Jaakko Westerlund

Sähkönkulutuksen ennustaminen ja sen vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin

Sähkötekniikan korkeakoulu

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 9.2.2013.

Työn valvoja:

Prof. Matti Lehtonen

Työn ohjaaja:

DI Juha Rantanen

Aalto-yliopisto
Sähkötekniikan korkeakoulu

AALTO-YLIOPISTO
SÄHKÖTEKNIIKAN KORKEAKOULU

DIPLOMITYÖN
TIIVISTELMÄ

Tekijä: Jaakko Westerlund

Työn nimi: Sähkönkulutuksen ennustaminen ja sen vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin

Päivämäärä: 9.2.2013 Kieli: Suomi Sivumäärä: 11+94

Sähkötekniikan laitos

Professuuri: Sähköverkot ja suurjännitetekniikka Koodi: S-18

Valvoja: Prof. Matti Lehtonen

Ohjaaja: DI Juha Rantanen

Lyhyen tähtäimen sähkönkulutuksen ennustaminen on tärkeä osa sähkönmyyjän toimintaa. Markkinasääntöjen tarkoituksena on ohjata myyjiä kohti kulutustaseensa tarkkaa tasapainotusta, jolloin tarkka ennustaminen palkitsee taloudellisesti. Taloudellinen hyöty näkyy sähkön hankintakustannuksissa, joihin ennustaminen kytkeytyy kulutustaseen käsittelyn kautta.

Tässä työssä on esitelty sähkönkulutukseen ja kulutuksen ennustamiseen vaikuttavia tekijöitä sekä esitetty toistuvan ennustamisprosessin kulku. Tutkimalla ennustetarkkuuden vaikutuksia sähkön hankintakustannuksiin on määritetty ennustevirheen taloudellinen merkitys tasevastaavana toimivan myyjän kannalta. Lisäksi työssä on osoitettu, että sähkönkulutuksen satunnaisesta luonteesta johtuen hankintakustannuksissa esiintyy satunnaisuutta, joka muodostaa sähkönmyyjälle kustannusriskin.

Älykkään sähköverkon mahdollistamat uudet verkon käyttötavat luovat kulutuksen ennustamiselle uusia haasteita. Nykytilanteen ohella työssä on tutkittu aihepiirin tulevaisuuden näkymiä. Erityisesti kulutuksen kysyntäjoustoa on arvioitu ennustamisen kannalta, mitä ei aikaisemmassa tutkimuksessa ole huomioitu. Kysyntäjoustoa koskevassa osiossa havainnollistetaan, että kysyntäjousto voi lisätä tasevastaavan sähkönhankinnan kustannusriskiä.

Avainsanat: Sähkönkulutus, ennustaminen, tasevastaava, kulutustase, hankintakustannukset, älykäs sähköverkko

AALTO UNIVERSITY
SCHOOL OF ELECTRICAL ENGINEERING

ABSTRACT OF THE
MASTER'S THESIS

Author: Jaakko Westerlund

Title: Load Forecasting and It's Effects on Retailer's Electricity Purchasing Costs

Date: 9.2.2013 Language: Finnish Number of pages: 11+94

Department of Electrical Engineering

Professorship: Electrical Networks and High Voltage Engineering Code: S-18

Supervisor: Prof. Matti Lehtonen

Instructor: M. Sc. (Tech.) Juha Rantanen

Short-term load forecasting is an important part of the operation of an electricity retailer. The purpose of the market rules is to guide the retailers towards accurate balancing of their consumption balance in which case accurate forecasting is economically rewarding. The economical benefit can be seen in the purchasing costs of electricity to which forecasting is connected through the handling of the consumption balance.

This paper presents factors affecting electricity consumption and load forecasting. The paper also describes the mechanics of a repetitive forecasting process. The economical meaning of the forecasting error for the retailer is calculated by researching the effects of forecasting accuracy in the purchasing costs of electricity. It has been also shown that the determination of purchasing costs include randomness because of the random behaviour of electricity consumption. This constitutes a cost risk for the retailer.

Made possible by the development of smart grids, new ways of using the electrical grid create new challenges for load forecasting. Along with the present situation this paper outlines possible future developments. Especially the interaction between demand-side price elasticity and load forecasting is evaluated - something which has not been done by the previous research. This part of the paper demonstrates that demand-side price elasticity can increase the retailer's cost risk.

Keywords: Electricity, consumption, short-term load forecasting, balance, purchasing costs, smart grid

Alkusanat

Tämä diplomityö on tehty Helsingin Energian Sähkömarkkinat-liiketoiminnossa. Työn valvojana toimi professori Matti Lehtonen, jota kiitän hyvästä yhteistyöstä ja verkkonäkökulman esittämisestä aiheeseen.

Kiitokset kuuluvat myös työni ohjaajalle DI Juha Rantaselle hyvien työskentely-edellytyksien tarjoamisesta ja asiantuntevista näkökannoista. Erityiskiitoksen ansaitsee DI Maija Ruska työkiireidensä keskellä tekemästään tekstini läpikäymisestä ja lukuisista hyvistä parannusehdotuksista. Lisäksi haluan esittää kiitokseni kaikille niille Sähkömarkkinoissa ja HelenSalkunhallinnassa työskenteleville ihmisille, jotka ovat opastaneet ja auttaneet minua sekä vastailleet kysymyksiini.

Akateemisen aherruksen palkinnon realisoitumisen hetkellä kiitän ennen kaikkea vanhempiani Anna-Liisaa ja Teroa sekä ystäviäni koko oppitaipaleeni ajan saamastani kannustuksesta. Suurin kiitos kuuluu veljelleni Antille, jonka tukea ilman en varmaankaan olisi jaksanut opiskella tähän pisteeseen asti.

Helsingissä 9. helmikuuta 2013

Jaakko Westerlund

Sisällysluettelo

TIIVISTELMÄ ii
ABSTRACT iii
ALKUSANAT iv
SISÄLLYSLUETTELO v
SYMBOLIT JA LYHENTEET ix
Symbolit ix
Operaattorit x
Lyhenteet x
1 JOHDANTO 1
1.1 Markkinaosapuolet ja tasehallinta 1
1.2 Suunnittelu ja ennustaminen lyhyellä aikavälillä 3
1.3 Sähkönkulutukseen vaikuttavat tekijät 4
1.4 Ennustevirhe 5
1.5 Muut ennustamisprosessiin vaikuttavat tekijät 6
1.6 Työn tarkoitus ja sisältö 7
2 SÄHKÖNKULUTUKSEN LYHYEN TÄHTÄIMEN ENNUSTAMINEN 9
2.1 Ennustamisen tarkoitus 9
2.2 Sähkön kulutuksen ennustamisen historiaa 10
2.3 Tilastolliset ennustamismallit 10
2.4 Lyhyen tähtäimen ennustamismallit 12
2.5 Ennustamismallien keskinäiset suhteet ja tulevaisuuden kehitys 14
2.6 Ennustevirhe 17
2.6.1 Ennustevirheen käsite ja tunnusluvut 17
2.6.2 Ennustevirheen suuruus kulutusennusteissa 18

2.7 Ennustamisprosessi 20
2.7.1 Tietokanta 21
2.7.2 Ennustamisjärjestelmä 22
2.7.3 Lähtötiedot 23
2.7.4 Yleistä ennustamisprosessista 24
2.8 Sähkön hinnan ennustamisen merkitys 25
2.9 Sähkön hintaan vaikuttavat tekijät 26
3 KULUTUSTASE 30
3.1 Tasehallinta 30
3.2 Kulutustaseen rakenne 31
3.3 Tasesähkön hinta 32
3.4 Hinnat taseen tasapainottamisen kannustimena 34
3.5 Ennustamisen vaikutus kulutustaseen hallinnassa 35
3.6 Tyyppikuormituskäyrien käyttö kulutuksen ennustamisessa 37
4 MYYJÄN TOIMINNAN VAIKUTUKSET KULUTUSTASEESEEN 41
4.1 Keinot taseen tasapainottamiseen 41
4.2 Tasevastaavan jälkimarkkinatoimenpiteet 42
4.2.1 Elbas-kauppa 42
4.2.2 Säätösähkömarkkinat 43
4.2.3 Tasevastaavan oma säätökapasiteetti 45
4.2.4 Tasesähkömarkkinat 47
5 KYSYNTÄJOUSTO 48
5.1 Kysyntäjouston määritelmä 48
5.2 Kysyntäjousto sähkömarkkinoilla 49
5.3 Kysyntäjoustavat asiakasryhmät 50
5.4 Kysyntäjouston potentiaali Suomessa 52

5.5 Kysyntäjousto ja sopimuskäytännöt 53
5.6 Aggregointi 53
5.7 Etäluettavat tuntimittarit 54
5.8 Kysyntäjouston markkinavaikutuksia 55
6 PIENTUOTANTO 58
6.1 Uusiutuvan energiantuotannon syöttötariffi 59
6.2 Pientuotanto ja sähkömarkkinat 60
7 MYYJÄN ENNUSTEVIRHEEN TALOUDELLINEN MERKITYS 62
7.1 Helsingin Energian Sähkömarkkinat-liiketoiminto 62
7.2 Fyysinen sähkön hankinta Helsingin Energian Sähkömarkkinat-liiketoiminnossa 62
7.3 Taseraportointi 63
7.4 Sähkön hankintakustannusten laskeminen 63
7.5 Ennustevirheen stokastisuuden vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin 64
7.6 Ennustevirheen suuruuden vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin 67
7.7 Laskentojen realistisuuden arviointi 69
8 KYSYNTÄJOUSTON MERKITYS ENNUSTAMIS- JA HANKINTAPROSESSISSA 71
8.1 Kysyntäjouston ennustettavuuden merkitys 71
8.2 Kysyntäjouston kustannusvaikutusten arviointi 73
8.3 Esimerkki kysyntäjouston ja hankintakustannusten keskinäisestä vaikuttamisesta 74
9 TULEVAISUUDEN HAASTEET 77
9.1 Tasesähkökaupan kustannukset 77
9.2 Markkinahintojen volatiliteetti 78

9.3 NBS-projekti 81
9.4 Lainsäädännön vaikutus 82
9.5 Smart grid –teknologiat ja ennustaminen 82
10 YHTEENVETO 85
10.1 Lähtökohta ja tavoitteet 85
10.2 Tulokset 86
10.3 Johtopäätökset 88
Lähteet 90

Symbolit ja lyhenteet

Symbolit

c	järjestelmävastaavan veloittama maksu toteutuneesta kulutuksesta
C	sähkön hankinnan kokonaiskustannukset
C_s	spot-sähkön hankintakustannukset
C_b	kulutustasesähkökaupan kustannukset
e	Neperin luku
F_w	kuorman sääriippuvainen osa tuloon perustuvassa kulutusmallissa
F_s	kuorman erikoistapahtumasta riippuvainen osa tuloon perustuvassa kulutusmallissa
F_r	kuorman satunnaistermi tuloon perustuvassa kulutusmallissa
k	positiivinen vakio
L	kokonaiskulutus
L_n	standardoitu kuormitus tarkasteltavana olevan tyyppiselle päivälle
L_s	kuorman erikoistapahtumasta riippuvainen osa summaan perustuvassa kulutusmallissa
L_w	kuorman sääriippuvainen osa summaan perustuvassa kulutusmallissa
L_r	kuorman satunnaistermi summaan perustuvassa kulutusmallissa
Lb_w	kuormituksen odotusarvo normaalisäätilassa
MB	marginaalihyöty
MC	marginaalikustannus
N, n	havaintojen lukumäärä
p	sähkön hinta
P	sähköteho
P_r	todennäköisyys
s	spot-hankinnan määrä
s_f	ennustettu spot-hankinnan määrä
p_b	kulutustasesähkön hinta
p_v	kulutustaseen tasepoikkeamasta maksettava volyymimaksu

t	aika tunnin tarkkuudella
$\bar{x}$	havaintojen keskiarvo
x_i	havaintoarvo
y_t	kulutuksen toteutunut arvo tunnilla t
$\hat{y}_t$	kulutuksen ennustettu arvo tunnilla t
α	komplementin todennäköisyys
ε	kysyntäjousto
σ	keskihajonta
θ	satunnaismuuttuja
$\widehat{\Theta}_L$	satunnaismuuttujan alaraja
$\widehat{\Theta}_U$	satunnaismuuttujan yläraja

Operaattorit

$\frac{dL_w(t)}{dt}$	muuttujan L_w derivaatta ajan suhteen
$\int_0^t f\,(t)\,dt$	muuttujan $f(t)$ integraali ajan suhteen välin $[0, t]$ yli
$\sum_1^N$	summa välin $[1, N]$ yli
Δ	muutosta kuvaava operaattori

Lyhenteet

AMR	Automatic Meter Reading, automaattinen mittarinluenta
ARMA	Auto Regressive Moving Average, autoregressiivinen liukuva keskiarvo
ARIMAX	Auto Regressive Integrated Moving Average with Exogeneous Input, integroitu autoregressiivinen liukuva keskiarvo, johon on lisätty ulkoinen selittävä tekijä
CHP	Combined Heat and Power, lämmön ja sähkön yhteistuotanto
EDIFACT	Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport, kansainvälisesti standardoitu tiedon esitystapa

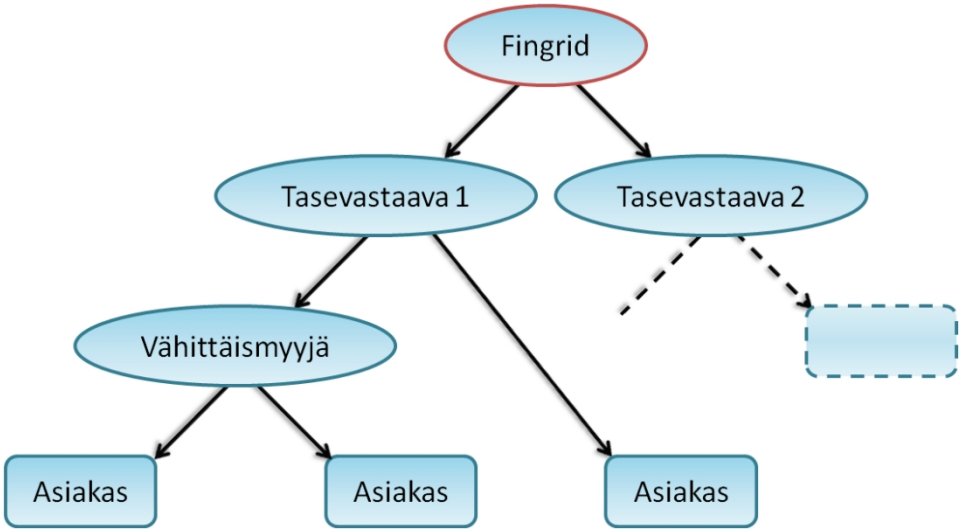
EDIEL	Electronic Data Interchange for the Electricity Industry, kansainvälisesti standardoitu tiedon esitystapa sähkö- ja kaasualan tiedonvaihtoon
EU	Euroopan Unioni
KTM	Kauppa- ja teollisuusministeriö
MAE	Mean Absolute Error, virheiden itseisarvojen keskiarvo
MAPE	Mean Absolute Percentage Error, suhteellinen keskimääräinen virhe
NBS	Nordic Balance Settlement, pohjoismaisen tasejärjestelmän yhtenäistämiseen tähtäävä projekti
SARIMAX	Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average with Exogeneous Input, integroitu autoregressiivinen liukuva keskiarvo, johon on lisätty ulkoiseksi selittäväksi tekijäksi kausivaihtelu
SML	sähkömarkkinalaki
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö

1 Johdanto

1.1 Markkinaosapuolet ja tasehallinta

Sähkömarkkinoilla toimii useita eri osapuolia. Samalla kun markkinoiden osapuolet pyrkivät toimimaan taloudellisesti parhaalla tavalla, ovat ne myös vastuussa markkinoiden ja alustana toimivan sähkövoimajärjestelmän tarkoituksenmukaisesta käytöstä. Markkinoiden toimintaa ohjaamaan on säädetty sähkömarkkinalaki (SML 386/1995), sillä vaikka sähkömarkkinat ovat vapaat, on niitä säädeltävä teknistaloudellisen toiminnan turvaamiseksi. Järjestelmän tekninen toimiminen edellyttää tehotasapainoa tuotetun ja kulutetun tehon välillä. Markkinamekanismin tehtävänä on tukea tämän periaatteen toteutumista. Tuotannon ja kulutuksen tasapainottamista kutsutaan tasehallinnaksi ja se on keskeinen käsite sähkömarkkinoilla.

Tasehallinta Suomessa perustuu avointen toimitusten ketjulle, jossa hierarkiassa alimpana ovat kuluttajat ja ylimpänä tasesähköyksikkö. Alemman hierarkiatason toimijalle on aina määritelty yhtä tasoa ylempänä avoin toimittaja, joka tasapainottaa alemman tason toimijan sähkön hankinnan. Suomen avointen toimitusten ketju on esitetty kuvassa 1.1.

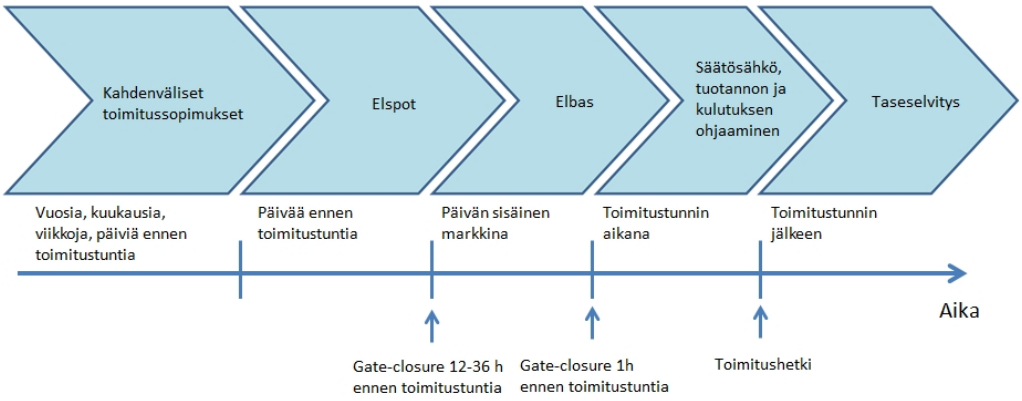


Kuva 1.1 *Avointen toimitusten ketju Suomessa.*

Myyjä voi joko tuottaa itse myymänsä sähkön tai hankkia sen sähkömarkkinoilta asiakastoimitusta varten. Pohjoismaissa sähkö hankitaan ensisijaisesti Nord Pool Spot -pörssin Elspot- ja Elbas-markkinoilta (Nord Pool Spot 2012a). Elspot toimii day-ahead–markkinana ja sen kaupankäynnin sulkeutumishetki, eli gate-closure-hetki on 12 - 36 tuntia ennen toimitustuntia. Elbas-markkina on päivänsisäinen eli niin sanottu intra-day–markkina. Sen gate-closure-hetki on tunti ennen toimitusta. Kaikki Elspot- ja Elbas-markkinoilla tehdyt kaupat ovat sitovia.

Vuonna 2011 Elspot-kauppaa käytiin energiamäärällä 294,4 TWh. Kokonaiskulutuksesta tämä vastasi 73 % osuutta (Nord Pool Spot 2012b). Elbas-kaupan suuruus oli puolestaan 2,7 TWh. Sähkön hankinnan vaihtoehto Nord Pool Spot –pörssin tuotteiden lisäksi on kahdenvälinen sopimus sähkön toimituksesta. Fyysisen sähkön hankinnan jälkeen tasehallintaa voidaan tehdä ohjaamalla omaa tuotantoa ja kulutusta tai käyttötunnilla käymällä tasesähköyksikön ylläpitämää säätösähkökauppaa. Edellytys säätösähkökauppaan osallistumiselle on järjestelmävastaavan kanssa solmittu sopimus.

Toimitustunnin jälkeen ei säätötoimenpiteitä luonnollisesti voida enää tehdä, ja prosessi etenee taseselvitysvaiheeseen. Järjestelmävastaava tekee taseselvityksen, jonka tuloksena selviävät lopullisesti tasevastaavien käyttötuntikohtaiset taseet. Tämän perusteella tasevastaava ja järjestelmävastaava käyvät tasesähkökauppaa. Riippuen käyttötunnin aikana tehtyjen säätöjen suunnasta järjestelmävastaava joko laskuttaa tai hyvittää tasevastaavaa. Käytännössä tasesähkökauppaa joudutaan joka tapauksessa tekemään aina jonkin verran, mutta määrään voidaan vaikuttaa lyhyellä tähtäimellä tapahtuvan suunnittelun avulla. Suunnittelu myös kannattaa, sillä tasehallintajärjestelmä on rakennettu taloudellisesti ohjaamaan kohti taseen mahdollisimman tarkkaa tasapainotusta (Laine 2011). Myös sähkömarkkinalaki velvoittaa osapuolia pyrkimään tarkkaan tasehallintaan jokaisella käyttötunnilla (SML 386/1995). Kuva 1.2 kuvaa kokonaisuudessaan esiteltyjen markkinapaikkojen, ohjaustoimenpiteiden ja taseselvityksen ajallista suhtautumista toisiinsa.



Kuva 1.2 *Sähkönmyyjän hankinnan markkinapaikat, ohjausmahdollisuudet ja taseselvitys aikajanalla esitettynä. Kuva perustuu lähteeseen (Ruska & Similä 2011).*

1.2 Suunnittelu ja ennustaminen lyhyellä aikavälillä

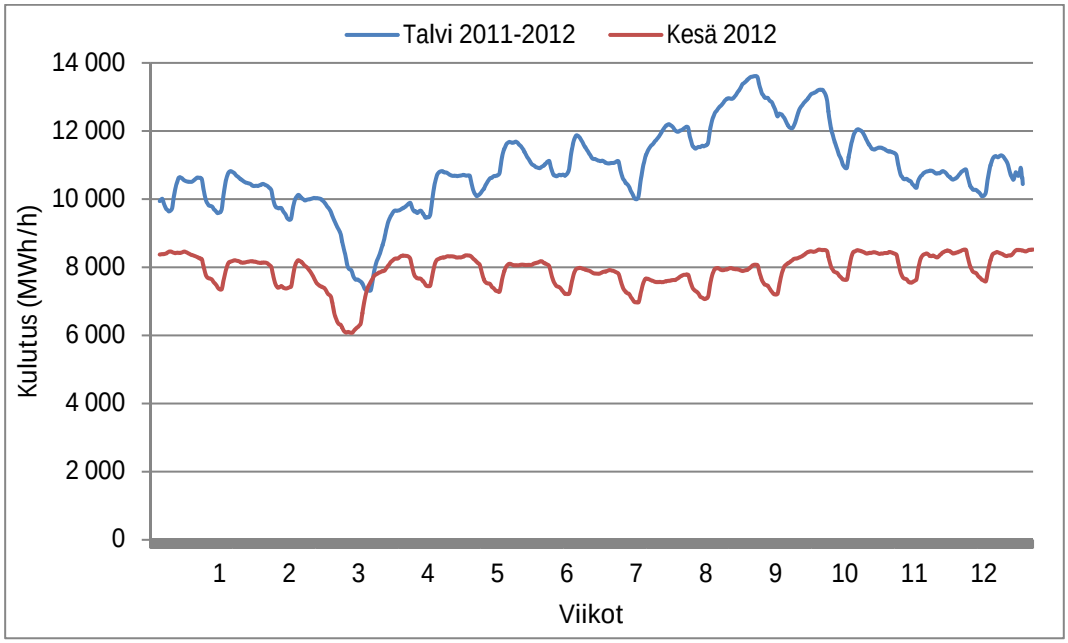
Lyhyen aikavälin hankinnan suunnittelun aikahaarukka on tunnin ja viikon välillä. Tämän aikavälin hyvällä suunnittelulla voidaan alentaa hankitun sähkön kustannuksia, jos suunnittelu perustuu hyvään pohjatietoon. Sähkön hankintakustannukset riippuvat kulutusennusteen tarkkuudesta, sähkön hinnoista kuvan 1.2. mukaisilla markkinapaikoilla sekä siitä, missä suhteessa tarvittava sähkö näiltä markkinapaikoilta ostetaan.

Lyhyen aikavälin kulutusennusteella on suora vaikutus hankittavan sähkön kustannuksiin. Tarkempi ennuste mahdollistaa markkinoiden tehokkaamman käytön sähkön hankinnassa. Tämä tarkoittaa sitä, että mahdollisimman suuri osa hankittavasta sähköstä ostetaan Elspot- ja Elbas-markkinoilta, jolloin voidaan mahdollisesti vähentää säätö- ja tasesähkön käyttöä. Tämä on tavoiteltavaa, koska useimmiten säätö- ja tasesähkön hinta on Nord Poolista hankittavaa sähkön hintaa korkeampi. Ennustetoiminnan motiivina on siis osaltaan auttaa maksimoimaan liiketoiminnasta saatua tuottoa minimoimalla muuttuvia hankintakustannuksia. Ennustettavuuden ja sähkön hankinnan välisen riippuvuuden hyvän hallinnan voidaan katsoa olevan myyjän liiketoiminnalle merkittävä menestystekijä.

1.3 Sähkönkulutukseen vaikuttavat tekijät

Sähkönkulutukseen vaikuttavia tekijöitä ovat kausivaihtelu, säätila, kuormien ohjaukset, sähkön hinta, sosiaaliset tekijät ja satunnaiset tekijät. Satunnaistekijät eivät ole määritelmällisesti ennustettavissa. Siksi ennustamisessa hyödynnetään useimmiten kausivaihtelua, säätilaa, sosiaalisia tekijöitä ja nykyään myös sähkön hintaa. Sosiaaliset tekijät määräytyvät ihmisten päätösten perusteella ja otannan suurentuessa niissä on havaittavissa tilastollista säännönmukaisuutta. Nämä säännönmukaisuudet soveltuvat ennusteen perustaksi. Kausivaihtelu ja sää vaikuttavat voimakkaasti kulutuspäätöksiin, joten ne huomioimalla ennustetta saadaan edelleen tarkennettua.

Kausivaihtelulla tarkoitetaan kulutuksen ajallista vaihtelua. Vaihtelua esiintyy eripituisilla aikajaksoilla. Ennusteissa huomioidaan tavallisesti vaihtelu vuorokaudenaikojen, viikonpäivien ja vuodenaikojen välillä. Kuvassa 1.3 on havainnollistettu vuodenajan kausivaihtelua esittämällä Suomen kantaverkon kuorman päiväkeskiarvot kesällä ja talvella. Kuvasta näkyy selvästi kulutuksen vuodenaikariippuvainen vaihtelu. Kesällä kulutus pysyy lähellä arvoa 8 000 MWh/h, kun talvella kulutus vaihtelee enemmän. Talven minimikulutus on alle 8 000 MWh/h ja maksimi hieman alle 14 000 MWh/h. Kesän kulutus vaikuttaa säännönmukaisemmalta.



Kuva 1.3 *Suomen kantaverkon kuorman päiväkeskiarvot kesällä 2012 ja talvella 2011 - 2012 (Fingrid 2012a).*

Sähkön hinnan vaikutus kulutukseen riippuu kysynnän kyvystä ja halusta joustaa hinnan mukaisesti. Aiemmin kysyntä on ollut liki joustamatonta, jolloin hinnan merkitys ennusteprosessissa on ollut vähäinen. Kehitys markkinoilla ja tekniikassa on nostanut hinnan painoarvoa. Etäluettavat tuntimittarit ovat mahdollistaneet tuntikohtaisen kulutusdatan saamisen ja tunnittaiseen pörssihintaan perustuvat myyntituotteet ovat yleistyneet. Keinot ja motivaatio kysyntäjoustoon ovat siten syntyneet ja kiinnostus lisääntyy kaiken aikaa. Tämän takia myös hinnan ennustamisen merkitys kulutusennusteen osatekijänä on kasvanut.

1.4 Ennustevirhe

Ennusteiden hyvyyttä on pystyttävä jatkuvasti arvioimaan. Luonteva tapa tehdä tämä on määrittää ennustevirhe, sillä se kertoo poikkeaman toteutuman ja ennusteen välillä. Ennustevirheen avulla voidaan paitsi arvioida ennusteen hyvyyttä, niin myös ennusteen epätarkkuudesta aiheutuvia kustannuksia. Epätarkkuus kulutusennusteessa johtaa siihen, että sähkökauppaa on käytävä toimitustunnin läheisyydessä tai sen aikana pyrittäessä tasapainottamaan kulutustasetta. Tällöin sähkökaupan kustannukset ovat keskimäärin korkeammat kuin silloin, kun tarvittava

sähkö on onnistuttu hankkimaan tarkemmin aiempien vaiheiden kaupankäyntipaikoilta.

1.5 Muut ennustamisprosessiin vaikuttavat tekijät

Asiakkaiden kanssa solmittujen myyntisopimusten alut ja loput ovat ennustamisprosessin kannalta hyvin pulmallisia, sillä ne aiheuttavat kulutuskäyriin epäjatkuvuuskohtia. Erityisen ongelmallisia ovat kuukauden vaihtumiset, koska sopimustilanteiden muutokset tyypillisesti ajoitetaan tähän ajankohtaan. Suuret ennustevirheet sijoittuvatkin usein juuri kuukauden vaihteisiin. Epäjatkuvuuskohtien hallitsemiseksi ennustaminen edellyttää jatkuvaa inhimillistä valvontaa ja tästä syystä prosessia ei voida täysin automatisoida.

Sopimusten alkamisten ja loppumisten lisäksi muita ennustamiseen ja kulutustaseeseen keskeisesti vaikuttavia tekijöitä ovat markkinaosapuolien tekemät toimenpiteet. Vaikuttaa voi sekä myyjä että asiakas. Käytännössä myyjä ostaa tietyn määrän sähköä Elspot-markkinoilta ja tasapainottaa kulutustasettaan jälkimarkkinatoimenpiteillä käyttötunnin lähestyessä. Tässä työssä jälkimarkkinatoimenpiteillä tarkoitetaan Elbas-kauppaa ja säätösähkökauppaa. Näiden lisäksi mahdollisia myyjän toimenpiteitä voivat olla tuotannon ja kulutuksen ohjaukset käyttötunnin aikana. Asiakas vaikuttaa taseeseen nykyään lähinnä omien kulutustottumustensa sekä kysyntäjouston kautta.

Tulevaisuudessa on odotettavissa, että älykkään sähköverkon, eli niin sanotun smart gridin, kehittyminen luo ennustamiseen uudenlaisia huomioon otettavia tekijöitä. Esimerkiksi jo lähitulevaisuudessa pienimuotoisen tuotannon määrä verkossa kasvaa. Sähkönkäyttäjä, jolla on pientuotantoa, voi tilanteesta riippuen myös syöttää sähköä verkkoon. Tilanne on ennusteiden kannalta täysin uudentyyppinen. Se, millaiseksi pientuotannon kaltaisten uusien teknologioiden suosio osoittautuu, määrittää niiden merkityksen ennustamisessa.

1.6 Työn tarkoitus ja sisältö

Työn tarkoituksena on muodostaa kokonaiskuva käsiteltävistä asioista ja arvioida niiden merkityksiä sähkönmyyjän sähkön hankinnan kannalta. Rakenteellisesti työssä lyhyen tähtäimen ennustaminen, kulutustase, myyjän kulutustaseeseen vaikuttaminen ja asiakkaan kysyntäjouston vaikutus esitellään luvuissa 2-6.

Ennustevirheen taloudellisia vaikutuksia tasevastaavan sähkön hankinnassa arvioidaan luvussa 7. Luvussa on esitelty tasevastaavan sähkön hankintaa ja tarkasteltu kvantitatiivisesti laskelmien avulla miten ennusteprosessi siihen vaikuttaa. Oleellista on huomata, että hankintakustannusten muodostumisessa on satunnaisuutta, koska sähkönkulutus ja sitä kautta ennustevirhe sisältävät satunnaisuutta. Siksi luvussa on ennustevirheen sähkön hankinnassa aiheuttamien kustannusten suuruuden lisäksi arvioitu ennustevirheen kustannusten vaihteluille aiheuttamaa riskiä.

Luku 8 käsittelee kysyntäjouston merkitystä kulutuksen ennustamisessa. Kysyntäjouston yleistymistä on ajateltu yleisesti hyödyllisenä asiana markkinoiden kannalta, mutta ennustamisen näkökulmasta näin ei välttämättä ole. Luvussa havainnollistetaan esimerkin kautta kysyntäjouston ennustettavuuden merkitystä sähkönmyyjälle. Esimerkki antaa käsityksen vaikuttavista asioista ja mahdollisista kustannusvaikutuksista.

Luvussa 9 on hahmoteltu aihepiiriin liittyviä tulevaisuuden haasteita. Toimialalla tapahtunee lähitulevaisuudessa monia muutoksia, joita tulisi kyetä hallitsemaan menestyksekkään liiketoiminnan varmistamiseksi. Muun muassa älykäs sähköverkko, sääolosuhteista riippuvan tuotannon yleistyminen, sähkön hintakehitys sekä muutokset lainsäädännössä tekevät toimintakentästä haasteellisen. Työn tulosten yhteenveto ja johtopäätökset on esitetty luvussa 10.

Tässä työssä järjestelmävastaavasta puhuttaessa tarkoitetaan yleisesti sähköjärjestelmän toiminnasta vastuussa olevaa tahoa. Silloin, kun puhutaan Fingridistä, kes-

kitytään käsittelemään tilannetta vain Suomen järjestelmävastaavan, Fingrid Oyj:n kannalta. Sähkön myyjiä käsiteltäessä tekstissä ilmaistaan aina tarkoitetaanko myyjää vai tasevastaavaa. Myyjän käsite sisältää kaikki avointen toimitusten ketjussa tasesähköyksikön alapuolella toimivat myyjät, myös tasevastaavan. Kysyntäjoustoa ajatellaan vapaana resurssina, jonka hallinnasta voidaan sopia myyjän ja asiakkaan kesken. Siksi termi kysyntäjousto kattaa myös myyjän suorittaman kuormanohjauksen.

2 Sähkönkulutuksen lyhyen tähtäimen ennustaminen

2.1 Ennustamisen tarkoitus

Sähköverkon tehtävä on yhdistää toisiinsa tuotanto ja kulutus. Koska sähkön varastointi ei suuressa mittakaavassa ole taloudellisesti järkevää, on tuotannon ja kulutuksen oltava koko ajan tasapainossa. Yleisenä periaatteena on toteuttaa toiminta mahdollisimman luotettavasti ja taloudellisesti (Elovaara & Laiho 1988). Sähkömarkkinoiden toiminnan tulisi omalta osaltaan tukea tätä periaatetta. Tällöin markkinoiden tulisi ohjata käyttämään järjestelmää siten, että toimijat pyrkivät tasapainottamaan taseensa. Sähkömarkkinoilla käytännön seuraus tästä on se, että sähkökaupan kustannusten pitäisi olla sitä korkeammat, mitä lähempänä ollaan fyysistä toimitushetkeä. Sähkömarkkinalaki (SML 386/1995) ja järjestelmävastaavan tasevastaavan kanssa solmima tasepalvelusopimus pyrkivät ohjaamaan markkinoita toimimaan tällä tavalla (Fingrid 2012b).

Sähkömarkkinoilla toimivan myyntiyhtiön lyhyen tähtäimen suunnittelun (Pyykkönen 1999) tavoitteena on tuoton maksimointi yhtiön toiminnalleen hyväksymän riskitason mukaisesti. Suunnittelussa keskeisiä apuvälineitä ovat kulutusennusteet. Kulutusta on ennustettava ennen kaikkea sen takia, että myyjä kykenisi hankkimaan asiakkailleen heidän kuluttamansa määrän sähköä mahdollisimman taloudellisesti. Puutteet lyhyen aikavälin kulutuksen ennustamisessa voivat altistaa myyntiyhtiön suurillekin riskeille. Riskit ovat suoraa seurausta epävarmuudesta, joka liittyy kulutuksen ja hintojen vaihteluihin sähkömarkkinoilla. Ennustamisen tarkoituksena on minimoida kulutuksen epävarmuuteen liittyviä riskejä ja pyrkiä sitä kautta maksimoimaan tulosta.

2.2 Sähkön kulutuksen ennustamisen historiaa

Kulutuksen ennustamista koskeva merkittävä tutkimus on alkanut 1900-luvun puolivälin jälkeen. Aluksi kiinnostuksen kohteena oli sähkönkäytön ymmärtäminen pintapuolista syvemmällä tasolla. Tästä seuranneena ensimmäiset kulutusta esittävät mallit olivat tilastollisia. Aikasarjoihin perustuvat mallit yleistyivät Boxin ja Jenkinsin julkaistua vuonna 1970 aikasarjaperusteista ennustamista koskevan alan perusteoksen (Box & Jenkins 1970). Tämän jälkeen on kehitetty lukuisia erilaisia ennustamismenetelmiä. Kehitys on ollut huomattavaa ja merkittävin syy tähän lienee ollut mallien prosessointiin käytettävän laskentakapasiteetin kehittyminen (Gillberg 2004).

2.3 Tilastolliset ennustamismallit

Tilastollisten menetelmien matemaattinen malli kuvaa useimmiten kuormaa erilaisten muuttujien funktiona. Tavallisesti muuttujina käytetään aikaa, säätä ja kuluttajaryhmää. Mallit voidaan jakaa summa- ja tuloperusteisiin malleihin. Esimerkiksi Chen, Canizares ja Singh (Chen et al. 2001) esittävät summaan perustuvan päiväkulutuksen mallin seuraavasti

$$L = L_n + L_w + L_s + L_r \tag{1}$$

missä L on kokonaiskulutus. L_n kuvaa standardoitua kuormitusta käsiteltävänä olevan tyyppiselle päivälle. Lyhyemmin sitä voidaan kutsua sosiaaliseksi komponentiksi (Törenvik 2011), joka voi muuttua asiakasryhmäkohtaisesti. L_w on kuorman sääriippuvainen osa. L_s on erikoistapahtumaa kuvaava osa kuormaa, joka poikkeuttaa normaalin päivän kulutusta huomattavasti. L_r on satunnaistermi.

Sosiaalisen komponentin L_n käsite nojautuu oletukseen, jonka mukaan vuoden jokainen päivä voidaan luokitella odotettujen tapahtumien ja ihmisten sosiaalisen käyttäytymisen perusteella. Yksinkertaisinta on erotella päivät työpäiviksi ja va-

paapäiviksi. Yhden asteen monimutkaisempi jaottelu on jakaa päivät arki-, aatto- ja pyhäpäiviksi, mikä on Suomessa yleisesti käytössä oleva malli.

Sääriippuvaisen komponentin L_w perusoletuksena on differentiaaliyhtälö

$$\frac{dL_w(t)}{dt} = k * (Lb_w(t) - L_w(t)) \quad (2)$$

missä t on aika tunnin tarkkuudella, k on positiivinen vakio ja $Lb_w(t)$ on kuormituksen odotusarvo normaalisäätilassa. Differentiaaliyhtälö kuvaa muutosta, jonka mukaan sään muuttuessa kuorma alkaa hiljalleen muuttua kohti tasoitetun kuorman tasoa. Kerroin k määrää muutosnopeuden. Yhtälön (2) ratkaisu on muotoa

$$L_w(t) = e^{-kt}[L_w(0) - Lb_w(0) + k\int_0^t (Lb_w(t) * e^{kt})dt] \quad (3)$$

Sääkomponenttiin sisältyvät parametrit ovat merkittävimpiä lyhyen tähtäimen ennustamiseen vaikuttavia tekijöitä (Chen et al. 2001). Yleensä parametreista merkityksellisin on lämpötila. Muita käyttökelpoisia parametreja voivat olla esimerkiksi ilman kosteus, tuulen nopeus ja auringon säteilymäärä. Säätä kuvaavat suureet korreloivat usein toistensa kanssa voimakkaasti johtuen säähän liittyvistä fysikaalisista prosesseista. Esimerkiksi voimakas auringon säteily lämmittää maanpintaa, jolloin myös alailmakehä alkaa lämmetä eli lämpötila nousee. Niinpä rakennettaessa tarkempaa mallia tulee käytettävät säätekijät valita tarkasti. Tilastotieteessä käytettyä parsimonian periaattetta noudattaen kannattaa mallissa käyttää niin vähäistä määrää parametreja kuin mahdollista. Uusia parametreja ei kannata malliin sisällyttää elleivät ne tarjoa merkittävää lisäinformaatiota (Törenvik 2011).

Tapahtumatermi L_s sisältää merkittävät kulutukseen vaikuttavat tapahtumat. Tällaisia tapahtumia ovat esimerkiksi iso teollisuusalan lakko, kansakuntaa koskettava urheilutapahtuma tai julkiseen liikenteeseen voimakkaasti vaikuttava myrsky. Tapahtumat voivat olla luonteeltaan ennakoitavia tai ennakoimattomia. Vaikka tapahtuman tiedettäisiin etukäteen vaikuttavan kulutukseen, voi täsmällistä kulu-

tusta olla silti vaikea ennakoida, koska vastaavista tapahtumista ei ole olemassa riittäviä historiatietoja. Satunnaistermi L_r esittää kuormalle tyypillistä täysin ennalta arvaamatonta käyttäytymistä eli kohinaa.

Rahman (Rahman 1990) on esittänyt tuloon perustuvan kulutusmallin. Malli on muotoa

$$L = L_n * F_w * F_s * F_r \tag{4}$$

Tulomallissa L ja L_n esittävät samoja kuormakomponentteja kuin kaavassa (1). Kertoimet F_w, F_s ja F_r ovat positiivisia lukuja, jotka voivat joko kasvattaa tai pienentää kuormaa. Alaindeksit kuvaavat vastaavalla tavalla säätä, erikoistapahtumaa ja kohinaa kuin summamallissa.

Sekä kaavaan (1) että (4) voidaan lisätä muitakin tekijöitä tarpeen mukaan. Esimerkiksi sähkön hinnan huomioivan termin käyttö voisi olla perusteltua. On osoitettu, että huomioimalla hinta tarkkojen estimaattien saavuttaminen malleissa on nopeampaa (Chen et al. 2001). Tämä pätee etenkin silloin, kun kulutuskohteet sisältävät suuria hintaherkkiä kuormia, esimerkiksi suurteollisuutta. On myös mahdollista käyttää pienempää määrää tekijöitä kuin kaavoissa (1) ja (4) on käytetty. Esimerkiksi joissain tapauksissa erikoistapahtuma- ja satunnaistermi esitetään yhteisellä termillä (Törenvik 2011).

2.4 Lyhyen tähtäimen ennustamismallit

Tässä osiossa esitellään lyhyesti lyhyen tähtäimen kulutuksen ennustamisessa käytettäviä malleja. Feinbergin ja Genethiloun (Feinberg & Genethilou 2004) mukaan mallit voidaan luokitella seuraavalla tavalla:

- Samankaltaisten päivien metodi
- Regressiomallit
- Aikasarjamallit
- Neuroverkkomallit
- Asiantuntijajärjestelmät
- Sumean logiikan mallit
- Tukivektorikonemallit

Samankaltaisten päivien metodissa ideana on etsiä 1 - 3 vuoden ajalta historiasta ennustettavan päivän kanssa samankaltaisia päiviä. Samankaltaisuutta arvioidaan sään, päiväluokittelun ja ajankohdan perusteella. Ennusteeksi otetaan yksi samankaltainen päivä. Vaihtoehtoisesti voidaan tehdä lineaarikombinaatio tai regressioanalyysi useammasta samanlaisesta päivästä.

Regressiomallit ovat hyvin yleisesti käytettyjä malleja kulutuksen ennustamiseen. Ne soveltuvat hyvin tähän tarkoitukseen silloin, kun kuorman ja muiden muuttujien välistä riippuvuutta halutaan mallintaa.

Aikasarjamalleissa oletetaan, että käytetyssä datassa on sisäinen rakenne. Data voi esimerkiksi autokorreloida[1)] tai siinä voi olla jokin trendi. Perinteiset aikasarjamenetelmät pohjautuvat ARMA (Auto Regressive Moving Average) -malliin, joka perustuu autoregressiiviseen liikkuvaan keskiarvoon. ARMA-mallista on kehitetty lukuisia muunnelmia eri tarkoituksia varten. Lyhyen tähtäimen kulutusennusteisiin luontevia malleja ovat ARIMAX- (Auto Regressive Integrated Moving Average with Exogeneous Input) ja SARIMAX (Seasonal Auto Regressive Integrated Moving Average with Exogeneous Input) -tyyppiset mallit, joissa liukuvaa keskiarvoa integroidaan ja ulkoisiksi selittäviksi tekijöiksi lisätään lämpötila ja SARIMAX-mallin tapauksessa kausivaihtelu (Gillberg 2004).

---

1) Autokorrelaatio kuvaa aikasarjan havaintojen välistä riippuvuutta havaintojen välisen aikaeron funktiona.

Neuroverkkomallit kykenevät oppimaan havaintoaineistostaan muuttujien riippuvuussuhteita. Neuroverkot havaitsevat myös epälineaarisia riippuvuuksia, mikä on merkittävä hyöty neuroverkkojen käytössä.

Asiantuntijajärjestelmät perustuvat siihen ajatukseen, että tarkkoja ennusteita voidaan tehdä, kun tarpeeksi suuri määrä asiantuntijoiden laatimia kulutusta koskevia sääntöjä kootaan yhdessä toimivaksi kokonaisuudeksi. Järjestelmä voi koostua jopa tuhansista säännöistä. Kokemus on osoittanut, että tällaiset järjestelmät voivat ennustamiskohteesta riippuen olla erittäin käyttökelpoisia. Asiantuntijajärjestelmät ovat varteenotettava vaihtoehto silloin, kun ennustettavasta kohteesta on tarjolla riittävästi yksityiskohtaista tietoa. Tieto voi koskea esimerkiksi maantieteellisen alueen teollisuussektorin rakennetta tai käytettävissä olevaa sähkön siirtokapasiteettia.

Sumean logiikan malleissa ideana on hyödyntää Boolen logiikkaa todennäköisyyksiä apuna käyttäen. Sumea logiikka on kätevä valinta silloin, kun mallin syötteistä ei ole absoluuttista varmuutta vaan ne ovat totta jollain todennäköisyydellä. Hyvin tavallista on yhdistää sumeaa logiikkaa johonkin toiseen ennustemalliin, esimerkiksi neuroverkkoihin perustuvaan malliin (Gillberg 2004).

Tukivektorikoneiden käyttö on tuore vaihtoehto luokittelu- ja regressio-ongelmien ratkaisemiseksi. Perusideana on linearisoida korkeaulotteista piirreavaruutta. Tukivektorikoneiden käytöstä on saatu lupaavia tuloksia tuoreissa tutkimuksissa (Espinoza et al. 2007) (Mohandes 2002).

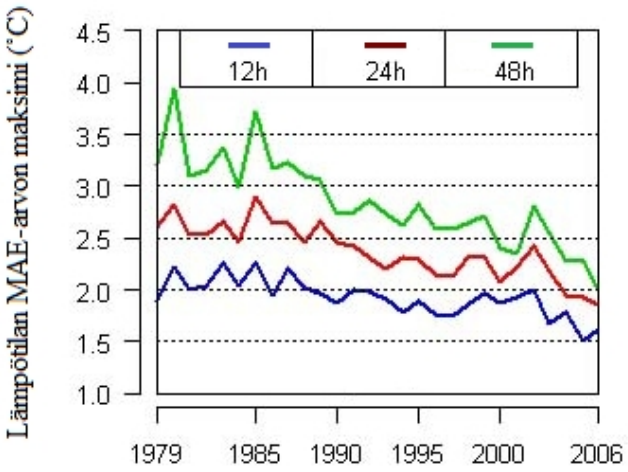
2.5 Ennustamismallien keskinäiset suhteet ja tulevaisuuden kehitys

Useamman kymmenen vuoden aktiivisesta tutkimuksesta huolimatta yleispätevää lyhyen tähtäimen ennustamismallia ei ole kyetty löytämään (Feinberg & Genethilou 2004). Suurin syy tähän on kulutusennusteympäristöjen olosuhteiden vaihtelu. Ennustettavien kuormituskokonaisuuksien asiakaskoostumus on erilai-

nen ja näennäisesti samantyyppiset asiakkaatkin saattavat käyttäytyä eri ympäristöissä eri tavoilla. Myös ilmastotekijät, odottamattomien tapahtumien frekvenssi ja vaikuttavuus sekä satunnaistekijän suuruus vaihtelevat. Nykyään ei myöskään automaattisesti kyetä sanomaan, mikä malli soveltuu millekin kuormituskokonaisuudelle parhaiten. Parhaan lopputuloksen tuottaa yleensä malli, joka sisältää riittävästi ennustettavaa kuormitusta koskevaa yksityiskohtaista informaatiota. Tämäntyyppistä informaatiota voidaan sisällyttää lukemattomiin erilaisiin malleihin, mistä seurauksena käyttökelpoisia malleja on paljon.

Monet yritykset käyttävätkin erilaisilla malleilla tehtäviä ennusteita rinnakkain. Tällä tavoin menettelemällä voidaan kulutusennusteen toteutumisen todennäköisyyttä arvioida. Mikäli mallit antavat samanlaisia tuloksia, on kulutusarviota helpompi pitää luotettavana. Tällä periaatteella on mahdollista luoda päätöksentekoa ohjaava järjestelmä, joka hyödyntäisi mallien rinnakkaiskäytön tarjoaman lisäinformaation.

On myös mietittävä mallien syötteitä, sillä niillä on suuri vaikutus lopputulokseen. Esimerkiksi sääennusteiden tarkkuuteen on syytä kiinnittää huomiota. Sääennusteiden voinee olettaa tarkentuvan tulevaisuudessakin, kun laskentakapasiteetti ja sään ennustamiseen käytetyt mallit kehittyvät entisestään. Trendi on ollut jo kauan kohti jatkuvasti tarkentuvia sääennusteita, kuten Lapin sääennusteiden kehittymistä esittävästä kuvasta 2.1 voidaan todeta. Kuvassa eriväriset käyrät kuvaavat 12, 24 ja 48 tunnin päähän tehtäviä sääennusteita. Pystyakselilla on sääennusteen virheiden itseisarvojen keskiarvon MAE (Mean Average Error) maksimi, joka kuvaa poikkeamaa toteutuneesta lämpötilasta lämpöasteina. Tarkentuvien sääennusteiden voi olettaa johtavan myös tarkempiin kulutusennusteisiin.



Kuva 2.1 *Sääennustusten tarkkuuden kehitys Lapissa 1979 - 2006 (Ilmatieteen laitos 2007).*

Syötteiden avulla pystytään myös tutkimaan mallien herkkyyttä. Näin voidaan saada melko täsmällistäkin tietoa syötteiden vaikutusarvosta mallin toiminnassa, jolloin voidaan mahdollisesti tehdä valistuneempia arvioita mallien soveltuvuudesta eri käyttökohteisiin. Mikäli tavoitteena on luoda päätöksentekoa ohjaava järjestelmä, niin se voidaan luoda myös yhtä mallia käyttäen syötteitä muuttamalla. Malliin voidaan esimerkiksi syöttää tavallinen sääennuste ja ääritilanteen sääennuste ja näin nähdään, millainen on kulutuksen sen hetkinen riippuvuus säästä (Törenvik 2011).

Mallejakin voidaan parantaa. Malleissa käytetyt matemaattiset ja keinoälyä koskevat teoriat eivät ole täydellisiä ja niissä saattaisi olla kehitettävää. Myös kuorman dynamiikan ja tilastollisen käyttäytymisen ymmärrystä voitaneen parantaa. On arvioitu, että ylipäänsä ennustamisen kehittäminen todennäköisyyksiin pohjautuvaksi voisi tuottaa parempia tuloksia kuin tarkkaan kulutusarvioon pyrkiminen.

2.6 Ennustevirhe

2.6.1 Ennustevirheen käsite ja tunnusluvut

Ennustevirhe on tärkeä käsite mitattaessa ennusteen onnistumista. Virhe kertoo poikkeaman ennusteen ja toteutuman välillä. Ennustevirheen kuvaamiseen on olemassa useita erilaisia tunnuslukuja, jotka jaetaan kahteen pääluokkaan, absoluuttisiin ja suhteellisiin (Gillberg 2004). Tässä työssä absoluuttisen virheen kuvaamiseen käytetään virheiden itseisarvojen keskiarvoa MAE (Mean Absolute Error), joka ilmoittaa ennustevirheen kertymän halutulla ajanjaksolla. MAE sopii hyvin sähkön myyjän tarpeisiin, koska sen laskentapa vastaa tasesähkökulujen laskentaa, joka on erittäin tärkeä osa jokaisen sähkönmyyjän toimintaa. MAE määritellään

$$MAE = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N}|y_t - \hat{y}_t| \tag{5}$$

missä N on tarkastelujakson havaintojen lukumäärä, y_t toteutunut arvo tunnilla t ja $\hat{y}_t$ ennusteen arvo tunnilla t.

Ennustevirheen arviointi suhteellisesti on hyvin tavallinen tapa tarkastella sähkönkulutuksen ennusteen hyvyyttä. Yksinkertainen ja havainnollinen suhteellisen virheen tunnusluku on suhteellinen keskimääräisen virheen tunnusluku MAPE (Mean Absolute Percentage Error)

$$MAPE = \frac{1}{N}\sum_{t=1}^{N}\frac{|y_t-\hat{y}_t|}{y_t} * 100\% \tag{6}$$

Sähkönmyyjällä voi olla hyvin erilaisia ennustamiskohteita ja tällöin suhteellinen virheen tunnusluku helpottaa kohteiden keskinäistä vertailtavuutta. Lisäksi MAPE-tunnusluvulla arvioidaan monia kulutusennusteisiin liittyviä parametreja, joten havainnollisuuden vuoksi sen käyttö esimerkiksi raporteissa ja laskelmissa on hyvin perusteltua.

2.6.2 Ennustevirheen suuruus kulutusennusteissa

Ennustevirheen suuruus riippuu aina tarkasteltavasta kohteesta. Yhtälössä (1) esiintyvien komponenttien L_n, L_w, L_s ja L_r suuruus vaihtelee, mikä vaikuttaa käytettävän mallin herkkyyteen. Esimerkiksi satunnaistermin L_r kasvaessa ennustettavuus heikkenee, koska satunnaistermi ei ole ennustettavissa. Toinen esimerkki ennustettavuuden heikkenemisestä on erikoistapahtumatermin L_s kasvattaminen. Erikoistapahtumat ovat vaikeasti ennustettavissa, joten tapahtumien määrän tai merkityksen kasvattaminen luo malliin epävarmuutta.

Normaalitilanteessa sähkönmyyjän kokonaiskuormituksen ennustaminen seuraavalle päivälle on mahdollista suorittaa 1 - 3 % tarkkuudella (Feinberg & Genethilou 2004). Tämä on jo erinomainen tulos. Alle prosentin virheeseen on nykymenetelmillä erittäin vaikea päästä. Tietyllä ajanjaksolla, tiettyjen hyvin tunnettujen olosuhteiden vallitessa näin pieni virhe on mahdollinen, mutta reaalimaailman jatkuvan ennusteen virhe on suuruudeltaan käytännössä aina yli prosentin luokkaa (Törenvik 2011).

Ennustevirheen suuruuden vaihteluita eräässä yleisesti käytössä olevassa ennustamisohjelmassa on koottu taulukkoon 2.1. Erinomaisena sääennusteena pidetään sellaista ennustetta, jossa 24 tunnin ennusteen keskimääräinen lämpötilan poikkeama toteutuneesta on 2˚C. Tämä on tavanomainen arvo 24 tunnin ennusteille Suomessa.

Taulukko 2.1 *Tyypillisiä suurehkon sähkönmyyjän kokonaiskuormituksen ennustevirheen suuruuksia erilaisilla oletuksilla (Törenvik 2011).*

Ennustejakson tyyppi	**Kuorma**	**Kuorman rakenne**	**Sääennuste**	**Sään muutos päivän sisällä**	**Erikois-päiviä**	**Tyypillinen MAPE**
Kylmä talvijakso	Suuri	Sekoittunut	Erinomainen	Vähäistä	Ei	< 1 %
Kylmä talvijakso	Suuri	Sekoittunut	Hyvä	Vähäistä	Kyllä	2-3 %
Pilvinen kevätsää, joka hiljalleen lämpenee	Keskisuuri	Sekoittunut	Hyvä	Suurta	Ei	2-3 %

Taulukossa kuvattuja ominaisuuksia voidaan pitää erittäin hyvinä ennusteiden laatimisen kannalta. Minkä tahansa ennustettavuutta vähentävän muutoksen tekeminen kasvattaa ennustevirhettä. Epäsuotuisemmissa olosuhteissa virhe onkin usein luokkaa 4 % tai enemmän. Ennustevirhettä kasvattavia tekijöitä ovat esimerkiksi:

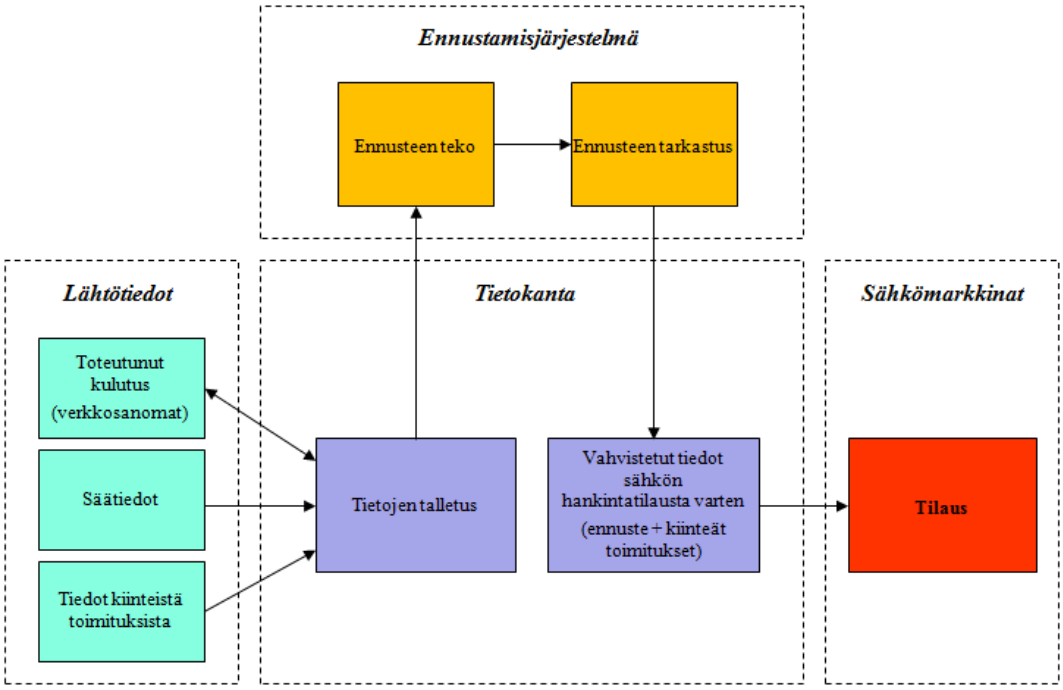
- Säätyypin muutos ennustejaksolla → Malli tarvitsee aikaa adaptoituakseen
- Kuorman pienentäminen → Suhteellinen virhe kasvaa, absoluuttinen ei. Tämä on tilanne esimerkiksi Suomessa kesällä verrattaessa talveen.
- Kuorman rakenne → Teollisuuspainotteista kulutusta on tyypillisesti vaikeampi ennustaa kuin pienasiakkaista koostuvaa kuormaa (Gillberg 2004).
- Sääennusteen tarkkuus → Suora vaikutus mallin tarkkuuteen.
- Sään muutos päivän sisällä → Suuret muutokset vaikeuttavat ennustamista.
- Erikoispäivät → Ennustevirhe kasvaa, kun erikoispäiviä on enemmän tai niiden vaikutus sähkönkulutukseen on suurempi.

Johtuen tarkasteltavien kohteiden ainutkertaisuudesta ja satunnaistermin vaikutuksesta, ennustevirheiden vertailu on erittäin vaikeaa. Kulutuksen satunnaisen vaihtelun takia ennustevirheen suuruudesta saadaan luotettavaa tietoa vasta pidemmän

ajanjakson jälkeen, olettaen ettei ennusteympäristö oleellisesti muutu. Sähkönmyyntiyhtiön kannalta tämä on pulmallinen asia, koska muutoksia asiakaskunnassa tapahtuu koko ajan. Jo muutaman kuukauden päästä kuorma voi olla muuttunut niin paljon, ettei suoraa vertailua ennustevirheen suuruudesta voida luotettavasti tehdä. Tästä huolimatta pienempi ennustevirhe on tavoiteltava ja positiivinen päämäärä huolimatta siitä, saavutetaanko tavoite ennustamisprosessin parantamisella vai tapahtuuko se itsestään kulutuksen muuttuessa ennustamisen kannalta suotuisemmaksi.

2.7 Ennustamisprosessi

Sähkönkulutuksen ennustaminen lyhyellä tähtäimellä noudattaa tiettyä toistettavaa prosessia. Yleiskuvaus prosessista on esitetty kuvassa 2.2. Prosessin keskeiset osat ovat tietokanta tietojen tallettamista varten ja varsinainen ennustamisjärjestelmä, jossa ennustaminen suoritetaan. Ulkoisia vaikuttavia osapuolia ovat sähkömarkkinat ja datapalveluiden tarjoajat. Prosessin lähtötiedot tulevat verkkosanomina järjestelmävastaavalta, verkkoyhtiöiltä ja säätietoja tarjoavalta taholta. Näennäisesti automaattisessa prosessissa ihmisen valvonta on keskeisessä roolissa. Prosessin menestyksellinen toiminta edellyttää tietoisuutta siitä, että kulutusennusteen vahvistaminen tilausta varten on vastuullinen tehtävä. Ennusteen epätarkkuus voi merkitä suurta taloudellista tappiota. Tästä syystä valvontaa on suoritettava prosessin kaikissa vaiheissa.



Kuva 2.2 *Prosessikuvaus kulutuksen ennustamisesta lyhyellä tähtäimellä.*

2.7.1 Tietokanta

Tietokannassa säilytetään ennustamisprosessin kannalta olennaisia tietoja. Kuvassa 2.2 on yksi keskitetty tietokanta, joka hallitsee tarvittavia tietokokonaisuuksia kuten mittaus-, laskutus-, ennuste- ja taseselvitystietoja (Harjula 2008). Tietokantoja voi olla myös useampia ja tiedonhallinta voidaan järjestää myös esimerkiksi niin, että kaikilla tietotyypeillä on oma järjestelmänsä.

Tietokannan asema on keskeinen ja se toimii kauttakulkupisteenä muiden toimintojen lähettämille tiedoille. Ulkoa ennusteprosessiin tulevat lähtötiedot talletetaan tietokantaan, josta tarvittavat tiedot noudetaan ennusteen tekemistä varten. Ennusteen tekemisen ja tarkastamisen jälkeen valmis ennuste viedään takaisin tietokantaan, jossa siihen summataan tiedot kiinteistä toimituksista sähkön hankintatilausta varten. Tilaus vahvistetaan, jonka jälkeen tehdään spot-tilaus sähkömarkkinoilta.

2.7.2 Ennustamisjärjestelmä

Ennustamisjärjestelmä on mikä tahansa järjestelmä, jota sähkön myyntiyhtiö käyttää kulutuksen ennustamiseen. Järjestelmän toiminnan taustalla on yksi tai useampi malleista, joita esiteltiin luvussa 2.4. Järjestelmän yleisperiaatteena on hakea tarvittavat tiedot, laatia niiden perusteella ennuste ja esittää tulokset ymmärrettävässä muodossa.

Järjestelmät sisältävät vaihtelevan määrän automaatiota. Automaation määrä riippuu käytettävästä mallista, ennustetarkkuusvaatimuksista ja järjestelmien yhteensopivuudesta. Täysin automaattisen järjestelmän käyttäminen on harvoin järkevää. Tämä johtuu kulutuksessa ilmenevistä epäjatkuvuuksista. Epäjatkuvuutta aiheuttavat yllättävät tapahtumat, joista merkittävin tunnistettava kokonaisuus myyjän kannalta ovat muutokset myyntisopimuksissa. Sopimusten alkamiset ja loppumiset aiheuttavat prosessille jatkuvasti haasteita, etenkin kuukauden vaihteissa. Automaattisen järjestelmän käyttö edellyttää säännönmukaisuutta ja koska tämä ei välttämättä toteudu on prosessiin lisättävä ihmisen suorittamaa valvontaa. Ennustamisprosessissa ihmisen rooli korostuu nimenomaan ennustamisjärjestelmän toimintoja tarkkailtaessa.

Ennustamisjärjestelmän käyttöliittymäratkaisut voivat olla hyvin erilaisia. Prosessissa tarvittavan inhimillisen työn määrä ratkaisee sen, millaisia vaatimuksia käyttöliittymälle asetetaan. Täysin automatisoitu järjestelmä ei aseta käyttöliittymälle minkäänlaisia vaatimuksia. Mitä suuremmaksi ihmisen rooli kasvaa, sitä tärkeämpää on kiinnittää huomiota myös käyttöliittymään. Järjestelmän pohjalla olevista malleista on usein mahdollista saada hyvin monenlaista tietoa. Käyttöliittymäsuunnittelulla tämä tieto voidaan vaivattomasti tuoda käyttäjän saataville. Näin mallin käyttöä voidaan tehostaa. Hyvä käyttöliittymä voi parhaimmillaan parantaa kykyä reagoida yllättäviin muutoksiin sekä vähentää inhimillisen erehdyksen mahdollisuutta ennusteprosessissa. Vastaavasti huono käyttöliittymätoteutus voi korottaa kynnystä reagoida poikkeaviin tilanteisiin tarvittavalla tehokkuudella, jolloin virheriski kasvaa.

2.7.3 Lähtötiedot

Ulkopuolelta prosessiin tulee säätietoja sekä kulutustietoja verkkosanomien muodossa. Sähkömarkkinalain mukaan taseet on ilmoitettava tuntikohtaisesti, joten myös sää- ja kulutustiedot tulee pystyä välittämään tunnin tarkkuudella.

Ennusteprosessin tarvitsemat jakelualueen ulkopuoliset kulutus- sekä asiakastiedot saadaan sähkömarkkinaosapuolien välisen tiedonsiirtojärjestelmän kautta. Tiedonsiirto perustuu EDIFACT-standardiin, jossa kaikki oleellinen tiedonvälitys osapuolien välillä tapahtuu EDIEL-sanomilla. Tiedonsiirto kaikkien osapuolien välillä standardoidusti on käytännössä välttämätöntä, jotta markkinat voivat toimia kitkattomasti. Nykyisellä tiedonsiirtomenetelmällä ongelmana on tiedonsiirron hitaus mistä syystä järjestelmää on tarkoitus uudistaa.

Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) sähköntoimitusten selvitykseen liittyvän tiedonvaihdon asetuksessa (809/2008) on tasevastaavan kulutustietojen ilmoitusvelvollisuudesta säädetty seuraavaa:

Tasevastaavan on ilmoitettava alustavasti kahden arkipäivän kuluessa sähkön toimituksesta tai sähkön toimittajan ja sähkön vastaanottajan kanssa sopimansa ajan kuluessa sähkön toimittajille ja vastaanottajille taseselvityksen yhteydessä lasketut toimitukset tasevastuun täyttämistä ja laskutusta varten. Toimituskuukauden lopulliset ilmoitukset sähkön toimituksista on tehtävä 14 päivän kuluessa 11 §:n 1 momentissa mainitun jakeluverkonhaltijan lopullisen ilmoitusajan päättymisestä.

Aikaraja hankintojen lopulliselle ilmoittamiselle on kaksi viikkoa. Ottaen huomioon lyhyen tähtäimen ennustamista koskevan maksimissaan viikon pituisen ennustamisikkunan, huomataan asetuksen mukainen aikaraja ongelmalliseksi. Kulutusennusteen käyrämuodon pohjana on usein esimerkiksi vuoden takainen tilanne, mutta kulutuksen hetkellisen tason ennustamiseen käytetään lähihistoriaa. Tästä johtuen on varsin tavanomaista, että käytännön ennustamistilanteessa ennustami-

selle tarpeellista lähimenneisyyden kulutustietohistoriaa puuttuu. Niinpä myös tästä syystä prosessiin on lisättävä inhimillistä valvontaa, koska malliin syötettävän tiedon luotettavuus vaihtelee. Ennustetta on jatkuvasti tarkkailtava ja usein on tehtävä valistuneita arvioita lähitulevaisuuden kulutuksen tasosta perustuen puutteelliseen tietoon. Tämä lisää tarpeettomasti ennustamisprosessin monimutkaisuutta ja luo prosessiin epävarmuutta.

2.7.4 Yleistä ennustamisprosessista

Kulutusta on perinteisesti ennustettu isoina kokonaisuuksina. Asiakasryhmiä on jaoteltu selkeisiin kokonaisuuksiin, koska tarkkaa ja yksityiskohtaista mittaustietoa ei aikaisemmin ole ollut saatavilla. Isoissa yhtenäisissä kokonaisuuksissa keskimääräinen huipputeho ja hajonta kuluttajaa kohden pienenevät (Heine 2012). Tämä parantaa kokonaisuuden ennustettavuutta. Nämä tekijät yhdessä pitkän mittarinlukuvälin kanssa ovat puoltaneet kokonaisuuteen perustuvaa ennustamismallia. Yleisesti ottaen tämä niin sanottu ”top-down”-ennustaminen (Wallin et al. 2007) on pätevä vaihtoehto silloin, kun toimintakenttä tunnetaan hyvin. Suomessa on perinteisesti käytetty Kauppa- ja Teollisuusministeriön (KTM) tyyppikuormituskäyriä tähän tarkoitukseen. Tyyppikuormituskäyristä on kerrottu tarkemmin luvussa 3.6.

Etäluettava, automaattinen mittarinluentajärjestelmä (Automatic Meter Reading, AMR) avaa ennustamiseen uusia mahdollisuuksia. Tutkimustulokset osoittavat (Wallin et al. 2007), että ennustamalla pienempiä ja yksilöllisempiä kokonaisuuksia ja summaamalla osaennusteita yhteen voidaan ymmärrystä kulutuksen käyttäytymisestä parantaa. Tässä yhteydessä puhutaan niin sanotusta ”bottom-up” -ennustamisesta. Etäluettavista tuntimittareista on mahdollista saada bottom-up –tyyppisen ennustamisen edellyttämää tarkkaa ja tuoretta dataa. Tämän tiedon perusteella saadaan todenmukaisempi tieto oikeasta tuntikohtaisesta toteutuneesta kulutuksesta, jolloin toiminnan läpinäkyvyys paranee. Datan perusteella asiakkaat voidaan haluttaessa jakaa yhä moninaisempiin ryhmiin kulutusprofiiliensa perusteella. Periaatteessa jokaista asiakasta voitaisiin käsitellä erikseen, mutta se ei

välttämättä ole käytännöllistä, koska se johtaisi valtavaan määrään ennusteprosessiin sisällytettävää tietoa. Joka tapauksessa, bottom-up -ennustamisen voidaan odottaa parantavan ennusteprosessin tarkkuutta, kunhan vain tähän periaatteeseen tukeutuvia toimivia työkaluja saadaan kehitettyä vastaamaan ennusteprosessin tarpeita.

On myös mahdollista, että perinteiset top-down –mallit soveltuvat huonosti uusien kulutustottumusten ennustamiseen (Wallin et al. 2007), mikä osaltaan puoltaisi bottom-up –mallien käyttämistä. Kulutustottumuksia muokkaavia tekijöitä voivat olla esimerkiksi muutokset sähköntuotantotavoissa, sähkön hinnassa ja sähkölaitekannassa. Näitä mahdollisia tulevaisuuden haasteita käsitellään tarkemmin luvussa 9.

2.8 Sähkön hinnan ennustamisen merkitys

Sähkön markkinahinnan vaihtelun seurauksena vaihtelee myös myyntiyhtiön toiminnastaan saama tuotto. Tämä johtuu siitä, että asiakkaiden kanssa tehdyistä myyntisopimuksista vain osa perustuu suoraan spot-hinnan vaihteluihin. Kiinteähintaisissa ja osittain kiinteähintaisissa sopimuksissa hinnan määräytyminen riippuu sopimusehdoista, joiden kohdalla hinnan vaihtelut vaikuttavat myyntiyhtiön kohtaamaan hintariskiin ja sitä kautta tuottoon.

Toisaalta spot-hintoihin perustuvat myyntisopimukset yleistyvät jatkuvasti. Tämän on mahdollistanut sähkönkulutuksen mittaustekniikan kehitys. Etäluettavilla tuntimittareilla sähköstä voidaan veloittaa tuntikohtaisesti. Spot-sopimusten yleistymisen seurauksena myös asiakkaiden motivaatio kysyntäjoustoon kasvanee, koska joustamalla voi säästää rahaa. Tästä syystä on perusteltua olettaa, että sähkön hinta vaikuttaa tulevaisuudessa yhä enemmän myös kulutuksen ennustamiseen. Spot-hinnat ovat aina tiedossa seuraavalle päivälle, mutta mikäli hinnan mukaan joustavaa kuormaa halutaan ennustaa tätä pidemmälle, on hintaa ennustettava.

Myös asenteet ja energiapolitiikka vaikuttavat hinnan ennustamisen merkittävyyteen. Vallitsevana pyrkimyksenä on kasvattaa ympäristöystävällisen ja uusiutuvan energian osuutta energian tuotannosta. Käytännössä se voi tarkoittaa esimerkiksi tuuli- ja aurinkovoiman rakentamista. Näillä tuotantomuodoilla energian tuotanto riippuu voimakkaasti sääolosuhteista ja tämän on todettu johtavan myös hintojen aiempaa suurempaan vaihteluun (Pöyry 2011). Hintojen vaihtelun ohella myös epätavallisen korkeiden hintojen, eli hintapiikkien on ennustettu yleistyvän. On siis odotettavissa, että tulevaisuudessa esiintyy useammin tilanteita, joissa kysynnällä on halua ja kykyä joustaa. Tämä merkitsee suurentunutta sähkön hinnan ennustamisen merkitystä kulutusennusteen osatekijänä.

On kuitenkin tiedostettava, että mahdolliset tulevaisuudessa tapahtuvat energiapoliittiset muutokset voivat muuttaa toimintakenttää oleellisesti. Jonkin tuotantomuodon suosioon voidaan vaikuttaa vaikkapa investointituilla, syöttötariffeilla tai verotuksella. Esimerkiksi Suomen nykyisessä energiapolitiikassa syöttötariffia on pidetty keskeisenä keinona tuulivoimatuotannon lisäämisen edistämisessä.

2.9 Sähkön hintaan vaikuttavat tekijät

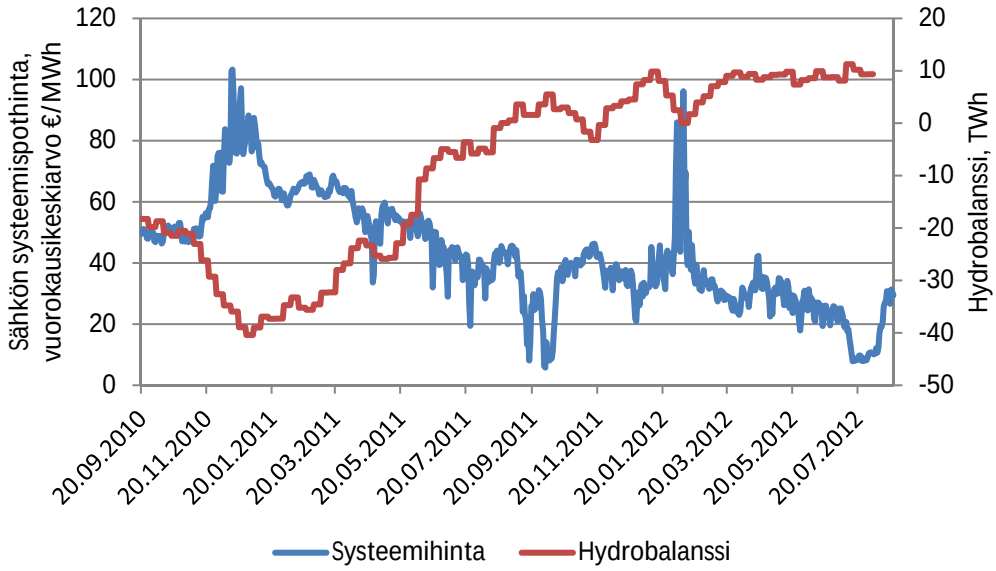
Sähkön tunnittainen markkinahinta on erittäin herkkä monille eri tekijöille. Pääasiallinen selittäjä suurelle herkkyydelle on sähkön heikko varastoitavuus. Tästä syystä vaikuttavien tekijöiden vaikutukset hinnassa ovat nähtävissä selvästi. Hintaan vaikuttavia tekijöitä ovat:

- Markkinatekijät
    - Kysyntä
    - Tarjonta
    - Polttoaineiden hinnat
    - Päästöoikeuksien hinnat
    - Poliittiset päätökset
- Tuotantotekijät
    - Sähkön tuotantoon käytettävissä olevan veden määrä

    - Voimaloiden mahdolliset alasajot
    - Ydinvoimaloiden huoltoseisokit
    - Siirtokapasiteetti
- Odotukset
    - Sääennuste
    - Hintaennuste

Hinnan muuttumisessa on havaittavissa sekä lyhyitä että pidempiaikaisia vaihteluita. Tämä johtuu siitä, että yläpuolella listatuista hintaan vaikuttavista tekijöistä osa vaikuttaa lyhyellä, osa pitkällä ja osa sekä lyhyellä että pitkällä aikavälillä. Tämän seurauksena myös hintariski (Karjalainen 2006) voi olla sekä lyhyt- että pitkäaikainen.

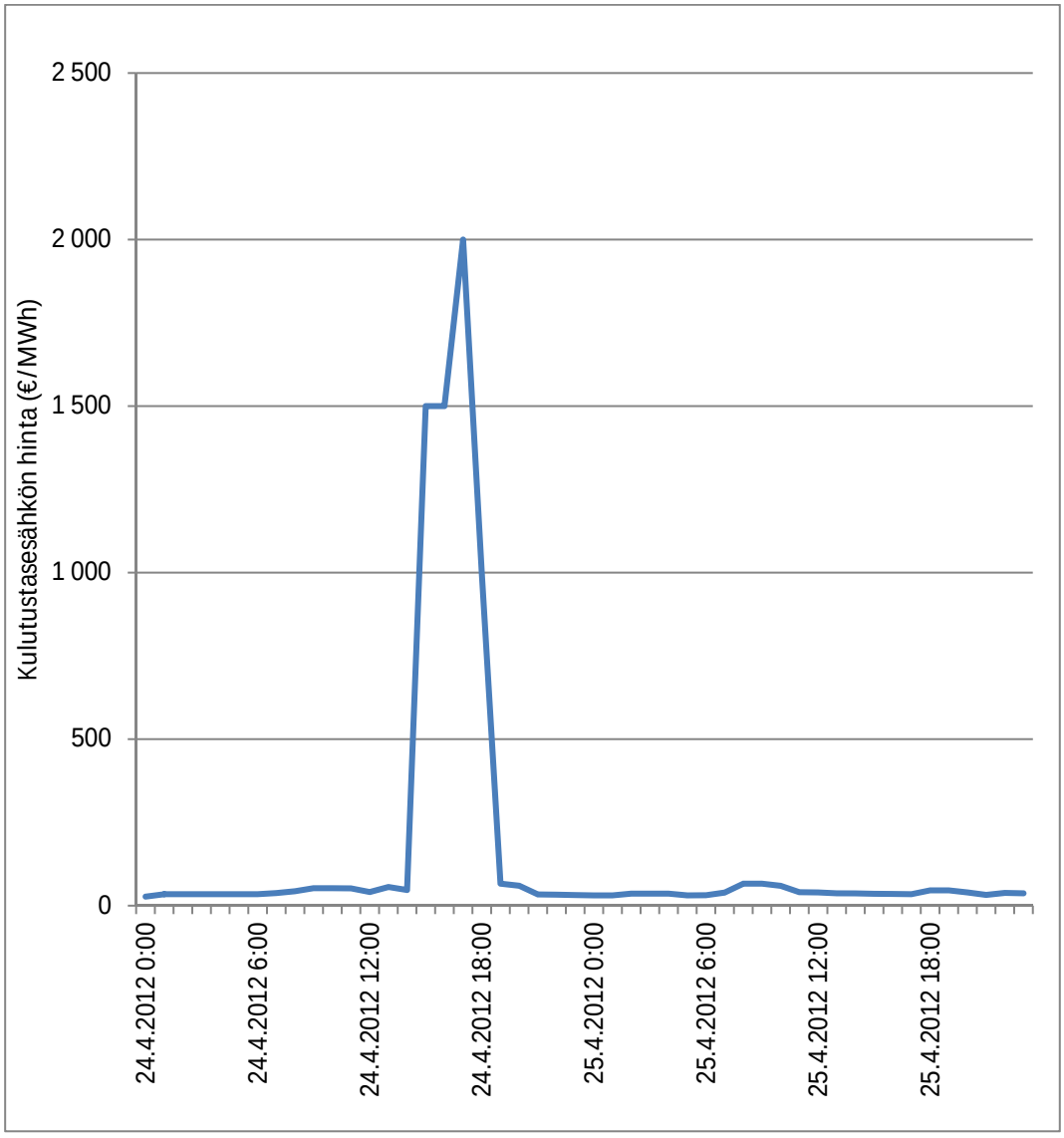
Lyhyellä aikavälillä ennustettaessa on luonnollisesti mielekästä keskittyä hallitsemaan vain lyhytaikaista ja pitkällä aikavälillä pitkäaikaista hintariskiä. Niinpä hinnan ennustamiseen vaikuttavia tekijöitä pohdittaessa on huomioitava ennusteen pituus. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla merkittävin sähkön hintaan vaikuttava tekijä on vesivoimatuotantoon käytettävissä oleva veden määrä. Se määrää fyysisen sähkön ja lähiajan sähköjohdannaisten yleisen hintatason. Tämä seikka on helposti nähtävissä kuvassa 2.3, jossa on esitetty Nord Pool Spotin systeemihinnan sekä Pohjoismaiden vesivoimaloiden hydrobalanssin välinen riippuvuus. Hydrobalanssi kuvaa järjestelmän vesivarantojen määrää vesimäärän keskiarvoon verrattuna.



Kuva 2.3 *Sähkön spot-hinnan ja hydrobalanssin välinen riippuvuus (Nord Pool Spot 2012c).*

Pörssissä sähköntuotantotarjouksia aktivoituu sellainen määrä, että koko kysyntä saadaan tyydytettyä. Näin toimittaessa sähkön markkinahinta määräytyy kalleimman aktivoituvan hintatarjouksen mukaan. Pohjoismaisilla markkinoilla kallein aktivoituva tarjous on yleensä kivihiililauhdevoimaa. Kivihiililauhdelaitoksen muuttuvat kustannukset määräytyvät polttoaineen ja päästöoikeuden hintojen perusteella, joten nämä kustannustekijät ovat merkitseviä myös sähkön hinnan muodostumisessa.

Lyhyen aikavälin hintaennusteissa oleellisimpia tekijöitä ovat kysynnän ja tarjonnan määrät. Kysyntään ja tarjontaan vaikuttavat sää ja hinta, joten näihin tekijöihin liittyvät odotukset ovat tärkeitä hintaennusteen muodostumiseen vaikuttavia tekijöitä. Tuotantotekijöiden vaikutukset on huomioitava, mikäli sellaisista on mahdollista tietää etukäteen ja ne vaikuttavat sillä ajanjaksolla jolle ennuste tehdään. Suurien voimaloiden ja siirtoyhteyksien yllättävät häiriöt ovat tapahtumia, joihin ei voi varautua, mutta vaikutukset hintoihin voivat olla suuria. Tämä näkyy hyvin kuvassa 2.4, jossa generaattoriongelmista johtuva yllättävä tuotantokatkos Olkiluodon ydinvoimalassa näkyy selkeästi kulutustasesähkön hinnassa. Sen sijaan ydinvoimaloiden säännöllisesti toistuvien huoltojen ajankohdat ovat yleisesti tiedossa, joten näiden vaikutus voidaan sisällyttää ennusteisiin.

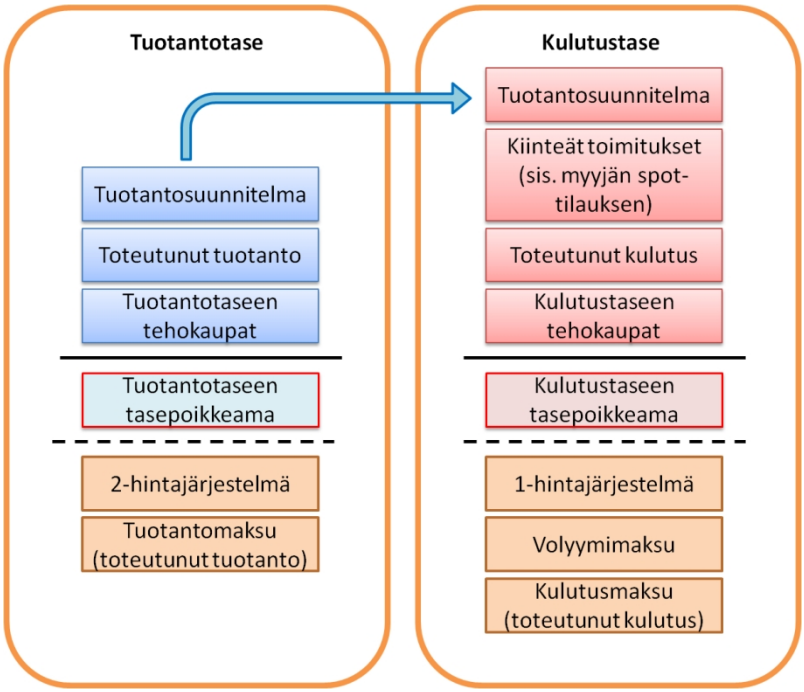


Kuva 2.4 *Kulutustasesähkön hinta 24. - 25.4.2012 (Fingrid 2012c).*

3 Kulutustase

3.1 Tasehallinta

Tasehallinnan sekä tasehallintaa koskevien lakien, ohjeistusten ja sopimusten tarkoituksena on pyrkiä mahdollisimman tarkkaan tuotannon ja kulutuksen tasapainotukseen. Sähkömarkkinalaki (SML 386/1995) sekä järjestelmävastaavan ja tasevastaavan välinen tasepalvelusopimus (Fingrid 2012b) velvoittavat tasevastaavia ja muita toimijoita pyrkimään taseensa tasapainotukseen. Ajatuksena on, että tarkan tasehallinnan tulisi ensisijaisesti tapahtua markkinaehtoisesti. Suomessa käytössä on kahden taseen malli. Tase on jaettu tuotanto- ja kulutustaseeseen, joihin sisältyviä asioita on esitetty kuvassa 3.1.



Kuva 3.1 *Tuotanto- ja kulutustaseen koostumus Suomen tasepalvelumallissa (Fingrid 2012d).*

Tuotantotaseessa käsitellään tuotanto ja kulutustaseessa käsitellään kulutus sekä sähkön ostot ja myynnit. Tuotantotaseeseen kuuluva tuotantosuunnitelma raportoidaan Fingridille viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia. Tämän jälkeen tuotantosuunnitelmaa käsitellään kulutustaseen puolella.

3.2 Kulutustaseen rakenne

Kulutustase koostuu osakomponenteista (kuva 3.1) seuraavasti

$$\begin{aligned} Kulutustase = {} & Tuotantosuunnitelma \\ & + Kiinteät\ toimitukset \\ & + Toteutunut\ kulutus \\ & + Kulutustaseen\ tehokaupat \end{aligned} \quad (7)$$

Taseessa tuotanto käsitellään positiivisena ja kulutus negatiivisena Fingridin ohjeistuksen mukaisesti (Fingrid 2012b). Tämä tarkoittaa sitä, että kulutustaseen laskennan tuloksen ollessa positiivinen tuotanto on suurempi kuin kulutus, ja silloin Fingrid ostaa tasesähkökaupassa tasesähköä tasevastaavalta. Silloin, kun laskentatulos on negatiivinen, kulutus on tuotantoa suurempi ja tällöin tasevastaava ostaa tasesähköä Fingridiltä.

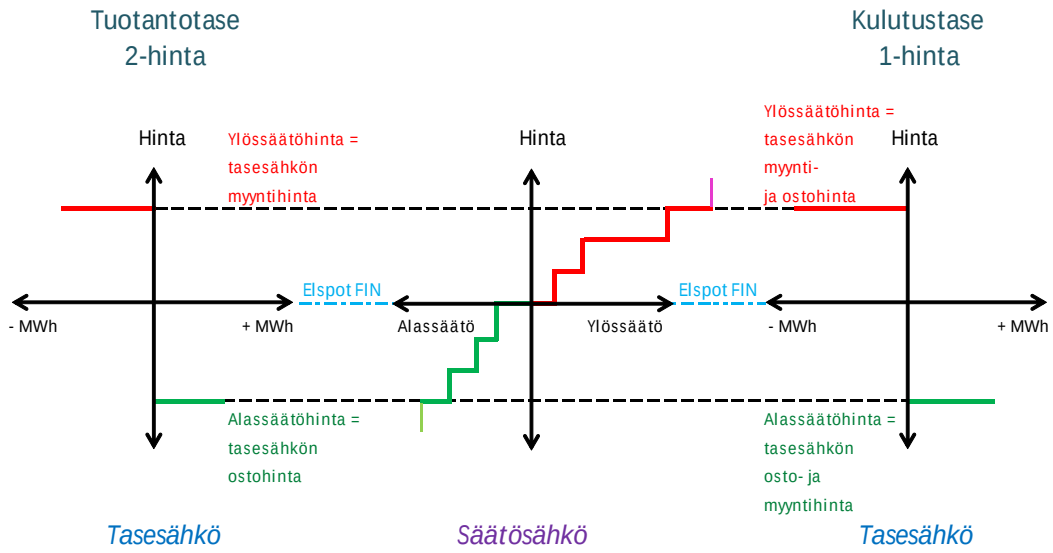
Kiinteä toimitus on kaupankäyntiä, jossa sähkönmyyjä toimittaa asiakkaalle sovitun määrän sähköä tietyllä käyttötunnilla. Kiinteisiin toimituksiin lasketaan tasevastaavan omat toimitukset sekä tasevastaavien keskinäiset kiinteät toimitukset. Toteutunut kulutus sisältää oman toiminta-alueen mitatut toimitukset, oman alueen tyyppikuormituskäyrämenettelyllä arvioidut kuormitukset, muiden verkkojen mitatut toimitukset, muiden verkkojen tyyppikuormituskäyräperusteiset toimitukset, avoimet toimitukset, voimalaitosverkkojen kulutustiedot ja osuusvoiman kulutusosuudet. Osuusvoima tarkoittaa toimintaa, jossa yhteisomisteinen voimalaitos tuottaa sähköä osapuolille omistusosuuksien mukaisesti (Fingrid 2012b).

Tehokaupoiksi määritellään säätösähkömarkkinoiden kautta tehdyt säädöt sekä erikois- ja tunninvaihdesäädöt. Lisäksi tehokauppoihin kuuluvat Fingridin tarpeen vaatiessa käyttötunnilla tehtävät vastaostot ja muut tunninaikaiset tehokaupat (Laine 2011).

Fingridin tasepalvelusopimuksen mukaan tuotantolaitoksen suurimman generaattorin koko määrittää sen, kumman taseen puolella tuotanto voidaan käsitellä. Jos generaattorin nimellisteho on enintään 1 MVA, voidaan laitoksen käsittely tehdä kulutustaseen puolella (Fingrid 2012b). Jos tämä tuotantokomponentti käsitellään kulutustaseen puolella, merkitään se taseessa vähennyksenä tasevastaavan todellisesta kulutuksesta.

3.3 Tasesähkön hinta

Tuotantotaseessa on käytössä 2-hintajärjestelmä ja kulutustaseessa 1-hintajärjestelmä. Hinnat määräytyvät säätösähkön hinnan perusteella kuvan 3.2 mukaisesti.



Kuva 3.2 *Tuotanto- ja kulutustaseen hintojen määräytyminen säätösähkön hinnan perusteella (Lintunen 2008).*

Säätösähkön hinta määräytyy jätetyistä ylös- ja alassäätötarjouksista. Halvimmat tarjoukset aktivoituvat järjestyksessä, kunnes riittävä määrä säätökapasiteettia on aktivoitu. Hinta määräytyy tällöin kuvan 3.2 mukaisesti ylössäädölle kalleimman aktivoidun tarjouksen mukaan tai se on vähintään Suomen Elspot-hinta. Alassäädön hinta määräytyy vastaavalla tavalla siten, että se on kuitenkin enintään Suomen Elspot-hinta.

2-hintajärjestelmässä määritetään tunneittain eri hinnat tasesähkön ostolle ja myynnille. 1-hintajärjestelmässä, jota siis sovelletaan kulutustaseen tasapainotuksessa, tunnilla on vain yksi hinta. Se on tunnin alas- tai ylössäätöhinta riippuen siitä, määritelläänkö tunti alas- vai ylössäätötunniksi. Tunti määritellään alas- tai ylössäätötunniksi sen mukaan kumpaan suuntaan on säädetty enemmän. Yksihintajärjestelmässä samaa hintaa käytetään sekä tasesähkön ostoissa että myynneissä.

Säätösähkön hinta on yleensä lähellä spot-hintaa. Tässä työssä hintatiedoista laskettiin, että ajanjaksolla 1.1.2009 – 30.4.2012 ylössäätöhinta on ollut keskimäärin 51,6 €/MWh ja alassäätöhinta 41,5 €/MWh. Tällä aikavälillä keskimääräinen Suomen spot-hinta on ollut 47 €/MWh. Ylössäätöhinta on ollut keskimäärin 4,6 €/MWh korkeampi kuin spot-hinta ja alassäätöhinta 5,5 €/MWh alhaisempi kuin spot-hinta. Tutkitulla ajanjaksolla ylössäätöhinta on 863 tunnin ajan ollut yli 100 €/MWh ja 21 tunnin ajan peräti yli 1 000 €/MWh. Alassäätöhinta on ollut jopa negatiivinen 172 tunnin ajan. Taulukossa 3.1 on esitetty hinta-aineistosta lasketut ylös- ja alassäätötuntien osuudet kaikista tunneista vuosilta 2007 - 2011.

Taulukko 3.1 *Säätötuntien osuudet tunneista vuosina 2007 - 2011 (Fingrid 2012e).*

Vuosi	Alassäätötunnit (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Ylössäätötunnit (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)	Ei säätöä (kpl)	Osuus vuoden tunneista (%)
2007	2013	**23**	2333	**27**	4415	**50**
2008	1576	**18**	2769	**32**	4416	**50**
2009	1563	**18**	2444	**28**	4754	**54**
2010	1779	**20**	2572	**29**	4410	**50**
2011	1560	**18**	2628	**30**	4573	**52**
Yhteensä	8491	**19**	12746	**29**	22568	**52**

Taulukosta nähdään, että eri alas- ja ylössäätöjen sekä säätämättömien tuntien osuudet ovat pysyneet melko vakiona eri vuosina. Viiden vuoden yhteenlasketuilla tuntimäärillä alassäätötunteja on 19 %, ylössäätötunteja 29 % ja tunteja ilman säätötoimenpiteitä 52 % kaikista tunneista. Kulutustaseen tasesähkön hinnan kannalta tämä tarkoittaa sitä, että vastaavilla prosenttiosuuksilla tasesähkön hinta on alas- ja ylössäätösähkön hinta. Hiukan yli puolet ajasta hinta on Suomen spot-hinta.

3.4 Hinnat taseen tasapainottamisen kannustimena

Tässä luvussa arvioidaan markkinoiden hintapolitiikan onnistumista. Edellisen kappaleen tiedot osoittavat selvästi tasesähkön kustannusten olevan keskimäärin huomattavasti spot-sähkön käyttökustannuksia korkeampia. Jo pelkästään megawattitunnin hintoja katsomalla ero on selvä ja todellisissa kustannuksissa on vielä huomioitava tasesähkön käytöstä maksettava 0,5 €/MWh volyymimaksu. Näiden tietojen valossa voidaan päätellä, että tasevastaavan kannattaa pyrkiä hankkimaan mahdollisimman suuri osa tarvitsemastaan sähköstä Elspot-markkinoilta. Tällöin sen olisi kyettävä ennustamaan päivän kuormansa mahdollisimman hyvin ennen Elspot-markkinan sulkeutumista edellisenä päivänä kello 13. Epätarkkuudet ennusteissa aiheuttavat pitkällä aikavälillä kustannuksia. Tämä on ilmennyt myös hankintastrategiaa koskevissa tutkimuksissa, joissa on todettu taseen mahdollisimman tarkan tasapainottamisen olevan paras strategia (Hobbs et al. 1999). Kuormituksen ennustevirheestä aiheutuvia kustannuksia on arvioitu laskelmien avulla tarkemmin luvussa 7.

On kuitenkin huomioitava, että tämä kuvaa keskimääräistä tilannetta. Lyhyellä aikavälillä hinnat voivat vaihdella paljonkin ja tietyllä ajanhetkellä järjestelmää ei välttämättä voida pitää kannustavana taseen tasapainotukseen. Tämä johtuu tasesähkön hintapiikeistä, jolloin hinnat voivat poiketa spot-hinnasta jopa tuhansilla euroilla megawattituntia kohti. Tunneilla, joilla hintapiikkejä esiintyy, voi olla erittäin suuri vaikutus tasevastaavan tasesähkökulujen suuruuteen. Tunnittaiset tasesähkölaskut voivat olla suuruudeltaan kymmeniä tuhansia euroja, suuntaan tai toiseen. Epävarmuus tasesähkökuluissa ja keskimääräisesti spot-hintaan nähden kalliimmat kustannukset merkitsevät sitä, että tasevastaavan on lisättävä riskimarginaalia omiin myyntihintoihinsa.

Normaalissa käyttötilanteessa sähkö on keskimäärin sitä kalliimpaa, mitä myöhemmin se hankitaan. Taulukosta 3.2 nähdään, että aikavälillä 1.1.2009 – 30.4.2012 näin on myös ollut, koska ylössäätöhinta muuttuu kalliimmaksi ja alassäätöhinta halvemmaksi aikajanan kulkiessa eteenpäin.

Taulukko 3.2 *Sähkön hinnat eri markkinapaikoilla 1.1.2009 – 30.4.2012.*

Ajan kulkusuunta	*Markkina-paikka*	*Ylössäätö (€/MWh)*	*Alassäätö (€/MWh)*
	Elspot FIN	46,9	-
	Elbas	47,2	-
Toimitustunti	**Säätösähkö**	51,6	41,5
	Tasesähkö*	54,3	39,5

** Tasesähkön käytöstä veloitetaan lisäksi 0,5 €/MWh volyymimaksu.*

Tasevastaavien motivaatiolle taseen tasapainottamiseen kaupankäyntikustannusten kasvaminen ajan kulkiessa eteenpäin on keskeinen ohjaava tekijä. Keskimäärin on kalliimpaa käydä kauppaa toimitustunnilla tai sen läheisyydessä, kuin day-ahead–markkinoilla. Taulukossa esitettyjä Elbas-, säätösähkö- ja tasesähkökauppaa käsitellään tarkemmin luvussa 4.

3.5 Ennustamisen vaikutus kulutustaseen hallinnassa

Järjestelmävastaavan vastuulla on valvoa sähköjärjestelmän käyttöä. Stabiiliuden ylläpitämiseksi tuotannon ja kulutuksen on oltava koko ajan tasapainossa. Jotta tämä vaatimus toteutuisi, järjestelmävastaava tarvitsee tasevastaavilta tarkkoja ennusteita kulutuksen suuruudesta. Tasejärjestelmän tehtävänä on edesauttaa tämän prosessin tehokasta toimintaa.

Tuotantosuunnitelman ennusteen osuvuus käsitellään tuotantotaseen puolella ja kiinteän toimituksen suuruus on ennakolta tiedossa. Niinpä kulutustaseen ennustamistoimenpiteet keskittyvät toteutuvaan kulutukseen, koska epävarmuustekijät liittyvät siihen. Tasevastaavalla on tarve ennustaa kaikkia niitä toteutuvaan kulutukseen vaikuttavia osakulutuksia, jotka sen kulutustaseeseen vaikuttavat. Ennustettavia kulutuksia voivat olla:

- Oman alueen kulutus
    - Oma myynti
    - Muiden myyjien myynti
    - Häviösähkö

- Muiden alueiden kulutus
    - Oma tuntimitattu myynti
    - Oma kuormituskäyräperusteinen myynti

Valtioneuvoston 5.2.2009 antamassa asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (Asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 66/2009) edellytetään siirtymään viimeistään vuoden 2014 alussa tuntimittaukseen vähintään 80 % sähkönkäyttöpaikoista. Asetuksen seurauksena ylhäällä esitetty lista ennustettavista kulutuksista tulee muuttumaan. Käytännössä sähköyhtiöt pyrkivät saattamaan tuntimittauksen piiriin mahdollisimman suuren osan käyttöpaikoista, sillä kahden rinnakkaisen järjestelmän ylläpito ei ole kustannustehokasta. Lähitulevaisuudessa pyrkimyksenä on päästä tilanteeseen, jossa ennustettavat kulutukset ovat:

- Oman alueen kulutus
    - Oma tuntimitattu myynti
    - Häviösähkö
    - Pientuotannon vaikutus

- Muiden alueiden kulutus
    - Oma tuntimitattu myynti

Kulutuksen komponenttien ennustamisen jälkeen ennusteet summataan yhteen sähkön fyysistä tuntikohtaista hankintaa varten. Pörssistä hankittaessa ostot tehdään Elspot-markkinoilta kerralla kaikkia seuraavan päivän tunteja varten. Sähkön hankinta voi perustua myös kahdenväliseen sopimukseen, jolloin kaupankäyntiin ei tarvita pörssiä.

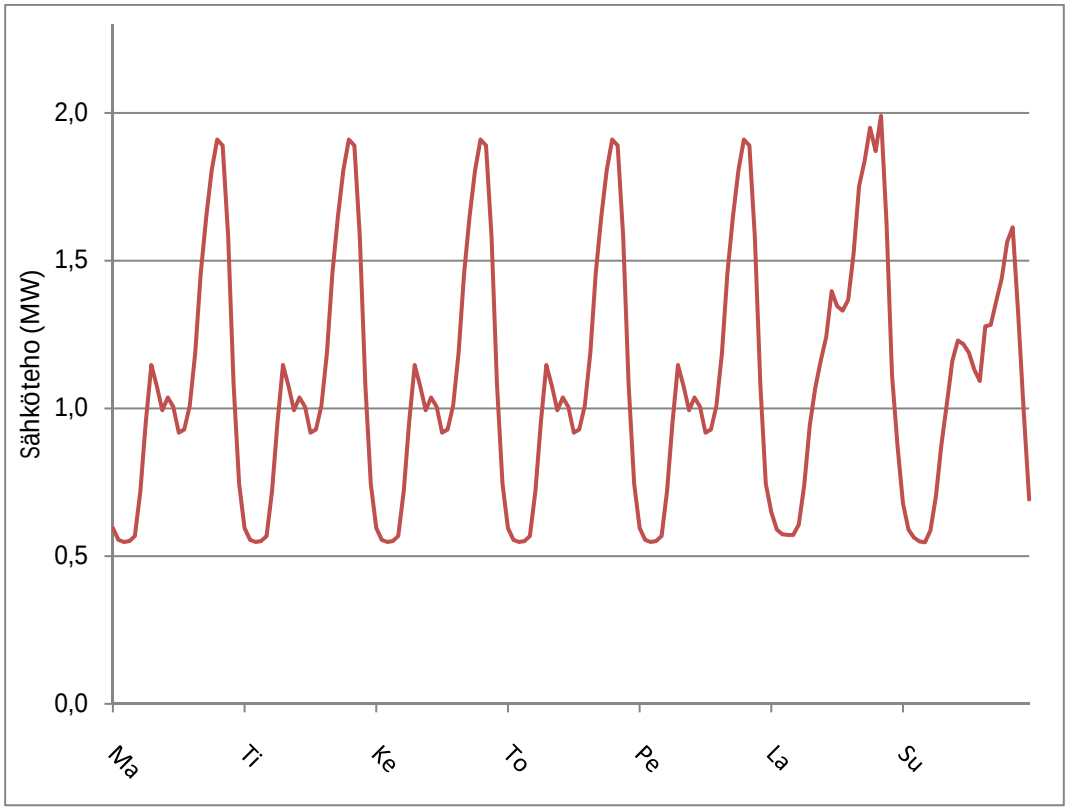
Jos arvioidaan, että hankittu määrä ja kulutus eivät vastaakaan toisiaan on mahdollista suorittaa niin sanottuja jälkimarkkinatoimenpiteitä. Niihin kuitenkin liittyy aina kustannuksia työpanoksen ja keskimääräisten kaupankäyntikustannusten muodossa. Niinpä usein loogisinta on pyrkiä parantamaan ennustetarkkuutta. Ennustetarkkuuden parantamisellakin on toki kustannuksensa ja on havaittu, että saavutetut hyödyt ovat sitä pienempiä mitä pienempää ennustevirhettä yritetään parantaa (Hobbs et al. 1999). Siten myös ennustevirheen parantamisen kustannuksia voidaan pitää suurempina parannettaessa jo valmiiksi alhaista ennustevirhettä. Tällaisessa tilanteessa ei ole itsestään selvää, että ennustevirheen parantamiseen kannattaa panostaa, koska kustannukset voivat helposti kasvaa hyötyjä suuremmiksi.

3.6 Tyyppikuormituskäyrien käyttö kulutuksen ennustamisessa

Tyyppikuormituskäyrällä tarkoitetaan valtakunnallista laskentamallia, jonka avulla edellisen vuoden sähkönkäytön (vuosienergia) perusteella arvioidaan taseselvityksen edellyttämä tuntienergia (Seppälä 2007). Tyyppikuormituskäyrät on määritelty KTM:n päätöksessä tyyppikuormituskäyristä sähkökauppojen selvittämisessä (Päätös tyyppikuormituskäyristä sähkökauppojen selvittämisessä 491/1998). Päätöstä on muutettu 1.1.2001 annetussa asetuksessa (Asetus tyyppikuormituskäyristä sähkökauppojen selvittämisessä annetun kauppa- ja teollisuusministeriön päätöksen muuttamisesta 906/2000). Asetuksessa kuluttajat on jaettu vuosikulutuksensa mukaan kolmeen ryhmään. Ryhmät ovat

- **Ryhmä 1.** Vakituisena asuntona käytettävät sähkönkäyttöpaikat. Sähkönkäyttö pääosin asumiskäyttöä. Sähkönkäyttö alle 10 000 kWh /vuosi.
- **Ryhmä 2.** Vakituisena asuntona käytettävät sähkönkäyttöpaikat. Sähkönkäyttö pääosin asumiskäyttöä. Sähkönkäyttö yli 10 000 kWh /vuosi.
- **Ryhmä 3.** Muut kuin ryhmään 1 tai 2 kuuluvat sähkönkäyttöpaikat.

Jokaiselle ryhmälle on määritelty oma tyyppikäyränsä. Kuormituslaskennassa oikeasta käyrästä valitaan kuhunkin päivään sopiva vuorokausi. Tyyppikäyriä skaalataan asiakkaiden erikokoisten kulutusten mallintamiseksi. Ryhmän 1 tyyppikuormituskäyrä viikon ajalta on esitetty kuvassa 2.3.



Kuva 3.3 *Ryhmän R1 tyyppikuormituskäyrä.*

Jakeluverkonhaltijat käyttävät tyyppikuormituskäyriä laskiessaan myyjien taseiden kuormituskäyräperusteista myyntiä verkkoalueellaan. Myyjien pyrkimyksenä puolestaan on ennustaa jakeluverkonhaltijan tekemän laskennan tulosta, joten ennusteen kannalta parhaaseen tulokseen päästään käyttämällä samoja tyyppikäyriä kuin jakeluverkonhaltija. Periaatteessa verkkoyhtiö voi käyttää taseselvityksessä myös muita käyriä, mutta sitä varten Energiamarkkinavirastolle on esitettävä tarvittavat perustelut ja tiedotettava sidosryhmiä.

Tyyppikuormituskäyrien käyttöön liittyy useita epätarkkuuksia. Ensiksikin kaikkien käyttäjien kuvaaminen vain kolmella käyrällä on vahva yleistys. Esimerkiksi

ryhmä 2, joka käytännössä kuvaa sähkölämmittäjiä, kohtelee samalla tavalla sekä suoria että varaavia lämmitysjärjestelmiä. Varaavien järjestelmien sähkönkäyttö ajoittuu yöaikaan, kun taas suora sähkölämmitys käyttää sähköä ympäri vuorokauden. Kuormitus on oleellisesti erilaista. Tämän lisäksi ryhmän 2 lämpötilariippuvuuden malliin tulee kiinnittää huomiota. Lämpötilan muutosta mallintava 4 % korjaus Celsius-astetta kohti ei välttämättä kuvaa todellista tilannetta oikein, koska lämmitysteho ei voi rajattomasti kasvaa. Ylipäänsä prosentuaalinen lämpötilariippuvuuskorjaus on väärä varaaville järjestelmille, sillä matalampi lämpötila pidentää lämmitysaikaa eikä kasvata hetkellistä kuormitusta, kuten malli tällä hetkellä olettaa. Huomiota on syytä kiinnittää myös käyrien lähtöaineiston ikään. Käyrät on julkaistu vuonna 1998, joten aineisto on vähintään 15 vuotta vanhaa. Sähkönkäyttötavat muuttuvat ajan mukana, jolloin myös mallien parametreissa saattaisi olla päivityksen tarvetta. Esimerkiksi kuormituksen hintaohjautuvuuden yleistyminen saattaa vaikuttaa käyrämuotoihin.

Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (Asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 66/2009) kumoaa KTM:n tyyppikuormituskäyriä koskevan päätöksen 491/1998 ja ohjaa kohti tarkempaa taseselvitystä ja kuormituskäyristä luopumista. Asetuksessa velvoitetaan tunnittaiseen kulutuksen mittaamiseen, jolloin kuormituksen todellinen käyrämuoto saadaan selville. Tämä yhdenmukaistaa toimintatapoja valtakunnallisella tasolla, mikä on toivottavaa, sillä tyyppikuormituskäyrien soveltamisessa on hyvin voinut olla erilaisuuksia ja puutteita. Kuormituskäyrien ongelmallisuuksista on siis mahdollista päästä eroon, mutta tuntimittauksen tarkemmat ja yksilöllisemmät käyrämuodot ovat usein myös vaikeampia ennustaa. Tämä luo uudenlaisia haasteita myyjän ennusteprosessille.

Tyyppikuormituskäyrät eivät tule kuitenkaan kokonaan poistumaan. Valtioneuvoston asetuksessa on määrätty 80 % käyttöpaikoista tuntimittauksen piiriin. Jäljelle jäävät 20 % voidaan tietyin varauksin vieläkin ennustaa tyyppikuormituskäyrillä. Sähkönmyyjän tasehallinnan näkökulmasta tulisi kuitenkin pyrkiä siirtämään mahdollisimman suuri asiakasjoukko tuntimittauksen piiriin, koska rinnak-

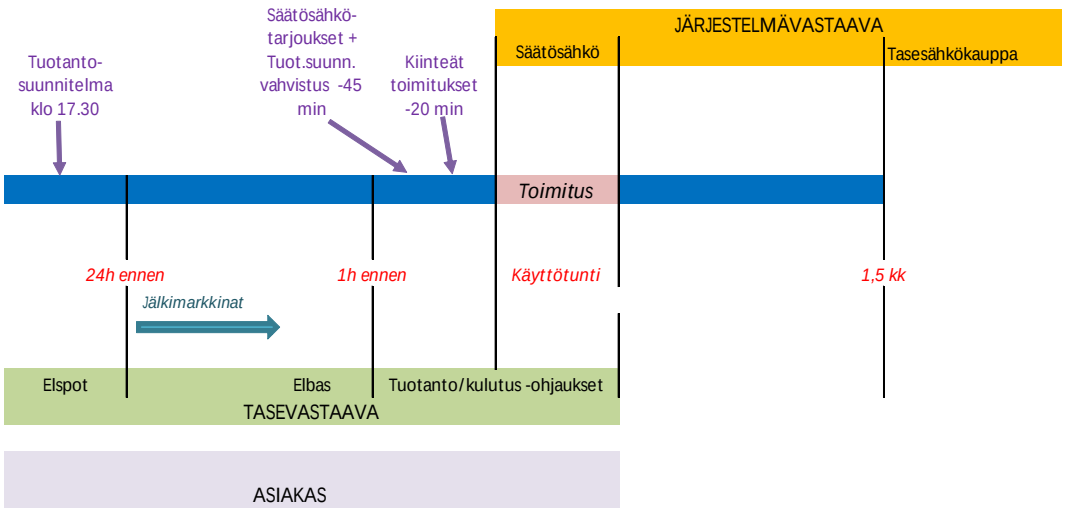
kaisten tietojärjestelmien ylläpito on kustannustehotonta. Tuntimittaus myös edistää laskutuksen läpinäkyvyyttä, mikä on kaikkien markkinaosapuolien kannalta toivottavaa.

4 Myyjän toiminnan vaikutukset kulutustaseeseen

Ennustamistarkkuus ja tasesähkökauppa eivät ole ainoita keinoja kulutustaseeseen vaikuttamiseen. Niiden lisäksi myyjällä on käytössään useita tapoja, joilla se voi tasapainottaa kulutustasettaan. Monimutkaistuvassa toimintaympäristössä myös asiakkaan toiminnan vaikutukset kulutustaseen muodostumisessa on huomioitava entistä tarkemmin. Asiakkaan vaikutustapoja on käsitelty luvuissa 5 ja 6.

4.1 Keinot taseen tasapainottamiseen

Myyjän keinot vaikuttaa kulutustaseeseen day-ahead markkinan sulkeutumisen jälkeen ovat jälkimarkkina- ja ohjaustoimenpiteitä. Jälkimarkkinatoimenpiteet ovat kaupankäyntiä intraday-markkinoilla. Intraday-markkinoiden kaupankäynti tapahtuu alle 24 tuntia ennen sähkön toimitustuntia. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla tämä käytännössä tarkoittaa Elbas-kauppaa, joka on ainoa päivänsisäinen pörssituote, sekä säätösähkökauppaa. Sähkönmyyjän, asiakkaiden ja järjestelmävastaavan vaikuttamiskeinoja kulutustaseeseen sekä muita asiaan liittyviä tietoja on kerätty kuvaan 4.1.



Kuva 4.1 *Markkinaosapuolien vaikuttamiskeinoja kulutustaseeseen.*

Tässä yhteydessä järjestelmävastaavalla tarkoitetaan Fingridiä, koska käsittelyssä halutaan keskittyä nimenomaan Suomen tilanteeseen. Myyjä on tässä tapauksessa myös tasevastaava. Näin voidaan havainnollistaa myös Fingridin roolia asiassa, sillä Fingrid toimii tasevastaavan avoimena toimittajana. Kuvassa siniselle janalle on merkitty ajallinen etäisyys toimitushetkeen. Tasevastaavan, asiakkaan ja järjestelmävastaavan vaikutusalueet on merkitty eri värein. Tasevastaavan ja asiakkaan toiminta sijoittuu ajanjaksoon ennen toimitustuntia, kun taas järjestelmävastaavalla se alkaa toimitustunnista ja jatkuu taseselvitykselle varatun ajan verran tulevaisuuteen. Osapuolien värialueille on merkitty niiden vaikuttamiskeinoja. Tasehallinnan kannalta olennaisia aikarajoja on merkitty violetilla aikajanan yläpuolelle.

4.2 Tasevastaavan jälkimarkkinatoimenpiteet

Tässä luvussa käsitellään keinoja, joilla tasevastaava voi tasapainottaa kulutustasetta. Käsiteltyjen Elbas-kaupan, säätösähkömarkkinoiden ja oman säätökapasiteetin lisäksi tasevastaava voi myös ohjata kulutusta, jos siitä on sovittu asiakkaan kanssa. Kulutuksen ohjauspäätös on aina ensisijaisesti sähkön kuluttajalla. Tästä syystä kulutuksen ohjausta käsitellään asiakkaan kysyntäjoustoa käsittelevässä luvussa 5. Tasevastaavan jälkimarkkinatoimenpiteiden lisäksi tässä luvussa käsitellään tasesähkömarkkinoiden toimintaa.

4.2.1 Elbas-kauppa

Elbas-markkinat ovat jatkuva-aikaiset markkinat Elspot-kaupan sulkeutumisen jälkeen. Elbas-kaupassa markkinakapasiteetit seuraavalle päivälle julkaistaan joka päivä Suomen aikaa klo 15. Tämän jälkeen kauppaa voidaan käydä aina ajankohtaan tunti ennen toimitusta asti. Kaupankäynti on kahdenvälistä, joten hinta vaihtelee kauppakohtaisesti.

Elbas-markkinoille tarjottu kapasiteetti on ajoittain melko vähäistä, joten tarjonnan määrä ei välttämättä aina vastaa kysyttyä määrää. Keskimäärin Elbas-markkina kuitenkin toimii tarkoituksensa mukaisesti ajoittaisesta volyymin pie-

nuudesta huolimatta. Toimimalla aktiivisesti Elbas-markkinalla voidaan tarvittaessa tehdä suuriakin tasekorjauksia. Esimerkiksi Elspot-markkinan sulkeutumisen jälkeen verkosta pudonneen teholtaan yli 200 MW voimalaitoksen tuotanto on mahdollista korvata täydellisesti Elbas-markkinoilla tehdyillä kaupoilla, mikäli tarjousten määrä markkinoilla ei oleellisesti ole tavanomaista pienempi. Tutkimalla markkinoiden kaupankäyntidataa nähdään, että esimerkiksi vuonna 2011 Elbas-markkinan kaupankäynnin volyymi on ollut 64 % tunneista yli 200 MW ja 46 % tunneista yli 300 MW (Nord Pool Spot 2012c). Ainakin yli 300 MW tunneilla voimalaitoksen tuotannon korvaamisen pitäisi olla hyvinkin mahdollista, etenkin jos kapasiteetti tarjoudutaan ostamaan markkinoilta kilpailukykyisellä hinnalla.

Tilastojen mukaan esimerkiksi vuonna 2009 87 % kaupoista tehtiin toimitustuntia edeltäneiden kuuden tunnin aikana. 25 % toteutuneista kaupoista tehtiin viimeisen puolen tunnin aikana. Kaupankäynnissä on havaittavissa selkeä kiihtyvä trendi lähestyttäessä kaupankäynnin sulkeutumista (Laine 2011). Kiihtyessään kaupankäynti usein muistuttaa huutokauppaa toimijoiden kilpaillessa tarjouksista. Tavoitteena on käydä kauppaa mahdollisimman kilpailukykyisesti, jolloin tarjoukset pidetään mahdollisimman vähän muita toimijoita parempina. Tämän johdosta hyvistä tarjouksista syntyy kilpailua.

Aktiivisuus ja kaupanteon kiihtyminen toimitustuntia lähestyttäessä viittaa siihen, että Elbas-kauppa toimii tarkoituksensa mukaisesti. Markkinaa pyritään aktiivisesti hyödyntämään, koska hinnat ovat keskimäärin toimijoille edullisempia kuin Elbas-markkinan sulkeutumisen jälkeen. Tästä on kerrottu lisää luvussa 3.4. Tällöin Elbas-markkina palvelee työkaluna nimenomaan tasehallintaa.

4.2.2 Säätösähkömarkkinat

Säätösähkömarkkinat ovat Fingridin ylläpitämät markkinat tehotasapainon ylläpitämiseksi. Fingridillä ei ole omaa säätökapasiteettia, joten se tekee sopimuksia säätökapasiteettia tarjoavien tahojen kanssa, jotka voivat sopimuksen teon jälkeen antaa tarjouksia säätösähkömarkkinoille. Avoimessa toimitusketjussa tasevastaa-

vien alapuolella olevien toimijoiden ei tarvitse tehdä omaa säätösopimusta vaan ne voivat tarjota kapasiteettinsa myös tasevastaavansa kautta.

Vähimmäisedellytys säätötarjouksen antamiseksi on 10 MW säätö 15 minuutin kuluessa. Tarjoukset voivat olla joko ylös- tai alassäätötarjouksia. Erilaiset säätötarjoukset voivat olla seuraavanlaisia:

Ylössäätötarjoukset

- Tuotannon lisäys
- Kulutuksen vähennys
- Sähkön myynti Fingridille

Alassäätötarjoukset

- Tuotannon vähennys
- Kulutuksen lisäys
- Sähkön osto Fingridiltä

Kaikesta pohjoismaisesta säätökapasiteetista laaditaan lista, jonka perusteella aktivoituvat resurssit ja käytettävät hinnat määräytyvät. Ylössäätötarjouksia aktivoidaan halvimmasta kalleimpaan ja ylössäätöhinnaksi määräytyy kalleimman käytetyn tarjouksen hinta. Alassäätötarjoukset aktivoituvat kalleimmasta halvimpaan ja hinnaksi tulee halvimman käytetyn tarjouksen hinta (Fingrid 2012f).

Säätökapasiteettia hallitsevan tasevastaavan on päätettävä, miten se haluaa säätösähkömarkkinoille osallistua. Tavallinen toimintatapa on tarjota kaikki säätökykyinen kapasiteetti säätösähkömarkkinoille. Tämä on luontevaa nykyisessä tilanteessa, jossa tuotanto- ja myyntiorganisaatiot on erotettu toisistaan ja kumpikin pyrkii tahollaan mahdollisimman hyvään tulokseen. Silloin kapasiteettia hallinnoivan tuotanto-organisaation tuloksen maksimointi tarkoittaa käytännössä oikean hinnan määrittämistä tehtäessä tarjouksia säätösähkömarkkinoille. Myyntiorganisaation tehtävänä on huolehtia kulutuksen ennustamisriskin hallinnasta käytettävissä olevalla keinovalikoimalla.

4.2.3 Tasevastaavan oma säätökapasiteetti

Jos tasevastaavalla sattuu olemaan käytössään omaa säätökapasiteettia, niin se kannattaa varata omaan käyttöön silloin, kun tasesähkökaupan kustannukset ovat suuremmat kuin hyödyt tarjottaessa kapasiteetti säätösähkömarkkinoille. Kaava (8) esittää ehdon, jolloin säätösähkömarkkinoille osallistuminen kannattaa

$$MB_{säätökauppa} > MC_{tasekauppa} \quad (8)$$

Kaavassa (8) $MB_{säätökauppa}$ (Marginal Benefit) kuvastaa säätösähkökaupan marginaalihyötyjä ja $MC_{tasekauppa}$ (Marginal Cost) tasesähkökaupan marginaalikustannuksia. Suureet ovat yksikössä €/MWh. Markkinoiden toimiessa tehokkaasti kaavan ehto on tavallisesti voimassa. Huomioitavaa on, että myytäessä kapasiteetti säätösähkömarkkinoille säätösähkökaupan hyödyt kasvavat ja silloin todennäköisyys tasekaupasta seuraavien kustannusten nousulle kasvaa, koska tasehallintaa ei voida enää käyttötunnilla tehdä. Vastaavasti varattaessa kapasiteettia omaan käyttöön tasekaupan kustannukset todennäköisesti laskevat ja silloin säätösähkökaupasta saatavat tulot vähenevät.

Tämä on helppo ymmärtää tasevastaavan säätöä koskevan yksinkertaisen laskuesimerkin avulla. Oletetaan, että tasevastaavalla on käytettävissään ylössäätökapasiteettia, jonka se voi joko myydä säätösähkömarkkinoilla tai vaihtoehtoisesti käyttää sen kulutustaseensa tasapainottamiseen. Vuonna 2011 (Fingrid 2012g) myymällä kapasiteetti säätösähköksi saatiin keskimäärin 6,8 €/MWh Suomen Elspot-aluehintaa parempi hinta sähkölle. Jos kapasiteetti jätetään omaan käyttöön ja oletetaan, että niin saadaan kulutustase tasapainotettua, niin keskimäärin säästetään 3,1 €/MWh tasesähkökustannuksissa. Tässä hyöty on laskettu keskimääräisenä spot-aluehinnan ja tasesähkön hinnan erotuksena, joka itse säätämällä saadaan nyt kompensoitua. Normaalitilanteessa säätösähkökauppaa käymällä saatiin vuonna 2011 siis 3,7 €/MWh parempi tulos kuin varaamalla säätö omaan käyttöön.

Esimerkki antaa osviittaa tilanteen luonteesta, mutta se on voimakas yksinkertaistus todellisuudesta. Oletuksena on, että säätömarkkinoille jätetty tarjous aktivoituu aina eli siitä saatava tulo on varma. Esimerkiksi aikavälillä 1.1.2001 - 29.6.2003 suurin viikossa aktivoituvien ylössäätöjen määrä on ollut alle 25 % kaikista tarjouksista (Lehikoinen 2003), joten voidaan olettaa, etteivät tarjoukset aktivoidu läheskään aina. Lisäksi tasesähkön käytössä oman kapasiteetin oletetaan aina riittävän taseen tasapainottamiseen, mikä ei välttämättä pidä paikkaansa, jos tasepoikkeama osoittautuu liian suureksi. On myös oltava melko varma säätötarpeen suunnasta, kun aikomuksena on säätää omalla kapasiteetilla silloin, kun säätöä ei voida tehdä kuin yhteen suuntaan. Mikäli säätöä on tehtävä vastakkaiseen suuntaan kuin mihin kapasiteetti antaa mahdollisuuden, voi kapasiteetin varaaminen osoittautua täysin turhaksi. Silloin säätökapasiteetista ei käytännössä ole hyötyä.

Säätökapasiteetin varaaminen omaan käyttöön voi olla järkevää etenkin silloin, kun tasesähkön hinta poikkeaa voimakkaasti spot-hinnasta. Tällöin oma säätökapasiteetti voi olla huomattavasti edullisempaa kuin markkinoilta ostettu. Tällaista tilannetta on kuitenkin erittäin vaikea ennakoida, sillä tasesähkön äärihinnat ilmenevät usein yllättäen ja hinta palaa normaalitasolle nopeasti. Mikäli tarpeeksi suurella todennäköisyydellä voitaisiin sanoa tasesähkökaupan marginaalikustannuksen olevan pienempi kuin säätösähkökaupan marginaalikustannuksen, niin säätökapasiteetti voitaisiin varata omaan käyttöön.

Tasesähkön hintojen julkaisussa on 2 - 3 tunnin viive, joten hintapoikkeamaa seuraavat toimenpiteet olisivat mahdollisia aikaisintaan kaksi tuntia poikkeustilanteen jälkeen alkavalle tunnille. Lisäksi on huomioitava, että tällaisessa tilanteessa toimintaan sisältyisi aina epävarmuutta, jolloin liiketoiminnan kannalta kestävämpää toimintaa on olla poikkeamatta normaalista säätömarkkinoita hyödyntävästä toimintatavasta. Tasevastaavan tulee huolellisesti arvioida kaikki myönteiset ja kielteiset vaikutukset ja normaalista käyttäytymisestä voidaan poiketa vain, jos se todetaan kannattavaksi hyväksyttävällä todennäköisyydellä.

4.2.4 Tasesähkömarkkinat

Kuvan 4.1 mukaisesti käyttötunnin ja säätösähkökaupan jälkeen siirrytään taseselvitysvaiheeseen, joka on Fingridin vastuulla. Taseselvityksessä selvitetään tuntikohtaisesti kunkin tasevastaavan osallisuus tuotannon ja kulutuksen tasapainotuksessa. Selvityksen tuloksena saatu tase osoittaa, onko tasevastaava käyttänyt tunnilla sähköä suunniteltua enemmän vai vähemmän. Tämän mukaan tasevastaavaa joko veloitetaan tasesähkön kulutuksesta tai hyvitetään tasesähkön tuottamisesta. Lisäksi kaikesta tasesähköstä peritään 0,5 €/MWh volyymimaksua.

Kuten kappaleessa 3.4 todettiin, pitkän aikavälin järkevä strategia on pyrkimys taseen tasapainottamiseen. Joka tapauksessa tasesähkömarkkinoiden tapahtumista on tarpeen olla tietoinen ja tasesähkön hinnoilla voi olla merkitystä tasevastaavan toimintaan. Korkeat tasesähkökaupan kustannukset voivat motivoida entistä suurempiin panostuksiin kulutusennusteiden parantamisessa tai asia voi olla myös päinvastoin, jolloin kustannusten alhaisuus ei kannusta toimenpiteisiin. Lakien ja säännösten ohella järjestelmävastaavan määrittämä hintapolitiikka säätö- ja tasesähkölle määrittää sen, kuinka tärkeää tasehallinta tasevastaavalle on.

Markkinajärjestelmän halutaan ohjaavan voimajärjestelmän teknistaloudellisesti optimaaliseen käyttöön, mikä korostaa tasehallinnan merkitystä. Teknistaloudellisuus on käytännössä kaiken tasehallintaa koskevan kehitystoiminnan perustason tavoite. Esimerkiksi viime aikoina Pohjoismaissa on kannettu huolta sähköverkon taajuuden laadun heikkenemisestä (Päivinen 2009). Syy taajuuden heikkenemiselle on tuotannon ja kulutuksen voimakkaissa hetkellisissä vaihteluissa. Muun muassa tämän ongelman ratkaisemiseksi pohjoismaiset järjestelmävastaavat ovat ryhtyneet toimiin tasehallinnan harmonisoimiseksi ja tehokkaampaan tasapainotukseen ohjaavaksi. Kehitystyötä varten järjestelmävastaavat ovat perustaneet Nordic Balance Settlement (NBS) –projektin (Aho & Lintunen 2010), joka tähtää yhteispohjoismaisen taseselvitysmallin käyttöönottoon vuoden 2015 alussa. NBS-projektia on käsitelty tarkemmin luvussa 9.3.

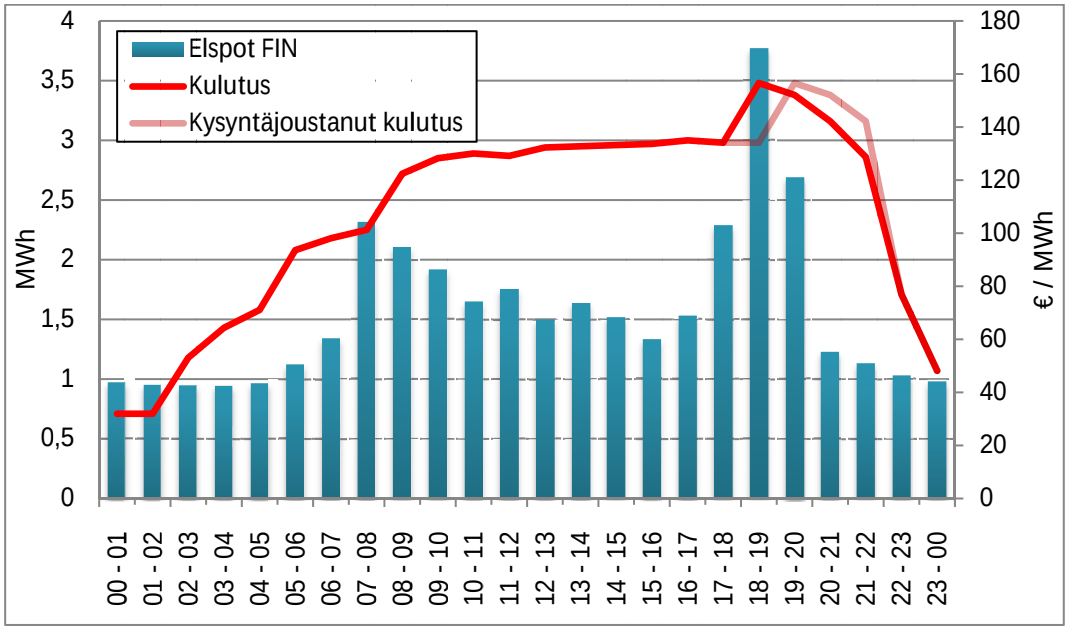
5 Kysyntäjousto

5.1 Kysyntäjouston määritelmä

Sähkönkulutuksen kysyntäjousto sähkön hinnan suhteen määritellään (Fan & Hyndman 2011) seuraavasti

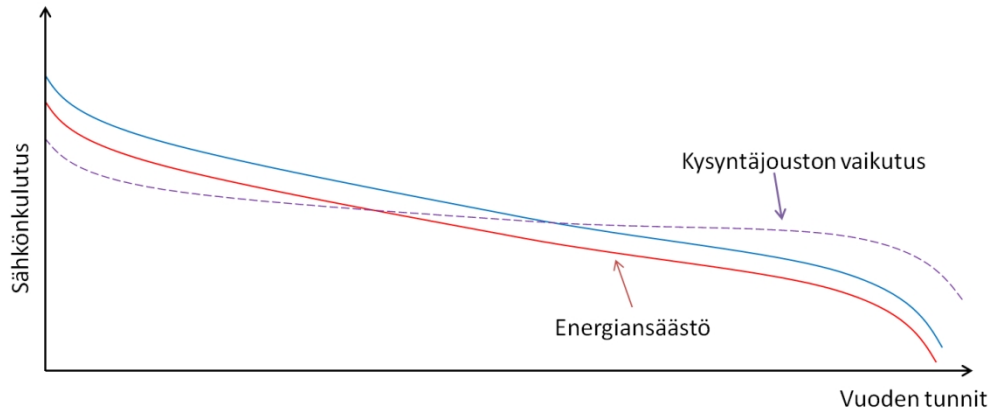
$$\varepsilon = \frac{\Delta P/P}{\Delta p/p} \tag{9}$$

missä P on kulutuksen sähköteho ja p on sähkön hinta. Kysyntäjoustossa ulkoisen signaalin vaikutuksesta sähkönkulutusta siirretään ajoittaisesti ajankohdasta toiseen (Heine 2012). Tarkoituksena on siirtää kulutusta halvempaan ajankohtaan ajankohdasta, jolloin sähkö on kalliimpaa. Kuva 5.1 havainnollistaa tätä periaatetta. Kuvassa on esitetty Suomen Elspot-aluehinta 9.2.2012 (Nord Pool Spot 2012d). Esitetty kulutus on valittu havainnollistamaan kysyntäjouston periaatetta, eikä se tässä tapauksessa esitä mitään todellista kulutusta.



Kuva 5.1 *Kysyntäjouston periaate.*

Kysyntäjousto ei sinällään vähennä kulutetun energian määrää, vaikka sekin on joustamisen yhteydessä mahdollista. Ajatuksena on tasoittaa tehontarpeen ajallista vaihtelua, koska hinnoissa on vaihtelua käyttötuntien välillä. Sähkönkulutuksen pysyvyyskäyrällä tämä merkitsee yleensä käyrän kääntymistä vaakasuoraa kohti. Kysyntäjouston vaikutus pysyvyyskäyrään on nähtävissä kuvassa 5.2.



Kuva 5.2 *Sähkönkulutuksen pysyvyyskäyrä ja kysyntäjouston vaikutus (Heine 2012).*

Kuvassa 5.2 nähdään myös kysyntäjouston ja energiansäästön ero. Energiansäästö vähentää kokonaiskulutuksen määrää, eikä se välttämättä vaikuta kysynnän joustavuuteen mitenkään. Kysyntäjoustossa kokonaisenergian määrä voi pysyä samana. Oleellista tässä tapauksessa on kulutuksen jakautuman muuttuminen.

5.2 Kysyntäjousto sähkömarkkinoilla

Sähkömarkkinoiden nykyisessä tilanteessa hinnoissa voi esiintyä suuriakin vaihteluita. Suuret vaihtelut vähentävät markkinahintojen ennakoitavuutta, mikä aiheuttaa kustannuksia. Kuluttamisajankohdalla on siis taloudellista merkitystä. Eräs keino tämän riippuvuuden hallitsemiseen on kulutuksen joustavuuden edistäminen. Joustavaa kysyntää on mahdollista hyödyntää sähkömarkkinoilla taloudellisesti, koska sen avulla voidaan ajoittaisesti ohjata sähkön kulutusta hinnaltaan suotuisempaan ajankohtaan. Kysyntä voi joustaa myös muiden ulkoisten signaalien kuin hinnan takia, mutta ne rajautuvat tämän työn aihepiirin ulkopuolelle. Sähkönmyyjän kannalta hinta on ohjaavana tekijänä selvästi merkittävin.

Perinteinen kysyntäjouston edistämismenetelmä on Suomessa ollut sähkön kaksiaikahinnoittelu päivä- ja yösähköön. Yösähkön hinnoittelu päiväsähköä halvemmaksi motivoi siirtämään kulutusta yöhön, jolloin vuorokauden sisäinen tehontarve jakaantuu tasaisemmin. Suomessa kaksiaikahinnoittelulla on haluttu vaikuttaa etenkin sähkölämmittäjien kulutustottumuksiin. Kaksiaikahinnoittelu on esimerkki niin sanotusta vapaaehtoisesta kysyntäjoustosta. Kysyntäjousto on pakotettua silloin, kun verkonhaltija suorittaa ohjaustoimia sähköjärjestelmän tehotasapainon ylläpitämiseksi. Tässä työssä keskitytään vapaaehtoisen kysyntäjouston käsittelemiseen, joka on markkinaehtoista ja usein sopimuksiin perustuvaa toimintaa. Päätös kulutuksen ajankohdasta on alun perin asiakkaalla, mutta myyntiyhtiö voi kuitenkin edesauttaa joustopäätöksen tekemistä säätämällä hinnoitteluaan ja tekemällä sopimuksia asiakkaiden kanssa.

Kuten luvussa 2.8 todettiin, mahdollisuuksia kysyntäjoustolle syntyy todennäköisesti enemmän tulevaisuudessa markkinoiden äärihintojen esiintyessä useammin. Lisäksi voidaan olettaa, että eri sidosryhmien motivaatio kysyntäjoustoon kasvaa. Tästä syystä on tarpeen tiedostaa mahdollinen joustopotentiaali ja edistää sen käyttöönottoa tarpeen ilmaantuessa. Myyntiyhtiön kannalta on huomioitava asiakkaiden vaihteleva sähkön kulutus, sähkön tuotanto ja kysyntäjouston suuruus. Kaikilla näillä ominaisuuksilla on merkitystä pyrittäessä täsmälliseen ennustamiseen ja tasehallintaan.

5.3 Kysyntäjoustavat asiakasryhmät

Eri kulutusryhmien kysyntäjoustokyky vaihtelee, joten niitä on tarpeen tarkastella erikseen. Perinteisesti kysyntäjoustotarkasteluissa joustamiskykyisten asiakkaiden kulutusryhmät on jaoteltu suurteollisuuteen, pieneen- ja keskisuureen teollisuuteen ja sähkölämmittäjiin (Heine 2012).

Teollisuusasiakkaat voivat edustaa suurta osuutta myyntiyhtiön kulutustaseessa. Mitä suurempi asiakas on kyseessä, sitä enemmän muutokset asiakkaan sähkön kulutuksessa vaikuttavat myyjän kulutustaseen loppusummaan. Teollisuudessa

sähkön kuluttaminen on tuotantoehtoista, mutta noudattaa kuitenkin useimmiten ennalta tiedossa olevaa rytmiä. Ennakoitavuutta hankaloittavat yllättävät muutokset tuotannossa, joilla voi olla suuri vaikutus sähkönkulutuksen määrään. Gillbergin diplomityössä vuodelta 2004 (Gillberg 2004) teollisuuskohteiden kulutusennustelaskennoissa MAPE oli luokkaa 9 - 13 % eli ennustevirheitä voidaan pitää melko suurina verrattaessa kappaleessa 2.6.2 esitettyihin arvoihin. MAPE-arvon suuruus johtuu ilmeisesti juuri tuotantotoiminnan sähkön kulutuksen täsmällisen ennustamisen vaikeudesta. Vaikeasti ennustettavia poikkeavuuksia voivat olla esimerkiksi tuotantolaitteen rikkoutuminen tai tehtaan henkilöstön lomauttaminen, josta ei ole informoitu sähkönmyyjää. Tällaisten ongelmien välttämiseksi on tarpeellista ylläpitää mahdollisimman hyvää informaation kulkua asiakkaan ja myyjän välillä.

Kotitalouksista kysyntäjouston kannalta merkittävin ryhmä on sähkölämmittäjät. Erityisen merkittäviä ovat varaavaa lämmitysjärjestelmää käyttävät tai sähköllä käyttövettä lämmittävät taloudet. Sähkölämmittäjien potentiaali perustuu suureen kokonaismäärään joustavia ja aggregoituvia lämmitystehoja. Viimeisen parinkymmenen vuoden aikana sähkölämmitteisten asuntojen määrä on ollut tasaisessa kasvussa ja esimerkiksi vuonna 2011 niitä oli Tilastokeskuksen mukaan 561 645 kappaletta (Tilastokeskus 2012). Lämmitystarve vaihtelee vuodenaikojen ja sään mukaan. Sähkölämmittäjien paljoudesta johtuen lämmitystehon muutokset näkyvät selvästi myyjän kulutustaseessa. Tästä johtuen lämmitystarpeen ennustaminen on myyjälle tärkeää.

Kotitalouksien vaikuttaminen myyjän kulutustaseeseen on aikaisemmin ollut melko vähäistä. Tämä on johtunut vähäisistä kysyntäjoustoedellytyksistä yhdessä tyyppikuormituskäyrien käytön kanssa. Kulutusryhmän sisältäessä paljon yksittäisiä kuluttajia keskimääräinen huipputeho ja tuntitehon hajonta kuluttajaa kohden pienenevät. Tällöin yksittäiset poikkeamat eivät juuri vaikuta kulutusennusteen laadinnassa, ja käyttämällä tyyppikuormituskäyriä on päästy riittävän hyvään ennustetarkkuuteen. Varsinkin asiakkailla, joilla on ollut joku muu lämmitysmuoto kuin sähkölämmitys, on ollut hyvin vähäinen vaikutus kulutustaseeseen. Havaitta-

via vaikutuksia on syntynyt lähinnä poikkeavissa tilanteissa, kuten esimerkiksi jouluna, jolloin sähkölaitteita on käytössä paljon ja kulutus arkipäivästä poikkeavaa.

Yleistyvä trendi on pienasiakkaiden kulutuksen hintaohjautuvuus. Nykyään spot-hintoihin suoraan tai melko suoraan perustuvat sähkönmyynnin tuotteet ovat jo hyvin yleisiä. Näiden tuotteiden lisääntyminen kasvattaa asiakkaan kiinnostusta sähkön hetkellisiin hintavaihteluihin. Ainakin joidenkin asiakkaiden intresseissä saattaa olla kulutuksen siirtäminen kalliimmilta tunneilta kohti edullisemman hinnan tunteja rahansäästön toivossa. Tämä sopii myös verkkoyhtiöille, koska huipputehoa ei välttämättä tarvita niin paljoa. Kysyntäjouston yleistyessä verkossa esiintyvien tehopiikkien todennäköisyys pienenee, ja verkkoyhtiön voi olla jopa mahdollista lykätä investointeja myöhempään ajankohtaan tulevaisuudessa.

5.4 Kysyntäjouston potentiaali Suomessa

Eri kysyntäjoustoryhmien joustopotentiaalia on esitelty tarkemmin taulukossa 5.1. Tiedot ovat peräisin vuodelta 2008.

Taulukko 5.1 *Kysyntäjoustoryhmien joustopotentiaali Suomessa vuonna 2008 (TEM 2010).*

Ryhmä	Joustopotentiaali	Muuta
Massa- ja paperiteollisuus	790 MW	Nopeasti aktivoituvaa joustoa 3h ajaksi.
Metalliteollisuus	330 MW	Nopeasti aktivoituvaa joustoa 260 MW.
Kemikaaliteollisuus	160 MW	Aktivoituvaa joustoa 2h ajaksi.
Sähkölämmittäjät	300 MW	Lämmitystarve rajoittaa joustomahdollisuuksia.

Taulukosta nähdään, että joustopotentiaalia on kohtalaisen paljon, jos verrataan sitä sähkönkulutuksen kokonaistehoon Suomessa. Esimerkiksi vuonna 2011 kokonaisteho vaihteli arvon 10 GW molemmin puolin, joten joustojen määrä edusti siitä noin 10 % osuutta. Jouston määrä ja käyttöönoton helppous vaihtelee kuitenkin ajallisesti melko paljon eri joustoresurssien välillä. Talvella 2009 - 2010 esiintyneiden hintapiikkien aikaan toteutuneen kysyntäjouston on arveltu olleen vähin-

tään 400 - 500 MW (TEM 2010). Siten kokonaisjoustokapasiteetti on teholtaan hyvin erisuuruinen käsite kuin jousto, joka saadaan aktivoitua tarpeen vaatiessa.

5.5 Kysyntäjousto ja sopimuskäytännöt

Sopimuskäytännöillä on myyntiyhtiön kannalta iso merkitys, koska joustamisen tehokkuus ja ennustettavuus riippuvat niistä suuresti. Mitä sitovampi sopimus joustoresurssin käytöstä solmitaan, sitä selvemmin myyntiyhtiö saa suoraa liiketoiminnallista hyötyä. Myyjä tietää kysyntäjouston vaikutukset täsmällisesti silloin, kun päätäntävalta on täysin siirretty kuluttajalta myyjälle. Toista ääripäätä edustaa asiakkaan omaan aktiivisuuteen perustuva kysyntäjousto. Välimallin ratkaisu on myyjän ohjaama kysyntäjousto, joka kuitenkin voidaan asiakkaan toimesta ohittaa. Huomionarvoista on, että kysyntäjouston vaikutus kulutuksen ennustevirheeseen riippuu käytännössä suoraan toimintamallista. Asiakkaan päätäntävallan lisääminen lisää myyjän kannalta epävarmuutta kulutuksesta, jolloin ennustevirhe kasvaa. Tämä aiheuttaa myyntiyhtiölle useimmiten sähkön hankintakulujen kasvua, koska tasesähkön osuus hankinnasta todennäköisesti kasvaa. Siten asiakas hyötynee taloudellisesti luovuttaessaan päätäntävaltaa myyjälle, koska tällöin myyjä kykenee paremmin ennakoimaan omia hankintakustannuksiaan ja tätä kautta myös arvioimaan paremmin myyntihintojaan.

5.6 Aggregointi

Asiakaspuolella markkinoilla toimimisen vaikuttavuutta voidaan lisätä aggregoimalla pienten toimijoiden kysyntäjoustoja yhteen. Muodostamalla suurempi toiminnallinen yksikkö on pienilläkin toimijoilla mahdollisuus osallistua markkinoille vaivattomasti ja kohtuullisella hinnalla. Sähkön myyjät ja välittäjät ovat luontaisia aggregointia tarjoavia toimijoita, mutta myös muunlaisia vaihtoehtoja on olemassa. Pienet toimijat voivat myös keskenään muodostaa markkinoilla toimivan yhteenliittymän. Edellytyksenä toimivalle aggregoinnille ovat sopimukset, jotka määrittävät rajat aggregaattorin suorittamalle kulutuksen ohjaukselle. Tär-

keitä sovittavia asioita ovat ohjauksen säätövara sekä mihin aikaan ja kuinka usein ohjausta voidaan tehdä.

Aggregointi voisi olla hyvä tapa aktivoida pientä ja keskisuurta teollisuutta. Tällä ryhmällä ei ole aiemmin ollut suurta kiinnostusta kysyntäjoustoon, koska monilla toimijoilla sähköenergian kustannusten osuus toimintamenoista on pieni. Näille toimijoille tulisi luoda yksinkertaisia ja vaivattomia mahdollisuuksia joustoon kysyntänsä kanssa. Uudet helppokäyttöiset aggregointipalvelut voisivat olla avainasemassa vielä hyödyntämättömien joustoresurssien aktivoimisessa. Kotitaloudet ja muut pienkäyttäjät ilman sähkölämmitystä voidaan myös mieltää hyödyntämättömäksi joustoksi. Tämä on kuitenkin vielä pientä ja keskisuurta teollisuuttakin vaikeampi ryhmä kysyntäjouston kannalta. Nykyisellä sähkön hintatasolla pienkuluttajien aggregointi voi osoittautua liian kalliiksi (TEM 2010). Pienkuluttajien jääkaappien, sähkökiukaiden, astian- ja pyykinpesukoneiden sekä muiden sähkölaitteiden ohjauksen potentiaali on kuitenkin merkittävä. Merkittävää se voi olla jopa siitäkin huolimatta, että ohjausta tehtäisiin vain lyhytaikaisesti (Lampropoulos et al. 2011).

Virtuaalivoimalaitoksen käsite liittyy läheisesti aggregointiin. Virtuaalivoimalaitos on energiantuotantoyksiköistä, ohjattavista kuormituksista, energiavarastoista ja hallintajärjestelmästä koostuva kokonaisuus. Virtuaalivoimalaitoksen tavoitteena on tehostaa energiaresurssien käyttöä sekä osallistumista energiamarkkinoille. Se myös mahdollistaa resurssien käytön sähkövoimajärjestelmän hallintavälineenä (Rautiainen 2007). Tämän määritelmän mukaan virtuaalivoimala tarkoittaa oikeastaan älykästä aggregointiyksikköä. Aggregointiyksikkö tarjoaa resursseilleen edullisen ja riskiltään vähäisen vaihtoehdon saada sähkömarkkinoille osallistumiseen tarvittavia palveluita.

5.7 Etäluettavat tuntimittarit

Tehokkaan kysyntäjouston perusedellytyksenä ovat etäluettavat tuntimittarit. Valtioneuvoston antamassa asetuksessa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauk-

sesta (Asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 66/2009) on määritelty tuntimittauslaitteistolta vaadittavia ominaisuuksia, jotka samalla antavat myös mahdollisuuksia kysyntäjouston näkökulmasta. Mittauslaitteistolta vaadittavia ominaisuuksia ovat

- Etäluettavuus
- Yli kolmen minuutin keskeytysten rekisteröinti
- Kuormanohjausvalmius
- Mittaustietojen tallennus
    - Energiatiedot 6 vuotta
    - Keskeytystiedot 2 vuotta
- Tietosuojan varmistaminen
- Asiakkaan vaatimuksesta verkonhaltijan tulee tarjota tuntimittauslaitteisto, jossa on liitäntä reaaliaikaista sähköenergiankulutuksen seurantaa varten

Asetuksen mukaan tällaisilla mittareilla varustettuja käyttöpaikkoja pitää 31.12.2013 olla vähintään 80 % kaikista käyttöpaikoista. Tämän työn tekohetkellä mittauslaitteiston uusimisprojektit ovat täydessä vauhdissa ja projektien edetessä kyky kysyntäjouston hyödyntämiseen paranee, ja jatkossa voidaan periaatteessa hyödyntää myös pienasiakkaiden joustoja. Tässäkin edellytyksenä ovat helppokäyttöiset palvelut, joiden avulla asiakkaat saadaan vaivattomasti aktivoitua.

5.8 Kysyntäjouston markkinavaikutuksia

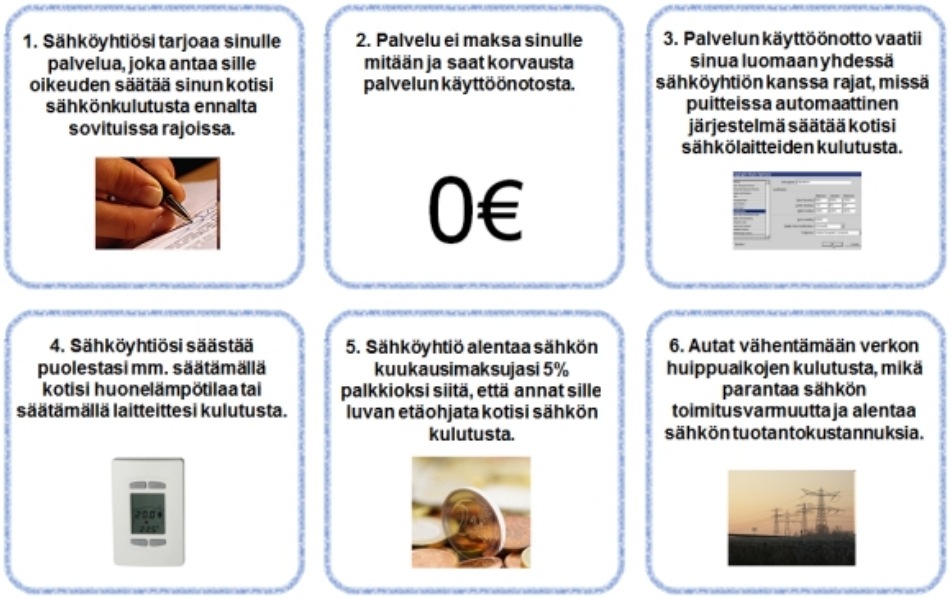
Sähkön markkinahinta on tyypillisesti korkea suuren kulutuksen aikana ja matala alhaisen kulutuksen aikana. Kysyntäjoustolla on etenkin Elspot-markkinoiden kautta sähkön markkinahintaan suora vaikutus. Yleinen käsitys on, että suurempi kysyntäjousto auttaa laskemaan sähkön hankintakustannuksia, kun tarvittava sähkö voidaan hankkia spot-sähkön kannalta edullisemmilla tunneilla. On ajateltu, että tästä hyötyvät hankinnassaan sähkön myyjä ja todennäköisesti myös myyjän asiakas, kun tämä hyöty voidaan mahdollisesti siirtää myös myyjän myyntihintoihin. Tämä ei kuitenkaan välttämättä pidä paikkaansa, sillä myyjän hankintakus-

tannuksiin vaikuttavat myös tasesähkökaupan kustannukset. Kysynnän joustaminen voi merkitä vaikeampaa ennustettavuutta, jolloin tasesähkökaupasta johtuva kustannusriski kasvaa. Kysyntäjouston vaikutusta ennustamis- ja hankintaprosessissa on analysoitu esimerkin avulla tarkemmin luvussa 8.

Joustava kysyntä ehkäisee sähkön hintapiikkejä. Hintapiikillä tarkoitetaan markkinahinnan äkillistä kohoamista korkealle tasolle ja on ajateltu, että markkinan toimivuuden kannalta niiden vähentäminen on tavoiteltavaa, sillä se lisää toiminnnan vakautta ja ennustettavuutta. Kysyntäjousto ja hintapiikit ovat riippuvaisia toisistaan. Tällä riippuvuudella on suora vaikutus kysyntäjouston tehokkuuteen. Kysyntäjouston lisääminen vähentää hintapiikkejä, mutta toisaalta kysyntäjousto tarvitsee hintapiikkejä ollakseen kannattavaa (TEM 2008). Tämän takia joissain tilanteissa myyntiyhtiön voi olla vaikea perustella asiakkailleen kysyntäjoustopalveluiden mielekkyyttä, jos toiminnasta ei ole saatavissa tarpeeksi suuria rahallisia hyötyjä. Tämä on mahdollista silloin, kun hintapiikkejä ei esiinny tarpeeksi. Piikkien väheneminen on kuitenkin epätodennäköistä, koska niiden on ennustettu lisääntyvän olosuhderiippuvaisen tuotannon lisääntyessä (Pöyry 2011). Tähän tulokseen on myös tultu tuoreessa Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) raportissa, jossa käsitellään sähkömarkkinaskenaarioita vuoteen 2035 asti (TEM 2012).

Jouston lisäämiseksi myyjien olisi kyettävä tarjoamaan asiakkailleen tuotteita, jotka seuraavat tarkemmin sähkön hinnan vaihteluita. Perinteisillä kiinteähintaisilla sopimuksilla motivaatiota kulutustottumusten muokkaamiseen ei ole. Tuntimittauksen yleistyessä realistista on tässä vaiheessa keskittyä luomaan Elspot-hintoihin perustuvia tuotteita. Elspot-hinnat ovat tiedossa aina päivän etukäteen, mikä antaa reagointiin riittävästi aikaa nykyisilläkin tiedonsiirtokäytännöillä. Tehokkaan kysyntäjoustokehityksen edistämiseksi asiakkaille olisi hyvä olla tarjolla useita vaihtoehtoisia jouston mahdollistavia tuotteita (TEM 2008), joissa voidaan muunnella esimerkiksi sitä kuinka suoraan laskutus Elspot-hintaan perustuu. Tämä viestii asiakkaille joustavuudesta ja antaa vaikutelman palvelun vaivattomuudesta. Eräs mahdollinen kulutuksen ohjauksen palvelukonsepti on esitetty kuvassa

5.3. Konsepti on hahmoteltu Asiakkaan näkökulma älykkään sähköverkon lisäarvoon –hankkeen työpajassa alan asiantuntijoiden toimesta.



Kuva 5.3 *Esimerkki kulutuksen ohjauspalvelusta (Heiskanen et al. 2012).*

Kysyntäjoustoon perustuva kapasiteetti voidaan periaatteessa tarjota markkinoille samalla tavalla kuin muukin kapasiteetti. Joustolla voidaan osallistua Elspot-, ja Elbas-markkinoille tai sen tarjoaminen voi pohjautua kahdenväliseen sopimukseen. Kapasiteetti voidaan tarjota myös säätösähkömarkkinoille tai tasevastaavan tapauksessa varata omaan käyttöön. Tehokkaasti ja varmasti toimiessaan kysyntäjousto voi siis tarjota hyvän työkalun kulutustaseen tasapainotuksessa ja tasesähkökulujen alentamisessa. Tämä toimintatapa asettaisi vaatimuksia ohjauskäskyjen välittämiselle, sillä esimerkiksi aggregoitujen sähkölämmitysten säätösähkömarkkinoille osallistuminen minimikapasiteetilla edellyttäisi ohjausviestin välittämistä vähintään 2 000 kohteeseen alle 10 minuutissa (TEM 2008). Tällaiset vaatimukset merkitsisivät lisääntyvää investointitarvetta tiedonsiirtojärjestelmiin.

6 Pientuotanto

Pienimuotoiselle sähköntuotannolle ei ole olemassa täsmällistä määritelmää. Yleensä pientuotannolla kuitenkin tarkoitetaan tuotantoa, joka on nimellisteholtaan enintään muutaman megawatin luokkaa (Motiva 2012). Hajautettua sähköntuotantoa käsittelevässä tutkimuksessa (Ackermann et al. 2001) on määritelty pientuotanto 5 kW – 5 MW suuruiseksi. Tätä pienempää tuotantoa kutsutaan mikrotuotannoksi. Pientuotantoa yleisesti käsiteltäessä käytännöllistä on tarkastella nimellisteholtaan alle 2 MVA suuruista tuotantoa, mikä sähkömarkkinalaissa on määritelty pientuotannon ylärajaksi (SML 386/1995). Tätä suurempaa tuotantoa koskevat samat säännöt kuin teollisen mittakaavan sähköntuotantoa. Tässä työssä pientuotannon ylärajaksi määritellään 2 MVA.

Pientuotannon roolin odotetaan lähivuosikymmeninä kasvavan verkkoteknologian ja markkinakäytäntöjen kehittyessä. Lisäksi nykyisen ilmasto- ja energiapolitiikan suosimat energian tuotantomuodot soveltuvat pientuotantoon hyvin. Monet pientuottamista harkitsevat ajattelevatkin ensisijaisesti pientuotantoyksikköä, joka toimisi uusiutuvalla energialla. Tällaisia tuotantomuotoja ovat esimerkiksi aurinko- ja tuulienergia. Näitä tuotantomuotoja pidetään ekologisina ja niitä varten ei tarvitse hankkia polttoainetta. Lisäksi käyttökustannukset ovat yleensä pieniä ja tuotanto automatisoitua, mikä tekee toiminnasta tuottajalle helppoa (Motiva 2012). Investointikustannukset ovat kuitenkin suuria, mikä rajoittaa pientuotannon yleistymistä. Pientuottajan investointipäätös riippuu kustannuksista, olosuhteista, mieltymyksistä sekä tuotantomuotokohtaisista veroista ja tuista. Pientuotannon yleistymisen nopeus ja laajuus ovat hyvin riippuvaisia näiden tekijöiden suotuisuudesta.

Eri pientuotantomuotojen kustannuksia ja ominaispiirteitä on esitelty taulukossa 6.1.

Taulukko 4.2 *Sähkön pientuotannon tuotantomuotojen kustannuksia ja ominaispiirteitä (Energiateollisuus 2008).*

	Tavallisia yksikkötehoja (kW)	**Ominaispiirteitä**	**Käyttöikä (vuotta)**	**Investointikustannus (€/kW)**	**Tuotantokustannus (c/kWh)***
Tuuli	n. 0,5; 2-4; 1000-2000	Tuulioloilla ratkaiseva merkitys, korkeat investointikustannukset ja alhaiset käyttökustannukset, riippumattomuus polttoaineen hinnoista	20	2000-5000; 1000-2000 (1000-2000 kW laitoksilla)	2-4; 1-2 (1000-2000 kW laitoksilla); riippuu huomattavasti tuulisuudesta
Pienvesivoima	20-	Korkeat investointikustannukset ja alhaiset käyttökustannukset, riippumattomuus polttoaineen hinnoista	30-40	1200-3000	2-5
Aurinkosähkö	5-50, 2000	Auringonvalon määrällä ratkaiseva merkitys, korkeat investointikustannukset ja alhaiset käyttökustannukset, riippumattomuus polttoaineen hinnoista	25-30	2900-5000	30-200
Bio-CHP, höyryturbiini	2000	Hyvä mahdollisuus tuotannon suunnitelmallisuuteen: ajoitus ja säädettävyys	20	2500-3500	3-6; riippuu huomattavasti polttoaineen ja lämmön hinnasta
Bio-CHP, mikroturbiini/kaasumoottori	30-2000	Korkea sähköhyötysuhde, monipuolinen polttoainevalikoima, modulaarisuus	15	500-5000	4-8; riippuu huomattavasti polttoaineen ja lämmön hinnasta

**Ei sisällä syöttötariffia tai investointitukia.*

6.1 Uusiutuvan energiantuotannon syöttötariffi

1.1.2011 voimaan astuneen lain mukaan uusiutuvan energian tuotannolle voidaan hakemuksesta maksaa syöttötariffia (Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta 1396/2010). Syöttötariffia voivat saada vaatimukset täyttävät tuuli-, biokaasu- ja puupolttoainevoimalat. Tavoitteena on maksaa tariffijärjestelmän piirissä oleville tuottajille sähköstä 83,5 €/MWh. Poikkeuksena tuulivoi-

man tavoitehinta on 31.12.2015 asti 105,3 €/MWh, jonka jälkeen se on sama kuin muilla tuotantomuodoilla. Syöttötariffi on sidottu Elspot-aluehinnan kolmen kuukauden keskiarvoon. Metsähakevoimaloilla tariffi on sidottu päästöoikeuden hintaan. Tämän lisäksi CHP-periaatteella (Combined Heat and Power) toimivat puupolttoaine- ja biokaasuvoimalat voivat saada lämpöpreemiota 20 €/MWh tai 50 €/MWh, jos niiden hyötysuhde on tarpeeksi hyvä.

Syöttötariffijärjestelmässä voimaloille on asetettu kokovaatimuksia, jotka rajaavat lähinnä pienempää tuotantoa pois tuen piiristä. Esimerkiksi tuulivoimalla alaraja tuen myöntämiselle on generaattorin nimellisteho 0,5 MVA.

6.2 Pientuotanto ja sähkömarkkinat

Pientuotannon yleistymisessä on omat haasteensa. Perinteinen jaottelu tuottajiin ja kuluttajiin ei ole enää yleispätevä vaan kaikenkokoiset markkinatoimijat voivat olla yhtä aikaa molemmissa rooleissa. Tähän seikkaan tulee kiinnittää huomiota paitsi teknisesti niin myös markkinoiden toiminnan kannalta. Pohdittava asia on myös pientuottajan sähkön hinnoittelu. Pientuottajan voi olla vaikea löytää itselleen ylijäämäsähkön ostajaa, koska tarjottava sähkö on vähäistä ja tuotanto vaihtelevaa (Energiateollisuus 2008). Tällaisen sähkön ostaminen ei välttämättä markkinatoimijoita automaattisesti kiinnosta huonon ennustettavuutensa ja tasehallinnan haasteiden kannalta.

Loogisimmalta vaikuttava vaihtoehto on, että pientuotannon sähkön ostaa myyntiyhtiö. Tällä hetkellä jo muutamat yhtiöt tätä tekevätkin. Hinnoitteluperiaatteena on ollut joko kiinteä tariffi tai spot-hintaan perustuva hinta. Kiinteähintaisen tariffin käyttö voi teoriassa johtaa tilanteisiin, joissa pientuottajalta ostettu sähkö voi olla kalliimpaa kuin pörssistä hankittu, mikä muodostaa hintariskin. Myyntiyhtiön intresseissä on sitoa pientuottajalta ostetun sähkön hinta pörssihintaan, jolloin hintariski siirtyy ainakin osittain pientuottajalle. Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM) pitää yhtenä mahdollisuutena sähköyhtiöiden velvoittamista pientuottajan sähkön ostoon, jos yhtiöt eivät vapaaehtoisesti näin toimi. Mikäli velvoite toteu-

tuu, ei hintariski voi siirtyä täysin asiakkaalle, sillä sähköyhtiön olisi ostettava pientuotettu sähkö hintaan katsomatta. Tässä tapauksessa myyntiyhtiön hintariski on sitä suurempi, mitä yleisempää pientuottaminen asiakkaiden keskuudessa on.

Odotettavissa on, että ostamis- ja muut tuotantoon liittyvät toiminnot yhtenäistyvät tulevaisuudessa. Pientuotanto herättää ihmisissä positiivisia mielikuvia (Heiskanen et al. 2012), joten toimintakentän kehittyessä suotuisaksi sen voisi olettaa yleistyvän. Positiivisia mielikuvia hyödyntämällä ja uusia palveluja kehittämällä sähköyhtiö voi luoda itsestään kuvaa avuliaana, asiakaspalvelukeskeisenä ja uudistumishaluisena yrityksenä. Luomalla hyviä pientuotantopalveluita myyjällä voi olla hyvä mahdollisuus asiakkaidensa sitouttamiseen pitkäaikaisesti. Palveluja on kuitenkin vaikea räätälöidä täysin asiakkaiden mieltymysten mukaisiksi, koska kuten edellisessä kappaleessa todettiin, myyjän on pyrittävä hallitsemaan toimintaansa liittyviä riskejä. Oikeudenmukaisuusperiaatteen mukaan vastuu riskin kasvattamisesta tulisi kohdentaa sen aiheuttajalle. Tässä tapauksessa pientuottaja kasvattaa riskiä ennustevirheen ja sitä kautta tasesähkökulujen suurenemisesta. Tämä tulisi huomioida pientuottajan myymän sähkön hinnassa alentavana tekijänä.

7 Myyjän ennustevirheen taloudellinen merkitys

Tässä luvussa arvioidaan tasevastaavana toimivan myyjän kulutuksen ennustevirheen taloudellista merkitystä. Arvioinnissa on käytetty Helsingin Energian sähkönmyynnistä vastaavan Sähkömarkkinat-liiketoiminnon taseraportteja, joihin on yhdistetty tiedot liiketoiminnon fyysisen sähkön hankinnasta sekä Fingridin tekemästä taseselvityksestä. Tuloksena on saatu kulutustaseen rakenne tunneittain. Näiden tietojen perusteella on laskettu hankinnan kustannuksia ja vaihteluvälejä erisuuruisilla ennustevirheillä.

7.1 Helsingin Energian Sähkömarkkinat-liiketoiminto

Helsingin Energian Sähkömarkkinat-liiketoiminnon tehtävänä on sähkön myynti. Pääprosessissa sähköä hankitaan myytäväksi ja se myydään edelleen asiakkaille. Asiakkaina on sähkönkuluttajia aina kotitalouksista suurteollisuuteen. Pääprosessin ohella yksikössä tehdään monia ydinliiketoimintaa tukevia toimintoja, kuten esimerkiksi markkina-analyysejä, markkinointia ja sähkönkulutuksen ennustamista.

7.2 Fyysinen sähkön hankinta Helsingin Energian Sähkömarkkinat-liiketoiminnossa

Sähkömarkkinat-liiketoiminnon fyysinen sähkön hankinta perustuu tunnin tarkkuudella tehtävään kulutusennusteeseen. Ennuste koostuu luvussa 3.5 esitetyistä osakulutuksista. Tämän lisäksi pieni osa asiakasmyynnistä on kiinteää toimitusta, jolle toimitetaan sähköä ennalta sovittu määrä. Osakulutuksista ja kiinteistä toimituksista muodostuneelle kokonaisuudelle hankitaan sähkö Elspot-markkinoilta.

Taseselvityksen valmistuttua saadaan tuntikohtainen MAE eli ennusteen ja toteutuman erotus. Tämän perusteella joka tunnille joko hankitaan tai myydään sähköä

sellainen määrä, että kulutustase tasapainottuu. Tasapainottava sähkökauppa tapahtuu tasesähkömarkkinoilla, jolloin kaupan vastaosapuolena toimii Fingrid.

7.3 Taseraportointi

Kulutustaseen tunnittaisesta muodostumisesta laaditaan raportteja kuukausikohtaisesti. Raporttiin on merkitty spot-sähkön hankintamäärä sekä ennuste, jossa myynti Helsinkiin ja Helsingin ulkopuolelle on eritelty. Kiinteä myynti ja hiilidioksidivapaa tuotanto on merkitty omiksi sarakkeikseen. Jos Elbas-kauppaa on käyty ennen toimitustuntia, niin myös se on merkitty raporttiin. Hintatiedoista raportti sisältää Suomen Elspot-hinnan, kulutustasesähkön hinnan, tasesähkön volyymimaksun ja toteutuneen kulutuksen kulutusmaksun. Näiden tietojen perusteella lasketaan tuntikohtainen tasesähkön käytöstä aiheutuva lisäkustannus. Yksinkertaistettu esimerkki raportin rakenteesta on esitetty taulukossa 7.1.

Taulukko 7.1 *Kuvitteellinen esimerkki taseraportin sisällöstä.*

Käyttö-tunti	Hankinta	Myynti	Tase-poikkeama	Spot-hinta	Tasesähkön hinta	Spot-kustannus	Tasesähkö-kustannus	**Kokonais-kustannus**
	MWh	MWh	MWh	Eur/MWh	€ / MWh	€	€	**€**
00-01	200	220	-20	30	30	6 000	-600	**5 400**
01-02	150	180	-30	40	50	6 000	-1 500	**4 500**
02-03	220	200	20	50	100	11 000	2 000	**13 000**

7.4 Sähkön hankintakustannusten laskeminen

Tässä työssä taseraporttien tietoja on käytetty tutkimusaineistona ennustevirheen ja ennustevirheen aiheuttamien kustannusten laskemisessa. Spot-tilauksen, Suomen Elspot-hinnan ja kulutusmaksun perusteella on laskettu sähkön spot-hankinnasta aiheutuvat kustannukset. Tasepoikkeaman ja tasekaupan hintojen perusteella on laskettu tasesähkökaupasta aiheutuvat kustannukset. Työtä varten on käytetty aineistoa ajalta 1.1.2009 – 30.4.2012. Sähkön hankinnan kokonaiskustannukset saadaan tuntikohtaisista kustannuksista kaavalla

$$C = \sum_1^n C_i = \sum_1^n (C_{si} + C_{bi}) \quad (10)$$

missä n on aineiston tuntien lukumäärä, C_s on spot-hankinnan kustannus ja C_b on tasesähkökaupan kustannus. Spot-hankinnan kustannus määritellään

$$C_s = s * p + s * c \quad (11)$$

missä s on spot-hankinnan määrä, p on markkinoiden spot-hinta ja c järjestelmävastaavan veloittama maksu toteutuneesta kulutuksesta. Tasesähkökaupan kustannus on

$$C_b = [(s - s_f) * p_b] + |(s - s_f) * p_b| * p_v \quad (12)$$

missä s_f on ennustettu spot-hankinnan määrä, p_b on kulutustasesähkön hinta ja p_v on kulutustaseen tasepoikkeamasta maksettava volyymimaksu. Volyymimaksun perii järjestelmävastaava. Kaavojen (10), (11) ja (12) avulla voidaan laskea tasevastaavan kokonaishankintakustannukset.

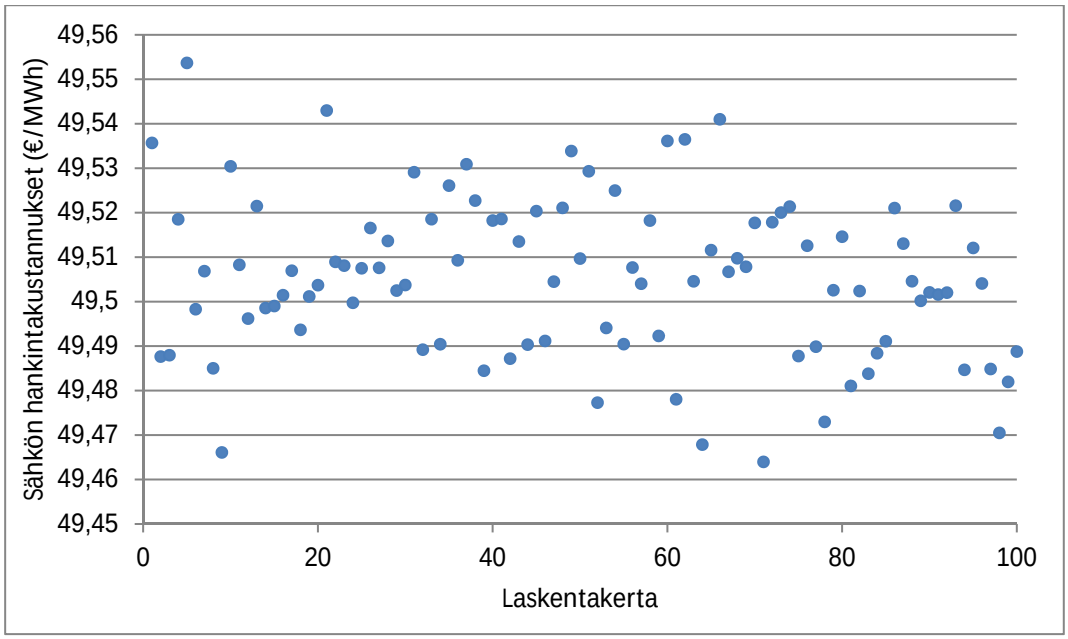
Lähtökohtana kaikille tämän työn laskennoille on oletettu, että tunnittaiset ennustevirheet noudattavat normaalijakaumaa. Lisäksi oletuksena on, että yksittäisen tunnin ennustevirheen määräytyminen on satunnaista ja että peräkkäisten tuntien ennustevirheet eivät riipu toisistaan.

7.5 Ennustevirheen stokastisuuden vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin

Tässä luvussa esitetyssä laskennassa on määritetty Sähkömarkkinatliiketoiminnon sähkön hankintakustannusten mahdollinen vaihteluväli prosessissa, jossa tunnittainen ennustevirhe määräytyy satunnaisesti, mutta sen keskiarvo aineiston yli pysyy vakiona. Tasesähköraporttien aineistosta määritettiin ennustevirheen keskiarvo ja keskihajonta. Keskihajonta määritellään seuraavasti

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2}{n-1}} \quad (13)$$

Kaavassa n on havaintojen lukumäärä, x_i yksittäinen havaintoarvo ja $\bar{x}$ havaintojen keskiarvo. Määritettyjen keskiarvon ja keskihajonnan perusteella sekä käyttämällä luvussa 7.4 esitettyjä oletuksia luotiin uusi satunnainen ja normaalijakautunut ennustevirheiden aikasarja. Ennustevirheaikasarjalla tasesähköraporteista laskettiin tuntikohtaiset sähkön hankintakustannukset. Näin simuloitiin todellista ennusteriippuvaista hankintaprosessia. Hankintakustannusten mahdollisen vaihteluvälin määrittämiseksi laskut suoritettiin sadalla erilaisella normaalijakautuneella ennustevirheaikasarjalla. Näin laaditun hankintasimulaation tulokset on esitetty kuvassa 7.1.



Kuva 7.1 *Ennustevirheen stokastisuuden vaikutus sähkön keskimääräisiin hankintakustannuksiin.*

Kuvasta nähdään, että stokastisessa prosessissa keskimääräinen energiayksikön hinnan vaihteluväli on maksimissaan noin 0,1 €/MWh. Keskiarvo hinnalle on 49,51 €/MWh ja keskihajonta 0,018 €/MWh. Konkreettisempaa on tarkastella kustannuksia vuositasolla. Vuoden hankinnan keskiarvo on 209 407 906 € ja keskihajonta 75 695 €.

Eräs havainnollinen tapa kuvata mahdollista vaihtelua on määrittää hankintakustannuksille luottamusvälejä, jotka kertovat millä todennäköisyydellä kustannukset rajoittuvat jollekin välille. Luottamusvälien avulla saadaan myös käsitys ennustevirheen aiheuttamasta kustannusriskistä. Matemaattisesti ilmaistuna todennäköisyys satunnaismuuttujan θ sijoittumiselle luottamusvälille ilmaistaan seuraavasti

$$P_r\left(\widehat{\Theta}_L < \theta < \widehat{\Theta}_U\right) = 1 - \alpha \tag{13}$$

Kaavassa $\widehat{\Theta}_L$ ja $\widehat{\Theta}_U$ ovat luottamusvälin ala- ja ylärajat. 1 – α on välin luottamusaste, joka kertoo todennäköisyyden satunnaismuuttujan asettumiselle muuttujien $\widehat{\Theta}_L$ ja $\widehat{\Theta}_U$ välille. Eri todennäköisyyksillä lasketut luottamusvälit on esitetty taulukossa 7.2. Esimerkiksi alin rivi kertoo, että 99 % todennäköisyydellä kustannukset pysyvät noin 39 000 € vaihteluvälillä.

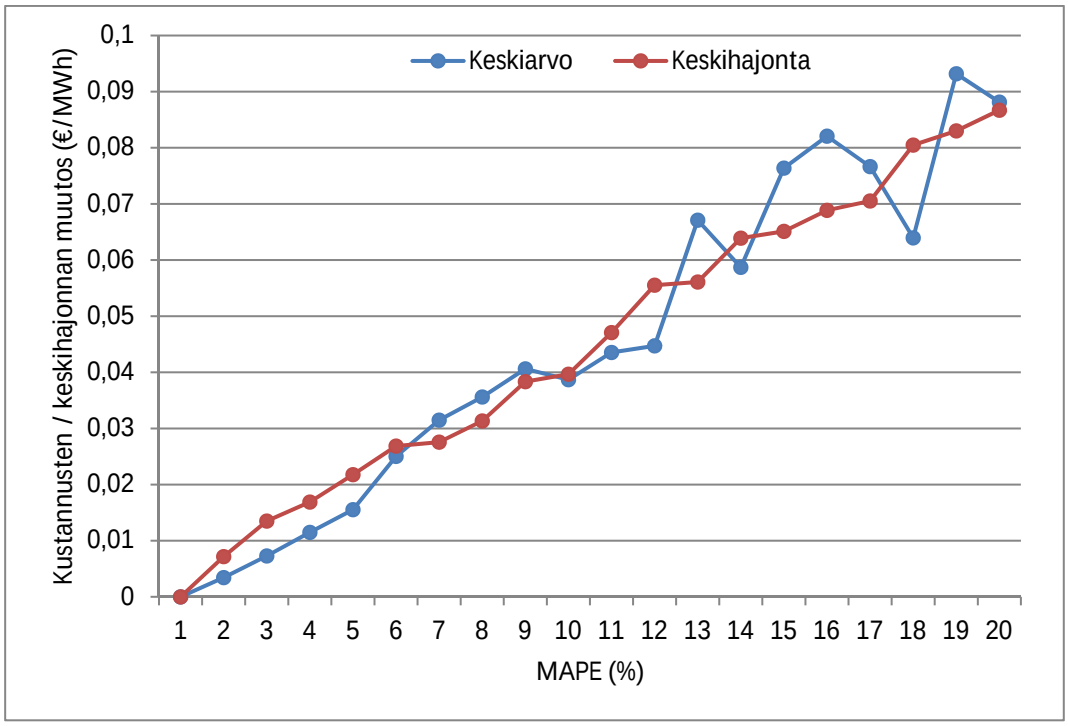
Taulukko 7.2 *Hankintakustannusten luottamusvälit ja kustannusten vaihteluvälit eri todennäköisyyksillä.*

Todennäköisyys	Luottamusväli (€)	Kustannusten vaihteluväli (€)
50 %	5 106	10 211
70 %	7 845	15 691
90 %	12 451	24 901
95 %	14 836	29 672
99 %	19 498	38 995

Taulukon tuloksista nähdään, että hankintakustannukset pysyvät hyvin pienen vaihteluvälin sisällä suurillakin todennäköisyyksillä. Tämän perusteella voidaan todeta, että annetuilla lähtöoletuksilla satunnaisessa prosessissa yhden vuoden ajanjaksolla hankinta summautuu laskennassa kokonaisuudeksi, jossa riski kustannusten suuresta vaihtelusta pysyy pienenä. Tämän laskennan yhteydessä on kuitenkin huomioitava, että tulos voi olla erilainen keskimääräisen ennustevirheen ollessa suurempi.

7.6 Ennustevirheen suuruuden vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin

Seuraavaksi tutkittiin ennustevirheen suuruuden vaikutusta myyjän sähkön hankintakustannuksiin. Laskennassa muutettiin keskimääräistä ennustevirheen MAPE-arvoa aineiston yli vaihtelemalla ennustevirheen keskihajontaa. Kuten edellisenkin luvun laskennassa keskiarvo pidettiin vakiona. Näin suoritetun laskennan tulokset on esitetty kuvassa 7.2. Kustannusarvon havainnollistamiseksi kuvan tiedot on esitetty myös taulukossa 7.3 yhdessä vuositason tietojen kanssa. Taulukon luvut kuvaavat kustannusten muutosta MAPE-arvon kasvaessa yhdellä prosenttiyksiköllä.



Kuva 7.2 *Keskimääräisten hankintakustannusten ja keskihajonnan muutos MAPE-arvon funktiona.*

Taulukko 7.3 *Kustannusten ja keskihajonnan muutos ennustevirheen kasvaessa.*

MAPE	Kustannusten muutos, MAPE kasvaa 1%-yks. (€/MWh)	Kustannusten muutos, Mape kasvaa 1%-yks. (€/vuosi)	Keskihajonta (€/vuosi)
1,40 %			
2 %	0,003	14 536	30 355
3 %	0,007	16 320	57 142
4 %	0,011	17 758	71 459
5 %	0,016	17 112	92 107
6 %	0,025	40 153	113 641
7 %	0,031	27 305	116 611
8 %	0,036	17 447	132 568
9 %	0,041	21 199	162 174
10 %	0,039	-8 173	167 784
11 %	0,044	20 511	199 162
12 %	0,045	4 991	234 878
13 %	0,067	94 695	237 260
14 %	0,059	-35 526	270 309
15 %	0,076	74 756	275 426
16 %	0,082	24 077	291 277
17 %	0,077	-22 941	298 322
18 %	0,064	-53 692	340 435
19 %	0,093	123 634	351 133
20 %	0,088	-21 341	366 716

Kuvassa 7.2 on kustannusten ja keskihajonnan muutokset energiayksikköä kohti ennustevirheen MAPE-arvon funktiona. Pisteet ovat keskiarvoja, joiden taustalla on samanlaisia sadan otoksen simulaatioita kuin edellisen luvun laskennassa. Kustannusten nollataso on asetettu kustannukseen, joka syntyy 1,4 % MAPE-arvolla. Tätä pienempi ennustevirhe ei annetuilla lähtöarvoilla ole laskennassa mahdollinen johtuen siitä, että lähtöaineiston keskiarvo ei ole täsmälleen 0.

Laskenta osoittaa selvästi, että hankintakustannukset keskimäärin kasvavat ennustevirheen kasvaessa. Vaikuttaisi myös siltä, että suhteelliset kustannusmuutokset kasvavat ennustevirheen kasvaessa, mutta tätä ei voi tuloksista varmasti todeta. Suurempien MAPE-arvojen suhteellisesti suurempi kustannusten muutos saattaa johtua suuremmasta hajonnasta, mistä johtuen laskennan tulokset kuvaavat epävarmemmin todellisia keskiarvoja. Hajonnan vaikutus näkyy hyvin myös kuvassa

7.2, jossa kustannusten keskiarvon heilahtelut kasvavat MAPE-arvon kasvaessa. Taulukon 7.3 tietoja tarkasteltaessa nähdään, että MAPE-arvon yhden prosenttiyksikön kasvu merkitsee vuositasolla keskimäärin 19 600 € kustannusten kasvua. Keskihajonta on tarkastelluilla virhearvoilla noin 30 000 € - 370 000 €.

Sekä kustannusten alentaminen että riskinhallinta vaikuttavat laskennan perusteella tavoittelemisen arvoisilta päämääriltä. Keskimääräisiä kustannuksia tarkastelemalla voidaan todeta, että valmiiksi alhaisen ennustevirheen alentaminen ei välttämättä ole kovinkaan järkevää, koska ennusteen parantamisesta saatava kustannushyöty on niin pieni. Myös keskihajonnan ja sen myötä kustannusriskin kasvun vaikutus näkyy selvästi vasta suuremmilla MAPE-arvoilla, jolloin hankinnassa voidaan päätyä hyvinkin erilaisiin loppulukuihin. Näyttää siltä, että suurta ennustevirhettä kannattaa ehdottomasti pyrkiä parantamaan, mutta alhaisemmilla ennustevirheen arvoilla kannattaa vertailla parantamisesta saavutettavia hyötyjä ja siihen tarvittavia panostuksia toisiinsa. Näin voidaan määrittää parannustoimenpiteen kannattavuus.

7.7 Laskentojen realistisuuden arviointi

Laskennat eivät kuvaa todellisuutta täydellisesti vaan niissä jouduttiin tekemään joitakin yksinkertaistuksia. Ennustevirheen stokastisen luonteen mallintamiseksi tuntikohtaisten ennustevirheiden joukon oletettiin noudattavan normaalijakaumaa. Tämä oletus havaittiin melko hyväksi, koska laskennalliset hankintakustannukset vastasivat todellisia kustannuksia hyvin. Todelliset lähtöaineiston ennustevirheet jakautuivat jonkin verran normaalijakaumaa epätasaisemmin ja arvoja oli suhteellisesti enemmän lähellä keskiarvoa. Tämä saattaa johtua siitä, ettei ennustamisprosessi todellisuudessa ole täysin satunnainen vaan ihmisen toiminta voi vaikuttaa siihen satunnaisuutta vähentävällä tavalla. Aineistoa tutkimalla voidaan todeta, että laskentojen lopputuloksen kannalta tällä ei näytä olevan paljoakaan vaikutusta. On myös huomioitava, että todellisuudessa aikasarjan peräkkäisten ennustevirhearvojen kesken on havaittavissa autokorrelaatiota eli arvot riippuvat jonkin verran edeltävistä arvoista. Tutkitun aineiston koosta ja laskujen suuresta toistomää-

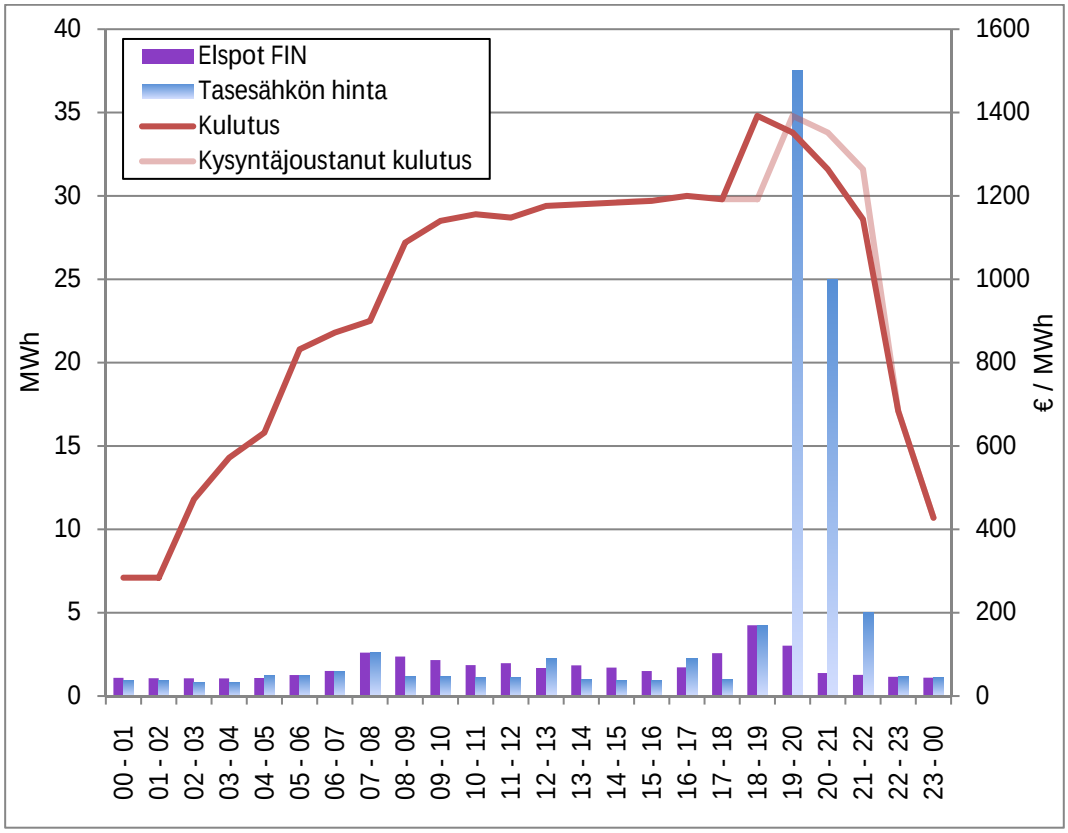
rästä johtuen vaikuttaa vahvasti siltä, että tämänkin seikan vaikutus lopputuloksen kannalta on vähäinen. Yleisesti ottaen tämän luvun laskennoissa tehdyt oletukset ja sitä kautta suoritetut laskennat todettiin uskottaviksi.

8 Kysyntäjouston merkitys ennustamis- ja hankintaprosessissa

Tämän luvun tarkoituksena on määrittää kysyntäjouston merkitystä tasevastaavan ennustevirheen ja hankintakustannusten kannalta. Yleisesti ajatellaan, että sähkön spot-hinnan ollessa korkea kysyntäjousto auttaa tasoittamaan hintapiikkejä ja tästä hyötyvät kaikki markkinaosapuolet. Maltillisemmat muutokset hinnoissa lisäisivät toiminnan ennustettavuutta ja tämän seurauksena myyjän hankintakustannukset olisivat helpommin ennustettavissa. Asia ei kuitenkaan ole aivan näin suoraviivainen, sillä alhaisempi spot-hinta ei välttämättä tarkoita sitä, että sähkön hankintakustannukset alenisivat. Myyjän hankintakustannuksia laskettaessa on huomioitava myös tasesähkökaupasta aiheutuvat kustannukset.

8.1 Kysyntäjouston ennustettavuuden merkitys

Lisäksi merkitsevä seikka on kysyntäjouston ennustettavuus. Myyjän hallitsema kysyntäjousto on tarkasti tiedossa ja tämä on mahdollista huomioida ennusteprosessissa oikein. Asiakkaan hallitsemaan kysyntäjoustoon sisältyy epävarmuutta. Jotta tieto kysyntäjouston vaikutuksesta selviäisi, käytössä on oltava riittävästi dataa kulutushistoriasta, jossa kysyntäjoustoa on hyödynnetty. Tässäkin tapauksessa kulutuksen käyttäytymiseen sisältyy aina epävarmuutta, koska se riippuu ihmisten päätöksistä ja toisaalta kyvyssä joustaa voi olla ajallista vaihtelua. Näistä seikoista johtuen asiakkaan suorittama kysyntäjousto johtaa ennustevirheeseen kulutuksen ennustamisessa. Periaatetta on havainnollistettu kuvassa 8.1. Kuvassa on esimerkki tilanteesta, jossa kysyntäjousto kasvattaa myyjän hankintakustannuksia.



Kuva 8.1 *Esimerkki kysyntäjoustosta, joka kasvattaa myyjän hankintakustannuksia.*

Kuvan tilanteen mekanismi on seuraava. Myyjä laatii kulutusennusteen seuraavalle päivälle, joka on merkitty kuvaan punaisella. Ennusteen laatimisen mukainen määrä sähköä tilataan Elspot-markkinoilta. Tämän jälkeen Nord Pool Spot julkaisee Elspot-hinnat, jotka ovat kuvassa violetteja palkkeja. Hinnoissa nähdään kello 18 alkavalla käyttötunnilla hintapiikki, joka on suuruudeltaan 170 €. Kulutus reagoi tähän siten, että kulutushuippu siirtyy tunnilla eteenpäin eli kysyntä joustaa. Kysyntäjouston vaikutus on merkitty kuvaan vaaleanpunaisella. Ennuste ja toteutuma vastaavat täysin toisiaan lukuun ottamatta vaaleanpunaisella näkyvää osuutta. Nyt kysyntäjouston vaikutuksesta on syntynyt ennustevirhettä klo 18 - 22 välisille tunneille. Jätettyjen ylös- ja alassäätötarjousten perusteella määräytyvät tasesähkön hinnat osoittautuvat erittäin korkeiksi klo 19 - 22 välisillä tunneilla. Kysyntäjouston seurauksena näillä tunneilla toteutunut kulutus on ennustetta suurempaa, jolloin tasesähköä on ostettava kalliilla hinnalla. Näin kysyntäjouston ennakoimattomuus johtaa tässä tapauksessa sähkön hankintakustannusten kasvuun.

8.2 Kysyntäjouston kustannusvaikutusten arviointi

Arvioitaessa kysyntäjouston vaikutusta sähkön hankintakustannuksiin on otettava huomioon hintapiikkeihin ja ennustevirheeseen kohdistuvat vaikutukset. Kysyntäjoustokyvyn kasvamisesta johtuva vaikutusten ketju on esitetty kuvassa 8.2.

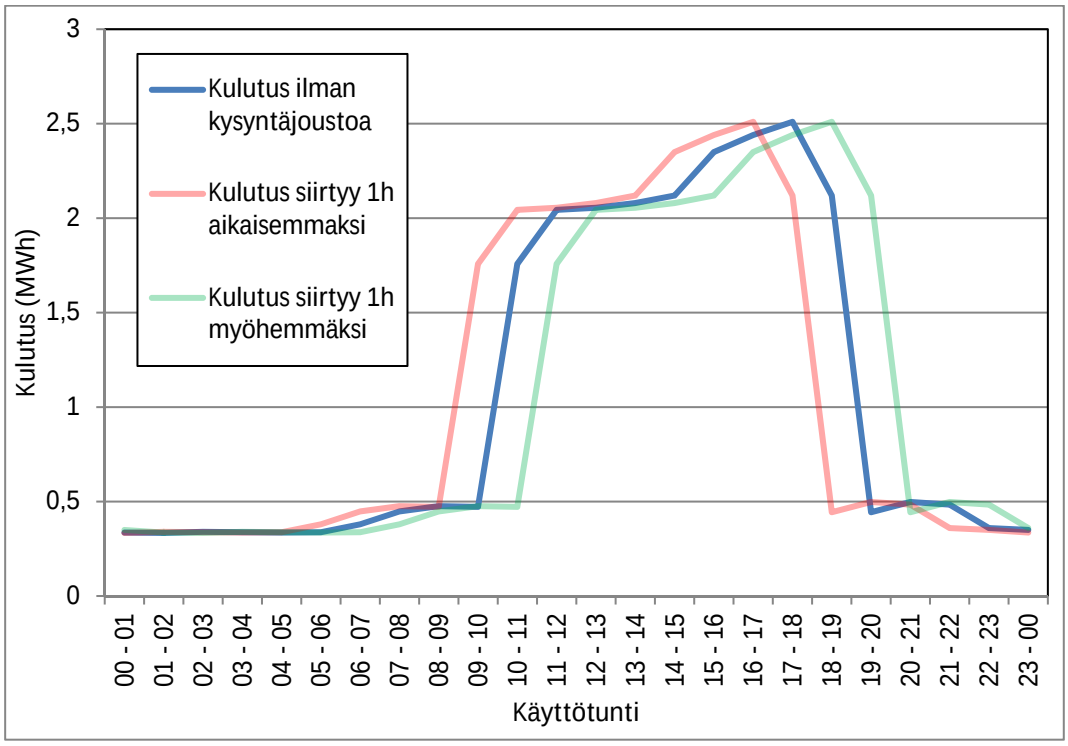
Kuva 8.2 *Kysyntäjouston vaikutusprosessi sähkön hankintakustannuksiin.*

Hankintakustannusten muutossuunnan ratkaisevat kuvan prosessin keskimmäiset osat. Hintapiikkien pieneneminen hyödyttää myyjää taloudellisesti ja ennustevirheen kasvaminen merkitsee puolestaan taloudellista tappiota. Vaikuttaminen hankintakustannuksiin on siis vastakkaissuuntaista, joten vaikutusten suuruudet ovat ratkaisevia lopputuloksen kannalta.

Tällä hetkellä on hyvin vaikeaa arvioida näiden tekijöiden merkitystä. Ei ole tiedossa kuinka paljon kysyntäjoustokyvyn kasvaminen hyödyttää myyjää hintapiikkien tasaantumisen seurauksena. Ylipäänsä on vaikeaa sanoa kuinka paljon kysyntä voi joustaa tai kuinka suuri osuus siitä voisi olla ennustettavissa. Asian kvantitatiivinen arviointi saattaa olla mahdollista tulevaisuudessa, mutta tämä edellyttää riittävästi dataa kulutuksesta, jonka kysyntäjousto on suurta. Lisäksi kysyntäjouston on kyettävä tarkasteluaikana vaikuttamaan sähkön hinnan muodostumiseen.

8.3 Esimerkki kysyntäjouston ja hankintakustannusten keskinäisestä vaikuttamisesta

Kuvassa 8.2 esitetyn prosessin vaikutuksia arvioidaan tässä kappaleessa esimerkin avulla. Tarkasteltavana on myyntiyhtiön kuvitteellinen asiakas, joka voisi kokonsa ja kulutuksensa perusteella olla esimerkiksi keskisuuri teollisuusyritys. Asiakkaan sähkönkulutusta tarkastellaan yhden päivän osalta. Kuormalla on kyky joustaa joko tunti eteenpäin tai tunti taaksepäin. Kulutuskäyrä ja sen joustaminen on esitetty kuvassa 8.3. Esimerkissä oletetaan, että kulutus ennustetaan täysin oikein silloin, kun kysyntä ei jousta. Siten ennustevirhettä syntyy ainoastaan kulutuksen siirtymisestä tuntia aikaisemmaksi tai myöhemmäksi.



Kuva 8.3 *Esimerkin laskuissa käytetyt kulutuskäyrät.*

Ideana on, että jouston tavoitteena on alentaa huippukulutustunnin spot-kustannusta. Huippukulutus sijoittuu ennen kysynnän joustamista klo 17 alkavalle tunnille. Esimerkissä lasketaan sähkön hankintakustannukset kolmella erilaisella yhden päivän hintarakenteella. Käytetyt hintarakenteet ovat taulukossa 8.1.

Taulukko 8.1 *Esimerkin laskuissa käytetyt hintarakenteet. Hinnat yksikössä €/MWh. Spot-hintaa korkeammat tasesähkön hinnat on merkitty punaisella värillä.*

Käyttötunti	1. Normaalit hinnat		2. Tasesähkössä pieni piikki		3. Tasesähkössä suuri piikki	
	Elspot FIN	Kulutustasesähkön hinta	Elspot FIN	Kulutustasesähkön hinta	Elspot FIN	Kulutustasesähkön hinta
00 - 01	27,05	27,05	27,05	27,05	27,05	27,05
01 - 02	19,05	19,05	19,05	19,05	19,05	19,05
02 - 03	17,11	17,11	17,11	17,11	17,11	17,11
03 - 04	15,38	15,38	15,38	15,38	15,38	15,38
04 - 05	23,41	23,41	23,41	23,41	23,41	23,41
05 - 06	28	28	28	28	28	28
06 - 07	32,31	32,31	32,31	32,31	32,31	32,31
07 - 08	36,21	36,21	36,21	36,21	36,21	36,21
08 - 09	39,29	39,29	39,29	39,29	39,29	39,29
09 - 10	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25	36,25
10 - 11	35,98	35,98	35,98	35,98	35,98	35,98
11 - 12	35,88	35,88	35,88	35,88	35,88	35,88
12 - 13	35,75	35,75	35,75	35,75	35,75	35,75
13 - 14	36,92	36,92	36,92	36,92	36,92	36,92
14 - 15	37,32	37,32	37,32	37,32	37,32	37,32
15 - 16	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33	37,33
16 - 17	46,03	46,03	46,03	46,03	46,03	50
17 - 18	60	60	60	80	60	100
18 - 19	46,03	46,03	46,03	100	46,03	1000
19 - 20	40,08	40,08	40,08	80	40,08	1000
20 - 21	35,96	35,96	35,96	35,96	35,96	100
21 - 22	35,35	35,35	35,35	35,35	35,35	50
22 - 23	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
23 - 00	33,89	33,89	33,89	33,89	33,89	33,89

Taulukossa *”Normaalit hinnat”* edustavat tilannetta, jossa hinnat ovat maltilliset ja Elspot- ja tasesähkön hinnoissa ei ole eroja. Sarakkeissa *”Tasesähkössä pieni piikki”* on klo 17 - 20 välisenä aikana pieni hintapiikki tasesähkössä. Oikeanpuolimmaisimmassa sarakeparissa *”Tasesähkössä suuri piikki”* hintaero Elspot- ja tasesähkön välillä kehittyy suureksi klo 16 - 22 välillä. Elspot-hintaa korkeammat tasesähkön hinnat on merkitty taulukkoon punaisella. Lasketut kysyntäjouston vaikutukset sähkön hankintakustannuksiin eri hintarakenteilla näkyvät taulukossa 8.2.

Taulukko 8.2 *Kysyntäjouston vaikutukset sähkön hankintakustannuksiin erilaisilla hintarakenteilla.*

Hinta-rakenne	Kulutus 1h aikaisemmin (€/MWh)			Ei kysyntäjoustoa (€/MWh)			Kulutus 1h myöhemmin (€/MWh)		
	Spot-kustannukset	Tasesähkö-kustannukset	Yhteensä	Spot-kustannukset	Tasesähkö-kustannukset	Yhteensä	Spot-kustannukset	Tasesähkö-kustannukset	Yhteensä
1.	38,35	-0,90	37,46	39,33	-	39,33	39,63	0,39	40,02
2.	38,35	-0,25	38,10	39,33	-	39,33	39,63	-0,71	38,92
3.	38,35	-62,48	-24,13	39,33	-	39,33	39,63	78,09	117,72

Taulukossa esitetyistä laskentatuloksista saadaan käsitys myyjälle kysyntäjoustosta aiheutuvasta hintariskistä. Silloin, kun Elspot- ja tasesähkön hinnoissa ei ole eroja vaikutuksia voidaan pitää pieninä. Hankintakustannusten vaihteluväli on tällöin 2,57 €/MWh. Kun käytössä on hintarakenne 2 kysyntäjousto alentaa hankintakustannuksia riippumatta jouston suunnasta. Kustannusten vaihteluväli on vieläkin pienempi kuin kohdassa 1 ollen tässä tapauksessa 1,23 €/MWh. Kohdan 3 suuren hintapiikin tapauksessa hintaero hankintakustannuksissa on suurta. Kulutuksen siirtyessä tuntia aikaisemmaksi tasesähkön hinnat osoittautuvat myyjän kannalta hyvin edullisiksi, jolloin hankintakustannukset ovat reippaasti negatiiviset. Hankinnasta seuraa tällöin tuloja 24,13 €/MWh. Kulutuksen siirtyessä tuntia myöhemmäksi tasesähkön hinnat ovat erittäin epäedulliset. Tässä tapauksessa ostetun sähkön kokonaiskustannuksiksi muodostuu 117,72 €/MWh. Kohdan 3 kustannusten vaihteluväli on peräti 141,86 €/MWh.

Esimerkki osoittaa, että ainakin tämäntyyppisen jouston tapauksessa hintariski voi muodostua hyvin suureksi silloin, kun tasesähkön hinnat eroavat spot-hinnoista paljon. Tutkitun kuvitteellisen asiakkaan tapauksessa tämä tarkoitti koko päivän ajalta noin 3 600 € kustannuseroa.

9 Tulevaisuuden haasteet

Tämän luvun tarkoituksena on hahmotella työaiheeseen liittyviä tulevaisuuden haasteita. Pyrkimyksenä on esitellä tärkeimpiä muutoksia, joita tulee ottaa huomioon lyhyen aikavälin kulutuksen ennustamiseen ja sähkön hankintakustannuksiin liittyen. Aikahorisontti on tässä luvussa asetettu 5 - 10 vuoden päähän.

9.1 Tasesähkökaupan kustannukset

Ennustamisen kannattavuus on suoraan kytköksissä tasesähkökaupan aiheuttamien kaupankäyntikustannusten suuruuteen. Kannattavuutta tulevaisuudessa voidaan arvioida sähkön hintakehitystä ja Fingridin määrittelemiä muita kustannuksia tarkastelemalla. Tarkasteltavalla 5 - 10 vuoden ajanjaksolla sähkön hinnan oletetaan pysyvän melko vakaana. Tähän tulokseen on tultu Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) tuoreessa SKM Market Predictorilta tilaamassa markkinaskenaarioita käsittelevässä selvityksessä (TEM 2012). Ennuste perustuu toisaalta odotuksiin tuotannon kasvamisesta Olkiluoto 3 –ydinvoimayksikön ja tuetun tuulivoiman myötä ja toisaalta sähkön kulutuksen maltilliseen kasvuun. Pöyryn vuonna 2011 tekemässä tutkimuksessa tälle vuosikymmenelle ennustetaan markkinahinnan maltillista nousua (Pöyry 2011). Kannattaa kuitenkin kiinnittää huomiota siihen, että näissä tutkimuksissa on ennustettu vain spot-hinnan kehitystä. Muutosvaikutukset voivat olla suurempia tasesähkön hinnoissa.

Tasesähkökaupan maksujen aiheuttamia kustannuksia tarkasteltaessa ennustemielessä merkitystä on Fingridin perimällä kiinteällä maksulla sekä kulutustaseen volyymimaksulla. Nämä molemmat maksut ovat pysyneet ennallaan vuodesta 2009 lähtien ja myös tulevalle vuodelle 2013 vahvistetut maksut ovat samat. Fingrid on viime vuosina kohdistanut tasepalvelun hintakorotuksensa toteutuvaa tuotantoa ja kulutusta koskeviin maksuihin. Vaikka nämä maksut lasketaan tasepalvelumaksuiksi, ei niillä ole vaikutusta ennustamisen kannattavuuteen, koska ennustevirheellä ei ole vaikutusta maksettavien maksujen suuruuteen. Fingridin

maksukorotushistorian perusteella muutoksia ennustamisen kannalta merkitseviin maksuihin ei vaikuttaisi olevan tulossa myöskään lähitulevaisuudessa.

9.2 Markkinahintojen volatiliteetti

Tällä vuosikymmenellä ei välttämättä ole niinkään oleellista pohtia markkinahintojen nousun merkitystä ennustamisen kannattavuudelle vaan sen sijaan keskittyä hintojen volatiliteetin vaikutukseen. Molemmissa edellisessä kappaleessa mainituissa tutkimuksissa ennustetaan volatiliteetin kasvavan tulevaisuudessa. Kasvun on ennustettu olevan melko kohtuullista lähivuosien aikana, mutta tässäkin tapauksessa on tutkittu ainoastaan spot-hintoja. Tasesähkön hintojen vaihtelun kehitys voi olla erilaista. Taulukossa 9.1. on esitetty tasesähkön hintapiikkien lukumäärät lähihistoriassa ajanjaksolla 1.1.2009 – 30.4.2012. Aineisto on jaettu kolmeen yhtä pitkään aikaväliin tarkastelua varten. Taulukosta nähdään, että tasesähkön volatiliteetti on kasvanut merkittävästi viime vuosina.

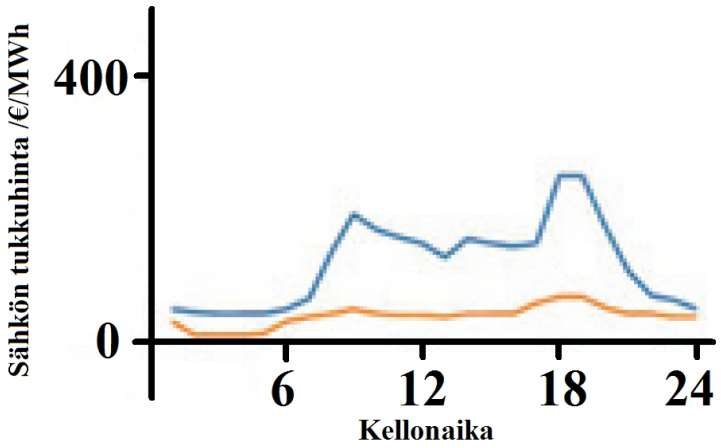
Taulukko 9.1 *Kulutustasesähkön hintapiikkien lukumäärä tarkasteluaineistossa. Aineisto on jaettu kolmeen yhtä suureen osaan.*

	Aikajakso		
Kulutustasesähkön hinta	1/2009 - 2/2010	2/2010 - 3/2011	3/2011 - 4/2012
> 100 €/MWh	40	88	276
> 200 €/MWh	10	36	87
> 1000 €/MWh	2	0	7

Volatiliteettikehitykseen tulevaisuudessa saattavat vaikuttaa muutokset sähkön tuotantorakenteessa, esimerkiksi jos tuuli- ja aurinkovoima yleistyvät merkittävästi. Näille sähköntuotantomuodoille on ominaista voimakas sääriippuvaisuus sekä laaja tuotantoyksiköiden kokojen kirjo. Perinteisten suurien tuotantoyksiköiden rinnalle on tulevaisuudessa tulossa myös pieniä yksiköitä. Suomessa sääriippuvaisen tuotannon kehitys näyttää tällä hetkellä maltilliselta. Muualla Euroopassa tuotantorakenteen muuttumisen vaikutus hintojen vaihteluihin voi näkyä selvemmin.

Erityisesti tuulivoiman lisääntyminen tullee olemaan merkittävä vaikuttava tekijä sähkömarkkinoilla. Esimerkiksi Pöyryn selvityksessä (Pöyry 2011) on ennakoitu, että tuulivoiman osuus Pohjois- ja Länsi-Euroopassa on vuonna 2020 kolminkertainen ja vuonna 2030 jo kuusinkertainen nykytilanteeseen verrattuna. Kokonaistuotannosta tuuli- ja aurinkoenergia vastaisivat vuonna yhteensä 2030 noin kolmasosaa. Euroopan Unionin (EU) kehityksestä saa käsityksen kansallisista uusiutuvan energian toimintasuunnitelmista (NREAP), jotka jäsenvaltiot olivat velvoitettuja julkistamaan vuonna 2010. Nämä suunnitelmat sisältävät arviot uusiutuviin energialähteisiin perustuvan sähköntuotannon määrälle sekä kokonaissähkönkulutukselle vuoteen 2020. NREAP-suunnitelmien perusteella EU:n tuuli- ja aurinkoenergian osuus sähkön kokonaiskulutuksesta olisi 17 % vuonna 2020 (Ruska & Kiviluoma 2011).

Tuuli- ja aurinkovoimalla tuotetun sähkön osuuden kokonaistuotannosta ollessa näin suurta säällä tulee olemaan huomattava vaikutus sähkön tuotannossa. Tämä vaikutus tulee näkymään myös sähkön hinnoissa volatiliteetin kasvuna. Pohjoismaisilla markkinoilla kehitys ei ole ollut aivan yhtä nopeaa kuin Keski-Euroopassa, joten Pohjoismaiden lähitulevaisuuden muutoksista saa käsitystä tarkastelemalla esimerkiksi Saksan markkinoiden nykytilannetta. Vuonna 2012 Saksan tuuli- ja aurinkovoimatuotanto ylitti jo 10 % osuuden kokonaistuotannosta. Näin suuri osuus merkitsee huomattavaa vaikutusta tukkuhintojen vaihteluihin. Kuvassa 9.1 on esitelty Saksan ennustettua hintojen riippuvuutta sääolosuhteista vuonna 2015.



Kuva 9.1 *Saksan markkina-alueen ennustettu hintojen vaihtelu vuonna 2015. Oranssi käyrä kuvaa tuulista ja sininen vähätuulista päivää (Pöyry 2011).*

Tuotantorakenteen muuttuminen edellyttää huomattavia kehitystoimia niin verkon kuin markkinoidenkin toiminnassa. Olosuhderiippuvaisen tuotannon tueksi tarvitaan säätökapasiteettia tasaamaan olosuhteiden vaihtelusta johtuvaa tuotannon epätasaisuutta. Muuttunut markkinatilanne ja hintarakenne muuttavat esimerkiksi sellaisten konventionaalisten laitosten ajotapoja, jotka on alun perin suunniteltu toimimaan peruskuormalaitoksina (Weltenergierat 2011).

Helposti säädettävissä olevan kapasiteetin kysynnän voidaan olettaa kasvavan Euroopan markkinoilla tulevaisuudessa. Vesivoima on edullinen säätöresurssi ja sen arvostus noussee. Tällä hetkellä pohjoismaisen sähköjärjestelmän pääasiallisena säätävänä resurssina on norjalainen ja ruotsalainen vesivoima, mutta tulevaisuudessa tilanne voi olla toinen. Pohjoismaiden ohella myös Keski-Euroopan markkinat kiinnostavat vesivoiman tuottajia (Supponen 2011). On todennäköistä, että tämän seurauksena Pohjoismaissa on tulevaisuudessa hyödynnettävä yhä useammin muita säätöresursseja. Yleisesti ottaen eurooppalaisten markkina-alueiden yhdentyessä pohjoismaisen säätövoiman hinta tullee nousemaan ja vaikutusta voi olla myös hintojen vaihteluihin. Myös markkinamekanismia saatetaan kehittää vastaamaan paremmin muuttunutta markkinatilannetta, mikäli mahdollista tasesähkökustannuksien kasvua päätetään hillitä.

Säätökapasiteetin hinnan nouseminen ja hintavaihteluiden kasvu kohottanevat kulutuksen ennustamisen merkitystä. Näiden merkitsevien tekijöiden suuruutta on kuitenkin vaikea arvioida. Yleisesti voidaan kuitenkin sanoa, että ennustevirheen rahallinen arvo ja hankintakustannuksiin liittyvä hintariski kasvavat. Luvun 7 käsittein ilmaistuna tämä tarkoittaa sähkön hankintakustannusten kasvamista, ja myös kustannusten hajonta saattaa olla suurempaa. Tämä puolestaan luonee lisäpainetta kysynnän muokkaamiseen joustavampaan suuntaan, jolloin luvussa 8 esitetyn periaatteen mukaan hankinnan kustannusriski voi entisestään kasvaa.

9.3 NBS-projekti

Pohjoismaisten järjestelmävastaavien taseselvityksen kehittämistä koskeva Nordic Balance Settlement (NBS) –projekti saattaa vaikuttaa ennustamisen merkittävyyteen huomattavasti. Päämääränä on ottaa uudistettu yhteispohjoismainen taseselvitysmalli käyttöön vuoden 2015 alusta. Toistaiseksi ei ole vielä selvää, kuinka tasesähkökauppa aiotaan tarkalleen järjestää. Uudistuksen rakennetta hahmottelevan suunnitteluraportin perusteella kauppajärjestelmä pysyisi pääpiirteittäin samanlaisena kuin aiemmin (NBS 2011). Käytössä olisivat samanlaiset maksulajit kuin aiemmin. Ainoa lisäys olisi valuuttamaksu niille toimijoille, jotka valitsevat taseselvitysvaluutakseen jonkin muun kuin euron.

Tasesähkökaupan maksut pysyisivät raportin ehdotuksen mukaan ennallaan lukuun ottamatta tasesähkön volyymimaksua. Volyymimaksu on tarkoitus harmonisoida osallistuvissa maissa. On ehdotettu, että maksun suuruudeksi tulisi 0,3 €/MWh, mikä suomalaisille tasevastaaville merkitsisi tasesähkökaupan kulujen alenemista. Jos tämä esitys toteutuu, NBS-projektilla olisi ennustamisen merkityksen kannalta vastakkainen vaikutus kuin edellisessä kappaleessa käsitellyillä hintoja koskevilla muutoksilla. Esimerkiksi Helsingin Energian Sähkömarkkinatliiketoiminnon hankinnassa hinnalla 0,3 €/MWh olisi tässä työssä tutkitun taseraporttiaineiston mukaan säästetty noin 8 500 € vuodessa.

9.4 Lainsäädännön vaikutus

Lähitulevaisuudessa tapahtuvat lakimuutokset eivät näytä ennustamisen kannalta merkittäviltä. NBS-järjestelmän käyttöönotto edellyttää muutoksia Valtioneuvoston asetukseen sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009), mutta näitä tarvitaan lähinnä toimintojen rakenteen ja vastuiden määrittämiseksi sähkömarkkinoilla. Kustannuksiin asetuksen muuttamisen ei pitäisi näillä näkymin vaikuttaa.

Ennustamisen kannattavuuteen voisivat vaikuttaa lainsäädännölliset muutokset, jotka koskevat esimerkiksi sähkön hinnan muodostumista ja syöttötariffeja. Tällaisilla muutoksilla voisi olla vaikutusta hintakehitykseen, mutta koska tällä hetkellä uudistuksia ei ole näköpiirissä, vaikuttavuutta 5 - 10 vuoden päästä on mahdotonta arvioida. Euroopan komissio on ehdottanut muutoksia päästökauppaan (EU 2012), mutta tätä työtä tehtäessä ei ollut tiedossa tulevatko nämä ehdotukset aikanaan lainvoimaisiksi. Päästökauppaa koskevilla muutoksilla voisi olla vaikutusta esimerkiksi kivihiilivoimaloiden tuotantokustannuksiin.

9.5 Smart grid –teknologiat ja ennustaminen

Sähkömarkkinat ovat keskellä muutosvaihetta, jossa käyttöön ollaan ottamassa useita uusia teknologioita. Yleisemmin tätä muutosta voidaan luonnehtia sähköverkon kehittymisenä kohti niin sanottua älykästä verkkoa eli smart gridiä. Älyverkkokehityksellä on vaikutusta myös ennustamiseen. Muutosvaikutusten havainnollistamiseksi uusien teknologioiden ja kulutuksen ennustamisen yhteyksiä on hahmoteltu alla olevaan taulukkoon 9.2.

Taulukko 9.2 *Smart grid –teknologioiden vaikutuksia kulutuksen ennustamiseen.*

Teknologia	Kulutuksen ennustaminen	Miten vaikuttaa?
Kuormien kysyntäjousto	Monimutkaistuu	Ennustettava sähkön hintaa ja kulutuksen kysyntäjoustokykykä.
Olosuhderiippuvainen tuotanto / Pientuotanto	Monimutkaistuu	Ennustettava tuotettavan energian määrää ja ajallista vaihtelua.
Sähköautot	Monimutkaistuu	Ennustettava latauksien määrää ja ajallista vaihtelua.
Sähkön varastointi	Yksinkertaistuu	Tuotanto=kulutus -periaatteen ei tarvitse olla koko ajan voimassa.

Verkon toiminnan monimutkaistuminen monimutkaistaa myös kulutuksen ennustamista. Tuotannon ja kulutuksen määrään vaikuttavista uusista verkon käyttötavoista aiheutuu myös tarve ennustaa näitä käyttötapoja. Kysyntäjouston yleistyminen merkitsee tarvetta ennustaa sähkön hintaa, jotta tiedetään, koska kuormat mahdollisesti joustavat. Tämän lisäksi pitäisi olla tietoinen kuormien joustokäyttäytymisen luonteesta, jossa voi olla vaihtelua. Joustojen suuruudet ja suunnat voivat olla erilaisia eri kuormissa. Myyjän tavoitteena on minimoida kysyntäjoustoon liittyvää kustannusriskiä riittävästi. Mikäli kustannusriskistä koituu myyjälle ongelmia, niin luultavasti helpointa hallita tilannetta olisi laatia kysyntäjoustavien kuormien kanssa sopimuksia, jotka mahdollistaisivat toiminnan paremman ennustettavuuden.

Olosuhderiippuvainen tuotanto ja pientuotanto edellyttävät tietoa tuotannon määrästä ja ajallisesta vaihtelusta. Pientuotannon osalta tulee pohtia myös hintapolitiikkaa. Sähkön hinnalla voi olla vaikutusta tuotantokäyttäytymiseen, jos pientuottajan verkkoon syöttämän sähkön hinta riippuu markkinahinnasta. Sähköautoissakin hintapolitiikalla voi olla merkitystä, mutta hinnan mukaan joustamisen voisi olettaa pysyvän melko vähäisenä, koska liikkumisen tarve koetaan hyvin usein rahallista hyötyä tärkeämpänä. Koska liikkuminen on niin tärkeää, ylipäänsä voisi olettaa, että latauksien määrää ja ajallista vaihtelua olisi mahdollista ennustaa hyvällä tarkkuudella.

Sähkön varastoinnin potentiaalinen hyöty syntyy siitä, että tuotannon ja kulutuksen ei tarvitse olla koko aikaa tasapainossa vaan niiden määrät voivat hetkellisesti olla erilaisia. Tällä ominaisuudella voidaan suojautua sähkön hintapiikkien haitallisilta vaikutuksilta. Energiaa voidaan varastoida halvan sähkön aikana ja varastoitua sähköä käyttää silloin kun on kallista. Tällä hetkellä realistisia varastointivaihtoehtoja ovat esimerkiksi vesiakun käyttö yhteistuotantolaitoksen yhteydessä sekä erilaiset pumppujärjestelmät. Sähköakkujen käyttö varastointimenetelmänä vaatii vielä paljon kehitystä ja lähitulevaisuudessa ei ole nähtävissä, että sähköakkuvarastointia voitaisiin laajamittaisesti hyödyntää. Ennustamisen kannalta sähkön varastointi tarkoittaa ennustevirheen aiheuttamien kustannusten pienenemistä, koska virhettä voidaan paikata varastoidulla energialla tarpeen niin vaatiessa. Tämä vähentää ennustamisen merkitystä.

Kaikissa taulukossa 9.2 mainituissa teknologioissa on merkitystä sillä, kuinka paljon ne yleistyvät. Sähkön varastointia lukuun ottamatta suosion vähäiseksi jääminen merkinnee pienempää tarvetta ennustaa teknologioihin liittyviä muuttujia. Mitä laajemmin näitä teknologioita tullaan käyttämään sitä suurempia haasteita kulutuksen ennustamiselle aiheutuu myyjän näkökulmasta katsottuna. Myyjälle tärkeää tulee varmasti olemaan näiden tekijöiden tarkka huomioiminen ennusteiden tekemisessä. Kenties tätäkin oleellisempaa on edistää ennustettavuutta asiakkaiden kanssa solmittavissa sopimuksissa. Tämä on erityisen tärkeää, jos teknologia yleistyy voimakkaasti.

10 Yhteenveto

10.1 Lähtökohta ja tavoitteet

Tämän työn tavoitteena on ollut määrittää lyhyen tähtäimen kulutuksen ennustamista ja siihen liittyviä asioita sähkönmyyjän kannalta. Erityisesti tasesähkökaupan kohdalla aikaisempaa tutkimusta on tehty pitkälti järjestelmävastaavan toimesta. Tarkoituksenmukaista on tarkastella aihetta myös myyjän näkökulmasta, jolloin asiasta saadaan kokonaisvaltaisempi käsitys. Yksityiskohtaisempana tavoitteena on ollut kulutuksen ennustevirheen taloudellisen merkityksen arvioiminen kvantitatiivisesti. Tämän tavoitteen saavuttamiseksi kulutuksen lyhyen tähtäimen ennustamisprosessi ja sen vaikuttaminen myyjän sähkön hankintakustannuksiin on pyritty määrittämään tarkasti.

Ennustevirheen ja sähkön hankintakustannusten väliseen riippuvuuteen vaikuttavia osapuolia ovat järjestelmävastaava, myyjä ja asiakas. Asiakkaan vaikuttaminen on aiemmin ollut melko vähäistä, mutta toimintakentän muutosten myötä myös asiakkaan toiminta on huomioitava entistä tarkemmin. Tässä työssä on esitelty asiakkaan erilaisia tapoja vaikuttaa kokonaisuuteen. Sähkönkulutuksen kysyntäjoustoon on pyritty keskittymään tarkemmin ja tavoitteena on ollut määrittää kysyntäjouston merkitys sähkönmyyjän sähkön hankintakustannusten muodostumisessa. Kysyntäjoustoa koskevissa tutkimuksissa ei aiemmin ole huomioitu kysyntäjouston vaikutuksia ennustevirheen suuruuteen ja erityisesti tätä vuorovaikutusta on tässä työssä haluttu tutkia.

Näiden tavoitteiden lisäksi työssä on ollut tavoitteena hahmotella myös aihepiirin tulevaisuuden näkymiä. Sähköverkon modernisoituessa ja muuttuessa kohti niin sanottua älykästä sähköverkkoa, eli smart gridiä, kulutuksen ennustaminen tulee kohtaamaan uusia haasteita. Työssä nykytilanne on pyritty määrittelemään tarkasti ja sen pohjalta on arvioitu tulevaisuuden kehitystä. Ennustamista ajatellen erityisesti huomioitavia asioita tulevaisuudessa ovat verkosta ja kuormista saatavan

mittaustiedon lisääntyminen, kysyntäjousto, tasesähkökaupan kustannusten suuruus ja volatiliteetti sekä olosuhderiippuvaisen tuotannon lisääntyminen. Myös sähköautot ja sähkön varastointi ovat asioita, jotka tulevaisuudessa on syytä ottaa huomioon.

10.2 Tulokset

Työssä on muodostettu kokonaisvaltainen käsitys lyhyen aikavälin kulutuksen ennustamisesta. Ensin on määritelty mahdolliset ennustamiseen käytettävät mallit ja tehty niiden välillä keskinäistä vertailua. Ennustevirheen käsite on esitelty MAE- ja MAPE-tunnuslukujen kautta, jonka jälkeen erityisesti suhteellista ennustevirhettä kuvaavaa MAPE-tunnuslukua apuna käyttäen on keskitytty ennustevirheen suuruuteen vaikuttaviin tekijöihin ja tyypillisiin MAPE-luvun suuruuksiin sähkönmyyjän kokonaiskuormitusta ennustettaessa. Malleihin liittyen tärkeää on huomioida, että kiistattomasti muita malleja parempaa mallia ei ole olemassa. Mallin käyttökelpoisuus riippuu aina käyttökohteesta. Paras lopputulos saadaan yleensä mallilla, joka sisältää riittävästi ennustettavaa kuormitusta koskevaa yksityiskohtaista informaatiota.

Käsitteiden määrittelyn jälkeen työssä on esitetty koko ennustamisprosessi lähtötietojen hankinnasta sähkön hankintatilauksen tekoon asti. Prosessi on esitetty yleispätevästi, mutta koska työssä on keskitytty tarkemmin aikasarjaennustamiseen, sopii se erityisen hyvin kuvaamaan aikasarjamalleihin perustuvaa ennustamisprosessia.

Yhteys ennustamisen ja sähkön hankintakustannusten välillä syntyy kulutustaseen kautta. Kulutustaseen käsittelyn yhteydessä työssä on arvioitu Fingridin kulutustasesähkön hintapolitiikan onnistumista. Hintapolitiikan tavoitteena on oltava se, että tasevastaaville syntyy motivaatio taseen tasapainottamiseen, jolloin sähkökaupan kustannusten on kasvettava lähestyttäessä toimitustuntia. Tutkimalla hintatietoja aikavälillä 1.1.2009 - 30.4.2012 havaittiin, että keskimäärin hintapolitiikka on kannustanut kulutustaseen tasapainotukseen.

Työssä laskettiin ennustevirheen taloudellinen merkitys myyjälle. Tulokset antavat ymmärtää, että ennustevirheen pysyessä maltillisena vaikutus hankintakustannuksiin pysyy keskimäärin melko pienenä. Oleellista on kuitenkin huomata, että sähkönkulutuksen stokastisesta luonteesta johtuen myös kulutusennusteen virhe ja sitä kautta myyjän hankintakustannukset määräytyvät stokastisesti. Mahdollista kustannusten satunnaista vaihteluväliä kuvaava keskihajonta kasvaa voimakkaasti ennustevirheen kasvaessa ja tämän takia kasvaa myös riski, että kustannukset poikkeavat keskiarvosta paljon.

Ennustamistarkkuuden lisäksi työssä esitettiin myös muut myyjän keinot vaikuttaa kulutustaseeseensa. Myyjä voi vaikuttaa kulutustaseeseen Elspot-kaupan jälkeen käymällä Elbas-kauppaa, jota voidaan käydä vielä tuntia ennen toimitustuntia. Elbas-kauppa on tehokas tapa tasapainottaa kulutustasetta, mutta sen käyttö edellyttää hyvää arviota tulevan ennustevirheen suuruudesta ja suunnasta. Tällaisen arvion tekeminen on erittäin vaikeaa. Elbas-kaupan lisäksi myyjä voi tehdä säätösähkötarjouksia toimitustunnille tai säätää omalla kapasiteetillaan, jos sillä sattuu olemaan sellaista käytössä. Näitä vaikutuskeinoja kannattaa käyttää, mikäli niistä saatavat hyödyt ovat kulutustaseen lopullisesta tasapainotuksesta huolehtivan tasesähkökaupan kustannuksia suurempia. Näiden hyötyjen arviointi on usein hyvin hankalaa. Myyjälle pitkän aikavälin järkevä strategia on pyrkiä taseen tarkkaan tasapainottamiseen pitämällä ennustevirhe pienenä ja siten pyrkiä hallitsemaan toimintaan liittyviä riskejä.

Asiakkaiden kohdalla sähkön hinnan mukaan tehtävä kysyntäjousto ja pientuotanto voivat vaikuttaa asiakkaan sähkönkulutukseen ja siten kulutustaseeseen. Myyjän kannalta huomiota on kiinnitettävä asiakkaan toimien ennustettavuuteen. Asiakkaiden päätäntävallan alainen toiminta on vaikeasti ennustettavissa. Sopimuskäytännöillä voidaan edistää ennutettavuutta, joka pienentää myyjän kustannusriskiä. Toisaalta asiakkaan toiminnan aiheuttamien riskien suuruus riippuu siitä, kuinka paljon vaikutuskeinot yleistyvät. Pientuotannon kohdalla yleistymiseen vaikuttaa merkittävästi tukipolitiikka ja kysyntäjouston yleistyminen riippuu hyvin pitkälti vallitsevasta sähkön hintatasosta ja hintojen vaihtelusta.

Työssä havainnollistettiin kysyntäjouston vaikutusta ennustamis- ja hankintaprosessissa laskentaesimerkin avulla. Kysyntäjouston oletettiin olevan vain asiakkaan tiedossa, jolloin myyjän kulutusennusteeseen syntyi virhettä. Kysyntäjouston merkityksen hankintakustannusten muodostumisessa todettiin olevan monimutkainen asia, sillä toisaalta kysyntäjousto pienentää sähkön hintapiikkejä, mutta toisaalta se ennakoimattomana kasvattaa ennustevirhettä. Sähkön hintaerot synnyttävät motivaation kysyntäjoustolle. Myyjän kannalta ongelmallinen seikka on se, että ennuste seuraavalle päivälle on tehtävä ennen sähkön hintojen määräytymistä, jolloin jouston suunnasta ja suuruudesta ei välttämättä ole tietoa. Laskentaesimerkin perusteella havaittiin, että kun tasesähkön hinnassa esiintyy korkeita piikkejä voivat hankintakustannukset muuttua kysyntäjouston seurauksena merkittävästi. Mikäli piikkejä ei esiinny, hankintakustannusten muutokset pysyvät pieninä.

10.3 Johtopäätökset

Kustannusten hallinnan sekä Fingridin kanssa tehdystä tasepalvelusopimuksesta seuraavien velvoitteiden johdosta kulutuksen ennustevirheen pienenä pitäminen on myyjälle tavoiteltavaa. Kulutuksen ennustamisen merkitys riippuu suoraan tasesähkön kaupankäyntikustannuksista. Tasesähkökaupan kustannukset vaikuttaisivat olevan kasvussa, eli ennustamisen merkitys kasvanee tulevaisuudessa. Kaupankäyntikustannukset noussevat, koska sähkön hintojen oletetaan maltillisesti nousevan ja tämän lisäksi hintojen volatiliteetin ennakoidaan kasvavan.

Ennustamisprosessin toiminnan kannalta ihmisen rooli on merkittävä. Ennustettavissa kulutuskokonaisuuksissa esiintyy jatkuvasti esimerkiksi sopimusmuutoksista ja erikoistapahtumista johtuvia epäjatkuvuuskohtia, mistä johtuen ennustamisprosessia ei voida täysin automatisoida. Epäjatkuvuuksien poistaminen prosessista ei ole mahdollista, joten on keskityttävä hallitsemaan näitä tilanteita mahdollisimman hyvin. On myös yleistä, että ennustamisprosessin lähtötiedoissa on puutteita, johtuen esimerkiksi lain sallimasta pitkähköstä ajasta tasevastaavien toimitusten raportoinnille. Tässäkin tapauksessa tarvitaan ihmisen valvontaa, jotta voidaan

tehdä valistuneita arvioita lähihistorian kulutuksen todellisesta luonteesta. Kulutuksen ennustamisen kannalta sähköntoimitusten selvitykseen liittyvän tiedonvaihdon asetuksessa (809/2008) määriteltyjen toimitusten raportointiaikojen tiukentaminen olisi erittäin hyvä parannus, mikä johtaisi varmasti kulutusennusteiden tarkentumiseen ja siten koko markkinan tehokkaampaan toimintaan.

Ennustamisprosessiin liittyvät haasteet merkitsevät epävarmuutta sähkönmyyjän omaan sähkön hankintaan liittyen. Epävarmuutta tulee pystyä hallitsemaan. Ennustevirhettä pienentämällä on mahdollista ennakoida sähkön todelliset hankintakustannukset paremmin, mikä helpottaa esimerkiksi hankintabudjetin laatimista. Ennustevirheen täydellinen eliminointi on mahdotonta, mistä johtuen jälleenmyyntihintoihin on sisällytettävä aina virheestä johtuvaa marginaalia, koska hankintakustannusten todellisesta tasosta ei ole täyttä varmuutta. Tulevaisuudessa on näköpiirissä monia kulutuksen ennustamiseen liittyviä haasteita, joten ennustevirheen pienentäminen voi osoittautua vaikeaksi. Myyjät voivat hyvinkin kokea tarvetta ennustamisesta johtuvan hintamarginaalin kasvattamiseen toimintakentän uusien haasteiden luoman epävarmuuden hallitsemiseksi.

Lähteet

Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. 2001. *Distributed Generation: a Definition.* Electric Power Systems Research.

Aho, P., Lintunen, P. 2010. *Nordic Balance Settlement (NBS).* Seminaariesitys. Fingrid Oyj. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasevastaavaseminaarit/18.11.2010/3_nordic_balance_settlement_aho_lintunen.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Box, G. P., Jenkins, G. M. 1970. *Time Series Analysis: Forecasting and Control.* San Francisco. Holden-Day.

Chen, H. Canizares, C., Singh, A. 2001. *ANN-Based Short-Term Load Forecasting in Electricity Markets*. Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. Saatavilla: https://ece.uwaterloo.ca/~ccanizar/papers/pes_w01.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Elovaara, J., Laiho, Y. 1988. *Sähkölaitostekniikan perusteet.* Hämeenlinna. Otakustantamo.

Energiateollisuus. 2008. *Pienimuotoisen tuotannon verkkoon liittäminen.* Muistio. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/Pienimuotoisen_tuotannon_verkkoon_liittäminen_muistio_20081112.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Espinoza, M., Suykens, J., Bellmans, R., de Moor, B. 2007. *Electric Load Forecasting Using Kernel-based Modeling for Nonlinear System Identification.* IEEE Control Systems Magazine.

EU. 2012. *Emissions trading: Commission presents options to reform the European carbon market.* Saatavilla: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-1208_en.htm. Viitattu: 19.12.2012.

Fan, S., Hyndman, R. J. 2011. The price elasticity of electricity demand in South Australia. Energy Policy.

Feinberg, E. A., Genethilou, D. 2004. *Load Forecasting*. Applied Mathematics for Restructured Electric Power Systems.

Fingrid 2012a. *Sähkön kulutus ja tuotanto*. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/Sivut/default.aspx. Viitattu: 3.11.2012.

Fingrid. 2012b. *Tasepalvelusopimus 2012.* Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasepalvelun%20liitteet/Tasepalvelusopimukset/tasepalvelusopimus_2012.pdf. Viitattu: 11.11.2012.

Fingrid. 2012c. *Kulutustasesähkön hinta*. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/tasesahko/tasesahkon-hinta/Sivut/kulutus.aspx. Viitattu: 3.11.2012.

Fingrid. 2012d. *Tasemallin kuvaus*. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasemallinkuvaus/Sivut/default.aspx. Viitattu: 12.12.2012.

Fingrid. 2012e. *Säätösähkön määrä*. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/Sivut/saatosahkon-maara.aspx. Viitattu: 17.10.2012.

Fingrid. 2012f. *Säätösähkömarkkinat.* Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/tasehallinta/saatosahkomarkkinat/Sivut/default.aspx. Viitattu: 25.10.2012.

Fingrid. 2012g. *Säätösähkön hinta*. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/Sivut/S%c3%a4%c3%a4t%c3%b6s%c3%a4hk%c3%b6n-hinta.aspx. Viitattu: 16.11.2012.

Gillberg, M. 2004. Mittauksiin ja ennusteisiin perustuvien sähkötaseen estimointimallien taloudellisen tehokkuuden vertailu. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu, Teknillisen fysiikan ja matematiikan osasto.

Harjula, M. 2008. *Mittausvirtoihin liittyvä kooditus- ja standardointiehdotus uusilla energiamarkkinoilla.* Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, Sähkötekniikan osasto.

Heine, P. 2012. *Kuormitusennusteet - tulevaisuuden sähkönkäyttö.* Saatavissa: https://noppa.aalto.fi/noppa/kurssi/s-18.3161/luennot -> Kuormitusennusteet - tulevaisuuden sähkönkäyttö. Viitattu: 16.7.2012.

Heiskanen, E., Matschoss, K., Saastamoinen, M. 2012. *Asiakkaan näkökulma älykkään sähköverkon lisäarvoon.* Kuluttajatutkimuskeskus, julkaisuja 2.

Hobbs, B., Jitrapraikulsarn, S., Konda, S., Chankong, V., Loparo, K., Maratukulam, K. 1999. Analysis of the Value for Unit Commitment of Improved Load Forecasts. IEEE Transactions on Power Systems.

Ilmatieteen laitos. 2007. *Sääennusteiden laatu pysyi korkeana vuonna 2006.* Tiedotearkisto. Saatavissa: http://ilmatieteenlaitos.fi/tiedote/1169547370. Viitattu: 17.7.2012.

Karjalainen, R.-M. 2006. *Sähkökaupan riskit ja riskien hallinta.* Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan osasto.

Laine, J. 2011. *Tasehallinnan kehittäminen Suomen sähkömarkkinoilla.* Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Teknillinen tiedekunta, Sähkötekniikan osasto.

Lampropoulos, I., Frunt, J., Pagliuca, S., de Boer, W., Kling, W. 2011. *Evaluation and Assessment of Balancing Resources*. International Conference on the European Energy Market. Zagreb. Saatavilla: http://www.e-price-project.eu/website/files/PID1760791.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Lehikoinen, P. 2003. *Tasesähkön käyttö Suomessa.* Diplomityö. Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto, Teknillinen korkeakoulu.

Lintunen, P. 2008. *Raportointi ja taseselvitys 1.1.2009 alkaen.* Seminaariesitys. Fingrid Oyj. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasevastaavaseminaarit/19.8.2008/3_raportointi_ja_taseselvitys_1_1_2009_alkaen_pasi_lintunen.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Mohandes, M. 2002. *Support Vector Machines for Short-Term Electrical Forecasting*. International Journal of Energy Research.

Motiva. 2012. *Opas sähkön pientuottajalle.* Saatavilla: http://www.motiva.fi/files/5724/Opas_sahkon_pientuottajalle_2012.pdf. Viitattu: 3.1.2013.

Nord Pool Spot. 2012a. *The power market - how does it work.* Saatavilla: http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/. Viitattu: 16.11.2012.

Nord Pool Spot. 2012b. *2012 Sees new record volume for Nord Pool Spot.* Saatavilla: http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2013/01/No-22013-2012-Sees-new-record-volume-for-Nord-Pool-Spot/?year=2013&month=1. Viitattu: 17.1.2013.

Nord Pool Spot. 2012c. Tiedot saatu Nord Pool Spotilta elokuussa 2012.

Nord Pool Spot. 2012d. *Elspot prices*. Saatavilla: http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/. Viitattu: 15.11.2012.

Pyykkönen, T. 1999. *Salkunhallinnan mallintaminen vapailla sähkömarkkinoilla.* Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu, Systeemianalyysin laboratorio.

Päivinen, R. 2009. *Säätösähkömarkkinat uusien haasteiden edessä.* Seminaariesitys. Fingrid Oyj. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Seminaarit/S%C3%A4hk%C3%B6markkinap%C3%A4iv%C3%A4/2009/reima_paivinen.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Pöyry. 2011. The Challenges of Intermittency in North West European Power Markets. Pöyry Energy Ltd.

Rahman, S. 1990. Formulation and Analysis of a Rule-Based Short-Term Load Forecasting Algorithm. Proceedings of the IEEE.

Rautiainen, A. 2007. *Virtuaalivoimalan tarjoamat lisäpalvelut sähköverkon häiriötilanteiden hallintaan.* Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan koulutusohjelma.

Ruska, M., Kiviluoma, J. 2011. *Renewable electricity in Europe - Current state, drivers and scenarios for 2020*. VTT tiedotteita 2584.
Ruska, M., Similä, L. 2011. Electricity Markets in Europe - Business Environment for Smart Grids. VTT tiedotteita 2590.

Seppälä, A. 2007. *Tyyppikäyrämenettelyn laskentaohje.* Enease Oy. Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/dokumentit/sahkomarkkinat/Sanomaliikenne/yyyppikayramenettelyn_laskentaohje_enease.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

TEM. 2012. *Sähkömarkkinaskenaariot vuoteen 2035.* Työ- ja elinkeinoministeriön raportteja. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/35135/Sahkomarkkinaskenaariot_2035_10122012_Final.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

TEM. 2010. *Sähkötehotyöryhmän loppuraportti.* Työ- ja elinkeinoministeriön raportteja. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/26800/Sahkotehotyoryhman_loppuraportti_31.3._2010.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

TEM. 2008. *Sähkön kysyntäjouston edistäminen - työryhmän mietintö.* Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/19507/temjul_15_2008_energia_ja_ilmasto.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Tilastokeskus. 2012. *Rakennukset ja kesämökit.* Saatavilla: http://www.stat.fi/til/rakke/index.html. Viitattu: 28.1.2013.

Törenvik, H. 2011. *Theories and Experience with Aiolos - An Algorithm for the Prediction of Heat and Energy Load.* Norrköping. Narsil AB. Saatavilla: http://www.vitec.se/energy/produkter/Documents/Theories%20and%20experience%20with%20aiolos.pdf. Viitattu: 28.1.2013.

Wallin, F., Bartusch, C., Thorin, E., Dahlquist, E. 2007. Important Parameters for Prediction of Power Loads - A Bottom-Up Approach Utilizing Measurements from an Automatic Meter Reading System. IEEE PES Power Africa 2007 Conference and Exposition. Johannesburg.

Weltenergierat. 2011. *Energy for Germany 2011 - Facts, outlook and opinions in a global context*. Berliini. DCM Druck Center Meckenheim GmbH.