetasolle, jännitevaihteluille tai vääristyneelle käyrämuodolle vaihtelee eri kulutuslaitteiden välillä. (Lakervi 96)

Sähkön laadun seuranta on tärkeää, sillä myös sähkö on tuote jota myydään. Tällöin yhtiön on tiedettävä millaista tuotetta myy ja pyrittävä toimittamaan riittävän hyvänlaatuista sähköä aina kauimmaisellekin käyttäjälle saakka. Laadun seurantajärjestelmää ei välttämättä tarvita jokaiselle asiakkaalle vaan riittää, että laatu mitataan kaikkein vaikeimmista kohdista, joissa on ongelmia esim. jännitteenalenemien kanssa.

Valtion teknillisen tutkimuskeskuksen (VTT) tekemän tutkimuksen mukaan mahdollisia ja toimivia jännitteen laatutekijämittauksia ovat:

- verkkotaajuus
- jännitetaso hitaat muutokset
- vaihejännitteiden kokonaissärö
- vaihejännitteiden epäsymmetria
- vaihejännitteiden tasakomponentti
- jännitekeskeytykset tai –katkokset. (Farin 95)

Sähkön laadun tarkkailu onnistuu laskutusmittareihin liitettävällä seurantajärjestelmällä EQL (Electricity Quality and Load), joka perustuu digitaaliseen energiamittariin ja siihen on integroitu sähkön laadun mittausominaisuudet. EQL-mittaria voidaan käyttää sekä suur- että pienasiakkaitten liittymäpisteisiin. Mittauspisteeksi voidaan valita myös jakelumuuntamo, jolloin sähkön laatua on mahdollista seurata jatkuvasti joko asiakkaan toiveiden mukaan tai verkon toiminnan kannalta. Uusissa AMR-mittalaitteissa jännitteen laadun tarkkailu on integroituna mittariin. Kuva 3.1 esittää sähkön laadun tarkkailun periaatteen.



Kuva 3.1. Automaattisen mittarinluennan yhteydessä suoritettavan sähkön laadun tarkkailun periaate. (Anon 02)

Tänä päivänä tärkein EQL-mittarin asennuskohde on jakeluverkon sähköasema. EQL:n seuranta kattaa koko sähkön siirtoketjun sähköasemalta loppukäyttäjälle asti. Mittaukset luetaan automaattisesti järjestelmään sisältyvillä ohjelmistoilla. Lisäksi niiden avulla tuotetaan laaturaportointi sekä seurataan laadun kehitystä graafisesti. Sähkön laadun mittaus on yleistymässä, sillä kymmenet verkkoyhtiöt ovat jo hankkineet EQL-laatumittareita. (Energiauutiset 03)

Laadun mittaus on mahdollista yhdistää normaaliin sähkömittariin, jolloin hankintakustannuksia saadaan alennettua. Järjestelmä soveltuu koko sähkönjakeluketjun pituudelle sähköasemilta loppukäyttäjille. Menetelmän avulla verkkoyhtiö voi seurata jatkuvasti verkon tilaa. Pitkällä aikavälillä saadaan konkreettista mittaustietoa investointilaskelmiin pohjaksi, jolloin niitä voidaan kohdistaa myös oikeisiin paikkoihin. Jännitteen laadun seuranta auttaa verkkoinvestointien ja kunnossapidon kohdentamisessa, kuten linjojen raivauksen ajoituksessa. (Anon 02)

3.9.1 Jakelujännitteen ominaisuudet

Standardissa SFS-EN 50160 käsitellään mm. seuraavia jakelujännitteeseen liittyviä ominaisuuksia:

- verkkotaajuus

- jakelujännitteen suuruus (pienjännitteellä 230 V ja keskijännitteellä sopimuksen mukainen jakelujännite)
- jännitetason vaihtelut
- nopeiden jännitemuutosten suuruus
- lyhyet keskeytykset
- pitkät keskeytykset
- jakelujännitteen epäsymmetria.

Verkkotaajuuden osalta jakelujännitteen nimellistaajuuden f_n tulee olla 50 Hz. Normaaleissa käyttöolosuhteissa perustaajuuden keskiarvo mitattuna 10 s aikaväliltä tulee olla välillä

- yhteiskäyttöverkoissa
 - 50 Hz \pm 1 % 99,5 % vuodesta
 - 50 Hz + 4 % / - 6 % 100 % ajasta.
- erillisverkoissa
 - 50 Hz \pm 2 % 95 % viikosta
 - 50 Hz \pm 15 % 100 % ajasta.

Jakelujännitteen suuruus yleiselle pienjännitteelle nelijohtimisessa kolmivaihejärjestelmässä vaiheen ja nollan välillä on standardinimellisjännite $U_n = 230$ V. Normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitetason vaihtelut, pois lukien vikatapaukset, voivat olla seuraavasti:

- jokaisen viikon aikana 95 % jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvoista tulee olla välillä $U_n = \pm 10$ %.
- kaikkien jakelujännitteen tehollisarvojen 10 minuutin keskiarvojen tulee olla välillä $U_n = +10$ / -15 %. Syrjäisten seutujen sähkönjakelussa pitkällä johdoilla jännitteenvaihtelu voi olla $U_n = +10$ / -15 % ulkopuolella.

Nopeiden jännitemuutosten suuruus määritellään jännitteen tehollisarvon yksittäiseksi nopeaksi muutokseksi tasolta toiselle. Nämä muutokset aiheutuvat pääosin verkossa tapahtuvista sähkökäyttäjän kuormitusmuutoksista tai järjestelmässä tapahtuvista kytkennöistä. Normaaleissa käyttöolosuhteissa nopea jännitemuutos ei yleensä ylitä arvoa

$\pm 5 \% \cdot U_n$, mutta lyhytaikainen muutos, jonka suuruus voi olla jopa $\pm 10 \% \cdot U_n$, voi tapahtua muutamia kertoja päivässä hankalissa olosuhteissa.

Lyhyellä keskeytyksellä tarkoitetaan ohimenevän vian aiheuttamaa enintään 3 minuutin pituista keskeytystä. Normaaleissa käyttöolosuhteissa lyhyiden keskeytysten lukumäärä vaihtelee vuosittain muutamasta kymmenestä useisiin satoihin. Lyhyistä keskeytyksistä noin 70 % voi olla pituudeltaan alle yhden sekunnin. Pitkä häiriökeskeytys tarkoittaa pysyvän vian aiheuttamaa yli 3 minuuttia kestävästä keskeytyksestä. Normaaleissa käyttöolosuhteissa pitkien keskeytysten määrä vuodessa voi olla alle 10 tai jopa 50 riippuen alueesta. Suunnitelluille keskeytyksille ei anneta indikaatiivisia arvoja, koska niistä tiedotetaan aina etukäteen.

Jakelujännitteen epäsymmetria määritellään siten, että normaaleissa käyttöolosuhteissa jokaisen viikon aikana 95 % jakelujännitteen vastakomponentin 10 minuutin tehollisarvon keskiarvoista tulee olla välillä 0...2 % myötäkomponentista. Joillakin alueilla, osan asiakkaista ollessa yksi- tai kaksivaiheisesti kytkettyjä, esiintyy kolmivaiheasiakkaan liittämiskohdassa epäsymmetria-arvoja 3 % saakka. (EMV 03a)

3.10 Markkinahintainen sähkö

Markkinahintaisessa sähkössä on ideana, että asiakkaan hinta seuraa Pohjoismaiden sähköpörssin Nord Poolin päivän Spot-hintaa. ”Spot-hinnalla tarkoitetaan sähkön hintaa Nord Pool -sähköpörssissä ostettuna kyseiselle käyttötunnille ELSPOT-tuotteella Suomen hinta-alueella.” Hinta vaihtelee tunneittain ja se määräytyy halvimman tukkumarkkinoilla tarjolla olevan hinnan mukaan. Markkinasähköasiakas maksaa sähköstään pörsihinnan lisäksi myyjän asettaman välityspalkkion sekä perusmaksun, jolla katetaan mm. laskutuksesta aiheutuvia kustannuksia. Markkinahintaisessa sähkötariffissa asiakas voi hallita sähkön kulutustaan käyttämällä sähköä silloin, kun se on kaikkein edullisinta. Tällöin myös markkinasähkön hinnanmuutokset voidaan ohjata lähes reaaliaikaisesti kuluttajahintaan. (Markkinasähkö 05; Jauhiainen 05)

Kaukoluentaan siirryttäessä voidaan suorittaa tuntitehomittausta, jolloin mittarin tunneittain rekisteröimät sähkönkäyttötiedot välitetään sähkönmyyjän käyttöön vähintään

kerran kuukaudessa. Asiakkaan maksama energiahinta saadaan kertomalla laskutusjakson jokaisen tunnin energiankulutus vastaavan tunnin Spot-hinnalla, johon on lisätty sähkönmyyjän välityspalkkio. Tuntikohtaiset hinnat lasketaan yhteen ja tämä summa laskutetaan asiakkaalta jakson keskihintana, joka saadaan jakamalla maksettava euro-määrä jakson laskutettavalla energiamäärällä. Markkinahintainen sähkö antaa sähköyhtiöille mahdollisuuden ohjauspalvelun tuottamiseen, jossa asiakkaan kulutusta voidaan ohjata sähkön hinnan mukaisesti.

Tuntitehomittauksen ansiosta asiakkaan tehoja ei tarvitse arvioida tyyppikuormituskäyrien mukaan, jossa asiakkaan energiamäärä jaetaan vuoden jokaiselle tunnille vaan laskutus perustuu mitattuihin tehoihin. Tämän ansiosta markkinahintaisen sähkön kilpailukyky ja käyttömahdollisuudet lisääntyvät. Tyyppikuormituskäyrä sisältää vain laskennallisen tiedon tiettyyn ryhmään kuuluvan kuluttajan vuotuisesta sähkönkulutuksesta ja sen jakautumisesta vuoden eri tunneille. (Markkinasähkö 05)

3.11 Palvelut asiakkaille

Sähköyhtiöt voivat hyödyntää tiedonsiirtoa sähköverkossa niin omiin tarpeisiin kuin asiakkaan palveluihinkin. Mittaus- ja ohjaustietoja on siirretty sähköverkossa jo pitkään, mutta nykyiset nopeat kaksisuuntaiset tietoliikenneyhteydet mahdollistavat entistä suuremman tietomäärän keruun asiakkaalta.

AMR:n myötä verkkoyhtiöiden on mahdollista edelleen monipuolistaa palveluitaan asiakkaille. Yksi palvelu energiankulutuksen tehostamiseen voisi olla, että asiakkaalle järjestetään mahdollisuus vertailla omaa sähkönkulutustaan muiden vastaavien asiakkaiden sähkönkulutukseen. Tällöin asiakas voisi miettiä, onko hänen sähkönkulutuksessaan leväperäisyyttä. Energiankäytön tehostamispalvelut ovat kuitenkin palveluita, joista asiakkaat eivät yleensä ole halukkaita maksamaan lisää. Taulukkoon 3.2 on koottu erilaisia palveluita, joita sähköyhtiö voi tuottaa asiakkaille. (Tukiainen 00)

Taulukko 3.2. Sähkøyhtiön ja asiakkaan välisiä toimintoja ja palveluita. (Tukiainen 00)

Palvelun nimi	Palvelun toiminto
tariffin hallinta	mittarin tariffivyyöhykkeen vaihto hintatietojen lähettäminen asiakkaalle dynaaminen hinnoittelu
kuormanohjaus	kuorman päälle ja pois kytkentä keskeyttävät tariffit, erityissopimus sallii keskeytyksen lyhyeksi ajaksi kuormanohjauspotentiaalin varmistus älykkäät ohjaimet ja säätimet kuormituksen mallittaminen, kuormituskäyrät
automaattinen mittarinluku	sähkö-, lämpö-, vesi- ja kaasunenergiamittarit tuntitehot
asiakaspalvelu	automaattinen laskutus sähkön laadun seuranta tilitiedot, nykytila asiakkaan sähkönjakelun katkaiseminen ja kytkeminen maksimitehon rajoitus energiakatselmus esim. internetin kautta energiankäytön kaukoseuranta tietopalvelut, esim. sähkönjakelun keskeytyksistä
oheispalvelut	tietoliikennepalvelut ostosten teko kotoa turvallisuus- ja hälytyspalvelut kodin energian hallinta

3.11.1 Kytkeä- ja ohjauspalvelut

Kaukoluentalaiteistoihin on mahdollista kytkeä monipuolisia kytkentä- ja ohjauspalveluita. Etäluennan avulla voidaan seurata kulutushuippuja ja tasata niitä. On mahdollista ohjata asiakkaan kuormitusta siten, että sovittu maksimiteho ei ylitä tai asiakkaalle voidaan välittää hintatietoja, joiden mukaan asiakas voi ohjailta sähkönkulutustaan. Sopimuksen mukaisesti asiakkaan kuormia voidaan kytkeä myös hintojen mukaan. Vastavasti on mahdollista kytkeä esimerkiksi sähkösauna päälle sovittuna ajankohtana sekä ohjata katu- ja pihavalvoja. (Puustelli 05; Anon 05b)

Järjestelmien avulla on mahdollista hoitaa keskitetysti kaikki valaistusohjaukset. Valon sytytys ja sammutus onnistuu yhdellä ohjauksella koko alueella tai tietyissä kohteissa hämäräkytkimen tai kellonajan mukaan. Ohjauskohteita voivat olla esim. katu- ja tievalot, kuntopolut ja ladut, urheilukentät ja asuinkeinteistöjen ulkovalot. Valaistusoh-

jauksia voidaan käyttää myös tehon ohjaukseen. Muita ohjauspalveluita voivat olla asiakaskohtaiset, yksilöllisiin tarpeisiin räätälöidyt palvelut, kuten loma-asunnon lämpötilan nostaminen ennen asukkaiden saapumista. (Leinonen 94)

Kaukoluennan avulla muuttotapahtuman yhteydessä on mahdollista katkaista sähköt verkkoyhtiön toimesta, mikäli mittarit varustetaan katkaisukytkimillä. Katkaisemalla sähköt varmistetaan, että uusi asiakas tekee sähkösovituksen. Tämän hetkessä tilanteessa ei LE:ssä ole suoritettu muuttotapahtumien yhteydessä sulakkeiden ottamista irti vaan sähköt katkaistaan talouksista vasta sitten, kun ne ovat olleet tyhjillään 3-4 viikkoa. Sähköjä kytkettäessä tulee tarkistaa automatiikan välityksellä, onko kytkettävässä kohteessa kuormia päällä. Mikäli tällaista tarkistusta ei tehtäisi, voisi syntyä vaaratilanne hellan tai jonkun muun sähkölaitteen kytkeytyessä ilman valvontaa päälle.

3.11.2 Tariffi- ja kuormanohjaus

Aiemmin jo käytössä olleet tariffi- ja kuormanohjaus tulevat uuden järjestelmän myötä kaikkien saataville. Tariffinhallinnalla voidaan hallita mittarin tariffivyyöhykkeen vaihtoa kaksi- tai moniaikatariffista hintatariffiin. Sähkön eri hintakomponentit voidaan mitata ja vaikuttaa siten asiakkaan kulutuskäyttäytymiseen. Kuormanohjauksella on mahdollista kytkeä asiakkaan kuormia päälle tai pois, ja erityissopimuksella voidaan sallia osittaisia keskeytyksiä lyhyeksi ajaksi. Kuormien ohjaus voi siten toimia peruspalveluna osana tariffinohjausta. Kuormanohjauksen avulla voidaan myös varmistaa kuormanohjauspotentiaali sekä mallintaa kuormituksia tilastollisilla tai päivittäisillä kuormituskäyrillä. Kuormanohjaus liittyy olennaisesti kustannuksiltaan ja toiminnoiltaan mittausautomaatioinvestointeihin. (Tukiainen 00; Anon 05c)

4 KAUKOLUENTAJÄRJESTELMÄN VALINTAAN LIITTYVÄT SEIKAT

Kaukoluennan tekniikan valinnassa on otettava huomioon lähitulevaisuuden ja pitkän ajan tähtäimen tarpeet, kuten verkon eri osien ja erilaisien asiakkaiden (teollisuus tai kesäasunto) mittaustarpeet. Huomioonotettavia seikkoja ovat myös olemassa oleva mittarikanta ja sijainti, valitaanko mittareiden pulssiluentaan vai uusien mittareiden rekisteriluentaan perustuva tekniikka sekä halutaanko tunneittain vai harvemmin jaksotettu mittaus. Järjestelmän valintaan vaikuttavat lisäksi asennus, huolto, häiriötilanteiden selvitys, järjestelmän ylläpito ja päivitys sekä näihin liittyvät resurssitarpeet. Ylläpito- ja huoltosopimuksien on oltava tarpeiden mukaiset ja vastuunjako on harkittava huolella. Järjestelmän hyötyjä voidaan kasvattaa yhteistyöllä muiden palveluiden, kuten kaukolämmön tai vesihuollon kanssa. (Anon 05b)

Yrityksen suunnitellessa kaukoluentajärjestelmän hankintaa, valinnassa kannattaa huomioida mm. seuraavat seikat:

- kerättävien tietojen ja kohteiden tyypit sekä määrät
- järjestelmältä vaadittavat ominaisuudet, toiminnot ja vasteajat
- järjestelmän käyttömahdollisuudet muussa toiminnassa
- käytettävissä olevat tiedonsiirtoratkaisut
- jo omassa käytössä olevat valmiit järjestelmät ja tiedonsiirtoratkaisut sekä olemassa oleva mittarikanta
- käyttötoiminta (valvomo), huolto ja ylläpito
- yhteistyö ulkopuolisten kanssa. (Eerola 90)

4.1 Mittalaitteistot

Mittalaitteelta haetaan tarvittavat lukemat tiedonsiirtoverkon välityksellä. Tietoja hyödynnetään laskutuksessa, tuotesuunnittelussa, asiakaspalvelussa ja sähkökaupan hallinnassa. Saman asiakkaan useamman käyttöpaikan energiamittaustiedot voidaan yhdistää yhdeksi kokonaisenergiaksi ja -teholukemaksi. (Leinonen 94)

Mittarin valinnassa on huomioitava mittaukselta halutut tiedot, käytetty tiedonsiirtotapa ja tarvittavat liitännät esim. keruulaitteeseen ja liittyminen luentajärjestelmään. Uudet etäluettavat mittarit mahdollistavat ainakin seuraavien tietojen saannin:

- kulutus
- huipputeho
- hetkellisteho
- tuntiteho
- keskeytysaika
- laatutiedot.

Tehtäessä valintapäätöstä laitteiston suhteen on energiayhtiössä pohdittava mitä tietoja mittarilta ehdottomasti halutaan, ja onko tarvetta yhdistää samaan myös lämmön ja veden mittaukset. Valintapäätökseen vaikuttaa mittarilukemien keruutiheys, joka voi vaihdella kuukausiluennasta tunti luentaan. Tämän lisäksi lukemat on saatava aina tarvittaessa. (Seppälä 05; Anon 05b)

Kaukoluentajärjestelmän mittareilta vaadittava liitettävyyden riippuu halutuista luentatiedoista. Mittarit voidaan jakaa liityntöjensä perusteella kahteen osaan: pulssilaitteisiin ja sarjaliikennelaitteisiin. Pulssitulot laskevat pelkästään sisään tulevia pulsseja, kun taas sarjaliikenneportteja pitkin saadaan luettua myös mittareiden sisäisten rekistereiden tiedot. Suomen käytössä olevasta mittarikannasta noin 40 % on pulssimittareita. Suurin osa kaukoluentajärjestelmiin soveltuvista mittareista on järjestelmien valmistajien omia mittareita, mutta muitakin mittareita on mahdollista liittää virtasilmukoiden tai muiden standardisoitujen rajapintojen avulla. (Eerola 05)

Lahti Energia Oy:ssä elektronisia mittareita alettiin käyttää 1990-luvun alussa ja ne syrjäyttivät induktiiviset mittarit 90-luvun puolivälin jälkeen. Tämän jälkeen uusia induktiivisia mittareita ei ole asennettu. Alussa elektronisissa mittareissa oli ongelmana, että herkkä elektroniikka saattoi mykistyä kokonaan. Myös LCD-näyttöjen tullessa käyttöön pelättiin ongelmia, mutta niitä ei kuitenkaan esiintynyt suuressa määrin. (Pakkanen 05)

4.1.1 *Kaukoluentajärjestelmän ominaisuudet*

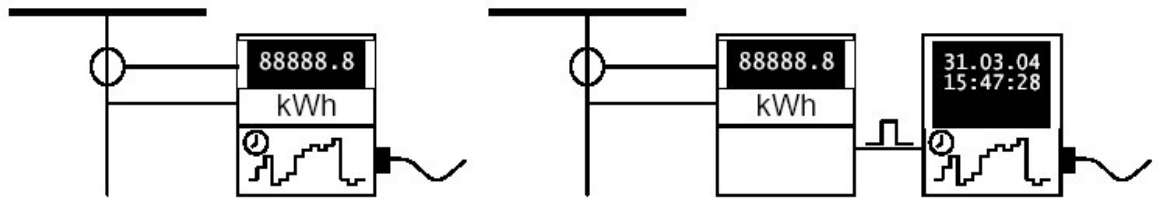
Kaukoluentajärjestelmät koostuvat kolmesta osasta, jotka ovat mittauspiste eli mittalaitteet, kommunikointitaso eli tiedonsiirto ja keskus- eli luentajärjestelmä. Sähkönkulutuksen mittauksessa ovat elektroniset mittarit korvaamassa aikaisempia analogisia ja staattisia mittareita. Hajautetun laskentakapasiteetin ja muistin halpeneminen on johtanut siihen, että tietoja välivarastoidaan ja esikäsitellään yhä enemmän jo mittareissa. Sähkökaupan myötä tulleet uudet mittausvaatimukset ja sähkön laadun vaatimukset sekä vastuukysymysten esilletulo ovat lisänneet sähkömittareiden kehitystarpeita. (SENER 98; Koponen 99)

Sähkömittari on tärkein osa kaukoluentajärjestelmää, sillä sen monipuolisuudesta riippuu järjestelmään saatavien tietojen määrä. Järjestelmästä saadaan vähintään mitattu energia, mutta mahdollista on myös saada hälytykset sekä kattavaa tietoa sähkön laadusta, kuten jännitteenmuutokset ja taajuuspoikkeamat. Mittarin omistaa yleensä verkko-yhtiö, mutta sen voi omistaa myös sähkön myyjä, asiakas tai jokin muu palveluntarjoaja.

4.1.2 *Tuntimittauslaitteistot*

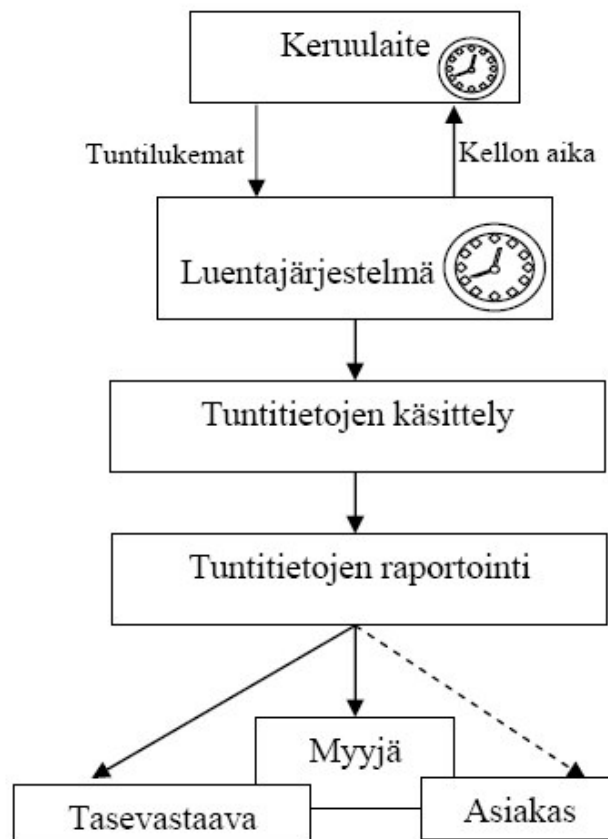
”Tuntimittauksella tarkoitetaan, että asiakkaalla on kaukoluettava mittari, joka rekisteröi sähkönkäyttötiedot tunneittain ja sähkönmyyjällä on mahdollisuus saada nämä tuntitasoiset sähkönkäyttötiedot käyttöönsä vähintään kerran kuukaudessa.” (Markkinasähkö 05)

Kaukoluennassa, jossa energiankulutus voidaan mitata tunneittain, käytetään integroitua mittaria, jossa mittari ja mittauspääte ovat samassa laitteessa. Toinen vaihtoehto on käyttää yhdistelmää, jossa on erillinen impulssilähtöinen mittari, joka varustetaan mittauspääteellä (kuva 4.1). Sähkömittarin ja mittauspääteen väliseen tiedonsiirtoon käytetään yleensä S0-impulssiliitäntää. (Koponen 99)



Kuva 4.1. Vasemmalla on tuntimittauslaitteisto sisäisellä luentapäätteellä ja oikealla on mittari ja keruulaite erikseen. (SENER 98)

Jos mittarin lukemissa epäillään virhettä, voidaan virheelliset tunti lukemat arvioida las-
 kutusmittarin tai rinnakkaismittauslaitteistojen lukemien perusteella. Erillistä keruulai-
 tetta käytettäessä pitää keruulaitteen rekisteröimien tunti lukemien summan oikeellisuus
 todeta oikeaksi vertaamalla sitä mittarin energialaskureiden lukemiin säännöllisesti.
 Kuva 4.2 esittää tunti tiedonsiirtoketjua alkaen keruulaitteelta ja päättyen tietoja tarvitse-
 viin osapuoliin.



Kuva 4.2. Tiedonsiirron lohko kaavio keruulaitteelta tietoja tarvitseville osapuolille. (SENER 98)

Keruulaitteen tehtävänä on muodostaa alkuperäiset tuntilukemat energiankulutuksen mukaisesti sekä tallentaa tapahtumaketjut. Luentajärjestelmä noutaa alkuperäiset tuntilukemat ja tapahtumatiedot keruulaitteelta sekä ajastaa keruulaitteen kellon. Tuntitietojen käsittelyssä muodostetaan viralliset tuntitiedot ja käsitellään tapahtumatiedot sekä aikaerot. (SENER 98)

4.1.3 Mittalaitteistolle asetetut vaatimukset

Mittalaitteistolla on pitkä, useiden kymmenien vuosien käyttöikä, joten mittalaitteiston kestävyydelle on asetettava tarkat vaatimukset. Laitteiston on kestävä muuttuvien olosuhteiden ja erilaisten käyttöpaikkojen aiheuttamat rasitukset. Yleisiin laitteistovaatimuksiin kuuluu modulaarisuus, jolla halutaan helpottaa päivitettävyyttä sekä ylläpidettävyyttä. Suunnittelussa modulaarisuus ilmenee esim. modeemin päivitettävyytenä sekä mahdollisuutena näytön sisällyttämiseen mittauslaitteeseen. Tavoitteena on myös ohjelmiston helppo päivitettävyyden ja ylläpidettävyyden. Mittauspäänteen ominaisuuksiin kuuluu pulssien laskenta sekä niistä muodostettujen tietojen koonti ja talletus. Pulseista muodostetut kulutustiedot tallennetaan erityiseen rekisteriin, joka on tarpeellista tallettaa häviämättömään muistiin. (Tolvanen 98)

Mittalaitteet on voitava kaukolukea sekä erillisestä käskystä että automaattisesti. Mittalaitteet voivat myös lähettää tietonsa lauantajärjestelmälle automaattisesti ja ne on voitava lukea myös paikallisesti tiedonsiirtoliitännän kautta. Kaukoluennan tiedonsiirtoyhteys suositellaan valittavaksi siten, että se on käytettävissä kaikkina vuorokauden aikoina. Mittalaitteen luenta ei saa tuhota tai muuttaa laitteen mittaus- eikä tapahtumatietoja. (SENER 98)

4.1.4 Ympäristön asettamat vaatimukset

Sähkön mittaukseen käytettävältä laitteistolta vaaditaan tarkkuutta ja toimintavarmuutta eri ympäristöolosuhteissa. Toiminnan on oltava luotettavaa ja varmaa niin talvipakkasilla, kesähelteillä, sateella kuin muissakin vaikeissa olosuhteissa. Lisäksi ajoittain esiintyvät sähkökatkot aiheuttavat mittaukselle omat toimintavaatimukset, sillä ne eivät saa vahingoittaa laitetta ja mittaustietojen tulee säilyä tallessa myös sähkökatkon aikana. Laitteiston on myös täytettävä Euroopan Unionin (EU) direktiivien (mm. sähkömagneettinen yhteensopivuus, pienjännite) asettamat turvallisuusvaatimukset. Ympäristön ja

käyttöolosuhteiden asettamiin vaatimuksiin vastataan sopivalla koteloinnilla ja rajapintalogiikalla. (Tolvanen 98)

4.1.5 Tosiaikavaatimukset

Mittauspääteelle on asetettu laskutustietojen oikeellisuuden varmistamiseksi tosiaikavaatimuksia. Sähkömittareilta tulevat pulssit on käsiteltävä ennen seuraavan pulssin saapumista, jottei pulsseja menetettäisi ja saataisi täten virheellisiä laskutustuloksia. Näin ollen pulssit on laskettava 20 millisekunnin (ms) kuluessa. Toinen vaatimus on nopea vasteaika sähkökatkon tapahtuessa, jolloin pulssien määrät ja muuttuneet rekisteritiedot on pystyttävä tallettamaan häviämättömään muistiin 45-50 ms kuluessa. On mahdollista käyttää myös hakkurivirtalähdettä, jolloin sähkökatkon sattuessa on vielä 500-1000 ms aikaa tallentaa tieto. Tarkoituksenmukaista on säästää hakkurivirtalähteen koossa ja hinnassa, joten tietojen nopea talletus on myös taloudellisesti järkevää. (Tolvanen 98)

4.2 Tiedonsiirto

Mittareilta luettu tieto on siirrettävä energialaitoksen tai muun toimittajan kaukoluenta-järjestelmän tietokantaan. Tiedon siirtäminen vaatii tietoturvallisen tiedonsiirtoyhteyden, jonka muodostamiseen on olemassa useita eri tekniikoita. Tietoliikenneverkko koostuu siirtoteiden ja solmujen yhdistelmästä, joka muodostaa teleyhteyksiä kahden tai useamman päätelaitteen välille. (Eerola 05)

Tiedonsiirtotapaa valittaessa on otettava huomioon luettavan tiedon määrä ja luentojen suorittamisen tiheys. Tietoliikenneyhteys voi olla avoinna luentojen käyttöön jatkuvasti tai vain tarpeen mukaan. Energialukemien yksinkertaisin tiedonsiirtomuoto perustuu mittarien pulssien luentaan (S0), johon on saatavilla erilaisia keruutekniikoita. Pulssiliikennöinti on oma standardi, eli siellä on S0-pulssi-standardi tai potentiaalipulssi. Pulssi-luentaan perustuvan tekniikan etuna on, että se mahdollistaa mm. jo olemassa olevan mittarikannan hyödyntämisen. Tämä tekniikka soveltuu kausimittaukseen, eli esim. keran vuorokaudessa tai kuukaudessa tapahtuvaan luentaan sekä tuntimittaukseen. Tällä menetelmällä ei kuitenkaan voida siirtää muuta tietoa kuin aikayksikköä kohti mitattu

energiämäärä. Monipuolisemman tiedon keruu onnistuu rekisteriluentaan perustuvilla tekniikoilla.

4.2.1 Avoin mittarinlukustandardi

Monipuolisempaa luentaa varten on kehitetty kansainvälinen DLMS/COSEM (Device Language Message Specification, Companion Specification for Energy Metering) standardi, joka on tarkoitettu ensisijaisesti sähkön, kaukolämmön ja veden kulutusmittaukseen. Uusimmat mittarit tukevat tätä standardia ainakin osittain. Standardi on monipuolinen ja kattava, mutta kaikki toimittajat eivät ainakaan vielä tue sitä, etenkin kotitalousmittareissa. (Anon 05b; Koponen 02)

DLMS/COSEM standardi sisältää määrittelyt harmonisten yliaaltojen siirtoa varten, mutta useimpien muiden sähkön laatu tietojen määrittelyt puuttuvat. Kyseinen standardi mahdollistaa yhteensopivuuden, jolloin mittarin tiedonhallintajärjestelmä pystyy kommunikoimaan minkä tahansa mittarin kanssa riippumatta valmistajasta, mittarityypistä, mitattavasta energiamuodosta ja kommunikaatiomediasta. Edellytyksenä on kuitenkin, että laitteiden yhteensopivat ominaisuudet on toteutettu oikein. Liityntämallin tasolla yhteensopivuuden takaavia asioita ovat standardisoidut liityntäluokat ja datatyypit sekä objektin tunnistusjärjestelmä. (Koponen 02; DLMS 05)

4.2.2 Lon-standardi

Merkittävin verkkotekniikka tiedonsiirrossa käytävä ratkaisu on Echelon -nimisen yrityksen kehittämä LonWorks -verkkotekniikka, jonka konseptin nimeksi tuli LON (Local Operating Network). Teknologia kehitettiin alun perin kotitalouksien automaattioratkaisuja varten. Käytettävää kommunikaatioprotokollaa kutsutaan nimellä LonTalk. LonWorks -teknologian yleisimmät tiedonsiirtomediat ovat parikaapeli ja sähköverkko, mutta käytössä on myös radiotaajuus-, infrapuna-, valokaapeli- ja koaksiaalikaapeliyhteyksiä. Väyläsovittimen tyyppi riippuu valitusta tiedonsiirtomediasta, verkon topologiasta ja tiedonsiirtonopeudesta. (Piikkilä 00; EnerMail 05)

Ruotsissa on aloitettu LonWorks -verkkotekniikan standardointiprosessi, jolloin energiamittaustietojen pienjänniteverkon tiedonsiirtoon käytettäisiin LON-teknologiaa. Teknologia on ollut käytössä Ruotsissa 1990-luvun lopusta alkaen, mutta uusi standardi

keskittyy erityisesti energianmittausjärjestelmiin. “Standardi tarjoaa selkeät yhteiset säännöt energianmittausjärjestelmien rakentamiseen niin, että eri valmistajien järjestelmät ovat yhteensopivia ja osat keskenään vaihdettavia”. (EnerMail 05)

4.2.3 Tiedonsiirtomenetelmän valinta

Tiedonsiirtomenetelmän valintaan vaikuttavat tekijät voidaan jaotella seuraavasti:

1. Kustannukset
 - liittymis-, kuukausi- ja liikennemaksut

2. Tekniset seikat
 - tarvittava tiedonsiirtonopeus ja -kapasiteetti
 - kytkentä- ja vasteajat sekä estot ja häiriöt
 - luotettavuus sekä korjaus- ja huoltotoiminta
 - palvelun saatavuus ja tekninen monimutkaisuus

3. Muut seikat
 - asiakkaiden tärkeys/suuruus
 - yrityksen toimintapolitiikka
 - yrityksen aikaisemmat kaukoluennan tiedonsiirtomenetelmät
 - yrityksen omistuksessa olevat tiedonsiirtoyhteydet. (Eerola 90)

Lahti Energia Oy:llä on omistuksessaan kattava viestiverkko, joka on kokonaispituudeltaan 325 km. Verkko kattaa mm. kaikki taajama-alueen muuntamot, ainoastaan syrjäseudulla on muutamia pylväsmuuntamoita, joissa ei ole tiedonsiirtoyhteyttä. Näin ollen ennen kaukoluennanprojektin toteutusta kannattaa selvittää omien viestiyhteyksien hyödyntämisen mahdollisuus muuntamoille sijoitettavan keskittimen tietojen luennassa.

4.2.4 Tiedonsiirrolle asetetut vaatimukset

Sähkökäyttäjän kannalta suurin vaikutus mittarinluentaan on, täytyykö mittarit käydä lukemassa fyysisesti paikan päällä vai voidaanko kulutuslukemat siirtää automatiikan avulla. Automaattinen kulutustiedon siirto asiakkaalta sähköyhtiölle onnistuu esim. sähkö-, puhelin-, GSM-, radio- tai tietoliikenneverkon kautta. Käyttäjän kannalta tärkeintä

on tapahtuman automaattisuus ja huomaamattomuus. Tällöin ei myöskään ole merkitystä, kuinka usein luenta tapahtuu vaan se voidaan suorittaa aina tarvittaessa.

Siirrettävä tietomäärä mittareiden kaukoluennassa on pieni, joten tiedonsiirtonopeudella ei ole kovinkaan suurta merkitystä. Nykytekniikalla toteutettuna tuhansien bittien luenta sekunnissa onnistuu helposti, jolloin koko luenta saadaan suoritettua alle sekunnissa. Nopeasta tiedonsiirrosta ei ole hyötyä, jos laitteiden välinen yhteys on huonolaatuinen. Tällöin aikaa menee siirron uusintayrityksiin enemmän kuin saman tiedon siirtämiseen hieman hitaammin, mutta luotettavammin. Tiedon luotettavuus on tärkeää etenkin automaattisessa luennassa, koska luettavat määrät ovat suuria. (Paulus 01)

Tiedonsiirtoyhteyttä olisi hyvä kehittää siten, että asiakas voisi halutessaan tarkistaa omien kiinteistöjen energiankäyttö- ja laskutustietoja. Tällöin asiakkaalla olisi vain lukuoikeus, joka rajoittuisi määritettyihin omiin kiinteistöihin. Lisäksi käytössä tulee olla tietosuojat. Järjestelmän kustannuksia pystytään alentamaan yhtenäistämällä tiedonsiirto- ratkaisuja.

4.2.5 Sähköverkko

Sähköverkkotiedonsiirto tarkoittaa sähköverkossa tapahtuvaa laajakaistaista tiedonsiirtoa ja siitä käytetään nimitystä PLC (Power Line Communications). Verkostoautomaatioon liittyvää tietoa on siirretty sähköverkossa jo vuosikymmeniä. Tiedonsiirto perustuu siihen, että verkkotaajuuden sekaan moduloidaan korkeampitaajuisia, esim. 105 kilohertsin (kHz) signaalia. Vastaanottopäässä signaaleista saadaan suodattimien avulla käyttöön halutut taajuudet. Tarvittava järjestelmä koostuu mittalaitteista ja keskittimistä, joiden avulla luetaan yhden muuntopiirin kaikki mittauspisteet. (Tukiainen 00; ABB 05)

Sähköverkon käyttöä informaation siirtotienä jakelusähköyhtiöille voidaan perustella, koska verkko on maantieteellisesti kattava, yhtiö omistaa itse tiedonsiirtoverkon, verkko on käytettävissä kaikkina vuorokauden aikoina ja se soveltuu hyvin ryhmäviestien siirtoon. Sähköverkon kautta tapahtuvan sähkömittauksien kaukoluennan etuna on, että sähköverkko on jo olemassa, jolloin asennus- ja tietoliikennekustannukset pysyvät kohtuullisina.

Heikkoutena menetelmälle on signaalin lyhyt kantama, josta syystä sähköverkkotiedon-siirto soveltuu parhaiten käytettäväksi kaupunkialueilla. Lisäksi heikkoutena PLC-tiedonsiirrolle on standardien puuttuminen ja korkeiden taajuuksien käytöstä johtuva säteily, joka aiheuttaa häiriöitä muille radiotaajuuksia käyttäville järjestelmille. Myös lähetettävä signaali on altis häiriöille, sillä sähköverkkoon kytkeytyy häiriöitä ulkopuo-lelta sekä myös verkosta itsestään. (Tukiainen 00)

4.2.6 GSM-verkko

GSM (Global System for Mobile communications) on yleiseurooppalainen matkapuhe-linstandardi, joka mahdollistaa puheen ja datan siirron matkapuhelinverkkoa hyväksi käyttäen. GSM-verkko on digitaalinen solukoverkko, jossa koko radiotien liikenne siirtyy salatussa digitaalimuodossa. Järjestelmän radiotekniikka perustuu laajaspektri-seen lähetykseen sekä taajuushyppelyn ja aikajakoisen multipleksoinnin käyttöön. (Ee-rola 05)

GSM-verkon kautta voidaan kaukoluentaa suorittaa kolmella tavalla, jotka ovat GSM-data, lyhytsanomapalvelu SMS (Short Message Service) ja pakettikytkentäinen radioyh-teys GPRS (General Packet Radio Service). Kaukoluentaa varten on mittauksen päähän asennettava GSM-modeemi ja GPRS:ssä verkkokortti. GSM-verkon kautta tapahtuva tiedonsiirto soveltuu parhaiten esikaupunki- ja haja-asutusalueille. GSM-verkkoa pitkin toteutettavat luennat hoidetaan pääasiassa yöaikaan, jolloin liikenne verkossa on vähäis-tä. (Granlund 01; Enermet 05)

GSM-verkon etuna on, että tiedonsiirrossa voidaan hyödyntää jo olemassa olevaa verk-koa. GSM-tiedonsiirron etuna voidaan pitää myös asennuksen vaivattomuutta ja viime-aikaista tekniikan halventumista muihin tiedonsiirtomenetelmiin nähden. Ongelmana on vastaavasti GSM-verkon yhteyden jakautuminen muihin verkkoihin kahteen osaan. On-gelmaksi muodostuu tällöin, että GSM-verkko ei määrää ulkoisten verkkojen datasiirto-sääntöjä, jotka ovat riippuvaisia verkon tyypistä. GSM-tiedonsiirron haittapuolina ovat myös tietoliikenteestä aiheutuvat tiedonsiirto- ja operaattorimaksut. (Granlund 01)

GSM-dataa käytettäessä muodostetaan point-to-point, eli päästä päähän -yhteys luenta-järjestelmän modeemin ja mittauspaikalla olevan GSM-modeemin välille. SMS-viestit soveltuvat pienien datamäärien, kuten kotitalousmittareiden tietojen lähetykseen. SMS-viestit tallennetaan GSM-verkon välityksellä mittautietokantaan. GPRS-yhteyttä käytettäessä mittareiden kaukoluku onnistuu koneiden välisten kommunikaatioratkaisujen avulla. Käytännössä yhteys mittaukseen tapahtuu siten, että luentajärjestelmästä muodostetaan yhteys palveluntarjoajan palvelimelle, joka muodostaa yhteyden mittaukseen ja antaa tälle IP-osoitteen. GPRS perustuu puhelun aikana vaihtelevaan kanavien määrään, joka riippuu käyttäjän lähettämän datan määrästä. (Granlund 01; Karhinen 04)

GPRS tarjoaa pakettimuotoisen, avaamisesta sulkemiseen auki olevan tiedonsiirtopalvelun. Tällöin voidaan hinnoittelussa käyttää lähetetyn datan määrää GSM-puhelujen aikaan perustuvan hinnoittelun sijaan. GPRS käyttää datayhteyksissään GSM-verkon infrastruktuuria. Tukiasemilla on tietty määrä fyysisiä kanavia, joiden käytöstä se voi kilpailla puheliikenteen kanssa. (Granlund 01)

4.2.7 Radiotekniikka

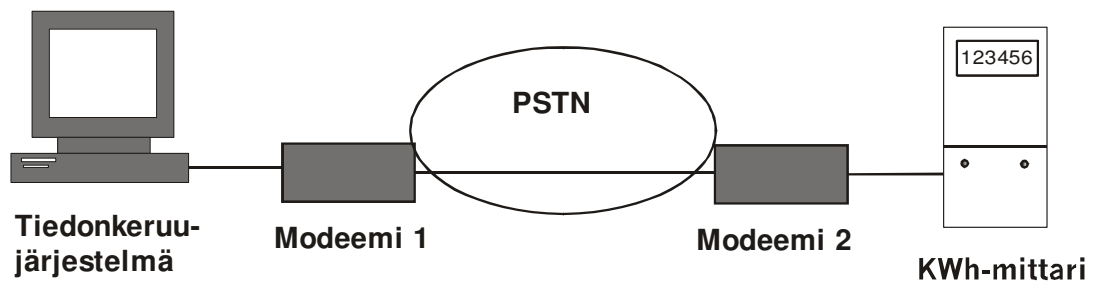
Mittautietojen siirrossa radioverkon kautta käytetään matalatehoisia radiolähtimiä, jotka käyttävät lisenssivapaata taajuusaluetta. Käytetyssä järjestelmässä tarvitaan yleensä myös keskitin, jonka tehtävänä on kysyä mittautiedot mittareilta sekä tallentaa ne. Mittautiedot luetaan keskittimeltä GSM-, sähkö- tai puhelinverkon kautta. (Kamstrup 05)

Radioverkon käytön etuina on liikennöinnin edullisuus, koska mittauksen ja keskittimen välinen liikennöinti on ilmaista lisenssivapaalla radiotaajuusalueella, joka on yleensä 443 megahertsiä (MHz). Verkkoon ei tarvita myöskään kaapelointeja. Radioverkon perustamiseen tarvitaan mittaukseen liitettävä moduuli ja ulkoinen antenni. Haittapuolina on rakennuksien ja maastonmuotojen aiheuttama signaalin vaimeneminen. Luentatietojen on kuitenkin mahdollista kulkea useamman mittarin kautta ennen keskittimelle saapumista. Toimittaessa lisenssivapaalla alueella syntyy herkästi häiriöitä muista samaa taajuutta käyttävistä laitteista. Lähettimien kantama on myös suhteellisen lyhyt, sisäisel-

lä antennilla n. 200 m ja ulkoisella n. 500 m. Ulottuvuutta on mahdollista lisätä toistimilla. (Kamstrup 05; Axelsson 03)

4.2.8 Puhelinverkko

Puhelinverkon kautta tapahtuva sähkömittareiden kaukoluku eroaa normaalista puhelinverkossa tapahtuvasta tietoliikenteestä ainoastaan siten, että vastapuolena keruujärjestelmälle on tietokoneen sijaan modeemilla varustettu kWh-mittari, mittauspääte tai keskitin (kuva 4.3). Puhelinverkossa tapahtuva mittauksen tiedonsiirto tapahtuu siis kahden modeemin välillä ja puhelinverkkoratkaisu vaatii PSTN-yhteyden (Public Switched Telephone Network).



Kuva 4.3. Mittarinluenta puhelinverkon kautta.

PSTN:llä tarkoitetaan yleisesti kansainvälistä pakettikytkentäistä verkkoa, joka koostuu useista yhteen liitetyistä puhelinverkoista. Alkujaan puhelinverkot olivat kehitetty analogisiksi ja vain puheen siirtoa varten. Nykyisin melkein kaikki puhelinverkot on muutettu kokonaan digitaalisiksi. Paikallisen puhelinkeskuksen ja tilaajan välinen yhteys on joissain tapauksissa enää digitalisoimatta. (Eerola 05)

Puhelinverkko on rakennettu sähköverkon tavoin yleensä joka talouteen, jolloin myös kaukoluenta olisi mahdollinen sen avulla. Nykyisin matkapuhelinten yleistymisen myötä puhelinliittymiä ei kuitenkaan enää oteta niin yleisesti, joten liittymän hankkiminen pelkästään kaukoluenta varten ei ole taloudellisesti järkevää. (Karhinen 04)

4.2.9 Tietoliikenneverkko

Mittarin kaukoluennassa tietoliikenneverkon kautta tarvitaan mittauspisteeseen asennettava verkkokortti, jonka mittaus liittyy tietoliikenneverkkoon. Liikennöinnissä käytetään yleisesti TCP/IP-protokollaa (Transmission Control Protocol, Internet Protocol) ja mit-

tauspisteellä täytyy olla IP-osoite. Tietoliikenneverkko koostuu kahdesta tai useammasta toisiinsa yhdistetystä tietokoneesta, jotka vaihtavat tietoja keskenään. Tietoliikenneverkkoja voi olla yksinkertaisesta kaapelilla toisiinsa kytketyistä kahdesta työasemasta aina Internetiin asti. Tietoliikenneverkon käyttöä sähkömittausten kaukolukuun rajoittaa vielä tällä hetkellä tarvittavien tietoliikenneyhteyksien puute varsinkin maaseudulla. (Gunnarsson 02)

4.3 Tietoturvallisuus

Asiattomien pääsy ohjelmoimaan tai lukemaan mittalaitetta paikallisesti tai tiedonsiirto-liitynnän kautta tulee estää. Mittaustietojen siirto ja tallennus on suoritettava siten, että asiattomat eivät pääse niihin käsiksi. Tietoturvallisuus ei saa perustua suojattuun protokollaan. (SENER 98)

Käytettäessä tiedonsiirtotapana sähköverkkoa tulee ottaa huomioon, että sähköyhtiön muuntajan piirissä on yleensä useita kotitalouksia. Periaatteessa yhden kodin sähkösignaalit ovat havaittavissa myös muiden käyttäjien pistokkeissa, jotka ovat saman muuntajan piirissä. Pitkälle automatisoitu kotitalous, joka käyttää sähköverkkoa tiedonsiirtoon, voi olla tietoturvariski. Talon liikkeenhavaintimien, kulunvalvonta- ja hälytyslaitteiden välittämien tietojen joutuminen väärin käsiin on mahdollista. Tietoturvaa voidaan parantaa samanlaisilla tekniikoilla, joita pankit käyttävät luottotietojen välittämiseen. Tiedon salaus on nykyään tehokasta, mutta tietovuotojen mahdollisuus on olemassa. Tavalliselle kotitaloudelle, joka käyttää sähköverkkoa esimerkiksi valojen säätöön tai muihin yksinkertaisiin toimiin, riski on pieni. (Datasähkö 04)

4.4 Luentajärjestelmät ja toimittajat

Kaukoluentajärjestelmän perustamisessa järjestelmätoimittajan valinta riippuu yhtiön tarpeista ja toimintatavoista. Toimittajan valinnassa tulee ottaa ennen kaikkea huomioon pitkän ajan kehityssuunnitelmat, ettei sitoudu vuosikausiksi saman toimittajan laitteisiin, mikäli laitteet eivät ole muiden laitteiden kanssa yhteensopivia. Tällöin käytettävissä oleva ohjelmistotarjonta ja huolto on mahdollista saada vain yhdeltä toimittajalta mittarirajapintojen avoimuuden puutteen takia.

Tällä hetkellä yhteensopivuutta ja joustavuutta eri toimittajien mittalaitteiden ja luenta-järjestelmien välillä ei ole riittävästi, joka vielä osaltaan johtuu yleisen standardin puut-teesta. Tästä johtuen toimittajan vaihtaminen on vaikeaa ja se tulee kalliiksi. Tekniikan ja kustannusten suotuisan kehityksen turvaamiseksi jakeluverkonhaltija joutuu hankki-maan useita rinnakkaisia järjestelmiä, josta syntyy merkittäviä lisäkustannuksia. Ver-konhaltijoiden yhteistyöllä on mahdollista alentaa rinnakkaisten järjestelmien kustan-nuksia ja edistää yhteensopivuutta. (Anon 05b; Karhinen 04)

Toimittajan valinnassa on otettava huomioon sen luotettavuus, ammattitaitoisuus ja laa-dukkuus. Tärkeää on myös kilpailun ylläpitäminen, jolloin varmistutaan tuotteiden kehi-tyksestä ja vaihtoehtojen mahdollisuudesta. Toimittajan referensseihin on myös hyvä tutustua, sillä niistä saa käyttöön liittyvää arvokasta tietoa. (Karhinen 04)

Toimittajan valinnassa kannattaa ottaa huomioon myös toimittajan tulevaisuuden nä-kymät. Toimittajan on kyettävä toimittamaan laajamittaiseen automaattiseen mittarin-luentaan sopivia edullisia mittaus-, tiedonsiirto- ja tiedonkeruuratkaisuja myös tulevai-suudessa. Automaattisen mittarinluennan lisäksi on tärkeää, että uusissa järjestelmissä on panostettu yleiseen tiedonhallintaan, tiedon jatkojalostukseen sekä kehittyneiden tietoprosessien luomiseen. (EnerMail 05)

4.4.1 Järjestelmän valinta

”Kaukoluennan tärkein ja kauaskantoisin ratkaisu tapahtuu mittalaitteiden mittaus- ja rekisteriominaisuuksien valinnassa.” (Anon 05b) Tämänkaltainen määrittely vaikuttaa siirrettävän tiedon määrään ja monipuolisuuteen sekä tiedonhallintaan verkkoyhtiön puolella. Muita tärkeitä muuttujia ovat hankittavan mittarimallin ja luentajärjestelmän avoimuus. Mikäli kaukoluku hankitaan palveluna, on huomioitava sopimuksen pituus ja palvelun laajuus.

Suunniteltaessa järjestelmää on huomioitava myös erinäisiä erityistilanteita. Esimerkiksi jännitteen katkeaminen voi aiheuttaa ongelmatilanteen kaukoluennalle. Epäonnistuneen kaukoluentayrityksen jälkeen ei välttämättä tiedetä onko yhteys poikki vian takia vai onko asiakas katkaissut sähköt pääkytkimestä. Tämä seikka on tärkeää huomioida alu-

eilla, joilla on paljon kesämökkejä. Sähköjen katkaisemisen vaikutus voidaan välttää kytkemällä kaukolukupäate pääkytkimen ohitse. (Anon 05b)

4.4.2 Järjestelmän ylläpidettävyys ja laajennettavuus

Valittaessa järjestelmätoimittajaa tulee ottaa huomioon järjestelmän laajennettavuus. Uusien mittauksien lisääminen järjestelmään on oltava helppoa ja loogista. Järjestelmän ylläpidettävyys on oltava yksinkertaista ja nopeaa sekä sen on oltava helppokäyttöinen. Käyttämällä avointa järjestelmää varmistutaan, että järjestelmää saadaan uusittua ja ylläpidettyä sekä sen jatkuvuus on varmalla pohjalla. (Karhinen 04; Eerola 90)

Palveluiden ja tuotteiden jatkuvuudesta ja saatavuudesta on syytä varmistua, ja että tuotteille on olemassa tuki koko käyttöiän ajan. Toimittajalla on myös oltava riittävä tuotevalikoima, jotta suurien kokonaisuuksien rakentaminen yhden toimittajan tekniikalla tulee mahdolliseksi. Tällöin ylläpidettävyys helpottuu eikä laitteiden yhteensovittamisessa tule ongelmia. (Karhinen 04)

4.4.3 Tietojärjestelmien yhteensopivuus

Hankittaessa uutta AMR-järjestelmää tulee ottaa huomioon, että se on yhteensopiva energiayhtiössä käytössä olevien tietojärjestelmien kanssa. AMR- ja energiayhtiöiden muut tietojärjestelmät sisältävät samoja tietoja, jolloin tehokkaan toiminnan edellytyksenä on järjestelmätasolla tapahtuva tietojen vaihto. Tietojen vaihtaminen järjestelmien välillä edellyttää sovellettavien tunnisteiden, aikaleimojen, lukemien, lukemasarjojen ja statuksien määrittämistä. Muissa tietojärjestelmähankinnoissa on syytä tarkistaa tulevan järjestelmän yhteensopivuus mahdollisen AMR-järjestelmän kanssa. (Anon 05b)

4.5 Riskit

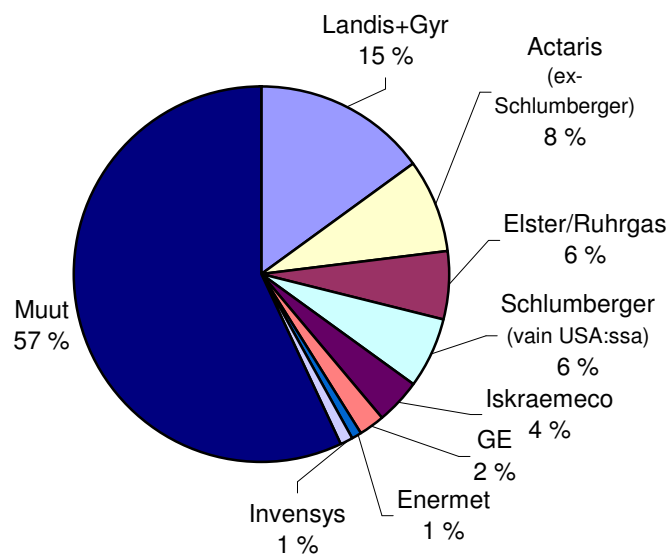
Kaukoluentaan liittyy vielä teknisiä ja taloudellisia epävarmuustekijöitä. Toistaiseksi kaukoluennan kustannukset ovat olleet suuremmat kuin verkkoyhtiöiden järjestelmästä saama hyöty. Kaukoluentaan siirtyminen leikkaa todennäköisesti jakeluverkkojen muita investointeja tai nostaa siirtohintaa. Yksi suurimmista kaukoluentaan liittyvistä riskeistä on kustannusten karkaaminen oletetusta. Tiedonsiirtoyhteyksissä tai toimittajan muutoksissa voi aiheutua suurempia kustannuksia kuin on varauduttu. Myös oletettua suu-

rempi laitteiden vikaantuminen voi aiheuttaa yllättäviä lisämenoja. Käytettävällä teknikalla on lyhyt elinkaari, joten tuotteet voivat olla keskeneräisiä ja niissä voi esiintyä ”lastentauteja”. (Energia uutiset 05; Anon 05b)

Ratkaisumallin valinta voi myös osoittautua vääräksi, jolloin laitteisto ei toimi niin kuin olisi haluttu. Tietojärjestelmiin liittyy myös riskejä, joita voivat olla esim. odottamattomat häiriöt, virukset sekä ilkivalta. Koska kaukoluentaan ei ole vielä olemassa täydellistä virallista standardia, voivat lainsäädännön muutokset, kuten sähkömarkkinalainsäädäntö tai EU aiheuttaa omat vaikeutensa. Myös tieto- ja kuluttajasuojasäädösten muuttuminen voi aiheuttaa muutosten tekemistä. Epäonnistuminen vaikuttaa myös yhtiön imagon heikkenemiseen. (Anon 05b)

5 KAUKOLUENTAJÄRJESTELMIEN TOIMITTAJAT

Tässä kappaleessa on esitelty keskeisimpiä automaattisen mittarinluennan järjestelmätoimittajia ja heidän tarjoamia mahdollisuuksia kaukoluennan toteutukseen. Järjestelmätoimittajien esittelyt ja luentajärjestelmien tietojen paikkansa pitävyys on tarkistettu toimittajilta. Kuvassa 5.1 on esitetty eri mittarivalmistajien markkina-asetat maailmalla.



Kuva 5.1. KWh-mittarivalmistajien markkinaosuudet maailmalla. (Landis+Gyr 05)

AMR-järjestelmä on sopimuksen mukaan mahdollista hankkia kolmella eri tavalla: 1) asiakas omistaa ja operoi järjestelmää perinteisellä tavalla, 2) asiakas omistaa järjestelmän, mutta toimittaja operoi ja tukee systeemiä, tai 3) asiakas vuokraa järjestelmän ja toimittaja operoi ja tukee systeemiä.

5.1 Enermet Oy

Enermet Oy toimittaa energianmittaus- ja kuormanohjausratkaisuja energiateollisuuden tarpeisiin. Tekniset ratkaisut ovat suunniteltu mittaustietojen keräämiseen, jalostukseen, käsittelyyn ja jakeluun sekä energiakäytön hallintaan. Enermetillä on toimipisteitä kymmenessä maassa, paikalliset edustajat mukaan laskettuna maita on yli 30. Työntekijöitä yhtiöllä on yli 300 henkilöä. Vuoden 2004 liikevaihto oli 71,7 M€.

Enermetillä on panostettu mittarien ja keskittimien asennuksien hallintaan. Sen järjestelmä osaa kaukolukea usean erillisen sähköverkon mittarit yhdellä järjestelmällä. Järjestelmään on mahdollista liittää myös sähköverkon kunnonvalvontaan liittyvien tapahtumien luenta ja raportointi. (Energiauutiset 05)

5.1.1 Enermetin historiaa

Ensimmäinen Enermetin julkistama järjestelmä oli nimeltään Melko ja alussa tiedonsiirtoon käytettiin keskijännitesähköverkkoa (MV). Sähköverkkoa käytettiin mittaustietojen etäluennan lisäksi kuormanohjauksiin. Käytössä oli myös perinteisiä lankapuhelinlinjoja hyödyntävä tekniikka. 1990-luvun puolivälin tienoilla tapahtui merkittäviä muutoksia sekä järjestelmätekniikassa että sähkömarkkinoilla, jolloin markkinoille kehitettiin Avalon-järjestelmä. Sen ohella otettiin käyttöön uusia tiedonsiirtotekniikoita, kuten GSM-tekniikka ja pienjännitesähköverkossa toteutettava LON-tiedonsiirtotekniikka.

Nykyisin käytössä olevat integroidut sähkömittarit ovat nopeasti yleistymässä. ”Integroinnilla tarkoitetaan mittaustekniikan ja tiedonsiirtoratkaisun yhdistämistä yhteen laitteeseen.” Aiemmin mittarit ja mittauspisteiltä tiedot keräävät päätelaitteet olivat erillisiä. Tällä hetkellä käytössä oleva järjestelmä AIM julkistettiin vuonna 2002. Tämän järjestelmän myötä käyttöön otettiin myös viimeisimmät tiedonsiirtotekniikat, kuten LAN-lähiverkko (Local Area Network) ja pakettiradiokytäinen yhteys (GPRS). Enermetin uusin käytössä oleva sovellustyökalu on AIMIA, jonka avulla AIM-järjestelmä integroidaan asiakkaan muihin tietojärjestelmiin. (EnerMail 05)

5.1.2 Enermetin referenssit

Enermetillä on ollut vuodesta 1984 järjestelmätoimituksia yli 400 kpl. AMR-mittauspisteitä on käytössä tällä hetkellä 0,5 miljoonaa ja määrä kasvaa jatkuvasti. Suurin yksittäinen järjestelmätilaus on tanskalaisen Sydvest Energin 156 000 mittauspistettä. Taulukkoon 5.1 on kerätty mittauspisteiden määrät maittain jaoteltuna.

Taulukko 5.1. Enermetin AMR-mittauspisteiden määrät (sovitut toimitukset).

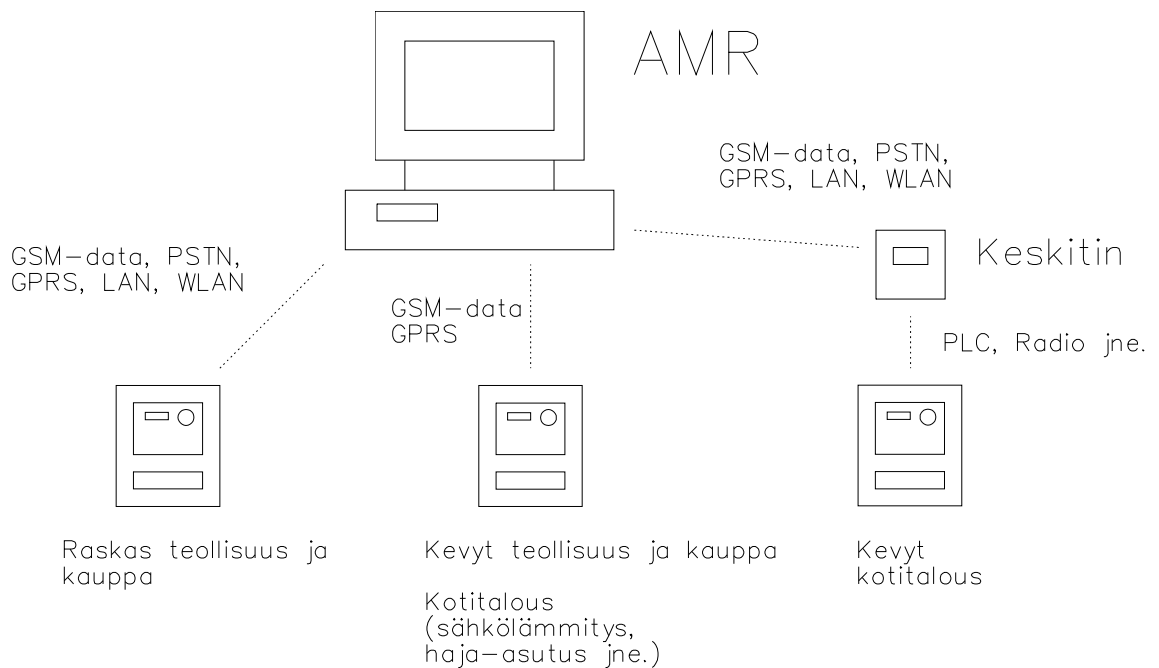
Maa	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska	Hollanti	Saksa	Viro
Mittauspisteet [kpl]	230 500	114 900	87 700	174 000	1 500	1 500	10 000

5.1.3 Enermetin luentajärjestelmä

Enermetin suunnittelema mittareiden kaukoluentajärjestelmä on nimeltään AIM AMR, joka on tarkoitettu mittaustietojen keruuseen ja tallennukseen. Järjestelmä sisältää koko mittausprosessin laitteista laskutukseen ja siinä on avoin käyttöliittymä, jonka avulla tietojen siirto muihin järjestelmiin on mahdollista. AIM-järjestelmä sisältää myös monipuolisia ohjaustoimintoja, kuten kuormanohjaus, dynaaminen tariffinseuranta ja asiakaspalvelun hallinta. Järjestelmä voi käyttää tiedonsiirrossa pien- ja keskijänniteverkkoja, PSTN- tai GSM/GPRS-tiedonsiirtoa sekä LAN-verkkoa. Pienasiakkaiden mittareiden kaukoluenta perustuu yleensä pienjänniteverkosta keskittimien kautta tapahtuvaan LON-tiedonsiirtoon sekä ”point-to-point” luentaan GPRS-tiedonsiirrolla. Suurasiakkaiden kaukoluennassa käytetään pääasiassa GSM- ja GPRS-verkkoihin integroituja kaukoluentamittareita.

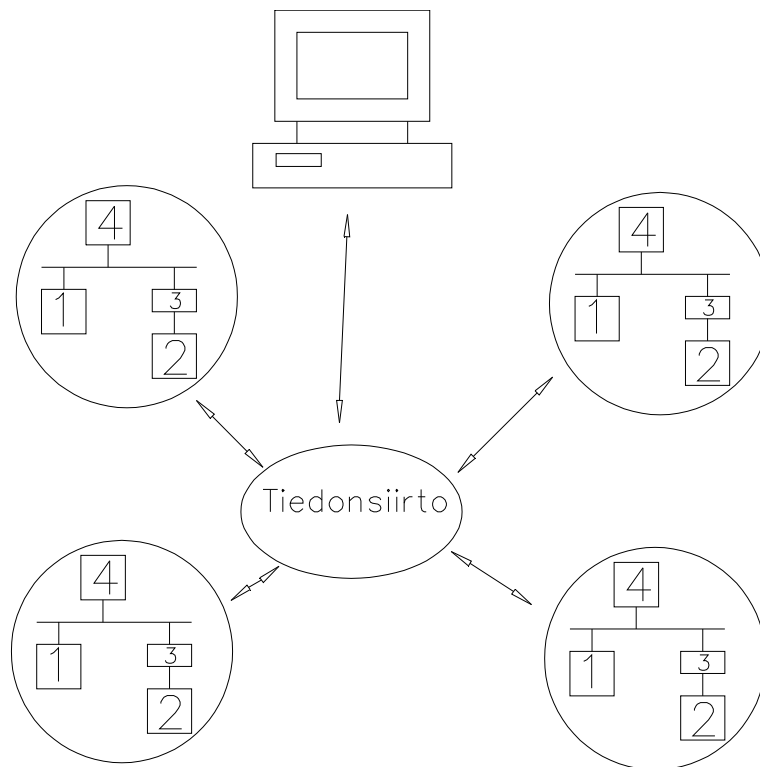
GPRS-tekniikkaa voidaan hyödyntää kotitalouksien mittarinluennassa käyttämällä integroitua sähköenergiamittaria E120Gt. Suurasiakkaiden luennassa voidaan käyttää esim. virtamuuntajaliitännäistä E120Gt-10NV:tä, tai olemassa olevan mittarin päälle asennettavaa M100G-modeemia, joka kommunikoi mittausjärjestelmän GSM- tai PSTN-modeemien kanssa.

E120Gt- ja E120Lt -sähköenergiamittareissa tiedonsiirto-osat ovat integroituna laitteisiin. Mittareita käytetään kotitalouksien energiamittauksiin taajama-alueilla ja ne soveltuvat niin kotitalouksien kuin kerrostalojenkin mittaustarpeisiin. Niihin on mahdollista lisätä myös kaasun ja veden mittaustiedot S0-sisääntulojen avulla. Mittarit tarkkailevat ja tallentavat tietoja sähkön laadusta, sähkökatkoista, hälytyksistä ja tapahtumista. E120Gt:ssä tiedonsiirtomoduuli käyttää hyödyksi GPRS-tekniikkaa yhdistettynä TCP/IP-protokollan kanssa. E120Lt-mittari käyttää kommunikointiin sähköverkkoa ja LonTalk -protokollaa. Kuvasta 5.2 selviää erilaisille mittausalueille soveltuvat tiedonsiirtoteknologiat. (Enermet 05b)



Kuva 5.2. Tiedonsiirtoteknologiat eri mittausalueille. (Enermet 05b)

Enermetin pienjänniteverkkoratkaisut perustuvat pääasiassa LonWorks –teknologiaan, jossa liikennöidään LonTalk –protokollaa käyttäen. Järjestelmä koostuu mittalaitteista ja keskittimistä. Käytettäessä EMPC100-keskittintä saadaan toteutettua AIM AMR–mittausjärjestelmän ja mittauspäätteiden välinen tietoliikenneyhteys pienjänniteverkossa. Järjestelmä voi lukea ja ohjata keskittimen kautta useita mittauspäätteitä. Keskittimen ja järjestelmän välinen tiedonsiirto hoidetaan TCP/IP-pohjaisesti LAN-verkon, kaksitaajuisen GSM/GPRS-tietoliikenteen, Enermetin M100-T PSTN-modeemin tai jonkun muun Ritex M1 –käyttöliittymää tukevan modeemin välityksellä. Kuvassa 5.3 on esitetty periaatteellinen Enermetin luentamalli kaupunkialueen kaukoluentaan. (Enermet 05b)



Kuva 5.3. Enermetin ratkaisu kotitalousmittareiden luennasta kaupunkialueelle. Tiedot kerätään sähköverkkoa pitkin suoraan sähkömittarilta (1) tai mittarilta (2) toistimen (3) kautta keskittimelle (4). Keskittimiltä tieto siirretään käytettävää tiedonsiirtoyhteyttä pitkin järjestelmään. (Enermet 05b)

EMPC100-keskittimen liikennöinti ulottuu sähköjohtoa pitkin noin 300 – 500 metriin ja Ritex M1 -modeemin avulla noin 4 kilometriin. Liikennöintiä voidaan pidentää toistimilla, joita käytetään pidentämään tiedonsiirtoyhteyksiä päätelaitteiden ja keskittimien välillä. Tiedonsiirtoyhteyden jatkaminen onnistuu ERE2-toistimella 300 – 500 metrillä. Toistin käyttää liikennöintiin LonTalk -protokollaa. (Enermet 05b)

5.2 Kamstrup A/S

Kamstrup on tanskalainen energiamittari- ja järjestelmävalmistaja, jonka lämpö- ja sähkömittareiden vuosituotanto on n. 400 000 mittaria. Työntekijöitä yhtiöllä on Suomessa kymmenkunta ja yhteensä työntekijöitä on Euroopassa 400. Liikevaihto vuonna 2004 oli 71,3 M€. Kamstrup omistaa Suomessa myös kaukolämpömittarien valmistusyksikön, joten yrityksen valikoimaan kuuluvat kaukolämpö- ja vesimittarit sekä niiden kaukoluenta. (Energiauutiset 05; Kamstrup 05)

5.2.1 Kamstrupin referenssit

Kamstrupin toimittamia kaukoluentamittauspisteitä, jotka on varustettu kaukoluennan mahdollistavalla tietoliikennekortilla ja luentajärjestelmällä, on tällä hetkellä käytössä tai sopimukset tehtyinä n. 0,5 miljoonaa kappaletta ympäri maailmaa. Suurin tällä hetkellä käynnissä oleva kaukoluentaprojekti on Ruotsissa sijaitsevan Gävlen 45 000 mittauspisteen siirtäminen kaukoluentaan. Lisäksi siellä on työn alla Övikin 12 000 mittauspisteen automatisointi. Suomessa yhtiön merkittävin referenssi on Helsingin Energian (HE) Pakilan ja Paloheinän alueen 7000 sähkö- ja 1500 kaukolämpöasiakkaan kaukoluentaprojekti. Toimittajan valintaa HE:llä perustellaan sähkön ja kaukolämmön yhteisluennasta saavutettavilla eduilla. Valittu ratkaisu perustuu radioverkkotiedonsiirtoon, joka soveltuu hyvin tiheähkölle pientaloalueelle. Taulukkoon 5.2 on kerätty Kamstrupin toimittamien mittauspisteiden määrät Pohjoismaissa. Mukaan on laskettu myös sovitut tilaukset. (Ahola 05)

Taulukko 5.2. Kamstrupin toimittamien mittauspisteiden määrät Pohjoismaissa.

Maa	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska
Mittauspisteet [kpl]	21 000	209 000	20 000	113 000

5.2.2 Kamstrupin luentajärjestelmä

Kamstrupin järjestelmä koostuu kolmesta osasta, jotka ovat keskusjärjestelmä, tietoverkko sekä mittarit ja moduulit. Keskusjärjestelmän kautta hallitaan kaikkia yksiköjä ja se suunnittelee suoritettavat tehtävät ja niiden aikataulut. Kommunikaatiosta huolehtiva tietoverkko koostuu keskittimistä, reitittimistä ja kommunikaatiomoduuleista. Tietoverkon alkupäässä sijaitsevat mittarit ja erilaiset kommunikaatiomoduulit, jotka liitetään mittariin halutun toiminnon aikaansaamiseksi. Järjestelmän ominaisuuksiin kuuluu energiatietojen rekisteröinti, tuntisarjojen mittaus, sähkökatkojen rekisteröinti sekä tariffin ohjaus. Tiedonsiirtokorttiin sisältyy ohjausrele, joka voidaan asentaa suorittamaan lämmityksen ohjausta tai koko liittymän sähköjen katkaisua. (Kamstrup 05; Ahola 05)

Järjestelmä lähettää luentapyynnön halutulla luentasyklillä tai eri käskystä esim. muuttoluentojen yhteydessä. Tämän jälkeen GSM-luentayhteys katkaistaan. Keskitin suorit-

taa itsenäisesti luennat mittareilta, jonka jälkeen järjestelmästä otetaan uusi yhteys keskittimelle ja siirretään lukemat keskusjärjestelmään. Yhteyden katkaisulla luennan välillä haetaan kommunikointikustannussäästöä. (Anon 05b; Ahola 05)

Mittareiden ja moduulien sekä keskittimien välisessä tietoliikenteessä käytetään sekä radioverkkoa, sähkö- eli PLC-verkkoa että M-Bus-signaalikaapeleita (paikallisverkko). Keskittimien ja keskusjärjestelmän välinen yhteydenpito tapahtuu radioverkon, signaalikaapelin, laajakaistan (TCP/IP) tai GSM-verkon kautta. Mittarit, joita ei ole liitetty keskittimeen, kommunikoivat GSM- tai PSTN-verkon kautta.

Radioverkkoa käytetään tiedonsiirrossa silloin, kun käytössä on vapaa ilmatie mittarin ja järjestelmän välillä. Myös kaukolämpökohteita varten radiotien käyttö on soveltuva, koska kohteissa ei aina ole välttämättä sähköliittymää. PLC-verkkoa käytetään kohteissa, joissa maaston muodot ovat epätasaisia ja mittauspisteissä, joissa on vain muutama kuluttaja eikä sinne haluta rakentaa GSM-yhteyttä. Sähköverkon käyttö on radiotien huonon kuuluvuuden takia järkevää myös omakotitaloissa, joissa mittarit sijaitsevat metallioven takana tai sisätiloissa maanpinnan alla. GSM-verkkoa käytetään pääasiassa tilanteissa, joissa radio- ja PLC-verkkoa ei voida käyttää. Sen käyttö on myös järkevää virtamuuntajaliitännäisissä mittareissa, koska niissä on enemmän käsiteltävää mittaus-tietoa. Radio- ja sähköverkon valintaa tukee niiden halvempi hinta verrattuna GSM-laitteisiin. (Ahola 05)

Sähkö- ja radioverkkoa hyödyntävässä ratkaisussa 1- ja 3-vaihe- sekä virtamuuntajamittauksia varten mittariin asennetaan PLC- tai radiokortti, jonka välityksellä tiedonsiirto keskusjärjestelmään tapahtuu. GSM-verkon välityksellä tiedonsiirto tapahtuu suoraan pisteestä pisteeseen, eli mittarilta keskusjärjestelmään. Tässä tapauksessa mittariin on asennettava GSM-kortti. Kaukolämmön mittaus onnistuu liittämällä radiokortilla tai yksiköllä varustettu kaukolämpömittari samaan radioverkkoon sähkömittarin kanssa tai varustamalla mittari GSM-yksiköllä. Muita energiamittareita voidaan liittää radiokortilla varustettuun pulssilaskuriin. (Kamstrup 05; Ahola 05)

Kamstrupin etuna voidaan pitää modulaarisuutta, eli mittari ja tietoliikennettä hoitava moduuli ovat erillisiä osia. Tästä johtuen itse mittari voidaan hankkia sellaisenaan ja siihen on lisättävissä kaukoluenta varten tiedonsiirtokortti, jonka perusteella voidaan valita käytettävä tiedonsiirtomenetelmä. Lisäksi luennan toteutus on mahdollista räätälöidä asiakkaiden toiveiden mukaisesti, eli kaukoluenta on mahdollista toteuttaa täysin itsenäisesti tai täysin ”avaimet käteen” –periaatteella tai siltä väliltä. Lisäksi kaukoluentajärjestelmän toimitukseen sisältyy yhden vuoden mittainen huolto- ja ylläpitosopimus.

Kamstrupin mittarit tukevat avointa standardia IEC-61107 (International Electrotechnical Commission) sekä S0-pulssia. Järjestelmään voidaan liittää pulssikeräysyksikkö, jossa 4 - 8 kanavaa muiden mittareiden liittämistä varten. Lisäksi on mahdollista käyttää M-Bus-signaalikaapelia, jossa kommunikointi tapahtuu M-Bus-standardin mukaisesti. M-Bus-standardissa on vakio-osa sekä tehdaskohtainen osa. Jos kaksi valmistajaa käyttää hyvin eri tarkoituksiin tehdaskohtaista osuutta, siitä voi aiheutua virheitä. Toimittaessa standardiosassa ei ongelmia pitäisi ilmetä. Normaalit energialukemat kuuluvat standardiosaan. Kamstrupin luentajärjestelmään yhteensopivia mittalaitteita ovat muuttamat Siemensin (nyk. Landis+Gyr) sähkö- sekä vesimittarit. (Ahola 05)

5.3 Landis+Gyr Oy

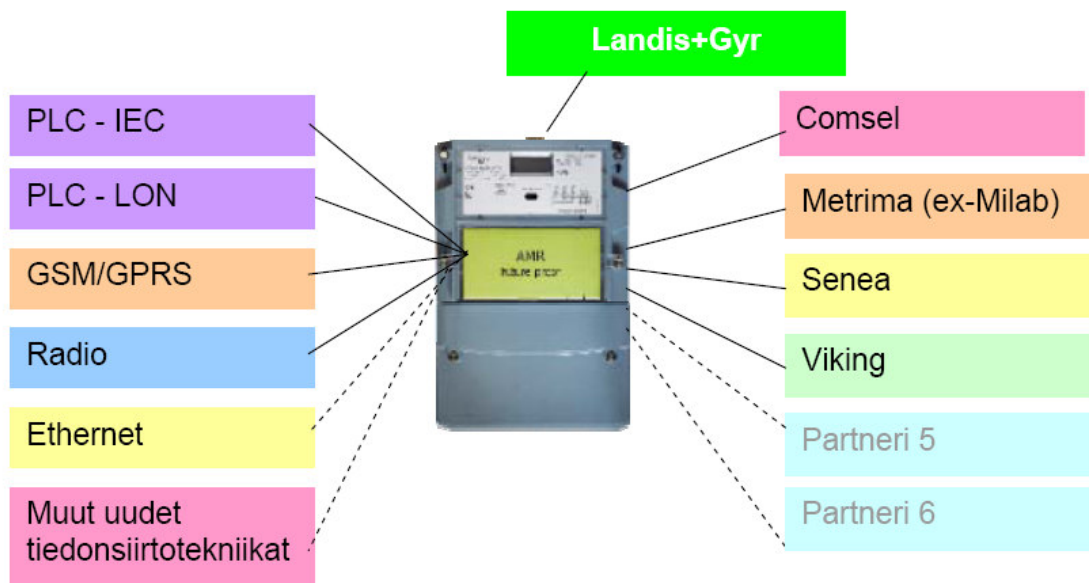
Landis+Gyr on perustettu vuonna 1896 Sveitsissä ja se suunnittelee sekä valmistaa sähkömittareita. Toimintaan kuuluvat kaasu- ja lämpömittareiden valmistus, joissa käytetään ultraääniteknologiaa. Lisäksi yrityksen valikoimaan kuuluvat Etumaksujärjestelmät (Prepayment systems) ja AMR-järjestelmät kotitalouden, kaupan, teollisuuden ja kanta-verkkotason kohteisiin. Toimipisteitä yrityksellä on 28:ssä eri maassa. Vuonna 2004 työntekijöitä oli 3 074 ja liikevaihto oli 367,6 M€.

Tähän asti yritys on keskittynyt Pohjoismaissa vain mittareiden valmistukseen, mittaukseen, kommunikointiin ja sovitukseen muihin järjestelmiin. Näin ollen se ei ole toimittanut kaukoluentajärjestelmiä. Vuoden 2006 alussa on markkinoille kuitenkin tulossa yrityksen oma PLC-järjestelmä, joka on kehitetty Pohjoismaiden tarpeisiin. Ennen Suomen markkinoita järjestelmä on ollut käytössä Ranskassa ja Italiassa. Järjestelmäintegraattorina Suomessa toimii Comsel System Oy, jolla on kokemusta TCP/IP-protokollista.

Lisäksi Landis+Gyr edustaa Suomessa Turtle-laitteita. Järjestelmän hyvänä puolena voidaan pitää, että se käyttää avoimia standardeja, jolloin saadaan taattua yhteensopi- vuus eri laitteiden ja järjestelmien välillä. Landis+Gyr Friday123 on toiminut vuosikau- sia IEC-tason työryhmissä ja on ollut voimakkaasti kehittämässä DLMS-protokollaa. (Saarhelo 05)

5.3.1 Landis+Gyrin referenssit

Yrityksellä on pitkä kokemus kaukoluentalaitteista ja se on toimittanut tuntiluentajärjes- telmiä yli 20 vuoden ajan. Kotitalouspuolen suurin AMR-referenssi on Italiassa Roo- massa, jonne Landis+Gyr toimittaa järjestelmän, jossa on 1,5 miljoonaa mittauspistettä. Suomessa yhtiön referenssit ovat kahden luentajärjestelmän toimitus aikoinaan (Helsin- gin Energian tuotannon minuuttitason luentajärjestelmä sekä Asko Oy:lle toimitettu teollisuuden luentajärjestelmä) ja 200 000 elektronista mittaria, joista osa on käytössä muiden valmistajien AMR-järjestelmissä. Ruotsiin mittareita on toimitettu reilut 100 000 sikäläisten AMR-partnereiden järjestelmiin. Tällä hetkellä on käynnistymässä Sydskraftin Norrköpingin projekti, jossa asennetaan 60 000 kommunikoivaa Flex- mittaria, joihin asennetaan Metriman toimittamat kommunikointimoduulit. Projektissa järjestelmätoimituksesta vastaa Metrима. Avoimeen ratkaisuun perustuvan Flex-mittarin kommunikointimahdollisuuksia on havainnollistettu kuvassa 5.4. (Saarhelo 05)



Kuva 5.4. Landis+Gyrin Flex kWh-mittari. (Saarhelo 05)

5.3.2 Landis+Gyrin luentajärjestelmä

Landis+Gyr tekee yhteistyötä maailmalla useiden AMR-järjestelmätoimittajien kanssa. Tähän antaa mahdollisuuden mittariratkaisuissa käytetyt avoimet tiedonsiirtostandardit. Käytössä olevat uudet suora- ja virtamuuntajaliitännäiset AMR-mittarit ovat rakenteeltaan modulaarisia, eli sama mittari soveltuu useisiin tiedonsiirtoratkaisuihin ja eri AMR-järjestelmiin. Tällöin myös järjestelmissä on oltava käytössä avoimet, standardinmukaiset ratkaisut. Landis+Gyrin Pohjois-Euroopassa käynnissä olevia yhteistyökuvioita eri järjestelmätoimittajien kanssa on esitetty taulukossa 5.3.

Taulukko 5.3. Landis+Gyrin yhteistyökumppanit Pohjois-Euroopassa. (Saarhelo 05)

Järjestelmätoimittaja	Kommunikointimedia
Comsel	M-Bus, radio, GSM/GPRS, PLC, Ethernet
Senea	Radio, PLC
Metrima	PLC (LonWorks), radio
HM Power	PLC (Turtle)
Viking	Radio/GSM

5.4 Iskraemeco

Iskraemeco on slovenialainen mittarinvalmistaja ja se on perustettu vuonna 1945. Yhtiö toimittaa mittareita, järjestelmiä ja palveluita energian kulutuksen hallintaan, tietojen keräämiseen ja prosessointiin. Vuonna 2004 yhtiön liikevaihto oli 99,4 M€ ja sillä oli keskimäärin 2 064 työntekijää. Iskraemecon edustajana Suomessa toimii sähkö- ja tele-tarvikkeiden tukkuliike Sähköliikkeit Oy (SLO). (Iskraemeco 05; Vattenfall 04)

Iskraemecon kaukoluenta perustuu integroituihin energiamittareihin, joiden tiedonsiirto on toteutettu GSM- tai pienjänniteverkoissa. Mittarit tukevat DLMS/COSEM-tiedonsiirtostandardia. Kaukoluentajärjestelmällä voidaan lukea usean valmistajan mittareita. (Energiauutiset 05)

5.4.1 *Iskraemecon historiaa*

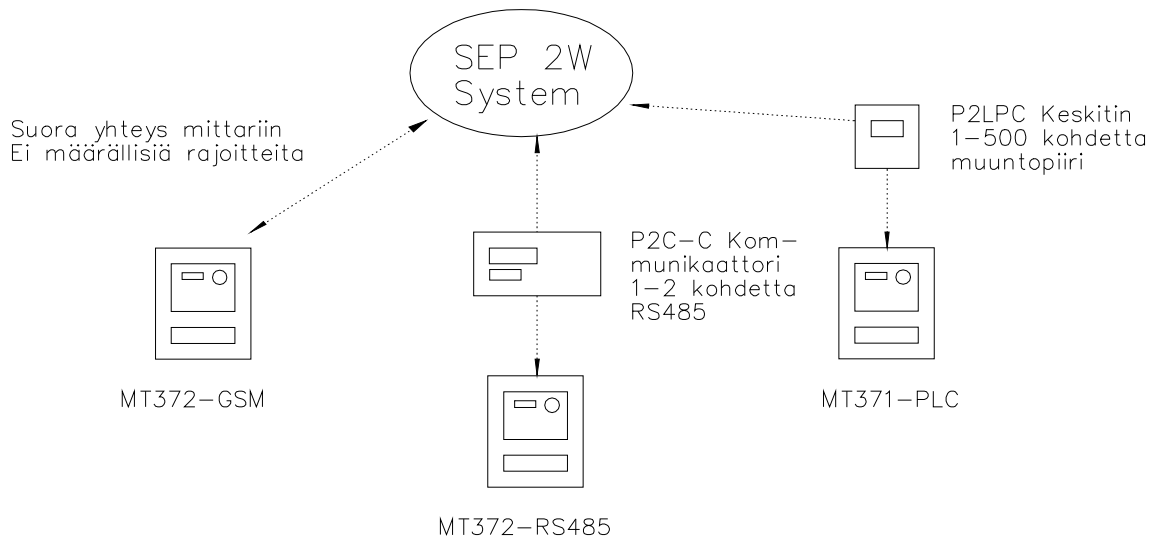
Iskraemeco toimitti Suomeen ensimmäiset mittarit 1960-luvulla ja ne olivat Mira-tyyppisiä. Nytemmin Iskraemecon mittareita on lähes jokaisen suomalaisen sähköyhtiön käytössä. Ensimmäiset kaukoluettavat kotitalousmittarit yhtiö valmisti 1990-luvulla. Luentajärjestelmää on kehitetty vuosia vastaamaan ensin teollisuuden ja myöhemmin kotitalouksien tarpeita. Uusimman kotitalouksien kaukoluentaan soveltuvan mittariperheen tuotteet mahdollistavat muutakin kuin pelkän kokonaisenergian keräämisen. Näitä lisäominaisuuksia ovat mm. tuntisarjojen kerääminen ja automaattinen kaukoluentajärjestelmään kirjautuminen. (SLO 04)

5.4.2 *Iskraemecon luentajärjestelmä*

Iskraemecolla on ollut tuotekehityksessään kaksi linjaa. Ensimmäinen on pienjänniteverkkoa hyödyntävä ja toisessa käytetään hyödyksi mobiiliverkkoa. Mittalaitteiden tuotekehityksessä on pyritty yksinkertaiseen asennettavuuteen ja laiteintegraatioon. GSM-modeemeja on ollut käytössä jo jonkin aikaa, mutta aidosti integroituja mobiililaitteita on ollut vähän. Iskraemecolla on tällä hetkellä olemassa kolme erilaista tapaa, joita voidaan yhdistellä verkkoyhtiöiden tarpeiden mukaisesti. Teollisuuskohteita varten Iskraemecolla on olemassa niin modeemeja kuin integroituja ratkaisujakin.

Mobiiliverkkoratkaisussa käytetään integroitua mittalaitetta, joka yhdistyy järjestelmään suoraan ilman keskittimiä ja muita välietappeja. Muuntopiirien muutokset eivät tuota ongelmia, koska ratkaisu ei ole sidoksissa verkon rakenteeseen. Suoran yhteyden avulla kotitalouksien kahdensuuntaiset yhteydet ja erilaiset lisäohjaukset ovat mahdollisia. Mittalaitteiden lukeminen on huomattavasti nopeampaa kuin PLC-ratkaisussa.

PLC-ratkaisussa integroitu mittalaite kommunikoi keskittimen kanssa hyödyntäen pienjänniteverkkoa. Keskittimeen saadaan kerättyä yhden muuntopiirin kaikki mittaukset. Keskittimen ja järjestelmän välinen tiedonsiirtoyhteys hoidetaan lanka- tai GSM/GPRS-modeemilla tai laajakaistayhteydellä. RS485-ratkaisussa (Recommended Standard-485) saman kiinteistön mittalaitteet voidaan yhdistää RS485:ttä hyödyntäen kommunikaatioon, joka keskustelee järjestelmän kanssa mobiiliyhteyttä käyttäen. Kuvassa 5.5 on havainnollistettu järjestelmän toimintaa eri ratkaisuilla. (SLO 04)

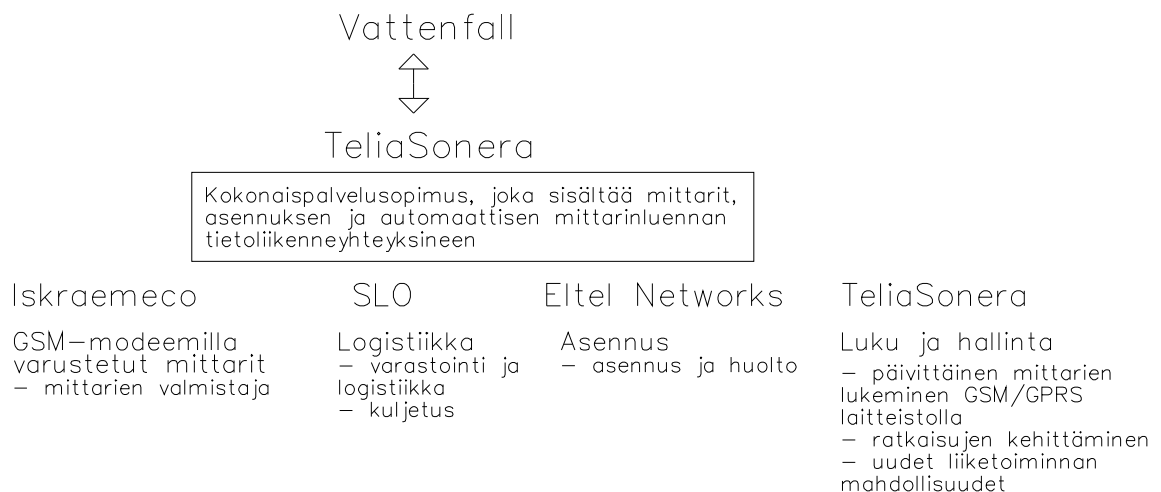


Kuva 5.5. Iskraemeco järjestelmän toteutusratkaisuja. (SLO 04)

5.4.3 Palvelusopimus

Tässä kappaleessa on esitelty Suomen tähän asti suurin yksittäinen palvelusopimus, joka käsittää TeliaSonera Finlandin ja Vattenfallin välisen sopimuksen sähkön kulutuksen automatisoinnista.

TeliaSonera toimittaa Vattenfallille uuden sähkönkulutuksen mittausratkaisun, joka mahdollistaa automatisoidun asiakaskohtaisen sähkömittarin luennan. Mittareiden asennuksista vastaa Eltel Networks, joka tekee asennukset reilun kahden vuoden aikana eri puolilla Vattenfallin toimialuetta. Mittareiden toimittamisen materiaalilogistiikan hoitaa sähkö- ja teletarvikkeiden tukkuliike SLO. Mobiiliteknologiaa hyödyntävät uuden sukupolven mittarit toimittaa slovenialainen mittarivalmistaja Iskraemeco. Sopimuksen kokonaisarvo on noin 100 M€. Palvelusopimuksen osapuolien rooleja on havainnollistettu kuvassa 5.6. (Vattenfall 04)



Kuva 5.6. Sähkön automaattisen kaukoluennan projektin osapuolet. (SLO 04)

Kokonaispalvelusopimus kattaa uusien älykkäiden sähkömittareiden toimituksen, asennuksen ja ylläpidon sekä GSM-modeemipohjaisen automaattisen luennan palvelun ja kokonaisuuteen liittyvät uudet toiminnallisuudet. Hallintapalveluissa yleistyvät erilaiset etähallinnan ratkaisut, joita on mahdollista automatisoida laitteiden ja järjestelmien välisellä viestinnällä (machine-to-machine, M2M). (SLO 04)

Mittausjärjestelmässä käytetyt päätelaitteet ovat GSM-modeemilla integroituja laitteita, eli käytetyt tietotyypit ovat GSM, GPRS ja EDGE. Tiedonsiirtotavan valintaa yhtiössä perustellaan, koska tällöin saavutetaan yksinkertainen, toimiva ja nopea kaksisuuntainen yhteys koko maassa. Mittalaitteiden käyttöönotto on suunniteltu tapahtuvaksi vaiheittain vuosien 2005 - 2007 aikana, jolloin vuoden 2007 loppuun mennessä AMR:n piirissä ovat yhtiön kaikki 370 000 asiakasta. Asennusten nopeaa aikataulua, joka on 12 000 mittaria kuussa, perustellaan asennusten halvemmalla hinnalla ja uudesta mittausjärjestelmästä nopeammin saatavilla hyödyillä. (Liuhalta 05)

Järjestelmätoimittajan valintakriteereinä yhtiöllä olivat järjestelmän kustannukset, toiminnallisuus sekä riskien hallinta, eli toiminnallisuuteen liittyvät riskit sopimuskauden ajan. Näiden asioiden pohjalta päädyttiin valittuun ratkaisuun. Järjestelmän avoimuus ei ole toimituksessa ratkaisevaa, koska toimittaja on sitoutunut toimittamaan kilpailukykyiset laitteistot koko sopimuskauden ajan. Kaukoluennan avulla mahdollisiksi tulevista lisäpalveluista on tällä hetkellä valittu käyttöön tuntitehomittaus, joka lähettää tiedot kaikista kohteista kerran vuorokaudessa järjestelmään. Lisäksi käyttöön tulee automaatt-

tinen ilmoitus ja rekisteröinti sähkökatkoista sekä häviösähkön mittausta. Muihin palveluihin on olemassa optio myöhempää lisäämistä varten ja kaiken kaikkiaan laitteessa on toiminnallisuuksia tällä hetkellä noin 30, kuten esim. sähkönsyötön ohjausreleen asentaminen. (Liuhalta 05)

Muita investoinnin valintaperusteita ovat kaukoluennan tuomat mahdollisuudet kehittää asiakaspalvelua sekä verkon käyttöä ja kunnossapitoa. Lisäksi arviolaskut voidaan unohtaa ja kulutusta voidaan seurata oikeasti. ”Ollaan siirtymässä aikakauteen, jossa tietotekniikkaa sovelletaan laajasti koko palveluketjussa aina asiakasrajapintaan asti. Tämän suuntainen kehitys on erittäin myönteistä ympäristönäkökulman ja kaikkien resurssien käytön kannalta.” (Liuhalta 05)

5.5 Oy Comsel System Ab

Oy Comsel System Ab on perustettu Suomessa vuonna 1989, jolloin yrityksen liikeideana oli automaation suunnittelu ja asennus. Vuodesta 1999 alkaen painopiste on ollut kaukoluontajärjestelmien kehityksessä ja myynnissä. Comsel System kehittää, markkinoi ja toimittaa ratkaisuja automaattiseen mittarinlukemiseen ja kiinteistöautomaatiikkaan. Comselin järjestelmien avulla laajakaistaverkkoihin pohjautuvien laitteistojen ja ympäristöjen ohjaus, valvonta ja säätö tulevat mahdollisiksi. Yritys ei valmista mittareita itse vaan se tekee kiinteää yhteistyötä mittareiden valmistajien, kuten Landis+Gyrin kanssa. (Eerola 05)

Comselin järjestelmän hyvänä puolena voidaan pitää, että se käyttää avoimia standardeja. Tästä johtuen järjestelmä on yhteensopiva useiden mittareiden kesken ja sitä voidaan muuttaa niin mittareiden kuin järjestelmänkin osalta tulevaisuuden tarpeita vastaavaksi. Avoimuuden ansiosta kaukoluontamittareiden valmistajat on mahdollista kilpailuttaa eikä myöskään sitouduta yhden toimittajan laitteisiin. Pääjärjestelmä on mahdollista vaihtaa niin, että se ei vaikuta luontajärjestelmään.

5.5.1 Comselin referenssit

Comselin viimeisin projektisopimus on AMR-järjestelmän toimitus Ruotsin sähkömarkkinoiden järjestelmästä vastaavalle Svenska Kraftnätille yhdessä Process Visionin

kanssa. Toimitus sisältää Svenska Kraftnätin 2 500 mittauspisteen automatisoinnin. Norjassa Comsel on tehnyt sopimuksen kaukoluentajärjestelmän toimituksesta norjalaisen Skagerak Nett AS:n kanssa, jossa Comsel hoitaa asiakkaiden tuntiarvoluennat GPRS-toteutuksella 1 000 mittauspisteessä. Alussa käytössä on GPRS-pohjainen kommunikaatio, jossa protokollana käytetään TCP/IP:tä. Jatkossa on kuitenkin tarkoitus siirtyä käyttämään kiinteää laajakaistakytkentää. (Comsel 05)

Suomessa Comsel on sopinut kaukoluentajärjestelmän toimituksesta Valkeakosken Energian kanssa. Projekti koskee koko jakelualuetta ja se kattaa 11 500 mittauspistettä. Tällä hetkellä (5.10.2005) mittareita on asennettuna 1 600. Kaukolämpö- ja vesimittarit mukaan lukien järjestelmään liitetään yhteensä 16 000 mittauspistettä. Mittareiden kommunikaatio perustuu TCP/IP-tekniikkaan, jolloin on mahdollista hyödyntää omaa kuituverkkoa sekä kaupungin tietoverkkoa. Comselin valintaa yhtiössä perustellaan toimittajan sitoutumisella järjestelmän kehittämiseen ja kokonaiskustannusten alentamiseen. Lisäksi kaikki halutut suureet on mahdollista siirtää mittauskantaan ja järjestelmä soveltuu käytössä olevaan laatuja järjestelmään. (Comsel 05)

5.5.2 Comselin luentajärjestelmä

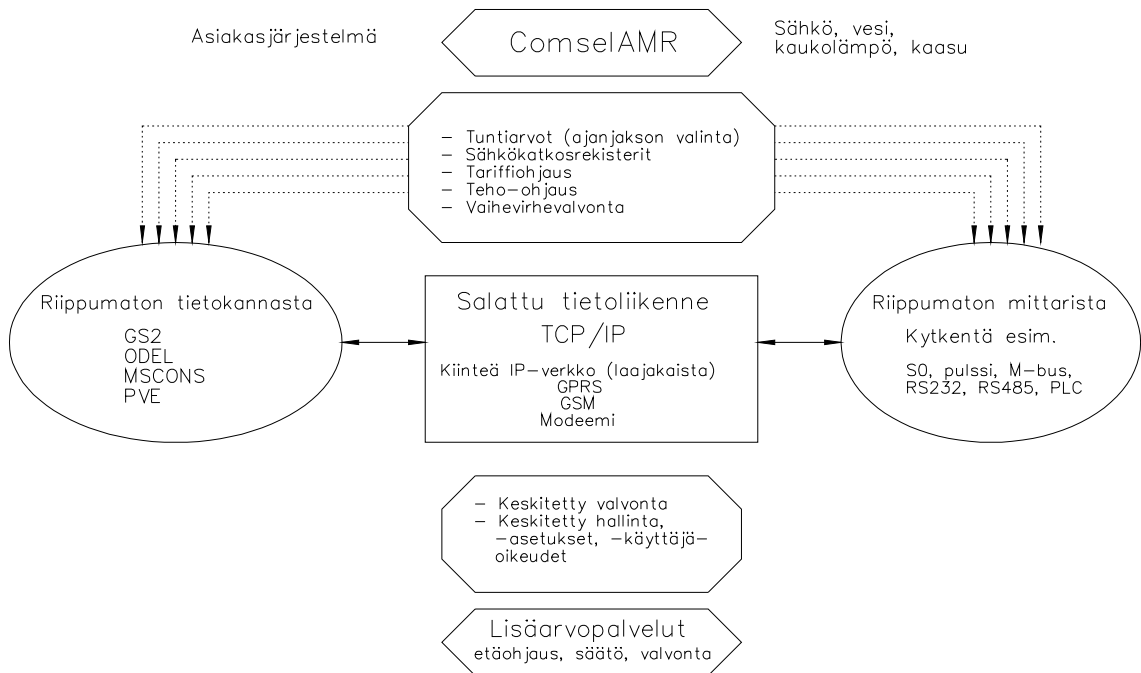
ComselAMR -ratkaisuun kuuluvat Comselin terminaali, keskittimet ja kommunikaatiolaitteet, jolloin tiedonkeruu onnistuu sähkö-, vesi-, kaasu-, kaukokylmä- ja kaukolämpömittareilta. Lisäpalveluina on mahdollista ottaa esimerkiksi vaihevirhevalvonta ja keskeytysrekisteröinti. Comsel Systemsin ratkaisu perustuu S0-pulssilähtöisiin ja rekisteriluentaisiin mittareihin. Tiedonsiirtomenetelminä tietokannan ja keskittimen välillä voidaan käyttää IP- tai GPRS-yhteyttä. Keskittimen ja mittarin välinen liikennöinti taas onnistuu seuraavilla kommunikaatiometodeilla: pulssi, M-Bus, MOD-Bus, SIOX, 1-Wire, MeshNet-radio, RS232/485 tai PLC. Järjestelmään on mahdollista liittää myös muita kiinteistön käyttökohteita, kuten valvonta tai valaistuksen ohjaus. (Eerola 05; Comsel 05)

Comselin AMR-järjestelmä koostuu seuraavista osista:

- DataBaseAgent = keruuohjelma
- Configuration Manager = konfigurointityökalu

- Firmware = keskittimen/terminaalin ohjelmat
- ConnectionBroker = erikoiskommunikaatio. (Comsel 05)

Comselin järjestelmän ominaisuuksia on havainnollistettu kuvassa 5.7.



Kuva 5.7. ComselAMR-järjestelmä. (Comsel 05)

Comselin uusi kaukoluontajärjestelmä on toisen sukupolven AMR-radiokommunikaatiotratkaisu. Järjestelmä on nimeltään MeshNET, joka perustuu avoimeen kommunikaatioprotokollaan ja teollisiin taajuuksiin, joilla on korkea teho. Ratkaisussa terminaalit on integroitu suoraan mittariin ja jokainen solmu toimii sekä lähettäjänä että toistajana, jolloin saadaan pienennettyä asennuskuluja. Radioterminaalit kommunikoivat keskittimen kanssa, joka käyttää GPRS:ää tai laajakaistaa keräyspisteestä. Comselilta on saatavissa myös sähkön laadun seurantaohjelmisto. (Comsel 05)

5.6 Järjestelmätoimittajien vertailu

Järjestelmätoimittajien vertailussa on tässä työssä keskitytty pääasiassa niiden keskinäisen yhteensopivuuden ja eri valmistajien mittareiden liitettävyyden vertailuun. Tarjouskyselyiden perusteella on vertailtu AMR:stä aiheutuvia kustannuksia sekä eri järjestelmien ominaisuuksia. Taulukkoon 5.4 on koottu eri järjestelmätoimittajien tietoja.

Taulukko 5.4. Kaukoluentajärjestelmien toimittajien vertailu.

Järjestelmätoimittaja	Enermet	Kamstrup	Landis+Gyr	Iskraemeco	Comsel
referenssit Pohjoismaissa (mittauspistettä [kpl])	500 000	357 000	250 000	300 000	24 000
etäluentajärjestelmän ominaisuus	Osittain avoin	Osittain avoin	Avoin	Avoin	Avoin
protokolla	LonTalk, TCP/IP	TCP/IP	DLMS	DLMS/COSEM	TCP/IP, DLMS
tiedonsiirto	PLC, PSTN, GSM/GPRS, LAN, WLAN, radio	Radio, PLC, M-bus, GSM, PSTN	M-Bus, PLC, radio, GSM/GPRS, Ethernet	PLC, GSM/GPRS, PSTN, laajakaista	IP, PLC, radio, GSM/GPRS, PSTN, M-bus
liitännät asiakastietojärjestelmään	Avoin. Tukee Ellarexia	Avoin. Tukee Ellarexia	Ei omaa järjestelmää saatavilla vielä	Avoin. Rajapintojen sovitus hoidettava itse	Avoin. Tukee Ellarexia
muuta	On kehittänyt markkinoille useita AMR-järjestelmiä	Erikseen liitettävä tiedonsiirtokortti	Tulossa oma PLC-järjestelmä	Yhteistyössä TeliaSoneran kanssa	Uusi kaukoluentajärjestelmä MeshNET

Enermetin järjestelmässä liityntärajapintojen kuvauksia on myönnetty kahden välisillä sopimuksilla toisten osapuolten käyttöön ja osa laitteista on mahdollista lukea käyttäen julkista COSEM-protokollaa. Keskitin kommunikoi TCP/IP-protokollaa käyttämällä. Tiedostorajapintoja on rakennettu lukuisten eri järjestelmien (asiakastieto- ja tasehallintajärjestelmät, mittaustietovarastot) tarpeisiin. Enermetin luentajärjestelmä on yhteensopiva S0-pulssilähtöä tukevien mittareiden kanssa, jolloin tieto on luettavissa Enermetin päätelaitteiden/mittareiden rekistereistä. Muut protokollat ja protokollatuet sovitetaan tarpeiden ja protokollasopimusten mukaan. (Anon 05b)

Kamstrupin järjestelmässä on avoin pulssirajapinta 4 - 8 kanavaisen yksikön avulla sekä se on avoin M-Bus-standardin mukaisille mittareille. Kamstrupin mittariin, jossa on IEC-61107 mukainen väylä, on valmistettu moduuleja muiden valmistajien toimesta. Yhteensopivia keruujärjestelmiä ovat Comsel ja Senea. Kamstrup valmistaa tilauspohjaisesti import/export -liityntäohjelman, jonka avulla ollaan yhteydessä muihin asiakastieto- tai laskutusjärjestelmiin. Asiakastietojärjestelmästä laite- ja käyttöpaikkatiedot

siirretään luentajärjestelmään liityntäohjelman avulla. Luentajärjestelmässä laitetiedot liitetään edelleen käyttöpaikkanumeroon ja –osoitteeseen. (Ahola 05; Anon 05b)

Valmistajista Landis+Gyr ja Comsel tukevat avoimia standardeja kuten DLMS ja IEC 62056. Tästä johtuen järjestelmä on mittarista riippumaton. Käytössä on julkinen IEC-standardien mukainen rajapinta. Tästä johtuen asiakkailta on mahdollisuus käyttää eri valmistajien ja eri standardeilla tuotettuja mittareita. Muiden järjestelmien toimittajat, jotka haluavat lukea Comselin laitteita, voivat hankkia SDK:n (Software Developers Kit). Paketista löytyy tarpeelliset ohjelmat, jotta laitteita voidaan lukea toisesta järjestelmästä. Myös Iskraemecon järjestelmällä voidaan lukea usean valmistajan mittareita, jotka tukevat DLMS/COSEM-standardia.

5.6.1 Tarjottujen AMR-järjestelmien ominaisuudet

Kaukoluennan toteutuksen pilottikohteesta lähetettyjen tarjousten perusteella on kerätty tietoja tarjolla olevien järjestelmien ominaisuuksista. AMR-toimittajista Onnisen tarjous tuli työn valmistumisen kannalta myöhään, joten sitä ei ole otettu ominaisuusvertailuun mukaan. Taulukkoon 5.5 on suoritettu tarjottujen järjestelmien ominaisuusvertailu.

Taulukko 5.5. Tarjottujen järjestelmien ominaisuusvertailu.

Järjestelmän ominaisuus	Enermet	Kamstrup	Comsel/ Landis+Gyr	ista Suomi (ADD)
jännitekatkojen rekisteröinti	kyllä	kyllä	osittain	kyllä
tariffin ohjaus	kyllä	kyllä	kyllä	optio
tuntimittaus	kyllä	kyllä	kyllä	kyllä
sähkön laadun mittaus	kyllä	osittain	osittain	optio
jännitetaso mittaus	kyllä	kyllä	kyllä	optio
sähköjen etäkatkaisu	optio	optio	optio	optio

Enermetin laitteisto sisältää kaikki taulukon ominaisuudet, sillä mittarit keräävät ne rekistereihinsä. Mittareiden rekisteröintiominaisuudet ohjelmoidaan ennen asennusta, jolloin on päätettävä tietojen rekisteröintitarkkuus. Käyttäjä voi valita tarpeen mukaan mitä tietoja mittarilta halutaan kerätä. Kamstrupin järjestelmässä sähköjen etäkatkaisu toteu-

tetaan käyttämällä samaa kuormanohjauskorttia kuin käytetään 2-aikakohteissa. Mittarille tuodaan ohjaustieto ja mittari varustetaan kuormanohjauskortilla (100 mA/230 V pientehorele). Landis+Gyrin ja Comselin yhteistyössä toimittamassa järjestelmässä pulssiluentaan perustuvat mittarit eivät tue taulukon 5.5 lisäominaisuuksia. Käyttämällä kellomittaria tai Flex-modulia lisäominaisuudet on mahdollista saada käyttöön. Tarjoukseen sisältyy kaikkia edellä mainittuja mittalaitetyyppejä.

Ominaisuusvertailun perusteella voidaan todeta, että Enermetin mittalaitteissa ovat monipuolisimmat rekisteriominaisuudet. Ista Suomen ADD-teknologialla toteutetussa järjestelmässä on vakiona sähkökatkojen rekisteröinti ja tuntimittaus. Muut lisäpalvelut ovat ostettavissa optiona lisähintaan.

6 KAUKOLUENNAN KUSTANNUKSET JA SEN AVULLA SAAVUTETTAVAT SÄÄSTÖT

Kaukoluentamittaus aiheuttaa kustannuksia sitomalla pääomaa ja aiheuttamalla käyttökuluja. Kustannuksia on mahdollista alentaa toiminnan tehostamisella ja henkilöstöresurssien vähenemisellä. Uusien palvelujen avulla on lisäksi mahdollista kasvattaa liikevaihtoa. (Anon 05c)

6.1 Kustannukset pääpiirteittäin

Kaukoluentajärjestelmän keskeisimmät kustannukset muodostuvat hankinta-, asennus- ja käyttökustannuksista.

1. Hankintakustannukset

- mittareiden, keskittimien ja niihin tarvittaessa asennettavien moduulien (esim. tiedonsiirto) kustannukset
- kaapelien ja muiden lisätarvikkeiden kustannukset
- luentajärjestelmän hankinta (ohjelmistolisenssi) ja tarvittavan palvelimen hankinta ja ohjelmiston ylläpitomaksu
- tiedonsiirtokustannukset mittareilta ja keskittimiltä luentajärjestelmään

2. Asennus- ja käyttöönottokustannukset

- mittalaitteiden ja keskittimien asennuskustannukset
- järjestelmän käyttöönoton kustannukset; esim. pilotointi tai mahdollisten liitäntöjen tekeminen ATJ/VTJ (asiakastietojärjestelmä, verkkotietojärjestelmä) -järjestelmiin
- henkilöstön koulutus ja yhtiön sisäisten prosessien uusiminen, myös yhtiön ulkoistaessa kaukoluennan
- vanhojen mittauksien muutuskustannukset kaukoluettavaksi

3. Käyttökustannukset

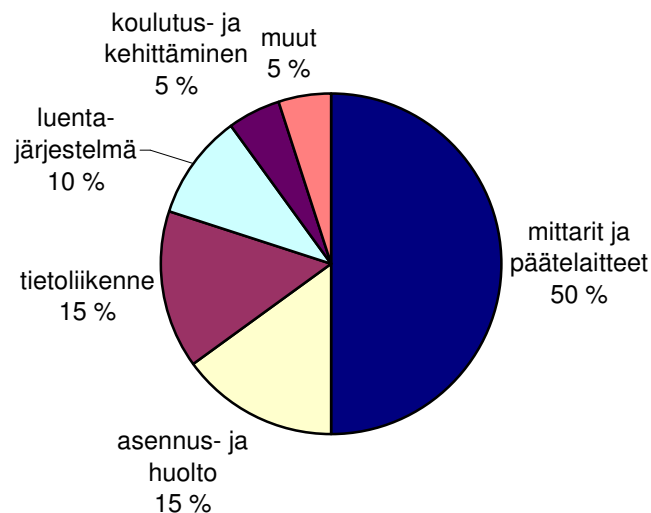
- kaukolukujärjestelmän ja mittarien ylläpito- ja huoltokustannukset

- tietoliikennekustannukset
- ohjelmistokustannukset

4. Muut kustannukset

- tietojen hyödyntämiseen liittyvät kustannukset
- mahdollisiin varaosiin ja niiden varastointiin liittyvät kustannukset
- vianhakukustannukset
- vikaantuneisiin mittalaitteisiin liittyvät kustannukset
- järjestelmän toimimattomuuteen liittyvät kustannukset

Kaukoluentajärjestelmän välittömien kustannusten jakautumista on havainnollistettu kuvassa 6.1.



Kuva 6.1. Kaukoluentajärjestelmän kustannusten jakautuminen. (Energiauutiset 05)

Kaukoluentajärjestelmän hinnaksi tulee 15 vuoden pitoaikaoletuksella tekniikasta ja verkosta riippuen keskimäärin 10 – 20 €/a asiakasta kohden. Koska Suomessa on kolme miljoonaa mitattavaa käyttöpaikkaa, kaikkien mittauspisteiden siirtäminen kaukoluetta- viksi aiheuttaisi kokonaiskustannuksiksi 30 – 60 M€/a. (Energiauutiset 05)

Kannattavuuslaskelmissa tulee ottaa huomioon, että tietoliikennekustannukset ja kauko- luentajärjestelmän sekä mittarien ylläpito- ja huoltokustannukset jatkuvat koko järjes- telmän käyttöiän ajan, joten niiden osuus kokonaiskustannuksista voi nousta oleelliseksi

tekijäksi. Jos verkkoyhtiöllä on olemassa oma tiedonsiirtoverkko, on sen käyttö perusteltua, sillä tiedonsiirtokustannukset mittareilta tai keskittimiltä koostuvat suurimmaksi osaksi operaattoreille maksettavista käyttömaksuista. (Anon 05b; Eerola 90)

6.1.1 Investoinnin pitkäikäisyys

Koska AMR on merkittävä ja pitkäaikainen investointi, olisi kannattavaa jakaa hankinta usealle toimittajalle ja tekniikalle. Kuitenkin tällaisista monitoimittajaratkaisuksista puuttuu toistaiseksi laajempi kokemus eivätkä laitevalmistajatkaan ole vielä valmiita tähän. Järjestelmän hankinnassa olisi etu, jos järjestelmän voisi aloittaa pienellä investoinnilla. Vähitellen järjestelmän toimiessa odotetusti sitä laajennettaisiin. Tällöin kuitenkin mittalaitteitten yksikkökustannukset tulisivat suuremmiksi kuin ostettaessa kaukoluettavia mittareita suuressa erässä. Myös asennuskustannukset ovat suuremmat verrattuna tilanteeseen, jossa investointi suoritetaan kerralla. (Anon 05b; Eerola 90)

Asennetuille mittareille voi aiheutua myös säännöllisiä kustannuksia tietyn väliajan jälkeen. Jos mittarissa on asennettuna varakäyntiparisto, tulee sen vaihto jossain välissä tarpeelliseksi. Nykyisissä AMR-mittareissa paristoa ei kuitenkaan tarvita. Tiettyyn määrään laitteiden vikaantumisia tulee varautua. Laitteistojen päivitykset ovat myös oleellinen kustannustekijä koko käyttöiän ajan. (Karhinen 04)

6.1.2 Asennus- ja käyttöönottokustannukset

Kaukoluentamittareiden ja -laitteiden asentamisen ja käytön kustannukset ovat samaa luokkaa kuin kaukolukupäätelaitteidenkin. Mittauskeskuksiin täytyy energiamittarin lisäksi asentaa muita kaukoluentakomponentteja ja johtoja, jotka tulee liittää turvallisesti ja siististi. (Anon 05b)

Syntyviin asennuskustannuksiin vaikuttaa laitteiston asennettavuus. Laitteisto kannattaa valita siten, että se on helposti asennettavissa myös vanhoihin mittauskeskuksiin. Tärkeä asia on myös käyttöpaikalla tarvittavan asennus- ja johdotustyön määrä, sillä sen tulisi rajoittua vain laitteen vaihtoon. Nykyisiin järjestelmiin ei yleensä tarvita konfigurointeja paikan päällä vaan laitteiston asentaminen pitäisi onnistua helposti. Kustannusten minimoimiseksi kannattaa kiinnittää huomiota tietojen siirrettävyyteen. Tiedot tulisi

saada siirrettyä automaattisesti järjestelmästä toiseen, sillä manuaalisessa siirrossa kuluu rutkasti aikaa. (Karhinen 04)

Asennuskustannuksien suuruuteen vaikuttaa myös asennettavan kohteen tyyppi, kuten kerros- tai omakotitalo. Mittareiden vaihtaminen on oleellisesti nopeampaa kerrostaloihin varsinkin, jos mittarit sijaitsevat mittarihuoneessa. Tällaisessa tapauksessa asennuksen edullisuus voi olla merkittävä osatekijä kaukoluennan kokonaiskannattavuutta tarkastellessa. Käyttöönoton suunnitteluun ja toteutukseen kannattaa panostaa, sillä ylimääräisiä kustannuksia syntyy, jos ryhdytään toteuttamaan keskeneräistä suunnitelmaa. Riittävien henkilöstöresurssien varaaminen on tärkeää etenkin järjestelmän käyttöönoton ja sisäänajon aikana. Projektin aikataulu kannattaa suunnitella realistiseksi ja mahdollisiin vastoinkäymisiin on syytä varautua. (Enermet 05b; Karhinen 04)

AMR-asennusprosessi ei ole kuitenkaan pelkästään mittarin vaihtoa vaan se on enemmän tietojen käsittelyä kuin laitteiston asennusta. Mittauspaikasta tarvitaan yksilöity perustieto ja siitä on ohjelmoitava asennustieto käyttöpaikasta laitteelle. Lisäksi tarvitaan tieto kommunikaatiosta, eli verkon topologiasta. Asennustiedot tulee saada oikein myös tästä eteenpäin. Tavoitteena on, että asennustieto saadaan siirrettyä AMR:n ja asiakastietojärjestelmän välillä, prosessi saadaan asennusten hallintaan, kaikki tarpeellinen tieto on samalla tavalla kaikissa järjestelmissä ja virheitä syntyy vähemmän. Asennusprosessin optimoinnilla voidaan saada aikaiseksi merkittäviä kustannussäästöjä. (Enermet 05b)

6.2 AMR-järjestelmän toimittajien tarjoukset

Kaukoluentaprojektin pilottikohteeksi valitusta Salpakankaan alueesta suoritettiin tarjouspyynnöt viidelle AMR-toimittajalle. Toimittajista Landis+Gyr tarjosi pelkästään mittareita. Ista Suomi teki tarjoukset Iskraemeco-, Enermet- sekä ADD-tekнологiaan perustuen. Tarjouksien vertailuun on otettu mukaan vain edullisin ADD-ratkaisu. Onninen tarjosi järjestelmän Actaris-mittareilla. Toimittajia pyydettiin tekemään lisäksi budjettitarjoukset koko jakelualueen 73 000 mittauspisteen muuttamisesta kaukoluettaviksi.

Tuloksia tarkasteltaessa on otettu huomioon, että Enermetin ja istan hinnat sisältävät luentapalvelun, jossa lukemat toimitetaan suoraan asiakasjärjestelmän rajapintaan. Muissa järjestelmissä luenta on suoritettava itse, jolloin kustannuksia syntyy luentaan tarvittavista henkilöstöresursseista. Uusien tuntimitattavien kohteiden määränä laskelmissa on käytetty 1 500 kpl.

Tulosten perusteella voidaan todeta, että edullisimmat käyttökustannukset ovat Kamstrupin järjestelmässä. Tämä asia on oleellinen tarkasteltaessa tilannetta pidemmällä aikavälillä. Kamstrupin asennuskustannukset ovat sitä vastoin kalleimmat. Kertainvestointikustannus on pienin ista Suomen ADD-teknologiaa käytettäessä, mutta käyttökustannukset ovat suhteellisen kalliit. Kokonaiskustannuksiltaan pitkällä tarkastelujaksolla edullisimmaksi näyttäisi tulevan Kamstrup, mikäli asennus saataisiin kilpailutettua keskitasoiseen hintaan. Tarjouskyselyn hintojen perusteella pitkällä tähtäimellä edullisin AMR-toteutus on Comsel/Landis+Gyr-järjestelmällä.

Tarjouskyselyiden perusteella voidaan todeta, ettei järjestelmien hinnoissa ole merkittäviä eroja. Lisäksi eri järjestelmien hinnat eivät ole suoraan vertailukelpoisia, koska niiden sisältö, kuten hintaan sisältyvät luentapalvelut tai huollot, vaihtelevat jonkin verran. Tästä syystä tulosten perusteella ei kannata tehdä ratkaisevia johtopäätöksiä vaan niitä kannattaa käyttää lähtökohtana mielenkiintoisimpien järjestelmien jatkoneuvotteluille.

6.3 Säästöt

Kaukoluentaan siirryttäessä saavutetaan säästöjä kaikkein eniten tapauksissa, joissa asiakkaan mittari joudutaan käymään lukemassa muuttotapahtuman tai sähkön myyjän vaihdon yhteydessä. Suurimmat säästöt saavutetaan myös paikoissa, joissa normaali lukematiheys on suuri. Säästöjä syntyy tällöin operatiivisten ja työvoimakustannuksien sekä mittarinlukijan käyttämän ajoneuvon kustannuksien vähenemisestä. Saavutettavat säästöt ovat verkkoyhtiökohtaisia, koska mittareita luetaan eri yhtiöissä hyvin erilaisilla tavoilla.

Arvion mukaan kolmannes automaattisesta mittarinluennasta saatavista säästöistä saadaan työvoimakustannusten vähenemisestä, koska päästään eroon säännöllisistä kuu-

kausittain suoritettavista luennoista. Saatavista säästöistä loput kertyvät erikoismittareiden luennan vähenemisestä, vastauksien vähenemisestä käyttäjien välineistöongelmiin ja mittareiden tarkkuuden parantumisesta. Tarkemman lukeman ansiosta vanhan mittarin kitkan aiheuttama lukemavirhe jää pois. Tähän asiaan ei ole säännöksiä kautta puututtu, koska vanhetessaan mittarit näyttävät liian vähän, jolloin tappion kärsii verkkoyhtiö. Pitkällä aikavälillä ja suuressa mittakaavassa tarkasteltuna myös tämä seikka tuo osaltaan kustannussäästöjä. (Pakkanen 05; Wiesehan 05)

Kaukoluennan mahdollistama etäkatkaisu poistaa lähes kokonaan sähköjen katkaisussa ja yhdistämisessä syntyvät kustannukset. Myös kytkinkellohuollossa aiemmin syntyneet menoerät poistuvat. Lisäksi mittaritarkistuksista, -huollosta, -asennuksista, -varaston hoidosta ja mittaustietokannan ylläpidosta syntyvät kustannukset pienenevät oleellisesti. (Pakkanen 05)

Verkkoyhtiön kannalta tarkasteltuna kaukoluenta ei kuitenkaan välttämättä yksin ole kannattavaa toimintaa. Joillakin alueilla kaukoluenta tuo selvää säästöä, mutta verkon kaikkiin osiin ulotettuna kustannukset saattavat nousta muita hyötyjä suuremmiksi. Tästä syystä kaukoluennan kannattavuutta tarkastellessa tulisi ottaa huomioon myös kaukoluennan alueittainen kannattavuustarkastelu. (Energia uutiset 05)

6.3.1 Lainsäädännön vaikutus muuttoluentoisiin

Sähkömarkkinalain muuttamisen vuoden 2003 jälkeen sähköverkkoyhtiöt eivät ole saaneet periä mittarinluennasta erillistä maksua suoritettaessa muuttoluentoja. Tämä seikka lisää osaltaan kaukoluennan kannattavuutta etenkin alueilla, joilla on paljon kerros- ja rivitaloja, koska näissä tapahtuu yleensä paljon muuttoja.

Sähkömarkkinalain (444/2003) 15a§:n mukaan ”*Verkonhaltija ei saa periä erillistä maksua sähkönmyyjän vaihtamiseen liittyvistä rekisteröinti-, taseselvitys- ja muista vastaavista suoritteistaan. Verkonhaltija ei saa periä erillistä maksua sähkönmyyjän vaihtamisen yhteydessä tapahtuvasta mittalaitteen lukemisesta, jos asiakkaan edellisestä sähkönmyyjän vaihtamisesta on kulunut vähintään yksi vuosi.*” (SML 03)

Näin ollen tästä johtuen myyjänvaihtoon liittyvä mittalaitteen lukeminen aiheuttaa lisäkustannuksia verkonhaltijalle, jotka asiakkaalta perittäessä ovat muodostaneet kustannuskynnyksen sähkönmyyjien kilpailuttamiselle ja jäykistäneet sähkömarkkinoiden toimivuutta. Kaukoluennan avulla voidaan näiltä kustannuksilta välttyä kokonaan. (EMV 03b)

6.3.2 *Energian säästö*

Nykyistä tiheämpi mittarinluenta kannustaa asiakkaita säästämään energiaa nykyistä enemmän, koska säästö näkyy heti seuraavassa laskussa. Automaattinen luenta parantaa luotettavuutta ja lisää mittaustarkkuutta, mikä motivoi seuraamaan ja tehostamaan kulutuskäyttäytymistä. Tarkan mittaustarkkuuden avulla asiakas pystyy paikallistamaan ”turhan” kulutuksen, kuten sähkö, öljy tai ilmastointi. Paikan päällä tehtävistä luennoista aiheutuu lisäksi rasituksia ympäristölle. Energian säästöä syntyy myös uusien automaattisten mittareiden pienemmän tehonkulutuksen ansiosta.

Energian kulutuksen vähentäminen auttaa ympäristönsuojelua, koska pienentyneen kulutuksen ansiosta myös päästöjä saadaan vähennettyä. Mittaustoiminnan materiaalinnoilla, kuten tuote ja pakkaus, voidaan vaikuttaa syntyviin jättemääriin. Kulutuksen kohdistettavuus auttaa energiayhtiötä määrittelemään häviöiden aiheuttajat nykyistä tarkemmin ja tarvittaessa poistamaan ylimääräiset häviöt. (Anon 05c)

6.3.3 *Toiminnan tehostuminen*

AMR- ja ATJ-järjestelmien integrointi tehostaa lukematietojen, asiakaspalvelun ja asiakkaan välisen ketjun yhdistämisestä, jolloin säästöjä syntyy toiminnan tehostumisesta. Tällöin yksittäinen lukemahinta alenee, lukemien hakeminen ja saanti tehostuu ja nopeutuu, muuttoluentojen kustannus alenee sekä palveluiden nopeus paranee. Myyjänvaihdon yhteydessä tehtävät mittarinluennat saadaan tehtyä edullisemmin. Kytkeä ja katkaisutoimenpiteet voidaan suorittaa ilman paikalla käyntiä. Näiden toimintojen integrointi alentaa näin ollen koko prosessin kustannuksia. (Anon 05c)

6.3.4 *Kulutuskoukko*

”Kulutuksen koukolla tarkoitetaan kulutuksen pienentämistä tai siirtämistä valtakunnallisten kulutushuippujen aikana.” Kulutusjoukkoja kehittämällä voidaan saavuttaa säästö-

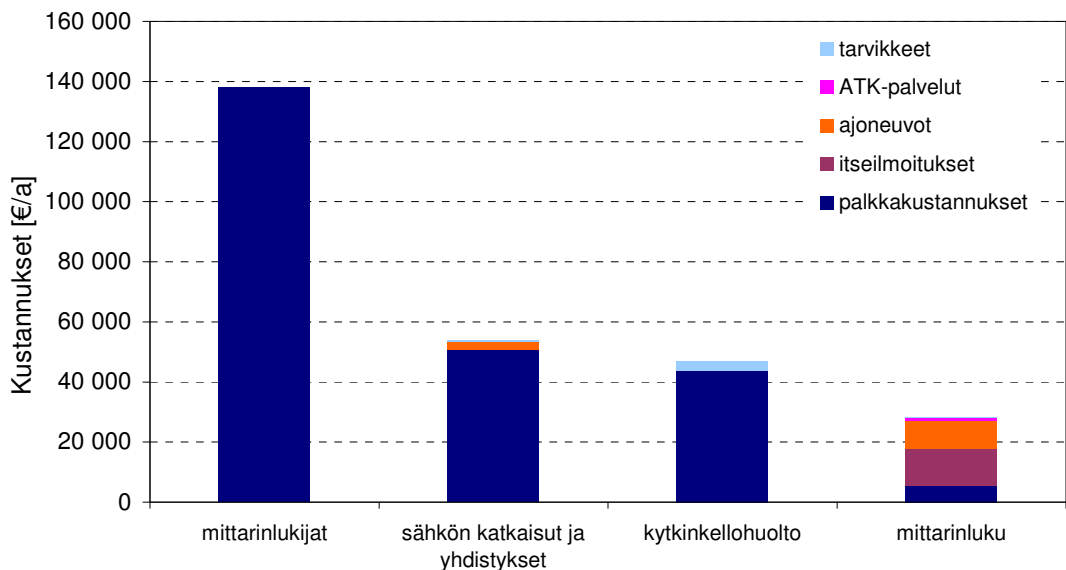
jä energiantuotannossa. Sähkönkulutuksen tehoaipeut rajoittuvat vuoden aikana vain muutamiin kriittisiin tunteihin, jolloin kulutuksen jousto kansantalouden kannalta tehokkaampi ratkaisu kuin tuotantokapasiteetin lisärakentaminen. Kehittynyt mittausjärjestelmä luo tekniset edellytykset kulutusjouston toteuttamiseen sähkökäyttäjille pohjoismaisen kulutushuipun aikana. (Anon 05c)

Kulutuksen siirtäminen tai pienentäminen hintahuipun aikana onnistuu tuntimitatuissa kohteissa, joissa on yksilöllinen hinnoittelu. Asiakkaan tiedossa tulee olla seuraavan päivän tai viikon energian hinta. Verkon siirtokapasiteetin käyttöä saadaan tehostettua, mikäli kuluttajat jaksottavat esimerkiksi yökuormiaan. Verkonhaltijalla on perinteisesti ollut mahdollisuus rajoittaa asiakkaan sähkökäyttöä, mutta tämä on rajoittunut vain tilanteisiin, jossa verkon siirtokapasiteetti ei ole riittänyt.

Aikaisempien kokemusten perusteella pienkuluttajien joustomahdollisuudet on todettu Suomessa varsin rajallisiksi. Kuitenkin Ruotsissa julkaistun tuoreen tutkimuksen mukaan myös kotitalouksien sähkökäytössä voidaan joustaa, sillä monet kotitaloudet pystyisivät puolittamaan kulutuksensa hintahuipun aikaan. Joustavia sähkökäyttökohteita ovat pyykin- ja astianpesukoneiden käyttö sekä saunominen. Kulutusjouston pitäisi perustua asiakkaan omaan valintaan, jolloin lähtökohtana olisi energian hinta. Markkinahinnassa tapahtuvat muutokset voidaan huomioida asiakkaan sähkön hinnassa vain silloin, kun asiakkaalla on käytössään tuntimittaus. Tästä johtuen joustot rajoittuvat ainakin alkuvaiheessa suurempiin kuluttajiin. (Anon 05c)

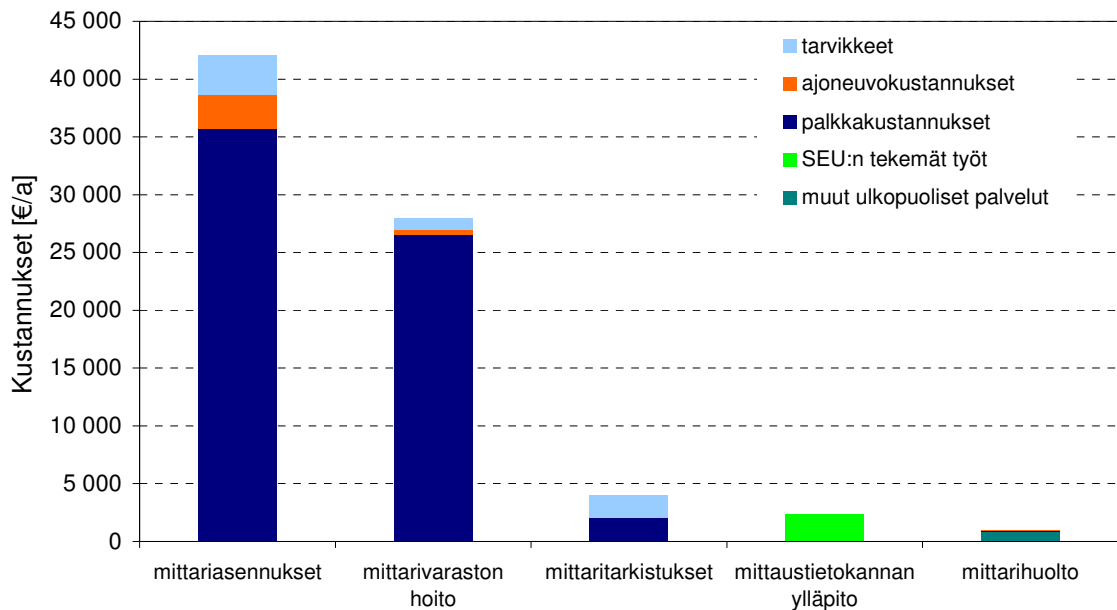
6.3.5 Säästöt Lahti Energia Oy:ssä

Mittaustoiminnan käyttökustannuksia voidaan vähentää kaukoluennan myötä. Säästöt saavutetaan täysimääräisenä vain tilanteessa, jossa kaikki yhtiön mittarit ovat kaukoluennan piirissä ja kaukoluentajärjestelmä on kokonaisuudessaan käytössä. Tarkemmat erittelyt saavutettavista säästöistä löytyvät kuvista 6.2 ja 6.3.



Kuva 6.2. Kaukoluentaan siirtymisen myötä saavutettavat säästöt kustannusryhmittäin.

Kuvassa kustannusryhmittäiset säästöt on laskettu kunkin ryhmän kokonaiskustannusten keskiarvosta. Tuloksista huomataan, että merkittävimmät kustannukset aiheutuvat työntekijöiden palkkakustannuksista, kuten mittarinlukijoiden palkat. Kaukoluettavaan mittalaitteeseen sisältyvän ohjausreleen ansiosta sähköjen katkaisusta ja yhdistyksistä aiheutuvat kustannukset poistuvat. Myös kytkinkellohuolloista syntyneet kustannukset poistuvat, koska uudet mittalaitteet ovat täysin huoltovapaita. Myös mittarinlukuun käytettyjen ajoneuvojen, luentalaitteiden huollon sekä itseilmoitusten aiheuttamat kustannukset poistuvat.



Kuva 6.3. Kaukoluennan myötä saavutettavat säästöt kustannusten vähentymisinä.

Kuvassa 6.3 esitetyn kaukoluennan avulla saavutettavien kustannusten vähentymisen on arvioitu tuottavan 40 % kustannussäästön alkuperäisiin kustannuksiin verrattuna. Kuvassa 6.3 mittariasennukset tarkoittaa asiakkaiden ilmoittamia mittalaitteiden vikaantumisia, joissa rikkinäisen mittarin tilalle käydään vaihtamassa uusi mittari. Kaukoluennan myötä nämä kustannukset vähenevät, koska uudemman mittalaittekannan ansiosta vikaantuneita mittareita ei tarvitse käydä vaihtamassa niin usein. Tästä seurauksena myös mittaustietokannan ylläpito vähenee.

Mittarivaraston hoito pienenee myös, koska ei tarvitse ylläpitää niin suurta mittarivarastoa. Mittaritarkistuksia ei tarvitse suorittaa uusille mittareille niin paljoa kuin aiemmin. Uusia mittareita ei tarvitse huoltaa säännöllisesti, kustannuksia syntyy ainoastaan erikoistapauksissa. Lisäksi on otettava huomioon, että kaukoluentaan siirtymisen ansiosta voidaan saavuttaa säästöjä, joita ei ole osattu arvioida vielä tässä vaiheessa, koska AMR-järjestelmä ei ole käytössä.

6.3.6 Säästöt ja kustannukset alueittain

Työssä on tutkittu kaukoluennan avulla saavutettavia säästöjä alueittain tilanteessa, jossa kaukoluentainvestointiin siirtyminen aloitetaan alue kerrallaan. Tällöin säästöjä syn-

tyy ainoastaan sähköjen katkaisuista, kytkinkellohuolloista ja mittarinluennasta. Arvio vuosittaisista säästöistä alueittain saadaan laskettua yhtälöllä 6.1,

$$\left(\frac{d_{\text{alue}}}{d_{\text{tot}}} \cdot H_{\text{mittarinluku}} \right) + \frac{n_{\text{alue}}}{n_{\text{mp_tot}}} (H_{\text{katkaisut}} + H_{\text{kk_huollot}}) = S_{\text{alue}} \quad (6.1)$$

jossa

d_{alue}	= luentaan käytetty aika alueella [d]
d_{tot}	= luentaan käytetty aika yhteensä [d]
$H_{\text{mittarinluku}}$	= mittarinluennasta aiheutuva kustannus [€/a]
n_{alue}	= mittareiden määrä alueella [kpl]
$n_{\text{mp_tot}}$	= mittauspisteiden määrä yhteensä [kpl]
$H_{\text{katkaisut}}$	= sähköjen katkaisusta aiheutuva kustannus [€/a]
$H_{\text{kk_huollot}}$	= kytkinkellohuolloista aiheutuva kustannus [€/a]
S_{alue}	= kertyvät säästöt alueella [€/a].

Yhtälöllä 6.1 laskien saadaan tulokseksi, että suurimmat säästöt saavutetaan lukupiireissä 0200 Keskusta 2 ja 0100 Keskusta 1. Tämä selittyy osittain sillä, että ko. alueilla on eniten mittauspisteitä.

Työssä on tarkasteltu myös kustannusten kertymistä ilman kaukoluentaa verrattuna AMR-toiminnasta aiheutuviin kustannuksiin eri alueilla. Tarkastelujaksona on käytetty arvioitua teknistaloudellista pitoaikaa 15 a. Tulokseksi on saatu, että Salpakankaan alueen kustannukset ilman kaukoluentaa ovat 35 % edullisemmat kuin AMR-järjestelmällä. Kustannusten suhde on laskettu myös AMR:n suhteen kannattavammalle alueelle (kpl 7.3.5), eli lukupiirille 1200 Pyhätön. Tällöin kustannukset ilman kaukoluentaa ovat enää 31 % edullisemmat. Tilannetta on tarkasteltu vielä alueella, jossa suhteellinen säästö on pienin. Lukupiirissä 3800 Patomäki luentakustannukset ilman kaukoluentaa ovat 42 % edullisemmat verrattuna AMR-kustannuksiin.

Tarkastelu on suoritettu myös tilanteessa, jossa kaikki mittauspisteet ovat kaukoluentassa. Tulokseksi saadaan, että ilman kaukoluentaa suoritettu mittaustoiminta on 19 % edullisempaa kuin AMR-toteutus. Näin ollen voidaan todeta, että kaikkien mittauspis-

teiden ollessa AMR:n piirissä kaukoluennasta saatavat hyödyt ovat noin kaksinkertaiset verrattuna tilanteeseen, jossa AMR-investointi koskee vain yhtä lukupiiriä.

6.4 Investoinnin kannattavuustarkastelu

Nykyisten luentakustannuksien määrä antaa vertailupisteen kaukoluennan maksimikustannuksille, jotta investointi olisi kannattava. Kaukoluentakustannuksiin on laskettava operatiiviset ja investointikustannukset. Mikäli kaukoluentakustannukset ovat oleellisesti suuremmat kuin nykyisen ratkaisun koko elinkaaren kustannukset, ei kaukoluentaan siirtyminen ole kannattavaa.

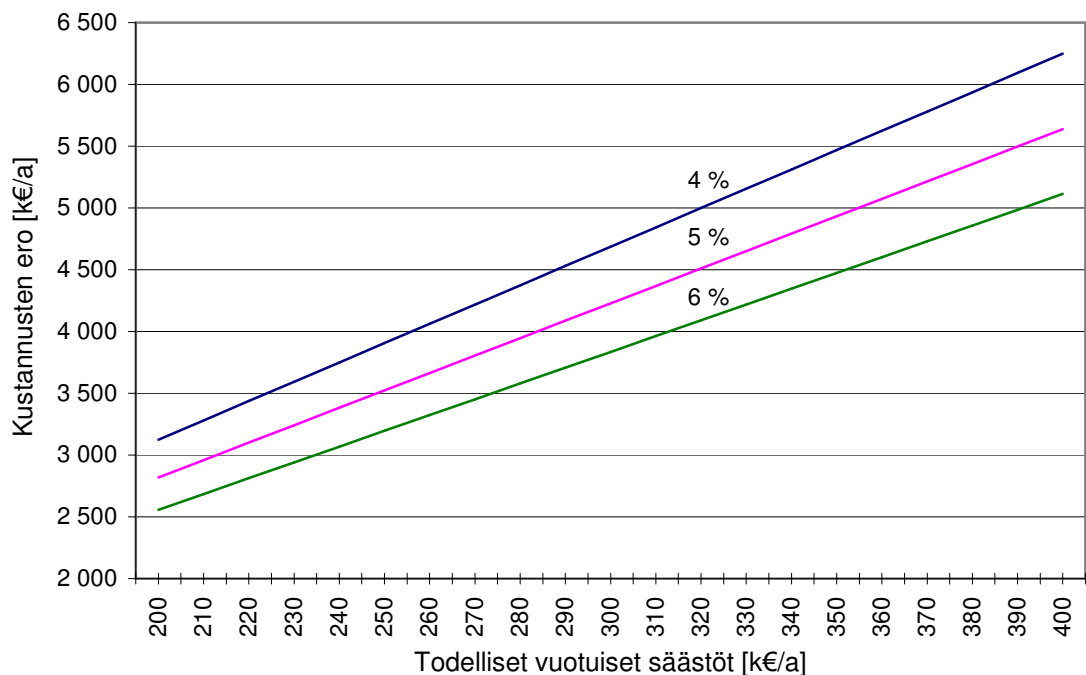
Kaukoluennan kannattavuutta tarkastellessa verrataan nykyisten ja oletettavissa olevien mittalaittevaihtojen (asennus, laitteet) kustannuksia kaukoluennan aiheuttamiin laitekustannuksiin. Vastaavasti kaukoluennan avulla saatavia säästöjä verrataan AMR-järjestelmäkustannuksiin (järjestelmä, asennus, tietoliikenne). Mikäli AMR:n käytöstä aiheutuvat kustannukset ovat samaa suuruusluokkaa, on investointi kannattava. Tämä johtuu siitä, että sen avulla saadaan useita hyötyjä, joita ei voi laskea rahassa.

6.4.1 Investoinnin kannattavuus Lahti Energia Oy:ssä

AMR-asennushinnat ovat edullisemmat kuin ilman kaukoluenta tapahtuva asennus. Tämä selittyy sillä, että kaukoluennan asennus tapahtuisi organisoidusti yhdellä kertaa. Kaukoluennan asennuskustannuksina on käytetty tutkimuksessa arvioitua hintaa, koska todellinen kustannus selviää vasta tarkemmassa kaukoluentasuunnitelmassa. Asennuskustannuksilla on merkittävä vaikutus kaukoluennan kokonaiskannattavuuteen.

Vain ensimmäistä vuotta tarkasteltaessa kaukoluennasta aiheutuvat kustannukset ovat reilusti suuremmat verrattuna tilanteeseen, jossa kaukoluentainvestointia ei suoritettaisi. Tarkasteltaessa tilannetta 15 ja 25 vuoden pitoajoilla huomataan, että kokonaiskustannuksien ero kaventuu ajan myötä. Tämä selittyy sillä, että kaukoluennasta saavutettavat hyödyt ja säästöt tulevat täysimääräisinä vasta, kun kaikki mittauspisteet ovat kaukoluennan piirissä. Kaukoluennan takaisinmaksuajaksi saadaan n. 45 a. Todellisuudessa takaisinmaksuaika on lyhyempi, koska säästöt tulevat kasvamaan järjestelmän käytön lisääntyessä.

Käyttämällä liitteessä 1 esitettyjä annuiteetti- sekä nykyarvomenetelmiä, on investoinnin kannattavuudelle saatu tuloksiksi molemmilla menetelmillä laskien, että AMR-investointi saisi olla kokonaisuudessaan enintään 3 M€ kalliimpi kuin kustannus ilman AMR:ää, jotta se olisi kannattava. Todellinen nettosäästö on pienempi kuin AMR:n avulla saavuttava laskennallinen säästö, koska AMR:n käytöstä aiheutuu jaksottaisia käyttökustannuksia. Laskelmissa jäännösarvoksi on arvioitu nolla. Tuloksia tarkastellessa on huomioitava, että lähtötiedot perustuvat osittain arvioon, jolloin niiden muuttaminen suuntaan taikka toiseen vaikuttaa myös lopputulokseen huomattavasti. Kuvassa 6.4 on esitetty investointikustannus nettosäästöjen funktiona eri korkoprosenttien arvoilla. Laskentamenetelmänä on käytetty nykyarvomenetelmää ja tarkasteluaijana 25 vuotta.



Kuva 6.4. AMR-järjestelmän investointikustannus nettosäästöjen funktiona eri korkoprosenteilla.

Tuloksista huomataan, että korkoprosentin muuttuminen vaikuttaa oleellisesti suurimpaan sallittuun kustannuseroon, jotta investointi olisi edelleen kannattava.

6.4.2 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysillä voidaan tarkastella investointiin liittyvien kannattavuuskomponenttien muutoksien vaikutusta kokonaistulokseen. Etenkin epäedulliset muutokset voivat aiheuttaa huomattaviakin muutoksia kokonaiskannattavuuteen. Analyysissä tutki-

taan, kuinka kannattavuus muuttuu yhden tai useamman komponentin muuttuessa suunnitellusta. Herkkyysanalyysin avulla voidaan selvittää, minkä komponentin vaikutus kokonaistulokseen on merkittävin ja minkä taas vähäisin. Tässä työssä investoinnin kannattavuuskomponentteja ovat:

- pitoaika
- korkoprosentti
- investoinnin suuruus
- saavutettavat säästöt.

Kaukoluentamittareiden pitoaikaa on tässä vaiheessa vaikea määrittää, koska käytännön kokemusta asian suhteen ei ole. Tekniikka on kehittynyt tällä rintamalla huimaa vauhtia ja oletettavaa on, että se kehittyy samaa vauhtia myös jatkossa. Uusilla mittareilla tekninen pitoaika voi olla suurempikin kuin laskelmissa käytetty 25 a. Vastaavasti teknistaloudellinen pitoaika voi olla paljon vähemmän, koska markkinoille tulee varmasti jatkossa kustannusten osalta entistä optimoidumpia mittareita ja järjestelmiä. Mittalaitteiden pitoaikojen vaikutusta syntyviin kustannuksiin on esitetty kappaleessa 2.4.2.

Korkoprosentin suuruuteen vaikuttavat monet talouselämän tekijät. Tällä hetkellä korot ovat alhaalla, mutta tulevaisuudessa korkoprosentin käyttäytymistä on vaikea ennustaa. Alhaisella laskentakorolla tarkasteltuna lähiaikoina tapahtuvat suuret investoinnit tulevat edullisiksi. Käytettäessä korkeampaa korkokantaa tulevat suuret investoinnit kannattavaksi siirtää kauemmas tulevaisuuteen. Tässä tapauksessa tilanne korjataan pienillä parannusinvestoinneilla. Korkoprosentin vaikutusta investoinnin suuruuteen on havainnollistettu kuvassa 6.4. (Lakervi 96)

Kokonaisinvestoinnin suuruuteen pitkällä tähtäimellä vaikuttaa kaukoluentajärjestelmien ja –mittareiden hintaeroosio. Kysynnän ja tarjonnan lisääntyessä myös hinnat tulevat laskemaan tiettyyn pisteeseen saakka. Tietoliikennetekniikka kehittyy myös koko ajan, joten 20 vuoden päästä voi olla käytössä jo aivan uudet ja halvemmat tiedonsiirtotekniikat. Tiedonsiirtoon sisältyy lisäksi epävarmuus koko tiedonsiirtomenetelmän jatkuvuudesta. Esimerkkinä voidaan pohtia, millainen tilanne olisi nyt, jos 1980-luvulla olisi

investoitu NMT-tekniikkaa (Nordic Mobile Telephone) käyttäviin kaukoluentamittareihin.

Kaukoluennasta syntyvät säästöt perustuvat pääosin arvioon. Suurin säästö saavutetaan mittarinluentaan käytettyjen resurssien vähenemisestä sekä itseilmoituksiin liittyvistä menoeristä. Kaukoluennan myötä mahdollisiksi tulevilla lisäpalveluilla voidaan saatavia säästöjä lisätä. Mittaustoiminnan tehostumiseen liittyvät säästöt on arvioitu, jolloin niiden arvioiminen positiivisesti tai negatiivisesti vaikuttaa kertyviin kokonaissäästöihin oleellisesti. Herkkyysanalyysitarkastelussa kaukoluennan säästöoletuksella on merkittävin vaikutus kaukoluennan kokonaiskannattavuuteen. Alueittaista säästöjen vertailua ja niiden herkkyysanalyysiä on käsitelty kappaleessa 6.3.6.

7 KAUKOLUENTAAN SIIRTYMISEN TOTEUTUSSTRATEGIA JA ORGANISOINTI

Mittaustoiminnan tarkoituksena on toimittaa sähkökäyttöpaikan kulutuslukema mittarilta sähkömarkkinoiden osapuolille, joka on mahdollista toteuttaa monella eri tavalla. Perinteisesti mittaustoiminta on ollut osa sähköyhtiön toimintaa, mutta markkinoiden ja yritysten kehittyessä sekä panostaessa ydinliiketoimintaansa on toimintoja eriytetty ja ulkoistettu. (Anon 05c)

7.1 Toteutusvaihtoehdot

Kaukoluennan toteutus voidaan toteuttaa ainakin kolmella eri tavalla, joita ovat toteuttaminen itse, osapalveluna tai ostopalveluna. Mittaustoiminnan organisointi riippuu yrityksestä, sen koosta ja toimintaympäristöstä. Kyseessä on pitkän aikavälin strateginen valinta, jota voidaan tarkentaa toimintaympäristön muuttuessa tai palvelumarkkinoiden kehittyessä. Tärkeintä on määrittää mittaustoiminnolle asetettavat perustavoitteet. Toiminnan eriyttäminen voi edesauttaa sen kehittämistä ja lisäksi se parantaa kustannusten läpinäkyvyyttä. (Anon 05c)

7.1.1 *Kaikki itse tehden*

Omana työnä suoritettava mittaustoiminta kuuluu osaksi verkkoliiketoimintaa tai se on eriytetty omaksi yksiköksi. Toiminnalle ei kuitenkaan välttämättä tarvita omaa kustannusbudjettia. Jos yhtiöllä on resursseja ja erikoisosaamista sekä riittävä volyyymi tehdä kaukoluentaan siirtyminen omana työnä, se on kannattavinta toteuttaa niin. Tällöin osaaminen on omissa käsissä ja kaikki resurssit, mittalaitteet ja järjestelmät ovat itsellä. Yhtiö voi päättää itsenäisesti asennusaikatauluista ja kaikesta muustakin käyttöönottoon liittyvästä. Etuina voidaan pitää, että tietotaito, kustannustietous ja hallinta säilyvät itsellä, jolloin ei synny ulkopuolisia kustannuksia. Muita etuja ovat riippumattomuus toimittajasta ja joustava muutoksiin reagointi.

Toimintamallin haasteina voidaan pitää riittävän volyymin ylläpitämistä sekä yksikkökustannusten hallintaa. Lisäksi on ylläpidettävä ja kehitettävä tietotaitoa sekä hallittava

resursseja tehokkaasti ja huolehdittava niiden riittävyys. Haasteita asettavat myös järjestelmäinvestoinneista huolehtiminen ja ylläpidon hallinta. (Anon 05c)

7.1.2 Osapalvelu

Toinen mahdollisuus mittaustoiminnan toteutukseen on suorittaa osa järjestelmästä ja työstä ostopalveluna, jossa palvelun toimittaja huolehtii esim. asennuksen, käyttöönoton, tietojen keräämisen tai ohjelmistojen päivityksen. Mittaustoiminta on tässäkin mallissa osana verkkoliiketoimintaa tai omana yksikkönä liiketoiminnan sisällä ja sille tehdään oma kustannusbudjetti. Ydinresurssit pidetään itsellä, mutta ruuhkahuiput ja osa erikoisosaamisesta suoritetaan ostopalveluna. Järjestelmät voidaan hankkia joko itselle tai suorittaa ostopalveluna.

Toimintamalli edellyttää itseltä riittävää ydinosaamista ja resursseja sekä ostopalvelujen hallintaa ja hankintaosaamista. Lisäksi palvelumarkkinoiden tulee olla toimivat ja tarjonnan riittävä. Tämän tapauksen hyviä puolia ovat, että keskeinen tietotaito järjestelmän käytöstä säilyy myös itsellä ja resursseja voidaan käyttää optimaalisesti sekä hallita niiden riittävyys. Eri osa-alueista saadaan lisäksi tarkempaa kustannustietoutta, muutoksiin voidaan reagoida joustavammin ja riskit ovat pienemmät järjestelmien ja henkilöresurssien suhteen.

Haasteena mallille voidaan pitää omien ja ulkoisten resurssien suunnittelua ja ohjausta, riittävän tietotaidon ylläpitoa ja kehittämistä sekä omia järjestelmäinvestointeja ja niiden ylläpitoa. Palveluntuottajia tulee lisäksi valvoa ja heidän kustannustasoa seurata.

7.1.3 Kaikki operatiivinen ostopalveluna

Suoritettaessa kaikki operatiivinen toiminta ostopalveluna palveluntarjoaja huolehtii kaikista toiminnoista, jotka lähtevät järjestelmän suunnittelusta aina mittaustietojen siirtämiseen asiakastietojärjestelmään. Mittaustoiminta voi olla siten kokonaan ulkoistettu toiminto, jolla on oma kustannus- tai tulosbudjetti. Mittaustoiminnan hallinta on itsellä, mutta mittauspalvelut ostetaan ulkopuoliselta. Tarvittavat järjestelmät ovat palveluntuottajalla ja sähköverkkoon asennettavat mittalaitteet ovat joko verkkoyhtiön tai palveluntuottajan omistuksessa. Toiminnalle on edellytyksenä ostopalvelujen hallinta ja han-

kintaosaaminen. Lisäksi tarvitaan mittaustoiminnan kokonaisuuden tietämystä ja ymmärrystä sekä toimivia palvelumarkkinoita ja riittävää tarjontaa.

Tässä tapauksessa on hyvänä puolena verkkoyhtiön kannalta, että järjestelmän toimimattomuuteen ja henkilöresursseihin liittyvät riskit ovat palveluntarjoajalla ja heidän vastuulla on myös järjestelmäresurssien hallinta. Kokonaiskustannukset ovat helpommin hallittavissa ja muutoksiin voidaan reagoida joustavammin. Etuna voidaan pitää myös helppoutta ja kustannusten ennustettavuutta. Myös yhtiön puolelle jää riskejä, koska toimimaton järjestelmä voi aiheuttaa välillisiä kustannuksia, jotka jäävät yhtiön vastuulle. (Puustelli 05)

Toimintamallin haasteena voidaan pitää palveluntuottajien valvontaa ja kustannustason seuranta, sillä osa-alueiden kustannustietous voi hämärtyä. Huomioitavina seikkoina ovat kokonaisuuden tietotaidon ylläpito, riskien hallinta, sopimusten pituus ja oikean palveluntuottajan valinta. (Anon 05c)

Ulkopuolisen urakoitsijan valinnassa kannattaa varmistaa toimintojen jatkuvuus tilanteessa, jossa yhteistyö jostain syystä päättyisi. Tähän voi varautua pitämällä tarvittavaa osaamista yllä myös omassa henkilökunnassa, jolloin ainakin kriittisimmät ja kiireelliset toiminnot saadaan hoidettua. Tarvittaessa voidaan tämän jälkeen etsiä uusi palveluntarjoaja. (Karhinen 04)

7.2 Erilaisten asiakastyypien huomiointi

Kaukoluentaan siirryttäessä on tarkkaan mietittävä, millä verkon alueella se olisi hyödyllisin eli millä alueella kaukoluentaan siirrytään ensimmäisenä. Parhaimmat perustellut löytyvät yleensä alueille, joilla tapahtuu paljon muuttoa sekä haja-asutusalueille, joille matkustaminen vie kohtuuttoman paljon aikaa mittariluennan tai huoltotoimenpiteiden yhteydessä. (Anon 05b)

Kaukoluennan avulla saavutetaan parhaimmat hyödyt käyttöpaikoissa, joissa on suuri kulutus. Tällaisia paikkoja ovat esim. omakotitalot, joissa on sähkölämmitys ja liikeyhtiöt. Kulutuksen ajallisia vaihteluita esiintyy 2-aikatariffisissa käyttöpaikoissa,

joten niiden liittäminen tuntimittauksen piiriin on myös muita asiakastyyppejä kannattavampaa. Lisäksi kyseisissä paikoissa joudutaan nykytilanteessa vaihtamaan tietyin väliajoin varakäyntiparisto, jota huoltovapaita AMR-mittareita käytettäessä ei tarvitse tehdä. Muita kannattavia käyttöpaikkatyyppiejä AMR-toteutukselle ovat pienteollisuus- ja liikehuoneistokohteet sekä vuokrakerrostalot, koska niissä on yleensä muita suurempi asiakkaitten vaihtuvuus.

Kaukoluentainvestointia suunniteltaessa tulee ottaa huomioon, että kannattava toteutus voi olla erilainen haja-asutusalueilla kuin kaupungissa. Kun välimatkat ovat pitkät, myös tiedonsiirtovaatimukset ovat erilaiset. Haja-asutusalueelle kannattaa harkita toteutusvaihtoehdoksi GSM- tai GPRS-toteutus, kun taas kerrostalojen kaukoluennan toteutukseen kannattaa ensisijaisesti tutkia sähköverkon kautta tapahtuvaa kommunikointia. Tällöin mittarin tiedot välittyvät verkon kautta jakelumuuntajalle, josta keskitin välittää sähkökulutuksen tiedot teleyhteyden avulla luontajärjestelmään. Merkittävää on, että yhden puhelinyhteyden avulla voidaan kerralla hoitaa satojenkin sähkömittareiden luenta. (Järvi 05)

Mikäli kaukoluentaa ei laajenneta koskemaan kaikkia kuluttajia, on tehtävä jaottelu kaukoluettaviin ja kohteisiin, joihin kaukoluentaa ei tulla ainakaan nykytilanteessa suorittamaan. Jaottelu voi perustua maantieteellisesti, eli valitaan alueet mitkä otetaan investoinnin kohteiksi ja hylätään kannattamattomimmat. Toinen vaihtoehto on jakaa asiakkaat kulutukseen perustuen, jolloin uusitaan vain määrätyn energiamäärän vuodessa käyttävien kuluttajien mittarit. (Karhinen 04)

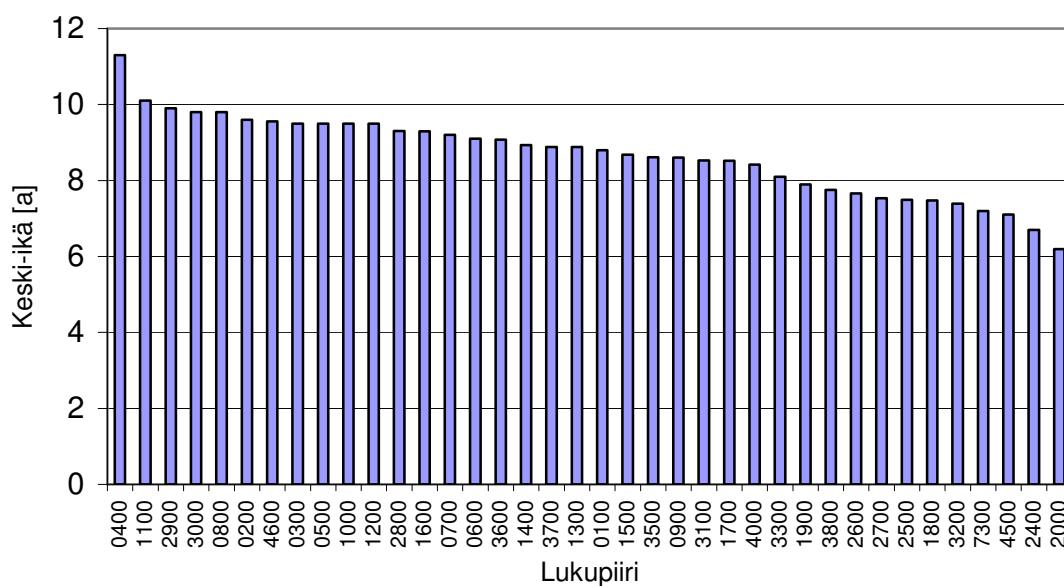
7.3 Toteutus Lahti Energia Oy:ssä

Kaukoluentainvestointi olisi kannattavinta suorittaa ensimmäisenä sellaiselle alueelle, jossa on paljon pitoaikaansa nähden vanhoja mittareita ja yhtiön kannalta kalliit mittarinluentakustannukset. Kaukoluennan kannattavuustarkastelua ja toteutusta varten on työssä laskettu alueittain mittareiden keski-ikä, mittareiden kuluneet käyttöiät mittarityypeittäin sekä yhtiön suorittamien mittariluentojen ja poistoiässä olevien mittareiden prosenttiosuudet. Lisäksi kannattavuustarkasteluun vaikuttaa mittareiden ikäjakauma alueittain.

Kaukoluennan kannattavuustarkastelu on toteutettu hyöty/kustannus –analyysillä. Kaukoluennan tuomat hyödyt koostuvat mittarinluennasta aiheutuvien kustannusten vähentymisestä. Käyttöikänsä lopussa olevien mittareiden jäännösarvo on nolla. Täten vähenten kustannuksia syntyy sellaisen luenta-alueen kaukoluentatoteutuksesta, jossa mittarit ovat vanhoja, jolloin ne pitäisi uusia joka tapauksessa ja niiden jäännösarvo on pieni. Kannattavin alue kaukoluentainvestoinnin suorittamiseen on lukupiiri, jossa hyöty/kustannus –suhde saa suurimman arvon. Kaukoluennan alueittaiseen kannattavuuteen vaikuttaa myös säästöt/mittauspaikka –suhde tilanteessa, jossa kaukoluentainvestointia ei suoriteta kerralla vaan pienissä erissä.

7.3.1 Mittareiden keski-ikä alueittain

Tutkittaessa alueittain mittarikannan keski-ikä on saatu selville, että keski-ikä perusteella jakelualueen vanhimmat mittarit sijaitsevat Saksalan lukupiirissä (0400). Kuvassa 7.1 on esitetty mittareiden keski-ikä alueittain.



Kuva 7.1. Mittareiden keski-ikä lukupiireittäin jaoteltuna.

Mittarit on jaoteltu erilaisten käyttöikäen takia 1-vaihe-, 3-vaihe 1-tariffi-, 3-vaihe 2-tariffi- ja kellomittareihin sekä kytkinkelloihin. Laskennassa on käytetty lähtötietoina tietokantaan tallennettuja asennuspäivämääriä. Tästä johtuen mittari voi olla todellisuus-

dessa paljon vanhempikin, koska se on voitu huoltaa välillä ja asentaa uudelleen. Alueittaiseen vertailuun asennuspäivämäärillä lasketut tulokset soveltuvat kuitenkin hyvin.

7.3.2 Kulunut mittareiden käyttöaika mittarityypeittäin

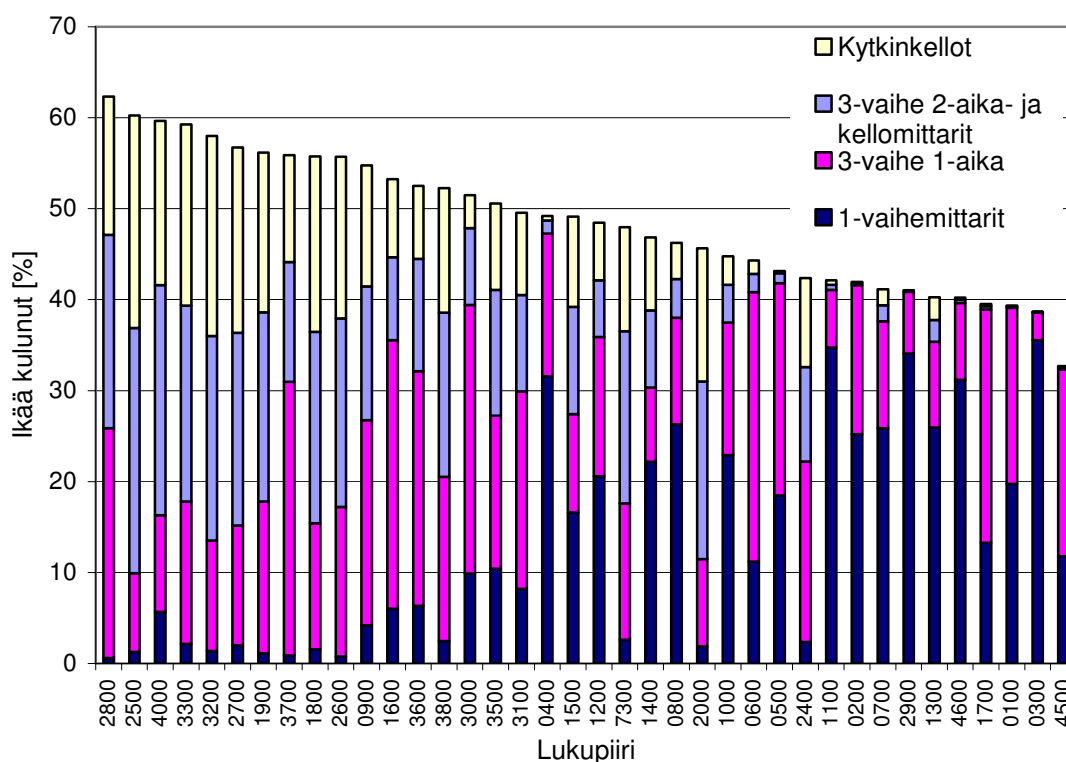
Pelkästään mittareiden keski-ikä tarkastelu ei kerro suoraa totuutta mittarikannan vaihtotarpeesta, koska siinä ei ole otettu huomioon mittareiden määriä. Kattavampi tarkastelu saadaan, kun tarkastellaan kulunutta käyttöaikaa mittareiden määrillä painotettuna. Mittareiden määrillä painotetut mittareiden kuluneet iät eri alueille prosentteina saadaan laskettua yhtälöllä 7.1,

$$T_{\text{kulunut}} = \frac{n_{11V}}{n_{\text{tot}}} \cdot \frac{T_{\text{ki11v}}}{T_{\text{pa11v}}} + \frac{n_{13V}}{n_{\text{tot}}} \cdot \frac{T_{\text{ki13v}}}{T_{\text{pa13v}}} + \frac{n_{23V}}{n_{\text{tot}}} \cdot \frac{T_{\text{ki23v}}}{T_{\text{pa23v}}} + \frac{n_{\text{kk}}}{n_{\text{tot}}} \cdot \frac{T_{\text{ki_kk}}}{T_{\text{pa_kk}}} \quad (7.1)$$

jossa

T_{kulunut}	= kulunut käyttöikä prosentteina [%]
n_{11v}	= 1-vaiheisten 1-aikamittarien määrä [kpl]
n_{tot}	= mittareiden kokonaismäärä [kpl]
T_{ki11v}	= 1-vaiheisten 1-aikamittarien keski-ikä [a]
T_{pa11v}	= 1-vaiheisen 1-aikamittarin pitoaika, 25 a
n_{13v}	= 3-vaiheisten 1-aikamittarien määrä [kpl]
T_{ki13v}	= 3-vaiheisten 1-aikamittarien keski-ikä [a]
T_{pa13v}	= 3-vaiheisen 1-aikamittarin pitoaika, 20 a
n_{23v}	= 3-vaiheisten 2-aikamittarien määrä [kpl]
T_{ki23v}	= 3-vaiheisten 2-aikamittarien keski-ikä [a]
T_{pa23v}	= 3-vaiheisen 2-aikamittarin pitoaika, 15 a
n_{kk}	= kytkinkellojen määrä [kpl]
$T_{\text{ki_kk}}$	= kytkinkellojen keski-ikä [a]
$T_{\text{pa_kk}}$	= kytkinkellon pitoaika, 6 a.

Kuvassa 7.2 on esitetty kuluneet käyttöiät eri mittarityypeittäin ja alueittain yhtälöllä 7.1 laskettuna.

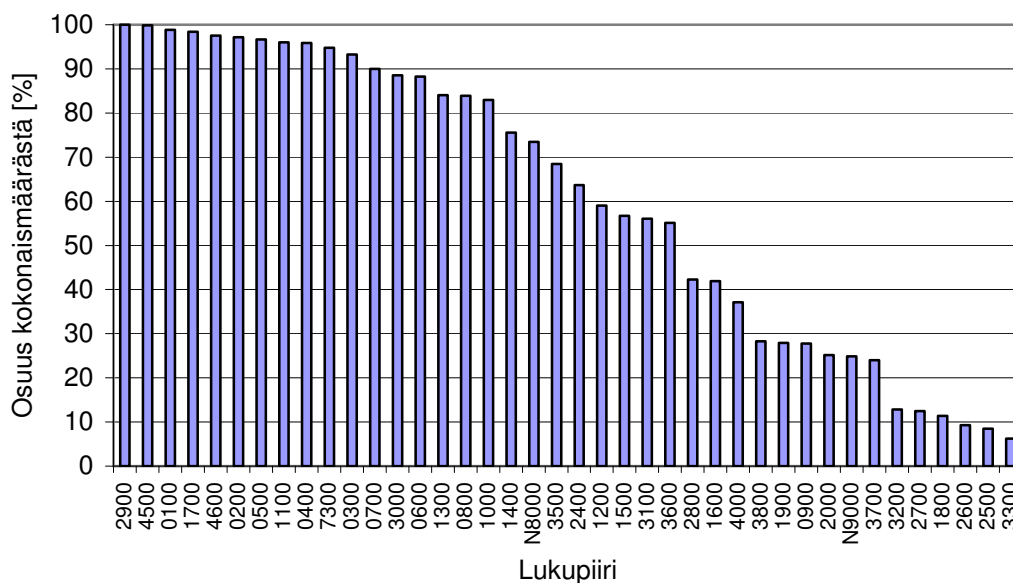


Kuva 7.2. Käytetty pitoaika prosentuaalisesti mittarityypeittäin eri lukupiireissä.

Tuloksia tarkastellessa huomataan, että 3-vaihe 2-aikamittareiden ja kytkinkellojen osuus nousee määräväksi tekijäksi. Tämä johtuu siitä, että niiden asennuspäivämäärillä laskettu keski-ikä on lähimpänä niiden pitoaikaa. Vastaavasti 1-vaihe- ja 3-vaihe 1-aikamittareilla asennuspäivämäärillä laskettu keski-ikä on vain noin puolet niiden kokonaispitoajasta. Todellisuudessa nämä mittarit ovat paljon vanhempia kuin niiden laskettu keski-ikä. Kuvan 7.2 perusteella voidaan todeta, että eniten mittalaitteiden käyttöikä on kulunut lukupiireissä 2800 Kartano ja 2500 Renkomäki.

7.3.3 Mittariluentojen osuudet alueittain

Työssä on tutkittu yhtiön suorittamien mittarinlentojen osuuksia alueiden käyttöpaikkamääriin verrattuna. Vuoden 2005 tilaston mukaan luettavia mittareita jakelualueella on 63 000. Yhtiön suorittamien luentojen prosentuaaliset osuudet alueittain suhteessa kaikkiin alueen luentapisteisiin on esitetty kuvassa 7.3.

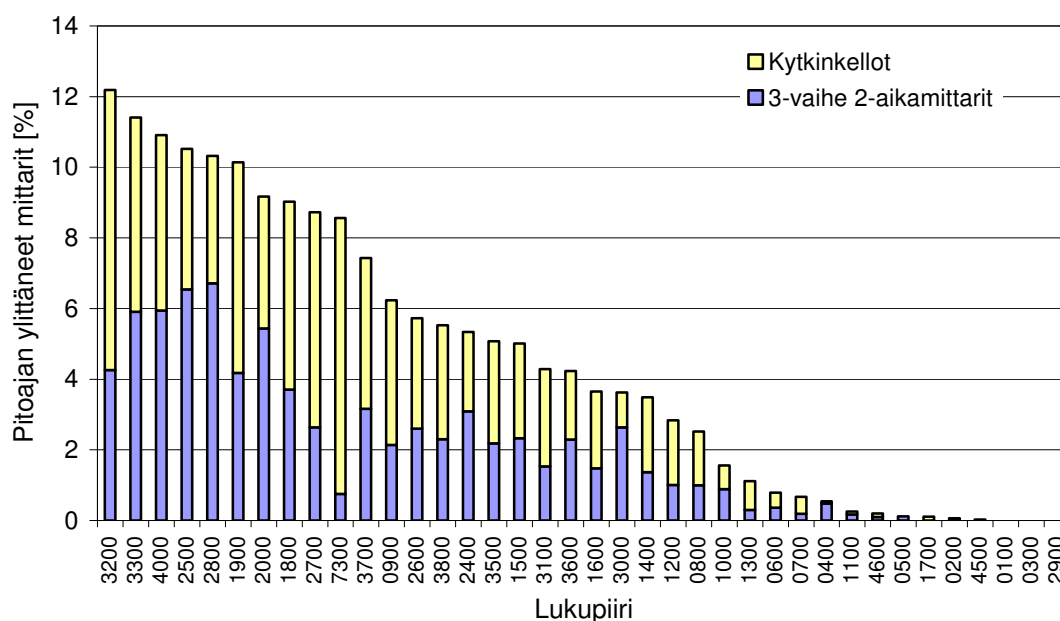


Kuva 7.3. Yhtiön suorittamien luentojen osuudet kokonaismäärästä lukupiireittäin.

Tuloksien perusteella voidaan todeta, että lukupiireissä 2900 Hedelmätarha ja 4500 Kivistönmäki yhtiö suorittaa kaikki mittarinluennat, eli asiakkaat eivät ilmoita yhtään lukemaa itseilmoituskorteilla. Tämä johtuu siitä, että asiakkailla ei ole mahdollista päästä lukemaan omia mittareitansa.

7.3.4 Pitoaikansa ylittäneet mittarit ja mittareiden ikäjakauma

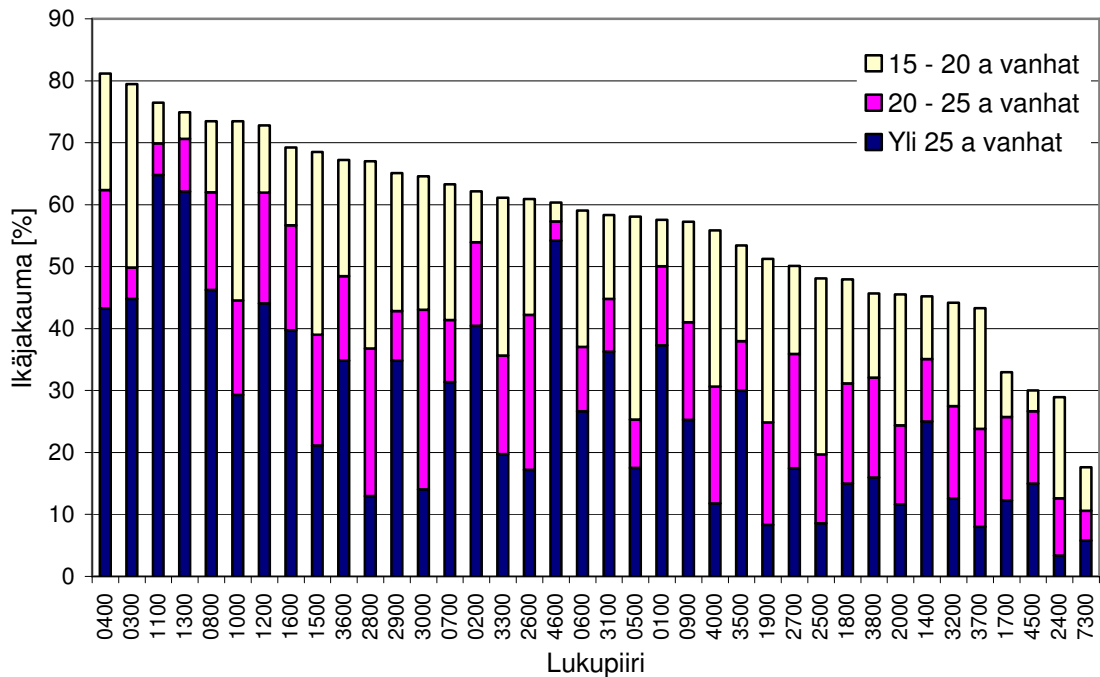
Työssä on tarkasteltu myös käyttöikänsä ylittäneiden mittareiden prosentuaalisia osuuksia niiden kokonaismäärästä. Pitoaikoina on käytetty kappaleessa 7.3.2 esitettyjä arvoja. Mittareiden iäkiä laskettaessa on käytetty asennuspäivämääriä. Kuvassa 7.4 on esitetty pitoaikansa ylittäneiden mittarityyppien prosentuaaliset osuudet alueittain.



Kuva 7.4. Käyttöikänsä ylittäneiden mittarityyppien prosentuaaliset osuudet lukupiireittäin.

Tulokset on saatu hakemalla tietokannasta asennuspäivämäärien mukaan mittarityypeittäin mittarit, jotka ovat vanhempia kuin niiden laskennallinen pitoaika. Kytkinkellojen osalta pitoaikana käytetty 6 a tarkoittaa ajankohtaa, jonka jälkeen niistä tulee vaihtaa varakäyntiparisto. Vaihtotyön kalleuden takia ei ole suurta kustannuseroa vaihdetaanko paristo vai asennetaanko tilalle uusi huoltovapaa mittalaite (esim. kaukoluentamittari). Tästä syystä yli 6 a vanhojen kytkinkellojen poistoarvoksi voidaan arvioida nolla.

Kuten tuloksista huomataan, asennuspäivämäärillä tarkastellen ei löydy ollenkaan 1-vaihe- ja 3-vaihe 1-aikamittareita, jotka olisivat ylittäneet pitoaikansa. Näin ollen tarkastelu ei kerro totuutta niiden todellisesta ikärakenteesta. Tästä syystä työssä on tarkasteltu tilannetta myös käyttöönottopäivämäärien perusteella. Tässä tarkastelussa ei ollut mahdollista selvittää käyttöikä mittarityypeittäin, joten tulosten tarkastelu on suoritettu jaotteleamalla mittarit ikäluokittain. Kuvassa 7.5 on esitetty mittarilaitteiden prosentiosuudet ikäluokittain jaoteltuna.



Kuva 7.5. Mittalaitteiden ikäjakauma alueittain.

Kuvan 7.5 prosentuaalinen ikäjakauma tarkoittaa, että lukupiirissä 0400 Saksala on yli 15 a vanhoja mittareita reilut 80 %. Kuvan perusteella voidaan myös todeta, että prosentuaalisesti eniten yli 25 a vanhoja mittareita on lukupiirissä 1100 Ruola.

7.3.5 Johtopäätökset

Kaukoluennan suorittamisen kannattavuuden alueittaista vertailua voi suorittaa kahdella tavalla. Kannattavuutta on tarkasteltu hyöty/kustannus –analyysillä, joka ottaa huomioon kaukoluennan avulla saavutettavan lukukustannusten pienenemisen ja kaukoluenta-projektin aiheuttaman mittareiden vaihtokustannusten lisääntymisen. Kannattavin alue kaukoluennan suhteen on siis sellainen, jossa on kalliit luentakustannukset ja vähäinen mittalaitteiden jäännösarvo.

Hyöty/kustannus –analyysin heikkoutena on, ettei se ota huomioon pitoajan ylittäneiden mittareiden määriä. Tästä syystä on alueittaista kannattavuutta tarkastellaan myös kapaleessa 7.3.4 esitettyjen tulosten pohjalta. Hyöty/kustannus –analyysi on laskettu yhtälöllä 7.2, jossa kustannukset on saatu annuiteettitekijän avulla kerrottuna vuosikustannuksiksi. Yhtälöksi 7.2 saadaan,

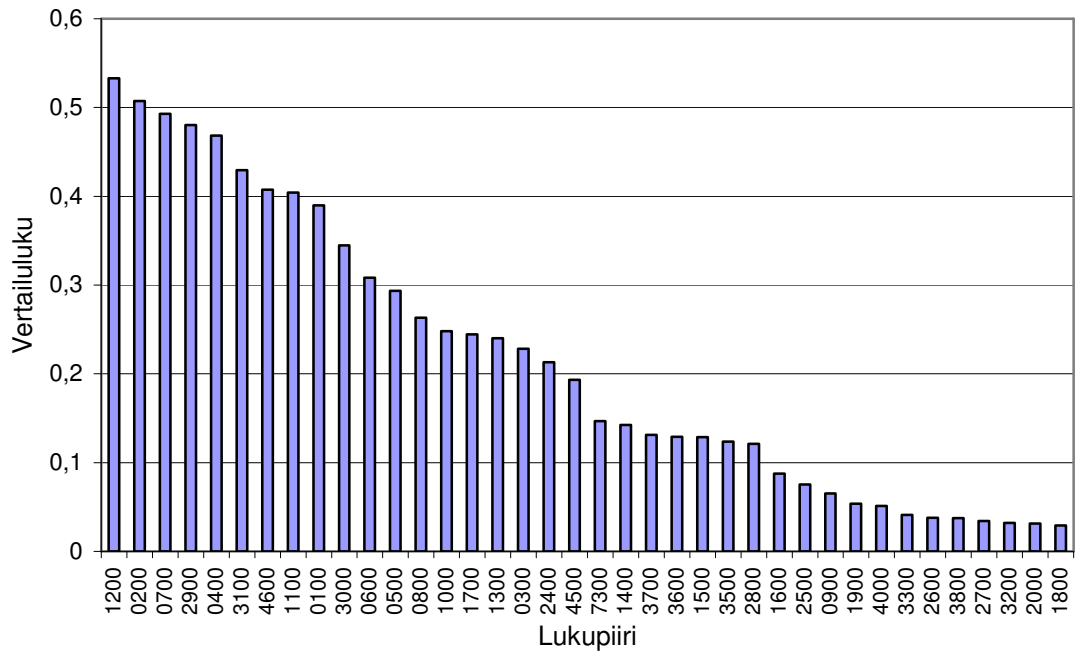
$$n_{\text{luennat_suht}} \cdot \left(\frac{d_{\text{luenta_alue}}}{d_{\text{luenta_kok}}} \cdot H_{\text{luenta_kok}} + H_{\text{luenta_alue}} \right) \cdot (1 - n_{\text{spa}}) \quad (7.2)$$

$$n_{11v} \cdot H_{11v} \cdot \frac{i(1+i)^{n_{\text{pa_11v}}}}{(1+i)^{n_{\text{pa_11v}}}-1} + n_{13v} \cdot H_{13v} \cdot \frac{i(1+i)^{n_{\text{pa_13v}}}}{(1+i)^{n_{\text{pa_13v}}}-1} + n_{23v} \cdot H_{23v} \cdot \frac{i(1+i)^{n_{\text{pa_23v}}}}{(1+i)^{n_{\text{pa_23v}}}-1} + n_{\text{kk}} \cdot H_{\text{kk}} \cdot \frac{i(1+i)^{n_{\text{pa_kk}}}}{(1+i)^{n_{\text{pa_kk}}}-1}$$

jossa

$n_{\text{luennat_suht}}$	= luentojen suhteellinen määrä
$d_{\text{luenta_alue}}$	= luentoihin kuluva aika alueella [d]
$d_{\text{luenta_kok}}$	= luentoihin kuluva aika yhteensä [d]
$H_{\text{luenta_kok}}$	= luentojen hinta yhteensä [€/a]
$H_{\text{luenta_alue}}$	= itseluentakorttien kustannus alueella [€/a]
n_{11v}	= 1-vaiheisten 1-aikamittarien määrä [kpl]
H_{11v}	= 1-vaiheisen 1-aikamittarin hinta, 105 €/kpl
$n_{\text{pa_11v}}$	= 1-vaiheisen 1-aikamittarin pitoaika, 25 a
n_{13v}	= 3-vaiheisten 1-aikamittarien määrä [kpl]
H_{13v}	= 3-vaiheisen 1-aikamittarin hinta, 120 €/kpl
$n_{\text{pa_13v}}$	= 3-vaiheisen 1-aikamittarin pitoaika, 20 a
n_{23v}	= 3-vaiheisten 2-aikamittarien määrä [kpl]
H_{23v}	= 3-vaiheisen 2-aikamittarin hinta, 130 €/kpl
$n_{\text{pa_23v}}$	= 3-vaiheisen 2-aikamittarin pitoaika, 15 a
n_{kk}	= kytkinkellojen määrä [kpl]
$T_{\text{ki_kk}}$	= kytkinkellojen hinta, 185 €/kpl
$n_{\text{pa_kk}}$	= kytkinkellon pitoaika, 6 a
n_{spa}	= mittareiden suhteellinen pitoaika
i	= korkokanta [%].

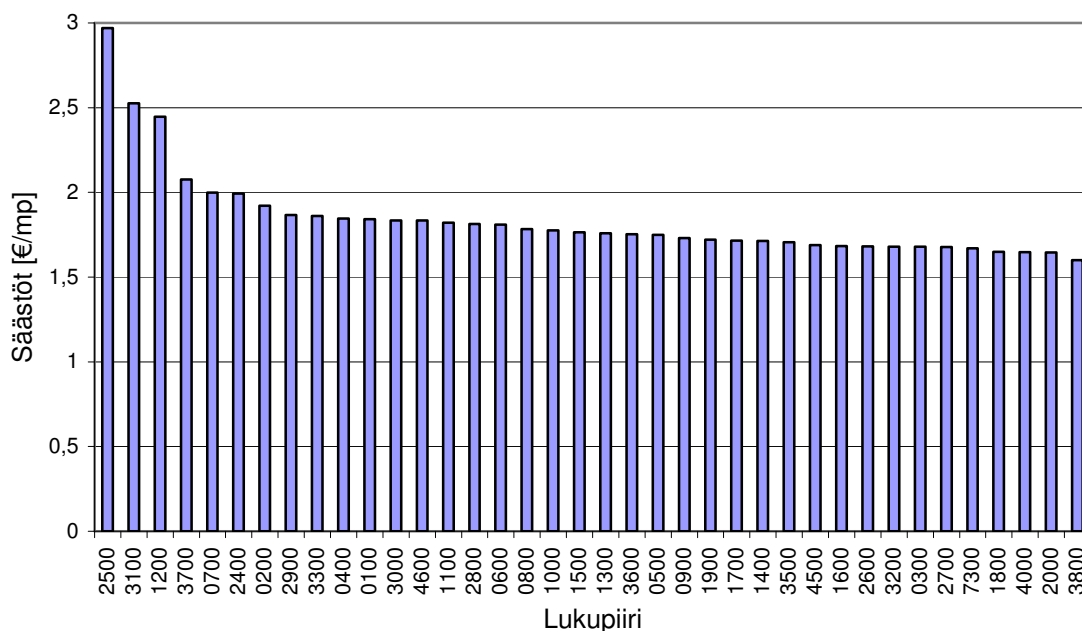
Yhtälön 7.2 yläkerta ottaa huomioon kappaleessa 7.3.3 esitetyt yhtiön suorittamien luentojen määrät ja alakerta taas kappaleessa 7.3.2 esitetyt kuluneet pitoajat. Kuvassa 7.6 on esitetty hyöty/kustannus –analyysi alueittain. Mittalaitteiden hintoina on käytetty Energiamarkkinaviraston suosituksia verkostokomponenttien yksikköhinnoille.



Kuva 7.6. Kaukoluennan hyöty/kustannus –analyysi lukupiireittäin Lahti Energia Oy:ssä.

Kuvan perusteella voidaan todeta, että kustannuksiin nähden suurin hyöty kaukoluenta-projektista saadaan lukupiireissä 1200 Pyhätön ja 0200 Keskusta 2. Lisäksi on hyvä ottaa huomioon herkimät alueet muuttoluentojen suhteen, jotka ovat Keskusta 1 ja 2. Kuvan 7.6 vertailuluku tarkoittaa kaukoluennasta saatavien hyötyjen suhdetta mittalaitteiden vaihtamisesta aiheutuviin kustannuksiin.

Kaukoluennan kannattavuutta alueittain on tarkasteltu vielä saavutettavien säästöjen suhteen. Säästöt mittauspistettä kohden on laskettu tilanteessa, jossa alueet uusitaan yksitellen. Saavuttavat säästöt alueittain on laskettu yhtälöllä 6.1. Säästö/mittauspiste -analyysi on suoritettu jakamalla tulokset alueiden mittauspistemäärillä ja ko. analyysi on esitetty kuvassa 7.7.



Kuva 7.7. AMR:n avulla saavuttavat säästöt/mittauspiste alueittain.

Kuvan perusteella voidaan todeta, että säästöt ovat suurimmat lukupiireissä 2500 Renkomäki (3 €/mp), 3100 Soramäki (2,5 €/mp) ja 1200 Pyhätön (2,4 €/mp).

Kun otetaan huomioon kuvien 7.5, 7.6 ja 7.7 kannattavuustarkastelut voidaan todeta, että kaukoluennan toteutuksen suhteen kannattavimmat lukupiirit ovat 0200 Keskusta 2, 0400 Saksala, 1100 Ruola ja 1200 Pyhätön. Seuraavaksi kannattavimmat lukupiirit ovat 0300, 0700, 0800, 1000, 1300, 2900 ja 3000. Tulokset perustuvat osittain arvioon, koska eri kannattavuustekijöiden painoituksille on vaikea antaa mitään konkreettisia arvoja.

Tuloksia tarkastellessa on otettava huomioon, että käsitellyistä lukupiireistä N8000 Nastola keskusta ja N9000 Nastola haja-asutus ei ole pystytty laskemaan tuloksia mittalaitteisiin liittyen, koska alueelta ei ole olemassa ajan tasalla olevaa tietoa mittareiden käyttöönotto- ja asennuspäivämääristä. Näin ollen ko. lukupiirejä ei ole otettu kannattavuustarkasteluun mukaan.

Kaukoluentaprojektin toteutus on suunniteltu suoritettavaksi siten, että otetaan pilotti-alue, jonne mittareiden uusiminen tehdään ensimmäisenä. Alueen kaukoluentatoteutuksen toimivuuden perusteella saadaan pohjaa tuleville kaukoluentainvestointipäätöksille. Saatujen tulosten perusteella ja alueen monipuolisen käyttöpaikkajakauman perusteella

pilottialueeksi valittiin Salpakangas, jonka AMR-toteutuksesta lähetettiin tarjouspyynnöt viidelle AMR-järjestelmätoimittajalle. Saatujen tarjousten perusteella suoritetaan tämän jälkeen päätöksiä kaukoluentaprojektin jatkotoimista alueella.

7.3.6 Salpakankaan alue

Salpakankaan alue sijaitsee Hollolassa aivan Lahden rajan tuntumassa. Kuvassa 7.8 on esitetty suunniteltu alue, johon kaukoluentainvestointi on tarkoitus suorittaa.



Kuva 7.8. Suunniteltu alue kaukoluentaprojektin toteuttamiseksi. (Keltaiset Sivut 05)

Alueella tällä hetkellä olevien mittalaitteiden ja pitoajan ylittäneiden mittalaitteiden määrät on esitetty taulukossa 7.1.

Taulukko 7.1. Mittalaitteiden määrät mittarityypeittäin Salpakankaan alueella.

Mittarityyppi	1-vaihe- mittarit	3-vaihe 1-aika	3-vaihe 2-aika	Kytkinkel- lot	vml	Kello- mittarit	Yhteensä
määrä [kpl]	488	1306	242	69	52	20	2177
keski-ikä [a]	10,8	9,5	11,1	4,7			9,8
pitoajan ylittäneet [kpl], (%)	285 (58 %)	485 (37 %)	163 (67 %)	28 (31 %)			961 (44 %)

Salpakankaan alueen kaukoluentaan siirrettävien mittauspisteiden määrä on 2 108 kpl. Tämä arvo on saatu vähentämällä mittalaitteiden kokonaismäärästä 2 177 kpl kytkinkel-
lojen määrä 69 kpl. Keski-ikä on laskettu asennuspäivämäärien mukaan. Kaukoluettavia kohteita alueella on jo valmiina 52 kpl, joiden määrä ei sisälly taulukkoon 7.1. Pitoajan ylittäneiden mittareiden määrät on haettu tietokannasta Salpakankaan alueen katujen nimien perusteella ja vertailuajankohtana on käytetty käyttöönottopäivämääriä. Tietokannan tuloksista ei kuitenkaan ilmennyt sijaitseeko kyseessä ollut mittari juuri Salpakankaalla. Tästä syystä tuloksissa on pientä epätarkkuutta sellaisissa tapauksissa, joissa sama katu esiintyy Hollolan lisäksi myös muissa tietokantaan kirjatuissa kaupungeissa.

Taulukkoon on laskettu lisäksi, kuinka paljon kustannuksia alueelle syntyy joka tapauksessa mittalaitteiden vaihdoista johtuen. Tuloksiksi on saatu, että yhteensä alueen mittalaitteiden vaihdosta kertyvät kustannukset ovat vajaat 85 k€. Kytkinkel-
lojen asennuksen hinnalle on käytetty keskimääräistä arvoa olettaen, että kellojen uusimisia ja huoltoja on saman verran. Kun lasketaan arvoilla, että alueen kaikki mittarit uusittaisiin heti, uusimiskustannukset olisivat yhteensä 200 k€. Mittauspisteen hinnaksi saadaan tällöin asennettuna 95 €/kpl ja ilman asennusta 36 €/kpl.

Salpakankaan alueen kaukoluennan kannattavuustarkastelua varten on tutkittu alueen nykyisiä mittaus toiminnan kustannuksia ja niitä on verrattu kaukoluennasta aiheutuviin järjestelmäkustannuksiin. Alueen luentakustannukset on laskettu alueen mittareiden määrään ja mittareiden luentaan käytettävään aikaan perustuen. Vuoden 2005 tilaston mukaan luettuja mittareita alueella on $n_{\text{alue}} = 1\,976$ kpl ja luettuja mittareita kokonaisuudessaan on $n_{\text{kok}} = 62\,949$ kpl. Alueella kuluva luenta-aika on $d_{\text{alue}} = 5,5$ pv ja luenta-aika yhteensä on $d_{\text{kok}} = 213,5$ pv. Salpakankaan alueen vuosittaisista kustannuksista mittaus toiminnan osalta saadaan laskettua arvio yhtälöllä 7.3,

$$\frac{\left(\frac{n_{\text{alue}}}{n_{\text{kok}}}\right) + \left(\frac{d_{\text{alue}}}{d_{\text{kok}}}\right)}{2} \cdot P_{\text{kok}} = P_{\text{alue}} \quad (7.3)$$

jossa

n_{kok} = luettujen mittareiden määrä kokonaisuudessaan [kpl]

P_{kok}	= mittaus toiminnan vuosittaiset kustannukset [€/a]
P_{alue}	= mittaus toiminnan kustannukset alueella [€/a].

Yhtälöllä 7.3 saadaan laskettua vuosittaiset mittaus toiminnan kustannukset nykytilanteessa Salpakankaan alueella. Kaukoluennan avulla saavutettavat säästöt, kun kaukoluennassa on vain Salpakankaan alue saadaan laskettua edellä esitetyllä yhtälöllä 6.1.

Kustannukset ilman kaukoluentaan siirtymistä laskettu siten, että pitoajan ylittäneet mittarit 961 kpl vaihdettaisiin kahdessa vuodessa ja loput mittalaitteet tasaisesti seuraavina kahdeksana vuotena. Asennushintoina on käytetty SEU:n yksikköhintoja ja mittalaitte hintoina yhteishankinnan hintoja. Tulosten perusteella voidaan todeta, että kaukoluenta investointi tulee lähes kaksi kertaa kalliimmaksi kuin perinteinen mittarinluenta. Koko pitoajalta tarkasteltuna AMR-kustannukset ovat myös suuremmat, koska säästöt saavutetaan täysimääräisinä vasta, kun kaikki mittaus pisteet ovat kaukoluennan piirissä. Ensimmäisen vuoden investointikustannuksiin verrattuna ero on kuitenkin kaventunut.

7.3.7 Salpakankaan alueen AMR-tarjouksien vertailu

Salpakankaan alueen pilottikohteesta suoritettiin tarjouskyselyt neljälle AMR-järjestelmätoimittajalle. Tulosten perusteella voidaan todeta, että edullisimmat järjestelmäkustannukset ovat Enermetillä ja tietoliikennekustannukset ovat edullisimmat Kamstrupin tarjouksessa. Mittalaitteet, asennus ja mittareiden luenta taas ovat edullisimmat Landis+Gyrin ja Comselin yhteistarjouksessa. Kalleimmat käyttökustannukset ovat Enermetillä ja asennus on kalleinta Kamstrupilla. Jatkuvat vuosittaiset käyttökustannukset ovat edullisimmat Landis+Gyrin ja Comselin yhteistarjouksessa. Kustannuksia vertailtaessa on huomioitava lisäksi, että Enermetin ja ista Suomen järjestelmässä luenta hoidetaan palveluna, kun taas muissa se on hoidettava itse.

Tarjouskyselyiden perusteella voidaan todeta, että ilman asennusta kaukoluennan toteuttaminen Salpakankaan alueelle olisi edullisinta suorittaa Kamstrupin järjestelmällä. Kun asennuskustannukset otetaan huomioon, edullisimmaksi AMR-järjestelmäksi saadaan Enermet. 25 vuoden pitoajalla tarkasteluna kokonaisuudessaan edullisimmaksi järjestelmäksi saadaan taas Comsel/Landis+Gyr.

8 YHTEENVETO

Kaukoluentajärjestelmien kehitys on tällä hetkellä nopeaa, ja investointihalukkuus AMR:ään on tulossa koko ajan aktiivisemmaksi. Uusia järjestelmiä on koko ajan kehitteillä ja toimituksia käynnissä. Näin ollen on oletettavaa, että laitteiden hinnat tulevat jatkossa vieläkin halventumaan. Tästä johtuen olisi tärkeää ajoittaa investointi sellaiseen ajankohtaan, jolloin on saatavilla toimiva ja kokonaiskustannuksiltaan edullinen järjestelmä. Selvityksiä kaukoluennan suhteen on jo tehty useita ja niitä tullaan tekemään varmasti jatkossa vielä lisää. Lahti Energia Oy:n osalta selvitystyö jatkuu, mutta tämän työn tarkoituksena on olla pohjana kaukoluentainvestoinnin jatkokehitystä ajatellen.

Työssä kartoitettiin yhtiön mittaustoimintaa sekä laskutusta. Kaukoluennan kannattavuustarkastelua varten selvitettiin yhtiön mittaustoiminnasta aiheutuvia kustannuksia ja arvioitiin kaukoluennan myötä saavutettavia säästöjä. Kaukoluentainvestoinnille saatiin maksimikustannus diskonttaamalla sen avulla saavuttavat säästöt pitoajan aikana nykyhetkeen ja vertaamalla niitä investointikustannukseen.

Kaukoluentaan siirtymisellä saavutetaan monenlaisia hyötyjä, joita on käsitelty seuraavassa. Sähkölaitteiden kaukoluentainvestointia ei välttämättä yksistään saada kannattavaksi. Sen kannattavuutta saadaan parannettua oleellisesti, kun otetaan käyttöön sen mahdollistamat lisäpalvelut, kuten tuntimittaus, sähkön laadun seuranta, sähkökatkojen rekisteröinti ja sähköjen etäkatkaisu. Sen avulla voidaan tuottaa asiakkaille myös uusia palveluja, kuten mahdollisuus markkinahintaiseen sähkөөn ja erilaisiin palveluohjauksiin. AMR:ään siirtymisestä syntyy myös paljon hyötyjä, joita ei voi määrittää rahassa. Tällaisia hyötyjä ovat imagon paraneminen aktiivisena energiayhtiönä, asiakastyytyväisyyden paraneminen palveluiden tarjonnan monipuolistumisen sekä asiakaspalvelun ja laskutuksen kehittymisen ansiosta.

Asiakaspalvelua saadaan parannettua, koska sähkökatkojen tilastoinnin ja tarkan kulutustiedon ansiosta asiakkaita voidaan palvella entistä tarkemmin. Tilastointi auttaa myös vakiokorvausmenettelyssä. Asiakkaita voidaan kannustaa säästämään tiedottamalla heille kulutustiedoista. Tasauslaskujen poistuminen ja entistä selkeämmät ja oikeellisemmat

laskut vähentävät painetta asiakaspalvelussa. Lisäksi lukematiedot tallentuvat suoraan asiakasjärjestelmään. Luotettavan mittauksen ansiosta epäselvyyksiä esiintyy vähemmän ja nopeutuneen laskutuksen ansiosta kassavirtojen hallinta helpottuu.

Sähkön laadun tarkkailu antaa tietoja laatupoikkeamista ennen kuin näkyviä ongelmia esiintyy. Sähköjen etäkatkaisusta on hyötyä maksamattomien laskujen perinnässä ja tyhjillään olevien huoneistojen sähköjen katkaisussa. Verkon hallinta helpottuu, koska käytössä on mittaustiedot verkossa tapahtuneista muutoksista ja vioista. Tarkemman lukematarkkisuuden ansiosta verkosto- ja siirtohäviöt saadaan selvitettyä paremmin. Tuntitehomittauksen ansiosta saadaan tehtyä tarkemmat kulutusennusteet arvioitaessa tuotannon ja kulutuksen tasapainoa.

AMR:n avulla saavutettavia säästöjä syntyy kaikkein eniten tapauksista, joissa mittari jouduttaisiin käymään lukemassa ylimääräisen kerran muuttotapahtuman tai sähkön myyjän vaihdon yhteydessä. Säästöjä syntyy myös paikoissa, joissa normaali lukematiheys on suuri. Tarkemman mittaustiedon ansiosta asiakkaita voidaan kannustaa säästämään energiaa, koska säästämisen vaikutukset näkyvät heti.

Kaukoluentajärjestelmän valinnassa on otettava huomioon investoinnin pitkäaikaisuus, eli on varmistettava että palveluita on tarjolla tulevaisuudessakin. Järjestelmät vaativat jatkuvaa ylläpitoa ja päivityksiä, joten toimivuuden kannalta nämä asiat ovat erittäin tärkeitä. Ylläpito- ja huoltosopimukset kannattaa räätälöidä yhtiölle sopiviksi. Valinnassa kannattaa myös huomioida järjestelmien mahdollinen tuki avoimille standardeille, sillä ne ovat laajennettavissa muidenkin toimittajien laitteilla. Näin ollen ei sitouduta vuosikausiksi saman toimittajan laitteisiin.

Kaukoluentainvestoinnin toteutusta suunniteltaessa kannattaa kiinnittää huomiota mitta-reiden asennuksen toimivuuteen ja järjestelmällisyyteen. Tällöin kokonaiskustannuksia saadaan karsittua oleellisesti. Järjestelmän tiedonsiirrolle on olemassa useita ratkaisuja. Parhaimpaan lopputulokseen päästään, kun valitaan toimivin tiedonsiirtomenetelmä alueen topologian mukaisesti. Tällä hetkellä GSM-tiedonsiirrossa tekniikka on kehittynyt nopeasti ja tätä myöten kustannukset tulevat luultavimmin halventumaan tulevai-

suudessa. Asennuksen vaivattomuuden kannalta (ei tarvita keskittimiä) GSM on suotuisa vaihtoehto, mutta tietoliikennekustannukset taas aiheuttavat suuren menoerän. Tällä hetkellä edullisin järjestelmä näyttäisi tarjouskyselyiden perusteella olevan PLC- tai radiotekniikka. Tällöin pienkuluttajien mittareiden tiedot luetaan sähkö- tai radioverkon välityksellä muuntamalla sijaitsevalle keskittimelle, jonka luetaan taas voidaan käyttää esim. GSM-, GPRS- tai LAN-yhteyttä. GSM-toteutus on kannattavinta pienissä, alle 10 asiakkaan muuntopiireissä.

Kaukoluennan toteutusstrategiaan vaikuttavat yrityksen toimintapolitiikka ja kehitysnäykymät. Asiakkaiden silmissä aktiivinen ja kehitykseen panostava yritys on aina parempi kuin laakereillaan lepäävä. Kaukoluennan toteutus voidaan hoitaa joko yrityksen omana työnä tai palveluna. Asennettavien mittauspisteiden määrä, haluttu asennusnopeus ja yrityksen omat resurssit määräävät, kumpaan toteutusmalliin kannattaa päätyä.

Kaukoluennan kannattavuustarkastelussa laskettiin yhtiön nykyisellä toimintamallilla syntyvät kustannukset ja niitä verrattiin kaukoluennan aiheuttamiin kustannuksiin. Suoraan euromääräisesti tarkasteltuna kaukoluentaan siirtyminen näyttäisi muodostuvan kalliimmaksi kuin perinteinen luenta. Kaukoluennan avulla saavutettavat säästöt perustuvat kuitenkin arvioon, jolloin niiden muuttaminen vaikuttaa lopputulokseen huomattavasti. Lisäksi on oletettavaa, että kaukoluentaan siirtymisen avulla saavutetaan säästöjä, joita ei ole tässä yhteydessä osattu huomioida. On otettava myös huomioon, että saavutettavat säästöt saadaan täysimääräisinä vasta kunnes kaikki sähkömittarit ovat kaukoluennan piirissä.

Työssä suoritettiin myös alueittainen kannattavuustarkastelu lukupiireittäin. Alueittaiseen kannattavuuteen vaikuttaa alueen luentakustannusten suhde mittareiden vaihtamisesta aiheutuviin kustannuksiin. Eli vaikuttavia tekijöitä tarkastelussa ovat mittalaitteiden iät ja yhtiön suorittamien luentojen määrät. Lisäksi on otettu huomioon pitoaikansa ylittäneiden mittareiden määrät eri alueilla. Alueittaisesta kannattavuustarkastelusta saatiin tulokseksi, että kannattavimmat lukupiirit AMR-toteutukselle ovat 0400 Saksala ja 1200 Pyhätön.

Kaukoluennan toteuttamista varten valittiin pilottikohteeksi Salpakankaan lukupiiri, jonka 2100 mittauspisteen AMR-toteutuksesta lähetettiin tarjouskyselyt viidelle järjestelmätoimittajalle. Kyselyiden perusteella suoritetun kannattavuustarkastelun perusteella voidaan todeta, että pelkästään yksittäisen alueen kaukoluennatoteutus ei ole niin järkevää kuin kaikkien alueiden, koska saavutettavat hyödyt tulevat täysimääräisinä vasta suuressa mittakaavassa. Tästä syystä tehtäessä päätöksiä pilottialueen toteutuksesta kannattaa huomioida myös kiinnostus kaukoluennaprojektin jatkumahdollisuuksiin yhtiössä.

Sähkömittareiden kaukuluenta on tällä hetkellä yksi keskeisimmistä mittaus toiminnan kehittämiseen liittyvistä haasteista. Luotettava ja toimiva sähkön mittaus on sähköyhtiöiden toiminnan ja kilpailukyvyn perusedellytys. Mittareiden luennan automatisointi on asia, johon kaikki eivät ole vielä tällä hetkellä valmiita investoimaan, koska totuushan on, että edelläkävijät maksavat aina laitteistaan enemmän kuin perässätulijat. Tulevaisuuden visio tekniikan kehittyessä kuitenkin on, että automaattiseen luentaan on siirryttävä joka tapauksessa jossain vaiheessa.

LÄHDELUETTELO

- (ABB 05) ABB Oy. ABB:n TTT-käsikirja. [viitattu 4.5.2005]. Saatavissa [www.abb.fi/global/fiabb/fiabb255.nsf/viewunid/C46D5509D325D21AC225695B002FB07B/\\$file/150_0007.pdf](http://www.abb.fi/global/fiabb/fiabb255.nsf/viewunid/C46D5509D325D21AC225695B002FB07B/$file/150_0007.pdf)
- (Ahola 05) Ahola, Kirsi. 2005. Kamstrup A/S. Tuote-esittely ja esittelyaineisto 6.6.2005.
- (Anon 05a) Viterra Energy Services, mittauspalvelut. [viitattu 6.4.2005]. Saatavissa www.viterra-es.fi/html_files
- (Anon 05b) Selvitys kaukoluentajärjestelmistä ja laitteista 2005. Työryhmän loppuraportti. Energiateollisuus Oy. 41 s.
- (Anon 05c) Mittaustoiminnan kehittäminen. 2005. Työryhmän loppuraportti. Energiateollisuus Oy. 35 s.
- (Anon 02) Informaatiotekniikka sähköjakelussa. 2002. TESLA teknologiaohjelma 1998-2002. Loppuraportti. TEKES teknologiaohjelmaraportti 11/2002. Helsinki. 107 s.
- (Axelsson 03) Axelsson G., Braae P. 2003 Mittausarvojen automaattinen keräys radio- ja PLC-verkon kautta. Kamstrup A/S. 12/2003. 32 s.
- (Comsel 05) Comsel System Ab. Esitemateriaali ja Internet-sivut. [viitattu 5.9.2005]. Saatavissa www.comsel.com/finnish/amr.htm
- (Datasähkö 04) Datasähkö Suomessa 2004. Liikenne- ja viestintäministeriö. Edita Publishing Oy. 56 s.
- (DLMS 05) DLMS, User Association: Frequently asked questions. [viitattu 3.5.2005]. Saatavissa <http://www.dlms.com/en/faq/index.htm>
- (Eerola 05) Eerola, Emilia. 2005. Mittareiden kaukoluenta – tekninen markkinaselvitys. Opinnäytetyö, helmikuu 2005, Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Kopijyvä Oy, Jyväskylä. 51 s.

- (Eerola 90) Eerola, Pekka. 1990. Lämpöenergian mittauksen kaukoluentamahdollisuudet. Imatran Voima Oy. Lämpölaitosyhdistys ry. Painonikkarit Oy. 95 s.
- (EMV 03a) EMV 1/2003. Järventausta, P., Partanen, J., Mäkinen, A., Nikander, A., Kivikko, K., Lassila, J., Viljainen, S., Honkapuro, S. Sähkönlaatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. Tutkimusraportti. LTY, TTY 2003. EMV:n julkaisusarja 1/2003.
- (EMV 03b) Energiamarkkinavirasto, EMV-tiedottaa 2/2003. [viitattu 26.4.2005]. Saatavissa www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Emvtiedottaa_2-2003.pdf
- (Energia uutiset 05) Energia uutiset, 5/2005. Kaukoluentajärjestelmät leviävät Pohjoismaihin – yhteisiä pelisääntöjä tarvitaan. Seppälä Anssi, Kirjavainen Marko. Adato Energia Oy, Painorauma Oy.
- (Energia uutiset 03) Energia uutiset, Teemalehti 2003. Adato Energia Oy, Painorauma Oy. ISSN 1237-6388
- (EnerMail 05) EnerMail 1/2005. Enermetin sidosryhmälehti. [viitattu 13.5.2005]. Saatavissa www.enermet.com/en/news/enermail.php
- (Enermet 05a) Enermet Oy. Internet-sivut. [viitattu 6.4.2005]. Saatavissa www.enermet.com
- (Enermet 05b) Enermet Oy. 2005. Esite- ja esittelymateriaali.
- (Farin 95) Farin, Juho, Koponen Pekka & Takala Juha. 1995. Sähkön laadun seuranta kaukolueuttavalla energiamittarilla (Laatuvahti). Valtion teknillinen tutkimuskeskus, VTT Tiedotteita 1696. VTT Offsetpaino, Espoo. 23 s + liitteet 27 s. ISBN 951-38-4851-5. ISSN 1235-0605
- (Granlund 01) Granlund K. 2001. Langaton tiedonsiirto. Porvoo: WS Bookwell

- (Gunnarsson 02) Gunnarsson, Gunnar. 2002. TCP/IP -tekniikat. Espoo, Schildts Kustannus Oy. 317 s. ISBN 951-50-0975-8
- (Honkapuro 02) Honkapuro, Samuli. 2002. Verkkoliiketoiminnan tehokkuusmittauksen ohjausvaikutuksen analysointijärjestelmä. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, Sähkötekniikan osasto.
- (Iskraemeco 05) Iskraemeco. Internet-sivut. [viitattu 29.08.2005]. Saatavissa www.iskraemeco.si
- (Jauhiainen 05) Jauhiainen, Ismo. 2005. Vantaan Energia Oy. Empower asiakaslehti 1/2005. 24 s.
- (Järvi 05) Järvi, Seppo. 2005. Empower asiakaslehti 1/2005. 24 s.
- (Kamstrup 05) Kamstrup A/S. 2005. Automaattinen mittarinluenta, järjestelmäkuvaus. 21 s.
- (Karhinen 04) Karhinen, Matti. 2004. Pienkuluttajien sähkömittauksien kaukoluenta Pohjois-Karjalan Sähkö Oy:ssä. Opinnäytetyö, kevät 2004, Pohjois-Karjalan ammattikorkeakoulu. 58 s.
- (Keltaiset Sivut 05) Suomen Keltaiset Sivut Oy. Internet-sivut. [viitattu 14.09.2005]. Saatavissa www.keltaisetsivut.fi
- (Koponen 02) Koponen, Pekka. 2002. DMS-mittaustietojen rakenteen standardoinnista. VTT Prosessit, 12/2002. Espoo: VTT. 28 s.
- (Koponen 99) Koponen, Pekka. 1999. Energian kysynnän hallinnan liitännä kuluttajan järjestelmiin toteutustekniikkojen kartoitus. TESLA-raportti nro 19/99. Espoo: VTT.
- (Lakervi 96) Lakervi, Erkki. 1996. Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu. Hakapaino Oy, Helsinki. 109 s. ISBN 951-672-220-2
- (LE 05) Lahti Energia Oy. Internet-sivut. [viitattu 10.5.2005]. Saatavissa www.lahtienergia.fi

- (LE 04) Lahti Energia Oy. Vuosikertomus 2004. SP-paino Oy, Hyvinkää, 2005. 31 s.
- (Leinonen 94) Leinonen, Pasi. Ohjaus- ja kaukoluentajärjestelmän kannattavuustarkastelu Savon Voima Oy:lle. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, Tuotantotalouden osasto, 1994. UDK:658.155
- (Markkinasähkö 05) Markkinasähkö. Turku Energia Oy. [viitattu 29.3.2005]. Saatavissa www.markkinasahko.fi
- (Neilimo 02) Neilimo, Kari, Uusi-Rauva Erkki. 2001. Johdon laskentatoimi. 4. painos. Helsinki, Edita Publishing Oy, 2002. 312 s. ISBN 951-37-3442-0
- (Paulus 01) Paulus, Jouni. Sähkölaskun kulutustietojen välittäminen Bluetooth-tekniikan avulla. Diplomityö. Tampereen teknillinen korkeakoulu, Tietotekniikan osasto, 2001.
- (Piikkilä 00) Piikkilä, R. 2000. Avoimen LON-väylätekniikan toteutuksia. Sähkötieto. 224 s.
- (Puustelli 05) Puustelli, Jari. 2005. Mittaustoimintojen kehittäminen. Seminaariesitys. Sähköenergian mittausseminaari 7.4.2005.
- (Rope 00) Rope, Timo. 2000. Suuri markkinointikirja. Helsinki, Kauppakaari. 645 s. ISBN 952-14-0230-X
- (Selikare 04) Selikare, Sanna. Sähkölaskun ymmärrettävyys. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Tuotantotalouden osasto, 2004. UDK:654.039
- (SENER 98) Vapaan sähkökaupan mittaus. 1998. Mittaus- ja tiedonsiirto-ryhmän suositus. Helsinki: SENER. [viitattu 20.4.2005]. Saatavissa <http://www.satavakka.fi/skansio/pdf/fat/30298.pdf>
- (Seppälä 05) Seppälä, Anssi. 2005. Kaukoluentajärjestelmien valinta ja kaukoluentaratkaisut 2005. Enease Oy. Sähköenergian mittausseminaari 7.4.2005.
- (SLO 04) SLO OY. Esselloo, SLO asiakaslehti 4/2004. Saatavissa <http://www.slo.fi/news/esselloo.jsp>

- (SML 03) Sähkömarkkinalaki. 2003. Laki sähkömarkkinalain muuttamisesta 444/2003. [viitattu 26.4.2005]. Saatavissa www.finlex.fi
- (Tolvanen 98) Tolvanen, Toni. Sähkömittauspäätteen tulevaisuuden toteutusvaihtoehtoja. Diplomityö. Tampereen teknillinen korkeakoulu, Tietotekniikan osasto, 1998. UDK:004.383.3
- (Tukiainen 00) Tukiainen, Tiina. 2000. Laajakaistainen tiedonsiirto pienjänniteverkoissa. TESLA-raportti nro 37/2000. Espoo: VTT. [viitattu 27.4.2005]. Saatavissa <http://www.vtt.fi/pro/tutkimus/tesla/julkaisut/rap37.pdf>
- (Vattenfall 04) Vattenfall, mediatiedote. 2004. [viitattu 18.3.2005]. Saatavissa www.vattenfall.fi
- (Wiesehan 05) Wiesehan, Ray. 2005. Superintendent of Distribution Operations. AMRA. [viitattu 24.3.2005]. Saatavissa <http://www.amra-intl.org/about/amr.htm>

HAASTATTELUT

- (Liuhala 05) Liuhala, Tapani. Asiakkuusjohtaja, Vattenfall Verkko Oy. Sähköpostihaastattelu 19.05.2005.
- (Nikkanen 05) Nikkanen, Ahti. Liiketoimintapäällikkö, Lahti Energia Oy.
- (Pakkanen 05) Pakkanen, Lasse. Tiimipäällikkö, Suomen Energia-Urakointi Oy.
- (Partanen 05) Partanen, Jarmo. Professori, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan osasto.
- (Saarhelo 05) Saarhelo, Kai. Myyntipäällikkö, Landis+Gyr Oy. Sähköpostihaastattelu 8.9.2005.
- (Tomperi 05) Tomperi, Leila. Laskutuspäällikkö, Lahti Energia Oy. Haastattelu 1.9.2005.
- (Yrttiaho 05) Yrttiaho, Eine. Energia-assistentti, Lahti Energia Oy. Haastattelu 6.4.2005.

Investointilaskelmat

Investointilaskelmat edellyttävät lähtötietoja laskentaa varten. Investoinnin edullisuuden vaikuttavat tekijät, jotka voidaan arvioida, mitata tai esittää kvantitatiivisesti ovat:

- perusinvestointi eli perushankintakustannus
- juoksevasti syntyvät tuotot
- juoksevasti syntyvät kustannukset
- laskentakorkokanta
- investointiajanjakso tai pitoaika
- investointikohteen jäännösarvo.

Edullisuusarvioinnissa on huomioitava myös sellaiset investoinnin kannalta mahdolliset tekijät, joita ei voida laskentamenetelmiin sisällyttää. Investoinnin luonteeseen kuuluu suuren kertamenon uhraaminen. Perushankintakustannus (P_{ph}) on yleensä lähimmäksi päätöksentekohetkeä ajoittuva meno, jolloin sen määrittämiseen liittyy usein vähemmän epävarmuutta kuin muihin investoinnin tuottoihin ja kustannuksiin. Perusinvestointi voidaan jakaa yleensä kahteen pääryhmään: käyttöomaisuus- ja käyttöpääomainvestointiin. (Neilimo 02)

Investoinnin tuottoja ja kustannuksia on tarkoituksenmukaista käsitellä yhdessä vuositasolla. Investoinnista saatavan vuotuisen erillistuoton ja siitä aiheutuvan vuotuisen erilliskustannuksen erotusta nimitetään vuotuiseksi nettotuotoksi (K). Nettotuoton asemasta voi syntyä vain kustannussäästöjä. Nettotuotto on investoinnista saatava käyttökate tai sen avulla saavutettava nettosäästö.

Korko tarkoittaa yleisesti korvausta rahan käyttöön saamisesta. Investoinneissa käytetään laskentakorkokantaa (i) vaihtoehtojen välisen kannattavuusvertailun tekemiseksi. Laskentakorkokantana voidaan käyttää investointiin käytettävien pääomien suhteella painotettua keskimääräiskustannusta tai sitä sopivalla lisällä korotettuna. Laskentakoron avulla saadaan eri aikoina tapahtuvat suoritukset keskenään vertailukelpoisiksi. Investoinneissa tämä on olennaista, koska tuotot ja kustannukset ajoittuvat kalenteriajassa useille eri vuosille. Raha on kiinni kohteessaan pitkään kestävä ajan.

Investointiajanjaksolla tai pitoajalla (n_{pa}) tarkoitetaan sitä taloudellista käyttöaikaa, joka on yrityksessä investointihyödykkeellä. Sen pituus riippuu sekä ulkoisista että yrityksen sisäisistä tekijöistä. Pitoaikatarkisteluissa on kannattavaa turvautua arvoihin laitteen teknistaloudellisesta iästä. Kyseessä on ajanjakso, jonka jälkeen on odotettavissa, että markkinoille tulee parempi laite, joka tekee hankitun laitteen epätaloudellisena nopeammin vanhentuneeksi.

Investointihyödykkeen jäännösarvolla (JA_n), luovutusvoitolla tai romutusarvolla tarkoitetaan myyntituloa, joka perusinvestoinnista voidaan arvioida saatavan pitoajan päättymisen jälkeen. Monissa tapauksissa jäännösarvo on nolla. Jäännösarvo voi olla myös negatiivinen johtuen siitä, että hyödykkeestä eroon pääsemisestä tai hävittämisestä syntyy kustannuksia. (Neilimo 02)

Investoinnin kannattavuustarkastelu voidaan suorittaa tekemällä kustannusvertailu vuosikustannuksilla, eli verrataan vuotuisia säästöjä ja investoinnin annuiteettia keskenään. Toinen mahdollisuus on diskontata säästöt mittareiden käyttöajalta nykyhetkeen ja verrata tätä investoinnin suuruuteen. (Partanen 05)

Annuiteettimenetelmä

Annuiteettimenetelmä on laskentamenetelmä, jossa investoinnin hankintameno jaetaan pitoaikaa vastaaville vuosille yhtä suuriksi pääomakustannuksiksi, vuosieriksi eli annuiteeteiksi. Ne muodostuvat poistoista ja käytettävän laskentakorkokannan mukaisista korkokustannuksista. Investointiin ryhtyminen on taloudellisesti edullista, mikäli vuotuiset nettotuotot tai säästöt ovat vähintään yhtä suuret tai suuremmat kuin vuotuiset pääomakustannukset eli annuiteetit. (Neilimo 02)

Annuiteettimenetelmässä perushankintakustannus jaetaan annuiteettitekijän avulla investoinnin pitoajan eri vuosille tasaeriksi. Annuiteettitekijä lasketaan yhtälöllä 1.1,

$$c_{n/i} = \frac{i(1+i)^{n_a}}{(1+i)^{n_a} - 1} \quad (1.1)$$

jossa

n_a = vuosien määrä (pitoaika)

i = laskentakorkokanta.

Investointi on kannattava, jos vuotuinen nettotuotto on suurempi kuin perushankintakustannusten annuiteetti, eli yhtälö saa positiivisen arvon. Yhtälö 1.2 on,

$$K - c_{n/i} \cdot P_{ph} > 0 \quad (1.2)$$

jossa

K = vuotuinen nettotuotto (vakio)

P_{ph} = perushankintakustannus.

Jäännösarvo diskontataan nykyhetkeen ja se vähennetään hankintahinnasta, jolloin saadaan perushankintahinta.

Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmää käytettäessä kaikki investoinnista saatavat tuotot ja aiheutuvat kustannukset diskontataan valitulla laskentakorkokannalla nykyhetkeen. Investointi on kannattava, jos tuloksena saatu nykyarvojen summa on positiivinen. Tällöin investoinnista syntyvien nettotuottojen nykyarvo, mukaan luettuna mahdollinen jäännösarvo, on suurempi kuin investoinnin perushankinnasta johtuvat kustannukset. Jos laskentakorkokantaa ei käytettäisi, olisi investointi kannattava, mikäli nettotuottojen summa olisi vähintään perushankintakustannusten suuruinen. Tällöin yritykselle ei kertyisi mitään tuottoa sijoittamalle pääomalle. (Neilimo 02)

Suppenevan geometrisen sarjan summakaavaa hyväksi käyttäen johdettu jälkepäin suoritettujen jaksollisten maksujen nykyarvon yhtälö 1.3 on seuraava:

$$a_{n/i} = \frac{(1+i)^{n_a} - 1}{i(1+i)^{n_a}} \quad (1.3)$$

jossa

n_a = vuosien määrä (pitoaika)

i = laskentakorkokanta.

Nettotuottojen tai -säästöjen nykyarvo on:

$$V_0 = K_{k1} \cdot a_{n/i} \quad (1.4)$$

jossa

K_{k1} = ensimmäisen vuoden nettotuotto.

Diskonttaustekijälle saadaan yhtälö 1.5.

$$v_{n/i} = \frac{1}{(1+i)^{n_a}} \quad (1.5)$$

Investointi on kannattava, jos siitä kertyvien nettotuottojen ja jäännösarvon nykyarvo on suurempi kuin perushankintakustannus (yhtälö 1.6).

$$V_0 + v_{n/i} \cdot JA_n > P_{ph} \quad (1.6)$$