

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

26.5.2011

DIPLOMITYÖ

TASELASKENTAJÄRJESTELMÄN KEHITTÄMINEN POHJOISMAISILLE SÄHKÖMARKKINOILLE

Työn tarkastajat:	Professori Jari Backman Yliassistentti Aija Kivistö
Työn ohjaajat:	Professori Jari Backman Yliassistentti Aija Kivistö Diplomi-insinööri Roine Rantalahti
Tekijä:	Mikko Manner

Tiivistelmä

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Teknillinen tiedekunta

Energiatekniikan koulutusohjelma

Mikko Manner

Taselaskentajärjestelmän kehittäminen pohjoismaisille sähkömarkkinoille

Diplomityö

2011

53 sivua, 10 kuvaa and 4 taulukkoa

Tarkastajat: Professori Jari Backman

Yliassistentti Aija Kivistö

Avainsanat: taseselvitys, tasoituslaskenta, sähkömarkkinat

Pohjoismaisia sähkömarkkinoita ollaan avaamassa myös vähittäismarkkinoiden osalta. Jotta vähittäismarkkinoista saataisiin toimiva, kaikille avoin ja tasapuolinen kauppapaikka, on markkinamenetelmiä yhtenäistettävä. Yhtenäistäminen tarkoittaa muutoksia ennen kaikkea taseselvityksessä ja viestiformaateissa. Tämä tarkoittaa lisätyötä eri markkinaosapuolille ja heidän järjestelmätoimittajilleen.

Tässä työssä tutkittiin näköpiirissä olevien muutosten vaikutuksia järjestelmätoimittajan valmiiseen jakeluverkonhaltijoille suunnattuun tietojärjestelmätuotteeseen. Tavoitteena oli selvittää, mitä muutoksia markkinoille on tulossa lähivuosina, tutkia mitkä niiden tuomat vaatimukset ovat tuotteelle ja minkälaisia muutoksia tuotteeseen nämä markkinamuutokset aiheuttavat.

Tutkimuksen pohjalta pystyttiin arvioimaan vaadittavat toimenpiteet ja markkinoilla tapahtuvien muutosten vakavuus kohteena olevalle tietojärjestelmälle. Tutkimuksen sivutuotteena havaittiin myös muita kehityskohteita, jotka toisivat tuotteelle lisäarvoa.

Abstract

Lappeenranta University of Technology
Faculty of Technology
Degree Program in Energy Technology

Mikko Manner

Development of the Balance Calculation System for the Nordic Electricity Markets

Master's thesis

2011

53 pages, 10 figures and 4 tables

Examiners: Professor Jari Backman

Senior Assistant Aija Kivistö

Keywords: balance settlement, reconciliation, electricity markets

As a part of the Nordic electricity markets also the retail markets are planned to be opened soon. To obtain a well functioning, unlimited and equal basis for trading, market processes have to be integrated though. This integration causes changes especially in balance settlement and communication formats. This will occur as additional work for different market parties and their IT system supplier.

In this paper the impacts of forthcoming changes for a running IT system focused on distribution system operators were examined. Objective was to investigate the upcoming market modifications, to study the need of modifications to the product, and finally clarify what kind of changes have to be done into the IT system.

As a result of this research the required actions and the scale of the changes done into the system were evaluated. As a side product a couple of other value adding improvement ideas were found.

Alkusanat

Pitelet käsissäsi Lappeenrannan teknillisen yliopiston energiatekniikan osastolle tekemääni opinnäytetyötä. Tämä diplomityö toteutettiin Logically, Lappeenrannassa.

Ensiksi kiitän Logicaa sen tarjoamasta hienosta mahdollisuudesta tehdä diplomityö todella kiinnostavasta aiheesta aivan mahtavassa työyhteisössä. Suuri kiitos työn valmistumisesta kuuluu ohjaajille, Jarille, Aijalle ja Räpäälle. Omista työkiireistään huolimatta he jaksoivat antaa vielä vahvan panoksensa diplomityöhönikin arvokkaine neuvoineen ja välipalautteineen.

Aivan erityiset kiitokset osoitan koko opiskeluaikani läpi minua tukeneille vanhemmilleni, jotka ovat joskus osin varmaan tietämättäänkin olleet korvaamattomana tukena, sekä tietenkin Tanjalle mittaamattoman arvokkaasta tuesta etenkin aivan opintojeni viime metreillä.

Kiitos myös poikkeuksellisen hienoista hetkistä opintojen varrella puoliurheilullisen yliopistojoukkueen Parru HT:n pelaajille sekä Ukkomutsi ry:n Ukoille!

Lappeenrannassa 26.5.2011

Haikein mielin opiskeluaikat taakseen jättäen,

Mikko Manner

SISÄLLYS

1	JOHDANTO	4
1.1	TUTKIMUKSEN KOHDE JA TAVOITTEET	5
1.2	RAJAUKSET	5
2	SÄHKÖMARKKINAT	6
2.1	SÄHKÖPÖRSSI.....	6
2.1.1	<i>Elspot</i>	8
2.1.2	<i>Elbas</i>	9
2.1.3	<i>Rajasiirtojen hallinta</i>	9
3	POHJOISMAINEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄ	11
3.1	TUOTANTORAKENNE.....	11
3.2	RAKENTEIDEN VAIKUTUKSET MARKKINOIDEN TOIMIVUUTEEN	13
4	TASEHALLINTA	15
4.1	AVOIMEN TOIMITUKSEN KÄSITE	17
4.2	TASESELVITYS.....	17
4.2.1	<i>Taseet</i>	18
4.2.2	<i>Vastuut</i>	18
4.2.3	<i>Tasemallin kehityskaari</i>	20
4.3	TASOITUSLASKENTA	21
5	POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT	22
5.1	VÄHITTÄISKAUPAN AVAAMINEN	22
5.2	ARVIOINNISTA MITTAAMISEEN	23
5.3	TASESELVITYKSEN YHTENÄISTÄMINEN KANTAVERKKOTASOLLA	24
5.3.1	<i>Tasemalliehdotus</i>	25
5.3.2	<i>Merkittävät muutokset</i>	26
5.3.3	<i>AMR taseeselvityksessä</i>	29
5.3.4	<i>Markkinavalvonta</i>	29
5.3.5	<i>Ehdotuksen aikataulu</i>	30
5.3.6	<i>Tilannekatsaus</i>	30
5.4	EUROOPPALAISET SÄHKÖMARKKINAT	32
6	LOGICA	34
6.1	TUOTTEET	35

6.1.1	<i>Multi-utility -kokonaisuus</i>	35
6.1.2	<i>Tiedonhallintajärjestelmä</i>	38
6.1.3	<i>Eroavaisuudet</i>	39
6.2	TASESELVITYKSEN HAASTEET.....	40
7	JOHTOPÄÄTÖKSET	43
7.1	MARKKINANÄKÖKOHTIA.....	44
7.2	MAHDOLLISUUDET	45
8	YHTEENVETO	46

LÄHTEET

LIITTEET

Liite 1 – Kulutusprofiloinnin peruseriaatteen pohjoismaisessa taseselvityksessä

LYHENNELUETTELO

AMR	Automatic Meter Reading
D+1	Toimituspäivä + 1 vrk
EDI(EL)	Electronic Data Interchange (for the Electric Industry)
EMCC	European Market Coupling Company
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
LP	Load Profile
LPS	Load Profile Share
MGA	Metering Grid Area
NBS	Nordic Balance Settlement
NordREG	Nordic Energy Regulators
OTC	Over the Counter
PPC	Preliminary Profiled Consumption

1 JOHDANTO

Suomi on ollut jo vuodesta 1995 osa pohjoismaisia sähkömarkkinoita yhdessä Norjan, Ruotsin ja Tanskan kanssa. Yhteinen suurten toimijoiden sähköpörssi Nord Pool on toiminut kaupankäyntipaikkana, ja Pohjoismaat ovat maailmanlaajuisesti edelläkävijöitä yhteisten sähkömarkkinoiden luomisessa. Markkinahinta on ollut viime vuosina suuren osan ajasta sama kaikissa Pohjoismaissa ja kaupasta merkittävä osa käydään sähköpörssin kautta. Tämä on poikkeuksellista verrattuna muihin yhteismarkkina-alueisiin. Kaikilla mailla on omat järjestelmävastaavat ja toimintamallit eroavat toisistaan hieman, mutta pääpiirteittäin on sovittu yhteiset pelisäännöt, joita maat noudattavat.

Nyt ollaan avaamassa myös sähkön vähittäismarkkinoita Pohjoismaiden välillä, jolloin myös pienasiakkailla on mahdollisuus valita sähköntoimittajansa vaikkapa naapurimaastaan. Tämä edistysaskel vaatii kuitenkin tiettyjä muutoksia – sekä teknisiä että toimintaperiaatteellisia. Monet asiat tehdään eri maissa aiemmin hyviksi koetuin ja kullekin sopivin, kuitenkin maiden välillä keskenään erilaisin tavoin. Näitä eriäviä tapoja on tulevaisuudessa yhtenäistettävä.

Toisena vielä suurempana kehitysaskelena voidaan nähdä yhteiseurooppalaiset sähkömarkkinat, joita ajetaan myös jatkuvasti eteenpäin. Keski-Euroopan markkinoilla toimijat eivät kuitenkaan ole olleet yhtä pitkään, ja yhtä tiiviissä yhteistyössä kuin Pohjoismaat, joten yhteiseurooppalaisten sähkömarkkinoiden todellista tulemistä täytyy vielä odottaa muutama vuosi. Muutokset näkyvät kuitenkin jo Suomessa asti ja tilanne on hyvin dynaaminen.

Yksi keskeinen kysymys markkinoiden avautuessa on taseselvityksen järjestäminen ja tasehallinnan työnjako sekä käytännöt. Aikaisemmin on laaja-alaisesti turvaututtu energiankulutusta arvioidessa tyyppikulutuskäyriin, mutta viime aikoina kaukoluettavat mittarit ovat yleistyneet vauhdilla, jolloin taseselvityksen tekeminen tarkentuu, helpottuu ja nopeutuu.

1.1 TUTKIMUKSEN KOHDE JA TAVOITTEET

Uudet toimintamallit ja järjestelmät vaativat myös uusia menetelmiä ja uutta tekniikkaa: laitteita, laitteistoja ja ohjelmia. Logica on IT -alan yritys, joka on kiinnostunut tästä osa-alueesta ja pitää tilannetta hyvänä, potentiaalisena mahdollisuutena liiketoiminnalleen. Tämän diplomi-työn aiheena on tutkia Logican mahdollisuuksia tarjota ratkaisua uudenlaiseen tasehallintaympäristöön yhä avautuvilla sähkömarkkinoilla.

Työn teoriaosassa syvennyttään sähkömarkkinoiden toimintaan ja toimintaympäristöön, sekä markkinoiden kaupankäyntimekanismeihin. Lukijalle selvitetään myös pohjoismaisten sähkömarkkinoiden erityispiirteet ja niiden suomat järjestelmän ylläpitämisen mahdollisuudet. Työn tavoitteena on perehtyä käyttöönotettavaan yhteiseen tasehallintamalliin, ja tutkia voiko Logica tarjota tähän liittyvää ohjelmasovellusta. Lopuksi hahmotellaan markkinoille kilpailukykyisen taselaskentasovelluksen sisällöllisiä vaatimuksia.

1.2 RAJAUKSET

Tutkimuksen ulkopuolelle jätetään tarkoituksella sovellusten tarkka kuvaus, sekä sovellusmuutosten määrittely. Työssä kuvataan sovelluksia niiltä osin kuin on asiayhteyteen nähden katsottu tarpeelliseksi.

2 SÄHKÖMARKKINAT

Suomessa sähkömarkkinat ovat jo pitkään olleet vahvasti vuorovaikutuksessa muiden pohjoismaiden, erityisesti Ruotsin ja Norjan, kanssa. Maat ovat tuotantorakenteeltaan sopivasti erilaiset täydentäen ja tukien toisiaan.

Markkinoiden liberalisointi on ollut jo pitkään yksi Pohjoismaiden (tässä työssä Pohjoismaihin luetaan Norja, Ruotsi, Suomi ja Tanska) yhteisistä tavoitteista ja pohjoismaisten sähkömarkkinoiden voidaan sanoa olleen maailmalla edelläkävijän asemassa. Viime aikoina Pohjolassa on panostettu myös jo koko Euroopan kattaviin yhteisiin sähkömarkkinoihin sekä toisaalta pohjoismaisten sähkömarkkinoiden avaamiseen myös vähittäiskaupan osalta. Suomesta Baltiaan ja Skandinaviasta Tanskan salmien yli Keski-Eurooppaan on sekä vahvistettu että rakennettu kokonaan uusia sähkönsiirtoyhteyksiä juuri yhteiseurooppalaisten sähkömarkkinoiden vaatimien siirtojen mahdollistamiseksi. Tämänäköisistä projekteista hyvä esimerkki on toinen merikaapeli Viroon, joka tulee käyttöön aikaisintaan vuonna 2014 (Fingrid Oyj. 2010a). Jotta tavoitteisiin päästään, on verkkoalueiden välisiä yhteyksiä vahvistettava ja toimintamenetelmiä yhä kehitettävä vahvasti.

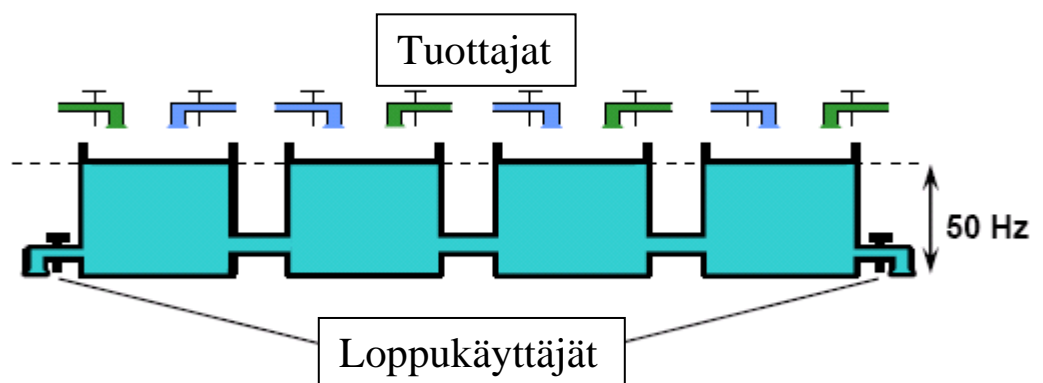
Tässä luvussa käsitellään sähkömarkkinoiden toimintaperiaatteita ja toteutustapoja niin Suomessa, Pohjoismaissa kuin Keski-Euroopassakin. Lukijalle esitellään sähkömarkkinoiden eri toimijoita sekä niiden rooleja ja tehtäviä ja selvitetään lyhyesti sähkönsiirtoverkon teknisen toteutuksen perusasioita. Luvun lopussa perehdytään sähkömarkkinoiden kehityssuuntiin ja tulevaisuudennäkymiin.

2.1 SÄHKÖPÖRSSI

Sähkökauppaa voidaan käydä joko kahdenvälisin OTC -toimitussopimuksin (Over The Counter) tai tukkusähköpörssin, kuten Nord Poolin, kautta. Pohjoismainen sähköpörssi Nord Pool perustettiin Norjassa vuonna 1993, ja se toimi alkuun nimellä Stattet Marked. Pian Nord Pooliin liittyivät Ruotsi (1996), Suomi (1999) ja Tanska, josta viimeisenä Tanskan itäinen osa vuonna 2000. Tanskan liittyttyä mukaan voidaan pohjoismaisten sähkömarkkinoiden sanoa täysin integroituneen. (NordREG. 2010. s. 25).

Pohjoismaisen sähköpörssin toimijoita on yhteensä noin 400 yli 20 maasta, ja niihin kuuluu sekä tuottajia, toimittajia, sähkökauppiaita, teollisuusyrityksiä että muita suuria sähkönkuluttajia (NordREG. 2010. s. 25). Sähköpörssissä asiointi on suhteellisen kallista pienelle toimijalle, ja siksi sähköpörssi on niille kannattamaton toimintaympäristö. Vuonna 2009 Nord Pool Spotin kautta kaupattiin 72 % kaikesta Norjassa, Ruotsissa, Suomessa ja Tanskassa kulutetusta sähköstä (Fingrid. 2010). Loput sähköstä kaupataan kahdenvälisin kaupoin. Nord Pool Spotin toiminnan sääntelystä vastaa the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE) (NordREG. 2010. s. 25).

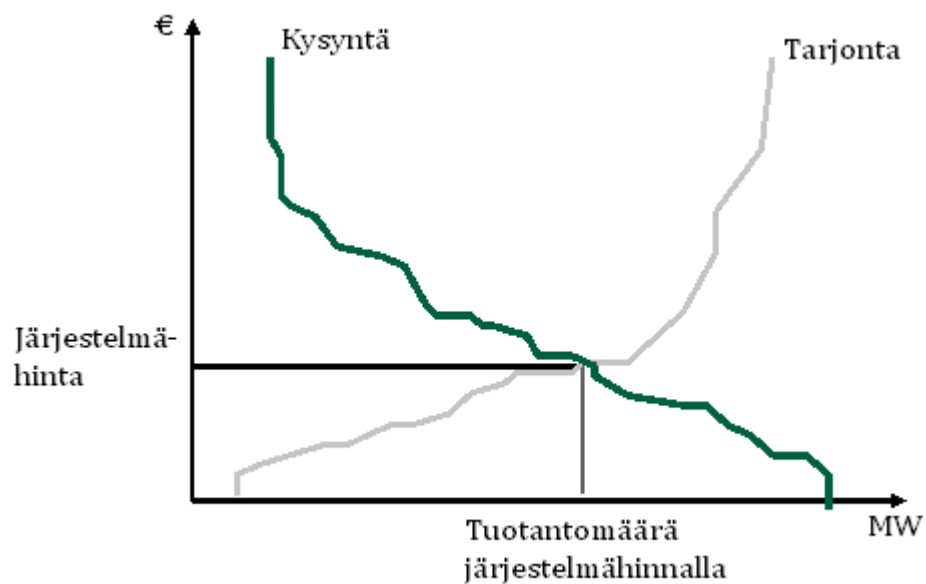
Pohjoismaiset sähkömarkkinat toimivat pistetariffijärjestelmän tavoin, eli tuottaja maksaa jokaisesta verkkoon syöttämästään kilowattitunnista järjestelmävastaavalle, kuten kuluttajakin maksaa jokaisesta verkosta ottamastaan kilowattitunnista. Tämä mahdollistaa esimerkiksi suomalaisen sähköntuottajan sähkönmyynnin norjalaiselle kuluttajalle ilman tästä aiheutuvia erillisiä maksuja. Tämä ei tietenkään tarkoita sähkön siirtymistä konkreettisesti paikasta toiseen. Kuvassa 1 on havainnollistettu vesisäiliöiden avulla tuotannon ja kulutuksen tasapainon vaikutusta taajuuteen. Verkkoon syötettyä sähköä voidaan kuluttaa periaatteessa missä tahansa muussa verkon osassa, samalla tavalla kuin kuvassa yhteen säiliöön laskettua vettä voidaan valuttaa hanasta toisesta säiliöstä. Näin toisaalla tuotettu sähkö sekoittuu muuhun sähköntuotantoon siirtoverkossa ennen päätymistä loppukäyttäjälle. (Nord Pool Spot. 2010a. s. 2)



Kuva 1. Pistetariffijärjestelmän periaatekuva (Nord Pool Spot. 2010a. s. 2)

2.1.1 Elspot

Nord Pool toimii pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kaupankäyntipaikkana, ja Nord Pool Spot on fyysisen sähkötoimituksen markkinapaikka. Spot-markkinoilla käydään kauppaa tuntikohtaisesta sähkötoimituksesta seuraavan päivän jokaiselle tunnille. Kaupankäynti toteutetaan suljettuna huutokauppana. Kaupan kohteena on sähkötoimitus 12 - 36 tunnin päähän seuraavan päivän 24 tunnin jaksolle. Pistehinta määräytyy kaikkien markkinaosapuolien puoleen päivään mennessä ilmoittamien kysyntä- ja tarjontahintojen perusteella muodostettavien kysyntä- ja tarjontakäyrien leikkauspisteeseen, kuten kuvassa 2 havainnollistetaan. (Nord Pool Spot. 2010b)



Kuva 2. Hinnanmuodostus pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla (Nord Pool Spot. 2010a)

Hintamenetelmää sovelletaan myös Pohjoismaiden välisten sekä Norjan sisäisten siirtoyhteyksien käytön säätämiseen pullonkaulatilanteissa. Siirtokapasiteetin rajoittaessa markkinoiden mukaisia haluttuja siirtoja ratkaistaan tilanne hinta-aluein. Tällöin markkina-alueelle syntyy eri hinta-alueita. Suomen, Ruotsin ja Tanskan välillä pullonkaulatilanteita hallitaan tuotantotarjoushintoihin perustuvien vastaostoin. Hinta-alueita on kuusi tai enemmän siirtoverkon tilanteen mukaan. Sekä Suomi että Ruotsi ovat kumpikin yksi hinta-alue. Tanska jakautuu kahteen hinta-alueeseen, Jyllantiin ja Själlantiin. Myös Norja jakautuu yleensä

kahteen, mutta usein myös kolmeen tai useampaan, hinta-alueeseen siirtotilanteesta riippuen. (Nord Pool Spot. 2010b)

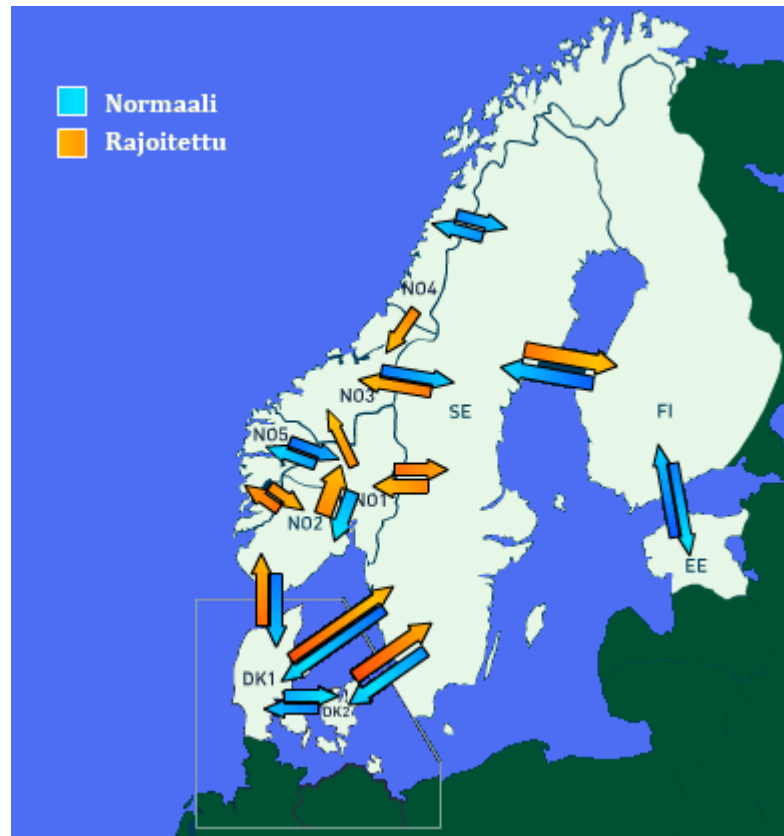
2.1.2 Elbas

Elbas-markkinoilla voidaan säätää päivää ennen toimitushetkeä spot-kaupoilla tehtyjä toimituksia aina toimitusta edeltävään tuntiin asti, jolloin usein pystytään arvioimaan tarkemmin sähköntarve kuin spot-kauppoja tehdessä. Elbas-markkinat vähentävät tasesähkön tarvetta. Tämä pienentää hintariskiä volatiliiteeteilla tasesähkömarkkinoilla, joilla tasesähkön hinta selviää vasta sähkön käyttötunnin jälkeen. Elbas-markkinat kattavat sekä Pohjoismaat että Saksan. (Nord Pool Spot. 2010b)

2.1.3 Rajasiirtojen hallinta

Maiden sekä markkina-alueiden välisiä sähkönsiirtoyhteyksiä ja yhteyksien kapasiteettia täytyy säädellä, ja tähän tehtävään sovelletaan kahta eri menetelmää, joista käytetään englanninkielisiä termejä market splitting ja market coupling. Ensimmäinen on käytössä Pohjoismaissa, jälkimmäistä sovelletaan Pohjoismaiden ja Saksan välisiin yhteyksiin. Nimet viittaavat hinnan muodostamiseen ja kapasiteetin käytön hallintaan. Market splitting -järjestelyssä näistä vastaa yksi sähköpörssi, Pohjoismaissa Nord Pool Spot, ja market coupling -järjestelyssä kaksi tai useampia pörssejä. Pohjoismaiden ja Saksan verkkojen välisten siirtojen hallinta toteutetaan yhteistoiminnassa Nord Pool Spotin ja European Energy Exchangen (EEX) kesken market coupling -periaatteella. Kuitenkin niin, että vastuussa menettelystä on edellä mainittujen lisäksi kolmen muun osakkaan, 50Hertz Transmission Oy (ennen Vattenfall Eurooppa Siirto), Transpower Sähkönsiirto Oy (ennen E.ON Verkko) ja Energinet.dk, omistama European Market Coupling Company eli EMCC. (EMCC. 2010.)

Pohjoismaiden välistä sähkönsiirtotilannetta voidaan seurata Fingridin nettisivuilta, ja usein tilanne on vastaava kuin alla esitetyssä kuvassa 3; hyvin useat siirtoyhteydet ovat rajoitettuja, eikä sähköä voida siirtää markkinoita vastaavaa määrää ja päädytään eri aluehintoihin. Riittämätöntä siirtokapasiteettia merkitään punaisella ja riittäviä siirtoyhteyksiä sinisellä.



Kuva 3. Rajasiirtoyhteydet hinta-alueiden välillä, siirtotilanne 28.12.2010. (Nord Pool Spot. 2010e)

3 POHJOISMAINEN SÄHKÖJÄRJESTELMÄ

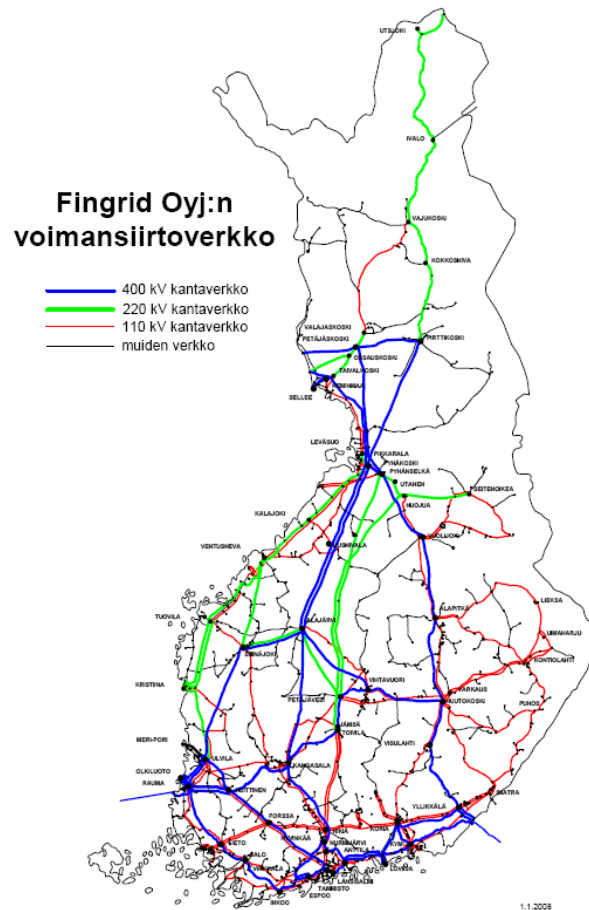
Järjestelmänhallinnasta ovat vastuussa kansalliset järjestelmänhaltijat, kantaverkkoyhtiöt. Suomen kantaverkkoyhtiö on Fingrid Oyj, Ruotsissa toimii Affärsverket Svenska Kraftnät, Tanskassa Energinet.dk ja Norjassa Statnet SF. Kaikki pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt kuuluivat aikaisemmin Nordeliin, joka lakkautettiin ja tilalle tuli Euroopan yhteinen kantaverkkoyhtiöiden järjestö ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). (Nord Pool Spot. 2010)

Tärkein tehtävä kantaverkkoyhtiöillä on vastata järjestelmän toimitusvarmuudesta ja sähkön laadusta. Tämä vaatii ennen kaikkea tuotannon ja kulutuksen tasapainoa. Siirtojärjestelmä on vaihtosähköjärjestelmä, jonka taajuutta pidetään 50 hertsissä. Taajuus saa normaalitilanteessa vaihdella 49,9 ja 50,1 Hz välillä (Fingrid Oyj. 2011a).

3.1 TUOTANTORAKENNE

Eri Pohjoismaiden sähköjärjestelmät ovat hyvin erilaisia rakenteeltaan. Ne ovat sekä tuotantorakenteeltaan että siirtokapasiteetiltaan hyvin toisistaan poikkeavia.

Suomessa vajaa viidennes koko maan sähkönkulutuksesta tulee Venäjältä tuontisähkönä tasasähkölinkin kautta, ja Suomen voidaan siinä mielessä ajatella olevan vahvasti tuontiriippuvainen maa. Suomessa oma tuotanto on vahvasti keskittynyttä: suurimmat laitokset ovat ydinvoimaloita, jotka sijaitsevat Loviisassa ja Olkiluodossa, molemmat Etelä-Suomessa ja rannikolla, ja toisaalta vesivoimaa tuotetaan paljon Pohjois-Suomessa Kemijoen voimalaitoksista. Tämä aiheuttaa tarpeen siirtää sähköä pitkiä matkoja kulutuskeskuksiin, toisin sanoen ruuhka-Suomeen. Suomessa onkin vahvat siirtoyhteydet sekä Venäjän yhteyden ja ydinvoimaloiden vuoksi itä-länsi-suunnassa, ja toisaalta vesisähkön siirtämiseksi pohjois-etelä-suunnassa. Suomen siirtoyhteyksien keskittyminen käy ilmi hyvin kuvasta 1.



Kuva 4. Kantaverkko 2008 (Fingrid Oyj. 2011b)

Ruotsi tuottaa Suomen tapaan suuren osan sähköstään ydinvoimalla, mutta sillä on myös huomattavasti Suomea enemmän vesivoimatuotantoa. Myös Ruotsissa joudutaan siirtämään paljon sähköä pohjois-etelä-suunnassa Pohjois-Ruotsin vesivoimavarojen vuoksi.

Tanska tuottaa pääasiassa sähkönsä lauhde- ja tuulivoimalla. Tanskalla on omasta tuotannostaan selvästi suurin suhteellinen osuus konventionaalista lauhdevoimatuotantoa Pohjoismaista. Norja puolestaan tuottaa sähkönsä lähes sataprosenttisesti vesivoimalla. Sähkön tuotanto primäärienergiälähteittäin eri Pohjoismaissa on kuvattu alla taulukossa 1.

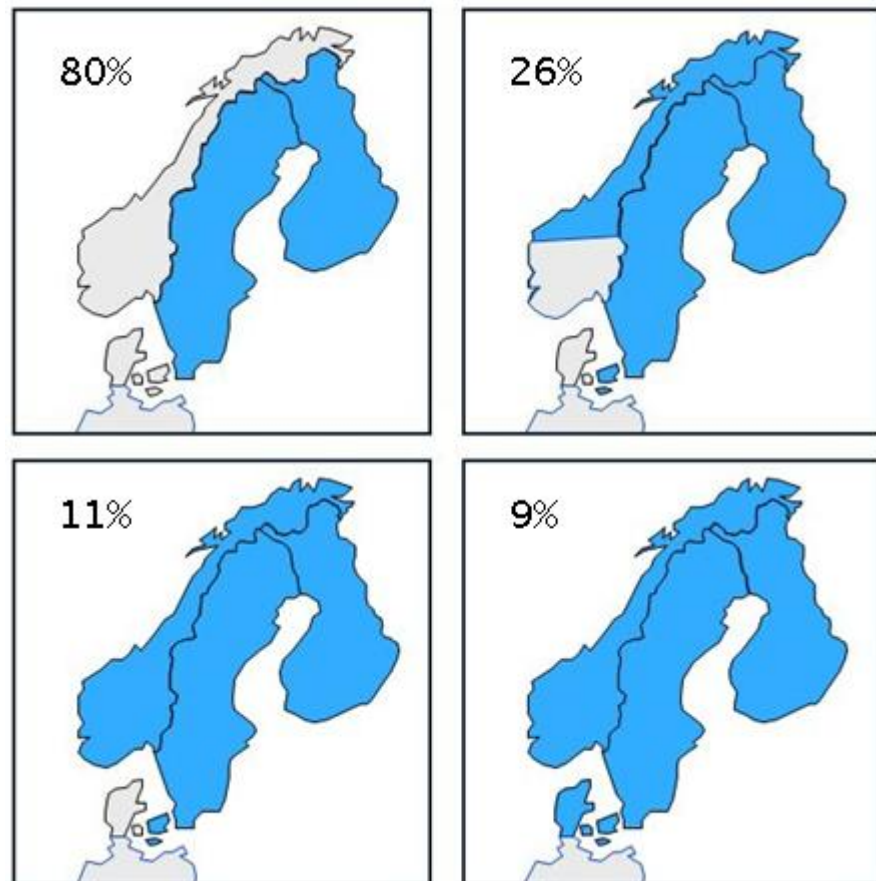
Taulukko 1. Pohjoismaiden sähköntuotanto vuonna 2008 energialähteittäin (mukaan Nord Pool Spot. 2010d)

Energialähde	Tanska [TWh]	Suomi [TWh]	Norja [TWh]	Ruotsi [TWh]	yht. [TWh]	osuus [%]
tuulivoima	7,0	0,3	0,9	2,0	10,2	2,6
muu	0,0	-	-	1,0	1,0	0,3
biopolttoaineet	1,9	8,7	0,0	9,6	20,2	5,1
jäte	1,7	0,6	0,7	1,4	4,4	1,1
turve	0,0	5,8	-	0,1	5,9	1,5
maakaasu	7,0	11,0	0,4	1,1	19,5	4,9
öljy	0,9	0,0	-	0,6	1,8	0,5
kivihiili	16,1	8,5	-	0,6	25,2	6,3
ydinvoima	-	22,0	-	61,3	83,3	21,0
vesivoima tuotanto	0,03	16,9	140,7	68,4	226,0	56,9
yhteensä	34,6	73,8	142,7	146,1	397,5	100

3.2 RAKENTEIDEN VAIKUTUKSET MARKKINOIDEN TOIMIVUUTEEN

Toimivat sähkömarkkinat vaativat vahvat rakenteet ja yhteiset pelisäännöt. Likvidit ja läpinäkyvät markkinat ovat tavoiteltava, johon pyritään. Pohjoismaissa hinnanmuodostusperiaate on kaikille osapuolille selvä ja myös hintaan vaikuttavat tekijät ovat yleisesti tiedossa. Jokaisessa maassa toimii myös oma energiamarkkinaviranomainen, jonka tehtävänä on toimia regulaattorina valvoen mahdollisia väärinkäytöksiä markkinoilla.

Markkinoille syntyy kuitenkin rajoitteitakin. Pohjoismaissa sähkön hinta on onnistuttu pitämään yhteisenä suuren osan vuodesta, mutta myös aluehintajakoon on jouduttu useasti. Syinä tähän ovat riittämättömät siirtoyhteydet, jolloin sähköä ei voida siirtää markkinaehtoisesti korkean tarjonnan alueelta sinne, missä on korkea kysyntä. Kuvasta 4 voidaan havaita ongelmien kohdentuvan Norjan ja Tanskan rajasiirtoyhteyksiin. Kuvassa tummemmalla merkitty alue esittää yhtenäistä hinta-alueita kuvassa esitetyn prosentin kuvaaman ajan, ja vaalealla alueella on muusta alueesta poikkeava sähkön hinta. Kaikilla Pohjoismailla on siis vuoden 2011 alussa ollut vain 9 % ajasta sama sähkön hinta.



Kuva 5. Hinta-alueiden yhtenäisyys 1.1. - 31.3.2011 (Fingrid Oyj. 2011b)

Myös tuotantorakenne-erot vaikuttavat markkinoihin. Suomessa ja Ruotsissa suurien ydinvoimayksiköiden varalle tarvitaan reservejä, joihin vesivoimaan nojaavalla Norjalla ei niinkään ole tarvetta. Suurien tuotantolaitosten verkosta putoaminen saattaa myös aiheuttaa reserveistä huolimatta ongelmia talvella kulutushuippujen aikaan Pohjoismaiden tuotannon niukkuuden vuoksi. Kylmän sään vaikuttaessa samanaikaisesti myös Venäjällä voidaan ajatella, ettei Suomeen tuotavankaan sähkön toimitusvarmuudesta ole takeita.

4 TASEHALLINTA

Tasehallinnalla voidaan tarkoittaa hieman eri asioita yhteydestä riippuen. Useimmiten tasehallinnalla kuitenkin käsitetään koko järjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainosta huolehtimista – niin myös tässä työssä. Sähköyhtiöissä tasehallinnalla voidaan tarkoittaa enemmän itse sähköyhtiötä koskettavia tehtäviä. Näitä tehtäviä ovat kulutuksen arvioiminen ja sen pohjalta tehtävän hankintasuunnitelman, sähkön hankinnan, sekä lopulta itse kulutushetken jälkeisen taseselvityksen tekeminen. Sähköyhtiön tehtävä on sekä lakisääteisesti että omaksi hyödykseen laskea mahdollisimman tarkka kulutusennuste ja hankkia sähköä markkinoilta sen mukaisesti ja tällä tavalla pitää sähkötaseensa tasapainossa. Tässä valossa tasehallinta tarkoittaa yhtiölailla yksittäisen sähkömarkkinaosapuolen taholla tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitoa (Fingrid Oyj. 2011a).

Valtakunnallista tehotasapainoa ylläpitävät taajuusohjatut reservit ja tarvittaessa käsin toteutettavat säätötoimenpiteet. Taajuusohjattu reservi on asetetusta taajuusmuutoksesta aktivoituvaa tehoa. Taajuusohjatut reservit eivät aina riitä korjaamaan taajuutta haluttuihin rajoihin, jolloin joudutaan käyttämään manuaalisesti tehtäviä ylös- ja alassäätöjä. Säätösähkömarkkinoilla osapuolina toimivat kantaverkkoyhtiö sekä helposti kulutusta ja tuotantoa säättävät sähkön kuluttajat ja voimalaitokset. Alla esitetystä kuvassa on tarkemmin eritelty Suomen reservikapasiteetti. (Fingrid Oyj. 2011a)

Reservi	Käytettävissä oleva kapasiteetti	Velvoite
Taajuusohjattu käyttöreservi (50,1-49,9 Hz)	- Voimalaitokset 117 MW - Viipurin DC-linkki maks. 100 MW - Viron DC-linkki maks. 50 MW	136 MW *)
Taajuusohjattu häiriöreservi (49,9-49,5 Hz)	- Voimalaitokset 525 MW - Irtikytkettävät kuormat 40 MW	220-240 MW **)
Nopea häiriöreservi (manuaalisesti aktivoitava)	- Fingridin omat varavoimalaitokset 615 MW - Käyttö sopimuslaitokset 203 MW - Irtikytkettävät kuormat 395 MW	880 MW ***)

*) Velvoite jaetaan Pohjoismaiden kesken vuosittain vuosienergioiden suhteessa

**) Velvoite jaetaan Pohjoismaiden kesken viikoittain mitoittavien vikojen suhteessa

***) Mitoittavaa vikaa vastaava määrä

Kuva 6. Reservikapasiteetti Suomessa vuonna 2011 (Fingrid Oyj. 2011a)

Tasehallintaan ja tähän työhön liittyviä tärkeitä termejä ovat taseselvitys, tasoituslaskenta ja poikkeamakauppa. Taseselvitys on käyttötunnin jälkeistä toteutuneiden tuotantojen, kulutusten ja sähkökauppojen selvittämistä, ja sen tuloksena saadaan kunkin sähkökauppaosapuolen sähkötaseet (Fingrid Oyj. 2011a). Taseiden selvittämistä yhtiöiden sisällä kutsutaan yleisesti myös taselaskennaksi.

Tasoituslaskennassa sähkömarkkinalain (386/1995) nojalla annetun asetuksen 66/2009 viidennen luvun 7 §:n mukaan kukin sähkön myyjä on velvollinen selvittämään asiakkaiden osalta tyyppikuormituskäyrämenettelyllä laskettujen ja mitattujen toteutuneiden summaenergioiden erotukset. Tämän laskennan perusteella muodostetaan tasoituslaskut ja selvitetään kuinka paljon kukakin maksaa ja kenelle toteutuneesta tasepoikkeamastaan.

Poikkeamakauppa on ollut etenkin aikaisemmin kahden toimijan välistä taseiden selvittelyä, kun teknisistä tai muista syistä lukemat ovat jääneet saamatta tai korjaantuneen pidemmän aikaa taseaikaajan sulkeuduttua.

4.1 AVOIMEN TOIMITUKSEN KÄSITE

Tehdyt kulutus- ja tuotantoennusteet eivät kuitenkaan koskaan toteudu juuri niin kuin on ennustettu. Tästä syystä järjestelmä toimii perustuen avoimiin toimituksiin. Tavallinen kotitalousasiakas tekee aina sopimuksen sähköyhtiönsä kanssa avoimesta toimituksesta. Näin sähköyhtiö, joka on yleensä paikallinen jakeluverkon haltija, on toimitusvelvollinen sähkötoimittaja ja vastuussa kulutuksen arvioimisesta on sähköyhtiöllä. Kuitenkin myös jakeluverkkoyhtiöllä on avoin toimittaja, joka on usein suurempi sähköyhtiö, mahdollisesti alueverkkoyhtiö, jota kutsutaan tasevastaavaksi. Tasevastaava on vastuussa kulutusennusteestaan kantaverkkoyhtiölle, joka puolestaan toimii tasevastaavan avoimena toimittajana. Tämä toimitusketju on kuvattu kuvassa 6.



Kuva 7. Kansallinen taseselvitysketju (Fingrid Oyj. 2011a)

4.2 TASESELVITYS

Sähköä ostetaan siis joko tukkusähkömarkkinoilta tai kahdenvälisin kaupoin. Sähköä ostetaan mahdollisimman tarkasti tehdyn kulutusennusteen mukaan. Käytännössä kulutus ja hankinta eivät kuitenkaan vastaa toisiaan ja kulutushetkellä avoin toimittaja toimittaa alijäämänsähköä sitä tarvitsevalle. Tätä ennustamatta toimitettua sähköä kutsutaan tasesähköksi. Kuten kuvasta 4 kävi ilmi, viime kädessä toimitusvelvollinen on järjestelmävastuussa olevan

kantaverkkoyhtiön taseyksikkö. Tasesähköä taseyksiköltä ostavat tasevastaavat ja siitä maksetaan tasesähkömarkkinoilla määräytyvä hinta.

4.2.1 Taseet

Käytössä on kaksi tasetta: tuotanto- ja kulutustase, joista kulutustase on tase kummallekin, kulutukselle ja kaupalle. Seuraavissa yhtälöissä etumerkki määräytyy kulutukselle ja myynnille miinusmerkkiseksi sekä tuotannolle ja hankinnalle plusmerkkiseksi. (Energinet.dk, Fingrid Oyj, Statnett & Svenska Kraftnät. 2011. s.22)

$$\text{tuotantotase} = \text{mitattu tuotanto} + \text{suunniteltu tuotanto} + /- \text{tuotannon säätöteho} \quad (1)$$

$$\text{kulutustase} = \text{suunniteltu tuotanto} + \text{mitattu kulutus} + \text{sähkökauppa} + /- \text{kulutuksen säätöteho} \quad (2)$$

Näissä yhtälöissä tuotannon säätötehoa merkitään negatiiviseksi, jos joudutaan alassäätämään, ja päinvastoin. Kulutuksen säätötehon etumerkki määräytyy vastaavasti. (Energinet.dk et al. 2011. s.22)

4.2.2 Vastuut

Sähkömarkkinalain (386/1995) nojalla annetun valtioneuvoston asetuksen sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta (66/2009) neljäs luku määrittelee taseselvitystä ja sen osapuolien vastuita. Neljännen luvun 1 § määrittää toimitusvelvollisen myyjän jakeluverkon sähkötaseen laskettavaksi seuraavasti: jakeluverkkoon toimitetusta sähköenergiasta vähennetään tuntimittauksen ja tyyppikuormituskäyrämenettelyn piiriin kuuluvat kohteet ja jakeluverkonhaltijan arvioitu häviöenergia.

Jakeluverkonhaltijan tehtäväksi määrätään asetuksen (66/2009) neljännen luvun 2 §:n ensimmäisessä momentissa järjestää taseselvitykseen liittyvä tiedonvaihto jakeluverkon avointen toimitusten osalta sekä tyyppikuormituskäyrien edellyttämä tasoituslaskenta sähkömyyjien kesken. Toinen momentti velvoittaa jakeluverkonhaltijan laskemaan kullekin jakeluverkossa toimivalle sähkökaupan osapuolelle mitattujen sekä mittauksen ja tyyppikuormituskäyrän yhdistelmään

perustuvien toimitusten määrä. Kolmannen momentin mukaan jakeluverkonhaltijan on toimitettava tasesähköyksikölle taseselvitystä varten tiedot rajapistemittauksistaan ja ilmoitettava sähkön toimittajille sähkömarkkinaosapuolia koskevat taseselvitystiedot.

Yhtäläillä myös tasevastaavan vastuisiin luetellaan asetuksen (66/2009) neljännen luvun 3 §:ssä taseselvityksen ja siihen liittyvän tiedonvaihdon järjestäminen kanta- ja alueverkossa, kantaverkosta jakeluverkon ja muun sähköverkon väliseen mittauspisteeseen niiden avointen toimitusten osalta, joiden tasevastaava se on, sekä kantaverkosta jakeluverkkoon niiden sähkömarkkinaosapuolten osalta, joilla on kiinteitä hankintoja tai toimituksia ja joiden avointen toimitusten tasevastaava se on. Sen tehtävänä on laskea mittautietojen perusteella sähkötaseeseensa laskettavien osapuolten toimitukset muille kanta- ja alueverkon osapuolille sekä mitattujen että mittauksen ja tyyppikuormituskäyrän yhdistelmään perustuvien toimitusten määrä niille jakeluverkkoon liittyneille osapuolille, joilla on kiinteitä hankintoja tai toimituksia. Tasesähköyksikölle tasevastaavan on 3 §:n kolmannen momentin mukaan ilmoitettava taseselvitystä varten tasesähköyksikölle taseeseensa laskettavat sähkönhankinnat ja toimittamansa avoimet toimitukset. Tasevastuun täyttämiseksi ja laskutusta varten sen on ilmoitettava toimittajalle ja vastaanottajalle taseselvityksen yhteydessä lasketut toimitukset.

Tasesähköyksikön tehtävät taseselvityksessä määrittelee 4 §. Tasesähköyksikön tehtävänä on selvittää valtakunnallinen tase ja tasevastaavien taseet niin, että tuloksena saadaan tasepoikkeamat tasesähköyksikön ja tasevastaavien sekä Suomen ja muiden maiden välille. Tämän lisäksi tasesähköyksikkö välittää osapuolten tasevastaaville jakeluverkonhaltijoiden ilmoittamat summatiedot osapuolten sähkönhankinnoista ja avoimista toimituksista. Tasesähköyksikön on myös ilmoitettava yksikön ja tasevastaavan väliset toimitukset tasevastaavalle sekä maan rajan ylittävät toimitukset ulkomaisille osapuolille.

Edellä mainittujen vastuiden lisäksi asetuksen 5 § velvoittaa jokaista sähkömarkkinaosapuolta toiselle osapuolelle lisätietoja, mikäli tietojen saaminen on perusteltua taseselvityksen tai toisen osapuolen tasevastuun täyttämisen kannalta. Tasevastaava on tämän lisäksi erikseen velvollinen auttamaan

tasesähköyksikköä virheellisten taseselvitystietojen korjaamisessa valtakunnallisen taseselvityksen laatimisen niin edellyttäessä.

4.2.3 Tasemallin kehityskaari

Pohjoismaissa tasemallit ovat rakenne-erojen vuoksi olleet toisiinsa nähden erilaisia aina vuoden 2009 alkuun asti, jolloin tulivat voimaan huomattavasti yhtenäistetyimmät tasetoimintamalliohjeet (vrt. taulukko 2 & 3).

Taulukko 2. Tasemalli vuoteen 2009 (Fingrid Oyj. 2011a)

	Hintamalli	Taseiden lkm	Kustannuspohja	Muut maksut
Tanska	2-hinta	3 tasetta (kulutus, tuotanto ja kauppa)	Hallinnolliset + IT	Aloitus- ja vuosimaksu
Suomi	2-hinta	1 tase	Hallinnolliset + IT ja pieni osa reserveistä	Kuukausimaksu
Norja	1-hinta	1 tase	Hallinnolliset + IT	Komponenttimaksu
Ruotsi	2-hinta	3 tasetta (kulutus, tuotanto ja kauppa)	Hallinnolliset + IT ja suuri osa reserveistä	Useita maksuja

Taulukko 3. Tasemalli vuodesta 2009 alkaen (Fingrid Oyj. 2011a)

	Hintamalli	Taseiden lkm	Kustannuspohja	Muut maksut
Tanska Suomi Norja Ruotsi	1- ja 2-hinta	2 tasetta (tuotanto ja kulutus)	hallinnolliset, IT ja sovittu osa reserveistä	4 maksukomponenttia

Taulukoista nähdään taseiden lukumäärän muuttuneen kaikissa maissa kahteen vuodesta 2009 alkaen. Myös kustannuspohja yhtenäistettiin. Vuosien 2010 ja 2011 vaihteessa ollaan jälleen valmistelemassa muutoksia tasemalliin. Tarkoituksena on yhtenäistää mallia entisestään.

4.3 TASOITUSLASKENTA

Tasoiuslaskennan osalta on sähkömarkkinalain (385/1995) nojalla säädetyn asetuksen (66/2009) viidennen luvun 7 §:ssä määritelty jakeluverkonhaltijan tehtäväksi selvittää vuosittain jokaisen sähkömyyjän asiakkaiden tyyppikuormituskäyrämenettelyllä laskettujen ja mitattujen sähköntoimitusten erotukset. Näiden erotusten summa hyvitetään ja veloitetaan jakeluverkossa myyjien kesken. Tarkastelu tehdään tuntitasolla ja tasoiusenergian hintana käytetään kunkin tunnin sähköpörssissä muodostunutta Suomen alueen spot-hintaa (Energiateollisuus. 2009).

Tasoiuslaskennassa mittausjakson mitattu energia jaetaan ilmoitetun tase-energian suhteessa tuntiarvoiksi yhtälön 3 mukaisesti. (Energiateollisuus. 2009)

$$E_{M1} = \frac{E_{T1}}{E_{T\Sigma}} \cdot E_M \quad , \text{ jossa} \quad (3)$$

E_{M1} = mitatun energian suhteutettu ensimmäisen tunnin arvo

E_{T1} = taseeseen ilmoitetun ensimmäisen tunnin arvo

$E_{T\Sigma}$ = lukemavälillä taseeseen ilmoitettujen tuntiarvojen summa

E_M = lukemavälin mitattu energia

Vastaavasti yhtälö 4 selventää kuinka tasoius saadaan kertomalla sähkön spot-hinta edellä lasketun suhteutetun mitatun energian ja tase-energian erotuksella. (Energiateollisuus. 2009.)

$$A_{T1} = (E_{T1} - E_{M1}) \cdot H_1 \quad (4)$$

Käyttöpaikan kaikille tunneille lasketaan tasoius vastaavasti ja käyttöpaikan tasoius on siis näiden kaikkien yksittäisten tuntien tasoiusten summa. Tasoiuslaskutusjaksolla luetut kunkin myyjän käyttöpaikkojen tasoiukset summataan myyjän tasoiuslaskuksi. (Energiateollisuus. 2009.)

5 POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT

Pohjoismaisille sähkömarkkinoille ominaisia piirteitä ovat tuotantokapasiteetin varieteetti, kylmät pohjoiset olot ja Pohjolan kattava, yhtenä synkronisena voimajärjestelmänä toimiva siirtoverkko. Kuten jo aikaisemmin esitettiin, vesivoima kattaa lähes 100 % Norjan sähköntuotantokapasiteetista ja lähes puolet Ruotsin kapasiteetista. Talvisin Pohjola on muuta Eurooppaa huomattavasti kylmempi alue, ja sähkölämmitys lisää sähköntuotannon tarvetta suhteellisesti enemmän kuin esimerkiksi Keski-Euroopassa. (NordREG. 2010. s. 17)

Pohjoismaisen massiivisen vesivoimatuotannon vuoksi varsinkin sateisina vuosina siirtoverkossa sähköä siirretään etelän ja idän suuntaisesti. Vastaavasti kuivana, vähäsateisena vuonna järjestelmässä tuotetaan enemmän konventionaalista lämpövoimaa, jolloin siirtoverkossa siirretään sähköä pohjois-länsisuunnassa. (NordREG. 2010. s. 24)

Yhteinen järjestelmä parantaa toimitusvarmuutta ja mahdollistaa toisaalta tuotannon tehokkaamman hyödyntämisen (NordREG. 2010. s. 24). Tuotannon tehokkaampi hyödyntäminen onnistuu, kun järjestelmässä pystytään tuottamaan sähköä kulloinkin edullisimmalla tuotantomuodolla. Kokonaisuutta ajatellen, olosuhteisiin reagoivan tuotannon variointimahdollisuus voidaan käyttää tehokkaasti hyväksi hyödyttäen lopulta kaikkia – niin tuotantoyhtiöitä kuin loppukuluttajakin. Yhteinen suurempi markkina-alue on ymmärrettävästi etenkin energiayhtiöiden intressi, mutta yhtäläillä sen pitäisi olla yksittäisen kuluttajan intressi.

5.1 VÄHITTÄISKAUPAN AVAAMINEN

Pohjoismaiset sähkön tukkumarkkinat ovat toimiva, integroitu kokonaisuus, mutta kuitenkin vähittäismarkkinat ovat edelleen kansallisella tasolla. Vaikka työt vähittäismarkkinoiden avaamiseksi on jo aloitettu, voidaan silti erottaa neljä kansallista vähittäismarkkinaa Pohjolan alueelta. NordREGin mukaan tähän voidaan esittää useita syitä. Yksi selkeä puute on yhteisen taseselvitysmallin puuttuminen. Teknisinä eroavaisuuksina mainittakoon toimittajanvaihtomallit ja viestiformaatit. NordREG julkaisi toukokuussa 2009 raportin, jossa asetettiin

tavoitteeksi vuosi 2015. Viimeistään tuolloin pohjoismaisten sähkötoimittajien pitäisi pystyä tarjoamaan sähköä samoin ehdoin kuluttajalle missä tahansa Pohjoismaassa. (NordREG. 2010. s. 40)

Vähittäismarkkinoiden avaamisen kohdentaminen vain joihinkin asiakasryhmiin, kuten tuntimittauksen piirissä oleviin, aiheuttaisi vain sekaannusta ja mahdollisia esteitä toimijoiden markkinoille pääsemiselle. Tulevaisuuden yhteinen markkinamalli täytyisi ehdottomasti olla sellainen, jossa jokainen asiakas voi yhdenvertaisesti olla osa yhteisiä markkinoita. Sähkötoimittajien kustannusten laskemiseksi ja uusien toimijoiden markkinoille tulemisen helpottamiseksi täytyy kehittää yhteiset viestiformaatit ja toimintatavat pitäen kirkkaana mielessä päämäärä: sähkötoimittajien täytyy pystyä toimimaan samoin edellytyksin jokaisessa Pohjoismaassa. IT- järjestelmä, jonka avulla yhtiö pystyy toimimaan jokaisessa maassa, on yksi avaintekijä. (NordREG. 2011. s. 6)

5.2 ARVIOINNISTA MITTAAMISEEN

Suomi on ollut energian mittaamisessa edelläkävijä ja tavoitteeksi Suomessa on asetettu automaattisen mittarilukemien luennan saattaminen maanlaajuiseksi. Moni sähköyhtiö on alkanut jo muuttaa mittarikantaansa niin sanotuiksi AMR-mittareiksi (Automatic Meter Reading). AMR ei ole kuitenkaan arvostettu muissa Pohjoismaissa yhtä korkealle ja näillä näkymin yhtenäistämiprojekteissa ei tulla muille maille asettamaan yhtä nopealle aikatahtimelle tavoitteita, kuin mitä Suomi on asettanut.

AMR muuttaa toimintaa ja mahdollistaa uusia asioita, kuten pienasiakkaan hintajoustop. Nyt sähkömarkkinoilla tuotteet ovat melko samantyyppisiä, mutta mittareiden tuntikohtainen kaukoluenta mahdollistaa paremmin sähkön pörssihintaan perustuvat tuotteet. Tällöin kuluttaja voi seurata reaaliajassa sähkön hintaa ja jättää vaikkapa sähkösaunan lämmittämättä, jos aiotulle saunomisajankohdalle osuu korkea sähkön hintapiikki. Sähkön säästäminen hintapiikkien aikana todella myös kannattaa laskutettaessa tuntimittaukseen perustuen ja todellisen kulutuksen mukaan.

Tavoitteiden mukaan Suomessa vuoden 2013 loppuun mennessä lähes 90 % kulutetusta sähköstä on tuntimittauksen piirissä ja päivittäin tiedot lähetetään

taselaskentaan. Tämä tarkoittaa käytännössä kuormitusmallien jäämistä tarpeettomiksi. (Energinet.dk et al. 2011. s.20)

Ruotsissa AMR -malli esiteltiin kesäkuussa 2009, mutta tämä malli eroaa Suomessa pian toteutettavasta mallista. Ruotsin malli perustuu alle 63 ampeerin asiakkailta kuukausittaiseen mittarinlukuun. Mittareista kuitenkin suuri osa on muutettavissa tuntimittaukseen sopiviksi ja tuntimittauksen mahdollisuuksia on tutkittu. (Energinet.dk et al. 2011. s.21)

Norjalainen AMR -ehdotus puolestaan on ratkaisu, jossa tuntimittaukset kerättäisiin vähintään viikoittain. Norja tekee lopulliset päätöksensä AMR -vaatimuksista kuluvan vuoden (2011) alkupuolella, mutta tämän hetkisten kaavailujen perusteella malli olisi yli 1000 kWh vuosikulutusta suurempien kulutuskohteiden osalta toiminnassa vasta vuoden 2018 alusta. (Energinet.dk et al. 2011. s.21)

Tanskassa yli 100 000 kWh kulutuskohteilla on pakollinen päivittäinen tuntimittausvaatimus. Varsinaista päätöstä tuntimittauksen laajentamisesta ei ole. Poliittisissa keskusteluissa kaikkia asiakkaita koskevan jonkinlaisen AMR:n käyttöön ottaminen vuoteen 2020 on saanut kannatusta. Niin Tanskassa kuin myös Ruotsissa on kannatusta saanut myös malli, jossa pienet kulutuskohteet pysyisivät yhä kuormitusmallien käytössä taseselvityksen osalta, mutta tasoituslaskennassa tuntimittauksista kuitenkin hyödynnettäisiin. (Energinet.dk et al. 2011. s.21)

5.3 TASESELVITYKSEN YHTENÄISTÄMINEN KANTAVERKKOTASOLLA

Kuten aikaisemmin jo viitattiin, yhteisen pohjoismaisen vähittäissähkömarkkinan avaamisen ehdottomimpana esivaatimuksena taseselvitys- ja toimittajanvaihtomallit sekä markkinoilla käytettävät viestiformaatit pitäisi yhtenäistää. Nordic Balance Settlement -projekti (NBS) on pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden yhteisprojekti, jonka tuloksena luotiin ehdotus taseselvitysmallin yhtenäistämisestä kantaverkkotasolla. Projekti on käynnistetty varsinaisesti kesäkuussa 2010 ja se on jatkoa kantaverkkoyhtiöiden ja NordREGin aikaisemmille selvitysprojekteille. Projektin tavoitteena on yksi

yhteinen rajapinta taseselvitykselle Pohjoismaissa sekä saattaa tasevastaavat toimintamahdollisuuksiltaan yhdenvertaiseen asemaan kaikissa maissa. Tavoitteena on myös rakentaa tiedonvaihdon yhteiset pelisäännöt ja standardit ja olla taseselvitysasioissa edelläkävijä helpottaen osapuolien toimimista markkinoilla. Tämä tarkoittaisi toisin sanoen halua luoda yhteinen taseselvitys, yhteinen tasepalvelusopimus sekä yhteiset pelisäännöt merkityksellisimmille taseselvitystiedoille ja -aikatauluille, itse taseselvitykselle ja myös laskutukselle. (Fingrid Oyj. 2011a)

Toisistaan eroavia kansallisia toimintatapoja taseselvitystä ja tasoituslaskentaa koskevissa toimissa voidaan pitää merkittävänä esteinä toimia yhdenvertaisesti eri Pohjoismaiden sähkömarkkinoilla. Taseselvitykseen ja tasoituslaskentaan liittyvät pelisäännöt antavat suuntalinjoja myös muille liiketoiminnoille, kuten sähkön toimittajan vaihtamiselle, mittautiedon raportoinnille, mutta myös vähittäiskauppioiden ja verkkoyhtiöiden suhteille. Tästä näkökulmasta yhteinen taseselvitys- ja tasoituslaskentatapa on perusedellytys yhteiselle loppukäyttäjämarkkinalle. (Energinet.dk et al. 2011. s.6)

Projektin kohteena ovat sähkön pohjoismaiset vähittäismarkkinat, mutta ei niiden luominen vaan niiden mahdollistaminen lähitulevaisuudessa. NBS -projekti keskittyy taseselvityksen kehittämiseen kantaverkkotasolla, eikä pyri ottamaan kantaa jakeluverkon ja sähkönmyyjän väliseen toimintaan. Projekti hahmottelee suuria linjoja ja tekee työlisteri vähittäismarkkinoidenkin kannalta tärkeistä kehityskohteista luoden perusedellytyksiä vähittäismarkkinoiden avaamiseksi. Projektissa ei yritetä kuitenkaan edes kantaverkkotasolla luoda täydellistä ideaalimallia, vaan tarkoituksena on luoda kaikkien Pohjoismaiden lähtökohdista jo lähitulevaisuudessa implementoitavissa oleva malli. (Fingrid Oyj. 2011a)

5.3.1 Tasemalliehdotus

NBS -projektin ehdotus, NBS Design -raportti, käyttöön otettavaksi tasemalliksi julkaistiin tammi-helmikuun vaihteessa 2011. Siinä yhdistellään käytäntöjä edellä mainittujen periaatteiden mukaisesti ja eritellään maiden tällä hetkellä monimuotoiset toimintatavat taseselvityksessä. (Fingrid Oyj. 2011a)

Raportissa ehdotetaan käytettäväksi tasesähkön tasevastaavakohtaista laskentaa. Tämä ei itsessään ole muutos, sillä tämä on jo vallitseva tila tällä hetkellä kaikissa Pohjoismaissa. Muutoksiakin toimintamalliin on kuitenkin tulossa. Lopullisten taseselvitystietojen raportointiaika rajoitetaan yhdeksään arkipäivään toimitushetkestä. Tällä hetkellä Tanskassa toimitetaan tiedot viiden arkipäivän kuluessa, Norjassa viikon kuluessa ja Suomessa kahden viikon kuluessa. Ruotsalaisille muutos on vaikuttava, sillä Ruotsissa raportoidaan tällä hetkellä puolentoista kuukauden sisällä toimitushetkestä. Verkon taseselvitystietoihin ei ehdotuksen mukaan voisi tehdä tarkennuksia enää jälkikäteen. Taselaskutusrytiksi ehdotus esittää viikkoa. Kaikilla muilla mailla Norjaa lukuun ottamatta on pidempi laskutusrytmi käytössään. Kuormituskäyräosuudet laskettaisiin ehdotuksen mukaan ennen kuunvaihdetta tasevastaava- tai osapuolikohtaisesti. Verkonhaltija laskee tasevastaava- tai osapuolikohtaisesti profiloidun kulutuksen verkkoalueittain. Tämän hetkiset käytännöt varioivat mittauspaikkakohtaisista kuormituskäyristä verkkokohtaisiin, ja kuukausikulutusperusteisesta vuosikulutusperusteiseen käyrään. Lopullinen tasevastaava- tai osapuolikohtainen kulutus lasketaan ehdotuksen mukaan verkkoalueittain ja tästä on verkonhaltija vastuussa. Tasevastaava- tai osapuolikohtaiset tasoituslaskennan kustannukset laskee taseselvitysrytmi. Taseselvitysrytmi myös laskuttaa tasevastaavia. Myös tämä käytäntö on tällä hetkellä varsin erilainen eri maissa ja esimerkiksi laskennan sykli ja vastuut vaihtelevat. (Fingrid Oyj. 2011a)

5.3.2 Merkittävät muutokset

Ehdotetussa mallissa varmasti merkittävin muutos on yksi keskitetty taseselvitysrytmi, jolloin tasevastaavalla ei tarvitse olla kuin yksi taseselvityssopimus riippumatta siitä kuinka monessa Pohjoismaassa se toimii. Myös tasoituslaskenta keskitetään osittain. Verkkoyhtiöt raportoivat tuntikohtaiset tasoitusenergiat taseselvitysrytmille laskettavaksi ja lähetettäväksi tiedot edelleen tasoituslaskennan perustaksi tasevastaavalle, joka vastaa lopulta tasoituslaskennasta yhdessä myyjäyhtiön kanssa. (Energinet.dk et al. 2011. s.14 ja 51)

Verkkoyhtiön täytyy jatkossa raportoida kerätyt mittarilukemat päivä toimituspäivän jälkeen tasevastaavalle kulutusennustetta varten ja

taseselvitysyksikölle alustavaa taseselvitystä varten. Tämä on uusi vaatimus Norjan ja Tanskan verkkoyhtiöille. (Energinet.dk et al. 2011. s.51)

Jatkossa kaikki taseselvitykseen liittyvä mittaustieto on raportoitava viimeistään yhdeksän päivän kuluessa toimituspäivästä. Tämä pitkittää nykyistä menettelyä Norjassa ja Tanskassa, mutta lyhentää taseselvitysaikaa Suomessa ja Ruotsissa. Ruotsissa ja Tanskassa muutoksia aiheuttavat myös yhdeksän päivän taseselvitysjakson jälkeen lopulliseen taseselvitykseen tehtävät korjaukset, jotka jatkossa tehdään suoraan osapuolten kesken. Taseselvityksen laskutus tapahtuu ehdotuksen mukaan jatkossa viikon laskutusjaksolla, joka tuo muutoksen Tanskan, Ruotsin ja Suomen toimintatapoihin. (Energinet.dk et al. 2011. s.51)

Verkkoyhtiön täytyy raportoida kuormitusmalliosuudet (LPS – Load Profile Share) mittausalueittain sekä myyjäyhtiöittäin ja tasevastaavakohtaisesti ennen toimituskuukautta taseselvitysyksikölle. Verkkoyhtiön on myös lähetettävä profiloitu alustava kuormitusosuus (PPC – Preliminary Profiled Consumption) taseselvitystä varten taseselvitysyksikölle. Kulutusprofilointi pohjoismaisessa taseselvityksessä on kuvattu liitteessä 1. LPS:n etuna on sen hyödyntämismahdollisuus tasevastaavien alustavan kuormitusosuuden ja siten hankintaennusteen laskemisessa. (Energinet.dk et al. 2011. s.51 ja 55)

Taulukkoon 4 on koottu Nordic Balance Settlement -projektiryhmän ehdotuksen merkittävimmät muutokset. Taulukon ensimmäisessä sarakkeessa on esitetty muutosehdotukset, toisessa sarakkeessa on lyhyesti kuvattu sen vaikutuksia, ja viimeisessä sarakkeessa on eritelty muutosten vaikutukset erityisesti Suomessa.

Taulukko 4. NBS -raportin merkittävimmät muutosehdotukset (mukaillen Energinet.dk et al. 2011. s. 51)

muutos	kuvaus	Suomessa aiheutuvat toimenpiteet
yksi keskitetty taseselvitysyksikkö	muutos kaikissa maissa	Taseselvitysvastuu ulkoistetaan Fingridiltä. Vaatii muutoksen lainsäädäntöön.
toimituspäivän jälkeisenä päivänä mittarilukemien raportointi tasevastaavalle ja taseselvitysyksikölle	uusi vaatimus Norjan ja Tanskan jakeluverkonhaltijoille	-
taseselvitystiedot raportoitava viimeistään yhdeksän työpäivän sisällä toimituspäivästä	pidentää aikarajaa Norjassa ja Tanskassa, lyhentää Suomessa ja Ruotsissa	lyhentää taseselvitysaikaa kahdesta viikosta yhdeksään työpäivään
lopulliseen taseselvitykseen tulevat korjaukset tehdään kahdenvälisesti	muutos Ruotsissa ja Tanskassa	-
taselaskutusjakso yksi viikko	muutos Ruotsissa, Tanskassa ja Suomessa	1 kk -> 1 vko
jakeluverkonhaltijan tyyppikuormituskäyräosuuksien raportointi ennen toimituskuukautta	Muutos Norjan toimintatapaan, uusi tehtävä suomalaisille jakeluverkonhaltijoille	täysin uusi tehtävä suomalaisille jakeluverkonhaltijoille
jakeluverkonhaltijan profiloitujen kulutusarvion lähettäminen taseselvitystä varten	uusi tehtävä Suomen ja Ruotsin jakeluverkonhaltijoille	täysin uusi tehtävä suomalaisille jakeluverkonhaltijoille
tasoituslaskennan osittainen keskittäminen	jakeluverkonhaltija raportoi tuntitason tasoitusenergian taseselvitysyksikölle, joka laskee ja lähettää pohjan tasoituslaskennalle tasevastaavalle. Tasevastaava ja myyjä tekevät varsinaisen tasoituslaskennan. Uusi menettely Ruotsissa ja Suomessa.	Suomessa uusi menettelytapa

Muutosehdotuksia analysoidessa huomataan taseselvitysvastuun siirtämisen vaativan muutosta Suomen lainsäädäntöön. Lakimuutoksen arvioidaan vievän aikaa noin vuoden (Energinet.dk et al. 2011. s. 47). Määräajat kiristyvät niin taseselvityksen kuin laskuttamisenkin osalta aiheuttamatta kuitenkaan suurempia muutoksia järjestelmille. Uusia menettelytapoja tulee kuitenkin kolme, jotka vaativat kaikki muutoksia toimintatapoihin Suomessa. Näistä uudistuksista kaikki koskevat jakeluverkonhaltijoita.

5.3.3 AMR taseselvityksessä

Siirtymävaiheessakin AMR vaikuttaa taseselvitykseen ja tasoituslaskentaan. NBS -raportin linjaus on ottaa viikoittain kerättävät tuntimittaukset taseselvitykseen, mutta jos tiedot kerätään harvemmin kuin viikoittain, käytetään kuormitusmalleja. Tämä koskee kaikkia kulutuskohteita riippumatta vuosikulutuksesta tai sulakekoosta. Aikarajaksi on määritelty viikko, koska ehdotuksen mukaan taseselvitysaikaraja muuttuu yhdeksäksi työpäiväksi. (Energinet.dk et al. 2011. s.21)

5.3.4 Markkinavalvonta

Markkinavalvonnalla tarkoitetaan markkinavoiman väärinkäytön valvontaa ja ehkäisyä sekä taseen kannalta tasevastaavien ennusteiden järkevissä rajoissa pysymisen tarkastelua. NBS -mallissa ehdotetaan taseselvityksyksikön tehtäväksi valvoa tasevastaavien tasepoikkeamien pysymistä järkevissä rajoissa, selvittää systemaattiset ja toistuvat virheet ja julkaista tasepoikkeamat, kuten Norjassa tehdään tällä hetkellä. Idea on ohjata julkisen häpeän kautta kannustaa oikaisemaan ennusteita. Toisena vaihtoehtona mallissa ehdotetaan taseselvityksyksikölle myönnettävää oikeutta määrätä taloudellisia sanktioita tasevastaaville, joiden tasepoikkeamat ovat kohtuuttomia. Tämä ei kansallisilla taseselvityksyksiköillä ole tällä hetkellä mahdollista, vaan sanktioita voivat määrätä vain kantaverkkoyhtiö tai energiamarkkinaviranomainen. (Energinet.dk et al. 2011. s.27)

NBS -malli ehdottaa käyttöönotettavaksi myös laadunvalvontajärjestelmää, avainsuorituskykyindikaattoreita, jolla voitaisiin läpinäkyvällä tavalla seurata kuinka kukin osapuoli toteuttaa tehtäviään. Raportti ei ota tarkemmin tässä vaiheessa kantaa siihen, minkälaisia indikaattoreita tarvittaisiin, mutta hahmottelee muutamia esimerkkejä:

- kuinka hyvin verkko- ja kantaverkkoyhtiöt pysyvät raportoinnin määräajoissa
- raportoidun tiedon laatu
- jonkinlainen tasevastaavakohtainen tasepoikkeamaindeksi

Fingrid on tällä hetkellä Pohjoismaiden ainoa kantaverkkoyhtiö, joka ei julkaise minkäänlaisia avainsuorituskykyindikaattoreita. (Energinet.dk et al. 2011. s.28)

5.3.5 Ehdotuksen aikataulu

Esitellyn taseselvitysmallin implementointivaihe on tarkoitus aloittaa jo nyt vuoden 2011 alusta. Käytössä NBS -malli voisi olla aikaisintaan 2014 alussa. Tämä vaatisi kuitenkin lakisäädösten toteuttamista vuoden aikana, ja näiden lakisäädösten jälkeen annettaisiin 18 kuukautta toimijoille aikaa sopeutua uusiin säädöksiin ja omaksua muutokset myös IT -järjestelmien osalta. Mallille on suunniteltu kahden kuukauden testijakso ennen varsinaista käyttöönottoa. (Energinet.dk et al. 2011. s.8)

5.3.6 Tilannekatsaus

Tämän kappaleen tarkoitus on vetää lyhyesti yhteen NBS -projektin tilanne tämän tutkimuksen ollessa loppusuoralla. NBS -projekti on poikunut työryhmiä, jotka miettivät ehdotuksen eri osa-alueita. Tapaamisessa Fingridin taseasiantuntijoiden kanssa asiantuntijat kertoivat eri työryhmien olevan hyvin eri vaiheessa: toiset ovat vasta aloittamassa, kun toiset ovat jo melko valmiita raportoimaan näkemyksiään. Tässä vaiheessa on kuitenkin jo saatu luonnos verkonhaltijoiden vastuista, sekä päästy jonkinlaiseen yhteisymmärrykseen myyjäkeskeisen mallin ottamisesta käyttöön sähkömarkkinoilla. (Aho & Lintunen. 2011)

Pohjolan regulaattoreiden yhteistoimintajärjestö NordREG julkaisi 25.5.2011 raportin osapuolien kommentoitavaksi. Raportissa ehdotetaan myyjäkeskeistä mallia niin, että asiakaspalvelutehtävät siirtyisivät myyjälle ja jakeluverkonhaltijan tehtävät pysyisivät muutoin kutakuinkin ennallaan. Jatkossa on kuitenkin huomioitavaa myyjäyhtiöiden tasapuolinen kohtelu raportoinnin osalta. Myyjäyhtiö on velvollinen palvelemaan asiakkaitaan myös mittaustiedon osalta, verkonhaltijalla on kuitenkin vastuu mittaustiedon tuottamisesta. Verkonhaltijoiden mittaustietojen raportoinnin täytyy olla tasalaatuista, jotta myyjille luodaan mahdollisuudet palvella asiakkaitaan yhdenvertaisesti. (NordREG. 2011. s. 28)

Tanska, eli Energinet.dk, lienee jättäytymässä raportista taka-alalle vedoten resurssiensa keskittämiseen niin kutsutun hubin, eli keskittimen, kehittämiseksi.

Tanskassa tähdätään viestiliikenteen jakamiseen keskittimen kautta, mitä on muissakin maissa tiettävästi harkittu yhtenä viestiliikenteen ratkaisuvaihtoehtona. Myös muualla maailmassa on myyjäkeskeisen mallin viestiratkaisuna käytetty juuri hubia. Aho painotti tapaamisessa myös viestiliikenteen hitautta. Esimerkiksi tuotantoennuste, jonka pitäisi olla perillä viimeistään 15 minuuttia ennen toimitushetkeä, saattaa myöhästyä jopa 10 minuuttia. Tällöin kantaverkkoyhtiöllä on aikaa reagoida tuotantotasapainoon enää viisi minuuttia 15:n sijaan. (Aho & Lintunen. 2011)

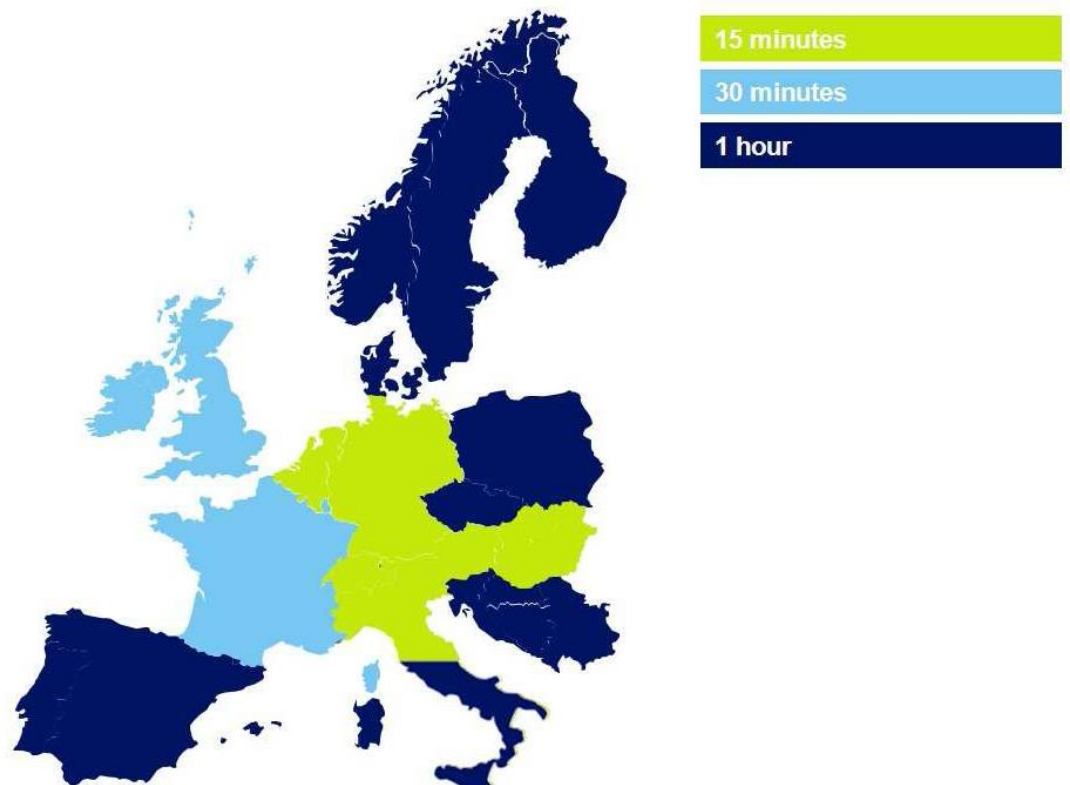
Hitaus on tällä hetkellä ongelma erityisesti tuotantoennusteiden osalta, mutta jatkossa viestimäärien kasvaessa huomattavasti on odotettavissa ongelmia myös muun viestiliikenteen osalta. Ongelma lienee sanomanvälityspalveluissa, mutta myös uuden viestiformaatin käyttöönoton mahdollisuutta tutkittaneen. Nykyinen viestiformaatti on otettu käyttöön 90-luvun lopulla, joten nyt voisi olla hyvä aika myös tälle uudistukselle. (Aho & Lintunen. 2011)

Regulaattorit eli sähkömarkkinaviranomaiset eivät vielä ole varsinaisesti nykyistä taseselvitysehdotusta kommentoineet, vaan vaativat analysointiaan varten tarkempaa määrittystä toimintamallista ja kartoitusta mallin toteuttamisen kustannuksista ja vaikutuksista. Aikataulu NBS -projektissa on joka tapauksessa tiukka, mutta lomakausista huolimatta tavoitteena on joka tapauksessa saada lopullinen ehdotus valmiiksi ja kommentoitavaksi kuluvan vuoden 2011 kolmannen vuosineljänneksen loppuun mennessä. Viimeistään tällöin täytynevät olla jo melko yksityiskohtaisesti myös alemman tason taseselvitystehtävät ja -menetelmät selvillä. Kesäkuun alussa on seuraava yhteispohjoismaisten sähkön vähittäismarkkinoiden keskustelupäivä, jolloin projekti jälleen edennee. (Aho & Lintunen. 2011)

5.4 EUROOPPALAISET SÄHKÖMARKKINAT

Keski-Euroopan sähkömarkkinat ovat rakenteeltaan hyvin erilaiset kuin Pohjoismaiden markkinat. Esimerkiksi Saksa tuottaa suuren osan sähköstään hiilellä, toiseksi suurin osuus ydinvoimalla. Vesienergian osuus on olematon. Ranska puolestaan tuottaa suurimman osan sähköstään ydinvoimaloillaan. Sen sähköntuotannosta riittää paljon myös vientiin. Vain pienillä Alppimailla kuten Itävallalla on vesivoimatuotantoa huomattava osuus kokonaistuotannostaan, mutta kuitenkin pienen kokonaiskulutuksensa vuoksi energiassa mitattuna verrattain pieni määrä. (Euroopan Unioni. 2010. s. 59 - 73)

Keski-Euroopassa tyypillistä on, että maan sisällä saattaa toimia useitakin kantaverkkoyhtiöitä – ei kuitenkaan samalla alueella. Laineen diplomityössä tarkastelun kohteeksi otetuissa seitsemässä Keski-Euroopan maassa toimii kaikkiaan 12 järjestelmävastaavaa. Hän tuo työssään esille erityisesti taseen jaksonpituuksien eroja eri Euroopan maissa. Kuvassa 7 on esitetty Euroopan maiden taseiden jaksonpituudet. (Laine J. 2011. s. 61)



Kuva 8. Euroopan maiden taseen jaksonpituudet (Laine J. 2011. s. 61)

Huomionarvoista on eroavaisuuksien lisäksi se, että monissa keskeisissä Euroopan maissa on käytössä 15 minuutin tasejakso. Laine ehdottaa työssään Suomeen käyttöönotettavaksi 15 tasejakso tuotantotaseeseen (Laine J. 2011. s. 96 - 97).

Kantaverkkotasolla on jo visioitu markkinoiden yhtenäistämistä Keski-Eurooppaan asti. Tavallaan ensiaskel Euroopan suuntaan on integroida pohjoismaiset markkinat, mutta toki investointeja on tehty jo eurooppalaistenkin sähkömarkkinoiden mahdollistamiseksi.

Tärkeimpänä siirtoverkkotoiminnan tulevaisuuden haasteena sekä Pohjoismaisella alueella että Euroopan tasolla pidetään toimivien yhteiseurooppalaisten tukkusähkömarkkinoiden kehittämistä. Hyvänä testinä Eurooppalaisille sähkömarkkinoille on CWE – EMCC -yhteyden (Central Western Europe – European Market Coupling Company) avaaminen syyskuussa 2010. (NordREG. 2010. s. 24)

Yhteyden avaaminen hieman myöhästyi suunnitellusta aikataulustaan, mutta se saatiin avattua ja toimintaan kuitenkin 9.11.2010. Yhteyden avaamisen vaikutuksena Ranskan ja Saksan alueella volatilitteetti pieneni. Suomen ja Ruotsin hintatasoon ei siirtoyhteyden avaamisella ollut juurikaan vaikutusta. Tanskan ja Saksan tuulivoiman vuoksi tuuliset ajanjaksot aiheuttavat hinnanvaihtelua. (Kekkonen J. 2010. s. 8)

Selviä merkkejä fokuksen suuntaamisesta Eurooppaan ovat siirtoyhteyksien vahvistamisprojektit ja mallien ennakoiva yhtenäistäminen. Vallalla tuntuisi olevan ajatustapa, jossa uusittavien menettelytapojen ja järjestelmien osalta pyritään jo nyt huomioimaan eri Euroopan maissa vallalla olevat käytännöt ja löytämään valmiiksi yhteinen, hyvä, ja mahdollisimman vähän tulevaisuudessa muutoksia tarvitseva ratkaisu. Tästä hyviä esimerkkejä ovat hyviä esimerkkejä juuri Laineen ehdottama 15 minuutin tasejakso, sekä NBS -malli, jossa jokaisessa toiminnossa kello käy CET- eli Keski-Euroopan ajassa. (Energinet.dk et al. 2011. s. 12)(Laine J. 2011. s. 61)

6 LOGICA

Logica on IT -palveluyritys, jonka ydinliiketoiminta-alue on konsultointipalvelut asiakkaiden toiminnan ja palveluiden kehittämiseksi. Logica integroi tietojärjestelmiä ja toimii asiakkailleen ulkoistamiskumppanina. Logica tarjoaa palvelujaan eri aloille ja on jakautunut toimialakohtaisesti eri toimintoihin seuraavasti:

- Energia, vesi ja jäte
- kaupp- ja palvelut
- kunnat
- liikenne ja logistiikka
- telecom
- teollisuus
- terveydenhuolto
- valtio-toimintoon.

(Logica. 2010a)

Energia, vesi ja jäte -alalle Logica tarjoaa järjestelmiä, joita hyödynnetään hiilijalanjäljen seurannassa, energian käytön optimoinnissa sekä päästöjen hallinnassa, mittaamisessa ja kaupassa. Suomalaisille yrityksille on toimitettu ratkaisuja, joissa yhdistyvät Microsoftin yleiskäyttöiset toiminnanohjausjärjestelmät Logican omiin paikallisiin Kolibri for Dynamics -toimialalajennuksiin. (Logica. 2010b)

Tässä työssä keskitytään Logicaan sähkönmyynti- ja -jakelualalla, ja erityisesti näille aloille Logican tarjoamiin tuotteisiin taseselvityksen, ja siihen läheisesti liittyvien tukitoimintojen, näkökulmasta. Työn toimintaympäristö on Logican Energy & Utilities -yksikkö ja tämän luvun tarkoituksena on kuvata yritystä sekä sen tuotteita sillä tarkkuudella kuin tämän työn viitekehyksen mukaisesti on oleellista.

6.1 TUOTTEET

Logicalla on sähköalalle kaksi tuotetta, joista toinen on multi-utility-, eli vapaasti suomennettuna usean toimialan järjestelmä, jota jatkossa kutsutaan kokonaisratkaisuksi, ja toinen puhtaasti tiedonhallintajärjestelmä. Kokonaisratkaisu on tarkoitettu niin pienille energia-alan yrityksille kuin suurille energia-alan konserneillekin, joissa saman katon alla saattaa olla niin sähköntuotanto ja -myynti, kaukolämpö kuin vesi- ja jätehuolto. Kokonaisratkaisu koostuu moduuleista ja kykenee järjestelmänä vastaamaan niin asiakashallinnan, henkilöstövoimavarojen johtamisen, sopimushallinnan, mittaamisen, laskutuksen kuin taselaskennankin haasteisiin.

Tietokantajärjestelmä on tuote, joka on osa suurempaa kokonaisratkaisun tapaista ohjelmistokokonaisuutta, jonka yhtenä moduulina sitä voidaan pitää. Koko järjestelmäkokonaisuus on käytössä asiakas-, mittaus- ja laskutuksenhallintajärjestelmänä, mutta pilottiprojektissaan yhden moduulin supistettuna kokonaisuutena se vastaa tasevastaavana toimivan yrityksen tarpeisiin.

6.1.1 Multi-utility -kokonaisuus

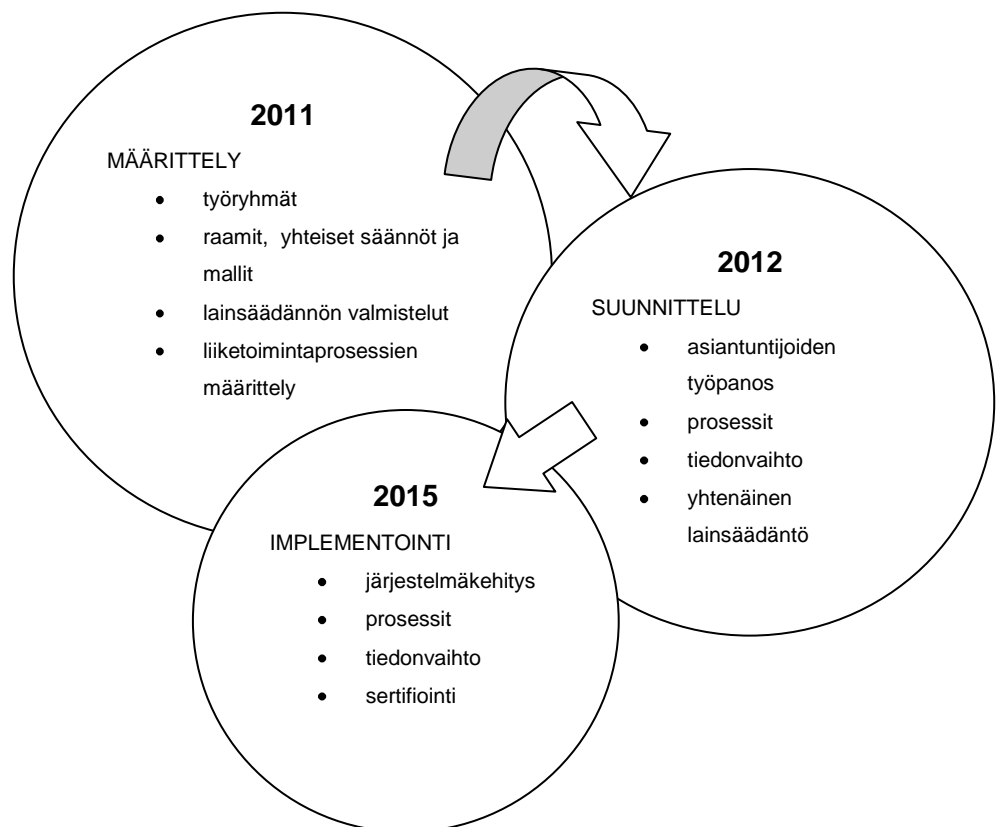
Logica tarjoaa energiamarkkinoille suunniteltua asiakkuudenhallinnan kokonaisratkaisua, jonka kehittämisessä on otettu huomioon nykyiset sekä tulevaisuuden vaatimukset. Tuote vastaa markkinoiden perusvaatimuksiin, kuten eriyttämiseen ja luottamuksellisuuteen, ja se on hyvin integroitavissa sekä automatisoitavissa. Kuten jo mainittiin, kokonaisratkaisu koostuu monesta osakokonaisuudesta, joita ovat:

- sopimushallinta
- tuotehallinta
- laskutus
- mittaus
 - mittauskohde ja laitehallinta
 - mittaustöiden hallinta
- taseselvitys
- tehtävien ja dokumenttien hallinta
- sanomaliikenteen hallinta

- integraatiot ja työkulut
- myyntireskontra
- raportointi
- CRM -ratkaisu, sekä
- online -palvelut

(Holopainen, J. 2011. s. 10)

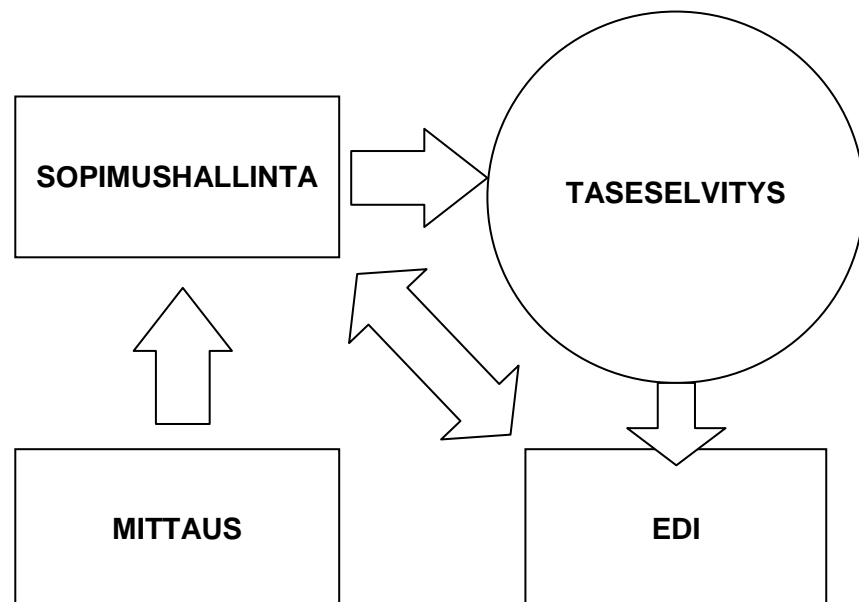
Holopainen (2011. s. 18) on myyntiesityksessään huomionut myös vähittäismarkkinakehityksen ja hahmottaa seuraavassa kuvassa Logican näkemystä markkinakehityksen tahdista. Verrattaessa kuvaa ja NBS -projektikuvausta, havaitaan prosessien sisällön olevan sama, mutta toteutusaikataulu on NBS -projektissa tiukampi kuin Logicassa on varauduttu. Tavoitteiden mukaan yhteisten vähittäismarkkinoiden edellyttämät muutokset taseselvityksessä olisivat jo 2014 alussa käyttöönotettavissa ja toisaalta IT -infrastruktuurin kehittämiseksi on suunnitelmassa varattu jo vuosi 2013(Energinet.dk et al. 2011. s. 47).



Kuva 9. Vähittäismarkkinakehityksen vaiheet (mukaillen Holopainen, J. 2011. s. 18)

Usean toimialan kokonaisratkaisun taseselvitysosa on määritelty pitkälti Sivosen ja Seppälän laatiman taseselvitys ja -hallintaohjeen perusteella. Ohje on kirjoitettu tarkoituksenaan selvittää IT -osaajille Suomen avautuneiden sähkömarkkinoiden taseselvityksen vaatimuksia järjestelmätoimittajalle (Sivonen & Seppälä. 2005. s. 4).

Kokonaisratkaisun sisäiset prosessit on toteutettu kuvan 9 mukaisesti. Mittausta, sopimushallintaa ja taseselvitystä voidaan pitää omina moduuleinaan, jotka käyttävät hyväkseen toistensa tietoja. Mittaus käsittelee vain mittaustietoa ja toimittaa sitä sopimushallinnan tarpeisiin. Taseselvitys puolestaan saa tarvitsemansa tasetiedot sopimushallinnalta. Viestiliikenne, eli EDI -laatikko, tarvitsee puolestaan tietonsa joko sopimushallinnalta tai taseselvitykseltä, riippuen sisältääkö viesti tase- vai sopimustietoja.



Kuva 10. Kokonaisratkaisun prosessikaavio (mukaillen Sivonen H. 2006.)

Ratkaisu on kehitetty nimenomaan verkkoyhtiöille. Ohjeessa käydään läpi samat lain määräämät verkkoyhtiön perustehtävät taseselvityksessä kuin tässä työssä on jo lueteltu tasehallinta-luvussa. Suomen laki velvoittaa lähettämään vaadittavat taseviestit MSCONS96 EDI -viestiformaatissa Energiateollisuuden antamien tarkentavien ohjeiden mukaisesti (Sivonen & Seppälä. 2005. s. 8). Tasevastaavien kohdalla MSCONS -kulutuslukemaviestien lisäksi pitää lähettää myös DELFOR -kulutusennusteviestejä.

Energiateollisuus on määritellyt tarkan tiedonvaihtoformaatin ja viestien sisällön, joita toimijat noudattavat. Päivittäin Fingridille lähetettävien tasetietoaikasarjojen identifioiva tunniste muodostetaan seuraavasti: FI_VFV000_EON. Tässä esimerkissä EON tarkoittaisi myyjää ja VFV000 verkkoaluetta, eli esimerkin aikasarja tarkoittaisi E.ON:in kokonaismyyntiä Vattenfallin verkkoalueella. Vastaavasti ilmoitetaan kuormitusmalliosuudet ja summatiedot myyjille. Tällöin edellisen identifiointikoodin perään vain lisätään kuormitusprofiiliin tunnus: FI_VFV000_EON_PROFILE001. Sarjat nimetään vastaavasti mallilla FI_VFV000_EON_123456, jossa kuusi viimeistä numeroa kuvastavat käyttöpaikkatunnusta. (Sivonen & Seppälä. 2005. s. 9)

Kokonaisratkaisussa mittaustieto tulee järjestelmään lukemana, joka liitetään asiakashallinnan tietoihin. Näin lukema käsitellään pelkkänä lukuarvona. Aikasarjoja voidaan käsitellä laskentaeditorissa halutuilla yhtälöillä esimerkiksi taseselvitystä tai tasoituslaskentaa varten.

6.1.2 Tiedonhallintajärjestelmä

Tiedonhallintajärjestelmää pilotoidaan parhaillaan Suomeen ja se on tarkoitettu:

- käsittelemään mittaustietoja
- käsittelemään aikapohjaisia lukemia
- laskentaan ja raportointiin, sekä
- kommunikointiin energiamarkkinoilla toimivien osapuolten kanssa.

Tiedonhallintajärjestelmän skaalautuvuus ja hyvä suorituskyky mahdollistavat suuret volyymit. Järjestelmä myös ymmärtää useita mittausjärjestelmiä, mutta kuitenkin kaikki tieto käsitellään yhdessä mittaustietokannassa. Tätä tuotetta käyttävät sähköalalla niin myyjät, verkkoyhtiöt kuin tasevastaavatkin. Järjestelmän päätoimintoja ovat tietojen sisään lukeminen, lähettäminen ja tarkastaminen, arviointi, ennustaminen, sanomien käsittely, laskennat, tuntimitattujen ja tyyppikäyräkohteiden taseselvitys, mittarien lukemat, toimintojen automatisointi ja pitkäaikainen mittaustietojen varastoiminen. (Logica. 2011)

Järjestelmä on jaettu kahteen osaan, jotka toteuttavat eri prosesseja. Toinen käsittelee viestiliikenteen, kuten kokonaisratkaisussakin, toinen vastaa varsinaisesta tiedonhallinnasta. Tiedonhallintajärjestelmä käsittelee aikasarjoja

enemmän raportointi- ja laskennallisiin tarkoituksiin, sillä tässä pilottiprojektissa siihen ei ole liitetty lainkaan asiakastietoja. Ainoastaan sanomaliikenteen vaatimat lähettäjä- ja vastaanottajaosapuolet ja niiden tunnukset ovat järjestelmän tiedossa.

6.1.3 Eroavaisuudet

Näiden kahden tuotteen selvimpinä eroavaisuuksina taseselvitykseen liittyen voidaan pitää sanomien sekä aikasarjojen käsittelyä. Tietojenhallintajärjestelmä pystyy käsittelemään kaikkien sähkön vähittäismarkkinaosapuolten tarvitsemia sanomia, kun kokonaisjärjestelmä ei tähän pysty.

Kokonaisratkaisun heikkous on juuri EDIEL -sanomien (Electronic Data Interchange for the Electric Industry) käsittelyn puutteet. Se ei käsittele eikä lähetä lainkaan niin sanottua DELFOR -sanomaa, jota käytetään ennusteiden ilmoittamiseen, eikä tue CONTRL -kuittaussanomiamia (Sivonen H. 2011). Kuittaussanomien puutteet eivät liene kriittinen puute niiden Suomessa varsin väljän käsittelymenettelyn sekä kuittaussanomien luonteen vuoksi. DELFOR -sanoman puuttuminen järjestelmästä on yksi syy, miksi tätä järjestelmää ei voida markkinoida tasevastaaville. Tasevastaavat ja sähkön tuottajat tarvitsevat ehdottomasti DELFOR -sanomakäsittelyn ilmoittaakseen ennusteensa kantaverkkoyhtiölle. Tämän toiminnallisuuden rakentaminen järjestelmään vaatisi arviolta viikon henkilötyötunteina (Peltonen, J. 2011).

Aikasarjan käsittelytavat poikkeavat myös jonkin verran toisistaan. Kokonaisratkaisussa menettely on kankeampi. Aikasarjan nimeäminen on määritelty syvälle järjestelmän koodiin, eikä vapaata nimeämisvaihtoehtoa ole käytettävissä (Peltonen, J. 2011). Tiedonhallintajärjestelmässä on puolestaan vapaampi aikasarjojen käsittelytapa, jossa sarjan voi nimetä aivan haluamallaan tavalla ja myös laskennallisten aikasarjojen muodostaminen on mahdollista (Raunert, S. 2011). Kokonaisratkaisuun tosin ollaan jo kehittämässä tällaista toiminnallisuutta (Sivonen, H. 2011).

Tiedonhallintajärjestelmän käyttöönottovaiheessa kävi ilmi eroavaisuuksia sähkömarkkinoilla, joita ”ei pitänyt olla edes olemassa”, nimittäin myös sähkömarkkinoiden viestiliikenteessä käytettävissä koodeissa oli eroavaisuuksia.

Ruotsissa käytetään viestiliikennekoodeja tarkemmin kuin Suomessa, ja niinpä heillä onkin käytössään koodit, jotka on kuvattu tarkemmin

6.2 TASESELVITYKSEN HAASTEET

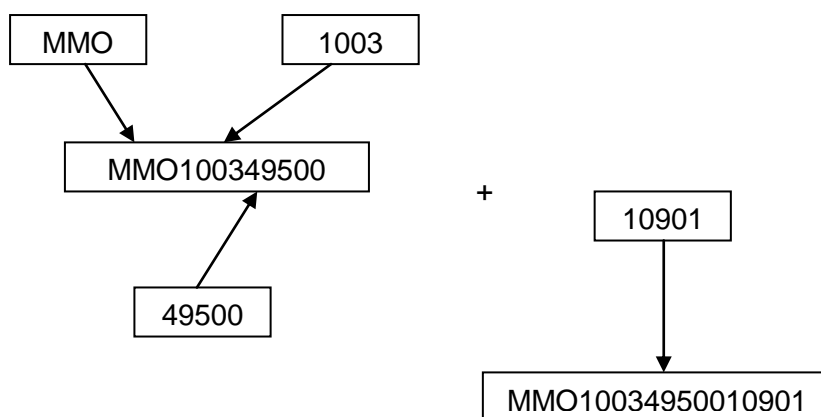
Kantaverkkoyhtiöiden selvitystyö on kesken ja suuriakin muutoksia tämänhetkiseen näkemykseen saattaa vielä tulla. Kuitenkin suurimpina NBS - raportin mukanaan tuomina haasteina voidaan pitää uusia taseselvitystehtäviä. Ennen toimituskuukautta tehtävä alustavien kuormitusosuuksien raportointi edellyttää uutta toimintoa ja DELFOR -sanoman käsittelyominaisuutta.

AMR -järjestelmällä tuotettua mittaustietoa käytetään taselaskennan perustana. Mikäli lukemat saadaan kaavaillun viikon aikajakson aikana järjestelmästä ulos, niiden hyödyntäminen taseselvitykseen sallitaan. Jos viikon määräaikaan ei pystytä, joudutaan käyttämään tyyppikuormituskäyriä. Tämä järjestely tarkoittaisi järjestelmään jälleen uutta ominaisuutta. Tähän yhteyteen tarvittaisiin ominaisuus, joka tarkistaisi jatkuvasti viikon aikajaksoa taaksepäin, tutkien onko joltain tunnilta jäänyt AMR -lukema saamatta. Jos lukemaa ei löydy, niin silloin pitäisi automaattisesti lähettää tyyppikuormituskäyrätieto kyseiseltä käyttöpaikalta.

Tämänhetkisillä taseselvityspelisäännöillä pystytään selvittämään jakeluverkonhaltijan tase, suurimpana tarvittavana muutoksena tasevastaavankin taseen selvittämiseksi olisi juuri DELFOR. Edellä mainitut muutokset olisivat selviä koodimuutoksia järjestelmään ja suoraviivaisia toteuttaa. Muita koodimuutoksia vaativia selviä kehityskohteita tulevat joka tapauksessa olemaan aikasarjojen nimeämiskäytäntö, joka on kovakoodattu järjestelmään. Suomalainen nimeämiskäytäntö eroaa muista pohjoismaisista ja se muuttunee numeroihin perustuvaksi lähitulevaisuudessa.

Nimeämiskäytäntö on Ruotsissa järjestelmän sisällä pitkälti sellainen, kuin käyttäjä sen itse haluaa olevan, mutta lähetettävien aikasarjojen nimeämiskäytäntö on toki tarkka ja perustuu numerokodeihin. MSCONS - viesteihin käytössä on nimeämisstandardi, joka koostuu neljästä osasta. Kirjaimilla merkitään verkkoaluetta, seuraava numero-osa on tuotekoodi, jonka jälkeen yhtälailia numeroilla merkitään EDIEL -osapuolikoodi tasevastaavalle. Jos

on kyse toimittajasta, tämän merkkijonon perään lisätään vielä toimittajan EDIEL -koodi. Seuraava kuva selventää ruotsalaista nimeämiskäytäntöä. (Raunert, S. 2011)



Kuva 11. Ruotsalainen aikasarjannimeämistapa

Kuvan esimerkissä verkkoaluekoodi MMO tarkoittaa Malmön aluetta, 1003 on tuotekoodi tuntimitattu kulutus, 49500 E.ON:in EDIEL -osapuolikoodi tasevastaavana ja 10901 on vastaava koodi E.ON:lle sähkötoimittajan roolissa. Näin saadaan muodostettua kaksi eripituista tunnusta riippuen toimijan roolista. (Raunert, S. 2011) Tämän MSCONS -nimeämistavan lisäksi Ruotsissa käytetään UTILTS -standardia, jonka tarkempi käsittely tässä yhteydessä katsottiin turhaksi.

Myös viestien koodit, kuten status-, tuote- ja tilakoodit eroavat maittain ja ne on yhtenäistettävä myös pian. Viimeisen puolen vuoden kuluessa on Logically havaittu tietojärjestelmien käyttöönottoprojektien yhteydessä eroavaisuuksia Suomen ja Ruotsin välisissä käytännöissä. Erot ovat pieniä, mutta viestiliikenteen toiminnan kannalta hyvin elintärkeitä. Eroja on ainakin viestiliikenteessä käytettävissä tuote- ja tilakoodeissa. Näyttäisi siltä, että Ruotsin markkinoilla standardeja luetaan tarkasti ja niitä noudatetaan yleisesti. Suomessa standardeja ja ohjeita pidetään yleisesti enemmän suuntaa antavina linjauksina, ja etenkin ohjeistuksia pidetään sisällöltään väljiä. Tämä on aiheuttanut kirjavuutta toimijoiden keskuudessa.

Taseselvitykseen liittyvien aikarajojen tiukentamiset eivät vaatine suuria toimenpiteitä, vaan niihin pystytään vastaamaan järjestelmän parametreja

muuttamalla. Toki välillisesti määräaikojen tiukentaminen vaikuttaa mittaustoimintoihin, kuten edellä on kuvattu.

Etenkin Fingridillä pidetään nykyistä sanomaliikennettä riittämättömän hitaana etenkin tuotantoennusteiden osalta. Kun ennusteisiin käytettäviä DELFOR -viestejä uusitaan, uusittaneen myös muut sanomat nykyisen sanomaformaatin vanhentuessa. Jos ja kun itse viestiformaatti muuttunee, se tarkoittaa suurta muutostyötä toimijoille – myös Logicalle.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tämän tutkimuksen perusteella voidaan tehdä muutamia melko selviä johtopäätöksiä sähkön pohjoismaisten vähittäismarkkinoiden avaamisen tuomista muutoksista taseen laskemiseen, taseselvitykseen, tasoituslaskentaan sekä näihin liittyviin prosesseihin. Jotkin osa-alueet ovat edenneet jo melko suoraviivaisesti siihen pisteeseen, että puheet pitäisi vain pukea teoiksi, kun muutamien osa-alueiden osalta ollaan siinä tilanteessa, että lisäselvitystä ja työtä tarvitaan vielä ja aikataulu saattaa jopa näyttää turhan tiukalta näiden osalta.

Varmasti selvimpinä muutoksia vaativina seikkoina voidaan havaita viestiformaattien, nimeämiskäytäntöjen ja erilaisten koodien yhtenäistäminen. Tämä vaatii maiden välistä yhteistyötä, eikä tätä työtä ole vielä edes aloitettu. Erot ovat suuria etenkin nimeämisen osalta. Viestiformaatit ovat varsinkin taseselvityksen osalta jo melko yhtenäiset, suurimpina eroina viestiformaateissa lienevät eroavaisuudet sanomissa käytettävissä tila- ja tuotekoodeissa. Nämäkin ovat kuitenkin samoihin EDIEL -ohjeisiin tai -standardeihin perustuvia käytäntöjä jokaisessa maassa. Kaikki tässä kappaleessa mainitut yhtenäistämistarpeet ovat kuitenkin melko pienen mittakaavan muutoksia, ja niitä voisi ennemminkin kutsua kirjavuudeksi toimijoiden keskuudessa. Työksi muutettuna nämä yhtenäistykset kuitenkin tarkoittanevat järjestelmätoimittajille muutoksia koodiin ja useidenkin viikkojen henkilötyötunteja (Peltonen, J. 2011).

Taseselvityksen sekä -laskituksen määräaikojen tiukentaminen ei aiheuttane ongelmia. Aikarajoja voidaan nyt jo Logican järjestelmissä määrittellä muuttamalla parametreja. Myös tuotantotaseeseen ilmoitettavan tuotannon raportointijaksonpituutta on ehdotettu lyhennettäväksi nykyisestä tunnista 15 minuuttiin. Tämä on kuitenkin muutos vain tuotantotasejaksoon, eikä näillä näkymin vaikuta mitenkään kulutustaseeseen.

Jotta jatkossa LPS- ja PPC -raportointi onnistuisi, se vaatinee järjestelmältä tämänhetkisten toimijatietojen lisäksi kuvauksen tasevastaavasta. Tasevastaavittain täytyisi kuvata sen palvelemat sähköntoimittajat ja sitä kautta sähköntoimittajien asiakkaat, jolloin tiedettäisiin lopulta mitkä asiakkaat kuuluvat tasevastaavan avoimen toimituksen piiriin.

Jakeluverkonhaltijalle uusia tehtäviä ja suurimpia muutoksia tarkoittanevat kuormitusosuuksien raportointi ennen toimituskuukautta sekä AMR -mittauksen yli viikon jäävän osuuden tyyppikuormituskäyrällä taseeseen raportointi. Nämä vaativat kumpikin uutta toimintoa Logican nykyiseen kokonaisratkaisuun. Muutoksen kustantaja olisi luonnollisesti jakeluverkonhaltija.

Fingrid pitää viestiliikennettä hitaana DELFOR -sanomien osalta ja tämä vaikuttanee vahvasti vanhan viestiformaatin uudistamispaineesiin. Syyt hitaudelle saattavat olla myös viestinvälityspalveluissa. Pullonkauloja tutkitaan, mutta myös formaatti saattaa olla pian uusimisen kohteena. Viestiformaatin uudistus tarkoittaisi suurta muutosta järjestelmiin kaikilla osapuolilla. Eri viestiformaatit ymmärtävä ja viestejä välittävä keskitin voisi olla yksi ratkaisu. Tällaista hubia kehitellään Tanskassa ja ainakin Australiassa on sellainen jo käytössä. Viestiformaattikeskustelua on syytä seurata sen ollessa varsin monisäikeinen ja työtä vaativa kehityskohde.

7.1 MARKKINANÄKÖKOHTIA

Jos ajatellaan Suomen AMR -tavoitteita, niin jakeluverkonhaltijan päästessä tavoitteisiin, sen tyyppikuormituskäyrillä mitattavien käyttöpaikkojen osuus jäisi jo vuonna 2013 alle kymmeneen prosenttiin. Tämä tarkoittaisi tietojärjestelmäinvestointia ja ylimääräisen menettelyn käyttöönottamista pienen käyttöpaikkamäärän vuoksi. Siksi voitaisiin verkkoyhtiöiden arvioida sijoittavan mittarinluentajärjestelmään niin suuret panokset, että tyyppikuormituskäyrämenettely jää käytännössä Suomen osalta jatkossa pois kokonaan. Toisaalta Logican etu on pyrkiä tarjoamaan asiakkaalle järjestelmä, joka vastaa sen tarpeita. Jos Logica kehittää tuotteeseensa toiminnon, joka raportoi kuormitusosuudet niin kuin markkinat vaativat, jatkossa ei tule ongelmia edes lukemien puuttuessa. Kuormituskäyrämenettely täytyy olla järjestelmässä joka tapauksessa siltä varalta, että joltain käyttöpaikalta ei saada lukemia taseselvitykseen.

DELFOR -viestin rakentaminen kokonaisjärjestelmään ei ole suuri työ ja se mahdollistaisi järjestelmän käytön myös tasevastaavan tarpeisiin. Jos LPS täytyy lähettää DELFORina, se täytyy joka tapauksessa rakentaa. Logican

kokonaisratkaisun kohderyhmä kasvaisi noin 20...30 tasevastaavaalla, jos tuote kehitettäisiin vastaamaan myös tasevastaavan tarpeita.

7.2 MAHDOLLISUUDET

Vähittäismarkkinoiden avaaminen tuo tullessaan muutoksia. Ennakoimalla näihin muutoksiin voi Logica saavuttaa kilpailuetua muihin järjestelmätoimittajiin nähden. Tämän työn jälkeen on tärkeätä jatkaa markkinakehityksen seuranta, osallistua kehittämiseen ja pyrkiä kehittämään tuotetta niin, että se pystyy palvelemaan mahdollisimman aikaisessa vaiheessa avautuneilla pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla ulkomaille suuntaavia toimijoita.

Muutos luo aina mahdollisuuksia – ne täytyy osata hyödyntää. Vähittäismarkkinoiden avautuminen laajentaa markkinoita ja tuo myös tuotteille lisää potentiaalisia asiakkaita, kun samaa tuotetta voi käyttää niin Kööpenhaminan paikallinen jakeluverkkoyhtiö kuin Helsingin Energiakin.

8 YHTEENVETO

Tässä diplomityössä syvennyttiin sähkömarkkinoiden toimintaan ja mekanismeihin, esiteltiin lukijalle sähköjärjestelmän toimintaperusteita sekä tasehallinnan punainen lanka. Tavoitteena oli perehtyä pohjoismaissa käyttöönotettavaan yhteiseen tasemalliin ja tähän liittyen tutkia Logican mahdollisuuksia tarjota ratkaisua pohjoismaisille sähkön vähittäismarkkinoille.

Työ pohjautui pitkälti vähittäismarkkinoihin liittyvien Pohjoismaissa meneillään olevien selvitysprojektien raportteihin. Työn ajankohta ei ehkä ollut paras mahdollinen, sillä osaan selvityksen kohteista ei vielä ollut mahdollista saada vastauksia. Siitä huolimatta tavoitteisiin päästiin melko hyvin.

Työssä käytiin läpi raporttien esitykset ja niiden toteutuessa mukanaan tuomat muutokset tämänhetkisiin toimintatapoihin. Muutosehdotuksia analysoitiin ja mahdollisuuksien mukaan pyrittiin ehdottamaan toimenpiteitä valmiisiin tuotantokäytössä oleviin tuotteisiin.

LÄHTEET

Aho, P. & Lintunen, P. 2011. Haastattelu 20.5.2011: tasepalvelupäällikkö Pasi Aho ja asiantuntija Pasi Lintunen, Fingrid Oyj.

Energiateollisuus. 2009. Tasoituslaskennan perusteet ja määrittelyt -ohje. Viitattu 17.5.2011. 2 s. Saatavilla:

http://www.energia.fi/ekstranet/sahkokauppa/sopimusehdot/sahkon_vahittaismarkkinoahjeet

Energinet.dk, Fingrid Oyj, Statnett & Svenska Kraftnät. 2011. Nordic Balance Settlement (NBS) Common Balance & Reconciliation Settlement – Design. 57 s. Viitattu: 4.4.2011. Saatavilla:

http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut/nordic_balance_settlement

EMCC (European Market Coupling Company). 2010. Yhtiön www-sivut: About EMCC. Viitattu 30.7.2010. Saatavilla:

<http://www.marketcoupling.com/about-emcc/about>

Euroopan Unioni. 2010. EU energy and transport in figures, statistical pocketbook 2010. 232 s. Viitattu: 18.5.2011. Saatavilla:

http://ec.europa.eu/energy/publications/statistics/doc/2010_energy_transport_figures.pdf

Fingrid Oyj. 2010a. Yrityksen www-sivut: Fingrid: lehdistötiedotteet. Viitattu 15.7.2010. Saatavilla:

<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/uutiset/lehdistotiedotteet?bid=1116>

Fingrid Oyj. 2011a. Yrityksen www-sivut: Fingrid: Tasepalvelut. Viitattu 24.01.2011. Saatavilla: <http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut>

Fingrid Oyj. 2011b. Yrityksen www-sivut: Fingrid: Sähkömarkkinat. Viitattu 5.4.2011. Saatavilla:

http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/sahkomarkkinat/markkinaintegraatio/hinta-alueiden_yhtenaisyyys/

Holopainen, J. 2011. Myyntiesitys. Logica. 33 s.

Kekkonen, J. 2010. Eurooppalainen markkinakehitys -seminaariesitys. Fingrid Oyj. Helsinki. Viitattu 18.5.2011. Saatavilla:
http://www.fingrid.fi/attachments/fi/palvelut/tasepalvelut/tasevast_paiva_2010/2_eurooppalainen_markkinakehitys_kekkonen.pdf

Laine, J. 2011. Tasehallinnan kehittäminen Suomen sähkömarkkinoilla. Diplomityö. Lappeenranta University of Technology. 108 s.

Logica. 2010a. Yrityksen www-sivut: Logica lyhyesti. Viitattu 13.7.2010, Saatavilla:
<http://www.logica.fi/we-are-logica/about-logica/>

Logica. 2010b. Yrityksen www-sivut: Logica: energia, vesi ja jäte. Viitattu 13.7.2010, Saatavilla: <http://www.logica.fi/we-work-in/utilities/>

Logica. 2011. Logican tuotekuvaus. Logican sisäinen powerpoint-esitys.

Nord Pool Spot. 2010a. Yrityksen www-sivut: The Nordic Power Market. Viitattu 27.7.2010. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/upload/Nordic%20power%20market/The%20Nordic%20Electricity%20Exchange%20Nord%20Pool%20Spot%20and%20the%20Nordic%20Model%20for%20a%20Liberalised%20Electricity%20Market.pdf>

Nord Pool Spot. 2010b. Yrityksen www-sivut: Trading at NPS. Viitattu 20.7.2010. Saatavilla: http://www.nordpoolspot.com/trading/The_Elspot_market

Nord Pool Spot. 2010c. Yrityksen www-sivut: Nordic Power Market. Viitattu 20.7.2010. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/PowerMaket/The-Nordic-model-for-a-liberalised-power-market/Implicit-auction/>

Nord Pool Spot. 2010d. Yrityksen www-sivut: Reports. Viitattu 21.11.2010.
Saatavilla: http://www.nordpoolspot.com/reports/Production_split/

Nord Pool Spot. 2010e. Yrityksen www-sivut. Viitattu 28.12.2010. Saatavilla:
<http://www.nordpoolspot.com>

Nordic Energy Regulators (NordREG). 2010. Nordic Market Report 2010: Report 6/10. Viitattu 10.8.2010. Saatavilla:
https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Nordic_Market_Report2010.pdf

Nordic Energy Regulators (NordREG). 2011. Rights and obligations of DSOs and suppliers in the customer interface. 33 s. Viitattu 25.5.2011. Saatavilla:
https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Rights_and_obligations_report_for_public_consultation.pdf

Peltonen, J. 2011. Keskustelu 16.5.2011: asiantuntija Jukka Peltonen, Logica.

Raunert, S. 2011. Sähköpostikeskustelu 24.5.2011: konsultti Stefan Raunert, Logica Sweden.

Sivonen, H. 2006. Taseselvitysratkaisut. Sisäinen esitys. Logica.

Sivonen, H. 2011. Keskustelu 20.5.2011: kehityspäällikkö Heikki Sivonen, Logica.

Sivonen, H. & Seppälä, A. 2005. Balance Settlement and Balance Control in the Finnish Power Market. Sisäinen ohje. Logica. 25 s.

Svenska Kraftnät. 2010. Yrityksen www-sivut. Viitattu 28.12.2010. Saatavilla:
<http://www.svk.se/Start/English/Press--Information/News/News/A-decisive-step-towards-a-single-European-Electricity-Market/>

Liite 1

KULUTUSPROFILOINNIN PERUSPERIAATTEET POHJOISMAISESSA TASESELVITYKSESSÄ

(Energinet.dk et al. 2011. s. 53 - 57)

Tapauksissa, joissa päivittäin kerättävää tuntimittaustietoa ei ole saatavilla, on välttämätöntä arvioida kulutusta profiloimalla. Muutoin D+1 hetkestä alkavan alustavan taseselvityksen käyttöön ei ole tarvittavaa kulutustietoa.

Mittarit voidaan jakaa neljään kategoriaan:

- 1) tuntimittaavat mittarit, tieto kerätään päivittäin
- 2) tuntimittaavat mittarit, tieto kerätään vähintään viikoittain
- 3) tuntimittaavat mittarit, tieto kerätään vähintään kuukausittain
- 4) muut mittarit, jotka ovat esim. käsiluennassa

Kuormituskäyriä käytetään sekä taseselvityksessä että tasoituslaskennassa. Taseselvitystä varten tunneittain tasevastaavakohtaisesti arvioitu kuormituskäyrä, jota kutsutaan alustavan kuormitusosuuden (PPC – Preliminary Profiled Consumption) arvioinniksi, täytyy tehdä mittareille, jotka kuuluvat kategoriaan 2) - 4). PPC tehdään myös myyjäosapuolille kategorioiden 3) - 4) osalta. Jos ryhmän 2) lukemat kerätään ennen lopullista taseselvitystä, mitatut arvot korvaavat arvioidut 2)-ryhmän osalta. Tasoituslaskennan osalta 4)-ryhmän lukemia kerätessä käyttöpaikkakohtainen mitattu kulutus edellisestä mittauksesta asti profiloidaan tunneittain ja kootaan myyjätasolle. Tätä toimintamallia kutsutaan lopulliseksi kuormitusosuudeksi (FPC – Final Profiled Consumption). Ryhmän 3) mitattuja arvoja käytetään kuin FPC:a, kuukausittaisten arvojen tunneittaisiksi arvioimisen sijaan. FPC:n laskemisen jälkeen lasketaan PPC:n ja FPC:n erotus myyjäkohtaisesti tuntitasolla ja kerrotaan keskimääräisellä sähkön spot-hinnalla. Summat selvitetään myyjien kesken. Seuraavissa ehdotettua mallia havainnollistavassa esimerkissä on tehty seuraavat oletukset:

- jakeluverkonhaltijalla on vain yksi mittausalue (MGA – Metering Grid Area)

- MGA sisältää 3 mittauspistettä ja virtuaalinen mittauspiste verkostohäviöille
- 3 myyjää, 3 tasevastaavaa, jokaisella myyjällä yksi tasevastaava, ja jokainen tasevastaava palvelee yhtä myyjää
- häviömyynti ei ole normaalia myyntiä
- tuntimittaukset kerätään päivittäin, muut mittarit ovat vuosittain käsin luettavia
- toimituskuukausi on syyskuu 2011

Kuormitusosuuksien laskeminen (LPS)

Alla on tulevaisuuden yleiseksi myyjänvaihdon kyselyn määräajaksi oletettu 10 työpäivää ennen vaihtoa. Jakeluverkonhaltija raportoi LPS -luonnoksen myyjälle ja tasevastaavalle syyskuulle yhdeksän työpäivää ennen syyskuun ensimmäistä. Mahdollisten korjausten jälkeen lopullinen LPS lähetetään osapuolille viimeistään kaksi työpäivää ennen syyskuun ensimmäistä. Kaikilla jakeluverkonhaltijoilla on tietokanta, jossa heillä on tietyt tiedot mittauspisteistä, kuten LPS, nykyinen ja tuleva myyjä, vrt. taulukko 1.

Taulukko 1. Mittauspisteiden perustietoja elokuun lopulla.

Mittauspiste	LPS [kWh/kk]	osuus kok.- LPS:stä	nykyinen myyjä	myyjä 1.9.
1	4000	0,4	1	1
2	3000	0,3	2	2
3	1000	0,1	2	1
häviö	2000	0,2	3	3
yht.	10 000	1,0		

Taulukosta nähdään mittauspisteelle 3 vaihtuvan myyjä elokuun lopun ja 1.9. välisenä aikana. Seuraavan kuun ensimmäisen päivän myyjästatus on määräävä tekijä LPS:n kokoamiselle myyjälle tai tasevastaavalle, vrt. taulukko 2.

Taulukko 2. LPS myyjäkohtaisesti 1.9.

myyjä	LPS [kWh/kk]	osuus kok.-LPS:stä
1	5000	0,5
2	3000	0,3
3	2000	0,2
yht.	10 000	1,0

Tässä tärkeintä on huomata kuormitusmalliosuuksien osuudet myyjä- tai tasevastaavakohtaisesti. Tämän syynä on läpinäkyvyys jakeluverkonhaltijan raportoinnissa, jolloin myyjä tai tasevastaava voi laskea osuutensa itse. Mittauspaikkakohtaisten LPS:ien muuttaminen jälkikäteen ei ole mahdollista, mutta ne voidaan jakaa uudelleen myyjien ja/tai tasevastaavien kesken konkurssitapauksessa (malli tarvitsee vielä tarkennusta).

Alustavan kuormitusosuuden laskeminen (PPC)

Niin kauan kuin mittauspaikan mittaus ei ole saatavilla kuormitusosuuteen ennen taseselvitystä, toinen seikka on arvioitu kokonaiskulutus eli kuormituskäyrä (LP – Load Profile). Tunneittainen kuormituskäyrä voidaan laskea tai arvioida mittausalueelle jo päivä toimituspäivän jälkeen seuraavasti:

- Kuormituskäyrä on viereisten mittausalueiden kanssa tehtyjen nettosiirtojen ja paikallisen tuotannon summa, josta vähennetään taseselvitykseen käytettyjen tuntimittausten summa.

PPC voidaan laskea jokaiselle tasevastaavalle taulukon 2 osuuksilla kerrottuna kuormituskäyränä. PPC:ia ei lasketa mittauspaikkakohtaisesti, vain myyjä- tai tasevastaavakohtaisesti. Taulukko 3 havainnollistaa PPC -laskennan kolmelle tasevastaavalle satunnaisille tunneille 10.9.

Taulukko 3. LPS myyjäkohtaisesti 1.9.

	osuus kok.- LPS:stä	tunti 6	tunti 12
LP	1	10	20
PPC (1)	0,5	5	10
PPC (2)	0,3	3	6
PPC (3)	0,2	2	4

Jakeluverkonhaltijan on toimitettava PPC taseselvityksikölle samaan määräaikaan kuin tuntimittaustiedotkin, joka on viimeistään yhdeksän työpäivää toimituspäivästä lukien. Tasevastaavan täytyy tehdä sen paras mahdollinen arvio alustavasta kuormitusosuudesta, ja tämä on mahdollista hyödyntämällä jakeluverkonhaltijan lähettämiä kuormitusosuuksia.

Lopullisen kuormitusosuuden laskeminen (FPC)

Lopullisen kuormitusosuuden laskeminen 4)-ryhmälle vasta, kun viimeisen luennan jälkeinen mitattu kulutus on kerätty. Vuotuisen tai kuukausittaisen lukemien keräämisen lisäksi lukemat on kerättävä sähkötoimittajan vaihtuessa, muuttotapauksissa, mittarinvaihdoksissa jne.

Mitattu kulutus viimeisen mittariluennan jälkeen profiloidaan päivätasolle kahden luennan väliselle ajalle ja kootaan myyjä- tai tasevastaavakohtaisesti. Häviöille FPC lasketaan jäännöksenä. Taulukossa 4 esitetään FPC ja PPC tunnille 6 ja 10.9., vrt. taulukko 3.

Taulukko 4. FPC ja PPC kuudentena tuntina 10.9.

myyjä	FPC	PPC vrt. taulukko 3	erotus=tasointusenergia
1	3	5	-2
2	6	3	+3
3	1	2	-1
yht.	10	10	0

Tasointusenergia selvitetään tasointuslaskutuksessa. Taulukosta nähdään, että myyjät 1 ja 3 joutuvat maksamaan, kun vastaavasti myyjälle 2 maksetaan.

Tasoiusenergioiden summa on nolla, tasoiuslaskenta on uudelleenjakoa myyjien kesken, joka korjaa virheet osuuksissa taulukoissa 2 ja 3. Virheet saattavat johtua esimerkiksi toimittajanvaihdoksista tai muutoista, joita ei oltu otettu PPC:ssa huomioon.

Taseselvityksen jälkeen kuormituskäyrään saattaa tulla muutoksia kuormituskäyrän laskemiseen käytettyjen tuntimittauskorjausten vuoksi. Nämä muutokset käsitellään osapuolten välisesti, jolloin häviöiden myyjä on aina toinen kahdesta osallisesta myyjästä, vrt. taulukko 1. Tässä esimerkissä on + 10 MWh korjaus tuntia kohden kyseisellä tunnilla.

Taulukko 5. Esimerkki virheestä kuormituskäyrän laskemisessa, yksikkö MWh/h

	rivien 1 - 3 tiedot, kuten käytettynä taseselvitykseen	korjattu tieto rivillä 1 (paikallinen tuotanto +10)
1) tuotanto yht.	100	110
2) ei-profiloitu kulutus	60	60
3) kuormituskäyrä	40	50
4) FPC normaalille kulutukselle	42	42
5) FPC häviöille	-2	8

Kuten taulukosta 5 huomataan, tasoiuslaskennassa käytetyt kuormituskäyrä sekä alustavat kuormitusosuudet ovat samat kuin taseselvitykseen käytetyt. Häviöiden myyjä maksaa paikalliselle tuottajalle 10 MWh:sta normaalien kahdenkeskeisten korjaussääntöjen mukaisesti. Tasoiuslaskennassa myyjälle puolestaan maksetaan 2 MWh:sta, jolloin myyjä maksaa paikkaansa pitävästä 8 MWh:sta.