



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Matti Kolehmainen

Palvelutuottajan Elbas-kaupankäynnin kehittäminen tasekustannusten minimoimiseksi
perustuen säätösähkön hinnan odotusarvoon

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pertti Järventausta
Tarkastaja ja aihe hyväksytty tiedekuntaneuvoston kokouksessa 6.4.2016

TIIVISTELMÄ

MATTI KOLEHMAINEN: Palvelutuottajan Elbas-kaupankäynnin kehittäminen tasekustannusten minimoimiseksi perustuen säätösähkön hinnan odotusarvoon

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 87 sivua, 1 liitesivu

Kuukausi 2016

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Sähköenergia

Tarkastaja: Professori Pertti Järventausta

Avainsanat: Elbas-kaupankäynti, säätösähkömarkkinat, tasesähkö, tasesähkökustannukset, odotusarvo

Pohjoismaiden kantaverkon taajuuden on pysyttävä normaalissa käyttötilanteessa välillä 49,9-50,1 Hz. Täydellisessä tehotasapainossa tuotanto ja kulutus ovat yhtä suuria. Epätasapainossa tuotanto ja kulutus poikkeavat toisistaan, ja tällöin tasesähköyksikkö suorittaa säätötoimenpiteitä säilyttääkseen tehotasapainon. Säätö aiheuttaa säätösähkömarkkinoilla tasesähkölle hinnan, joka yleensä poikkeaa Elspot-hinnasta. Tasevastaavat joutuvat ostamaan tai myymään tasesähkösä säätömarkkinoilla määräytyvään hintaan. Pitkällä aikavälillä taseen epätasapaino aiheuttaa tasevastaaville tasesähkökustannuksia.

Tässä diplomityössä tutkitaan säätösähkömarkkinoiden käyttäytymistä. Historiassa toteutuneita säätöjä ja tasesähkön hintoja verrataan aikasarja-analyysillä säätömarkkinoihin vaikuttaviin indikaattoreihin, joita ovat kantaverkon taajuus, voimalaitosten ja rajasiirtoyhteyksien häiriöt, sääennusteet ja niiden epätarkkuus, vesitilanne, säätötarjoukset, Elspot-hinta ja edellisten tuntien toteumat. Tutkimuksen oletuksena on, että historiassa tapahtuneen perusteella voidaan ennustaa tulevaa. Tutkimustuloksista muodostetaan ylös- ja alassäädön tarpeen todennäköisyyden, ylös- ja alassäätöhinnan arvion ja tasesähkön hinnan odotusarvon laskeva algoritmi.

Algoritmin tarkoitus on järkevän Elbas-kaupankäynnin avulla pienentää yhtiön kaupankäyntiasiakkaiden tasesähkökustannuksia. Algoritmia testataan takautuvasti todellisten kaupankäyntiraporttien perusteella. Testausten perusteella algoritmista on merkittävä taloudellinen hyöty pitkällä aikavälillä. Asiakasyhtiöt voivat säästää kulutustaseen tasesähkökustannuksistaan vuositasolla kymmeniä tai jopa satoja tuhansia euroja. Lisäksi testauksen yhteydessä havaittiin, että aktiivinen Elbas-kaupankäynti on huomattavasti kannattavampaa kuin passiivinen kaupankäynti.

Työssä käsitellään myös yhtiön Elbas-kaupankäynnin nykytilaa, haasteita, tavoitteita ja kehityskohteita. Merkittävimmät haasteet ovat tasepoikkeaman suuruuden ja suunnan epävarmuus sekä asiakkaiden toisistaan poikkeavat kaupankäyntiohjeistukset. Tärkeimmät tavoitteet ovat tasesähkökustannusten pienentäminen ja kaupankäynnin aktiivisuuden ja volyymin lisääminen. Kehitysehdotukset liittyvät työssä muodostettuun algoritmiin, kaupankäynnin automatisointiin, sisäisen kommunikaation parantamiseen ja sisäisen kauppapaikan perustamiseen.

ABSTRACT

MATTI KOLEHMAINEN: The development of the service provider's Elbas trading to minimize balance costs based on the expected value of regulating price

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 87 pages, 1 Appendix page

Month 2016

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

Major: Electrical Power Engineering

Examiner: Professor Pertti Järventausta

Keywords: Elbas trading, regulating power market, balancing power, balance costs, expected value

The frequency of Nordic power grid must be between 49,9-50,1 Hz in normal utilization. During a perfect power balance, production and consumption are equal. During imbalance, production and consumption are not equal, and the balance power unit executes regulation in order to keep the power balance. The regulation causes a regulating price that is usually not equal to Elspot price. Balance responsible parties must buy or sell their balance power at the regulating price. In the long run, imbalance causes balance costs for the balance responsible parties.

In this thesis, we research the behaviour of the regulating power market. With time series analysis, historical regulations and regulating prices are compared to indicators that affect to regulating market. The indicators are the frequency of the power grid, failures in significant power plants and border transmission lines, weather forecasts and their inaccuracy, hydro reservoirs, regulating bids, Elspot price and the results of previous hours. The assumption of the research is that the future can be forecasted based on the history. The algorithm, that calculates the probability of regulation, estimation and expected value of regulating price, is created based on the analysis results.

The purpose of the algorithm is to lower the balance costs of the customers of Empower IM Oy with smart Elbas trading. The algorithm is backtracking tested with real trading reports. The results show the economical benefits of the algorithm. Customers would save tens or hundreds of thousands euros of its yearly consumption balance costs. The results show that active trading is superior to passive trading.

Furthermore, the thesis discusses the present state of the company's Elbas trading, challenges, targets and development areas. The most significant challenges are the uncertainty of imbalance volume and direction, and the trading instructions of the customers which differ from each other. The most important targets are the lowering of balance costs and raising the the activity and volume of Elbas trading. The development ideas relate to the algorithm, the automatization of trading, improving the internal communication and the establishment of an internal marketplace.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Empower IM Oy:lle Energiamarkkinoiden palvelut -yksikköön. Haluan kiittää työn ohjaajaa DI Pekka Pietilää Empowerilta luottamuksesta itsenäisessä työssä sekä hyvistä kommentteista ja kehitysehdotuksista. Kiitokset myös tarkastajalle professori Pertti Järventaustalle TTY:ltä. Erityiskiitos kuuluu DI Laura Poikelalle, jonka ansiosta diplomityöpaikka avautui yrityksessä.

Olen ylpeä saavuttamistani tuloksista tässä diplomityössä. Työssä sain tutkia mielenkiintoisia ilmiöitä ja luoda uutta hyödyntäen todennäköisyyksiä ja tilastoja, joista olen ollut lapsesta asti kiinnostunut.

Suuri kiitos perheelleni, joka on tukenut ja kannustanut minua koko opintojeni ajan. Haluan kiittää myös ystäviäni ja Pauliinaa, jotka olette olleet elämässäni ja tarjonneet vastapainoa opiskelulle ja työnteolle.

Tampereella, 19.9.2016

Matti Kolehmainen

Sisällys

1. JOHDANTO	1
2. POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT.....	3
2.1 Fyysinen sähkökauppa.....	4
2.1.1 Elspot	5
2.1.2 Elbas	9
2.2 Johdannaismarkkinat	10
2.3 Tasehallinta ja taseselvitys	12
2.3.1 Sähkömarkkinaosapuolen tasehallinta.....	14
2.3.2 Taseselvitys.....	16
2.4 Reservimarkkinat.....	17
2.4.1 Taajuuden vakausreservit (FCR)	19
2.4.2 Taajuuden palautusreservit (FRR)	20
2.4.3 Säätosähkömarkkinat	20
2.4.4 Esimerkki kulutustaseen tasesähkökustannuksen muodostumisesta	23
3. SÄÄTÖSÄHKÖMARKKINOIDEN ANALYSOINTI	25
3.1 Verkon taajuus ja aikapoikkeama.....	28
3.2 Poikkeustilanteet ja häiriöt voimalaitoksissa ja rajasiirtoyhteyksissä.....	31
3.3 Lämpötila ja ennusteen epätarkkuus	33
3.3.1 Lämpötilaennuste.....	36
3.3.2 Lämpötilaennusteen muutos	38
3.3.3 Lämpötilaennusteen virhe.....	41
3.4 Tuulisuus ja ennusteen epätarkkuus	42
3.5 Vesitilanne	46
3.6 Säättötarjoukset	49
3.7 Elspot-hinta	53
3.8 Edellisten tuntien toteumat	56
4. SÄÄDÖN TODENNÄKÖISYYDEN JA SÄÄTÖHINNAN ODOTUSARVON LASKEVA ALGORITMI.....	59
4.1 Todennäköisyysyhtälöt.....	59
4.2 Ylössäätohinnan arvioivat yhtälöt	60
4.3 Alassäätohinnan arvioivat yhtälöt	61
4.4 Algoritmin testaaminen	62
4.4.1 Tasesähkökustannukset.....	64
4.4.2 Elbas-kaupankäynnin aktiivisuus ja tasesähkön määrä	66
4.4.3 Hintapiikkien vaikutus	67
4.5 Virhearvio.....	71

5. VALVOMON ELBAS-KAUPANKÄYNNIN KEHITTÄMINEN.....	73
5.1 Nykyinen kaupankäyntiprosessi.....	73
5.2 Haasteet	74
5.3 Tavoitteet.....	75
5.3.1 Tasesähkökustannusten pienentäminen	76
5.3.2 Kaupankäynnin aktiivisuus ja volyymi	76
5.4 Toiminnan kehittäminen.....	77
5.4.1 Algoritmin hyödyntäminen kaupankäynnissä	78
5.4.2 Sisäisen kommunikaation parantaminen	78
5.4.3 API-rajapinta ja kaupankäynnin automatisointi	79
5.4.4 Sisäinen kauppapaikka.....	80
6. YHTEENVETO	82
LÄHTEET.....	84
 LIITE A: MARKKINANÄYTTÖ	 88

LYHENTEET JA MERKINNÄT

API	Application Programming Interface
CHP	Combined Heat and Power, sähkön ja lämmön yhteistuotanto
EnerimEMS	Empower IM Oy:n energiahallintajärjestelmä
EPAD	Electricity Price Area Differentials, aluehintatuote johdannaismarkkinoilla
FCR	Frequency Containment Reserve, taajuuden vakautusreservi
FRR	Frequency Restoration Reserve, taajuuden palautusreservi
MAE	Mean Absolute Average, keskimääräinen virhe
NBS	Nordic Balance Settlement, yhteispohjoismainen taseselvitysmalli
OTC-markkinat	Over The Counter, sähköpörssin ulkopuoliset markkinat
SE1	Pohjois-Ruotsin tarjousalue
SE3	Keski-Ruotsin tarjousalue
UMM	Urgent Market Message, Nord Poolin ylläpitämä markkinainformaatiojärjestelmä
A	edellisten tuntien toteumien perusteella arvioitu alassäätöhinta
as	alassäätö
B	säätötarjousten summa
e	edelliset tunnit
ei-pk	ei pullonkaulaa
f	kantaverkon taajuus
H	säätöhinnan arvio
M	ylös- ja alassäätötuntien määrä tarkastelujaksolla
P	painokerroin
pk	pullonkaula
S	Elspot-hinta
T	säädön todennäköisyys
ys	ylössäätö

1. JOHDANTO

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden luonne muuttuu jatkuvasti. Valtioiden syöttötariffin piiriin kuuluva uusiutuva tuotanto, erityisesti tuulivoima, syrjäyttää perinteistä tuotantoa. Tuulivoiman lisääntymisen, hiilen ja päästöoikeuksien hinnan alenemisen ja sähkönkulutuksen kasvamattomuuden vuoksi sähkön markkinahinta on ollut laskussa useiden vuosien ajan, mikä on aiheuttanut päätöksiä lauhde- ja ydinvoimalaitosten ennaaikaisesta sulkemisesta. Tällä hetkellä sähkömarkkinoilla on ylitarjontaa tuotannosta, mutta poikkeustilanteissa hetkellisestä tehosta on puutetta. (Merikoski 2015) Lisääntyvän tuulivoiman vuoksi säätökykyisen sähköntuotannon tarve kasvaa, mikä on jo näkynyt markkinoilla. Säätötuntien määrä on kasvanut muutamien vuosien takaiseen tilanteeseen verrattuna. Kannattamattomana suljetun tuotannon mukana on suljettu myös säätökykyistä tuotantoa, ja tämä saattaa näkyä tulevaisuudessa lisääntyvinä tasesähkön hintapiikkeinä ja hinnan volatiliteetin kasvuna.

Kantaverkkoyhtiön avoimessa toimituksessa olevat tasevastaavat pyrkivät mahdollisimman laadukkaalla tasehallinnalla vaikuttamaan tasesähkön hintaan liittyviin riskeihin. Tässä työssä tutkitaan mahdollisuutta pienentää tasesähkökustannuksia järkevällä Elbas-kaupankäynnillä, jota kussakin tilanteessa käydään tai ollaan käymättä tasesähkön hinnan odotusarvon perusteella huomioiden tasevastaavan ja tasesähköyksikön välisen tasepalvelusopimuksen ehdot. Työssä luodaan todennäköisyyksiin pohjautuva algoritmi, joka markkinainformaatiota hyödyntäen laskee automaattisesti ylös- ja alassäädön tarpeiden todennäköisyydet, ylös- ja alassäädön hinnan arvion ja tasesähkön hinnan odotusarvon vuoden jokaiselle tunnille. Algoritmin käyttökelpoisuutta testataan Empower IM Oy:n todellisessa kaupankäyntiympäristössä takautuvasti. Työssä tutkitaan myös muita Elbas-kaupankäyntiprosessin kehityskohteita.

Työn tärkein tavoite on pienentää Empower IM Oy:n Elbas-kaupankäyntiasiakkaiden pitkän aikavälin tasesähkökustannuksia ja täten tarjota vanhoille ja uusille asiakkaille markkinoiden paras jatkuva kaupankäyntipalvelu. Energiayhtiölle tasesähkökustannus on periaatteessa turha kustannus, joka heikentää tulosta ja kannattavuutta. Kovenevassa kilpailutilanteessa kustannuksia kannattaa pienentää siellä, missä se on mahdollista. Tasesähkön hintaan liittyviltä riskeiltä ei voi suojautua johdannaismarkkinoilla. Ainoa keino on laadukas tasehallinta, jossa kulutus- ja tuotantotaseiden tasepoikkeamat pidetään mahdollisimman pienenä järkevin Elbas-kaupankäynnin kustannuksin. Tästä syystä tämän diplomityön aihe on tärkeä.

Vastaavaa tutkimusta Suomen hinta-alueen tasesähkön hinnan ja säätötilanteen ennustamisesta ei ole aiemmin julkaistu. Tutkimusta on todennäköisesti tehty energiayhtiöissä, mutta tulokset on jätetty julkaisematta. Myös tässä työssä tärkeimmät tutkimustulokset

salataan kilpailullisista syistä. Aiemmat samankaltaiset julkiset sähkömarkkinoita käsittelevät tutkimukset ja diplomityöt ovat keskittyneet pääasiassa tukku- ja johdannaismarkkinoihin, kysyntäjoustopon vaikutukseen säätömarkkinoilla, sekä tasehallinnan laatuun, lähinnä kulutus- ja tuotantoennusteiden tarkkuuden taloudelliseen merkitykseen tasevas- taavan ja tasesähköyksikön näkökulmasta. Tasesähkön hintaa ja säätötuntien määriä on käsitelty aiemmissa diplomitoissa laskemalla historiassa toteutuneita pitkän aikavälin keskiarvoja sekä antamalla esimerkkejä toteutuneista hintapiikeistä ja tasesähkökustan- nusten laskennasta. Tässä työssä säätösähkömarkkinoita ja tasesähkökustannuksia tarkas- tellaan analyttisesti.

Diplomityön rakenne jakautuu neljään osaan. Luvussa 2 käsitellään yleistä teoriaa poh- joismaisista sähkömarkkinoista, fyysisestä sähkökaupasta ja johdannaismarkkinoista, ta- sehallinnasta ja taseselvityksestä sekä reservimarkkinoista. Luvun tarkoitus on antaa yleis- käsitys sähkömarkkinoista. Luvussa 3 analysoidaan säätösähkömarkkinoita ja tutkitaan aikasarja-analyysillä indikaattoreita, jotka vaikuttavat säätömarkkinoilla säätötilantee- seen ja -hintoihin. Lisäksi luvussa 3 esitetään ja analysoidaan tutkimustuloksia jokaiseen yksittäiseen indikaattoriin keskittyvässä kappaleessa.

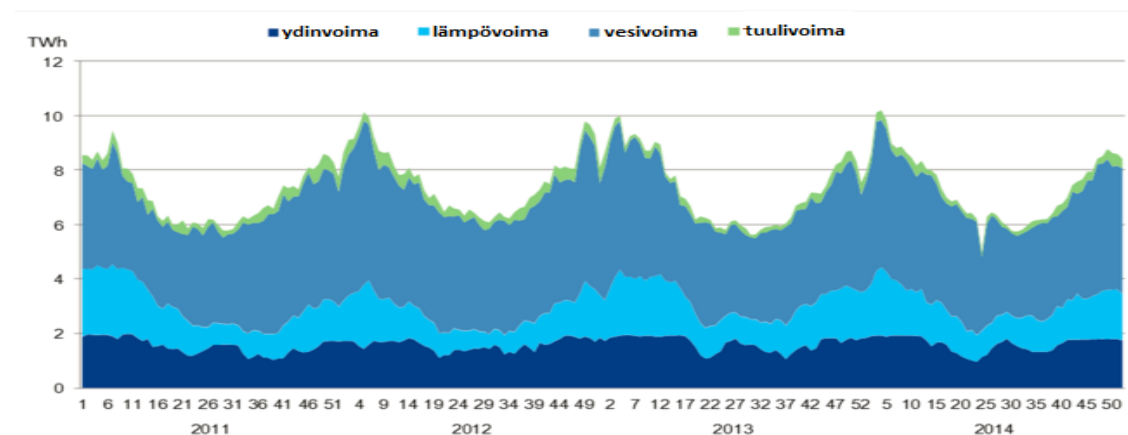
Luvussa 4 esitetään periaate säädön suunnan ja säätöhinnan ennustavan algoritmin muo- dostamiseen sekä esitetään muodostetut yhtälöt symbolimuodossa. Lisäksi luvussa testa- taan takautuvasti algoritmin käyttökelpoisuutta todellisessa kaupankäyntiympäristössä. Todellisuudessa tehtyjä Elbas-kauppoja verrataan tilanteeseen, jossa kaupankäynti olisi tehty algoritmin laskemien odotusarvojen perusteella. Tuloksista havaitaan algoritmista olevan rahallista hyötyä Empowerin asiakkaille. Luvussa esitetään myös virhearvio algo- ritmista ja testituloksista.

Luvussa 5 esitetään Empower IM Oy:n Elbas-kaupankäynnin periaatteet, haasteet ja ta- voitteet sekä tehdään kehitysehdotuksia. Keskeisimmiksi haasteiksi osoittautuivat ta- sepoikkeaman arvion epävarmuus, asiakkaiden toisistaan eroavat kaupankäyntiohjeistuk- set ja rohkeuden puute kaupankäynnissä. Tärkeimpinä tavoitteina on parantaa nykyisten asiakkaiden kaupankäynnin laatua ja pienentää niiden tasesähkökustannuksia sekä lisätä Elbas-kaupankäynnin aktiivisuutta ja volyyymiä. Kehitysehdotuksia ovat algoritmin käyt- töönotto, sisäisen kommunikaation parantaminen, kaupankäynnin osittainen automati- sointi API-rajapintaa hyödyntäen sekä sisäisen kauppapaikan perustaminen.

2. POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT

Suomen sähkömarkkinat vapauttanut sähkömarkkinalaki astui voimaan kesäkuussa 1995. Samana vuonna perustettiin sähkömarkkinatoimintaa valvova viranomainen, Sähkömarkkinakeskus, nykyiseltä nimeltään Energiavirasto. Ennen sähkömarkkinoiden vapauttamista sähkökäyttäjät ei voinut kilpailuttaa sähkömyyjäänsä. Vuoden 1995 lopusta alkaen suuret sähkökäyttäjät ovat voineet kilpailuttaa sähkömyyjänsä, ja vuoden 1997 alussa alkoi myös pienkäyttäjien kilpailutusmahdollisuus. Tukkumarkkinoilla kilpailu oli alkuun avoinna vain Suomen rajojen sisällä, kunnes vuonna 1998 Suomi liittyi Norjassa ja Ruotsissa toimivaan Nord Poolin markkina-alueeseen. Vuonna 2002 perustettiin Norjan, Ruotsin, Suomen ja Tanskan alueilla toimiva sähköpörssi Nord Pool Spot. Vuonna 2006 toimintansa aloitti Suomen ja Viron välinen Estlink-kaapeli, ja Viro liittyi Nord Poolin markkina-alueeseen vuonna 2010. Vuonna 2011 otettiin käyttöön Suomen ja Ruotsin välinen Fenno-Skan 2 -tasasähkömerikaapeli. Liettua liittyi sähkömarkkina-alueeseen vuonna 2012 ja Latvia vuonna 2013. Nykyään sähkömarkkina-alueeseen kuuluvat siis Suomi, Ruotsi, Norja, Tanska, Viro, Latvia ja Liettua. Valtioiden välillä on siirtoyhteyksiä maalla kulkevilla voimalinjoilla ja merikaapeleilla. Euroopan unionin tulevaisuuden tavoite on luoda koko EU:n laajuiset sisäiset sähkömarkkinat. (ET 2016)

Sähkön tukkumarkkinoilla määräytyvät sähköntuotannon määrä ja tukkumarkkinahinta sekä sähkön tuonti ja vienti. Jokaista markkinoilla toimivaa tahoa kutsutaan markkinaosapuoleksi. Osapuolia ovat sähkön vähittäismyyjät, tuottajayhtiöt ja suuret sähkökäyttäjät. Sähköntuotantoa omistavat osapuolet myyvät tuottamansa sähkön pörssiin, josta vähittäismyyjät ostavat sähkönsä myydäkseen sen eteenpäin kuluttajille. Suuret kuluttajat ostavat pörssisähköä suoraan omaan kulutukseen. Tällä hetkellä sähkömarkkina-alueella on yli 370 yhtiötä, jotka ovat vastuussa sähköntuotannosta. Keskimääräisenä vuotena sähköä tuotetaan yhteensä 420 terawattituntia (NP 2016a). Vuosina 2011-2014 sähköä tuotettiin koko markkina-alueella kuvan 1 mukaisesti.



Kuva 1. Sähkön tuotanto koko sähkömarkkina-alueella vuosina 2011-2014. (perustuu lähteeseen NP 2016a)

Kuvasta 1 voidaan havaita, että normaalina vesivuotena, eli kun sade- ja lumimäärät ovat keskimääräiset, noin puolet sähköstä tuotetaan vesivoimalla. Kuivana vuotena muiden tuotantomuotojen osuus on suurempi, ja samalla pohjoismaat ovat riippuvaisia naapurimaista tuodusta sähköstä. Ydinvoiman osuus on noin neljännes. Lämpövoiman osuus on myös noin neljännes. Lämpövoimaan kuuluvat CHP-laitokset (Combined Heat and Power), lauhdevoimalaitokset ja kaasuturbiinit. Tuulivoiman osuus on muutama prosentti. Norjassa lähes kaikki sähkö tuotetaan vesivoimalla. Suomessa ja Ruotsissa sähkö tuotetaan enimmäkseen vesi-, ydin- ja lämpövoimalla, Tanskassa käytetään lämpövoimaa ja tuulivoimaa. Baltian maissa suurin osa tuotannosta on lämpövoimaa. (NP 2016a)

Vuonna 2014 kaikesta Pohjoismaissa ja Baltiassa kulutetusta sähköstä noin 87 prosentista käytiin kauppaa sähköpörssissä. Jäljelle jäävä osuus kaupataan OTC-markkinoilla (Over The Counter), jolla osapuolet tekevät kahdenvälisiä sopimuksia. OTC-markkinat eivät ole osa sähköpörssiä, mutta yhdessä ne luovat toisiaan täydentävän kaupankäyntiympäristön. Esimerkiksi sähkön vähittäismyyjä voi hankkia kuluttajille myymänsä sähkön omasta tuotannosta, pörssistä, kiinteillä toimituksilla tai OTC-markkinoilta. (Partanen et al. 2015)

2.1 Fyysinen sähkökauppa

Sähkömarkkinat jakautuvat fyysiseen markkinaan ja johdannaismarkkinaan. Fyysiseen sähkömarkkinaan kuuluvat seuraavan vuorokauden kaikkia tunteja koskeva Elspot-kauppa ja päivänsisäinen tuntikohtainen Elbas-kauppa. Fyysiseen kauppaan kuuluvat myös kiinteät toimitukset eli kahdenväliset sopimukset, joissa myyjä toimittaa asiakkaalle ennalta sovitun määrän sähköä ennalta sovitulla käyttötunnilla. Fyysisessä kaupankäynnissä toteutunut kauppa johtaa aina sähkön toimitukseen. Johdannaismarkkinalla ainoastaan raha vaihtaa omistajaa. (Partanen et al. 2015)

Fyysistä sähkömarkkinaa kutsutaan spot-markkinaksi. Markkinat kehitettiin alun perin markkinaosapuolten tilapäiskaupan tarpeeseen, sillä sähkönkulutuksen tarkka ennustaminen on vaikeaa. Sähköä on kyettävä ostamaan ja myymään koko ajan kulloisenkin tarpeen mukaan, ja juuri tätä helpottaa jatkuva-aikainen fyysinen sähkökauppa. Fyysinen sähkömarkkina on hyödyllinen myös sähkön referenssihinnan muodostamisessa. Referenssihintaa voidaan hyödyntää sähköpörssin finanssimarkkinoilla, tase- ja säätösähkömarkkinoilla sekä OTC-markkinoilla. (Partanen et al. 2015)

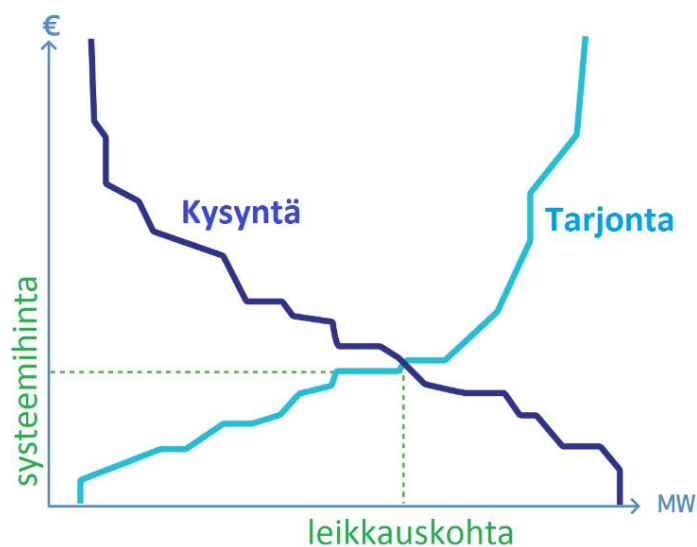
Fyysisen sähkömarkkinan etuja ovat julkisen referenssihinnan muodostumisen lisäksi osapuolten tasa-arvoinen kohtelu. Spot-markkinoilla sähkölle saadaan vuorokauden jokaiselle tunnille hinta, joka on sama kaikille osapuolille tietyn hinta-alueen sisällä. Tuntihintaa kutsutaan Elspot-hinnaksi, ja se määräytyy kysynnän ja tarjonnan mukaan Elspot-markkinoilla. (Partanen et al. 2015)

2.1.1 Elspot

Elspot-kaupankäynnin muoto on suljettu huutokauppa. Osapuoli ei saa tietoa muiden osapuolten tarjouksista. Seuraavan spot-vuorokauden tuntien, Suomen aikaa kello 01-01, tarjoukset jätetään kerran päivässä kello 13 mennessä. Tarjous jätetään omalle tarjousalueelle; esimerkiksi suomalaiset osapuolet jättävät tarjouksensa Suomen tarjousalueelle. Tarjous sisältää kaupattavan sähkön määrän 0,1 MWh tarkkuudella ja hintavälin, jolla osapuoli on valmis ostamaan tai myymään. Tarjous perustuu osapuolen tekemiin kulutusennusteisiin ja tuotantosuunnitelmiin. Kaupat toteutuvat markkinahinnalla, jos hinta asettuu tarjouksen hintaväliin. Joustamattomalle kulutukselle, joka toteutuu markkinahinnasta riippumatta, asetetaan suuri hintaväli, jonka sisällä markkinahinta on käytännössä aina. Joustavalle kulutukselle asetetaan tiukempi hintaväli, ja lisäksi voidaan hyödyntää blokkitarjouksia. (Partanen et al. 2015)

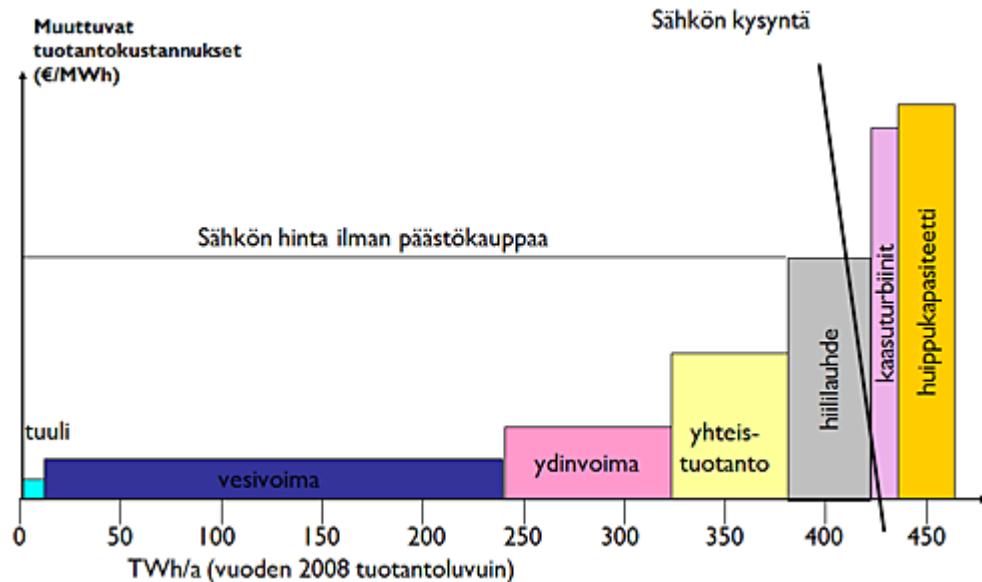
Osapuolen on mahdollista jättää blokkitarjouksia, eli tarjouksia ostaa tai myydä tietty energiamäärä, peräkkäisinä tunteina. Blokin pituus on oltava vähintään kolme tuntia ja enintään 24 tuntia. Blokkien avulla osapuolen on mahdollista jättää hintariippuvainen tarjous, joka jää kokonaan tai osittain toteutumatta, mikäli hintakriteeri ei täyty. Blokkitarjous on hyödyllinen erityisesti tuotannolle, jota ei kannata ajaa ylös vain lyhyeksi ajaksi. Tuottajan myyntitarjous ei toteudu, jos pörssihinnan keskiarvo blokin tuntien aikana on pienempi kuin tarjoushinta. Vastaavasti ostotarjous ei toteudu, jos pörssihinnan keskiarvo ylittää tarjoushinnan. Blokkien lisäksi on olemassa muitakin kaupankäyntituotteita, ja niitä tulee lisää vuoden 2016 aikana. (NP 2016b; Pietilä 2016)

Huutokaupan aikarajan umpeutumisen jälkeen Nord Pool muodostaa kaikkien osto- ja myyntitarjousten perusteella kysyntä- ja tarjontakäyrät seuraavan spot-vuorokauden jokaiselle tunnille. Käyrien leikkauskohta määrittää systeemihinnan. Kuvassa 2 on esitettyä periaatekuva kysyntä- ja tarjontakäyristä.



Kuva 2. Systeemihinnan muodostumisen periaate. (perustuu lähteeseen NP 2016a)

Elspot-hinta on siis tunnin korkeimman hyväksytyin tarjouksen hinta. Käytännössä hinta perustuu kalleimman käytettävän tuotantomuodon muuttuviin kustannuksiin. Kuvassa 3 on havainnollistettu keskimääräinen systeemihinnan muodostuminen vuoden 2008 tuotantoluvuin.



Kuva 3. Systeemihinnan muodostuminen käytettävissä olevan tuotannon perusteella. (ELFI 2016)

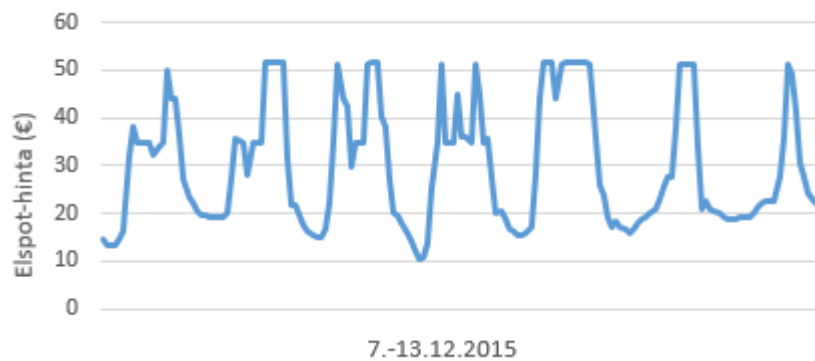
Tuotantomuotojen käytettävyydet, muuttuvat kustannukset ja päästöoikeuden hinnat muodostavat porrasmaisen tarjontakäyrän. Kysyntäkäyrä vaihtelee sähkönkulutuksen mukaan. Kuvan 3 tilanteeseen verrattuna matalamman sähkönkulutuksen aikana kysyntäkäyrä siirtyy vasemmalle. Tällöin käyrät leikkaisivat pienemmät muuttuvat kustannukset omaavan tuotantomuodon kohdalla, minkä seurauksena Elspot-hinta laskee. Kuvan 3 tilanteeseen verrattuna korkeamman kulutuksen aikana käyrien leikkauskohta siirtyisi oikealle aiheuttaen Elspot-hinnan nousun.

Tarjontakäyrän muoto vaihtelee tuotantomuotojen käytettävyyksien, polttoaineiden hintojen ja päästöoikeuden hinnan mukaan. Merkittävin tekijä on käytettävissä olevan vesivoiman määrä, koska vesivoimalla tuotetaan noin puolet Pohjoismaiden sähköenergiasta. Sateisena aikana suurin osa sähköstä voidaan tuottaa muuttuvilta kustannuksiltaan erittäin edullisella vesivoimalla. Kuivana aikana vesivoimaa on käytettävissä vähemmän, jolloin sähköä täytyy tuottaa enemmän kalliimmilla tuotantomuodoilla. Vesivoimaa käytetään peruskuormana ja tehonsäädön tarpeisiin. Ydinvoimalaitoksia käytetään peruskuormalaitoksina, eli ne ovat käynnissä koko ajan ympäri vuoden huoltoja ja häiriötilanteita lukuun ottamatta. Ydinvoiman vaikutus Elspot-hintaan perustuu käynnissä olevan ydinvoimakapasiteetin määrään. Tuulivoiman muuttuvat kustannukset ovat vesivoimaakin pienemmät, joten tuulisuuden muutokset näkyvät sähkön markkinahinnassa. Jo tällä hetkellä tuulisuuden muutosten vaikutus sähkön hintaan on merkittävä, ja tulevaisuudessa vaikutus

korostuu tuulivoimakapasiteetin lisääntyessä. Vesi-, ydin- ja tuulivoiman kustannusrakenne painottuu kiinteisiin kustannuksiin, eli ne ovat kalliita rakentaa ja edullisia käyttää. Vesi- ja ydinvoiman kannattavuus perustuu siihen, että sähkön markkinahinta asettuu kalliimpien tuotantomuotojen vaikutuksesta riittävän korkeaksi, jotta kaikki kiinteät ja muuttuvat kustannukset voidaan kattaa.

Päästöoikeuden hinta vaikuttaa sähkön hintaan, kun kulutus on niin suurta, että siihen vastaamiseen tarvitaan päästöoikeuden piirissä olevia tuotantomuotoja. Päästöoikeuksia vaaditaan kaikelta hiilidioksidipäästöjä tuottavalta tuotannolta ja kulutukselta. Päästöoikeusmaksulla pyritään vähentämään fossiilisia polttoaineita käyttävän tuotannon kannattavuutta, eli se on markkinaehtoinen keino vähentää hiilidioksidipäästöjä. Kuvassa 3 Elspot-hinta määräytyisi hiililauhteen muuttuvien kustannusten, joista merkittävin on polttoaineen hinta, ja päästöoikeuden hinnan summana. (Partanen et al. 2015)

Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla Elspot-hinnan vaihtelu eli volatilitteetti on suurta, koska sähköä ei voi kannattavasti varastoida. Tuotettu sähkö pitää kuluttaa joka hetki, ja hinta vaihtelee kaikkien kysyntä- ja tarjontatekijöiden vaikutuksesta. Kuvassa 4 on kuvattu Suomen hinta-alueen Elspot-hinnan vaihtelua yhden viikon ajalla joulukuussa 2015.

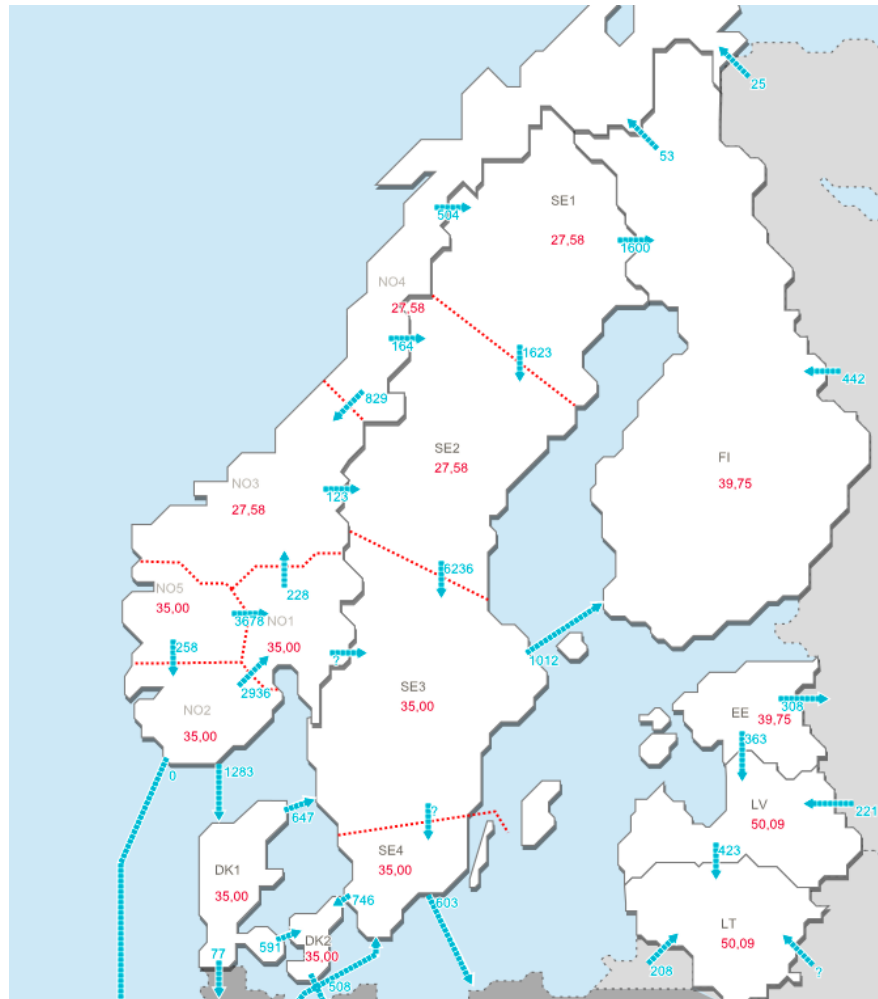


Kuva 4. Elspot-hinnan kehitys Suomessa joulukuussa 2015. (NP 2016d)

Kuvasta 4 voidaan havaita, että sähkön Elspot-hinnan volatilitteetti on suurta päivän sisäisesti. Tähän on syynä sähkönkulutuksen vaihtelu. Hinta on merkittävästi alhaisempi öisin alhaisen kulutuksen aikana kuin päivisin. Kyseisen viikon alin hinta, noin 10 euroa megawattitunnilta, oli keskiviikon ja torstain välisenä yönä kello 02-03. Viikon korkein hinta, hieman yli 50 euroa, saavutettiin lähes jokaisena päivänä aamulla tai iltapäivällä. Tästä voidaan päätellä, että viikon aikana kaikki korkeimmat Elspot-hinnat on määrittänyt jokin tietty tuotantomuoto tai jopa yksittäinen tuotantolaitos kuvan 3 periaatteen mukaisesti.

Rajasiirtoyhteyksien avulla halpa sähköntuotanto siirtyy markkinoilla kulutuskeskittymiin. Esimerkiksi osa Suomessa kulutetusta sähköstä tuotetaan Suomen rajojen ulkopuolella. Siirtorajoitusten perusteella koko markkina-alue on jaettu erillisiin hinta-alueisiin. Kun rajasiirtokapasiteetti ei ole riittävän suuri vastaamaan kaupankäynnin tarpeisiin, syn-

tyy pullonkaulatilanne, jonka seurauksena hinta-alueiden markkinahinnat eriytyvät toisistaan. Kuvasta 5 nähdään, että 12.1.2016 kello 13.21 Suomen Elspot-hinta on suurempi kuin Pohjois-Ruotsin alueen SE1 Elspot-hinta. Suomen alueen korkeampaan hintaan oli syynä se, että Ruotsissa ja Norjassa vesivoimalla tuotettua edullista sähköä olisi ollut mahdollisuus siirtää Suomeen enemmän kuin rajasiirtokapasiteetti mahdollistaa. Siirtokapasiteetin riittämättömyyden vuoksi Suomessa täytyi tuottaa sähköä kalliimmilla tuotantomuodoilla. Pullonkaulatilanne on varsin yleinen, sillä esimerkiksi vuonna 2015 Elspot-hinnat erosivat toisistaan Suomen ja Ruotsin hinta-alueen SE1 välillä jopa 50,5 % tunneista. Kaikilla pullonkaulatunneilla Suomen aluehinta oli korkeampi. (NP 2016e)



Kuva 5. Sähkömarkkinan hinta-alueet, alueiden väliset siirrot ja spot-hinnat 12.1.2016 klo 13.21. (Statnet 2016)

Kuvasta 5 nähdään Pohjoismaiden sähkömarkkina-alueen kaikki hinta-alueet sekä niiden väliset rajasiirrot ja Elspot-hinnat. Hintaluokkia on yhteensä 15, joista viisi on Norjassa, neljä Ruotsissa ja kaksi Tanskassa. Suomi ja Baltian maat muodostavat omat hintaluokkansa. Siniset nuolet kuvaavat hintaluokkien välistä tehon siirtymistä megawatteina. Sisäisten siirtoyhteyksien lisäksi yhteyksiä on Venäjälle, Valko-Venäjälle, Puolaan, Saksaan ja Alankomaihin.

2.1.2 Elbas

Elbas on päivänsisäinen jälkimarkkina Elspot-kaupankäynnille. Elbas-markkina on avoinna vuoden jokaisena tuntina. Elbas-kaupankäynti seuraavan vuorokauden tunneille alkaa edellisenä päivänä Elspot-hintojen julkaisemisen ja reklamaatioajan jälkeen noin kello 15. Elbas-kauppa on avoinna, kunnes käyttötunnin alkuun on jäljellä yksi tunti. Elbas-hinnat määräytyvät kysynnän ja tarjonnan perusteella. Markkinaosapuolet jättävät tarjouksensa määrästä (MW) ja hinnasta (€). Kaupat syntyvät, kun olemassa oleva tarjous hyväksytään. Elbas-hinta ei siis ole sama kaikille kaupankävijöille, toisin kuin Elspot-hinta, vaan jokaisella Elbas-kaupalla on oma yksilöllinen hinta ja volyyymi. Myös Elbas-kaupassa on erilaisia kaupankäyntituotteita, esimerkiksi blokkeja. (Partanen et al. 2015)

Kuvassa 6 on esitetty Suomen alueen toteutuneiden Elbas-kauppojen yhteenveto 15.1.2016. Product-sarake kertoo tuotteen päivämäärän ja kellonajan, High- ja Low-sarakkeet kertovat korkeimman ja matalimman toteutuneen kaupan hinnan euroissa, Last-sarake kertoo viimeisimmän toteutuneen kaupan hinnan, Avg-sarake kertoo toteutuneiden kauppojen keskimääräisen hinnan ja Volume-sarake kertoo yhteenlasketun kaupatun sähkön määrän megawatteina.

Product	High	Low	Last	Avg	Volume
PH-20160115-01	25,00	22,60	23,00	23,60	75,00
PH-20160115-02	23,00	22,00	22,50	22,39	41,00
PH-20160115-03	22,00	18,00	18,00	21,31	39,00
PH-20160115-04	20,90	20,90	20,90	20,90	10,00
PH-20160115-05	25,00	25,00	25,00	25,00	15,00
PH-20160115-06	71,40	42,40	71,40	56,51	115,00
PH-20160115-07	99,00	60,10	99,00	86,96	142,90
PH-20160115-08	130,00	80,00	115,00	114,92	364,60
PH-20160115-09	145,00	75,00	145,00	118,32	276,00
PH-20160115-10	160,00	80,00	151,00	135,46	451,70
PH-20160115-11	80,00	50,00	79,90	71,08	375,60
PH-20160115-12	78,50	42,00	49,00	63,94	370,80
PH-20160115-13	64,20	33,00	42,60	50,70	219,00
PH-20160115-14	63,10	46,60	55,00	53,50	246,40
PH-20160115-15	60,00	44,00	46,90	47,70	353,50
PH-20160115-16	58,00	45,00	46,00	47,79	305,60
PH-20160115-17	97,00	61,00	70,00	77,79	247,00
PH-20160115-18	144,60	66,00	111,00	93,37	244,00
PH-20160115-19	90,00	42,10	45,20	52,44	421,80
PH-20160115-20	74,00	37,00	37,50	44,22	559,00
PH-20160115-21	36,10	26,20	26,80	32,88	692,00
PH-20160115-22	35,60	25,80	35,60	31,28	179,00
PH-20160115-23	33,00	27,50	30,50	29,67	170,30
PH-20160115-24	25,80	20,00	24,50	23,86	113,00

Kuva 6. Yhteenveto Elbas-kaupankäynnistä 15.1.2016 (NP 2016d)

Esimerkiksi tunnilla 10 kallein toteutunut kauppa oli 160,00 €/MWh ja halvin 80,00 €/MWh. Yhteensä kauppaa käytiin 451,70 MWh volyyymillä, mikä oli noin 3 % tunnin kokonaiskulutuksesta Suomessa. Tunnin Elspot-hinta oli 150,01 €/MWh, joten osa Elbas-kaupoista toteutui tätä hintaa korkeammalla ja osa alemmalla hinnalla.

Pullonkaulatilanne vaikuttaa Elbas-kaupankäyntiin. Mikäli esimerkiksi Suomen ja Ruotsin hinta-alueen SE3 välinen siirtokapasiteetti on kokonaan käytössä, Elbas-kauppaa ei voi käydä alueiden välillä. Mikäli samaan aikaan myös Suomen ja SE1:n kanssa on pullonkaula, suomalaiset markkinaosapuolet eivät voi käydä kauppaa ruotsalaisten osapuolten kanssa. Elbas-kauppaan käytettävä järjestelmä huomioi automaattisesti pullonkaulan, ja kullekin osapuolelle näkyvät ainoastaan tarjoukset, jotka voivat fyysisesti toteutua. (Pietilä 2016)

Likviditeetin puute on Elbas-markkinan keskeinen ongelma. Ostajat ja myyjät eivät aina kohtaa, ja toisinaan osto- tai myyntitarjouksia on tarpeeseen nähden liian vähän. Likviditeettiä parannetaan niin kutsuttujen Market Makerien avulla. Suomen hinta-alueen Market Makerina toimii Fortum Power and Heat Oy. Sen velvoitetaan jättävän Elbas-markkinoille yhtä aikaa sekä osto- että myyntitarjouksia, joiden suurin sallittu hintaero eli spreadi on määrätty sopimuksessa Nord Poolin kanssa. Market Maker jättää ennalta sovitun määrän (MW) tarjouksia vuoden jokaisena tuntina, joiden Elspot-hinta on 20-80 €/MWh. Kun Elspot-hinta on tämän hintavälin ulkopuolella, Market Maker ei ole velvoitettu jättämään tarjouksia. Vuonna 2015 Suomessa käytiin Elbas-kauppaa keskimäärin noin 170 MWh volyymillä tunnissa (NP 2016e) ja Market Maker jättää joka tunnilla tarjouksia 40-60 MWh. Periaatteessa Market Maker saa tuottoa spreadin verran (ostaa halvemmalla ja myy kalliimmalla) olettaen, että kaikki sen jättämät osto- ja myyntitarjoukset hyväksytään aina. (NP 2016f)

2.2 Johdannaismarkkinat

Johdannaiskauppaa käydään Nasdaq OMX Commodities -finanssimarkkinoilla. Kauppaa käydään useilla finanssijohdannaisilla, joille on ominaista, että ainoastaan raha liikkuu. Johdannaiskauppaan ei kuulu fyysinen sähköntoimitus. Johdannaistuotteita ovat futuurit, DS-futuurit, optiot ja aluehintatuotteet. Kauppaa käydään pörssin välityksellä, jotta kaupankäynti olisi anonyymiä ilman vastapuoliriskiä. Referenssihintana käytetään Elspot-hintaa, johon verrataan johdannaiskaupassa asetettuja hintoja. Nettoarvon tilitykset toteutetaan Elspot-hinnan ja johdannaiskaupan hinnan erotuksena. (Partanen et al. 2015)

Futuurit ja DS-futuurit ovat sopimuksia ostaa tai myydä hyödyke tulevaisuudessa ennalta määritetyin ehdoin. Ehtoja ovat hinta, volyymi ja toimitusaika, jotka sovitaan kaupante kohetkellä. Futuuri- ja DS-futuurisopimukset eroavat toisistaan toimitusperiodin ja tilityksen toteutuksen suhteen. Futuurisopimuksen kesto on päivän tai viikon pituinen. DS-futuurisopimuksen kesto on kuukausi, vuosineljännes tai vuosi. (Partanen et al. 2015)

Futuuri johdannaisia hyödynnetään hintariskien hallinnassa, eli niiden avulla voidaan suojautua Elspot-hinnan vaihtelulta sekä pienentää avointa positiota. Avoimella positiolla tarkoitetaan tilannetta, jossa osa sähkönhankinnan määrästä tai hinnasta ei ole tiedossa. Avoimen position suuruus määräytyy yhtiön strategian ja riskinoton mukaan. Futuuriso-

pimuksen avulla markkinaosapuoli voi ennalta määrittää tietystä määrästä sähköä maksettavan hinnan. Kuvassa 7 on esitetty, kuinka päiväfutuuri käytännössä toimii. Myös päiväfutuuria pidempikestoiset futuurisopimukset toimivat samalla periaatteella. Kauppa on sovittu seuraavin ehdoin: hinta 30 €/MWh ja volyyymi 1 MW jokaiselle tunnille.



Kuva 7. Päiväfutuurin toimintaperiaate.

Sininen käyrä kuvaa Elspot-systeemihintaa tunneittain ja oranssi käyrä on futuurisopimuksen hinta. Kun Elspot-hinta on alempi kuin futuurin hinta, ostaja maksaa myyjälle hintojen välisen erotuksen. Kun Elspot-hinta on korkeampi kuin futuurin hinta, myyjä maksaa erotuksen ostajalle. Oletetaan, että molemmat osapuolet ovat käyneet kauppaa fyysisellä sähkömarkkinalla samalla volyymillä ja suojanneet 100 % hankkimastaan sähköstä. Futuurisopimuksen myötä ostajan ostohinta ja myyjän myyntihinta on 30 €/MWh riippumatta Elspot-hinnasta. Vuorokauden Elspot-hinnan keskiarvo oli 29,31 €/MWh, joten myyjä sai sähköstään 0,69 €/MWh paremman hinnan kuin olisi saanut ilman sopimuksen tekoa. Vastaavasti ostaja joutui maksamaan sähköstään saman verran ylimääräistä.

Futuuriin referenssihintana käytetään Elspot-systeemihintaa, mutta fyysinen sähkökauppa käydään aluehintaisten. Koska aluehinnat saattavat merkittävästi erota systeemihinnasta, aluehinariskiltä voidaan suojautua EPAD-aluehintatuotteella (Electricity Price Area Differentials). Aluehintatuotteella voidaan kattaa avoimeksi jäävä osa johdannais-suojauksesta, kun aluehinta eroaa systeemihinnasta. (Partanen et al. 2015)

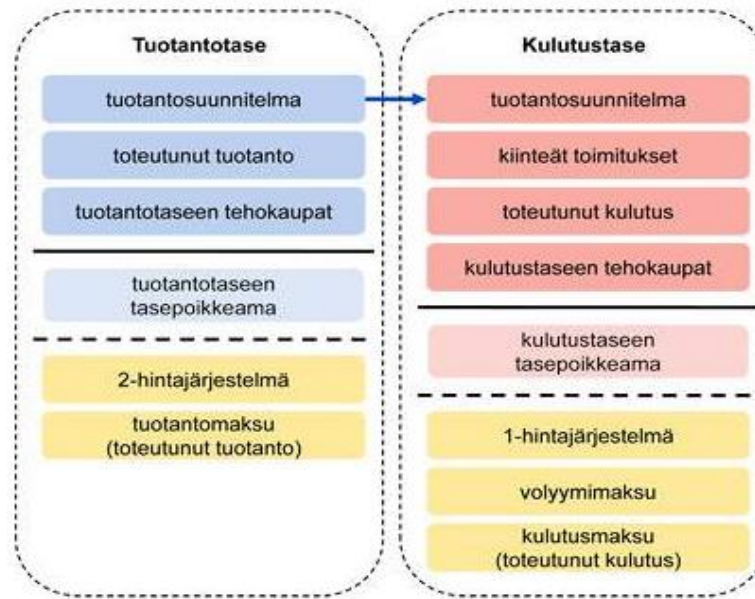
Johdannaismarkkinoilla käydään kauppaa myös osto- ja myyntioptionilla. Optiokaupan kohteena ovat DS-futuurisopimukset. Optio on sopimus tulevaisuudessa tehtävästä kaupasta. Osto-option myyjä asettaa option hinnan ja kaupantekohetken. Ennalta määrättyä kaupantekohetkenä osto-option ostajalla on oikeus mutta ei velvollisuutta ostaa option kohteena oleva hyödyke myyjän asettamaan hintaan. Optio toteutuu, jos hyödykkeen markkinahinta on korkeampi kuin myyjän asettama hinta. Tällöin myyjällä on velvollisuus myydä hyödyke ennalta asettamaansa hintaan. Myyntioptio toimii vastaavasti siten, että option ostajalla on oikeus myydä hyödyke ennalta määrättyä ajankohtana myyjän

asettamalla hinnalla. Myyjällä on puolestaan velvollisuus ostaa hyödyke, vaikka saisi saman hyödykkeen halvemmalla markkinoilta. Option ostajan voittomahdollisuus ja myyjän tappioriski ovat siis molemmissa tapauksissa hyvin suuria. Optioissa myyjä ottaa aina riskin, josta ostaja maksaa myyjälle preemion. Myyjä voittaa optiosopimuksessa preemion verran, kun optio ei toteudu. (Partanen et al. 2015)

2.3 Tasehallinta ja taseselvitys

Nykyinen sähkömarkkinalaki astui voimaan 9.8.2013. Sähkömarkkinalain pykälässä 46 kerrotaan: ”*Järjestelmävastaava kantaverkonhaltija vastaa koko ajan käynnissä olevasta sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen hetkellisen tasapainon ylläpitämisestä vastuualueellaan (valtakunnallinen tasevastuu).*” (SML 2013) Suomessa kantaverkon omistaa Fingrid Oyj, joka on myös vastuussa valtakunnallisesta tehotasapainosta. Tehotasapaino on erittäin tärkeää kantaverkon toiminnan kannalta. Täydellisessä tasapainotilanteessa kantaverkon taajuus on tasan 50,0 Hz, ja epätasapainossa taajuus lähtee nousemaan tai laskemaan riippuen tuotannon ja kulutuksen muutoksista. Mikäli epätasapaino kasvaa liian suureksi, on vaarana kantaverkon romahtaminen ja valtakunnallinen sähkökatko. Normaalitilanteessa pieni epätasapaino on sallittua ja verkon taajuus saa vaihdella välillä 49,9-50,1 Hz. (Partanen et al. 2015)

Valtakunnallinen sähkötase täsmää, kun tuotantoa ja kulutusta on yhtä paljon. Fingrid jakaa tasevastuun tasevastaaville, joiden on huolehdittava omista taseistaan. Tasevastaavan sähkötase lasketaan erikseen kulutukselle ja tuotannolle. Kulutustaseeseen kuuluvat kaikki sähkönkuluttajat, alle 1 MVA:n pienet voimalaitokset, joissa ei ole mittausta, väliaikaiseen käyttöön tarkoitettut pienitehoiset varavoimalaitokset, kiinteät toimitukset ja tuotantosuunnitelmien muutokset. Tuotantotaseeseen lasketaan kaikki nimellistehoitan yli 1 MVA:n generaattorit. Tehokaupat kuuluvat kulutus- tai tuotantotaseeseen riippuen kaupan luonteesta. (Partanen et al. 2015) Kulutustase täsmää, kun sähkönhankinta, eli kiinteiden toimitusten, Elspot- ja Elbas-kauppojen sekä oman tuotannon summa, on yhtä suuri kuin kulutus. Tuotantotase täsmää, kun tuotantosuunnitelma on yhtä suuri kuin toteutunut tuotanto. Taseen täsmäämätöntä osuutta kutsutaan tasepoikkeamaksi, jonka tasaaminen aiheuttaa toimenpiteitä. Kahden taseen malli on esitetty kuvassa 8.



Kuva 8. Kahden taseen malli (FG 2016a)

Tuotanto- ja kulutustaseissa on erilainen hintajärjestelmä tasesähkölle. Kulutustaseessa käytetään yksihintajärjestelmää eli tasesähkön ostolle ja myynnille on sama säätömarkkinoilla määräytyvä hinta. Tuotantotaseessa sovelletaan kaksihintajärjestelmää, jossa tasesähkön osto- ja myyntihinnat usein poikkeavat toisistaan. Tasesähkökauppaa käydään tasevastaavan ja Fingridin välillä. Kaksihintajärjestelmässä Fingridin myydessä tasevastaavalle hinnaksi määräytyy tunnin ylössäätöhinta mutta kuitenkin vähintään Suomen Elspot-hinta. Fingridin ostaessa tasevastaavalta hinnaksi määräytyy tunnin alassätöhinta mutta korkeintaan Elspot-hinta. Tuotantotaseessa tasesähköstä aiheutuu usein kustannuksia mutta ei koskaan voittoa, joten erityisesti tuotannon ennustamisessa on tärkeää onnistua mahdollisimman hyvin. Säätohintoja ja terminologiaa käsitellään tarkemmin luvussa 2.4.

Tuotantotaseessa tasesähkön hintariskiä voidaan hallita niin kutsutun risteilyhyödyn avulla. Yhden tasevastaavan taseessa voi olla usean osapuolen tuotantoa. Osapuolet lähettävät sähköntuotantoennusteensa tasevastaavalle, joka kokoaa kaikki ennusteet yhdeksi tarjoukseksi. Jokaisen osapuolen ennusteessa on virhettä, mutta virheet saattavat joko osittain tai kokonaan kumota toisensa. Mikäli osapuoli A on ennustanut jollekin tunnille sähköntuotantonsa 5 MWh alakanttiin ja osapuoli B 5 MWh yläkanttiin, tarjoukset yhdistämällä ennustevirhe on nolla. Käytännössä tasesähkön avoin positio ei nollaudu risteilyhyödyntäkään avulla mutta sillä voidaan saavuttaa erittäin merkittäviä säästöjä. Yleensä kokonaisvirhe on pienempi mutta ei koskaan suurempi kuin yksittäisten ennustevirheiden summa.

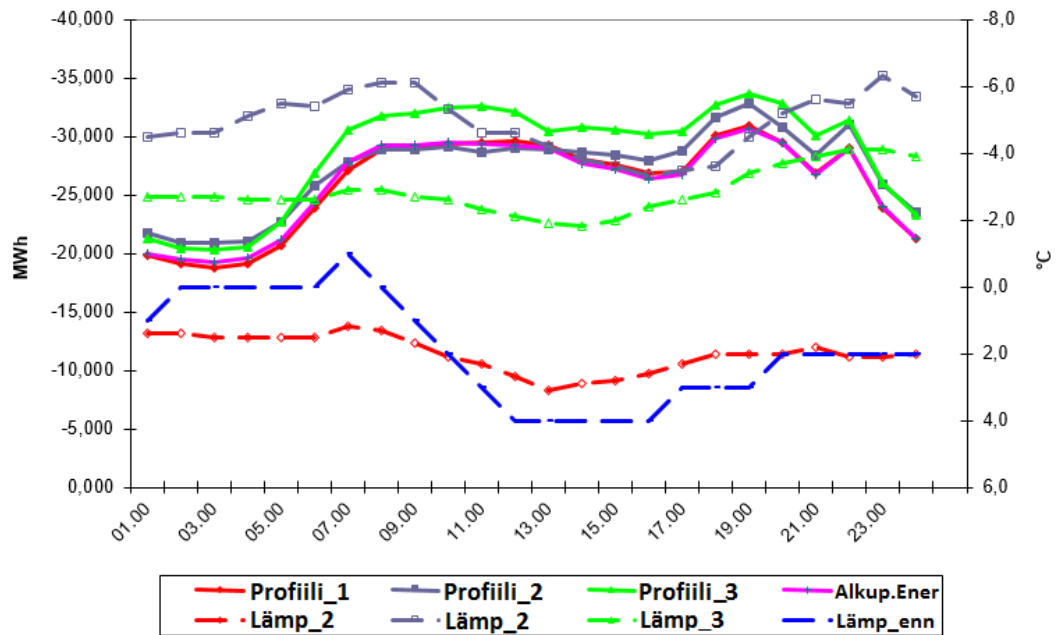
Kulutustaseessa tasesähkön avulla on voittomahdollisuus, sillä tasesähköä voidaan ostaa tai myydä edullisemmin kuin spot-markkinoilla. Periaatteessa kulutustaseessa olisi edullista olla ostopuolella silloin, kun säätöhinta on spot-hintaa alhaisempi ja myyntipuolella

silloin, kun säätöhinta on spot-hintaan korkeampi. Tahallinen virheellinen kulutuksen ennustaminen on kuitenkin kiellettyä Fingridin ja tasevastaavan välisessä tasepalvelusopimuksessa, koska se voi aiheuttaa markkinoiden vääristymistä, epätaloudellista verkon käyttöä ja jopa vaaratilanteita valtakunnallisessa tehotasapainossa. Sopimuksen kohdassa 4.1 kirjoitetaan: *”Tasevastaavan tulee suunnitella ja ohjata sähköhankintansa ja -toimituksensa siten, että tuntitason tasepoikkeama pysyy tasevastaavan toiminnan laajuuteen nähden kohtuullisena. Tasevastaava ei saa käyttää suunnitelmallisesti sopimuksen mukaisia avoimia toimituksia sähkön hankintaan tai toimitukseen.”* (FG 2012) Spot-tarjousta tehdessä ei myöskään koskaan ole varmuutta tulevasta säätötilanteesta. Näistä syistä kulutustaseen tasesähkökaupan avulla tehty voitto on yleensä vain hyvää tuuria, sillä kulutus pyritään ennustamaan mahdollisimman tarkasti.

2.3.1 Sähkömarkkinaosapuolen tasehallinta

Sähkömarkkinalain pykälän 73 mukaan jokainen sähkömarkkinoiden osapuoli on vastuussa siitä, että sen sähköntuotanto ja sähkönhankintasopimukset kattavat sen sähkönkäytön ja sähköntoimitukset kunkin taseselvitysjakson aikana (SML 2013). Esimerkiksi sähkönmyyjän kuluttajille myymä sähkö täytyy olla kaikkina tunteina yhtä suuri kuin myyjän sähkönhankinta, jota ovat oma tuotanto, pörssistä ostettu sähkö, kiinteät toimitukset ja OTC-markkinoilla tehdyt sopimukset.

Tasapainoon pyritään etukäteen ennustamalla sähkönkulutus ja -tuotanto. Sähkön kulutusennuste koostuu yleensä kolmesta osasta: myyjän toimitusvelvollisen verkon avoin toimitus, myynti muihin verkkoihin ja muiden osapuolten myynti omaan verkkoon. Kulutusennusteet tehdään päivittäin seuraavalle vuorokaudelle. Ennusteiden lähtötietoina käytetään toteutuneita tasetietoja osapuolen toimituksen piirissä olevista käyttöpaikoista. Lisäksi huomioidaan sääennusteet, sillä Suomessa sähkönkulutus on hyvin lämpötilariippuvaista. Kuvassa 9 on esitetty EnerimEMS-energianhallintajärjestelmän ennustetyökulun näkymä verkon avoimen toimituksen ennustamiseen.



Kuva 9. Verkon avoimen toimituksen ennustaminen. (EMS 2016)

Profiili_1, Profiili_2 ja Profiili_3 kuvaavat yhden, kahden ja kolmen viikon takaista toteutunutta avointa toimitusta megawattitunteina (MWh). Profiilipäivistä valitaan yksi tai haetaan tietokannasta manuaalisesti jokin muu profiilipäivä, jota käytetään referenssinä huomisen päivän ennusteessa. Lämp_1, Lämp_2 ja Lämp_3 kuvaavat yhden, kahden ja kolmen viikon takaista toteutunutta lämpötilaa (°C). Kun profiilipäivä on valittu ja seuraavan päivän lämpötilaennuste (Lämp_enn) tiedetään, järjestelmä laskee lämpötilakerrotoimien perusteella huomisen ennusteen (Alkup. Ener). Lämpötilakerroin on jokaiselle ennustekohteelle oma, ja se vaihtelee vuodenajan mukaan, koska talvella yhden celsiusasteen lämpötilan muutos aiheuttaa sähkönkulutukseen suuremman muutoksen kuin kesällä. Tämän jälkeen ennustamisessa pitää vielä ottaa huomioon muut kulutukseen vaikuttavat tekijät, jotka eivät ole lämpötilariippuvia. Esimerkkejä lämpötilariippumattomasta kulutuksen muutoksesta ovat teollisuuden seisokit sekä loma-ajat ja erikoistapahatumat, jotka vaikuttavat ihmisten sähkönkäyttöön.

Sähkön tuotantosuunnitelma voi tulla suoraan voimalaitokselta käytettävyyden mukaan, tai se voidaan tehdä säätökykyisessä voimalaitoksessa sähkön markkinahinnan ennusteen perusteella. Tasevastaava lisää tuotantosuunnitelman spot-tarjoukseen. Tasevastaavan on ilmoitettava Fingridille seuraavan vuorokauden kaikkien tuntien tuotantosuunnitelma kello 17.30 mennessä. Tuotantosuunnitelmaa voi muuttaa vielä tämän jälkeen, ja se on sitova 45 minuuttia ennen käyttötuntia. Tuotantosuunnitelman muutokset siirtyvät tuotantotaseesta kulutustaseeseen, jolloin kulutustaseen tasepoikkeama muuttuu. (FG 2016a)

Osapuoli tekee tarjouksen spot-markkinoille ennusteiden perusteella. Tavoite on, että ennustettu sähkönhankinta kattaa toteutuneen kulutuksen mahdollisimman hyvin, jolloin Elbas-markkinalta hankittavan sähkön ja tasesähkön määrä on pieni. Täsmällinen ennustaminen on kuitenkin vaikeaa epätäydellisten lähtötietojen ja kulutuksen satunnaisuuden

vuoksi, eivätkä ennusteet lähes koskaan toteudu sellaisinaan. Osapuolen taseeseen jää lähes aina tasepoikkeama, joka nollataan jollakin neljästä mahdollisesta tavasta tai niiden yhdistelmällä: Elbas, kysyntäjousto, tuotantosuunnitelman muutokset tai tasesähkö. Osapuoli voi käydä Elbas-kauppaa joko ostamalla tai myymällä riippuen siitä, onko tase alivai ylijäämäinen. Kysyntäjoustopuolella voi tarpeen mukaan säätää kulutusta suuremmaksi tai pienemmäksi. Joissakin tapauksissa myös tuotantoa on mahdollista säätää. Mikäli näitä toimenpiteitä ei suoriteta siten, että tasepoikkeama nollautuu, jäljelle jäänyt poikkeama on tasesähköä. Tasesähkön hinta määräytyy säätömarkkinoilla. Tasesähkön hinta voi olla negatiivinen ja korkeimmillaan 5000 €/MWh (FG 2015), jolloin osapuolelle voi aiheutua erittäin suuria tasesähkökustannuksia. Lisäksi jokaista kulutustaseeseen tasesähkön megawattituntia kohti pitää maksaa 0,50 € volyymimaksu, jolla Fingrid rahoittaa osan säätöjen aktiivisista aiheutuneista kustannuksistaan. Tuotantotaseessa ei ole volyymimaksua. (FG 2016a)

Tasesähkökustannus on energiayhtiölle periaatteessa turha kustannus, koska tasesähkön hinnalla ostettava tai myytävä sähkö olisi voitu ostaa keskimäärin halvemmalla tai myydä kalliimmalla Elspot-markkinoilla. Tasesähkön hinnoittelujärjestelmä kannustaa tasevastaavia minimoimaan ennustevirheensä, sillä pitkällä aikavälillä virheet aiheuttavat tasesähkökustannuksia. Kustannukset ovat odotusarvoisesti sitä korkeammat, mitä suurempia ennustevirheitä tehdään (Westerlund 2013).

2.3.2 Taseselvitys

Taseselvityksen tarkoitus on selvittää sähkömarkkinaosapuolten sähkönkäyttö, osapuolten väliset toimitukset ja tasepoikkeaman suuruus. Valtakunnallisesta taseselvityksestä vastaa tasesähköyksikkö, jonka vastuulla on myös taseselvitys Suomen ja naapurimaiden välillä. Tasevastaavat vastaavat taseselvityksessä avoimista toimituksistaan. Jakeluverkonhaltijat vastaavat taseselvityksestä omassa jakeluverkossaan. Jakeluverkonhaltijoilla on 14 vuorokautta aikaa taseselvitykseen, ja tasevastaavilla aikaa on kuukausi. Yhteispohjoismaiseen taseselvitysmalliin (NBS = Nordic Balance Settlement) siirrytään tämänhetkisen tiedon mukaan vuoden 2017 ensimmäisen kvartaalin aikana. Tällöin koko sähkömarkkina-alueen ylimmän tason taseselvityspalveluista vastaa eSett Oy ja yhtenä muutosena taseselvityksen aikarajat tiukentuvat. (FG 2016a)

Taseselvitys toteutetaan mittaamalla jokaisen osapuolen todellinen kulutus ja tuotanto tuntitasolla ja mitattuja arvoja verrataan ennusteiden perusteella tehtyyn sähkönhankintaan sekä tuotantosuunnitelmiin. Myös kiinteistä toimituksista, eli kahdenvälisistä toimituksista OTC-markkinoilla, on tehtävä ilmoitus. Lisäksi otetaan huomioon arvio häviöistä. Taseselvityksen tuloksena selviävät sähkömarkkinaosapuolten väliset sähkön toimitukset ja kunkin markkinaosapuolen sähkötase, jonka perusteella tasesähkö määräytyy.

Sähkömarkkinalaki velvoittaa, että jokaisella markkinaosapuolella on yksi avoin toimitaja. Avoimen toimittajan tehtävä on huolehtia asiakkaansa tasepoikkeamasta. Avoin toi-

mittaja sitoutuu toimittamaan asiakkaalleen sähköä todellisen kulutuksen mukaan. Kuvasssa 10 on esitetty avoimen toimituksen tasehierarkia, jonka ylimmällä tasolla valtakunnallisesta tehotasapainosta vastaava avoin toimittaja on Suomessa Fingrid Oyj.



Kuva 10. Avoimen toimituksen tasehierarkia. (FG 2016a)

Ylimmän tason avointa toimittajaa kutsutaan tasesähköyksiköksi. Toiseksi ylimmän tason avoimia toimittajia kutsutaan tasevastaaviksi, joita on Suomessa kirjoitushetkellä (16.5.2016) yhteensä viisikymmentä (FG 2016f). Markkinaosapuolet ovat sähkön tuottajia, myyjiä ja suuria sähkönkäyttäjiä. Sähköverkonhaltijoiden avoin toimittaja voi olla jokin tasevastaavista tai vaihtoehtoisesti jokin muu markkinaosapuoli, jonka avoin toimittaja on tasevastaava. Tasehierarkian alimmalla tasolla ovat loppukäyttäjät kuten kotitaloudet.

Taseselvityksessä käytettävät merkkisäännöt ovat hyvin tärkeitä kaikissa sähkömarkkinan toimissa. Positiivisen etumerkin saavat tuotanto, osto, sisään, hankinta, ylijäämä, tasesähkön osto, alassäätö ja tuotantosuunnitelma. Negatiivisen etumerkin saavat kulutus, myynti, ulos, toimitus, alijäämä, tasesähkön myynti ja ylössäätö. (Partanen et al. 2015)

2.4 Reservimarkkinat

Kantaverkon toiminta edellyttää, että verkon taajuus ei poikkea millään hetkellä liian paljon 50 hertsistä. Normaalitilanteessa sallittu vaihteluväli on 49,9-50,1 Hz. Riittävä sähkön laatu varmistetaan pitämällä huolta valtakunnallisesta tehotasapainosta, eli sähkön kulutuksen ja tuotannon on oltava yhtä suurina jokaisena hetkenä. Mikäli tuotantoa on vähemmän kuin kulutusta, taajuus laskee alle 50,0 Hz:n. Ylituotannon aikana taajuus on suurempi kuin 50,0 Hz. Fingrid seuraa verkon taajuutta jatkuvasti ja ryhtyy tarvittaviin toimiin, kun epätasapaino ei ole hyväksyttävällä tasolla.

Nykytekniikalla sähköä ei kyetä varastoimaan suuria määriä taloudellisesti kannattavasti, joten tehotasapainoa ylläpidetään kulutusta ja tuotantoa säätämällä. Suomessa tärkeimpiä säätökykyisiä tuotantomuotoja ovat vesivoima sekä sähkön ja lämmön yhteistuotanto

(CHP). Sääto voidaan toteuttaa myös kysyntäjoustolla, jossa suuri sähkökäyttäjä tai joukko pieniä sähkökäyttäjiä säätävät kulutustaan. Vesivoima on helppokäyttöisintä ja edullisinta säätövoimaa. CHP-laitosten tekemä säätö on yleensä kalliimpaa, sillä säätökykyisyyden saavuttamiseksi laitoksiin tulee tehdä investointeja reduktioventtiileihin, lämpöakkuihin tai nopeaan ylös- ja alassäätymiskykyyn. (ET 2016b; Merikoski 2015)

Tulevaisuudessa Suomen säädöntarpeesta saattavat osittain vastata pumppuvoimalaitokset, joissa vesi pumpataan halvan sähkön aikana ala-altaasta yläaltaaseen. Kulutuksen kasvaessa vesi juoksetetaan alas turbiinin läpi. Pumppuvoimalaitoksen hyötysuhde on 70-80 %. Pumppuvoimalaitoksen rakentamisessa keskeisin ongelma on kallis hinta. Myös lauhdevoimalaitosten säätökykyä on mahdollista parantaa. Esimerkiksi Saksassa on hii-livoimaloita, jotka voivat säätää tehoaan sadoilla megawateilla tunnissa. Lisäksi erilaiset sähkön varastointitavat, kuten akut, paineilmaparastot sekä sähkön varastointi vedyksi tai metaaniksi, ovat mahdollisia tulevaisuuden keinoja tehonsäätöön. Kiinnostavaa on myös uusiutuvien tuotantomuotojen säätökyky, sillä tuuli- ja aurinkovoiman osuudet kokonais-tuotannosta todennäköisesti kasvavat tulevaisuudessa. Tuulivoimalassa säätö voidaan toteuttaa lapakulmaa säätämällä ja aurinkovoimalassa kytkemällä yksittäisiä paneeleja päälle tai pois. Lisäksi laajamittainen kysyntäjousto on yksi mahdollinen keino tehonsäätöön; esimerkiksi kotitaloudet voisivat osallistua tehonsäätöön huomattavasti nykyistä aktiivisemmin. Taloudellinen kannattavuus ratkaisee, miten tehonsäätö toteutetaan tulevaisuudessa. (Merikoski 2015) Tulevaisuudessa Suomeen rakennettavan lisäydinvoiman ottaminen tuotantokäyttöön vähentää sähkön tuontia, jolloin rajasiirtoyhteyden tehonsiirto on nykyistä harvemmin maksimikapasiteetilla. Tällöin entistä suurempi osuus Suomen säädöistä voidaan toteuttaa Ruotsin ja Norjan vesivoimalaitoksilla.

Markkinaosapuolet jättävät Elspot-tarjouksensa kulutus- ja tuotantoennusteiden perusteella. Ennusteet eivät kuitenkaan koskaan toteudu sellaisenaan. Ennusteiden virheet voivat aiheuttaa poikkeaman valtakunnalliseen tehotasapainoon, joka näkyy verkon taajuudessa. Tällöin ryhdytään säätötoimenpiteisiin. Kun sähköntuotannossa on alijäämää, eli kulutus on suurempaa kuin tuotanto, tehotasapaino saavutetaan lisäämällä tuotantoa tai vähentämällä kulutusta. Tilannetta kutsutaan **ylössäädöksi**. Kun sähköntuotannossa on ylijäämää, eli tuotanto on suurempaa kuin kulutus, täytyy tuotantoa vähentää tai kulutusta lisätä. Tilannetta kutsutaan **alassäädöksi**.

Ylös- ja alassäätö aiheutuvat kaikkien tasevastaavien yhteenlasketusta tasepoikkeamasta. Erikoissäätöä käytetään, kun säädön tarpeen peruste on jokin muu kuin valtakunnallisen tehotasapainon hallinta. Hinta-alueen sisäinen tehonsäätö on yksi esimerkki erikoissäädöstä. Suurin osa Suomen säätökykyisestä vesivoimasta sijaitsee Pohjois-Suomessa, mutta suurin osa kulutuksesta sijaitsee etelässä. Alueellinen säädön tarve voi olla pohjoisessa tai eteläisessä. Jos alueiden välinen siirtokapasiteetti ei riitä, eli Suomen hinta-alueella on sisäinen pullonkaula, säätöä ei välttämättä voi toteuttaa markkinaehtoisesti. Tällöin Fingrid tilaa erikoissäädön, joka on käytännössä säätömarkkinan ulkopuolista tuo-

tannon tai kulutuksen lisäämistä tai vähentämistä. Erikoissäätöä aktivoidaan huomattavasti harvemmin kuin markkinaehtoista säätöä: vuonna 2015 Suomessa oli 323 tunnilla, eli keskimäärin noin yksi tunti vuorokaudessa, erikoissäätöä. (Nord Pool 2016e). Tulevaisuudessa erikoissäätöä aiheuttavaa ongelmaa voitaisiin helpottaa jakamalla Etelä- ja Pohjois-Suomi kahdeksi erilliseksi hinta-alueeksi. (Pietilä 2016)

Fingrid vastaa taajuuden laatuvaatimukseen hankkimalla markkinoilta reservejä. Reservit jaetaan taajuuden vakautusreserviin FCR (Frequency Containment Reserve), taajuuden palautusreserviin FRR (Frequency Restoration Reserve) sekä korvaavaan reserviin RR (Replacement Reserve), joista Suomessa käytössä olevat reservituotteet ovat (FG 2016b):

- taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-D),
- taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-N),
- automaattinen taajuudenhallintareservi (FRR-A),
- nopea häiriöreservi (FRR-M),
- säätökapasiteettimarkkinat (FRR-M) ja
- säätösähkömarkkinat (FRR-M).

2.4.1 Taajuuden vakautusreservit (FCR)

Taajuuden vakautusreservejä, käyttöreserviä (FCR-D) ja häiriöreserviä (FCR-N), käytetään jatkuvaan taajuuden hallintaan. Ne aktivoituvat automaattisesti kantaverkon taajuuden vaihtelun mukaan. Taajuusohjatun käyttöreservin tehtävä on pyrkiä pitämään taajuus sallitun vaihteluvälin 49,9-50,1 Hz sisällä. Taajuusohjatun käyttöreservin säädön vähimmäiskoko on 0,1 MW, ja reservin aktivoitumisaika on muutama minuutti. Taajuusohjattu häiriöreservi pyrkii pitämään taajuuden vähintään 49,5 Hz:ssä, kun taajuus laskee normaalialueen alapuolelle. Taajuusohjatun häiriöreservin säädön on oltava vähintään 1 MW ja aktivoitumisaika on muutama sekunti. (FG 2016b)

Reservien ylläpitovelvoitteet on sovittu Pohjoismaiden järjestelmävastaavien välisellä käyttösopimuksella. Taajuusohjattua käyttöreserviä on koko ajan käytössä 600 MW, ja se jaetaan kaikkien pohjoismaisten kantaverkkoyhtiöiden kesken vuosienenergioiden suhteessa. Taajuusohjattua häiriöreserviä on käytettävissä normaalitilanteessa noin 1200 MW. Se riittää pitämään taajuuspoikkeaman pienempänä kuin 0,5 Hz, mikäli suurin yksittäinen tuotantoyksikkö irtoaa verkosta. (FG 2016b)

Fingrid hankkii taajuusohjattua käyttö- ja häiriöreserviä markkinaehtoisesti kotimaisilta vuosimarkkinoilta ja tuntimarkkinoilta, Venäjän ja Viron tasasähköyhteyksiltä ja muista Pohjoismaista. Kotimainen toimija voi tarjota omaa Suomessa sijaitsevaa säätökykyistä kapasiteettiaan vuosi- ja tuntimarkkinoille, mikäli tarjottu kapasiteetti täyttää tekniset vaatimukset. Samalla toimija sitoutuu pitämään myymänsä reservin käytettävissä. Vuonna 2015 Fingridin osuus reservien ylläpitovelvoitteista oli käyttöreserville 140 MW ja häiriöreserville 260 MW. (FG 2016b)

2.4.2 Taajuuden palautusreservit (FRR)

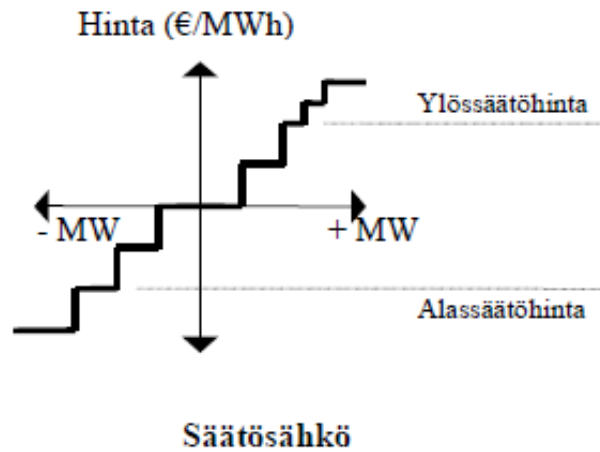
Taajuuden palautusreservien tehtävä on palauttaa taajuus normaalialueelle ja vapauttaa aktivoituneet vakautusreservit takaisin käyttöön. Palautusreserveihin kuuluvat automaattinen taajuudenhallintareservi (FRR-A), nopea häiriöreservi (FRR-M), säätösähkömarkkinat (FRR-M) ja säätökapasiteettimarkkinat (FRR-M). Vuonna 2015 Fingridillä ei ollut hankittuna lainkaan automaattista taajuudenhallintareserviä. Muiden palautusreservien oleelliset erot vakautusreserveihin ovat säädön suurempi vähimmäiskapasiteetti, 10 MW, ja manuaalinen aktivointitapa. Säädön vähimmäiskapasiteetti on tosin alenemassa 5 MW:iin. Nopea häiriöreservi ja säätösähkömarkkinat aktivoituvat manuaalisesti 15 minuutin kuluessa Fingridin kantaverkkokeskuksen aktivointikäskystä. (FG 2016b)

Vuonna 2015 Fingridin hankkima nopea häiriöreservi jakautui varavoimalaitoksiin (935 MW), käyttö sopimuslaitoksiin (295 MW) ja irti kytkettäviin kuormiin (354 MW). Nopeaa häiriöreserviä oli yhteensä 1584 MW. Fingridin ylläpitovelvoite oli 880 MW, jonka peruste on suurimman yksittäisen tuotantolaitoksen nimellisteho. Keväällä 2016 käyttönotettujen säätökapasiteettimarkkinoiden tarkoitus on varmistaa nopean häiriöreservin riittävyys Fingridin omien varavoimalaitosten ja käyttö sopimuslaitosten huolto- ja korjauskeskeytyksissä. (FG 2016b)

Taajuuden vakautusreservit pyritään palauttamaan käyttöön ensisijaisesti hyödyntämällä säätösähkömarkkinoita palautusreservinä. Säätösähkömarkkinoilla hyödynnettävissä oleva kapasiteetti vaihtelee markkinaehtoisesti tunneittain. Seuraavassa kappaleessa käsitellään tarkemmin säätömarkkinoiden toimintaperiaatetta, säätöhintojen muodostumista ja esimerkitapauksia toteutuneista säätöhinnoista. (FG 2016b)

2.4.3 Säätösähkömarkkinat

Säätösähkömarkkinoilla tehonsäädön toteuttavat säätösähkömarkkinoille säätötarjouksensa jättäneet markkinaosapuolet yhteistyössä Fingridin kanssa. Suomen hinta-alueella toimivat osapuolet jättävät tarjouksensa Fingridille viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötunnin alkua. Tärkeimmät tarjoukseen liitettävät tiedot ovat hinta (€/MWh) ja säätökapasiteetti (MW). Ylössäätötarjouksen hinnan yläraja on 5000 €/MWh. Alassäätötarjousten hinnalla ei ole alarajaa, eli se voi olla negatiivinen. Säädettävissä olevan kapasiteetin tulee olla vähintään 10 MW (5 MW tulevaisuudessa). Lisäksi säädön täytyy olla toteutettavissa täysimääräisenä 15 minuutin kuluessa tilauksesta ja tehonmuutos on oltava todennettavissa reaaliaikaisesti. (FG 2015) Ylös- ja alassäätöhinnat määräytyvät kaikista säätötarjouksista muodostettavan hintakäyrän ja säätötarpeen perusteella. Tasesähkökauppaa käydään tasevastaavan ja tasesähköyksikön välillä. Suomessa Fingrid ostaa ja myy tasesähköä kuvan 11 mukaan muodostuvalla hinnalla huomioiden tuotanto- ja kulutustaseen erilaiset hintajärjestelmät.



Kuva 11. Säätösähkön hinnanmuodostus. (Partanen et al. 2015)

Säätötarjoukset asetetaan hintajärjestykseen, ja niistä muodostetaan tarjouskäyrät. Ylös-säätötilanteessa ylös-säätötarjoukset toteutetaan hintajärjestyksessä periaatteella halvin tarjous ensin. Mitä suurempi ylös-säädön tarve on, sitä korkeammaksi ylös-säätöhinta yleensä muodostuu. Allassäätötilanteessa allassäätötarjoukset toteutetaan järjestyksessä kallein tarjous ensin. Mikäli yhden käyttötunnin aikana on ollut säätöä molempiin suuntiin, voi sekä ylös- että allassäätöhinta erota Elspot-hinnasta. Tällöin tasesähkön hinta on ylös- tai allassäätöhinta riippuen siitä, kumpaan suuntaan säätöä on ollut enemmän. Mikäli tunnilla ei ole tapahtunut säätöä, tasesähkön hinta on hinta-alueen Elspot-hinta. (Partanen et al. 2015)

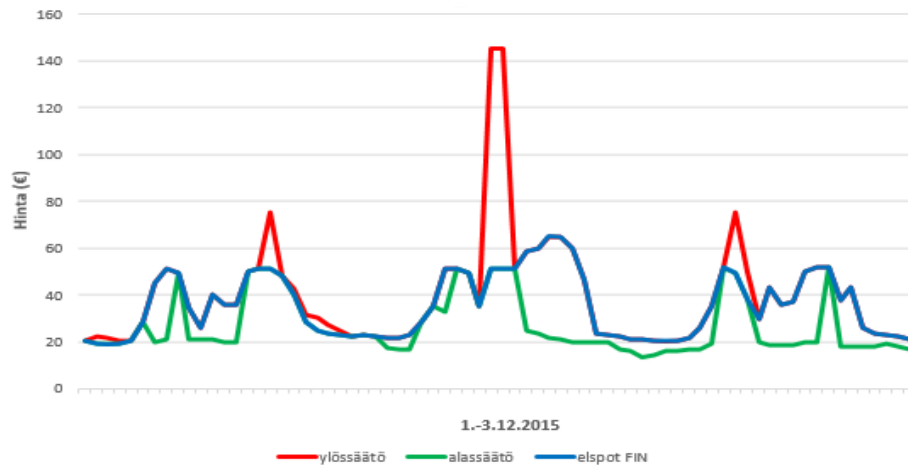
Säätötarjouksen jättäjän on hyödyttävä taloudellisesti säädöstä, jos tarjous aktivoidaan. Säätökykyisen vesivoiman omistaja haluaa ylös-säädöstä hieman Elspot-hintaa enemmän, sillä muuten säädöstä ei saa taloudellista hyötyä. Ylös-säätävän vesivoiman tuotto on toisinaan huomattavasti korkeampi kuin oma tarjous, kun markkinoilla aktivoidaan vielä kalliimpia ylös-säätötarjouksia. CHP- ja lauhdetuotannon kannalta ylös-säätöhinnan on oltava Elspot-hintaa korkeampi, jotta säätö voidaan toteuttaa laitoksella, jonka käyttökustannukset ovat Elspot-hintaa korkeammat. Kulutusta ollaan valmiita vähentämään, mikäli siitä aiheutuvasta myynnistä saadaan riittävän korkea hinta. Näistä syistä ylös-säätöhinnan on oltava korkeampi kuin Elspot-hinta.

Normaalissa käyttötilanteessa tuotantolaitoksen omistajan kate on Elspot-hinnan ja muuttuvien kustannusten erotus. Allassäädössä kate on Elspot-hinnan ja allassäätöhinnan erotus, sillä pörssiin myyty Elspot-hintainen sähkö ostetaan takaisin allassäätöhinnalla. Samalla muuttuvat kustannukset nolautuvat, koska tuotantoa vähennetään allassäädettävän tehon verran. Allassäätöhinnan on oltava Elspot-hintaa alempi, jotta tuotannon vähentämisestä on taloudellista hyötyä. Vesivoimalaitoksessa käyttämättä jätetty vesi voidaan varastoida yläjuoksuun ja käyttää myöhemmin. Kulutusta ollaan valmiita lisäämään, jos sähköä voidaan ostaa Elspot-hintaa halvemmalla.

Kunkin hinta-alueen säädön tarve täytyy suorittaa alueen sisäisesti, kun rajasiirtokapasiteetti kahden alueen välillä on kokonaan käytössä. Tällöin alueiden säätöhinnat yleensä

eroavat toisistaan. Jos rajasiirtokapasiteetti ei ole kokonaan käytössä, hinta-alueiden säätöhinnat ovat samat. Suomalaiset tasevastaavat maksavat tasesähköstä aina Suomen alueen tasesähkön hinnan riippumatta muiden maiden hinnoista. Suomessa voi olla ylössäätöä, vaikka Ruotsissa olisi yhtä aikaa alassäätöä ja päin vastoin. Säätöjä toteutettaessa huomioidaan verkon taajuus, joka on yhtenäisellä vaihtosähköverkolla sama riippumatta pullonkaulailmiöstä. Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan tasesähköyksiköt tekevät yhteistyötä tehonsäädössä, jotta eri yhtiöiden aktivoimat säädöt eivät kumoja toisiaan tai kertauudu. (Pietilä 2016)

Kuvassa 12 havainnollistetaan Suomen alueen säätöhintoja aikavälillä 1.-3.12.2015. Sininen käyrä kuvaa Suomen alueen Elspot-hintaa, punainen käyrä ylössäätöhintaa ja vihreä käyrä alassäätöhintaa. Kuvaajasta havaitaan, että joulukuun toisena päivänä ylössäätöhinta on ollut kahtena peräkkäisenä tuntina noin 145 euroa, joka on merkittävä ylössäätöhinta etenkin Elspot-hinnan ollessa samoilla tunneilla lähes sata euroa alhaisempi. Myös alassäätöä oli paljon, mutta hintaero Elspot-hintaan verrattuna oli maltillisempi.



Kuva 12. Suomen alueen säätöhinnat 1.-3.12.2015. (NP 2016d)

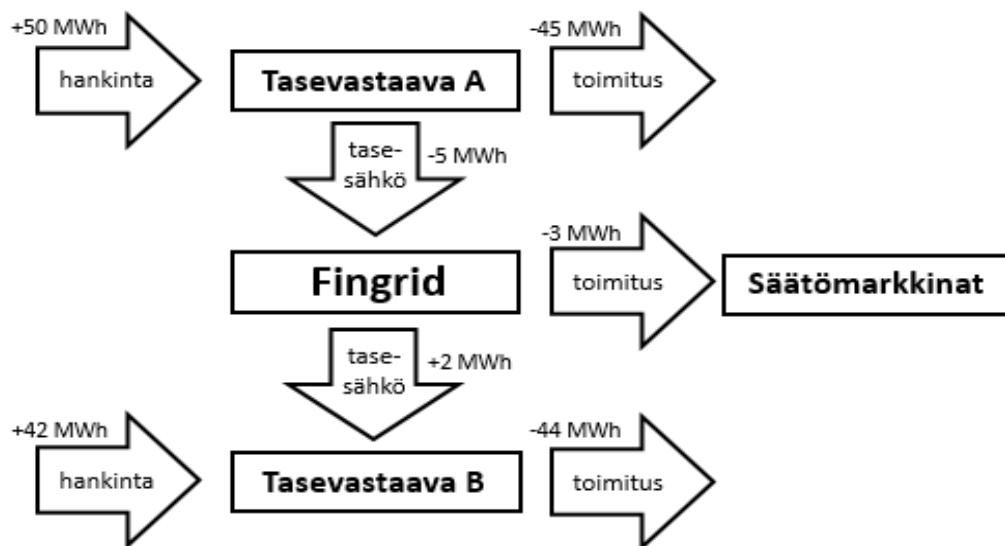
Säätöhinnoissa on usein havaittavissa hyvin suurta vaihtelua eli volatilitteettiä. Peräkkäisten tuntien säätöhintojen ero voi olla satoja euroja. Korkean ylössäätöhinnan tuntia voi seurata alassäätötunti. Vuonna 2015 alhaisin yksittäisen tunnin alassäätöhinta oli -5 €/MWh ja korkein ylössäätöhinta oli 2000 €/MWh. Elspot-hinta oli puolestaan vaihdellut välillä 1,03-150,06 €/MWh. (NP 2016d)

Tasesähkön hinta on kaikkia markkinaosapuolia kiinnostava tieto. Erityisesti korkeimpien ylössäätöhintojen tunneilla tasevastaavalle voi aiheutua erittäin suuria tasesähkökustannuksia, jos tase on alijäämäinen. Jo muutaman megawattitunnin alijäämä voi aiheuttaa kymmenien tuhansien eurojen kustannukset. Kulutustaseessa korkeimmat ylössäätöhintapiikit ovat myös mahdollisuus suurille voitoille, jos tase onkin ylijäämäinen. Säätötilanne kuitenkin määräytyy kaikkien tasevastaavien tasepoikkeamien perusteella, joten esimerkiksi ylössäätötilanteessa tasevastaavilla on keskimäärin suurempi tarve ostaa kuin

myydä. Pitkällä aikavälillä kulutustaseessa säätohintojen avulla ei tehdä voittoa, joten ennusteiden tarkkuus sekä onnistuneiden tasepoikkeaman korjaustoimenpiteiden merkitykset korostuvat.

2.4.4 Esimerkki kulutustaseen tasesähkökustannuksen muodostumisesta

Ennen tarkempaa säätösähkömarkkinoiden analysointia käydään läpi yksinkertaisella esimerkillä tasevastaavan kulutustaseen tasesähkökustannuksen muodostuminen yhden tunnin ajalla. Kuvitteellisessa avoimen toimituksen ketjussa tasesähköyksikkönä on Fingrid ja tasevastaavia on kaksi. Kulutustaseessa tasevastaavat hankkivat sähköä omista (alle 1 MVA) tuotannoistaan, kiinteillä toimituksilla ja pörssistä. Tasevastaavat toimittavat sähköä eteenpäin kiinteillä ja avoimilla toimituksilla tasehierarkiassa alempana oleville vähittäismyymijille ja suurille sähkökäyttäjille. Kuvassa 13 on esitetty tasevastaavien sähkönhankinnan ja -toimitusten yhteenveto. Positiivinen etumerkki kuvaa hankintaa (ostoa) ja negatiivinen etumerkki toimitusta (myyntiä).



Kuva 13. Yhteenveto Fingridin ja tasevastaavien sähkön hankinnasta ja toimituksista.

Tasevastaava A hankkii sähköä 50 MWh ja toimittaa 45 MWh. Jäljelle jäävä 5 MWh on tasesähköä, joka myydään tasesähköyksikölle. Tasevastaava B hankkii sähköä 42 MWh ja toimittaa 44 MWh. Tasesähköksi jää 2 MWh, joka ostetaan tasesähköyksiköltä. Fingrid siis ostaa tasesähköä 5 MWh ja myy 2 MWh. Jäljelle jäävän 3 MWh Fingrid myy säättösähkömarkkinoilla, jossa jokin osapuoli lisää kulutustaan tai vähentää tuotantoaan. Tunti on alassäätötunti, jonka alassäätöhinta on 10 €/MWh Elspot-hinnan ollessa 30 €/MWh, eli Elspot-hinnan ja alassäätöhinnan erotus on 20 €/MWh. Taulukossa 1 on esitetty tasevastaavien A ja B tasesähkökustannukset.

Taulukko 1. Tasevastaavien tasesähkökustannukset.

	Tasesähkön määrä (MWh)	Tasesähkö- kustannus (€)	Volyymimaksu (0,50 €/MWh)	Kustannukset yhteensä (€)
<i>Tasevastaava A</i>	-5	100	2,50	102,50
<i>Tasevastaava B</i>	+2	-40	1	-39

Mikäli tasevastaavat olisivat suunnitelleet sähkönhankintansa siten, ettei taseissa olisi ollut poikkeamaa, kummallekaan tasevastaavalle ei olisi aiheutunut tasesähkökustannuksia tai voittoa. Nyt tasevastaavalle A aiheutuu 102,50 € tasesähkökustannukset ja tasevastaava B saa 39 € voittoa. Kappaleessa 2.4.3 mainittu 2000 €/MWh ylössäätöhinta olisi tässä esimerkissä aiheuttanut tasevastaavalle B noin 4000 € tasesähkökustannukset ja tasevastaavalle A noin 10 000 € voitot.

3. SÄÄTÖSÄHKÖMARKKINOIDEN ANALYSOINTI

Tasepalvelusopimuksen mukaan tasevastaava ei saa suunnitelmallisesti hyödyntää avoimia toimituksia sähkönhankinnassaan. Tasevastaavan tulee pyrkiä ennusteilla sekä tasepoikkeaman korjaustoimenpiteillä pitämään tasepoikkeama taseen kokoon nähden kohtuullisena. Poikkeaman korjauksessa riittävinä toimenpiteinä pidetään lähellä käyttötuntia käytävää sähkökauppaa (Elbas) tai taseessa olevan tuotannon tai kuorman säätömahdollisuutta. Sopimuksessa ei kuitenkaan mainita, millä tavalla ja mihin hintaan esimerkiksi Elbas-kauppaa on käytävä. Sopimuksessa ei ole eriteltyä, rikkooko tasevastaava sopimusta, mikäli tämä on yrittänyt käydä Elbas-kauppaa kuitenkin onnistumatta siinä. Näin voi käydä, jos likviditeetti on huono, eli markkinoilla ei ole valmiina sopivia tarjouksia ja kukaan ei hyväksy jätettyä tarjousta. Epäselväksi jää myös, täytyykö Elbas-kaupankäynnissä hyväksyä kohtuuttoman hintaiset tarjoukset, joilla kohtuuton tasepoikkeama korjaantuisi, mutta jotka aiheuttavat suuria kustannuksia. Lisäksi ei ole yksiselitteistä, mitä käytännössä tarkoittaa ”taseen kokoon nähden merkittävä tasepoikkeama”. Joka tapauksessa Fingrid on oikeutettu pyytämään tasevastaavalta selvitystä tasepoikkeaman syistä, ja tällöin tasevastaavan on tarvittaessa ryhdyttävä Fingridin edellyttämiin toimenpiteisiin tasepoikkeamansa korjaamiseksi. (FG 2012)

Tasepalvelusopimus antaa mahdollisuuden käydä tai olla käymättä Elbas-kauppaa. Tasepoikkeaman korjauksen voi mahdollisuuksien mukaan toteuttaa esimerkiksi kysyntäjoustolla Elbas-kaupan sijaan. Elbas-kaupankäyntiä varten tasevastaavan kannalta olisi edullista etukäteen tietää kulloinenkin säätötilanne ja -hintaa. Jos analyysin mukaan tiedossa on todennäköisesti ylösäättöä ja oma kulutustase on ylijäämäinen, voidaan Elbas-markkinoille asettaa myyntitarjous, jonka hinta on Elspot-hintaa korkeampi. Suuren ylösäättötarpeen vuoksi Elspot-hintaa kalliimpi tarjous todennäköisesti hyväksytään ja myyjä saa ylijäämästä ostohintaa paremman hinnan. Kaupankävijän kannalta mielenkiintoinen kysymys on, mikä on korkein tai matalin hinta, jolla kauppa syntyy. Lisäksi kiinnostavaa on, minkä hintainen olemassa oleva tarjous kannattaa hyväksyä. Näihin kysymyksiin ei kuitenkaan koskaan saa vastausta päätöksentekohetkellä, vaan kaupankäyntipäätös tehdään aina epävarmuudessa.

Tarkkoja säätöhintoja on mahdoton ennustaa, koska säätötarjoukset ovat salaisia eikä säätötilanteesta ole varmuutta etukäteen. Säätöhinnat julkaistaan käyttötunnin jälkeen, jolloin mitään ei ole enää tehtävissä. On kuitenkin olemassa indikaattoreita, joiden avulla säätötilannetta ja -hintoja voidaan arvioida. Merkittävimpiä indikaattoreita ovat:

- verkon taajuus,
- häiriöt ja poikkeustilanteet suurissa voimalaitoksissa ja rajasiirtoyhteisissä,
- lämpötila, lämpötilaennusteiden virheet ja lämpötilan muutos,
- tuulisuusennuste ja ennustevirheet,
- vesitilanne,

- säätötarjousten summa,
- Elspot-hinta sekä
- edelliset tunnit.

Indikaattoreiden avulla voidaan laskea todennäköisyyksiä ylös- ja alassäädölle, arviot ylös- ja alassäätöhinnalle sekä tasesähkön hinnan odotusarvo. Tässä työssä säätötilannetta ja -hintoja tutkitaan aikasarja-analyysillä eli käytännössä tunti- ja viikkotasolla saatavaa historiallista dataa verrataan toteutuneisiin säätöhintoihin. Oletuksena on, että historiassa tapahtuneen perusteella voi ennustaa tulevaa. Tutkittavan datan otoskoko vaihtelee hie- man eri indikaattoreiden välillä, koska indikaattoreista on saatavilla eri määrä luotettavaa dataa. Pääsääntö kuitenkin on, että otoksen vanhin yksittäinen tunti on vuoden 2013 ensimmäinen tunti. Vanhempi data ei ole enää tarpeellista, sillä sähköntuotannon jakauma sekä sähkömarkkinoiden luonne muuttuvat jatkuvasti. Markkinoiden muutokset vaikuttavat myös säätömarkkinoihin ja säätöhintoihin. Tästä syystä analyysin otos pyritään pitämään kohtuullisena. Liian suurella otoksella vääristymää aiheuttavat muutokset markkinan luonteessa eikä vanhin data välttämättä kuvaa riittävän hyvin nykytilannetta. Toi- saalta liian pienellä otoksella satunnaisuus korostuu eikä tutkittavasta ilmiöstä välttämättä saada riittävän luotettavia tutkimustuloksia.

Tutkimustulosten analysointia varten määritetään tutkittaville suureille referenssiarvot, joihin analyysissä saatuja tuloksia voidaan verrata. Taulukossa 2 esitetään aikavälin 1.1.2013-31.12.2015 markkinadatan (NP 2016e) perusteella määritetyt ylös- ja alassäädön todennäköisyys, keskimääräinen säätöhintojen erotus Elspot-hinnasta ja säätöhintojen odotusarvot. Tässä työssä todennäköisyydellä tarkoitetaan tilastollista todennäköisyyttä eli datasta määriteltyä historiatietoa siitä, kuinka suurella osuudella kaikista tunneista on ollut ylös- ja alassäätöä. Säätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus on keskimääräinen hintaero toteutuneilla ylös- ja alassäätötunneilla. Säätöhinnan odotusarvo lasketaan keskimääräisen hintaeron ja säätötuntien osuuden tulona. Taulukossa 2 esitetyt tulokset las- ketaan yhtälöiden 1-6 mukaan:

$$\text{ylössäädön todennäköisyys} = \frac{\text{ylössäätötuntien määrä}}{\text{kaikkien tuntien määrä}} \times 100 \% \quad (1)$$

$$\text{alassäädön todennäköisyys} = \frac{\text{alassäätötuntien määrä}}{\text{kaikkien tuntien määrä}} \times 100 \% \quad (2)$$

$$\text{ylössäätöhinta} - \text{spot} - \text{hinta} = \frac{\sum(\text{ylössäätöhinta} - \text{Elspot-hinta})}{\text{ylössäätötuntien määrä}} \quad (3)$$

$$\text{alassäätöhinta} - \text{spot} - \text{hinta} = \frac{\sum(\text{alassäätöhinta} - \text{Elspot-hinta})}{\text{alassäätötuntien määrä}} \quad (4)$$

$$\begin{aligned} \text{ylössäätöhinnan ja spot - hinnan erotuksen odotusarvo} = \\ (\text{ylössäädön todennäköisyys}) \times (\text{ylössäätöhinta} - \text{spot} - \text{hinta}) \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \text{alassäätöhinnan ja spot - hinnan erotuksen odotusarvo} = \\ (\text{alassäädön todennäköisyys}) \times (\text{alassäätöhinta} - \text{spot} - \text{hinta}) \end{aligned} \quad (6)$$

Yhtälöissä 1-6 käsitellään erikseen tilanne, kun Elspot-hinnan eriytymisen perusteella Suomen ja Ruotsin hinta-alueen SE1 välillä on pullonkaula sekä tilanne, kun pullonkaulaa

ei ole. Suomella on SE1:n lisäksi muitakin hinta-alueapureita, mutta yksinkertaisuuden vuoksi valitaan vain kyseinen alue, jonka mukaan pullonkaulatilanne määritellään. Suomen kannalta SE1 on merkittävä hinta-alue Elspot- ja säätöhintojen muodostumisessa, koska Suomeen siirretään SE1:n kautta runsaasti vesivoimalla tuotettua sähköä. Rajasiirtoyhteyden tilanne vaikuttaa merkittävästi Suomen Elspot- ja säätöhintoihin. Lisäksi pullonkaulatilanne Suomen ja alueen SE1 välillä on hyvin usein samaan aikaan myös Suomen ja alueen SE3 välillä.

Taulukko 2. Säätojen todennäköisyydet, keskimääräiset säätöhintojen ja Elspot-hintojen erotukset sekä säätöhintojen odotusarvot.

	ei pullonkaulaa	pullonkaula
<i>ylössäädön todennäköisyys (%)</i>	33,7	25,0
<i>alassäädön todennäköisyys (%)</i>	45,4	37,9
<i>ylössäätöhinta – spot-hinta (€)</i>	8,15	30,06
<i>alassäätöhinta – spot-hinta (€)</i>	-5,35	-14,70
<i>ylössäätöhinnan ja spot-hinnan erotuksen odotusarvo (€)</i>	2,75	7,52
<i>alassäätöhinnan ja spot-hinnan erotuksen odotusarvo (€)</i>	-2,43	-5,57

Taulukosta 2 havaitaan, että molemmissa tilanteissa alassäätö on todennäköisempää kuin ylössäätö. Pullonkaulatilanteessa säätö on epätodennäköisempää kuin pullonkaulatilanteessa. Tämä voidaan perustella siten, että pullonkaulatilanteessa säätötilanteeseen vaikuttavat ainoastaan Suomen tasevastaavien tasevirheet. Muulloin myös SE1:n sekä mahdollisesti muualla yhtenäisellä hinta-alueella toimivien tasevastaavien tasevirheet vaikuttavat säätötilanteeseen. Lämpötila- ja tuulisuussennusteet tulevat kaikille ennustajille pitkälti samoilta tahoilta. Ennustevirheet ovat usein samansuuntaiset, ja ne kumuloiduvat aiheuttaen todennäköisemmin virheen mukaisen säädön. Lisäksi pullonkaulatilanteessa säätöherkkyys on mahdollisesti pienempi, eli pullonkaulatilanteessa sallitaan keskimäärin suurempi taajuuspoikkeama ennen kuin säätöä aktivoidaan. Lisäksi yksi mahdollinen selitys on Fingridin ja Ruotsin tasesähköyksikön Svenska Kraftnätin väliset vastakaupat. (Pietilä 2016)

Viimeisen kolmen vuoden ajan säätömarkkinat ovat olleet aiempaa aktiivisemmat, koska tuulivoiman määrä on merkittävästi kasvanut. Erityisesti alassäädön todennäköisyys on noussut verrattuna aiempiin vuosiin. Vuosina 2007-2011 alassäätö oli nykyistä epätodennäköisempää. Alassäätöä oli noin 19 % kaikista tunneista, ylössäätöä 29 % tunneista ja säätöä ei ollut ollenkaan noin 52 % tunneista (Westerlund 2013). Ylössäätö on siis ennen ollut yleisempää kuin alassäätö. Taulukon 2 tilastollisista todennäköisyyksistä voi päätellä, että nykyään alassäätö on hieman yli kaksinkertaisesti todennäköisempää kuin aiemmin. Ylössäädön todennäköisyys on puolestaan pysynyt lähes ennallaan.

Taulukosta 2 havaitaan, että pullonkaulatilanteessa keskimääräiset säätöhintojen ja Elspot-hinnan erotukset sekä säätöhintojen odotusarvot ovat itseisarvoltaan huomattavasti suurempia kuin silloin, kun pullonkaulaa ei ole. Pullonkaulatilanteessa Ruotsin ja Norjan lukuisista vesivoimalaitoksista saatavaa edullista säätösähköä ei voida siirtää Suomeen vastaamaan Suomen ylössäättötarpeeseen. Tällöin on aktivoitava fyysisesti Suomessa sijaitsevia ylössäättötarjojousia, joiden hinta on tavallisesti korkeampi kuin Ruotsissa ja Norjassa. Alassäätö voidaan toteuttaa helposti vähentämällä tuontia Suomeen. Tällöin Elspot-kaupan perusteella laskettu pullonkaulatilanne poistuu ja allassäätöhinta on sama Suomessa ja Ruotsissa. Kuitenkin Suomen Elspot-aluehinta on voinut olla huomattavasti Ruotsin hintaa korkeampi, jolloin Suomessa on suuri allassäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus. Odotusarvoista voidaan päätellä, että molemmissa tilanteissa tasesähkön hinnan odotusarvo on hieman Elspot-hintaa korkeampi, sillä ylössäättöhinnan odotusarvo eroaa Elspot-hinnasta enemmän kuin allassäätöhinnan odotusarvo.

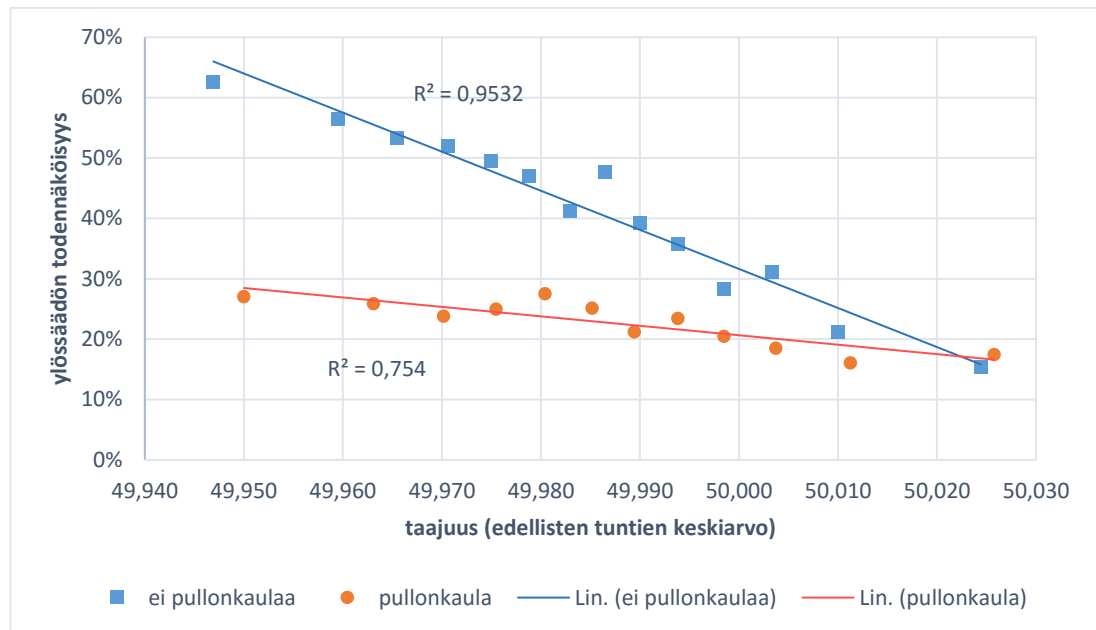
Kappaleissa 3.1-3.8 tutkitaan tarkemmin aiemmin esitettyjen indikaattoreiden vaikutusta säätömarkkinoihin. Tärkeimmät tulokset esitetään graafisesti. Tuloksin helpottamiseksi esitetään kunkin kuvaajan trendiviiva ja sen korrelaatiokerroin R^2 . Trendiviiva valitaan korrelaatiokerroimen perusteella, ja se voi olla lineaarinen, eksponentiaalinen tai polynomisen. Ensisijaisesti pyritään valitsemaan lineaarinen trendiviiva, jos sen antama korrelaatiokerroin ei ole oleellisesti huonompi kuin polynomisella tai eksponentiaalisella trendiviivalla. Korrelaatiokerroin saa aina arvon välillä 0-1. Korrelaatio on sitä parempi, mitä lähempänä yhtä sen arvo on. Lämpötila- ja tuulisuuseennusteita tutkittaessa huomioidaan ainoastaan Suomen lämpötilat ja tuulisuudet. Vesitilannetta tutkittaessa huomioidaan koko Pohjoismaiden tilanne. Todellisen tilannekuvan saamiseksi myös muiden alueiden kuin Suomen tutkiminen olisi aiheellista, mutta tutkimiseen ja päivittäiseen seuraamiseen ei ole käytössä riittävästi resursseja. Riittävän hyviin tuloksiin päästään myös pelkällä Suomen sisäisellä analyysillä, sillä pullonkaulatilanne on yleinen, verkon taajuus on sama yhtenäisessä vaihtosähköverkossa ja sääennusteiden virheet ovat usein samansuuntaiset Suomessa ja muualla markkina-alueella.

3.1 Verkon taajuus ja aikapoikkeama

Taajuuden ylittäessä normaalialueen 49,9-50,1 Hz automaattiset reservit reagoivat alassäätöä varten. Taajuuden alittaessa alueen reservit reagoivat ylössäätöä varten. Taajuus voi kuitenkin heilahdella yhden käyttötunnin aikana jatkuvasti 50,0 hertsin molemmin puolin, ja siksi tunnin keskimääräisestä taajuudesta ei välttämättä voi päätellä mitään. Elbas-kaupan ja säätömarkkinoiden aikataulujen vuoksi reaaliaikaisen taajuuden tai käyttötuntia edeltävän tunnin taajuuden seuraamisesta ei ole hyötyä Elbas-kaupankäynnin kannalta, koska kaupankäynti päättyy tunti ennen käyttötunnin alkua.

Seuraavaksi tutkitaan edeltävien tuntien taajuuksien vaikutusta säätömarkkinoihin. Tutkimuksen avulla selvitetään, voidaanko säädön suunta arvioida edellisten tuntien taajuuksien perusteella. Oletuksena on, että myös säättötarjojousia aktivoidaan verkon taajuuden

trendin mukaan (Pietilä 2016). Tutkittavaksi aikaväliksi valittiin Elbas-kaupankäynnin sulkeutumishetkellä kolmen viimeisimmän tunnin taajuuden keskiarvo. Esimerkiksi tunnin 18 säätöä arvioitaessa hyödynnetään tuntien 14, 15 ja 16 taajuuksien keskiarvoa. Kuvassa 14 on havainnollistettu, miten yössäädön todennäköisyys riippuu edellä mainitusta verkon taajuuden kolmen tunnin keskiarvosta. Otokseksi valittiin 14.10.2014-31.12.2015. Aiempaa tuntitason taajuuden mittaustietoa ei ollut saatavilla. Tutkimuksessa käytetyt taajuuden tuntikeskiarvot on kerätty EnerimEMS-energianhallintajärjestelmästä (EMS 2016).

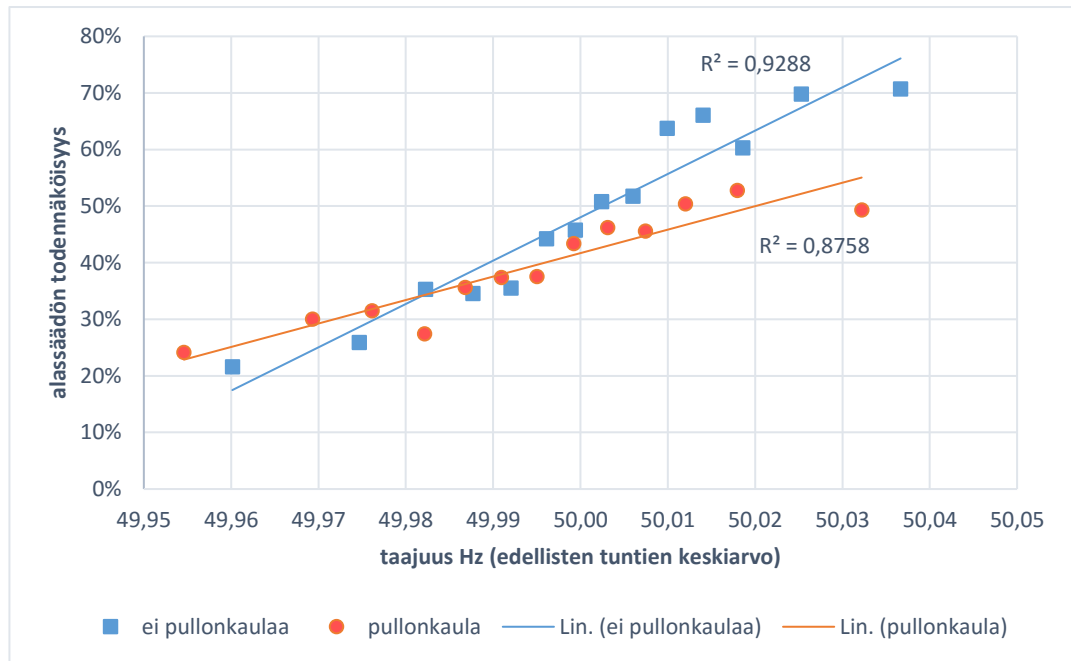


Kuva 14. Ylössäädön todennäköisyyden riippuvuus edellisten tuntien taajuuksista.

Yhden pisteen x- ja y-akseleiden arvot ovat laskettu määrittämällä x-akselin (taajuus) arvoille arvovälit, joista jokaisen välin sisällä on toteumaa noin 90 tunnilta (pullonkaula) tai 120 tunnilta (ei pullonkaulaa). Arvoväleissä lasketaan yössäätötuntien osuus, joka on pisteen arvo y-akselilla. Tuntien taajuuksien keskiarvosta saadaan x-akselin arvo. Yhden käyrän kaikkien pisteiden otokset ovat lähes yhtä suuret, jotta kaikki pisteet olisivat yhtä merkittäviä ja tuloksista muodostettu trendiviiva olisi luotettava.

Kuvasta 14 voidaan havaita, että yössäädön todennäköisyydellä ja edellisten tuntien taajuudella on lineaarinen riippuvuus. Pullonkaulatilanteessa on erittäin hyvä ja pullonkaulatilanteessa kohtalainen korrelaatiokerroin. Käyrien kulmakertoimista voidaan päätellä, että pullonkaulatilanteessa todennäköisyyttä voi arvioida paremmin, sillä todennäköisyys vaihtelee noin 15 prosentista noin 65 prosenttiin. Pullonkaulatilanteessa todennäköisyys vaihtelee huomattavasti vähemmän ja on kaikilla taajuuksilla lähellä taulukon 2 referenssiarvoa. Pullonkaulatilanteessa ei saatu jyrkempää kulmakerrointa vaihtamalla kolmen tunnin keskiarvo kahden tunnin keskiarvoksi.

Kuvassa 15 on esitetty vastaava alassäädön todennäköisyyden riippuvuus edellisten tuntien taajuuksista. Otoksen aikaväli on sama kuin kuvassa 14, ja kuvien trendiviivat on muodostettu samalla periaatteella.



Kuva 15. Alassäädön todennäköisyyden riippuvuus edellisten tuntien taajuuksista.

Alassäädön todennäköisyys on ylössäädön tapaan lineaarisesti riippuvainen edellisten tuntien taajuudesta. Edellisten tuntien taajuuksien keskiarvon ollessa alhainen, 49,96 Hz tai alle, alassäädön todennäköisyys on molemmissa tapauksissa noin 20 %. Taajuuden keskiarvon ollessa korkea, yli 50,03 Hz, alassäädön todennäköisyys on noin 50 % tai jopa 70 % pullonkaulatilanteessa. Korrelaatiokerroin on pullonkaulatilanteessa erittäin hyvä ja pullonkaulatilanteessakin hyvä.

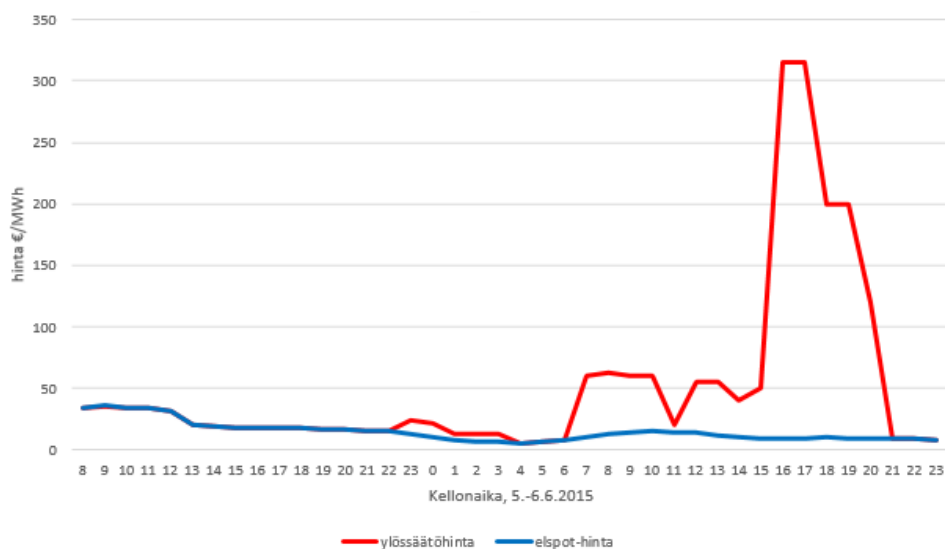
Taajuudella ja säätöhinnoilla ei tutkimuksen perusteella vaikuta olevan selkeää riippuvuutta. Kun pullonkaulaa ei ole, säätöhinnat ovat lähes samat kuin taulukon 2 referenssihinnat ja pysyvät keskimäärin melko tasaisena kaikilla taajuuksilla. Korrelaatiokertoimet ovat pienet. Pullonkaulatilanteessa alassäätöhinnan ja spot-hinnan erotus on keskimäärin -17...-22 €. Ero taulukon 2 referenssiarvoihin selittyy otoskoolla, joka on taajuutta tutkittaessa merkittävästi pienempi. Pullonkaulatilanteessa ylössäätöhinnan ja spot-hinnan erotus vaihtelee välillä 20-70 € eikä pistejoukosta ole mahdollista piirtää järkevää trendiviivaa. Korkeita ylössäätöhintoja ei siis voida ennakoida edellisten tuntien taajuuden keskiarvoa seuraamalla.

Taajuuden lisäksi aikapoikkeama indikoi tulevien tuntien säädöistä. Aikapoikkeama on vaihtosähköverkon taajuuden mukaan käyvän kellon ja sähköverkon taajuudesta riippumattoman vertailukellon aikaero sekunneissa. Aikapoikkeaman ollessa nolla on verkon taajuus ollut keskimäärin tasan 50,0 Hz. Aikapoikkeaman sallittu vaihteluväli on +/- 30

sekuntia. (FG 2016a) Aikapoikkeama on seuraus pitkään jatkuneesta taajuuden epätasapainosta. Esimerkiksi tunnin mittainen 50,1 Hz taajuus aiheuttaa +7,2 sekunnin aikapoikkeaman (Partanen 2014). Aikapoikkeaman lähestyessä +/- 30 sekuntia on ryhdyttävä poikkeamaa tasaaviin toimiin. Seuraamalla aikapoikkeaman kehitystä voidaan arvioida tulevien tuntien säädön suuntaa. Aikapoikkeama lähestyy +30 sekuntia, kun taajuus on ollut pitkään keskimäärin yli 50,0 Hz. Tällöin useiden tuntien mittainen alassäätö on todennäköinen. Aikapoikkeaman korjaustoimenpiteet pyritään tekemään pienen kulutuksen aikaan öisin (Pahkala 2006). Empiiristen havaintojen perusteella öisin on usein muutama tunti peräkkäin joko ylös- tai alassäätöä, mille aikapoikkeaman korjaustoimenpiteet ovat yksi todennäköinen selitys. Säätohinnan ja spot-hinnan erotus on kuitenkin yleensä melko pieni alhaisen kulutuksen aikana.

3.2 Poikkeustilanteet ja häiriöt voimalaitoksissa ja rajasiirtohyteyksissä

Kun suuri tuotantoyksikkö, esimerkiksi ydinvoimalaitos, vikaantuu ja irtoaa verkosta, verkko on merkittävän alijäämäinen tuotannossa ja verkon taajuus romahtaa. Taajuuden romahtamiseen reagoivat ensimmäisenä automaattiset vakautusreservit ja myöhemmin palautusreservit. Kyse on siis ylössäätötilanteesta. Ydinvoimalaitokset ovat teholtaan suurimpia tuotantoyksiköitä, joiden putoaminen verkosta yleensä aiheuttaa voimakkaan ylössäätötarpeen myötä korkean ylössäätöhinnan. Esimerkiksi 5.-6.6.2015 Olkiluoto 2 vikaantui ja oli poissa verkosta noin 21 tuntia. Vikaantuminen alkoi Suomen aikaa 5.6. kello 23.54 ja päättyi 6.6. kello 21.00. (NP UMM 2016) Kuvassa 16 on esitetty, millaisia säätohintoja vikaantuminen aiheutti.



Kuva 16. Sääto hinnat 5.-6.6.2015 Olkiluoto 2:n vikaantumisen aikana. (NP 2016d)

Olkiluoto 2:n teho on 880 MW, ja tällä hetkellä se on Suomen suuritehoisin tuotantoyksikkö yhdessä Olkiluoto 1:n kanssa (EV 2016). Olkiluoto 2:n putoaminen verkosta aiheutti korkeita ylössäätöhintoja, kuten kuvasta 13 voidaan havaita. Korkeimmillaan hinta oli 315 €/MWh 6.6.2015 tunneilla 17 ja 18, ja näiden tuntien aikana verkon tehovaje oli 189 MWh ja 351 MWh (NP 2016d). Ylössäätöhinta ei itse asiassa ollut kovin korkea tilanteen vakavuuteen nähden, sillä kesäkuun 6. päivä oli lauantai, jolloin sähkönkulutus on pienempää kuin arkipäivisin eikä Ruotsin rajasiirtoyhteyksissä ollut pullonkaulaa. Lisäksi kesällä kulutus on vuositasolla alhaisinta. Alhaisen kulutuksen vuoksi melko edullista säätövoimaa oli käytettävissä. Ylössäätöhinta olisi ollut huomattavasti korkeampi, jos vikaantumisen olisi tapahtunut korkeamman kulutuksen aikana tai pullonkaulatilanteessa.

Kaikkein korkeimmat ylössäätöhintapiikit Suomessa ovat usein olleet silloin, kun suuritehoinen voimalaitos vikaantuu korkean kulutuksen aikana. Näin tapahtui varhain perjantainaamuna 22.1.2016 tunnilla 6, jolloin lämpötila oli vuositasolla alhaisimmillaan ja kulutus lähellä huippua. Vaskiluoto 2:n kivihiililaitoksesta 103 MW osuus putosi verkosta, joka yhdessä ennustettua kylmemmän sään kanssa aiheutti 212 MWh ylössäädön. Kulutusennuste oli selvästi alakantissa, Ruotsin rajasiirtoyhteydet maksimiteholla ja kaikki kaupalliset ylössäätötarjoukset käytettiin. Ylössäätötarjouksia oli markkinoilla tuntemattomasta syystä tavallista vähemmän. Tunnin ylössäätöhinta oli 3000 €/MWh, joka on Suomen hinta-alueen kaikkien aikojen korkein ylössäätöhinta. (NP UMM 2016; FG 2016c) Korkeimmat ylössäätöhinnat aiheutuvat huippukuormalaitosten käynnistämisestä. Ylössäätötarjouksen hintaan sisältyvät laitoksen muuttuvat kustannukset sekä käyttövalmiuden ylläpidosta aiheutuvat kustannukset. Kyseiset huippukuormalaitokset saattavat olla käynnissä vuositasolla vain muutaman tunnin, ja näiden tuntien aikana on kyettävä kattamaan kaikki kustannukset.

Ylössäädön suuruus megawattitunneissa ei ole riittävä parametri kuvaamaan ylössäätöhinnan suuruutta, sillä esimerkiksi edellä mainittua ennätystuntia seurasi 383 MWh tehovajeinen tunti, jonka ylössäätöhinta oli 1000 €/MWh sekä 313 MWh tehovajeinen tunti, jonka ylössäätöhinta oli 315 €/MWh. Suuremmat tehovajeet eivät siis aiheuttaneet yhtä korkeaa ylössäätöhintaa kuin tunnilla 6, koska säätösähkömarkkinoilla oli aktivoitavissa enemmän edullisempia ylössäätötarjouksia kuin tunnilla 6. (NP 2016d)

Voimalaitosten häiriöt ovat yleensä yllättäviä ja ennustamattomia tapahtumia, mutta niiden aiheuttamiin ylössäätöhintoihin voidaan varautua joissakin tilanteissa. Jos tiedetään, että suuri voimalaitos on pudonnut verkosta, on todennäköistä, ettei sitä saada nopeasti takaisin verkkoon. Esimerkiksi kuvan 16 tapauksessa korkeat ylössäätöhinnat olivat yli puoli vuorokautta ydinvoimalaitoksen vikaantumishetken jälkeen. Mikäli tasevastaavan taseessa on seuraavien tuntien aikana todennäköisesti hankinnassa alijäämää, kannattaa tasesähkön sijaan käydä Elbas-kauppaa, koska on olemassa suuri riski korkealle ylössäätöhinnalle. Haasteita aiheuttaa kuitenkin Elbas-kaupankäynnin aikataulu, koska kaupat on sovittava viimeistään tunti ennen käyttötunnin alkua. Sillä hetkellä tasepoikkeaman

suuruudesta ja suunnasta ei välttämättä ole vielä riittävän luotettavaa arviota. Suurten voimalaitosten vikaantumiset ovat julkista, lähes reaaliaikaista tietoa, jota seurataan markkinoilla Nord Poolin UMM-järjestelmän kautta. Kun markkinat saavat tiedon merkittävästä häiriöstä, Elbas-kaupankäynti vilkastuu: olemassa olevat kohtuullisesti hinnoitellut myyntitarjoukset hyväksytään ja uusia myyntitarjouksia ei todennäköisesti jätetä.

Yllättävien vikaantumisten ohella ylössäätöhintojen kannalta kriittinen hetki on tunnilla, jolloin on ilmoitettu suuren voimalaitoksen käynnistyvän. Joskus käynnistyminen saattaa viivästyä. Koska tuotantoennuste tehdään ilmoitetun käynnistymisen mukaan, ongelmatilanteessa turvaudutaan säätömarkkinoihin.

Rajasiirtoyhteyden vikaantuminen on vastaava tilanne voimalaitosten vikaantumisten kanssa. Suomen kannalta Ruotsin ja Venäjän väliset rajasiirtoyhteydet ovat kriittisimmät, sillä näissä siirtoyhteyksissä sähkön siirron suunta on yleensä ulkomailta Suomeen. Maalla sijaitsevan rajasiirtoyhteyden vikaantuminen on harvinaista, mutta merikaapelit vikaantuvat melko usein. Suomella on merikaapeliyhteyksiä Viroon ja Ruotsin hinta-alueelle SE3. Kyseiset markkina-alueet eivät kuitenkaan ole Suomen sähkönhintojen kannalta merkittävimpiä, eivätkä kaikki vikaantumiset juuri näy säätöhinnoissa. Vuonna 2015 Ruotsin Dannebon ja Rauman välinen 400 MW Fenno-Skan 1 merikaapeli vikaantui muutamia kertoja, mutta vikaantuminen ei aiheuttanut kertaakaan merkittävän korkeaa ylössäätöhintaa. Sen sijaan 26.1.2016 klo 6 aamulla 800 MW Fenno-Skan 2:n vikaantuminen puolestaan aiheutti lähes 300 €/MWh hintapiikin. (NP UMM 2016)

Suomeen tuleva siirtokapasiteetti pienenee, kun rajasiirtoyhteys ei ole osittain tai kokonaan käytettävissä. Esimerkiksi 7.10.-11.10.2015 Suomen ja Ruotsin alueen SE1 välistä voimalinjaa huollettiin ja siirtokapasiteetti aleni noin 1100 MW (FG 2016d). Siirtokapasiteetin rajoituksen vuoksi Suomen Elspot-hinta kohosi useilla tunneilla yli sataan euroon megawattitunnilta. Aamulla 7.10. Meri-Porin kivihililaitoksesta vikaantui 165 MW tehoa noin neljän tunnin ajaksi. Rajasiirtokapasiteetin pienentyminen, suuren voimalaitoksen vikaantuminen ja muut tekijät aiheuttivat yhdessä 257 MWh tehovajeen aamun tunnille 8 ja 500 €/MWh ylössäätöhinnan tunneille 8 ja 9. (NP 2016d; NP UMM 2016) Rajasiirtokapasiteetin poikkeustilanteessa on siis huomattava riski korkealle ylössäätöhinnalle, jolta on erittäin tärkeää suojautua tarkoilla ennusteilla ja aktiivisella Elbas-kaupalla.

3.3 Lämpötila ja ennusteen epätarkkuus

Pohjoismaissa sähkönkulutus on hyvin lämpötilariippuvaista, kuten luvun 2 kuvan 1 tuotantotilastosta voi havaita. Vuositasolla lämpötilat ovat kesäisin lähes aina korkeimmillaan ja talvisin alhaisimmillaan. Kulutus on korkeimmillaan talvella ja alhaisimmillaan kesällä. Elspot-hinta seuraa osittain kulutusta, joten se on usein talvella keskimäärin korkeampi kuin kesällä. Korkean kulutuksen aikana on käytössä Elspot-hintaehtoisesti sellaiset tuotantolaitokset, jotka ovat käytettävissä säätömarkkinoilla alhaisempien Elspot-hintojen aikana. Toisin sanoen edullisesta säätövoimasta on enemmän pulaa talvella kuin

kesällä ja tämän vuoksi ylössäätohinnat ovat talvella yleensä korkeampia. Verrataan vuoden 2015-2016 jouluihelmikuun keskimääräisiä säätohintoja vuoden 2015 kesä-elokuuhun. Talvella keskimääräinen ylössäätohinna ja Elspot-hinnan erotus oli 31,85 €. Alasäätohinna ja Elspot-hinnan erotus oli -14,95 €. Kesällä 2015 vastaavat erotukset olivat ylössäädölle 23,47 € ja alassäädölle -16,35 €. Elspot-hinnan keskiarvo oli talvella 30,25 € ja kesällä 26,79 €. (NP 2016e) Sekä vuoden 2015 kesäkuukaudet että 2015-2016 talvi-kuukaudet sisälsivät paljon isoja sääto- ja Elspot-hintojen erotuksia. Talvella ylössäätohinna oli keskimäärin korkeampi kuin kesällä, mutta kesällä oli keskimäärin suurempi alassäädön hintaero. Edellisen vuoden vastaavia aikavälejä verratessa saadaan samankaltaisia tuloksia, tosin vuosi 2014 oli säätohinnoiltaan huomattavasti maltillisempi ja Elspot-hinnat olivat keskimäärin korkeammat kuin vuonna 2015. Vertailun perusteella ei kuitenkaan voi päätellä säätohintojen käyttäytymistä tulevaisuudessa eri vuodenaikoina, koska lämpötila, jonka vaikutusta vertailussa arvioitiin, ei ole ainoa säätohintoihin vaikuttava tekijä.

Lyhyellä aikavälillä lämpötilaennusteiden tarkkuus on merkittävä säätoilanteeseen vaikuttava tekijä. Tasevastaavien sähkönkulutusennusteissa lämpötilaennuste on hyvin keskeinen informaatio, kuten kappaleessa 2.3.1 mainittiin. Seuraavan vuorokauden kulutusennusteet tehdään ennustamishetken lämpötilaennusteiden perusteella Elspot-kaupankäynnin aikataulujen vuoksi viimeistään kello 13 mennessä, joten lämpötilaennusteina käytetään aamupäivän ennusteita. Tällöin käyttötunti on aikaa 12-48 tuntia. Lämpötilan tarkka ennustaminen näin monta tuntia etukäteen on vaikeaa, ja lämpötilaennustevirheet aiheuttavat tasepoikkeamia tasevastaavien kulutustaseisiin. Jo yhden celsiusasteen ennustevirhe aiheuttaa virheen kulutusennusteeseen. Esimerkiksi 20.1.2016 erään Suomen mittauspisteen vuorokauden keskimääräinen lämpötilaennustevirhe oli peräti yli kuusi celsiusastetta alakanttiin, eli ennustettiin huomattavasti kylmempää kuin todellisuudessa oli. Kaikki tämän lämpötilaennusteen perusteella tehdyt kulutusennusteet olivat selvästi yläkantissa, ja alueella toimivan tasevastaavan kulutustase oli ylijäämäinen. (EMS 2016)

Mikäli edellisen aamupäivän lämpötilaennuste on alakantissa, seuraavan vuorokauden sähkönkulutus todennäköisesti ennustetaan liian korkeaksi, ja päinvastoin jos lämpötilaennuste on yläkantissa. On syytä huomata, että yksittäisen paikkakunnan lämpötilaennustevirhe vaikuttaa vain kyseisellä alueella toimivan tasevastaavan kulutusennustevirheeseen. Toisella puolella markkina-alueella lämpötilaennustevirhe on voinut olla päinvastainen, jolloin tasevirheet osittain kumoavat toisensa. Markkinoiden säätoilanne määräytyy kaikkien tasevastaavien tasepoikkeamien summasta. Edellä mainittuna päivänä 20.1.2016 osa tunneista oli ylössääto- ja alassääto- tunteja, joten lämpötilan ennustevirhe ei todennäköisesti ollut samansuuntainen kaikkialla markkina-alueella.

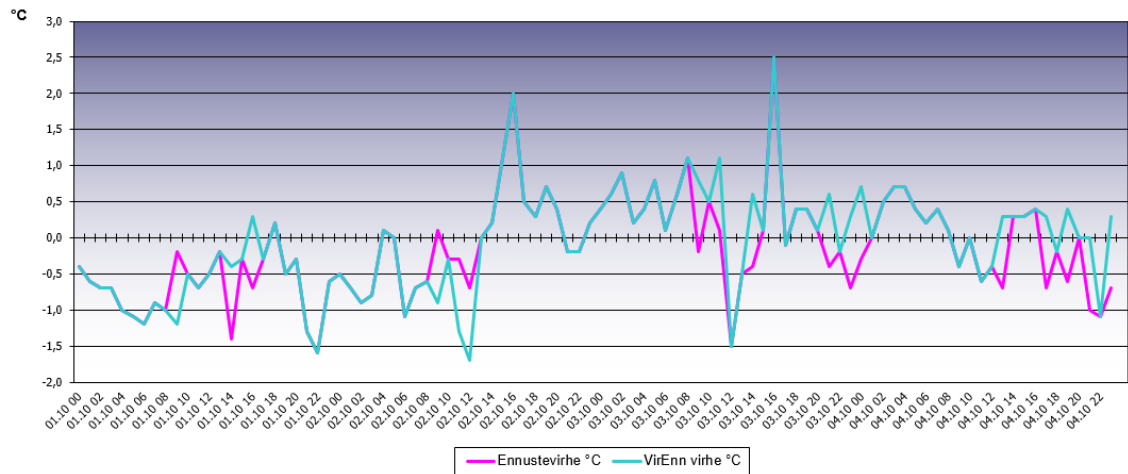
EnerimEMS-järjestelmään saadaan lämpötilaennusteet ja toteutuneet lämpötilat yhteensä 15 mittauspisteestä: Helsinki, Joensuu, Jyväskylä, Kokkola, Kouvola, Mikkeli, Mäntsälä, Nurmijärvi, Oulunsalo, Pori, Porvoo, Seinäjoki, Tampere ja Vaasa (EMS 2016). Kaupunkien yhteenlaskettu asukasluku edustaa 34,5 % Suomen asukasluvusta (TK 2016; VRK

2015). Mikäli kaupungit asetetaan edustamaan koko maakuntaa, eli esimerkiksi Jyväskylä edustaa Keski-Suomea ja Pori Satakuntaa, voidaan kaupungeille laskea painokertoimet maakuntien asukaslukujen perusteella. Painokerrointen mukaan lasketaan kaikkien mittauspisteiden lämpötilaennusteen painotettu keskiarvo, joka edustaa Suomen keskimääräistä lämpötilaennustetta kullekin tunnille. Painokertoimet saavat arvon välillä 0-1, ja niiden yhteenlaskettu summa on yksi. Painokerroin kertoo, kuinka suuri osa Suomen sähkönkulutuksesta sijaitsee kunkin lämpötilamittauspisteen vaikutusalueella. Lämpötilan mittauspisteiden rajallisuuden vuoksi eksaktiin kulutusjakaumaan ei päästä, mutta kyseinen menettely antaa melko hyvän arvion. Asukasluku on hyvä peruste painokertoimille, sillä kotitalouksien sähkönkulutus on huomattavasti lämpötilariippuvaisempaa kuin teollisuuden sähkönkulutus. Teollisuuden levittyneisyyttä ei siis huomioida. Taulukossa 3 on esitetty mittauspisteiden painokertoimet.

Taulukko 3. Mittauspisteiden painokertoimet.

kaupunki	painokerroin	kaupunki	painokerroin
Helsinki	0,324	Nurmijärvi	0,022
Joensuu	0,039	Oulu (Oulunsalo)	0,097
Jyväskylä	0,066	Pori	0,053
Kokkola	0,016	Porvoo	0,026
Kouvola	0,043	Seinäjoki	0,046
Kuopio	0,059	Tampere	0,120
Mikkeli	0,036	Vaasa	0,043
Mäntsälä	0,011		

Lämpötilaennusteissa ja toteutuneissa lämpötiloissa käytetään niin sanottua ekvivalenttilämpötilaa, joka huomioi ilman lämpötilan lisäksi muitakin sähkönkulutukseen vaikuttavia säätekijöitä kuten tuulisuus, aurinkoisuus ja lämmön varastoituminen. Kuvassa 17 on havainnollistettu EnerimEMS-järjestelmässä tilastoitua Tampereen ekvivalenttilämpötilan ennustevirhettä aikavälillä 1.-4.10.2015. Kuvassa sininen käyrä (VirEnn virhe) kertoo lämpötilaennustevirheen kulutuksen ennustamishetkellä verrattuna toteutuneeseen lämpötilaan. Violetti käyrä (Ennustevirhe) kertoo puolestaan lähempänä käyttötuntia päivittyneen lämpötilaennusteen virheen. Kun ennustevirhe on positiivinen, ennuste on yläkantissa verrattuna toteutuneeseen lämpötilaan. Lähempänä käyttötuntia päivittyneet lämpötilaennusteet ovat pääsääntöisesti hieman parempia kuin edellisen päivän ennusteet. Esimerkiksi vuonna 2015 Tampereen lämpötilaennusteen virhe ennustamishetkellä oli keskimäärin 0,95 °C, ja päivittyneen lämpötilaennusteen virhe oli keskimäärin 0,86 °C (EMS 2016). Merkittävästä parannuksesta ei kuitenkaan ole kyse, ja jopa ennusteen huonontuminen päivityksen yhteydessä on melko yleistä.

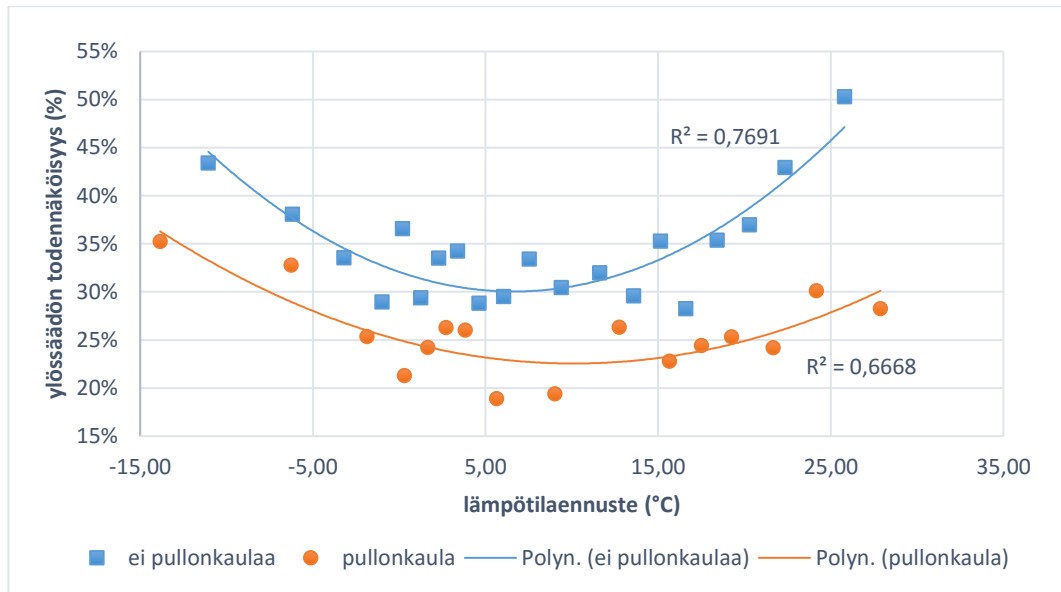


Kuva 17. Lämpötilaennustevirhe Tampereella 1.-4.10.2015. (EMS 2016)

Jatkossa tässä työssä lämpötilaennusteina ja ennustevirheinä käytetään taulukon 3 painokerrointen mukaan painotettua lämpötilaa. Tutkittavia indikaattoreita ovat lämpötilaennuste, lämpötilaennusteen virhe ja lämpötilaennusteen muutos vuorokauden takaisesta. Kunkin tutkimuskohteen otos on vuoden 2013 ensimmäisestä tunnista vuoden 2015 viimeiseen tuntiin.

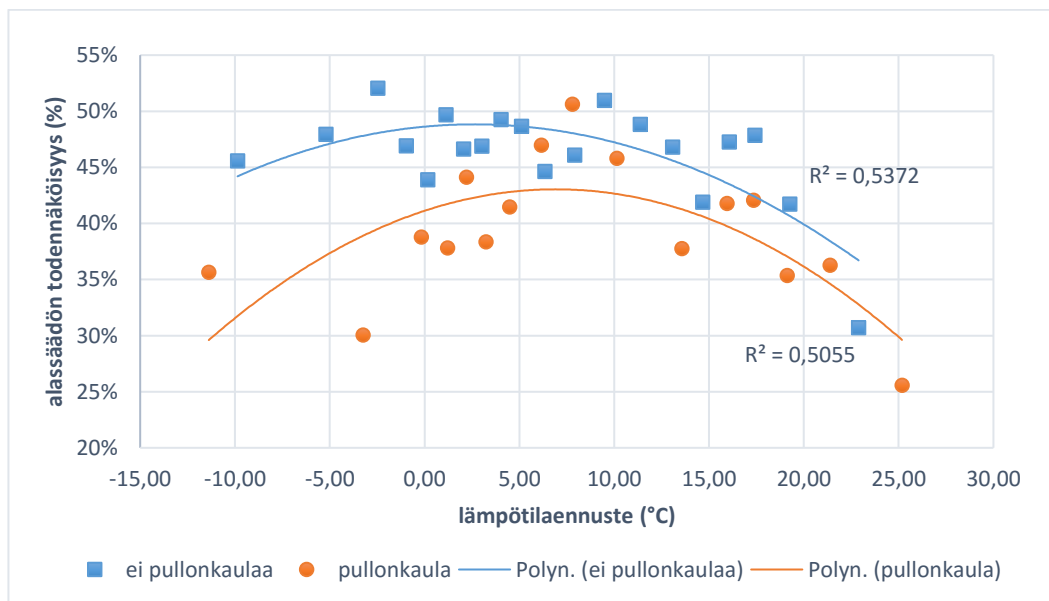
3.3.1 Lämpötilaennuste

Lämpötilaennuste korreloi käänteisesti sähkönkulutusennusteen kanssa. Korrelaatio on $-0,78$, eli lämpötila selittää 78-prosenttisesti kulutusta. Loput 22 prosenttia ovat ihmisen käyttäytymisestä riippuvia tekijöitä. Alhainen lämpötila indikoi korkeaa kulutusta ja päinvastoin. Suomen sähkönkulutuksella painotettu keskimääräinen ekvivalenttilämpötila 2013-2015 on ollut noin $8,2\text{ °C}$, eikä eri vuosien välillä ole merkittävää eroa. Säätohintojen riippuvuudet lämpötilaennusteesta ovat heikot. Korrelaatiokertoimet ovat pienet, eikä kaikista pistejoukoista voi muodostaa järkevää trendiviivaa. Tästä syystä kuvaajia ei katsota tarpeelliseksi esittää graafisesti. Kuvissa 18 ja 19 on havainnollistettu ylös- ja alasäädon todennäköisyyden riippuvuutta lämpötilaennusteesta. Kuten taajuutta tutkittaessa jokainen kuvaajan piste vastaa vähintään 150 tunnin keskiarvoa, ja yhden käyrän kaikkien pisteiden otoskoot ovat lähes yhtä suuret, jotta kaikki pisteet olisivat yhtä merkitseviä.



Kuva 18. Ylössäädön todennäköisyyden ja lämpötilaennusteen riippuvuus.

Kuvan 18 perusteella riippuvuus vaikuttaa polynomiselta ja suurimmat todennäköisyydet saadaan lämpötilaennusteiden äärilaidoissa. Sekä pullonkaulattomassa että pullonkaulatilanteessa käyrät ovat samankaltaiset, ja alhaisimmat todennäköisyydet ovat silloin, kun lämpötilaennuste on lähellä aiemmin mainittua keskimääräistä lämpötilaa. Korrelaatiokertoimet ovat kohtalaiset.

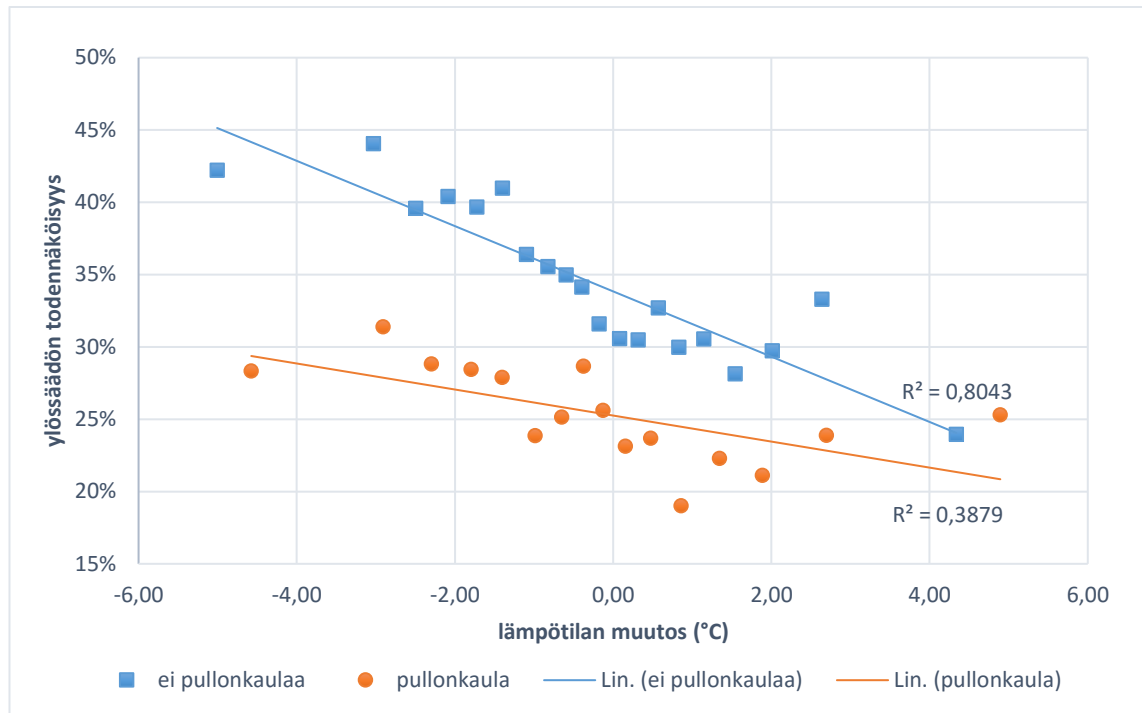


Kuva 19. Alassäädön todennäköisyyden ja lämpötilaennusteen riippuvuus.

Kuvan 19 perusteella alassäädön todennäköisyys vaikuttaa olevan käänteinen verrattuna ylössäädön todennäköisyyteen. Alhaisimmat todennäköisyydet ovat lämpötilaennusteiden äärilaidoissa, ja suurimmat todennäköisyydet puolestaan ovat lähellä keskimääräistä lämpötilaa. Korrelaatiokertoimet ovat kuitenkin melko heikot, joten tulokset eivät ole kovin luotettavia.

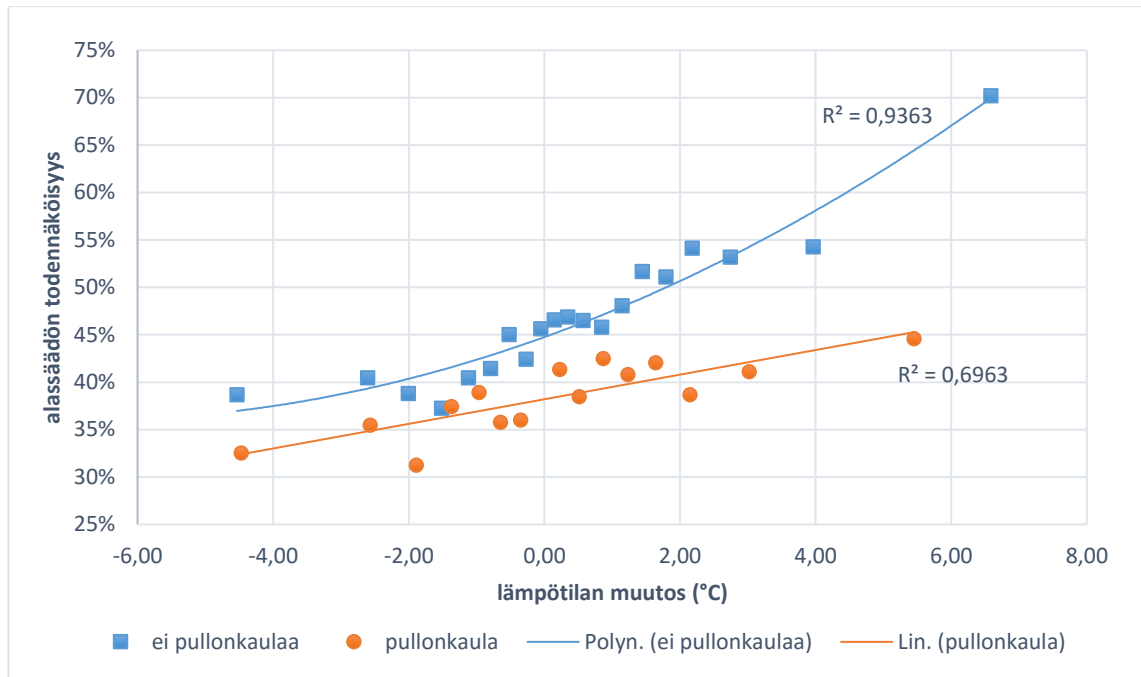
3.3.2 Lämpötilaennusteen muutos

Tässä kappaleessa tutkitaan, miten lämpötilaennusteen muutos verrattuna vuorokauden takaiseen saman tunnin ennusteeseen vaikuttaa säätöihin. Otoksessa lämpötilaennusteiden muutos vaihtelee välillä $-11,41 \dots 12,77$ °C. Negatiivinen etumerkki tarkoittaa kylmenemistä ja positiivinen lämpenemistä. Kuvissa 20 ja 21 on havainnollistettu ylös- ja alasäädön todennäköisyyden riippuvuutta vuorokauden takaisen lämpötilan muutoksesta. Yksittäisten pisteiden otokset ovat keskenään likimain yhtä suuret, jotta jokainen piste olisi yhtä merkitsevä.



Kuva 20. Ylössäädön todennäköisyyden ja lämpötilaennusteen muutoksen riippuvuus.

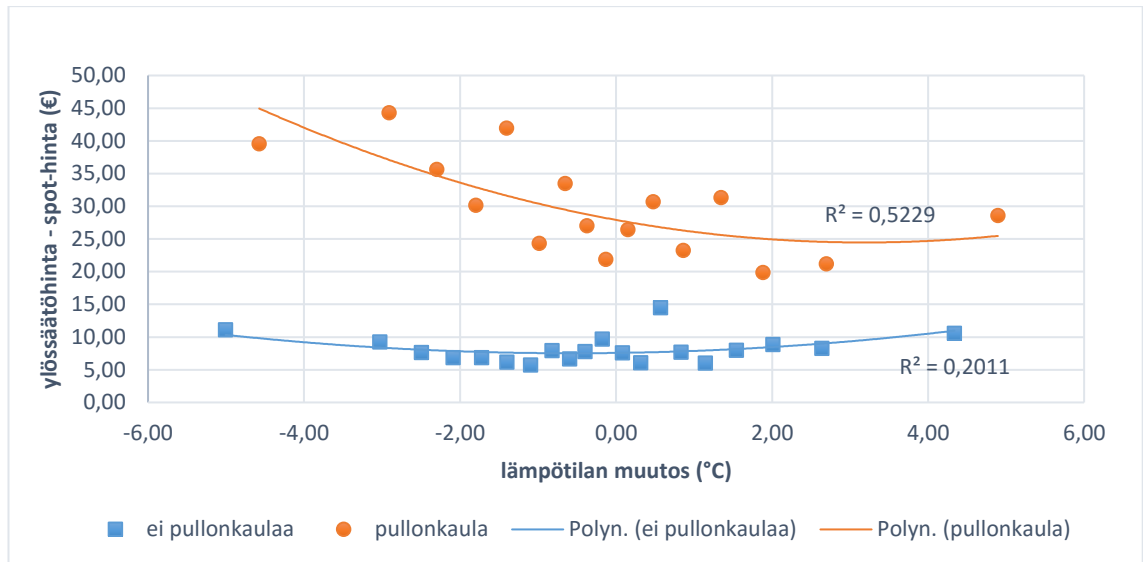
Kuvasta 20 havaitaan, että sekä pullonkaulatilanteessa että pullonkaulatilanteessa ylössäädön todennäköisyys suurenee, mitä enemmän lämpötilaennuste kylmenee. Lämpeneminen pienentää ylössäädön todennäköisyyttä. Trendikäyrien perusteella taulukon 2 referenssiarvojen mukaiset todennäköisyydet (33,7 % pullonkaulatilanteelle ja 25,0 % pullonkaulatilanteelle) saavutetaan, kun lämpötilaennusteen muutos on nolla eli lämpötilaennuste pysyy samana kuin tasan vuorokausi taaksepäin. Riippuvuus on lineaarinen, mutta pullonkaulatilanteessa on pieni korrelaatiokerroin. Pullonkaulatilanteessa tilanteessa riippuvuus on pullonkaulatilannetta selkeämpi.



Kuva 21. Alassäädön todennäköisyyden ja lämpötilaennusteen muutoksen riippuvuus.

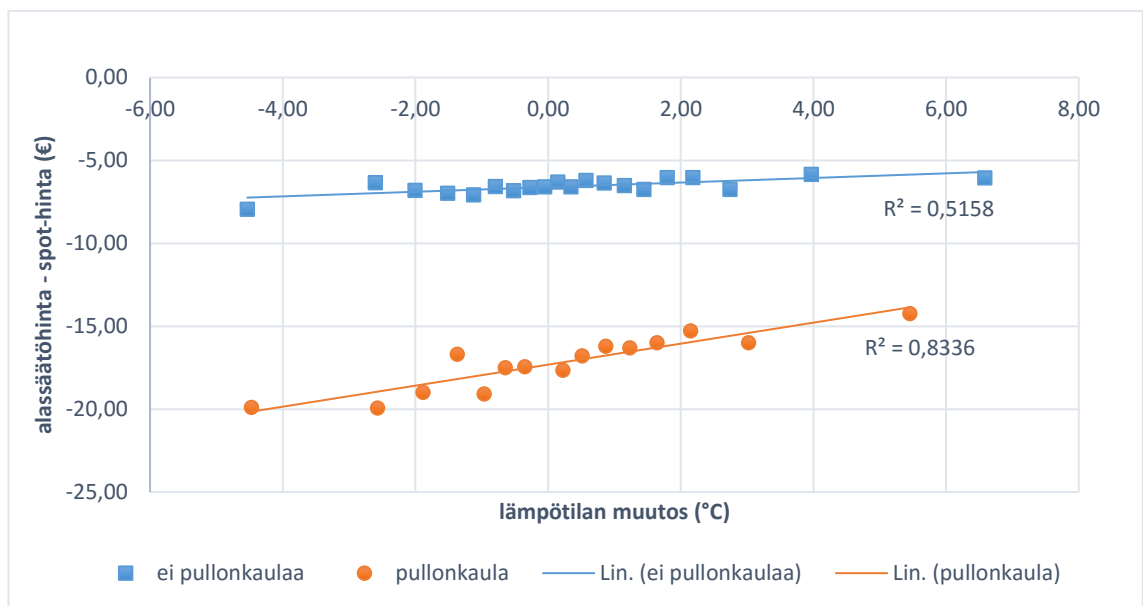
Kuvan 21 perusteella alassäätö on ylössäätöä riippuvaisempi lämpötilan muutoksesta, sillä korrelaatiokertoimet ovat merkittävästi suuremmat. Kun lämpötilaennuste suurenee vuorokauden takaisesta ennusteesta yli kuusi celsiusastetta, alassäädön todennäköisyys on noin 70 % pullonkaulattomassa tilanteessa. Ennusteen pienentyessä yli neljällä celsiusasteella todennäköisyys on alle 40 %. Pullonkaulatilanteessa todennäköisyydet ovat alhaisemmat eikä riippuvuus ole korrelaatiokertoimen perusteella yhtä selkeä. Alassäädön todennäköisyys on taulukon 2 referenssiarvojen mukainen, kun ennusteen muutos on nolla.

Yhteenvetona kuvista 20 ja 21 voidaan päätellä, että pullonkaulattomassa tilanteessa sekä ylös- että alassäädön todennäköisyys voidaan melko hyvin arvioida lämpötilaennusteen muutoksen perusteella. Sen sijaan pullonkaulatilanteessa ei päästä yhtä hyvään varmuuteen. Lämpeneminen nostaa alassäädön todennäköisyyttä ja kylmeneminen nostaa ylössäädön todennäköisyyttä. Ilmiö voidaan perustella siten, että sähkönkulutusennusteet eivät keskimäärin pysy lämpötilan muutosten mukana. Ilman kylmetessä tai lämmitessä jatketaan lähellä eilisen ja edellisten päivien kulutusennusteiden tasoa, ja ennusteet reagoivat liian vähän lämpötilan muutoksiin. Tasevastaavien yhteenlaskettu kulutusennusteen virhe aiheuttaa täten tarpeen ylös- tai alassäädölle. Todennäköisyyksien lisäksi lämpötilaennusteen muutos antaa hieman paremman indikaation säätöhintoille kuin pelkkä lämpötila. Kuvissa 22 ja 23 on havainnollistettu säätöhintojen ja lämpötilaennusteen muutoksen välistä riippuvuutta.



Kuva 22. Ylössäättöhinnan ja lämpötilan muutoksen riippuvuus.

Pullonkaulatilanteessa ylössäättöhintojen ero spot-hintaan on keskimäärin suurimmillaan, kun ilma kylmenee. Mitä enemmän ilma kylmenee, sitä korkeampi on keskimääräinen ylössäättöhinta. Pullonkaulatilanteessa hintaerot ovat melko tasaiset kaikilla lämpötilan muutoksilla. Korrelaatiokertoimet ovat kuitenkin pienet, eli arviot eivät ole kovin luotettavia.

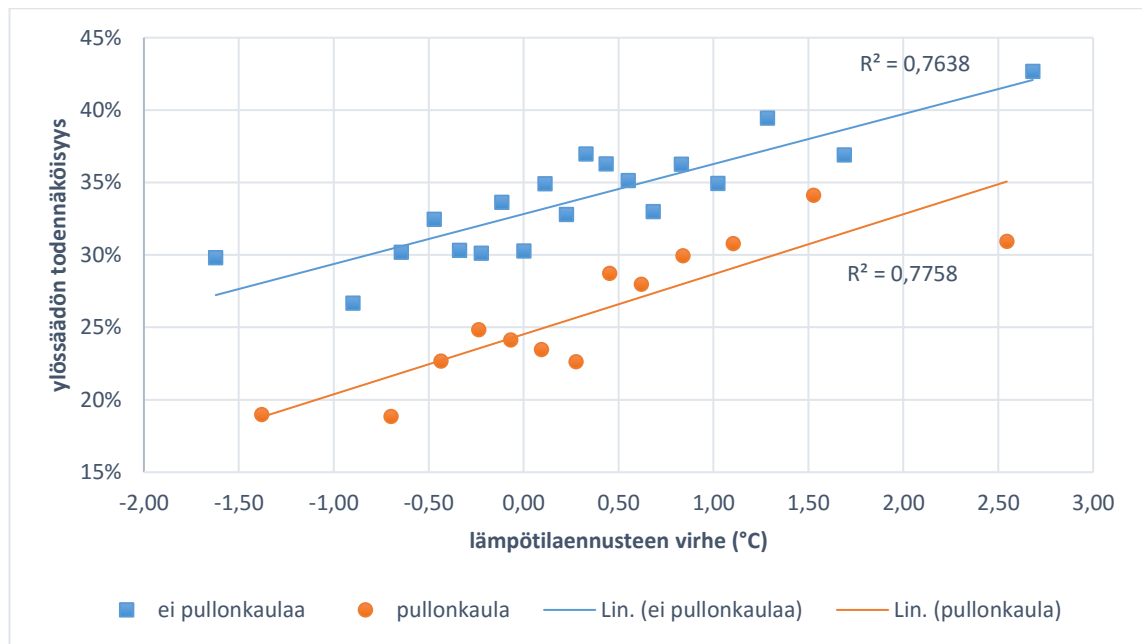


Kuva 23. Alassäättöhinnan ja lämpötilan muutoksen riippuvuus.

Korrelaatiokertoimista voidaan päätellä, että ainoastaan pullonkaulatilanteessa alassäättöhinnalla ja lämpötilan muutoksella on olemassa selkeä riippuvuus. Pullonkaulatilanteessa alassäättöhinnan erotus spot-hintaan on todennäköisesti suurempi, kun ilma kylmenee ja pienempi, kun ilma lämpenee. Ääripäiden hintaero ei ole suuri. Pullonkaulatilanteessa riippuvuus on heikko ja hintaerot ovat melko tasaiset kaikilla lämpötilan muutoksilla samoin kuin kuvassa 22.

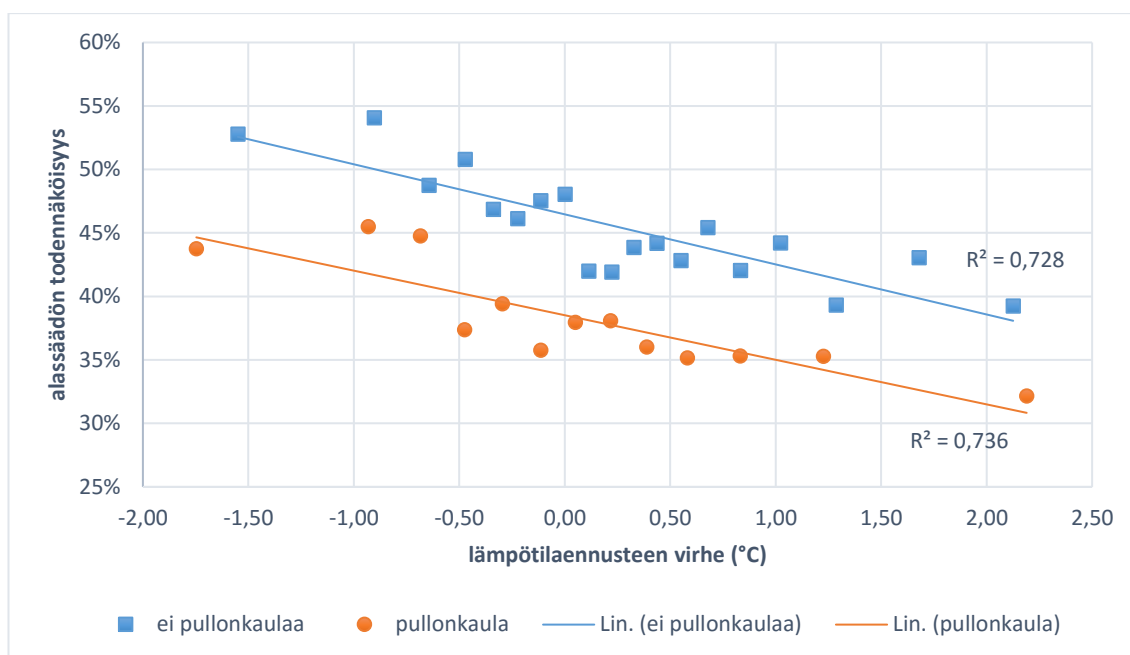
3.3.3 Lämpötilaennusteen virhe

Lämpötilaennusteen virheellä tarkoitetaan spot-hetken ennusteen ja toteutuneen lämpötilan välistä erotusta. Ennustevirhe on positiivinen, kun lämpötilaennuste oli korkeampi kuin toteutunut lämpötila ja negatiivinen, kun ennuste oli toteumaa pienempi. Valitussa otoksessa lämpötilan ennustevirheet ovat välillä $-5,33 \dots 6,29$ °C. Lämpötilaennusteen virheet vaikuttavat kääntäen verrannollisesti kulutusennusteen virheisiin, kuten aiemmin todettiin. Voidaan olettaa, että ylössäättö on sitä todennäköisempää, mitä enemmän kulutusennuste on alakantissa. Alassäättö on puolestaan sitä todennäköisempää, mitä enemmän kulutusennuste on yläkantissa. Kuvassa 24 on havainnollistettu ylössäädön ja kuvassa 25 alassäädön todennäköisyyden riippuvuutta lämpötilaennusteen virheestä.



Kuva 24. Ylössäädön todennäköisyyden riippuvuus lämpötilaennusteen virheestä.

Kuvasta 24 voidaan havaita, että oletus ylössäädön todennäköisyyden ja lämpötilaennusteen virheen riippuvuudesta pätee. Mitä enemmän positiivinen lämpötilaennusteen virhe on, sitä todennäköisempää on ylössäättö. Ylössäädön todennäköisyys on lineaarisesti riippuvainen lämpötilaennusteen virheestä sekä pullonkaulatilanteissa että pullonkaulatilan-teissa. Ennustevirhe ei kuitenkaan anna erityisen korkeita tai matalia todennäköisyyksiä. Korrelaatiokertoimet ovat kohtalaiset.



Kuva 25. Alassäädön todennäköisyyden riippuvuus lämpötilaennusteen virheestä.

Kuvasta 25 havaitaan, että alassäädön todennäköisyydellä ja lämpötilaennusteen virheellä on lineaarinen riippuvuus. Alassäätö on sitä todennäköisempää, mitä negatiivisempi on ennustevirhe. Suurimmilla negatiivisilla ennustevirheillä saadaan yli 50 prosentin todennäköisyyksiä. Toisaalta ennustevirhe ei anna alassäädölle erityisen korkeita tai matalia todennäköisyyksiä. Korrelaatiokertoimet ovat kohtalaiset.

Kuvien 24 ja 25 tulosten soveltaminen käytännössä on hankalaa, sillä lämpötilaennusteen virhettä ei koskaan tiedetä ennen Elbas-kaupankäynnin sulkeutumista. Edellisten tuntien toteutuneet lämpötilat saadaan viiveellä, joten edellisten tuntien ennustevirheitäkään ei voida soveltaa. Soveltaminen rajoittuu yksittäisiin tapauksiin, joissa spot-hetken ennusteiden tiedetään olevan suurella varmuudella merkittävästi ylä- tai alakantissa. Tällöin voidaan arvioida joko ylös- tai alassäädön olevan keskimääräistä todennäköisempää, mutta tarkkaa todennäköisyyttä ei voida laskea.

Säätöhintojen ja lämpötilaennusteiden virheen riippuvuutta ei esitetä graafisesti, sillä tutkimusten perusteella riippuvuutta ei vaikuta olevan lainkaan. Säätöhinnat ovat keskimäärin yhtä suuret kuin taulukon 2 referenssiarvot, hinnat eivät oleellisesti muutu lämpötilaennusteen virheen funktiona ja korrelaatiokertoimet ovat pienet.

3.4 Tuulisuus ja ennusteen epätarkkuus

Tuulivoiman osuus Pohjoismaiden sähköntuotannossa on kasvanut nopeasti viime vuosina. Etenkin Ruotsiin on rakennettu paljon uutta tuulivoimakapasiteettia. Tällä hetkellä Pohjoismaiden sähkönkulutuksesta noin viisi prosenttia tuotetaan tuulivoimalla, ja vuoteen 2020 mennessä osuuden arvioidaan nousevan kymmeneen prosenttiin. Jo nyt tuuli-

voima vaikuttaa merkittävästi sähkön Elspot- ja säätöhintoihin, ja tulevaisuudessa merkitys lisääntyy. Tuulivoiman lisääntymisen odotetaan aiheuttavan rajun laskun keskimääräisissä Elspot-hinnoissa. (Liski & Vehviläinen 2016)

Sähkömarkkinoilla runsas tuulivoiman tuotanto alentaa sähkön hintaa. Kuvan 3 mukaan tuulivoima on muuttuvilta kustannuksiltaan halvin tuotantomuoto, joten Elspot-hinta laskee, kun tuulivoiman osuus sähköntuotannossa kasvaa. Säätömarkkinoilla tuulivoiman vaikutus on vielä merkittävämpi kuin Elspot-markkinoilla, sillä myös tuulivoiman tuotanto ennustetaan etukäteen seuraavan vuorokauden kaikille tunneille. Tuotantoennusteen perusteena on tuulen nopeus, joka vaikuttaa tuotantoon kolmannessa potenssissa (STA 2016). Tuulennopeuden kasvaessa esimerkiksi arvosta 7 m/s arvoon 8 m/s, eli noin 14 %, tuotetun sähköenergian määrä kasvaa $(8^3/7^3 - 1) * 100 \% =$ noin 49 %. Tuotantoennusteen virhe on siis hyvin herkkä tuulisuusestimerheelle, sillä jo pieni ennustevirhe tuulennopeudessa aiheuttaa suuren virheen tuotantoennusteessa. Tuulennopeuden ennustaminen on erittäin vaikeaa, joten tuotantoennusteissa on lähes jatkuvasti suuria virheitä.

Tuulivoiman syöttötariffin vuoksi tuulivoimalla kannattaa tuottaa sähköä niin paljon kuin mahdollista. Tuulivoimalat eivät helposti sääda alas, sillä tuulivoiman muuttuvat kustannukset ovat alhaiset eikä pieni alassäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus taloudellisesti kannusta alassäätöön. Tuulivoimalat ovatkin tästä syystä yleensä viimeisimpiä alassäätäviä tuotantomuotoja. Toisinaan tulee tilanteita, joissa tuulivoiman tuotanto on huomattavasti ennustettua suurempaa. Tällöin alassäätötarjouksista riippuen alassäätöhinta voi olla huomattavasti Elspot-hintaa alhaisempi, ja matalan kulutuksen aikaan jopa negatiivinen.

Suomessa tuulivoiman osuus tuotannosta on selvästi alhaisempi kuin Ruotsissa. Suomessa tuulivoiman osuus oli vuonna 2015 noin 3,5 % ja tuonti huomioiden vieläkin alhaisempi (ET 2016c). Näin pienen osuuden voisi olettaa vaikuttavan olemattoman vähän sähkömarkkinoihin. Asiasta saa kuitenkin paremman käsityksen, kun otetaan huomioon tuulivoiman tuotannon ennustamisen vaikeus sekä Suomen tuulivoimakapasiteetti. Vuoden 2015 lopussa Suomen tuulivoimakapasiteetti oli yhteensä 1005 MW (STY 2016). Samana vuonna Suomen tuulivoimatuotanto oli korkeimmillaan 818 MWh yhden tunnin aikana ja keskimäärin 236 MWh/h (FG 2016e). Lukujen perusteella muutaman kymmenen megawattitunnin ennustevirhe vaikuttaisi olevan täysin mahdollinen, sillä jo pieni ennustevirhe tuulen nopeudessa aiheuttaa suuren virheen tuotantoennusteessa. Jo näin pieni tehovaje tai -ylijäämä voi aiheuttaa merkittäviä säätöhintoja.

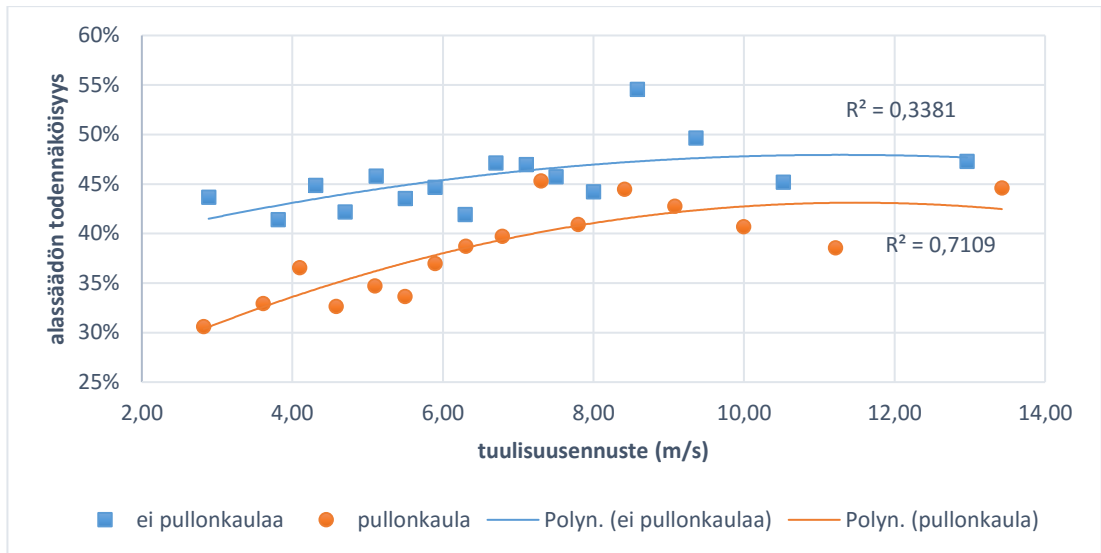
Tällä hetkellä Ruotsin tuulivoima vaikuttaa Suomen säätömarkkinaan niiden tuntien aikana, kun maiden välillä ei ole pullonkaulaa. Vuonna 2015 Elspot-hinnan eriytyksen perusteella pullonkaulatunteja oli noin 50 % kaikista tunneista. Pullonkaulaa ei yleensä synny öisin ja viikonloppuisin matalan kulutuksen aikana. Tämä näkyy alhaisena Elspot-hintana, ja negatiiviset alassäätöhinnat ovatkin yleensä viikonloppuisin yöllä. Tanskassa, jossa tuulivoiman osuus sähköntuotannosta on hyvin korkea, on toisinaan tuulisina tunteina negatiivisia Elspot-hintojakin. (NP 2016e) Tuulivoiman osuus on kasvussa niin

Suomessa kuin muuallakin markkina-alueella, joten tulevaisuudessa tuulisuus on yhä merkittävämpi sääätömarkkinoihin vaikuttava tekijä.

Seuraavaksi tutkitaan tuulisuuden vaikutusta sääätömarkkinoihin saatavilla olevan tuulisuusdatan avulla. EnerimEMS-järjestelmässä on saatavilla viiden Suomessa sijaitsevan mittauspisteen tuulisuuden ennusteet ja toteutuneet tuulisuudet: Ajos (Kemi), Hamina, Lapaluoto (Raahe), Uusikaupunki ja Ristivuori (Merijärvi) (EMS 2016). Yksinkertaisuuden vuoksi jokaista mittauspistettä painotetaan painokertoimella 0,2 ja lasketaan ennustetun tuulennopeuden sekä tuulennopeuden ennustevirheen painotettu keskiarvo. Mittauspisteitä on kuitenkin kovin vähän verrattuna tuulivoiman tuotannon maantieteelliseen levinneisyyteen Suomessa, mikä heikentää tulosten luotettavuutta.

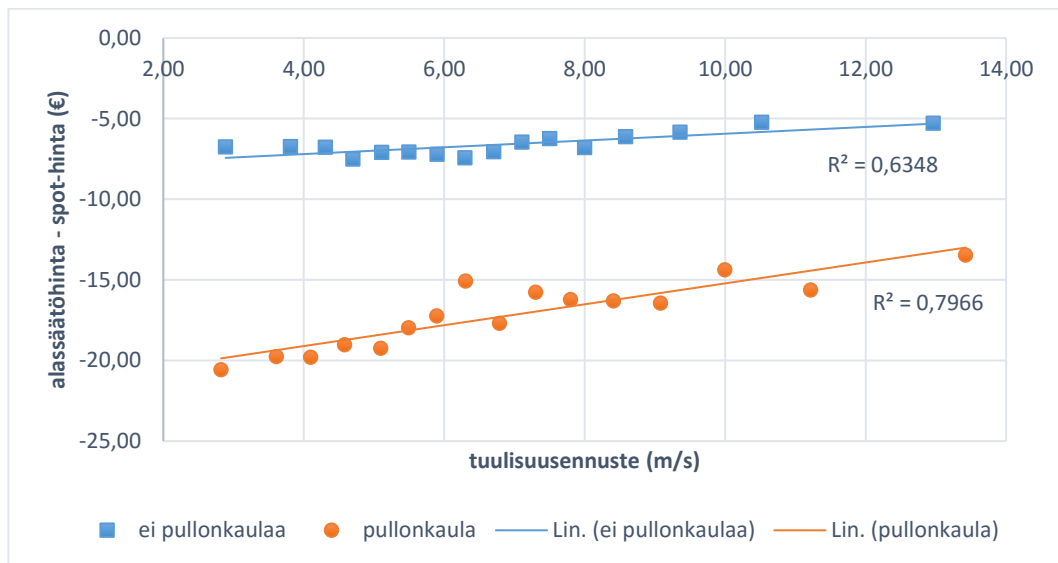
Tutkimuksessa havaittiin, että tuulisuusennuste on keskimäärin noin 2,2 m/s liian suuri eli ennusteissa on järjestelmällistä virhettä. On varsin todennäköistä, että kyseisen tuulisuusennusteiden tuottajan palveluita käyttää suuri joukko Pohjoismaiden tuulivoiman tuottajia. Mikäli samanlaista järjestelmällistä virhettä on koko markkina-alueen tuulisuusennusteissa, voidaan päätellä, että koko markkina-alueen yhteenlaskettu tuulivoiman tuotanto ennustetaan yleensä liian suureksi. Tämän pitäisi lisätä ylössäädön tarvetta, koska tuulivoimaloiden ennustettua alhaisempi tuotanto pitäisi korvata lisäämällä muuta tuotantoa. Viime vuosina ylössäätötuntien määrä on kuitenkin pysynyt ennallaan ja alassäätötuntien määrä on kasvanut, kuten aiemmin mainittiin.

Tutkittaviksi suureiksi valittiin edellisten tuntien tuulisuuden ennustevirheet, tuulisuusennusteen muutos sekä tuulisuusennusteen taso, joista ensimmäistä ei voida käytännössä hyödyntää. Toteutuneet tuulisuustiedot pitäisi saada tunneittain, jotta edellisten tuntien ennustevirheiden perusteella voitaisiin tehdä arvioita. Tällä hetkellä toteutuneet tuulennopeudet saadaan tietää edelliseltä päivältä, mutta kuluvalta päivältä tietoa ei saada. Tutkimusten perusteella edellisten tuntien ennustevirheet kuitenkin korreloivat heikosti säättöjen todennäköisyyksien ja säättöhintojen kanssa. Tuulisuusennusteen muutos verrattuna tunnin takaiseen ja muutaman edellisen tunnin keskiarvoon antaa myös erittäin huonoja korrelaatiokertoimia. Tuulisuusennusteen taso puolestaan vaikuttaa tutkimuksen perusteella ainoastaan alassäätöön. Ylössäädön todennäköisyydelle ja ylössäätöhinnolle saadaan erittäin huonoja korrelaatiokertoimia. Kuvissa 26 ja 27 havainnollistetaan alassäädön todennäköisyyden ja alassäätöhinnan riippuvuus tuulisuusennusteen tasosta.



Kuva 26. Alassäädön todennäköisyyden riippuvuus tuulisuusennusteesta.

Kuvan 26 perusteella alassäädön todennäköisyys sekä pullonkaulatonta että pullonkaulatilanteessa on korkeimmillaan, kun tuulisuusennuste on korkeimmillaan. Pullonkaulatilanteessa riippuvuus on pullonkaulatonta tilannetta selkeämpi, mutta suurta eroa ei ole ääripäiden todennäköisyyksissä. Korrelaatiokertoimet eivät ole kovin korkeat.



Kuva 27. Alassäätöhinnan riippuvuus tuulisuusennusteesta.

Kuvan 27 perusteella alassäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus on keskimäärin suurimmillaan, kun tuulisuusennuste on pienimmillään. Pullonkaulatilanteessa korrelaatio on melko hyvä ja pullonkaulatonta tilanteessa kohtalainen. Tuulivoiman tuotantoennuste on suuri, kun ennustetaan suuria tuulennopeuksia. Tuulivoimaloiden muuttuvat kustannukset ovat alhaiset, joten suuri tuulivoiman tuotantoennuste alentaa Elspot-hintaa. Vaikka tuulisähkön tuotannon osuus kaikesta sähköntuotannosta on Suomessa toistaiseksi alhainen, keskimäärin 3-4 prosenttia, kaikkein tuulisimmilla tunneilla osuus voi olla yli kym-

menen prosenttia. Elspot-hinta sisältää yhtenä muuttujana informaation tuulisuusennusteesta. Koska Elspot-hinta on hyvin helposti hyödynnettävissä oleva indikaattori, ei tuulisuusennustetta välttämättä kannata hyödyntää lainkaan myöhemmin muodostettavassa algoritmissa.

3.5 Vesitilanne

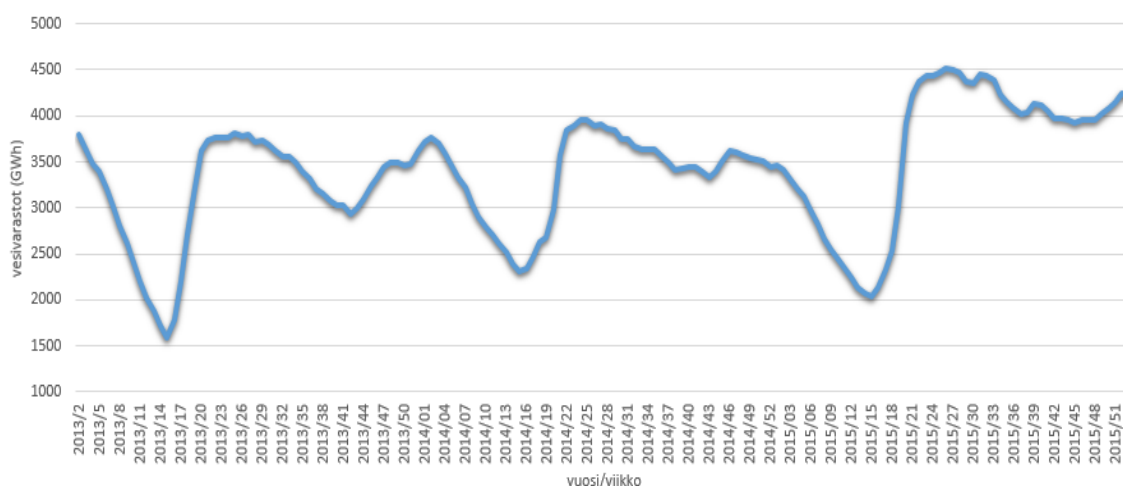
Vesivoima on Pohjoismaiden merkittävin sähköntuotantomuoto. Sen osuus on noin 50 % kaikesta sähköntuotannosta. Vesivoimalla on erittäin merkittävä vaikutus Elspot-hintoihin ja säätöhintoihin. Kaikki Suomen 220 vesivoimalaitoksesta ovat joko jokivoimalaitoksia tai säännöstelyvoimalaitoksia. Suurin osa voimalaitoksista on jokivoimalaitoksia, joiden säätökyky on lyhytaikaista. Jokivoimalaitosten voimalaitosaltailla vastataan vuorokauden sisäiseen kulutuksen vaihteluun. Säännöstelyvoimalaitokset vastaavat pitkäaikaiseen säädön tarpeeseen, ja niiden varastoaltailla vastataan vuodenaikojen vaihteluun. Säännöstelyvoimalaitoksia on Suomessa melko vähän, sillä Suomi on pinnanmuodoiltaan melko tasainen maa. Tämä yhdessä lainsäädännön kanssa aiheuttaa sen, että Suomeen on hankala rakentaa säännöstelyvoimalaitosten vaatimia tekojärviä. Tällä hetkellä suurimmat tekojärvet ovat Sodankylän Lokka ja Porttipahta, joista jälkimmäisen voimalaitos tuottaa sähköä vuosittain noin 100 GWh. (Kemijoki Oy 2016) Norjassa pinnanmuodot ovat otolliset säännöstelyvoimalaitoksille. Norjan säännöstelyvoimalaitoksilla on toteutettu 60-65 % Pohjoismaiden säädöntarpeesta ja Ruotsinkin osuus on ollut 25-30 % (Aalto et al. 2012).

Vesivarastojen suuruus on merkittävä tekijä vesivoiman säätökyvyssä. Normaalisissa vesitilanteissa ja olosuhteissa säätökykyä on yleensä molempiin suuntiin, sillä vesivoimalaa ei tavallisesti suunnitella tuottamaan maksimiteholla. On taloudellisesti kannattavaa jättää hieman varaa ylössäätöä varten, sillä ylössäätöön osallistuva vesivoimalaitos saa tuottoa ylössäätöhinnan ja muuttuvien kustannustensa välisen erotuksen, joka on parhaimmillaan tuhansia euroja tuotetulta megawattitunnilta. Hyödyntämättä jäänyt vesimassa voidaan varastoida yläjuoksuun, jos tarvetta onkin alassäädölle. Poikkeustilanteita tulee silloin, kun vettä on käytettävissä huomattavasti vähemmän tai enemmän kuin normaalisti. Kuivina aikoina vesivoimaa on käytettävissä vähän, jolloin vesivoimalaitosten tuotanto on normaalia alhaisempi eikä vettä välttämättä ole käytössä kovin paljon ylössäätöä varten. Tulva-ajan normaalia suuremmat vesivarastot saattavat aiheuttaa pakkoajoa, jolloin vesivoimalaitos tuottaa sähköä maksimiteholla ja lisäksi vettä juoksetetaan turbiinin ohi. Tulva-aikana monet vesivoimalat tuottavat tuotantosuunnitelmaansa enemmän, mikä aiheuttaa alassäätöä. Ylössäätötarpeen tullen säätö voidaan joutua toteuttamaan vesivoimaa kalliimmilla tuotantomuodoilla.

Talven ensimmäisellä kunnon pakkasjaksolla vesialtaiden ja jokien pinnat alkavat jäätyä. Tukoksia aiheuttavaa suppojään muodostumista pyritään estämään edistämällä jääkannen muodostumista hyydeajolla. Käytännössä vettä juoksetetaan tasaisesti keskivirtaaman nopeudella, jotta veden pinnankorkeus pysyisi pitkään samana. (Fortum 2015) Tasainen

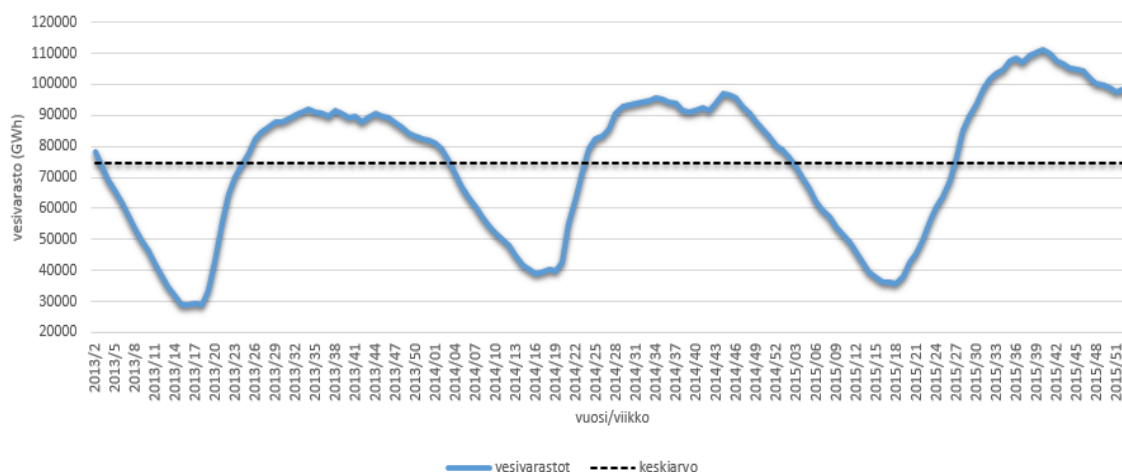
juoksetus tarkoittaa, ettei vesivoimalaitos osallistu säätömarkkinoille. Vuoden 2016 alun kovat pakkaset leudon joulukuun jälkeen aiheuttivat samanaikaista hyydeajoa kaikkialla Pohjoismaissa. Säätokapasiteetin pienentyminen näkyi säätöhinnoissa 5.-7.1, jolloin korkeita yössäätöhintoja oli Suomen lisäksi kaikilla Ruotsin hinta-alueilla sekä osassa Norjaa ja Tanskaa.

Tutkimuksen oletuksena on, että tulva-aikojen ja ensimmäisten kunnan pakkasjaksojen heikko säätökyky näkyvät suurina säätöhintojen ja spot-hinnan erotuksina. Tulva-aika on usein keväisin lumen sulaessa, mutta tulvia voi olla myös muina vuodenaikoina sateisina kausina. Esimerkki sateisesta kuukaudesta Suomessa oli vuoden 2015 kesäkuu, jolloin jokaisella Ilmatieteen laitoksen sademittauspisteellä sademäärät olivat vuosien 1981-2010 keskiarvoa korkeammat (Ilmatieteen laitos 2015). Kesän aikana useassa Suomen vesivoimalaitoksessa jouduttiin tekemään pakkoajoa ja ohijuoksetusta. Tämä on yksi syy siihen, miksi kesän säätöhintojen ja Elspot-hintojen erotukset olivat tavallista korkeampia, kuten kappaleen 3.3 alussa mainittiin. Sateet lisäsivät nopeasti Suomen vesivarastoja, mikä voidaan havaita kuvasta 28. Kuvassa havainnollistetaan Suomen vesivarastojen viikkokehitystä gigawattitunneissa vuosina 2013-2015.



Kuva 28. Suomen vesivarastojen viikkokehitys 2013-2015. (NP 2016e)

Suomen vesivarastot ovat yleensä alhaisimmillaan huhtikuussa, jolloin Pohjois-Suomen lumet tavallisesti alkavat sulaa. Huhtikuun ja toukokuun aikana vesivarastot kasvavat nopeasti, ja varastot ovat korkeimmillaan yleensä kesäkuussa. Kuvassa 29 on havainnollistettu Pohjoismaiden vesivarastojen viikkokehitystä gigawattitunneissa 2013-2015. Norjan ja Ruotsin suuret vesivoimakapasiteetit voidaan todeta vertaamalla kuvaajien 28 ja 29 pystyakselien arvoja. Karkeasti voidaan arvioida, että Suomen vesivoimakapasiteetin osuus on vain noin viisi prosenttia Pohjoismaiden vesivoimakapasiteetista. Koska merkittävä osa Suomenkin säätötarpeesta tuotetaan Norjan ja Ruotsin vesivoimalla, on mielekästä tutkia myös näiden valtioiden vesitilanteen vaikutusta Suomen säätöhintoihin.



Kuva 29. Pohjoismaiden vesivarastojen viikkokehitys 2013-2015. (NP 2016e)

Vesivarastot ovat tavallisesti alhaisimmillaan viikoilla 14-20, eli huhtikuun alusta toukuuun puoliväliin. Korkeimmillaan vesivarastot ovat aikavälillä heinäkuun lopusta marraskuun alkuun viikoilla 30-45. Valitun aikavälin alhaisimmat vesivarastot olivat vuoden 2013 huhtikuussa viikolla 15. Suurimmat vesivarastot olivat puolestaan vuonna 2015 viikolla 40 syyskuun ja lokakuun vaihteessa.

Tutkittaviksi suureiksi valittiin vesivarastojen suuruus sekä varastojen muutos viikon takaisesta. Tutkimuksen otos on vuosien 2013-2015 kaikki tunnit. Pullonkaulailmiön huomioimiseksi pullonkaulatunneilla tutkitaan vain Suomen vesivarastojen vaikutusta. Pullonkaulattomilla tunneilla tutkitaan Pohjoismaiden yhteenlaskettujen vesivarastojen vaikutusta säätöihin, koska tällöin Suomenkin säädöntarpeeseen voidaan vastata Ruotsin ja Norjan vesivoimalla.

Vesivarastojen tason riippuvuus säätöhintoihin ja säätöjen todennäköisyyksiin on heikko. Tutkimuksessa saadut korrelaatiokertoimet ovat pienet tai erittäin pienet. Tästä syystä riippuvuutta esittäviä kuvaajia ei esitetä graafisesti. Vähiten huonoimmat korrelaatiot saadaan alassäädön todennäköisyydelle. Alassäätö vaikuttaisi olevan hieman todennäköisempää vesivarastojen ollessa keskimääräistä pienemmät ja epätodennäköisempää vesivarastojen ollessa keskimääräistä suuremmat. Korrelaation huonous kuitenkin heikentää analyysin luotettavuutta.

Vesivarastojen muutos ei anna vesivarastojen suuruutta parempia korrelaatioita säätöhintojen tai säädön todennäköisyyksien riippuvuuksiin. Kuitenkin pullonkaulattomassa tilanteessa on havaittavissa trendi, jonka mukaan alassäätö on ylössäätöä todennäköisempää, kun vesivarastot pienenevät merkittävästi viikon takaiseen verrattuna. Puolestaan vesivarastojen kasvaessa alassäädön todennäköisyys pienenee ja ylössäädön todennäköisyys kasvaa. Ylössäädön todennäköisyys on jopa hieman suurempi kuin alassäädön todennäköisyys, kun vesivarastot kasvavat huomattavasti. Korrelaatiokertoimet ovat kuitenkin hyvin alhaiset, joten edellä kuvattu voi olla vain sattumaa.

Vuoden ensimmäisen kunnan pakkasjakson ja jääkannen muodostumisen vaikutusta sää-
töhintoihin arvioidaan case-analyysinä. Suurin osa Suomen säästökykyisestä vesivoimasta
sijaitsee Pohjois-Suomessa, joten huomioon otetaan ainoastaan EnerimEMS:istä saatava
Oulunsalon lämpötilojen mittausdata. Vuonna 2013 ensimmäinen pitkäkestoinen merkit-
tävä pakkasjakso, jolloin pakkasta oli usean vuorokauden ajan vähintään viisi celsiusas-
tetta, alkoi 4.1.2013. Muina vuosina vastaavat pakkasjaksot alkoivat 10.1.2014 ja
4.1.2015. Oletetaan jääkannen muodostumisajaksi viisi vuorokautta, ja lasketaan näiden
vuorokausien keskimääräiset ylös- ja alassäättöhintojen ja Elspot-hinnan erotukset. Tut-
kittavalla aikavälillä on yhteensä 360 tuntia, joista 143 oli ylössäättötunteja, 144 alassää-
ttötunteja ja 73 tunnilla säättöä ei ollut ollenkaan. Keskimääräiset säättöhintojen erotukset
ovat itseisarvoiltaan pienemmät kuin taulukon 2 referenssiarvot, joten vuosina 2013-2015
jääkannen teko ei aiheuttanut keskimääräistä korkeampia säättöhintoja. Todennäköisesti
vuosina 2013-2015 ei ollut merkittäviä vikaantumisia, jotka olisivat aiheuttaneet ylössää-
ttöhintapiikkejä. Vuonna 2016 oli muutamia tällaisia vikaantumisia (NP UMM 2016). Jää-
kannen teko ei siis itsessään vaikuta säättömarkkinoihin, mutta sen aikana korkeiden ylös-
säättöhintojen riski on melko korkea mahdollisten vikaantumisten vuoksi.

Julkisesti saatavilla olevan vesivarastodatan vaikutus säättömarkkinoihin vaikuttaa olevan
yllättävän pieni. Säästökykyisellä vesivoimalla on kuitenkin erittäin merkittävä vaikutus
säättömarkkinoihin. Vaikka vesivoimadataa ei kannata hyödyntää tässä työssä muodostet-
tavassa algoritmossa, vesitilanne vaikuttaa lähes kaikkeen muuhun markkinainformaati-
oon kuten Elspot-hintoihin, säättötarjouksiin, verkon taajuuteen ja edellisiin tunteihin,
joista osaa tai kaikkia hyödynnetään algoritmossa.

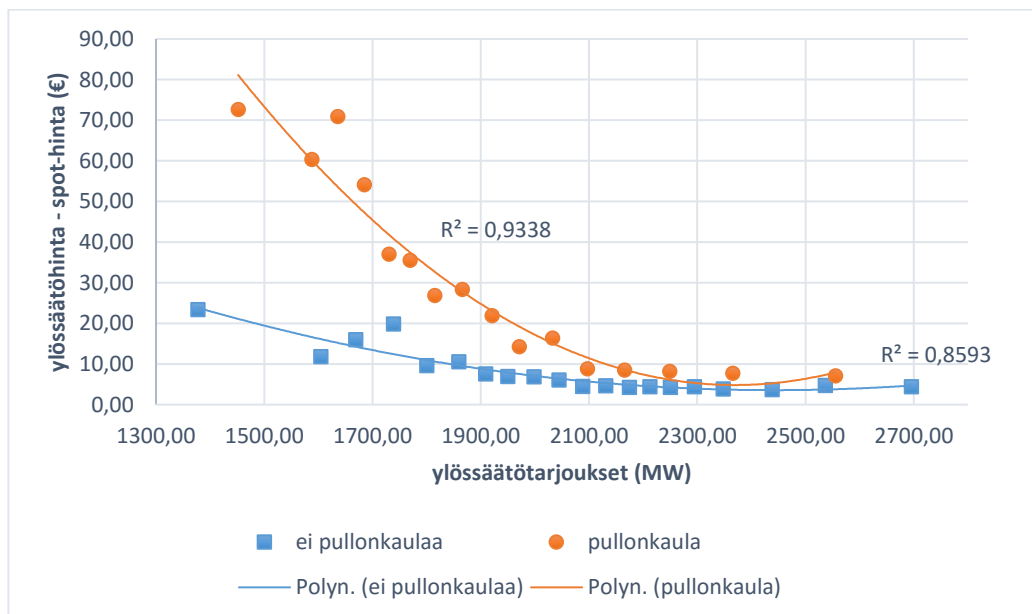
3.6 Säättötarjoukset

Fingrid ja Nord Pool julkaisevat säättötarjousten volyymien summat tuntitasolla. Summa-
tiedot julkaistaan erikseen ylös- ja alassäättötarjouksille. Nord Pool julkaisee kaikkien
Suomen kannalta käytettävissä olevien säättötarjousten summan ja Fingrid ainoastaan
suomalaisten osapuolten jättämien tarjousten summan. Tarjousten hinnat ovat salaiset.
Säättötarjouksia voi jättää, muokata tai peruuttaa 45 minuuttiin asti ennen käyttötunnin
alkua (FG 2015). Hinnaltaan korkeimmat tarjoukset pysyvät todennäköisesti muuttumat-
tomina tunnista ja päivästä toiseen, ja ne aktivoituvat harvoin. Säättötarjousten summien
päivänsisäiset muutokset ovatkin yleensä edullisimpien tarjousten muutoksia. Edullisim-
mat tarjoukset aktivoituvat huomattavasti useammin kuin kalliit tarjoukset. Esimerkiksi
ylössäättötarjousten alhainen määrä tarkoittaa, että edullisin säättökapasiteetti on mahdol-
lisesti Elspot-ehtoisesti käytössä. Tällöin ylössäättö toteutettaisiin kalliilla säättövoimalla,
mikä voi tarkoittaa korkeaa ylössäättöhintaa. Kun ylössäättötarjouksia on keskimääräistä
vähemmän, on alassäättötarjouksia keskimääräistä enemmän ja päin vastoin, sillä ylös- ja
alassäättötarjousten määrät korreloivat keskenään käänteisesti noin 50-prosenttisesti.

Säättötarjousten summatiedon hyödyntämisen haaste on, että tarjoukset ovat lopullisia
vasta 15 minuuttia Elbas-kaupankäynnin sulkeutumisen jälkeen. Tässä työssä ei tutkita,

kuinka lähellä lopullista säätötarjoukset olivat ennen Elbas-kaupan sulkeutumista. Säätötarjousten summa on myös luonnollisesti tiedettävä ennen Elbas-kaupankäynnin sulkeutumista, jotta informaatiota voi hyödyntää. Fingrid ei julkaise tarjousten summaa ennen käyttötuntia, mutta Nord Pool julkaisee säätötarjousten alustavan summan muutamia tunteja tulevaisuuteen. Esimerkiksi 18.5.2016 kello 10.21 oli nähtävissä saman vuorokauden tunnin 21 alustavat tarjoukset (NP 2016d). Epäjatkuvuuskohta on vuorokauden vaihteessa, eikä yön tuntien säätötarjouksia saada tietää tunteja etukäteen. Toinen haaste säätötarjousten hyödyntämisessä on säätökykyisen tuotantokapasiteetin väheneminen. Säätökykyisiä tuotantolaitoksia on suljettu, mikä on myös havaittavissa vuoden 2016 alun säätötarjousten vähenemisenä edellisiin vuosiin verrattuna. Tämä voi vaikuttaa tutkimustulosten luotettavuuteen, mikäli säätötarjousten määrä on pysyvästi vähentynyt. Vuosina 2013-2015 ylössäätötarjousten summan alarajana voidaan pitää 1400 megawattia, eikä tämän rajan alle jääty kovin monta kertaa. Vuoden 2016 alusta lähtien 1400 MW on alitettu säännöllisesti, ja vuoden 2016 tammi-kesäkuun perusteella uusi ylössäätötarjousten alaraja vaikuttaa olevan noin 1150 MW. (NP 2016d)

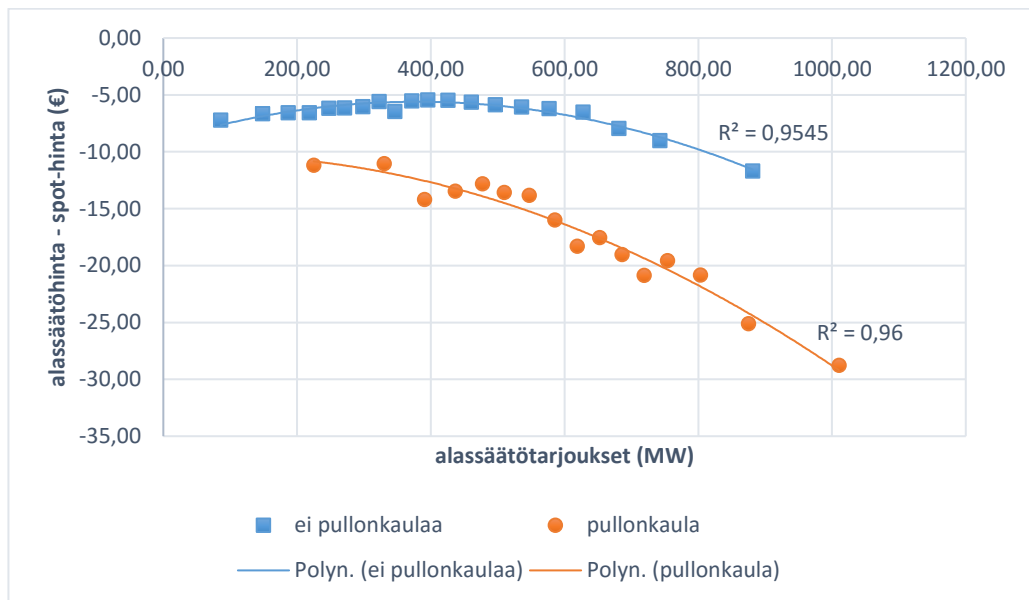
Kuvissa 30 ja 31 on havainnollistettu ylös- ja alassäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotuksen riippuvuus säätötarjousten summasta. Otoksen aikaväli on 1.1.2013-31.12.2015. Korkeiden korrelaatiokerrointen perusteella voidaan todeta, että riippuvuus on pääosin hyvin selkeä toisin kuin muissa tähän mennessä esitetyissä säätöhintoja ennakoivissa indikaattoreissa. Erityisesti pullonkautilanteessa alhainen ylössäätötarjousten määrä indikoi suurta ylössäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotusta ylössäätötilanteessa, kuten kuvasta 30 voidaan havaita.



Kuva 30. Ylössäätöhinnan ja ylössäätötarjousten riippuvuus.

Pullonkautilanteessa on riski korkealle ylössäätöhinnalle, kun ylössäätötarjousten määrä on alle 1700 MW. Lähes jokainen tammikuun 2016 yli 100 €/MWh ylössäätöhinta oli tunnilla, jonka ylössäätötarjousten määrä oli alle 1700 MW. Aiemmin mainitulla 3000

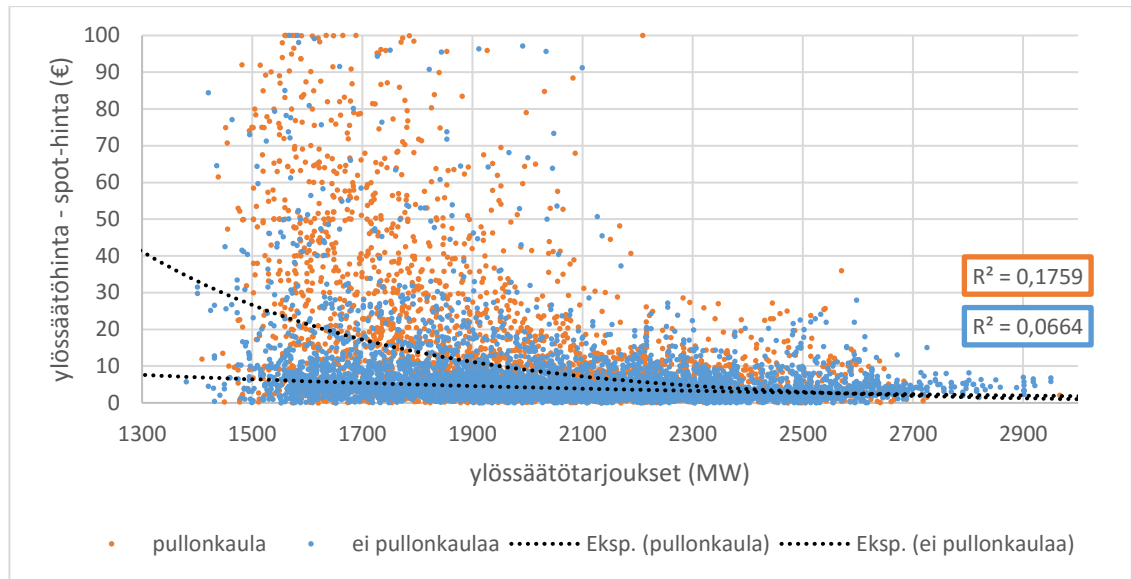
€/MWh ylössäätöhinnan tunnilla ylössäätötarjousten määrä oli 1500 MW. Korkea ylössäätöhinta siis yleensä selittyy alhaisella ylössäätötarjousten määrällä, mutta ylössäätötarjousten määrän perusteella ei voida ennakoita ylössäädön todennäköisyyttä. Tutkimuksen perusteella ylössäätö on epätodennäköisintä silloin, kun ylössäätötarjouksia on vähän. Korrelaatiokertoimet ovat kuitenkin pienehköt. Kuvasta 31 havaitaan, että alassäätöhinnan ja Elspot-hinnan välinen erotus riippuu alassäätötarjousten määrästä käänteisesti verrattuna ylössäätöön. Korrelaatiokertoimet ovat erittäin korkeat.



Kuva 31. Alassäätöhinnan ja alassäätötarjousten välinen riippuvuus.

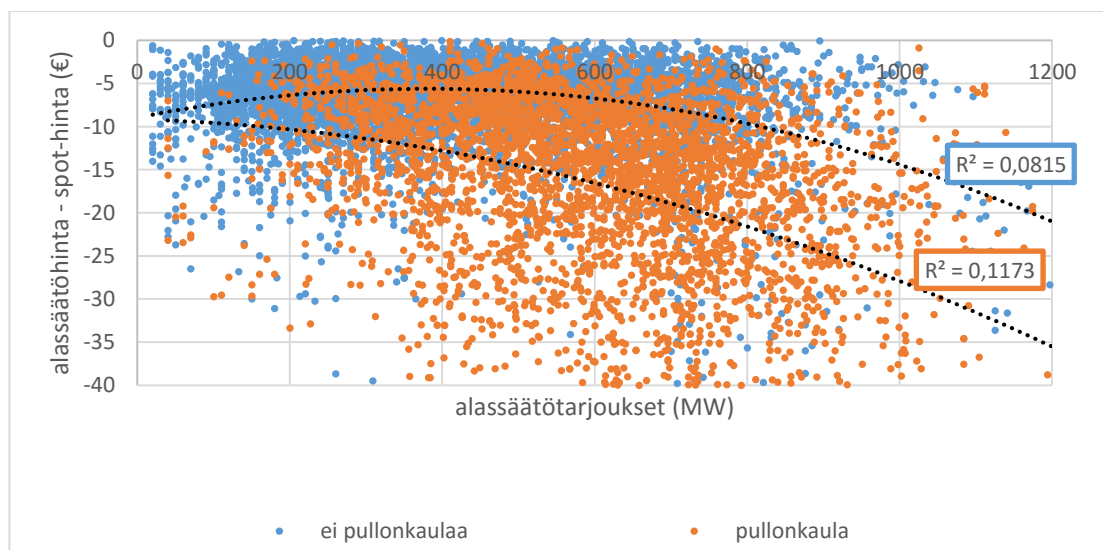
Suurimmat alassäätöhinnan ja spot-hinnan erotukset ovat yleensä tunneilla, joilla alassäätötarjouksia on paljon. Tämä selittyy todennäköisesti siten, että alassäätötarjouksia on paljon pullonkaulatunneilla, jolloin alassäätötilanteessa pullonkaula poistuu ja alassäätöhinta muodostuu huomattavasti Elspot-hintaa alemmaksi. Alassäädön todennäköisyyttä ei voida arvioida alassäätötarjousten määrän perusteella.

Kuvissa 30 ja 31 käytetään tähän asti tuttua kahden keskiarvon menetelmää, eli jokainen kuvaajan piste on valitun otoksen perusteella määrätty säätötarjousten ja -hintojen keskiarvo. Otoksen rajat määritetään siis siten, että jokaisen pisteen otos on yhtä suuri. Kuvissa 32 ja 33 havainnollistetaan, millaiset kuvaajat muodostuvat, jos keskiarvoja ei lasketa vaan jokainen piste vastaa yhtä toteutunutta tuntia.



Kuva 32. Ylössätöhinnan ja ylössätötarjousten välinen riippuvuus.

Kuva 32 ei ole kovin helposti luettavissa, koska tunteja on paljon. Pystyakselin maksimiarvoksi määritetään 100 €, sillä korkeimmat ylössätöhinnan ja spot-hinnan erotukset ovat tuhansia euroja. Kuvasta 32 havaitaan, että todellisuus antaa huomattavasti epävarmempia tuloksia kuin kuvasta 30 voidaan päätellä. Molemmilla kuvilla on kuitenkin sama trendi, eli säätöhinnat ovat keskimäärin korkeat, kun ylössätötarjouksia on vähän. Pullonkaulatilanteessa riski on merkittävästi suurempi kuin pullonkaulatilanteessa. Korkean ylössätöhinnan riski on erittäin pieni, kun säätötarjouksia on yli 2200 MW. Kaikkein korkeimmat ylössätöhinnat, vähintään 500 €/MWh ero ylössätöhinnan ja spot-hinnan välillä, ovat olleet tunneilla, joilla on ollut ylössätötarjouksia alle 1750 MW. Korrelaatiokertoimet ovat hyvin alhaiset. Tämä tarkoittaa, että todellisuudessa säätötarjoustien summan perusteella ei voida ennakoida säätöhintaa muuten kuin odotusarvomielessä.



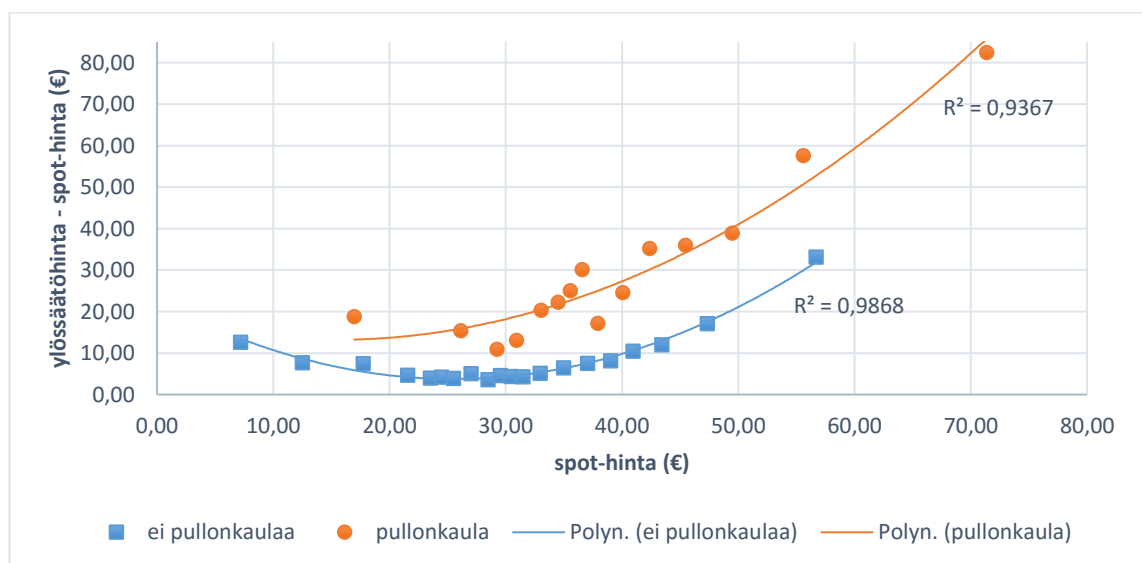
Kuva 33. Alässäätöhinnan ja ylössätötarjoustien välinen riippuvuus.

Kuvan 33 alassäätohinnan riippuvuus alassäätojarjosten summasta noudattaa samaa trendiä kuin kuvassa 31, eli alassäätohintana todennäköisesti eroaa spot-hinnasta sitä enemmän, mitä enemmän on alassäätojarjouksia. Alassäätojarjosten määrän lisääntyessä pullonkaulatottomassa tilanteessa alassäätohinnan riski kasvaa vähemmän kuin pullonkaulatilanteessa. Korrelaatiokertoimet ovat kuitenkin hyvin pienet. Alassäätojarjosten määrässä ei ole selkeää raja-arvoa, jonka alle mentäessä suuren hintaeron riski oleellisesti pienenee. Pienimmillään alassäätojarjosten määrällä on ollut melko suuria hintaeroja. Pääsääntöisesti suurimmat hintaerot ovat kuitenkin olleet silloin, kun alassäätojarjouksia on paljon. Pysty akselin minimiarvo rajataan -40 euroon, koska suurimmat alassäätohinnan ja spot-hinnan erotukset ovat lähes -200 euroa, jolloin kuvaaja olisi vaikeasti luettavissa.

Säätojarjosten summat antavat melko hyvän indikaattorin säätohintojen ja spot-hinnan erotukselle. Tarkkaan ennusteeseen ei päästä tämänkään indikaattorin avulla, koska kuvien 32 ja 33 korrelaatiokertoimet ovat pienet. Säätohinnan arvion laskentaan säätojarjoukset sopivat hyvin, ja säätojarjosten määrä selittää toteutuneita säätohintoja tähän mennessä esitetyistä tutkimuskohteista parhaiten. Sen sijaan säätojen todennäköisyyksiä ei voi arvioida käytännössä lainkaan säätojarjosten summien avulla.

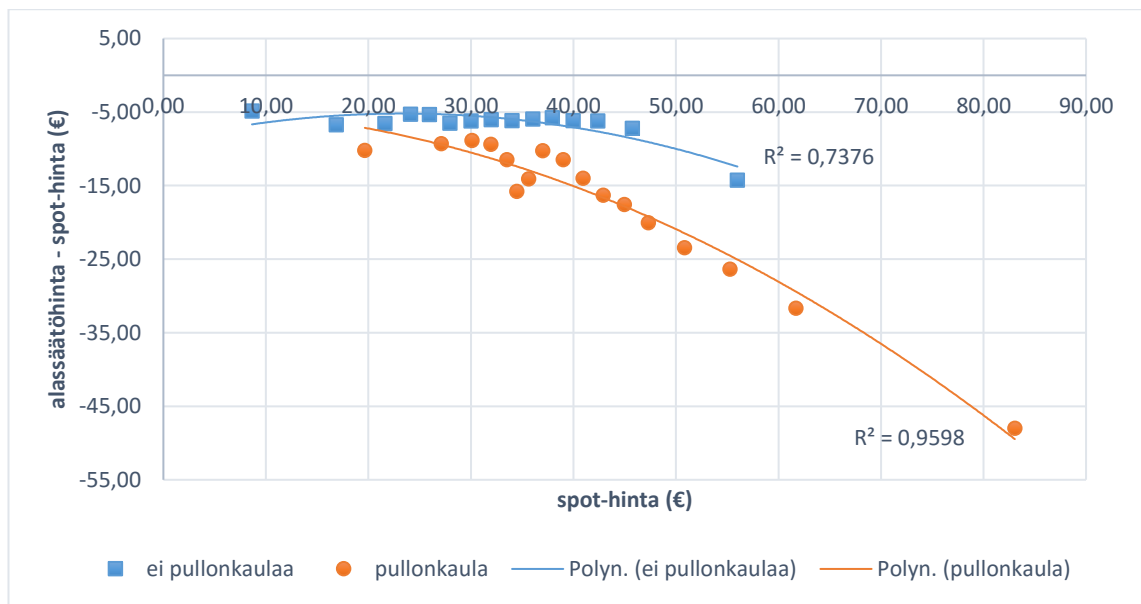
3.7 Elspot-hinta

Elspot-hinta sisältää erittäin paljon markkinainformaatiota tuotantomuotojen käytettävyyksistä, vesitilanteesta sekä tuulusuus- ja kulutusennusteista. Kulutusennusteeseen puolestaan vaikuttavat lämpötilaennusteet ja ihmisten käyttäytyminen. Elspot-hinnat seuraavan vuorokauden tunneille tiedetään kello 15 mennessä Suomen aikaa. Tämän tutkimuksen kohteena on, miten Elspot-hinta indikoi säätohintoja ja säätojen todennäköisyyksiä. Otokseksi valitaan vuosien 2013-2015 jokainen tunti. Kuvissa 34 ja 35 havainnollistetaan ylös- ja alassäätohinnan ja Elspot-hinnan erotusta Elspot-hinnan funktiona.



Kuva 34. Ylösäätohinnan ja spot-hinnan välinen riippuvuus.

Kuvasta 34 havaitaan, että pullonkaulatilanteessa ylössäätohinnan ja spot-hinnan erotus on korkea, kun spot-hinta on korkea. Hintojen erotuksen kasvulla on jyrkkä kulmakerroin korkeimmilla spot-hinnoilla; käytännössä spot-hinnan kasvaessa esimerkiksi kymmenellä eurolla, ylössäätohintana kasvaa keskimäärin enemmän kuin kymmenen euroa. Pullonkaulatilanteessa havaitaan vastaava trendi korkeilla spot-hinnoilla, mutta hintaerot ovat silloin maltillisemmat. Pullonkaulatilanteessa matalimmilla spot-hinnoilla ylössäätohinnan ja spot-hinnan erotus on hieman korkeampi kuin keskimääräisillä spot-hinnoilla. Korrelaatiokerroimet ovat korkeat. Kuva 34 ei vastaa todellisuutta, mutta myös todellista tilannetta tutkittaessa kuvien 32 ja 33 tapaan saadaan samankaltaisia tuloksia pienemmillä korrelaatiokerroimilla.

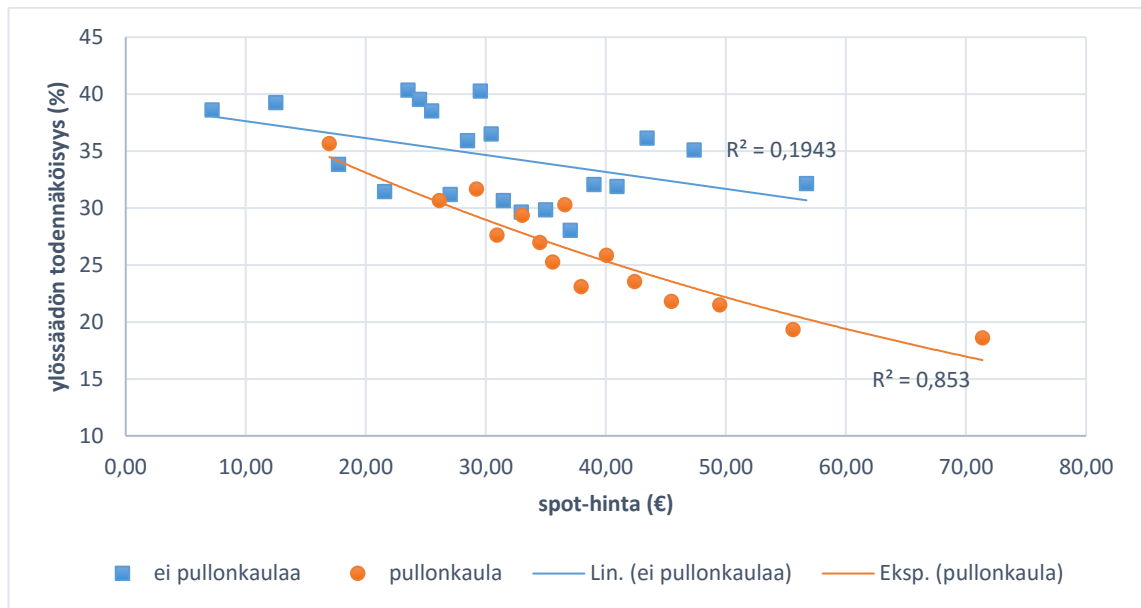


Kuva 35. Alassäätohinnan ja spot-hinnan välinen riippuvuus.

Kuvasta 35 havaitaan, että pullonkaulatilanteessa alhaisen alassäätohinnan riski kasvaa, mitä korkeampi on Elspot-hinta. Korrelaatiokerroin on korkea, ja todellista tilannetta esittävästä kuvaajasta saadaan lähes sama yhtälö. Pullonkaulatilanteessa ison alassääto- ja spot-hinnan erotuksen riski kasvaa korkeilla spot-hinnoilla mutta huomattavasti maltillisemmin kuin pullonkaulatilanteessa. Myös korrelaatiokerroin on pullonkaulatilannetta pienempi. Kuvien 34 ja 35 perusteella voidaan kuitenkin päätellä, että Elspot-hinta antaa keskimäärin melko hyvän indikaation säätöhinnoille. Korkea Elspot-hinta indikoi keskimäärin korkeaa säätöhinnan ja spot-hinnan erotusta molempiin suuntiin.

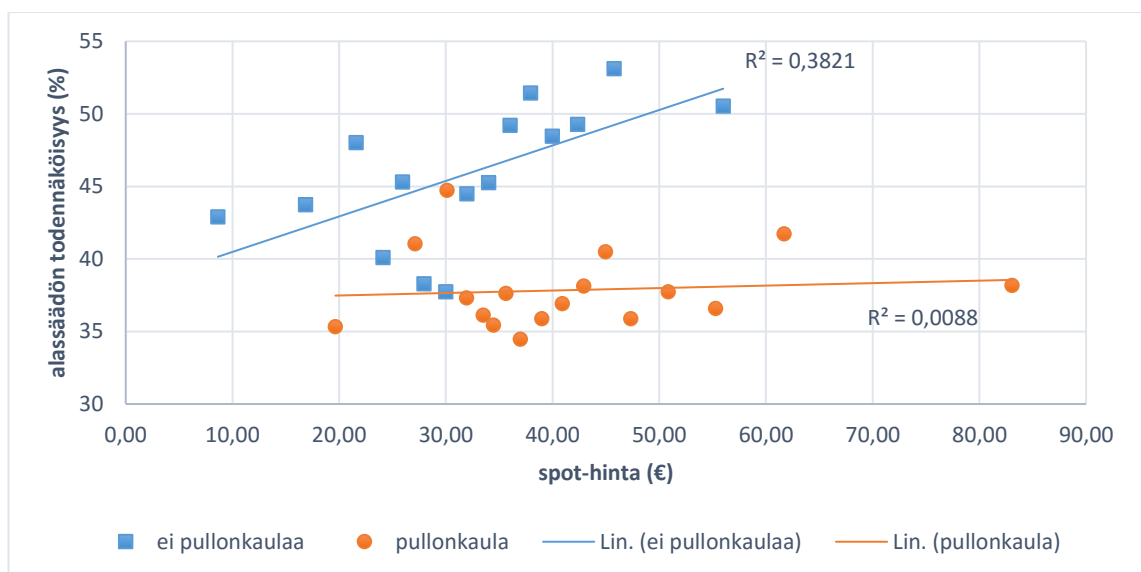
Korkea Elspot-hinta aiheuttaa korkeiden ylössäätohintapiikkien pelkoa. Kuvan 34 perusteella pelko on aiheellinen, mutta kuvasta ei saada käsitystä ylössäädön todennäköisyydestä. Empiirisesti on havaittu, että markkinapsykologian vuoksi kaikkein korkeimpien Elspot-hintojen tunneilla on yleensä alijäämät tai ei säätoä ollenkaan (Pietilä 2016). Korkeiden säätöhintojen pelon vuoksi alijäämät taseeseen todennäköisyys pyritään minimoimaan. Tämän seurauksena normaalissa käyttötilanteessa ilman merkittäviä vikaantumisia

ylössäätötarve on keskimääräistä alhaisempi. Kuvissa 36 ja 37 on havainnollistettu Elspot-hinnan ja säätöjen todennäköisyyksien riippuvuutta.



Kuva 36. Ylössäädön todennäköisyyden ja spot-hinnan välinen riippuvuus.

Pullonkaulatilanteessa ylössäädön todennäköisyys on pienimmillään korkeilla Elspot-hinnoilla. Taulukon 2 keskimääräinen ylössäädön todennäköisyys pullonkaulatilanteessa (25 %) saavutetaan Elspot-hinnalla 40 €/MWh, ja tätä korkeammilla spot-hinnoilla ylössäädön todennäköisyys on keskimääräistä pienempi. Ylössäätöhinnan odotusarvo ei kuitenkaan pienene samalla tavalla kuin ylössäädön todennäköisyys, sillä keskimääräinen ylössäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus kasvaa kuvan 34 mukaisesti. Korrelaatiokertoimesta voi päätellä, että pullonkaulatilanteessa todennäköisyydellä ei ole yhtä selkeää riippuvuutta eikä suuntaviivan kulma ole kovin jyrkkä.



Kuva 37. Alassäädön todennäköisyyden ja spot-hinnan välinen riippuvuus.

Pullonkaulatilanteessa korrelaatiokerroin on erittäin alhainen, joten alassäädön todennäköisyydellä ja spot-hinnalla ei vaikuta olevan riippuvuutta keskenään. Pullonkaulatilanteessa tilanteessa korrelaatiokerroin on hieman pullonkaulatilannetta suurempi, mutta tässä tapauksessa ei voida luotettavasti todeta alassäädön todennäköisyyden riippuvan Elspot-hinnasta. Empiiriset havainnot korkeiden Elspot-hintojen ja säätöjen riippuvuudesta pätevät siis osittain. Korkea spot-hinta ei lisää alassäädön todennäköisyyttä, mutta ylössäädön todennäköisyys alenee huomattavasti. Samalla todennäköisyys kasvaa myös sille, ettei säätöä ole lainkaan.

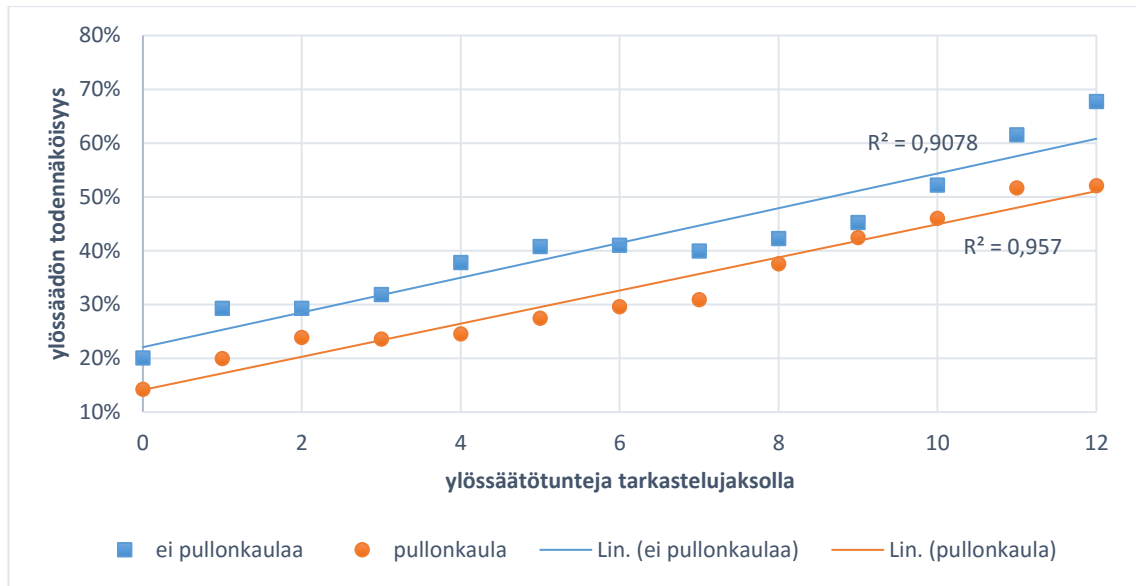
3.8 Edellisten tuntien toteumat

Empiiristen havaintojen mukaan säätöä on yleensä samaan suuntaan useita tunteja peräkkäin. Esimerkiksi jos vuorokausi on alkanut jatkuvalla alassäädöllä, on alassäätöä todennäköisesti koko päivän. Seuraavaksi tutkitaan, voiko säätöjen todennäköisyyksiä arvioida edellisten tuntien toteumien perusteella. Valitaan tarkasteltava jakso kuvan 38 mukaan.



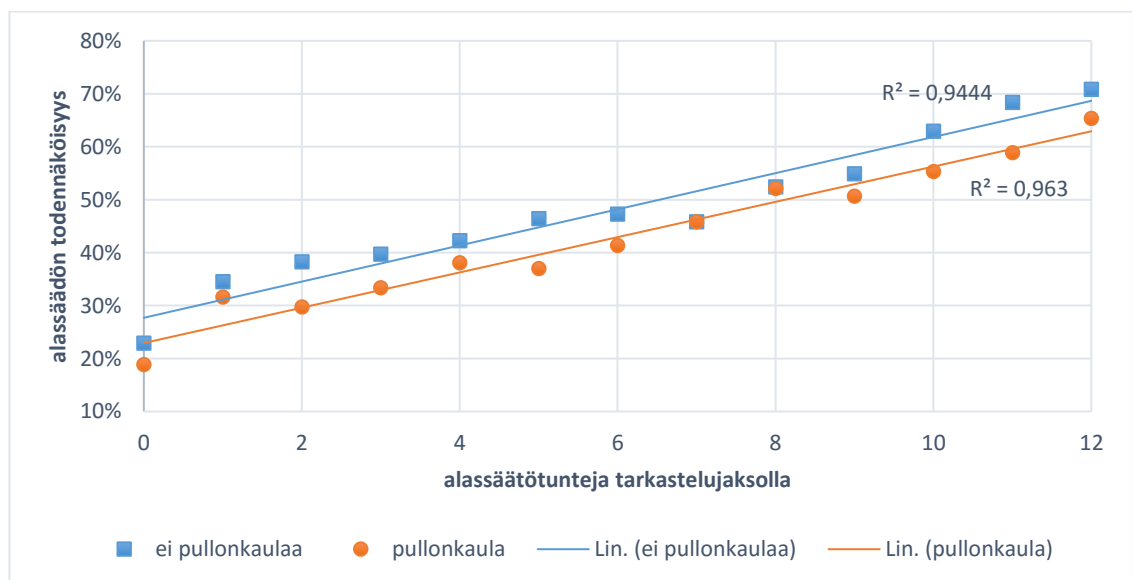
Kuva 38. Edellisten tuntien perusteella tehtävän analyysin tarkastelujakso.

Esimerkiksi käyttötunnin 20 Elbas-kaupankäynti sulkeutuu kello 19 ja tarkasteltava jakso on 12 tuntia alkaen tunnista 5 päättyen tuntiin 16. Usein Elbas-kaupankäynnin sulkeutemishetkellä ei ole vielä julkaistu edellisen tunnin säätöhintoja, ja siksi tätä tuntia ei huomioida, vaikka siten saisi hieman parempia tuloksia. Otokseksi valitaan vuosien 2013-2015 kaikki tunnit. Lasketaan tarkasteltavan jakson toteutuneet ylös- ja alassäätötuntien määrät, ja näiden perusteella määritetään todennäköisyydet ylös- ja alassäädölle. Kuvassa 39 on havainnollistettu, miten ylössäädön todennäköisyys riippuu ylössäätötuntien määrästä tarkastelujaksolla.



Kuva 39. Ylössäädön todennäköisyyden riippuvuus edellisten tuntien ylössäätötuntien määrästä.

Ylössäädön todennäköisyys on isolla korrelaatiokertoimella lineaarisesti riippuvainen 12 tunnin tarkastelujakson ylössäätötuntien määrästä. Ylössäätö on sitä todennäköisempää mitä enemmän ylössäätötunteja on ollut edellisillä tunneilla. Jos ylössäätöä ei ole ollut, ylössäädön todennäköisyys on pullonkaulatilanteessa vain 14 % ja pullonkaulatilanteessa 22 %. Jos tarkastelujakson kaikki tunnit olivat ylössäätötunteja, todennäköisyydet ovat pullonkaulatilanteessa hieman yli 50 % ja pullonkaulatilanteessa yli 60 %. Vastaava riippuvuus on myös alassäädön todennäköisyydellä, kuten kuvasta 40 voidaan havaita.



Kuva 40. Alassäädön todennäköisyyden riippuvuus edellisten tuntien alassäätötuntien määrästä.

Alassäätö on sitä todennäköisempää, mitä enemmän tarkastelujaksolla on ollut alassäätötunteja. Jos alassäätötunteja ei ole ollut, molemmissa tapauksissa alassäädön todennäköisyys on trendiviivojen mukaan 20-30 %. Alassäädön todennäköisyys kasvaa toteutuneiden alassäätötuntien määrän funktiona lineaarisesti isolla korrelaatiokertoimella. Jos tarkastelujakson kaikki tunnit ovat olleet alassäätötunteja, alassäädön todennäköisyys on molemmissa tapauksissa 60-70 %. Ääripäiden todennäköisyyksien ero on huomattava.

Kuvien 39 ja 40 perusteella voidaan päätellä, että empiiriset havainnot pitävät paikkansa. Käyttötuntia edeltävien tuntien säätötrendi todennäköisemmin jatkuu kuin kääntyy. Jos alassäätöä on ollut usean tunnin ajan, on myös tulevilla tunneilla odotettavissa alassäätöä. Jos edellisillä tunneilla on ollut ylössäätöä, sitä on myös jatkossa odotettavissa keskimääräistä suuremmalla todennäköisyydellä. Tällaisen säätökäyttäytymisen syitä voivat olla aikapoiikkeaman pienentäminen, tasevastaavien sähkönkulutuksen yhdensuuntaiset ennustevirheet esimerkiksi lämpötilaennusteiden virheiden vuoksi, vesi- ja tuulivoimalaitosten suunnitelmasta poikkeava tuotanto, voimalaitosten useita tunteja kestävät vikaantumiset ja markkinapsykologia.

Empiiristen havaintojen mukaan myös alassäätöhinta pysyy suhteellisen vakiona läpi vuorokauden riippumatta Suomen hinta-alueen Elspot-hinnasta. Mikäli alassäätöhinta on ollut edellisten tuntien aikana esimerkiksi noin 20 €/MWh ja spot-hinta noin 30 €/MWh, spot-hinnan kasvu 40 euroon pullonkaulatilanteessa ei yleensä vaikuta nostavasti alassäätöhintaan. Alassäätöhinta pysyisi havaintojen mukaan edelleen noin 20 eurossa spot-hinnan kasvusta huolimatta, koska suuri osa alassäädöstä toteutetaan Norjan ja Ruotsin vesivoimalaitoksissa. Elspot-kaupankäynnin perusteella laskettu pullonkaula usein poistuu alassäätötilanteessa, ja tällöin alassäätöhinnaksi tulee yhtenäisen markkina-alueen alassäätöhinta. Alassäätöhinta pysyy melko vakiona, koska spot-hinnan ja säätöhintojen volatiliteetit ovat huomattavasti pienempiä Ruotsissa ja Norjassa kuin Suomessa. Tämä on merkittävin syy, miksi Suomessa alassäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus on keskimäärin suurempi pullonkaulatilanteessa kuin pullonkaulattomassa tilanteessa.

Tutkitaan seuraavaksi edellä kuvattua havaintoa vuosina 2013-2015 toteutuneilla alassäätöhinnoilla. Otetaan kuvan 38 kaltaisesti tarkastelujaksoksi käyttötuntia edeltävät 24 tuntia, ja lasketaan sen alassäätötuntien alassäätöhintojen keskiarvo. Kyseinen keskiarvo on edellä mainitun empiirisen havainnon mukainen ennuste alassäätöhinnalle. Malli voi antaa alassäätöhinnan ennusteeksi spot-hintaa korkeamman arvon, mikä on luonnollisesti virheellinen arvio. Tässä tapauksessa alassäätöhinnan ennusteeksi muokataan spot-hinta kerrottuna kokeellisesti määritetyllä vakiolla 0,8. Samaa menettelyä käytetään, kun tarkastelujaksolla ei ole yhtään alassäätötuntia. Hintaennusteen virhe saadaan laskemalla hintaennusteen ja toteutuneen alassäätöhinnan erotus. Tämä toistetaan valitun otoksen kaikilla tunneilla, ja keskimääräiseksi ennustevirheeksi saadaan 3,80 €. Alassäätöhinnan ennuste on siis keskimäärin alle neljä euroa liian suuri tai pieni.

4. SÄÄDÖN TODENNÄKÖISYYDEN JA SÄÄTÖHINNAN ODOTUSARVON LASKEVA ALGORITMI

Luvun 3 tulosten perusteella muodostetaan seuraavaksi algoritmi, joka laskee jokaiselle tunnille ylös- ja alassäädön todennäköisyyden sekä arvion säätöhinnasta. Yhteensä muodostetaan neljä toisistaan riippumatonta yhtälöä, joiden tuloksina saadaan:

- ylössäädön todennäköisyys,
- alassäädön todennäköisyys,
- arvio ylössäätöhinnasta ja
- arvio alassäätöhinnasta.

Toisistaan riippumattomuus tarkoittaa, ettei minkään yhtälön tulos vaikuta muiden yhtälöiden tuloksiin. Mikäli jonkin yhtälön laskennassa on teknisiä ongelmia tai lähtöarvoissa on puutteita, voidaan muut yhtälöt laskea normaalisti ellei puutteellista lähtöarvoa hyödynnetä myös muissa yhtälöissä. Lisäksi jokaisessa yhtälössä on otettava huomioon pullonkaulatilanne. Periaatteessa muodostettavia yhtälöitä on kahdeksan, mutta pullonkaula otetaan laskennan ohjelmoinnissa huomioon yksinkertaisella IF-lauseella, joka ohjaa algoritmin laskemaan joko pullonkaulatilanteen tai pullonkaulatottoman tilanteen yhtälöä.

Luvussa 3 tutkittiin kunkin yksittäisen indikaattorin vaikutusta säätömarkkinoihin. Tulosten perusteella voidaan päätellä, että pienimmät korrelaatiokertoimet saaneet indikaattorit eivät ole käyttökelpoisia ja suurimmat korrelaatiokertoimet saaneet indikaattorit puolestaan ovat erittäin käyttökelpoisia. Toisaalta parhaat korrelaatiokertoimet saaneet indikaattorit voivat osittain kumota toisensa. On mahdollista, että jossakin tapauksessa pienemmän korrelaatiokertoimen saanut indikaattori osoittautuu suuremman korrelaatiokertoimen saanutta indikaattoria käyttökelpoisemmaksi.

Algoritmin muodostamisen keskeinen tavoite on, että se antaa mahdollisimman luotettavan arvion säädön suunnasta ja säätöhinnasta, jotta laskennan tuloksia voidaan hyödyntää Elbas-kaupankäynnissä. Luvussa 3 esitetyt tulokset ovat yhtälöiden muodostamisen lähtökohta. Kokeellisesti tutkitaan, mitä indikaattoreita kannattaa seurata kunkin yhtälön laskennassa. Yksittäisessä yhtälössä muuttujina on yksi tai useampi indikaattori, joille määritetään painokertoimet. Painokerroin kuvaa kunkin indikaattorin merkittävyyttä. Voidaan olettaa, että indikaattorit, joiden korrelaatiokertoimet ovat suuret, saavat myös suuria painokertoimia.

4.1 Todennäköisyisyhtälöt

Todennäköisyisyhtälöiden tulee antaa paras mahdollinen arvio säädön suunnasta. Luvun 3 tulosten perusteella parhaat säädön suuntaa ennustavat indikaattorit ovat lämpötilaen-

nuste, lämpötilaennusteen muutos, verkon taajuus ja edelliset tunnit. Painokertoimet määritetään seuraavalla menetelmällä: etsitään kokeellisesti kunkin indikaattorin antamille tuloksille painokertoimet, joilla algoritmi antaa mahdollisimman korkean todennäköisyyden niille tunneille, joilla haluttua säätöä on todellisuudessa ollutkin ja mahdollisimman pienen todennäköisyyden niille tunneille, joilla on ollut säätöä vastakkaiseen suuntaan. Todennäköisyyksien erotus halutaan maksimoida. Esimerkiksi ylössäädön todennäköisyyden halutaan olevan mahdollisimman suuri niillä tunneilla, joilla ylössäätöä on todellisuudessa ollut ja mahdollisimman pieni niillä tunneilla, joilla onkin ollut alassäätöä. Reunaehdoiksi asetetaan, että jokaisen painokertoimen tulee olla positiivinen luku tai nolla ja säädön todennäköisyyden tulee olla keskimäärin taulukon 2 referenssiarvo. Painokertoimen arvo nolla tarkoittaa, että kyseistä indikaattoria ei hyödynnetä yhtälössä.

Kokeellisessa tutkimuksessa ilmenee, että ainoastaan taajuutta ja edellisiä tunteja kannattaa seurata. Sen sijaan lämpötilojen ottaminen mukaan laskentaan heikentää tuloksia. Pullonkaulatunneilla paras arvio saadaan seuraamalla ainoastaan edellisten tuntien säätöjä, ja pullonkaulatottomilla tunneilla paras arvio saadaan seuraamalla ainoastaan verkon taajuutta. Keskimääräiseksi ylössäädön todennäköisyydeksi toteutuneilla ylössäädötunneilla saadaan 33,5 % ja toteutuneilla alassäätötunneilla 24,6 %. Keskimääräiseksi alassäädön todennäköisyydeksi toteutuneilla alassäätötunneilla saadaan 47,1 % ja toteutuneilla ylössäätötunneilla 37,1 %. Yhtälöt 7 ja 8 esittävät ylössäädön todennäköisyyttä pullonkaulatommassa ja pullonkaulatilanteessa. Yhtälöt 9 ja 10 esittävät vastaavasti alassäädön todennäköisyyttä.

$$T_{ys,ei-pk} = P_{f,ys}(a_7f + b_7) \quad (7)$$

$$T_{ys,pk} = P_{e,ys}(a_8M_{ys} + b_8) \quad (8)$$

$$T_{as,ei-pk} = P_{f,as}(a_9f - b_9) \quad (9)$$

$$T_{as,pk} = P_{e,as}(a_{10}M_{as} + b_{10}), \quad (10)$$

joissa P = painokerroin, f = edellisten tuntien verkon taajuuden keskiarvo (Hz) kappaleessa 3.1 esitetyllä tarkastelujaksolla, M_i = ylös- ja alassäätötuntien määrä kappaleessa 3.8 esitetyllä tarkastelujaksolla sekä a_i ja b_i ovat vakiokertoimia. Alaindekseissä ys = ylössäätö, as = alassäätö, pk = pullonkaula, $ei-pk$ = ei pullonkaulaa, f = taajuus ja e = edelliset tunnit.

4.2 Ylössäätöhinnan arvioivat yhtälöt

Ylössäätöhinnan arvioivat yhtälöt muodostetaan etsimällä kokeellisesti painokertoimet, joilla algoritmi osaa ennustaa mahdollisimman suuren osan tunneista, joilla ylössäätöhinta on ollut vähintään 30, 40, 50 tai 60 euroa korkeampi kuin Elspot-hinta. Tämä ei kuitenkaan yksistään riitä yhtälöiden muodostamisen periaatteeksi, sillä algoritmi onnistuu ennustamaan piikkihinnan joka kerta, jos se ennustaa jokaiselle tunnille tuhansien eurojen ylössäätöhinnan. Tämä aiheuttaisi hyvin suuren määrän vääriä ennusteita. Tästä

syystä yhtälöiden muodostamisessa pitää optimoida oikeiden ennusteiden osuus mahdollisimman suureksi ja väärin ennusteiden osuus mahdollisimman pieneksi. Käytännössä edellä mainittu optimointi on vaikeaa, koska sekä oikeiden että väärin ennusteiden osuudet kasvavat, kun painokertoimia suurennetaan. Sopivat painokertoimet on osittain määritetty heuristisesti kappaleen 4.4 testausten perusteella.

Luvun 3 tulosten perusteella eniten ylössäätöhintaan vaikuttavia indikaattoreita ovat lämpötilaennusteen muutos, ylössäätötarjousten määrä ja Elspot-hinta. Kokeellisen tutkimuksen perusteella vain ylössäätötarjousten määrä ja Elspot-hinta saavat tarpeeksi suuret painokertoimet. Lämpötilaennusteen muutosta ei kannata hyödyntää yhtälöissä. Ylössäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotuksen arvion laskevat yhtälöt pullonkaulatilanteessa ja pullonkaulatottomassa tilanteessa esitetään yhtälöissä 11 ja 12:

$$H_{ys,ei-pk} = S + P_{B,ys,ei-pk}(a_{11}e^{-b_{11} \times B_{ys}}) + P_{S,ys,ei-pk}(c_{11}S^2 - d_{11}S + g_{11}) \quad (11)$$

$$H_{ys,pk} = S + P_{B,ys,pk}(a_{12}e^{-b_{12} \times B_{ys}}) + P_{S,ys,pk}(c_{12}S^2 - d_{12}S + g_{12}), \quad (12)$$

joissa S = Elspot-hinta, P = painokerroin, B_{ys} = ylössäätötarjousten määrä ja a_i , b_i , c_i , d_i ja g_i ovat vakiokertoimia. Alaindekseissä ys = ylössäätö, pk = pullonkaula ja $ei-pk$ = ei pullonkaulaa.

4.3 Alassäätöhinnan arvioivat yhtälöt

Alassäätöhinnan arvioivat yhtälöt muodostetaan minimoimalla ennustetun alassäätöhinnan keskimääräinen virhe MAE (Mean Absolute Error). Hintayhtälöiden on tarkoitus arvioida ainoastaan alassäätöhintaa puuttumatta säädön todennäköisyyteen, ja tästä syystä yhtälöiden muodostuksessa MAE minimoidaan toteutuneiden alassäätötuntien perusteella. Alassäätöhinnan arvioiva yhtälö vastaa kysymykseen, mikä on alassäätöhinta, jos alassäätöä tulee. Toteutuneita ylössäätötunteja ja säädöttömiä tunteja ei huomioida keskivirheen minimoinnissa, sillä ne vääristävät saatua tulosta. Keskimääräinen virhe määritellään yhtälön 13 mukaisesti:

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |H_{enn,i} - H_{tot,i}|, \quad (13)$$

jossa n = otoksen koko, $H_{enn,i}$ = ennustettu alassäätöhinta ja $H_{tot,i}$ = toteutunut alassäätöhinta.

Luvun 3 tulosten perusteella merkittävimmät alassäätöhintaan vaikuttavat indikaattorit ovat lämpötilaennusteen muutos, tuulisuusennuste, alassäätötarjoukset, Elspot-hinta ja edelliset tunnit. Painokertoimet määritetään kokeellisesti siten, että MAE minimoituu. Kokeellisen tutkimuksen tuloksena havaitaan, että edellä mainitut sääindikaattorit saavat niin pienet painokertoimet, että niiden käyttämisellä saavutetaan erittäin pieni hyöty eikä niitä laskennan yksinkertaistamiseksi kannata käytännössä hyödyntää. Puolestaan alassäätötarjoukset, Elspot-hinta ja edelliset tunnit saivat suuret painokertoimet, ja niitä kan-

nattaa hyödyntää. Määritetyillä painokertoimilla alassäätohinta voidaan ennustaa pullonkaulatilanteessa noin 2,6 € keskimääräisellä virheellä ja pullonkaulatilanteessa noin 3,8 € keskimääräisellä virheellä. Kaikki tunnit huomioiden alassäätohinta voidaan ennustaa noin 3,2 € keskimääräisellä virheellä. Alassäätohinnan arvioivat yhtälöt (14 ja 15) pullonkaulatilanteessa ja pullonkaulatilanteessa ovat seuraavat:

$$H_{as,ei-pk} = S + P_{B,as,ei-pk}(-a_{14}B_{as}^2 + b_{14}B_{as} - c_{14}) + P_{S,as,ei-pk}(-d_{14}S^2 + g_{14}S - h_{14}) + P_{e,as}(A - S) \quad (14)$$

$$H_{as,pk} = S + P_{S,as,pk}(-a_{15}S^2 - b_{15}S - c_{15}) + P_{e,as,pk}(A - S), \quad (15)$$

joissa S = Elspot-hinta, P = painokerroin, B_{as} = alassäätotarjousten määrä, A = edellisten tuntien toteumien perusteella arvioitu alassäätohinta ja a_i , b_i , c_i , d_i , g_i , ja h_i ovat vakio-kertoimia. Alaindekseissä as = alassääto, pk = pullonkaula, $ei-pk$ = ei pullonkaulaa ja e = edelliset tunnit.

4.4 Algoritmin testaaminen

Seuraavaksi edellä muodostettua algoritmia testataan, jotta voidaan selvittää, miten algoritmia kannattaa hyödyntää tasesähkötalouden minimoimiseksi. Testauksessa hyödynnetään todellisia Empower IM Oy:n asiakkaiden kaupankäyntiraportteja ja niiden perusteella laskettuja kulutustaseen tasesähkötalouksia. Tuotantotaseen tasesähkötalouksia ei huomioida, sillä niihin ei voida vaikuttaa Elbas-kaupankäynnillä vaan ne minimoidaan mahdollisimman tarkkojen tuotantoennusteiden ja risteilyhyödyn avulla. Testaus suoritetaan takautuvasti, eli yhtiöiden todellisuudessa tehdyistä kaupoista aiheutuvia kulutustaseen tasesähkötalouksia verrataan tilanteisiin, joissa Elbas-kauppaa olisi käyty hyödyntäen algoritmia tai Elbas-kauppaa ei olisi käyty lainkaan. Valitaan kaikista kaupankäyntiasiakkaista neljä tutkittavaa yhtiötä (EMS 2016):

- Yhtiö A: avoimessa toimituksessa on perinteisiä keskisuuria sähköyhtiöitä, jotka myyvät sähköä pääosin kotitalouksille ja pk-yrityksille.
- Yhtiö B: avoimessa toimituksessa on perinteisiä suuria sähköyhtiöitä, jotka myyvät sähköä pääosin kotitalouksille ja pk-yrityksille.
- Yhtiö C: raskasta teollisuutta edustava suurikokoinen yhtiö, joka hankkii kuluttamansa sähkön markkinoilta ja omasta tuotannostaan.
- Yhtiö D: raskasta teollisuutta edustava keskisuuri yhtiö, joka hankkii kuluttamansa sähkön markkinoilta ja omasta tuotannostaan.

Kaupankäyntiraportit haetaan aikavälille 1.7.2015-30.6.2016. Vuoden 2016 markkinadataa ei ole hyödynnetty tässä työssä algoritmin muodostamisessa, jotta algoritmin toimivuutta voidaan järkevästi testata. Vuoden 2015 kuukaudet otetaan testaukseen mukaan otoksen suurentamiseksi. Voidaan olettaa, että algoritmi antaa hyviä tuloksia vuoden 2015 toteumaan verrattuna, sillä kyseisen vuoden markkinadataa on käytetty algoritmin

muodostuksessa. Vuoden 2016 tilastot ovat tärkeämmät: mikäli algoritmin hyödyntäminen antaa hyviä tuloksia vuodelle 2016, voidaan päätellä algoritmin kurinalaisen hyödyntämisen Elbas-kaupankäynnin tukena laskevan yhtiöiden tasesähkökustannuksia.

Algoritmin hyödyntämistä varten jokaiselle tunnille lasketaan tasesähkön hinnan odotusarvo yhtälön 16 mukaan:

$$\text{odotusarvo} = T_{ys}(H_{ys} - S) + T_{as}(H_{as} - S), \quad (16)$$

jossa T = todennäköisyys, H = arvio säätö hinnasta ja S = Elspot-hinta. Alaindekseissä ys = ylössäätö ja as = alassäätö.

Odotusarvon etumerkin ollessa positiivinen on riski ylössäädölle, ja odotusarvon ollessa negatiivinen on riski alassäädölle. Mikäli tase vaikuttaa alijäämäiseltä, Elbas-myyntiä ei tehdä ja osto tehdään vain, jos on riski ylössäädölle. Taseen vaikuttaessa ylijäämäiseltä Elbas-ostoa ei tehdä ja myynti tehdään vain, jos on riski alassäädölle. Tasetta vastaan ei käydä kauppaa, eli Elbas-kaupalla ei tietoisesti suurenneta arvioitua tasepoikkeamaa. Esimerkiksi taseen vaikuttaessa ylijäämäiseltä, ei koskaan tehdä ylijäämää entisestään kasvattavaa Elbas-ostoa.

Laskelmissa tehdään oletuksia, jotta testaus antaisi mahdollisimman luotettavan arvion algoritmin käyttökelpoisuudesta. Kaikki oletukset on pyritty tekemään siten, että tutkitavan aikavälin tasesähkökustannuksille saadaan mahdollisimman todenmukainen arvio. Tutkitaan kahta eri kaupankäyntiperiaatetta: maltillinen ja aggressiivinen kaupankäynti. Maltillisen kaupankäynnin perusteita ovat pienempi kaupankäyntivolyymi, vähemmän toteutuneita kauppvoja sekä tiukemmat vaatimukset Elbas-kauppojen kustannuksille kuin aggressiivisessa kaupankäynnissä. Maltillisen kaupankäynnin oletukset ovat:

1. Mahdollisen Elbas-kaupan hinta on viimeisen toteutuneen kaupan hinta. Historia tiedot saadaan Nord Poolista (NP 2016d). Ylös- ja alassäätöriskin perusteella päätetään, tehdäänkö kauppa tällä hinnalla vai jätetäänkö kauppa tekemättä. Kuitenkin myynnin suurin sallittu kustannus on 20 €/MWh, ja oston suurin sallittu kustannus on 50 €/MWh, eli näitä rajoja suuremmalla kustannuksella kauppaa ei tehdä.
2. Kauppa syntyy aina, jos se halutaan tehdä, ja kaupan volyymi on 50 % arvioidusta tasepoikkeamasta.
3. Alijäämäisen tasepoikkeaman arvion yläraja on 20 MWh, eli missään tilanteessa arvioitu tasepoikkeama ei ole tätä enemmän oston puolella.
4. Kauppa tehdään, kun arvioidun tasepoikkeaman itseisarvo on välillä 10-100 MWh. Kauppaa ei tehdä, jos arvioitu tasepoikkeama on tämän alueen ulkopuolella.

Aggressiivisen kaupankäynnin perusteita ovat isompi kaupankäynnin volyymi ja enemmän toteutuneita kauppvoja kuin maltillisessa kaupankäynnissä sekä ei vaatimuksia Elbas-kaupan kustannuksille. Aggressiivinen kaupankäynti on siis yhtä aikaa rohkeampaa ja aktiivisempaa verrattuna maltilliseen kaupankäyntiin. Aggressiivisen kaupankäynnin oletukset ovat:

1. Mahdollisen Elbas-kaupan hinta on viimeisen toteutuneen kaupan hinta. Historia-tiedot saadaan Nord Poolista (NP 2016d). Ylös- ja alassäätoriskin perusteella päätetään, tehdäänkö kauppa tällä hinnalla vai jätetäänkö kauppa tekemättä. Elbas-kaupan kustannukselle ei ole rajoitusta.
2. Kauppa syntyy aina, jos se halutaan tehdä, ja kaupan volyymi on 100 % arvioidusta tasepoikkeamasta.
3. Alijäämäisen tasepoikkeaman arviolle ei ole ylärajaa.
4. Kauppa tehdään, kun arvioidun tasepoikkeaman itseisarvo on välillä 5-100 MWh. Kauppaa ei tehdä, jos arvioitu tasepoikkeama on tämän alueen ulkopuolella.

Molemmissa kaupankäyntiperiaatteissa oletus 1 on järkevä, koska tutkimusten mukaan viimeisin toteutunut Elbas-kaupan hinta on keskimäärin edullisempi kuin tasesähkön hinta. Näin ei kuitenkaan ole aina, ja tältä epävarmuudelta suojaudutaan maltillisen kaupankäynnin kustannusten rajoituksilla. Todellisuudessa oletuksiin 1 ja 2 ei voi täysin vaikuttaa, sillä kaupan toteutuminen tietyllä hinnalla ja halutulla volyymillä ei ole koskaan varmaa. Oletus 3 liittyy riskienhallintaan. Maltillisessa kaupankäynnissä ei haluta tasepoikkeaman olevan milloinkaan kovin paljon oston puolella, koska hintapiikeistä voi aiheutua erittäin suuria kustannuksia. Aggressiivisessa kaupankäynnissä otetaan maltillista kaupankäyntiä isompia riskejä alijäämäisen taseen suhteen. Oletus 4 vaikuttaa siihen, että kauppojen lukumäärä algoritmia hyödynnettäessä ei ole huomattavasti suurempi kuin todellisuudessa. Alle 5 MWh kaupat eivät ole tasesähkökustannusten kannalta kovin merkittäviä. Lisäksi arvioidun tasepoikkeaman virhe on usein suurempi kuin 5 MWh. Maltillisessa kaupankäynnissä tasepoikkeaman arvion alaraja on aggressiivista kaupankäyntiä korkeammalla, koska siinä pienivolyyymisiä kauppia halutaan tehdä huomattavasti vähemmän kuin aggressiivisessa kaupankäynnissä. Yli 100 MWh tasepoikkeaman arvio on usein virheellinen, joten rajan asettaminen vähentää virheellisten oletusten perusteella tehtyjä isoja kauppia.

4.4.1 Tasesähkökustannukset

Taulukossa 4 on esitetty yhtiöiden A-D todelliset kulutustaseen tasesähkökustannukset ja kustannukset, kun algoritmia hyödynnetään molemmilla kaupankäyntiperiaatteilla edellä mainituin oletuksin. Taulukossa esitetään myös tasesähkökustannukset, jos Elbas-kaupaa ei olisi tehty ollenkaan. Tällöin tasesähkökauppa tehtäisiin aina tasesähkön markkinahinnalla. Laskelmissa on huomioitu tasesähkön oston ja myynnin kustannukset ja tulot, Elbas-kaupankäynnin kustannukset ja tulot sekä tasesähkön volyymimaksu. Tasesähkökustannukset esitetään Elspot-hinnan lisäkustannuksena, eli jokaisesta kulutetusta megawattitunnista maksetaan tasesähkökustannuksia taulukon 4 mukaisesti enemmän (positiivinen luku) tai vähemmän (negatiivinen luku) kuin Elspot-hinta. Kulutustaseen keskimääräinen tasesähkökustannus pitkällä aikavälillä on 0-0,30 €/MWh riippuen yhtiön koosta, avoimessa toimituksessa olevan kulutuksen luonteesta, tasehallinnan laadusta, tasesähkön markkinahinnoista ja sattumasta.

Taulukko 4. Yhtiöiden A-D kulutustaseen tasesähkökustannukset eri Elbas-kaupankäyntimenetelmillä. (Perustuu osittain lähteeseen EMS 2016)

	Yhtiö A	Yhtiö B	Yhtiö C	Yhtiö D
Todellisuus (€/MWh)	0,09	0,02	0,12	-0,07
Ei Elbas-kauppaa (€/MWh)	0,07	0,04	0,12	-0,22
Algoritmi & maltillinen kaupankäynti (€/MWh)	0,06	0,03	0,05	-0,17
Algoritmi & aggressiivinen kaupankäynti (€/MWh)	0,05	-0,01	-0,03	-0,17

Taulukosta 4 havaitaan, että kurinalaisella algoritmin hyödyntämisellä kulutustaseen tasesähkökustannuksissa voidaan saada merkittäviä säästöjä pitkällä aikavälillä. Säästöt ovat 0-0,15 €/MWh, joka rahana yhtiöstä riippuen kymmeniä tai satoja tuhansia euroja. Yhtiötä D lukuun ottamatta sekä maltillinen että aggressiivinen kaupankäynti olisi ollut kannattavampaa kuin olla käymättä Elbas-kauppaa lainkaan. Yhtiötä B lukuun ottamatta maltillinen kaupankäynti algoritmia hyödyntäen olisi ollut todellisuudessa tehtyä kaupankäyntiä kannattavampaa. Kaikilla yhtiöillä aggressiivinen kaupankäynti olisi ollut huomattavasti kannattavampaa kuin todellisuudessa tehty kaupankäynti. Yhtiöillä A-C aggressiivinen kaupankäynti vaikuttaa selkeästi maltillista kaupankäyntiä kannattavammalta, ja yhtiöllä D molemmat kaupankäyntistrategiat ovat lähes yhtä kannattavat. Aggressiivisella kaupankäyntiperiaatteella jokainen yhtiö olisi säästänyt myös vuoden 2016 tasesähkökustannuksissa, mikä on merkki algoritmin toimivuudesta.

Huomion arvoista on, että todellisuudessa vain yhtiön B Elbas-kaupankäynti on ollut kannattavaa. Tämä havaitaan, kun verrataan yhtiöiden todellisia kustannuksia tilanteeseen, jossa Elbas-kauppaa ei olisi tehty ollenkaan. Yhtiöillä A ja D Elbasista on ollut jopa haittaa, sillä ilman sitä yhtiön A kustannukset olisivat olleet pienemmät ja yhtiön D voitot suuremmat, kuin ne todellisuudessa ovat olleet. Kappaleen 4.4.2 taulukosta 5 voidaan päätellä, että yhtiön B kaupankäynti on ollut kaikkein aktiivisinta, mikä on merkittävin syy kaupankäynnin kannattavuuteen. Elbas-kaupankäynti voidaan kuitenkin ajatella tasesähkön hintaan liittyvänä riskienhallintana eikä niinkään keinona päästä parhaaseen mahdolliseen taloudelliseen lopputulokseen.

Taulukon 4 kustannukset ovat enemmän suuntaa-antavia kuin totuuksia. Totuuksia ovat ainoastaan todelliset tasesähkökustannukset sekä Elbas-kaupankäymättömyydestä aiheutuvat kustannukset. Testauksissa käytetyt oletukset aiheuttavat vääristymää algoritmin hyödyntämisen tuloksiin. Lisäksi maltillinen ja aggressiivinen kaupankäyntiperiaate ovat lähellä ääritapauksia eikä kumpaakaan näistä käytetä sellaisenaan. Algoritmia hyödyn-

nettäessä kaupankäyntiperiaate olisi todennäköisesti molempien menetelmien yhdistelmä, ja kustannustenkin voidaan olettaa olevan taulukon 4 mukaisten maltillisen ja aggressiivisen kaupankäynnin kustannusten välissä.

4.4.2 Elbas-kaupankäynnin aktiivisuus ja tasesähkön määrä

Tasesähkökustannusten lisäksi on kiinnostavaa selvittää, kuinka aktiivista Elbas-kaupankäynti olisi ollut taulukon 4 mukaisilla tuloksilla. Tämän perusteella voidaan arvioida kaupankäynnin muuttuvaa työmäärää valvomossa. Lisäksi tasevastaavan ja tasesähköyksikön välisen tasepalvelusopimuksen ehdot tulee täyttyä, eli tasepoikkeaman tulee olla kohtuullinen yhtiön taseen kokoon nähden (FG 2012). Tasepalvelusopimuksessa ei ole määritelty prosentuaalista maksimirajaa tasesähkölle, mutta oletetaan 10 % tasepoikkeaman olevan sallittu pitkällä aikavälillä (Pietilä 2016). Taulukossa 5 esitetään yhtiöiden A-D Elbas-kaupankäynnin volyyymi, toteutuneiden kauppojen lukumäärä ja keskimääräinen tasepoikkeama prosenteissa. Volyymi-sarakkeissa käytetään suhdelukuja. Yhtiön B todelliseksi kaupankäyntivolyyymiksi määritetään suhdeluku 100, ja kaikki muut volyymit esitetään suhteessa tähän.

Taulukko 5. Elbas-kaupankäynnin volyyymi, kauppojen lukumäärä ja keskimääräinen tasepoikkeama. (Perustuu osittain lähteeseen EMS 2016)

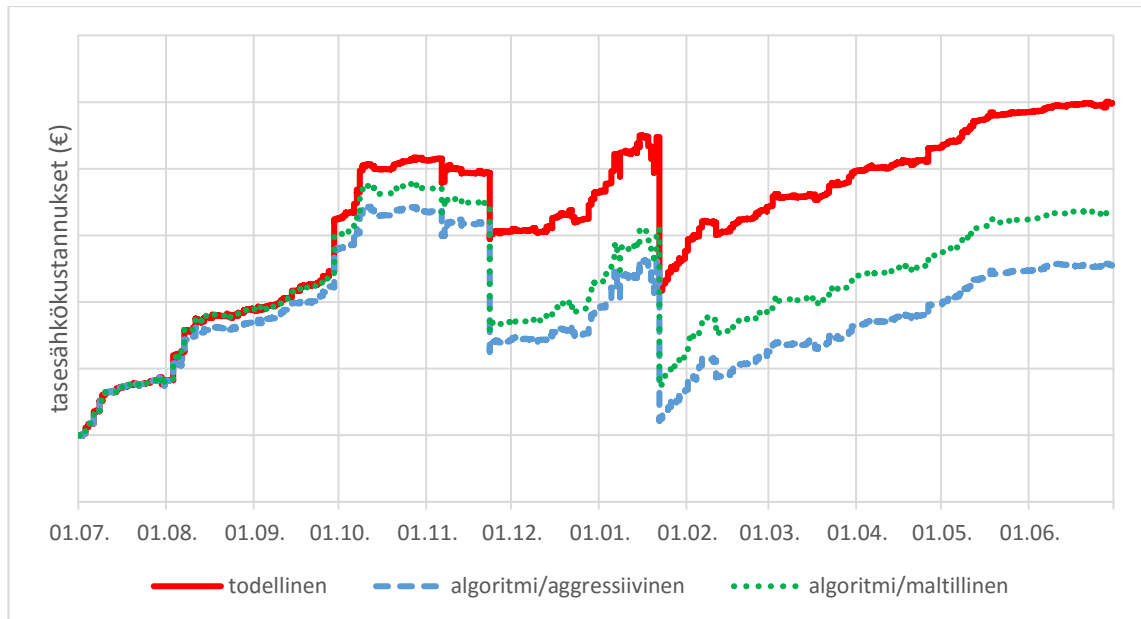
	Yhtiö A	Yhtiö B	Yhtiö C	Yhtiö D
Volyymi: todellisuus (MWh)	18	100	76	12
Volyymi: algoritmi & maltillinen kaupankäynti (MWh)	15	50	125	6
Volyymi: algoritmi & aggressiivinen kaupankäynti (MWh)	40	111	195	15
Kauppojen lukumäärä: todellisuus	1 245	4 391	2 409	599
Kauppojen lukumäärä: algoritmi & maltillinen kaupankäynti	681	1 894	3 093	142
Kauppojen lukumäärä: algoritmi & aggressiivinen kaupankäynti	1 493	2 833	3 359	440
Keskimääräinen tasepoikkeama: todellisuus (%)	2,7	2,9	4,0	8,5
Keskimääräinen tasepoikkeama: algoritmi & maltillinen kaupankäynti (%)	2,6	2,6	3,5	8,9
Keskimääräinen tasepoikkeama: algoritmi & aggressiivinen kaupankäynti (%)	2,6	2,6	3,6	8,4

Algoritmin hyödyntämisen avulla saavutettavat säästöt vaativat muutoksia kauppojen lukumääriin ja volyymeihin. Yhtiöiden A ja C kaupankäynnin tulisi olla nykyistä aktiivisempaa huomattavasti isommalla volyymillä, kun todellista tilannetta verrataan algoritmin hyödyntämiseen aggressiivisella kaupankäyntimenetelmällä. Yhtiöiden B ja D nykyinen kaupankäynti on hieman liian aktiivista, mutta volyymit ovat melko hyvällä tasolla. Taulukosta 5 ei havaita Elbas-ostojen ja -myyntien muutoksia, mutta jokaisella yhtiöllä on paljon Elbas-ostoja ja -myyntejä niin todellisuudessa kuin algoritmin ehdottamanakin. Taulukon 5 volyymeistä voidaan päätellä, että kokonaisuudessaan nykyinen kaupankäynti on liian varovaista eli keskimäärin Elbas-kauppaa käydään vain osasta arvioitua tasepoikkeamaa tai kauppaa ei käydä ollenkaan. Varovaisella kaupankäynnillä ei pääse parhaaseen taloudelliseen tulokseen.

Taulukon 5 perusteella tasesähkön määrien muutokset ovat pienet algoritmin hyödyntämisen seurauksena. Keskimääräinen tasepoikkeama ei muutu merkittävästi. Aggressiivisella kaupankäynnillä keskimääräinen tasepoikkeama hieman pienenee – toki yksittäisten tuntien tasepoikkeamat voivat merkittävästikin muuttua. Joka tapauksessa kaikkien yhtiöiden tasesähköprosentit ovat alle aiemmin oletetun 10 %:n rajan sekä todellisuudessa että algoritmin hyödyntämisen seurauksena. Tulosten perusteella algoritmin hyödyntäminen täyttää tasepalvelusopimuksen ehdot tasepoikkeamasta etenkin, kun huomioidaan, että algoritmin avulla ei käydä kauppaa tasetta vastaan, eli esimerkiksi ei osteta, kun tase vaikuttaa ylijäämäiseltä.

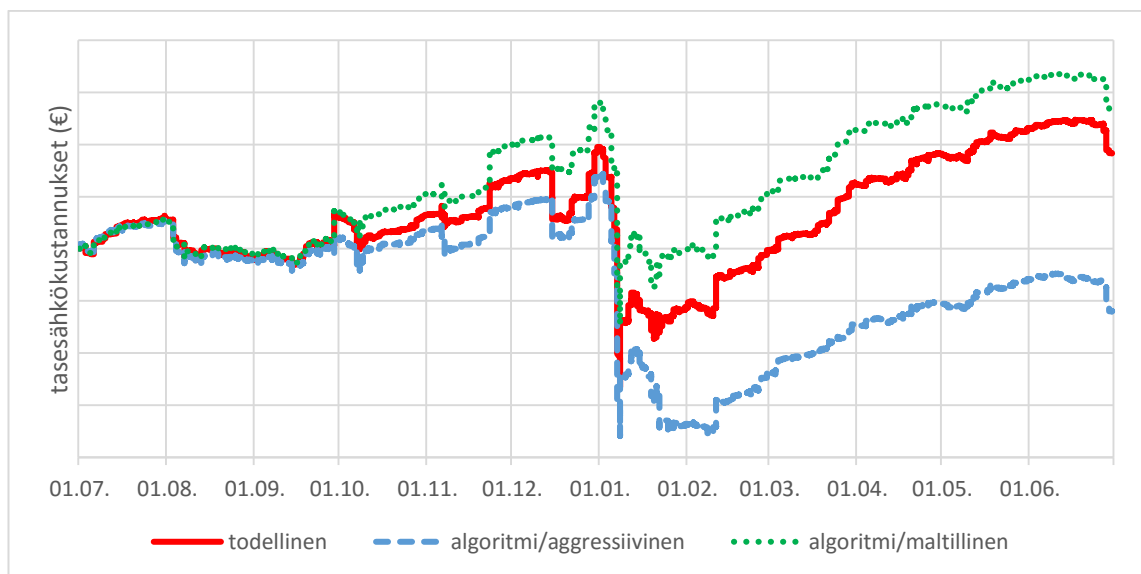
4.4.3 Hintapiikkien vaikutus

Korkeimmat ylössäätöhintapiikit vaikuttavat erittäin merkittävästi kaikkien yhtiöiden tasesähkökustannuksiin pitkälläkin aikavälillä. Kuten aiemmin mainittiin, yhden tunnin tasesähköstä aiheutuvat kustannukset tai tulot voivat olla suurimmillaan kymmeniä tuhansia euroja. Hintapiikkien esiintymistiheys vaihtelee vuosittain, minkä vuoksi myös yhtiöiden tasesähkökustannuksissa on suurta vuosivaihtelua. Taulukosta 4 ei ilmene, miten hintapiikit ovat vaikuttaneet kustannuksiin ja miten algoritmin hyödyntäminen tässä näkyisi. Hintapiikkien vaikutusta havainnollistetaan kuvissa 41-44, joissa on esitetty kunkin yhtiön tasesähkökustannusten kehitys tuntitasolla koko tarkastelujakson ajan. Yhtiöillä A-D merkittävimmät kustannukset ja tulot ovat aiheutuneet 29.9.2015 2000 euron hintapiikistä, 23.11.2015 yhdestä 1999 euron ja kahdesta noin 500 euron hintapiikistä, 15.12.2015 seitsemästä 200-300 euron hintapiikistä, 5.-8.1.2016 lukuisista 100-500 euron hintapiikeistä, sekä 22.1.2016 3000 euron, 1000 euron ja 670 euron hintapiikeistä.



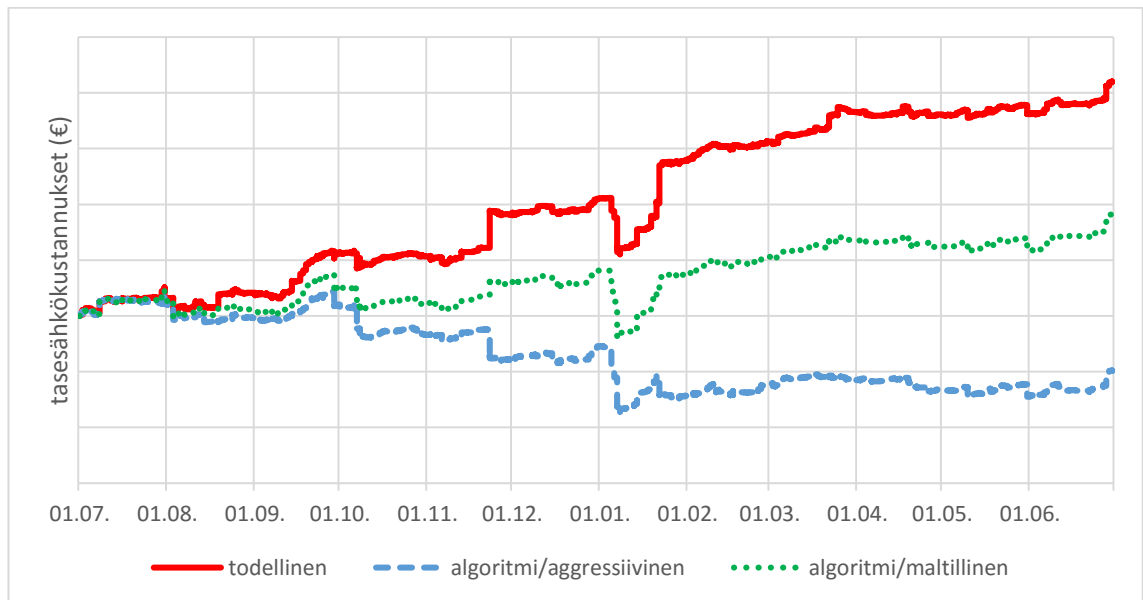
Kuva 41. Yhtiön A kulutustaseen tasesähkökustannusten kehitys 1.7.2015-30.6.2016.

Yhtiö A on hyötynyt 23.11.2015 ja 22.1.2016 hintapiikeistä, koska sen tase on ollut ylijäämäinen kyseisillä tunneilla. Myös algoritmi on laskenut kyseisille tunneille ylössäättö-hinnan riskin, eikä Elbas-myyntejä siksi olisi tehty. 22.1. voitot eivät olisi muuttuneet. 23.11. olisi saatu huomattavasti isompi voitto, sillä kyseisen tunnin odotusarvomielessä huono Elbas-myynti olisi jäänyt tekemättä. Samoin 29.9.2015 hintapiikeistä aiheutunutta kustannusta olisi voitu pienentää jättämällä Elbas-myynti tekemättä, kuten algoritmi olisi ehdottanut. Kyseisellä tunnilla tasepoikkeaman arvion etumerkki oli virheellinen, minkä vuoksi kustannusta ei olisi voitu kokonaan välttää. Kokonaisuudessaan hintapiikeistä olisi saatu parempi hyöty algoritmin hyödyntämisen avulla, mutta säästöjä olisi saatu myös pienemmistä onnistumisista vähitellen, mikä voidaan havaita kuvan 41 käyrien erotuksen vähittäisestä kasvamisesta.



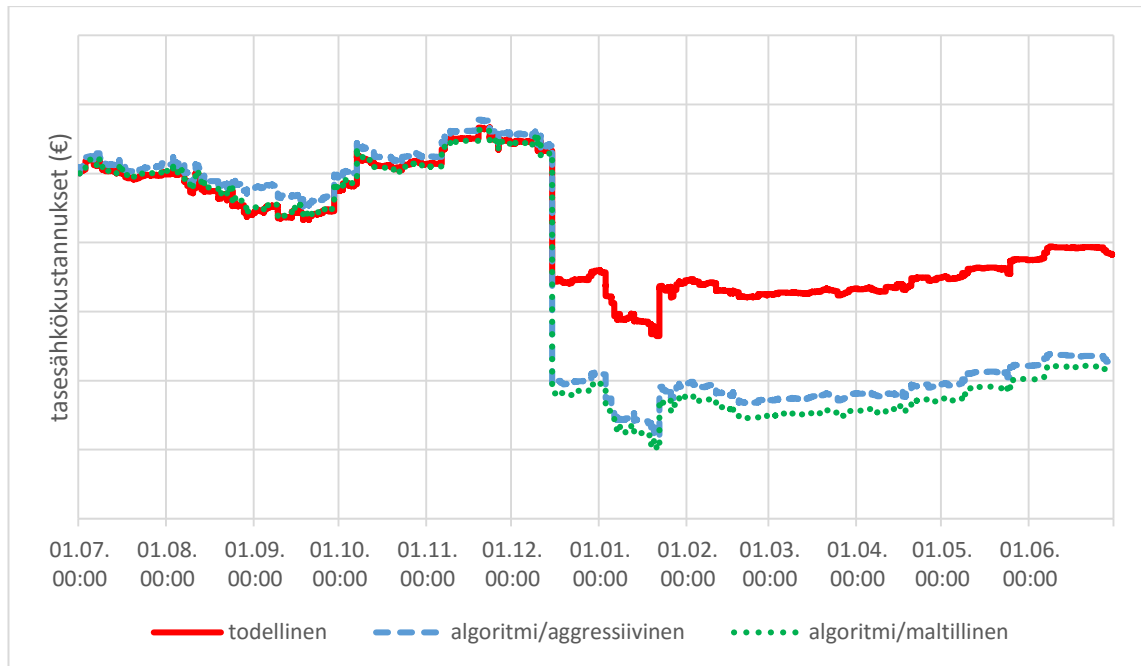
Kuva 42. Yhtiön B tasesähkökustannusten kehitys 1.7.2015-30.6.2016.

Kuvasta 42 havaitaan, että myös yhtiö B on hyötynyt korkeista ylössäätöhinnoista. Suuret voitot ajoittuivat ajalle 5.-8.1.2016, jolloin oli korkeita ylössäätöhintoja useilla tunneilla. Yhtiön tase oli vaikuttanut alijäämäiseltä, minkä perusteella oli tehty Elbas-ostoja. Tasepoikkeaman arvio oli kuitenkin ollut tuntemattomasta syystä selvästi virheellinen, ja todellinen tase olikin lähellä nollaa tai hieman ylijäämäinen. Elbas-ostot käänsivät taseen ylijäämäiseksi tai kasvattivat ylijäämää entisestään. Aikavälillä tehtiin onnekaasti isot voitot, minkä vuoksi koko tarkastelujakson todelliset tasesähkökustannukset olivat poikkeuksellisen alhaiset. Elbas-ostot oli tehty odotusarvomielessä oikein, sillä myös algoritmi laski lähes kaikille tunneille ylössäädön riskin. Algoritmin avulla Elbas-ostoja olisi tehty hieman eri volyyymeillä, mutta lopputulos olisi ollut lähes sama. Algoritmin avulla piikkihintatuntien kustannukset ja tulot olisivat pysyneet lähes ennallaan, mutta kuvan 42 perusteella voidaan päätellä, että pitkän aikavälin säästöt olisi saavutettu vähitellen pienempien onnistumisten avulla.



Kuva 43. Yhtiön C tasesähkökustannusten kehitys 1.7.2015-30.6.2016.

Kuvasta 43 havaitaan, että yhtiölle C oli aiheutunut suuria kustannuksia 23.11.2015 piikkihinnasta, suuria voittoja 5.-8.1. ylössäätöhinnoista ja suuria kustannuksia 22.1.2016 piikkihinnoista. Algoritmin aggressiivisen hyödyntämisen seurauksena 23.11. kustannukset olisi vältetty, 5.-8.1. voitot olisivat suurentuneet ja 22.1. kustannukset olisi vältetty. Yhtiö C olisi hyötynyt piikkihinnoista algoritmin ja aggressiivisen kaupankäynnin avulla. Kuitenkin säästöjä olisi syntynyt jatkuvasti pienemmistä onnistumisista, ja kuten kuvasta 43 voidaan havaita, yhtiön C kulutustaseen tasesähkökustannukset olisivat pienentyneet erittäin merkittävästi algoritmin hyödyntämisen avulla. Yhtiö C olisi hyötynyt algoritmista eniten verrattuna muihin tutkittuihin yhtiöihin. Toisaalta tämä voi olla seurausta siitä, että tutkitun aikavälin todelliset tasesähkökustannukset olivat poikkeuksellisen suuret verrattuna aiempiin vuosiin (EMS 2016). Algoritmin avulla saadut säästöt ovat todennäköisesti pienemmät, kun tasesähkökustannukset ovat keskimääräiset.



Kuva 44. Yhtiön D tasesähkökustannusten kehitys 1.7.2015-30.6.2016.

Yhtiön D merkittävimmät muutokset tasesähkökustannuksissa ajoittuvat 15.12.2015 seitsemän tunnin korkeille yössäätöhinnoille. Tuolloin yhtiön tase oli ylijäämäinen, ja arvioidua tasepoikkeamaa pienennettiin varovaisesti noin puolet Elbas-myyneillä. Loput ylijäämäisestä taseesta myytiin tasesähköinä, ja hintapiikkien ansiosta saatiin suuret voitot. Algoritmi ennusti kyseisille tunneille yössäädön riskiä, eikä odotusarvomieleessä huonoja Elbas-myyntejä olisi kannattanut tehdä. Tällöin voitot olisivat olleet suuremmat. Tietoinen kaupan tekemättä jättäminen olisi kuitenkin ollut vähintäänkin harmaan alueen toimintaa, koska tasepoikkeaman suuruus oli huomattava. Yhtiö D olisi muiden yhtiöiden tapaan hyötynyt hintapiikeistä enemmän, jos algoritmia olisi hyödynnetty. Sen sijaan muilla tunneilla säästöjä ei olisi saatu enempää, koska testauksessa tehty oletus 5 MWh tasepoikkeaman alarajasta ei sovi yhtiölle D yhtä hyvin kuin muille yhtiöille. Yhtiö D on selvästi pienin kulutukseltaan, ja sen kannattaa käydä Elbas-kauppaa myös pienillä yksittäisen kaupan volyyymeillä. Kuvassa 44 näkyviä 22.1.2016 hintapiikeistä aiheutuneita kustannuksia ei olisi voinut välttää etumerkiltään virheellisen tasepoikkeaman arvion vuoksi.

Algoritmi ei kykene ennustamaan yössäädön riskiä kaikille tunneille, joilla on hintapiikki. Testauksessa käytetyllä aikavälillä algoritmi laski riskin yössäädölle 87 % tunneista, joilla toteutunut yössäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus oli vähintään 80 €/MWh ja 95 % tunneista, joilla toteutunut yössäätöhinnan ja Elspot-hinnan erotus oli vähintään 200 €/MWh. Sadan prosentin raja on noin 240 €/MWh:n hintaero. Näitä tunteja oli yhteensä 29 kappaletta, ja algoritmi ennusti yössäädön riskiä näille kaikille tunneille. Jos algoritmin piikkihintojen ennustamisen varmuus haluttaisiin kasvattaa sataan prosenttiin myös alemmilla yössäätöhinnoilla, se aiheuttaisi huomattavia virheitä muiden tuntien

laskentaan ja kokonaisuus olisi nykyistä huonompi. Nykyisellä parametroinnilla algoritmi laskee ylös- ja alassäädön riskin melko tasaisesti: ylössäädön riskin noin 48 %:lle ja alassäädön riskin noin 52 %:lle kaikista tunneista. Tulosta voidaan pitää järkevänä, koska osuudet ovat lähes yhtä suuret.

4.5 Virhearvio

Analyysiketjussa mahdollisia virheitä ovat aiheuttaneet taulukkolaskennan kaavavirheet, aikasarjojen käsittelyvirheet, oleellisten indikaattorien poisjättäminen analyysistä ja indikaattorien tutkiminen huonoilla menetelmillä. Inhimilliset virheet on minimoitu huolellisilla tarkastuksilla ja tulosten järkevyyden arvioinnilla. Kevään ja kesän 2016 testituloksiin virheitä aiheuttavat ongelmat taajuusmittauksessa. Huhtikuusta lähtien taajuusmittauksessa on ollut pitkiä katkoja, ja tästä syystä suurimmalle osalle tunneista taajuuden arvoksi jouduttiin olettamaan tasan 50,000 Hz. Virhettä aiheuttaa myös se, että algoritmin yhtälöt on muodostettu ainoastaan Suomen markkinadatan perusteella. Todellisuudessa myös muun markkina-alueen tapahtumat vaikuttavat Suomen säätomarkkinoihin. Esimerkiksi Ruotsin markkinadataa on hyödynnetty vain pullonkaulatilanteen määrittelyssä. Tässä työssä muodostettuja yhtälöitä voi hyödyntää vain Suomen hinta-alueella sijaitsevien yhtiöiden kaupankäynnissä. Analyysin laajentaminen muille hinta-alueille olisi mahdollinen jatkokehityskohde.

Luvun 4.4 testituloksissa merkittävimmän virheen aiheuttaa Elbas-kauppojen toteutumisen epävarmuus. Testauksessa on oletettu kauppojen syntyvän aina halutulla volyymillä, viimeiseen markkinoilla toteutuneen kaupan hintaan. Todellisessa kaupankäynnissä volyymit, hinnat ja kauppojen toteutuminen olisivat olleet testituloksista poikkeavat. Testitulokset kannattaakin ajatella mieluummin suuntaa-antavina tuloksina. Todelliset testitulokset saadaan, kun algoritmia hyödynnetään tuotantokäytössä pidemmän aikaa.

Todennäköisyydet ja säätohinnan arvion laskevien yhtälöiden muodostamisen koko analyysiketju kannattaisi mahdollisuuksien mukaan tehdä uudelleen tasaisin väliajoin, esimerkiksi puolen vuoden välein. Tällöin käytettävissä olisi uutta tuoretta markkinadataa, ja vanhin data voitaisiin poistaa analyysistä. Tässä työssä käytetty ajanjakso 1.1.2013-31.12.2015 ja sen perusteella muodostetut yhtälöt eivät ole välttämättä kovin käyttökelpoisia enää vuonna 2017.

Säätomarkkinat ovat vaikeasti ennustettavat. Yllättäviä voimalaitosten ja siirtoyhteyksien vikaantumisia tapahtuu usein. Mikään markkinaosapuoli, mahdollisesti tasesähköyksikköä lukuun ottamatta, ei voi etukäteen varmaks tietää valtakunnallisen tasepoikkeaman suuntaa. Vain tasesähköyksikkö tietää kaikkien säätotarjousten yksityiskohdat. Kaikki tämä aiheuttaa epävarmuutta algoritmin laskemaan ennusteeseen. Lisäksi ennusteet olisivat huomattavasti tarkempia, jos Elbas-kaupankäynti sulkeutuisi vasta juuri ennen käytötunnin alkua. Nyt algoritmin pitää laskea kaikki ennusteet vähintään tuntia ennen käytötunnin alkua, jotta ennustetta voidaan hyödyntää Elbas-kaupankäynnissä.

Algoritmin ei ole tarkoitus olla täydellinen ennustustyökalu, sillä sellaisen luominen on mahdotonta. Tarkoitus oli luoda historiallista dataa hyväksikäyttävä, todennäköisyyksiin pohjautuva, automaattisesti todennäköisyydet ja odotusarvot laskeva työkalu, jota kurinalaisesti hyödyntämällä Elbas-kaupankäynnin tukena saadaan säästöjä pitkällä aikavälillä. Kokonaisuuden kannalta ei ole merkitystä, kuinka hyvin algoritmi onnistuu yksittäisten tuntien tai päivien ennustamisessa. Algoritmi antaa usein väärän arvion säädön riskistä. Vielä useammin se kuitenkin antaa oikean arvion. Sen antamat edut eivät välttämättä näy päivä- tai kuukausitasolla, ja toisinaan voi olla jopa pidempiäkin ajanjaksoja, jolloin parempaan lopputulokseen olisi päästy hyödyntämättä algoritmia ollenkaan. Kuten kuvista 41-44 voidaan havaita, edut näkyvät selkeimmin, kun tarkasteltavaa ajanjaksoa pidennetään esimerkiksi vuoteen.

5. VALVOMON ELBAS-KAUPANKÄYNNIN KEHITTÄMINEN

Empower IM Oy:llä on asiakkanaan energiayhtiöitä, joille Elbas-kaupankäynti tehdään palveluna. Käytännössä Empowerilla on valtakirja/digipassi asiakkaan Elbas-järjestelmän käyttöön. Asiakkaat antavat tai ovat antamatta ohjeistuksia, joiden mukaan kauppaa käydään. Toiset asiakkaat ovat aktiivisesti mukana kaupankäynnissä ja antavat tarkkoja ohjeistuksia, ja toiset antavat lähes kaikki päätökset Empowerin vastuulle. Empower käy kauppaa ohjeistusten mukaan ja pyrkii asiakkaan kannalta parhaaseen mahdolliseen taloudelliseen tulokseen käytössä olevilla resursseilla.

Tässä luvussa esitellään Empower IM Oy:n nykyinen Elbas-kaupankäyntiprosessi, sen haasteet ja tulevaisuuden tavoitteet sekä tehdään ehdotuksia toiminnan kehittämiseksi. Haasteissa käsitellään tämänhetkisen kaupankäyntiprosessin ongelmakohtia. Tavoitteissa kuvataan, mihin kaupankäynnin kehittämällä pyritään. Kehitysehdotusten tarkoitus on tehostaa kaupankäyntiä ja lisätä palvelun laatua.

5.1 Nykyinen kaupankäyntiprosessi

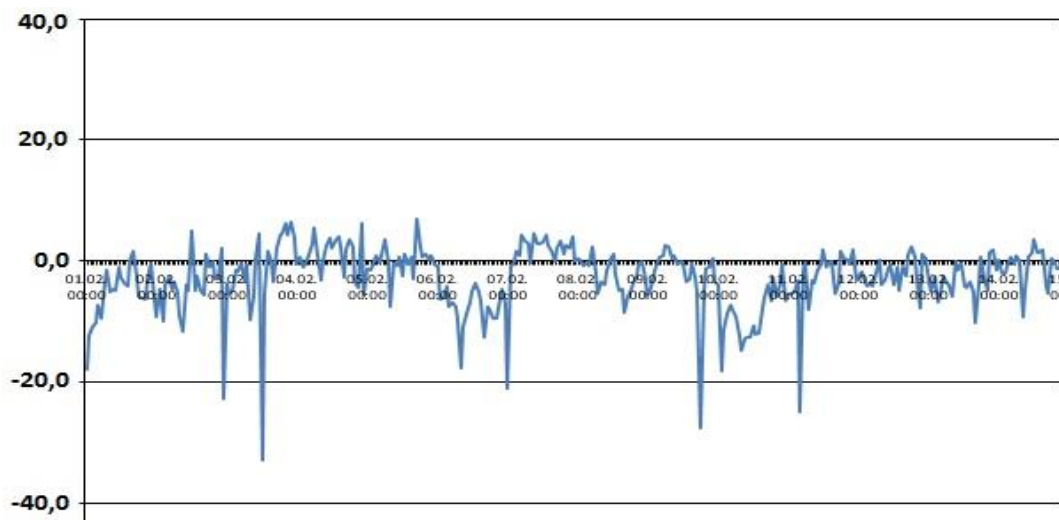
Elbas-kaupankäynnin prosessi on lyhyesti kuvattuna seuraava: tarjouksia tehdään pääsääntöisesti vain seuraavalle avoimelle tunnille. Mikäli asiakaskohtainen tasepoikkeaman raja-arvo ylittyy ja poikkeaman syy on tiedossa, voidaan kauppaa käydä seuraavaa tuntia pidemmälle. Tarjouksia aletaan tehdä viimeistään, jos kulutustaseen tasepoikkeama tulevaisuuden tunneille ylittää asiakaskohtaisen raja-arvon. Tyypillisimmät raja-arvot ovat $\pm 5 \dots 20$ MW. Myös raja-arvoa pienemmillä tasepoikkeamilla tehdään kauppaa. Tarjouksia jätetään 50-80 % tasepoikkeamasta, jos tase on oston puolella. Myyntipuolella kaupankävijä saa käyttää vapaammin omaa harkintaansa. Elspot-hintaan nähden edulliset tarjoukset voidaan hyväksyä heti, mutta muissa tilanteissa tarjoushintoja harkitaan tilanteen mukaan. Alhaisimpien Elspot-hinnan tuntien kaupankäyntiin ei kiinnitetä suurta huomiota, sillä näillä tunneilla säätöhintakaan ei yleensä eroa kovin paljon Elspot-hinnasta, ja Elbas-kaupan hyödyt jäävät pieniksi. (Empower 2016)

Tasevalvontanäyttö kertoo jokaisen asiakkaan arvioidun tasepoikkeaman muutamalle tunnille taaksepäin ja tulevaisuuteen. Laskenta päivittää tasepoikkeaman automaattisesti muutaman minuutin välein. Tasepoikkeaman arvio muuttuu, kun saadaan uutta tietoa; esimerkiksi tuotantosuunnitelma muuttuu, sääennusteet muuttuvat tai Elbas-kauppa toteutuu. Tämän lisäksi valvomossa seurataan jatkuvasti markkinainformaatiota kuten edellisten tuntien toteutuneita säätöhintoja sekä kantaverkon taajuutta ja aikapoikkeamaa. Sisäpiiritieto, esimerkiksi asiakkaan ison voimalaitoksen vikaantuminen, keskeyttää Elbas-kaupankäynnin, kunnes tästä tehtävä UMM-ilmoitus on julkinen.

5.2 Haasteet

Yksi keskeisimmistä haasteista kaikkeen Elbas-kaupankäyntiin liittyen on epävarmuus tasepoikkeaman suuruudesta ja suunnasta. Kaupankäynti sulkeutuu tunti ennen käyttötunnin alkua, eikä siinä vaiheessa ole välttämättä tarpeeksi luotettavaa arviota käyttötunnin tasepoikkeamasta. Arvio lasketaan edellisten tuntien toteutuneisiin mittaustietoihin, sääennusteiden tarkentumiseen, tiedossa olevien kulutuksen ja tuotannon poikkeustilanteisiin, toteutuneisiin tehokauppoihin ja tuotantosuunnitelmien muutoksiin perustuvan reaaliaikataseen avulla. Todellinen tasepoikkeama selviää taseselvityksessä. Kaupankäynnin perusteena on siis aina vain arvio tasepoikkeamasta. Arvio on tyypillisesti paras melko tasaista kulutusta ja tuotantoa sisältävillä, sääolosuhteista riippumattomilla teollisuusyhtiöillä. Paljon kotitalousasiakkaita omaavien yhtiöiden tasepoikkeama on huomattavasti muita vaikeampi arvioida etukäteen, koska kotitalouksien sähkönkulutus on huomattavan sääriippuvaista ja muutenkin satunnaista. Näiden yhtiöiden todellinen tasepoikkeama on keskimäärin itseisarvoltaan hieman suurempi kuin arvioitu tasepoikkeama (EMS 2016). Kappaleen 4.4 testausten yhteydessä kuitenkin havaittiin, ettei tasesähkön kokonaismäärä pienene käymällä järjestelmällisesti Elbas-kauppaa yli 100 % arvioidusta tasepoikkeamasta.

Arvion perusteella tehty kauppa voi osoittautua virheelliseksi, jos todellisen tasepoikkeaman etumerkki on eri kuin tasepoikkeaman arviolla. Otetaan esimerkki. Erään tunnin arvio tasepoikkeamasta on +5 MW, mikä tarkoittaa tässä tapauksessa ylijäämäistä tasetta. Arvion perusteella yhtiö myy Elbas-markkinalla 5 MW. Todellinen tasepoikkeama on kuitenkin -2 MW, eli 7 MW virheellinen, joten tasevastaava joutuu ostamaan 7 MW tasesähköä. Elbas-kauppa suurensi tasepoikkeamaa. Kuvassa 45 esitetään yhtiön X tasepoikkeaman arvion virhe ajan funktiona kahden viikon ajalla helmikuussa 2016.



Kuva 45. Yhtiön X reaaliaikataseen virhe. (Perustuu lähteeseen EMS 2016)

Pystyakseli kuvaa reaaliaikataseen tasepoikkeaman virhettä megawattitunneissa. Positiivinen etumerkki tarkoittaa, että tase arvioitiin todellista suuremmaksi. Negatiivinen etumerkki tarkoittaa, että tase arvioitiin todellista pienemmäksi. Reaaliaikataase antaa tasepoikkeaman arviolle toisinaan varsin suuria virheitä. Kuvan 45 esimerkissä on tapahtunut muutama yli 20 MWh virhe kahden viikon aikana. Tämän epävarmuuden vuoksi Elbas-kaupankäynnille asetetaan tasepoikkeaman raja-arvo, kuten luvussa 5.1 mainittiin. Kun tasepoikkeama ylittää raja-arvon, tasepoikkeaman suunnasta voidaan suurella todennäköisyydellä olla varmoja ja kauppa käydään annetun ohjeistuksen mukaan.

Haasteita aiheuttavat myös asiakkaiden erilaiset ohjeistukset kaupankäynnille. Asiakkailla on toisistaan poikkeavia vaatimuksia kaupankäynnin aktiivisuudesta, kaupankäyntihinnoista, volyymistä ja tasepoikkeaman suuruudesta, jolla kaupankäynti viimeistään aloitetaan. Asiakkaat antavat eri määrän vapauksia Empowerin kaupankävijän harkinnalle. Lisäksi jotkut asiakkaat huolehtivat itse kaupankäynnistä tiettyinä kellonaikoina, yleensä arkisin toimisto-aikaan, ja muun ajan vastuussa on Empower. Lukuiset toisistaan eroavat ohjeistukset aiheuttavat tehotonta toimintaa, sillä jokaisen kaupan yhteydessä pitää ottaa huomioon kyseisen asiakkaan yksilöllinen ohjeistus. Suuri määrä ohjeistuksia on vaikea muistaa, ja oikean ohjeistuksen löytäminen vie aikaa. Tästä syystä eri ohjeistukset pyritään kokoamaan yhteen ja luomaan mahdollisimman hyvin kaikkia asiakkaita palveleva yleinen kaupankäyntiohje. Aktiivista kaupankäyntiä vaativien asiakkaiden kaupankäyntiin keskitytään erityisellä huolellisuudella, mikä on toisaalta pois muiden asiakkaiden kaupankäyntiin keskittymisestä.

Tulevaisuudessa haasteita voi aiheuttaa myös mahdollinen asiakkaiden määrän lisääntyminen. Tavallisesti vain yksi kaupankävijä on vastuussa kaikille asiakkaalle tehtävistä kaupoista. Jos asiakkaiden määrä lisääntyy, valvomon työntekijöiden työajasta yhä suurempi osuus kuluu Elbas-kaupankäyntiin. Elbas-kaupankäynnissä kauppojen toteuttaminen ei ole kovin paljon aikaa vievä palvelu, sillä tarjoukset tehdään yleensä nopeasti ja suoraviivaisesti ohjeistusten mukaan. Enemmän aikaa vievät tasehallinta, tasepoikkeaman luotettavuuden arviointi ja sen muutosten seuranta, eli käytännössä kaikki kaupankäynnin pohjatyö. Toinen tulevaisuuden haaste on mahdollinen taseselvitysjakson muuttuminen tunnista varttiin. Kaupankäynnin kannalta se tarkoittaisi käytännössä nelinkertaista kauppojen määrää, mutta kokonaisvolyyymiin megawattitunneissa tasejakson lyhentymisellä ei ole yhtä merkittävää vaikutusta. Tasejakson lyhenemisen seurauksena blokkituotteiden suosio lisääntyisi myös Elbas-kaupankäynnissä.

5.3 Tavoitteet

Elbas-kaupankäynnin kehittämisen tavoite on parantaa kaupankäynnin palvelun laatua ja tehostaa nykyistä toimintaa. Laatu paranee, kun asiakkaiden tasesähkökustannukset pienenevät ja inhimillisiä sekä järjestelmällisiä virheitä tapahtuu harvemmin. Tässä työssä ei käsitellä järjestelmien luotettavuutta. Kaupankäynti tehostuu, kun prosessiin kuluu vä-

hemmän aikaa, jolloin kaupankäyntiä voidaan tehdä suuremmalle asiakasjoukolle resursseja lisäämättä. Vaihtoehtoisesti kaupankäyntiin voidaan keskittyä nykyistä analyyttisemmin. Tässä työssä kehitetty algoritmi parantaa palvelun laatua ja lisää tehokkuutta. Lisäksi on olemassa muitakin kehityskohteita, kuten sisäisen kommunikaation parantaminen ja sisäisen kauppapaikan perustaminen, joilla tavoitteisiin voidaan päästä.

5.3.1 Tasesähkökustannusten pienentäminen

Pitkän aikavälin tasesähkökustannuksia voidaan pienentää minimoimalla sähkönkulutuksen ja erityisesti tuotannon ennustevirheet, korjaamalla tasepoikkeama onnistuneesti kulutusta tai tuotantoa säätämällä ja käymällä Elbas-kauppaa tasesähkön hintaa edullisemmin. Aiemman tutkimuksen (Westerlund 2013) mukaan sähkönhankintakustannukset ovat keskimäärin sitä korkeammat, mitä myöhemmin sähkö hankitaan. Elspot-kauppa on keskimäärin edullisin, Elbas-kauppa seuraavaksi edullisin ja tasesähkökauppa kallein vaihtoehto. Elbas-kaupan ja tasesähkökaupan välillä on huomattavin ero. Järjestelmä kannustaa tasevastaavia mahdollisimman hyvään tasehallintaan, jossa taloudellisesti edullisinta on hankkia sähkö Elspot- tai Elbas-markkinoilta. Tutkimus on tehty aikavälin 1.1.2009-30.4.2012 markkinahintojen perusteella.

Kappaleessa 4.4.1 esitetyn taulukon 4 perusteella algoritmin hyödyntäminen kaupankäynnissä pienentää merkittävästi pitkällä aikavälillä kulutustaseen tasesähkökustannuksia. Algoritmia kannattaa hyödyntää niin paljon kuin mahdollista. Käytännön kaupankäyntitilanteissa kauppaa ei kuitenkaan voida aina käydä algoritmia hyödyntäen. Syitä tähän ovat esimerkiksi järjestelmien ja algoritmin laskennan huollot ja vikatilanteet sekä kaupankävijän työajan kulumisen kiireellisempiin työtehtäviin. Lisäksi algoritmia hyödynnettäessä kauppa tehdään lähellä aikarajan päättymistä, sillä juuri ennen Elbas-kaupankäynnin sulkeutumista on tiedossa paras arvio tasepoikkeamasta ja algoritmin laskemasta tasesähkön hinnan odotusarvosta. Tällöin Elbas-markkinoilta ei ole välttämättä saatavilla parasta hintaa, sillä tarjouskilpailu kiristyy aikarajan lähestyessä. Viimeisen tunnin aikana kaupankäynti on aktiivisimmillaan, kun lukuisat markkinatoimijat haluavat tehdä omalta kannaltaan parhaan mahdollisen kaupan. Aiemman tutkimuksen mukaan vuoden 2009 alussa Suomessa Elbas-markkinoiden toteutuneista kaupoista jopa 31 % tehtiin viimeisen puolen tunnin aikana. (Laine 2011) Toisaalta tämän perusteella viimeisen puolen tunnin aikana Elbas-markkinan likviditeetti on parhaimmillaan ja kauppojen syntymiselle on hyvät edellytykset.

5.3.2 Kaupankäynnin aktiivisuus ja volyyymi

Luvun 4.4. testauksen yhteydessä havaittiin, että Elbas-kaupankäynnin aktiivisuus ja yksittäisten kauppojen volyymit vaikuttavat yhtiön tasesähkökustannuksiin pitkällä aikavälillä. Rohkea kaupankäynti on kannattanut. Tasepoikkeamasta kannattaa korjata niin suuri osa kuin mahdollista. Algoritmia hyödynnettäessä ei esimerkiksi kannata pelätä, että Elbas-kauppaa tehdään yli tarpeen, jolloin tasepoikkeaman etumerkki vaihtuisi. Algoritmia

hyödynnettäessä tasesähkökustannukset pienenevät sitä enemmän, mitä suurempi osa tasepoikkeamasta korjataan. Pitkällä aikavälillä 100-prosenttinen korjaus on parempi kuin 50-prosenttinen korjaus. Tasevastaavan ja tasesähköyksikön välisen tasepalvelusopimuksen noudattamiseksi ei ole mielekästä korjata oletetusta tasepoikkeamasta enempää kuin sata prosenttia. Odotusarvomielessä yli 100-prosenttinen korjaus toisi pitkällä aikavälillä eniten säästöjä, mutta kyseinen harmaan alueen toiminta ei välttämättä täyttäisi tasepalvelusopimuksen ehtoa tasepoikkeaman kohtuullisuudesta. (FG 2012) Kauppaa ei käydä tasetta vastaan, eli tietoista ostoa ei tehdä, jos arvioidaan taseen olevan ylijäämäinen.

Kappaleessa 4.4.2 esitetyn taulukon 5 mukaan algoritmin hyödyntäminen kokonaisuudessaan lisää kaupankäynnin volyyymiä ja kauppojen lukumäärää. Työmäärä siis hieman kasvaisi nykyisestä. Toisaalta kaupankäynti suoraviivaistuu, sillä aikaa ei kulu mahdollisen säädön suunnan tai tasesähkön hinnan arviointiin. Kaupankävijän työn kannalta riittää, kun selvittää kunkin yhtiön arvioidun tasepoikkeaman suuruuden ja suunnan ja katsoo algoritmin laskeman säädön riskin. Näiden perusteella kaupankävijä tekee päätöksen, tehdäänkö Elbas-kauppa vai ei.

Aktiivisuutta ja volyyymiä voitaisiin kasvattaa lisäämällä tulospalkkio kaupankävijöiden palkkaukseen. Tällöin Elbas-kaupankäyntiin keskittyttäisiin entistä analyyttisemmin ja aktiivisemmin. Tulospalkkion saamisen perusteena voisi olla vertailu tilanteeseen, jossa Elbas-kauppaa ei olisi tehty lainkaan. Mikäli Elbas-kaupankäynnin avulla asiakkaiden kulutustaseiden tasesähkökustannukset ovat prosenteissa ennalta määrätyn raja-arvon verran pienemmät kuin tilanteessa, jossa Elbas-kauppaa ei olisi ollenkaan tehty, tulospalkkion saamisen kriteeri täyttyy. Tulospalkkion suuruutta voisi myös porrastaa, jolloin palkkio olisi sitä suurempi, mitä kannattavampaa Elbas-kaupankäynti on ollut. Tulospalkkion määräytymisen aikavälin tulee olla melko pitkä, esimerkiksi yksi kalenterivuosi, sillä lyhyellä aikavälillä sattuman merkitys on suuri. Tulospalkkaus aiheuttaisi Elbas-kaupankäyntiin käytettävän työajan lisääntymisen, mikä olisi pois muista valvomon työtehtävistä. Kaupankäyntiin tarvittaisiin mahdollisesti lisää resursseja, ja tämä voitaisiin rahoittaa mahdollisista asiakkailta saatavista bonuksista onnistuneesta kaupankäynnistä. Lisäresurssien tarpeelta voitaisiin toisaalta välttyä automatisoimalla kaupankäyntiä, mistä lisää kappaleessa 5.4.3.

5.4 Toiminnan kehittäminen

Tässä kappaleessa esitellään Elbas-kaupankäynnin kehityskohteita, ja arvioidaan niiden toteutuskelpoisuutta. Kehitysehdotukset liittyvät tässä työssä muodostetun algoritmin hyödyntämiseen, sisäisen kommunikaation kehittämiseen, Nord Poolin lanseeraaman API-rajapinnan käyttöönottoon, kaupankäynnin automatisointiin ja Empowerin oman kauppapaikan perustamiseen.

Kaikki kehitysehdotukset on mahdollista toteuttaa. Kehityskohteet vaativat eri määrän pohjatyötä, ja erityisesti järjestelmiä tulisi kehittää. Kehitysehdotusten käyttöönoton

vaatii yhteistyötä koko energiamarkkinoiden palveluiden organisaatiossa. Käyttömestareiden ja kaupallisten asiantuntijoiden mielipiteet ovat erityisen tärkeitä, koska kehitysehdotukset vaikuttavat juuri heidän päivittäisiin työtehtäviin. Sisäisen kauppapaikan perustaminen vaatisi Empower IM Oy:n toiminta-ajatuksen muokkaamista, mutta se esitetään yhtenä vaihtoehtona kappaleessa 5.4.4.

5.4.1 Algoritmin hyödyntäminen kaupankäynnissä

Kuten aiemmin luvussa 4.4 havainnollistettiin, algoritmin hyödyntämisen avulla on saatavissa merkittäviä säästöjä kulutustaseen tasesähkökustannuksissa. Tällä hetkellä algoritmin käyttämiä lähtötietoja seurataan manuaalisesti ja suurpiirteisesti eikä seuranta ole jatkuvaa. Seurannan tulee olla automaattista ja koneellista, jotta siitä saadaan paras hyöty. Algoritmin hyödyntäminen vaatii sovelluksen, joka automaattisesti hakee lähtötiedot, suorittaa laskennat ja esittää tulokset. Tulokset esitetään markkinanäytössä, joka rakennetaan algoritmin hyödyntämisen kannalta tarkoituksenmukaisesti. Liitteessä A on esitetty hahmotelma, miltä markkinanäyttö voisi näyttää ja mitä tietoja siinä esitetään.

Markkinanäytössä esitetään päivämäärä, kellonajat, jokaisen tunnin Suomen hinta-alueen Elspot-hinta, toteutuneet ylös- ja alassäätohinnat, algoritmin laskemat ylös- ja alassäädön todennäköisyydet tunneittain, arviot ylös- ja alassäätohinnoista sekä yhtälön 16 avulla laskettu ylös-/alassäädön riski. Värikorostuksen saavat keskiarvosta selkeästi poikkeavat todennäköisyydet ja hinta-arviot sekä ylös-/alassäädön riski. Markkinanäyttöön kerätään myös Suomen säätoihin vaikuttavia UMM-ilmoituksia. Kommenttikenttään kuka tahansa työntekijä voi kirjoittaa haluamansa kommentin. Näytön yläosassa näkyvät kantaverkon hetkellinen taajuus ja aikapoikkeama. Tunti, jonka Elbas-kaupankäynti seuraavaksi sulkeutuu, näkyy korostettuna. Hahmotelman mukaisesti markkinanäyttö korvaisi toteutuessaan valvomossa Internet-sivustot, joista markkinainformaatiota nykyisin seurataan.

Tässä työssä luotua algoritmia voi hyödyntää vain Suomen hinta-alueella toimivien yhtiöiden kaupankäynnissä. Muiden hinta-alueiden markkinadataa voitaisiin tutkia vastaavalla tavalla aikasarja-analyysin avulla, ja myös niille voitaisiin muodostaa algoritmit. Analyysin laajentaminen muille hinta-alueille olisi yksi mahdollinen jatkokehityskohde.

5.4.2 Sisäisen kommunikaation parantaminen

Valvomon lisäksi myös joukko muita työntekijöitä seuraa säätösähkömarkkinoiden tapahtumia. Valvomon seuranta on jatkuvaa, ja muilla työntekijöillä se on valvomoa satunnaisempaa. Valvomon jälkeen seuraavaksi aktiivisimmat markkinoiden seuraajat ovat tuotepäälliköt ja kulutusennusteista vastaavat tukkimarkkinatiimin jäsenet. Hajautetun organisaation vuoksi muiden työntekijöiden yhteydenpito valvomoon tapahtuu pääsääntöisesti sähköpostilla tai puhelimitse. Liitteessä A esitetyn markkinanäytön kommenttikenttä olisi hyvä keino parantaa yhteydenpitoa ja tiedottamista. Kommenttikenttään muut

työntekijät voisivat kirjoittaa Elbas-kaupankäyntiin vaikuttavan tietonsa markkinasta. Kommentit voisivat liittyä esimerkiksi lähtötietoihin, jos ne ovat puutteelliset. Erityisesti taajuusmittauksessa on toisinaan katkoja.

Markkinanäyttöön integroitu kommenttikenttä auttaisi erityisesti valvomon vuoronvaihdossa, kun hetkellisestä markkinatilanteesta tietämätön vuoromestari aloittaa työvuoron. Mikäli kommenttikenttää käytetään aktiivisesti, vuoronsa aloittava käyttömestari pääsisi nopeasti kiinni kaikkeen tarpeelliseen markkinainformaatioon. Kirjallisessa muodossa oleva informaatio on suullista helpompi muistaa, ja se voidaan tarkistaa niin usein kuin tarpeellista. Suullisesti kerrottu informaatio helposti unohtuu, ja sähköposteissa ongelma on postin hukkuminen muiden joukkoon. Näistä syistä markkinanäytön kommenttikenttä olisi erittäin tarpeellinen ja helppokäyttöinen työkalu.

5.4.3 API-rajapinta ja kaupankäynnin automatisointi

Tällä hetkellä Elbas-kauppaa käydään jokaiselle asiakkaalle Nord Poolin Elbas-järjestelmän kautta. Jokaisella asiakkaalla on oma tili järjestelmään. Käytännössä valvomon näytöissä on jokaiselle tilille oma ikkuna. Tämä tarkoittaa, että Elbas-kaupankäynti vie runsaasti näyttötilaa. Ikkunat ovat keskenään lähes identtiset, ja erona on vain yhtiön nimi varsin pienellä kirjoitettuna. Kaupankävijät ovat tarkkoja siitä, että kaupat tehdään oikealle asiakkaalle, mutta inhimillisen virheen mahdollisuus on olemassa.

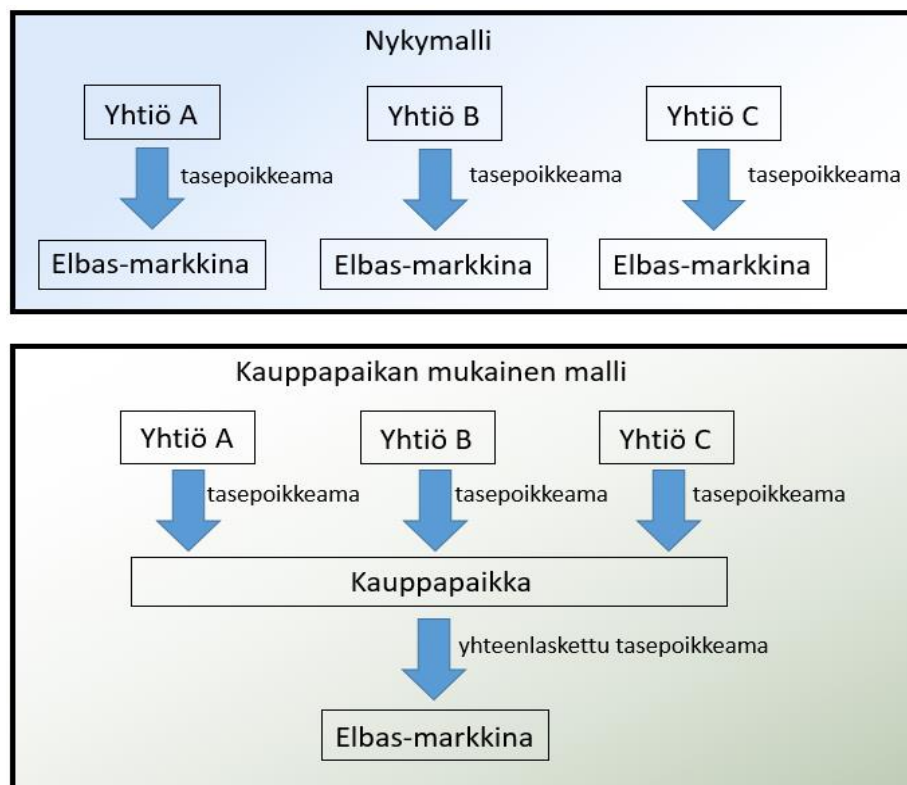
Nord Poolin lanseeraama API-rajapinta (Application Programming Interface) yksinkertaistaa kaupankäyntiä. Nord Pool tarjoaa API-rajapintaa omiin kaupankäyntijärjestelmiinsä, johon toimijat voivat integroida omia järjestelmiään. Tällöin ei enää tarvita erillistä Elbas-järjestelmää, vaan kauppaa voisi käydä EnerimEMS-järjestelmään muodostetun kaupankäyntimoduulin avulla. Moduuli voitaisiin liittää esimerkiksi tasevalvontanäyttöön, jolloin inhimillisten virheiden riski pienenee ja Elbas-kaupankäynnin tarvitsema näyttötila valvomossa vähenee. Lisäksi API-rajapinnan avulla on mahdollisesti saatavissa nykyistä yksityiskohtaisempaa reaaliaikaista tietoa sähkömarkkinoista. API-rajapintaa voitaisiin myös hyödyntää kaupankäynnin automatisoinnissa. (Pietilä 2016)

Elbas-kaupankäynnin volyyymiä voidaan kasvattaa ja työmäärää vähentää osittaisella automatisoinnilla. Automaatti ohjelmoitaisiin käymään kauppaa hyödyntäen lähtötietoina arvioitua tasepoikkeamaa ja ylös-/alassäädön riskiä. Riskin perusteella automaatti hyväksyisi Elbas-markkinoille jätetyn edullisimman tarjouksen, tekisi sinne uuden tarjouksen tai ei tekisi mitään. Automaattiselle kaupankäynnille asetettaisiin Elspot-hinnan mukaan määrätty hintarajat, joiden sisällä automaatti toimii. Hintarajojen ulkopuolisia tarjouksia automaatti ei hyväksyisi eikä jätä rajojen ulkopuolista uutta tarjousta, vaan tällöin tarvittaisiin ihmisen arviota kaupankäynnistä. Joka tapauksessa ihmisen jatkuvaa valvontaa tarvitaan, mutta algoritmin hyödyntämisen sekä osittaisen automatisoinnin myötä ihmisen työmäärä vähenee. Tämä mahdollistaa kauppajen lukumäärän ja volyymin lisäämisen ja myös kaupankäynnin asiakkaiden määrä voisi kasvaa ilman palvelun laadun heikkene-

mistä. Lisäksi automaatin etu olisi psykologisen vaikutuksen väheneminen kaupankäynnissä. Elbas-kaupankäynti on kannattavinta, kun päätökset tehdään vain lukujen ja todennäköisyyksien perusteella. Ihmisen tekemässä kaupankäynnissä tunteiden vaikutus heikentää tuloksia. Tässä työssä ei käsitellä tämän enempää kaupankäynnin automatisointia, mutta se on mahdollinen jatkokehityskohde. Markkinoilla on kysyntää automaattiselle Elbas-kaupankäynnille.

5.4.4 Sisäinen kauppapaikka

Yksi mahdollisuus toiminnan kehittämiseksi on perustaa Empowerille sisäinen kauppapaikka. Nykymallissa jokainen asiakas käy Elbas-kauppaa itsenäisesti, tosin käytännössä Empowerin toteuttamana. Asiakkailta on omat tilit ja tunnukset Elbas-markkinasovellukseen. Jokaisen yksittäisen asiakkaan kaupankäynti on riippumatonta muiden asiakkaiden tilanteesta. Kauppapaikkamallissa Elbas-kaupankäynti voitaisiin tehdä asiakkaille yhden yhteisen tilin avulla. Kuvassa 47 havainnollistetaan nykymallin ja kauppapaikkamallin ero.



Kuva 47. Elbas-kaupankäynnin nykymalli ja kauppapaikkamalli.

Kauppapaikkamallin merkittävin etu on kaupankäynnin työmäärän väheneminen. Kauppojen lukumäärä vähenee, koska nykymallin mukaan samalla tunnilla eri asiakkaille tehdyt kaupat korvattaisiin yhdellä kaupalla kauppapaikan ja Elbas-markkinan välillä. Tilanne voisi olla esimerkiksi seuraava: yhtiö A tekee 20 MW Elbas-oston, yhtiö B tekee 10 MW Elbas-myyntin ja yhtiö C tekee 5 MW Elbas-myyntin. Kauppapaikkamallissa

nämä kolme kauppaa voitaisiin korvata yhdellä 5 MW Elbas-ostolla. Kaupasta aiheutuva kustannus voitaisiin jakaa aiheuttamisperiaatteella. Edellä mainitun 5 MW oston aiheutti yhtiö A, jolle kustannus kohdistettaisiin. Yhtiöt B ja C saisivat sisäisen kaupan Elspot-hintaan. Toinen vaihtoehto olisi jakaa Elbas-kaupan kustannus kaikille yhtiöille esimerkiksi tasepoikkeamien suhteessa. Yhtiöt A, B ja C hyötyisivät kauppapaikkamallista Elbas-kaupan kustannusten volatiliteetin vähentymisenä. Sen sijaan kustannusten määrän muutosta euroissa on huomattavasti vaikeampi arvioida.

Kauppapaikka voisi olla myös markkinaosapuoli, käytännössä tasevastaava. Tällöin ristelyhyöty olisi merkittävä, kun avoimessa toimituksessa olevien yhtiöiden erimerkkiset tasepoikkeamat osittain kumoavat toisensa. Pitkällä aikavälillä tasesähkön kokonaismäärä ja siten yhtiöiden yhteenlasketut tasesähkökustannukset todennäköisesti vähenisivät. Tasevastaavana toimiminen tarkoittaisi käytännössä markkinariskiä Empowerille, mikä onkin yksi mallin heikkouksista. Lisääntyneen riskinoton myötä palveluiden hintaa todennäköisesti jouduttaisiin korottamaan. Lisäksi markkinariski voisi johtaa tilanteeseen, jossa tasevastaava toimii itsensä tai kokonaisuuden kannalta edullisesti, mikä saattaisi taloudellisesti haitata jotakin yksittäistä yhtiötä. Tasevastaavan etu ja yhtiöiden A, B tai C etu eivät aina kohtaa. On mahdollista, että yhtiöiden A, B ja C yhteenlaskettujen tasesähkökustannusten vähentyessä esimerkiksi yhtiön A kustannukset voisivat jopa kasvaa verrattuna nykymalliin. Empower IM Oy:n intressi on toimia markkinoilla riippumattomasti ja tasapuolisesti jokaisen asiakkaansa eduksi, ja tästä syystä kauppapaikkamalliin siirtyminen on epätodennäköistä.

6. YHTEENVETO

Tässä työssä tutkittiin säätösähkömarkkinoita ja tasesähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä sekä luotiin historiallisen datan perusteella algoritmi, joka automaattisesti laskee ylös- ja alassäädön todennäköisyydet ja säätöhinnan arvion sekä tasesähkön hinnan odotusarvon, josta voidaan päätellä riski ylös- ja alassäädölle. Historiallista dataa tutkittiin aikasarja-analyysillä, jossa toteutuneita säätöhintoja verrattiin saatavilla olevaan markkinadataan. Tutkimuksessa oli oletuksena, että historiassa tapahtuneen avulla voidaan ennustaa tulevaa. Säätömarkkinoihin vaikuttavista indikaattoreista tutkittiin kantaverkon taajuuden, suurten voimalaitosten ja rajasiirtoyhteyksien häiriöiden ja poikkeustilanteiden, lämpötilaennusteiden ja ennustevirheiden, tuulusuunnusteiden ja ennustevirheiden, vesitilanteen, säätötarjousten summan, Elspot-hinnan ja edellisten tuntien toteutumien vaikutusta säätötilanteeseen ja säätöhintoihin.

Analyysin perusteella kaikkia edellä mainittuja indikaattoreita kannattaa seurata säähän liittyviä indikaattoreita lukuun ottamatta. Elbas-kaupankäynnin kannalta hyödyllisimmät indikaattorit ovat verkon taajuus, säätötarjousten summa, Elspot-hinta ja edellisten tuntien toteumat. Verkon taajuuden keskiarvon ollessa alle 50 Hz on ylössäätö keskimääräistä todennäköisempää, ja vastaavasti keskiarvon ollessa yli 50 Hz alassäädön todennäköisyys kasvaa. Korkean ylössäätöhinnan riskiä lisää pieni ylössäätötarjousten summa, ja alhaisen alassäätöhinnan riskiä lisää suuri alassäätötarjousten summa. Riski suurelle tasesähkön hinnan ja Elspot-hinnan erotukselle sekä ylös- että alassäätötilanteessa on tunneilla, joilla Elspot-hinta on korkea. Edellisten tuntien toteutuneista säädöistä voidaan päätellä, että säätötrendi todennäköisemmin jatkuu kuin kääntyy. Lisäksi alassäätöhintaa voi ennustaa melko tarkasti edellisten tuntien toteutuneiden alassäätöhintojen perusteella.

Algoritmin yhtälöt luotiin analyysin tulosten perusteella ja osittain heuristisesti kokeilemalla. Yhtälöt on muodostettu aikavälin 1.1.2013-31.12.2015 markkinadatan perusteella. Tulevaisuudessa yhtälöt kannattaisi muodostaa uudelleen noin puolen vuoden välein, koska sähkömarkkinat muuttuvat jatkuvasti eikä monen vuoden takainen data välttämättä kuvaa riittävän hyvin nykyistä tilannetta. Työn perusteella valvomon käytettäväksi luodaan uudenlainen markkinanäyttö, jossa esitetään tuntitasolla toteutuneet Elspot- ja säätöhinnat, algoritmin laskentojen tulokset, kantaverkon hetkellinen taajuus ja aikapoikkeama, UMM-ilmoitukset ja yhtiön sisäiset kommentit markkinoista.

Algoritmia testattiin takautuvasti todellisten kaupankäyntiraporttien perusteella neljälle Empower IM Oy:n Elbas-kaupankäyntiasiakkaalle. Testauksessa jouduttiin tekemään oletuksia, miten Elbas-kauppaa olisi voinut käydä. Työssä muodostettua algoritmia voidaan hyödyntää Elbas-kaupankäynnissä, jota käydään tai ollaan käymättä laskennan tulosten perusteella. Testitulokset osoittavat, että algoritmista on pitkällä aikavälillä mer-

kittävä taloudellinen hyöty kulutustaseen tasesähkökustannusten pienentyessä. Testauksessa käytettyjen oletusten mukaan tasesähkökustannusten säästöt ovat vuositasolla yhtiön koosta ja taseen luonteesta riippuen kymmeniä tai satoja tuhansia euroja. Testauksessa käytettyjen oletusten vuoksi tulokset ovat kuitenkin vain suuntaa-antavat. Lisäksi testauksessa ilmeni, että aktiivinen ja aggressiivinen kaupankäynti on kannattavampaa kuin passiivinen ja maltillinen kaupankäynti.

Työn perusteella Empower IM Oy:n Elbas-kaupankäynnin ohjeistusta tulisi kehittää erityisesti nykyistä aktiivisemmaksi ja rohkeammaksi. Kaupankäynnin volyyymiä tulisi lisätä käymällä kauppaa nykyistä isommasta osasta tasepoikkeamaa. Tällöin myös keskimääräinen tasesähkön määrä vähenisi, ja tasepalvelusopimuksen ehdot täyttyisivät tasepoikkeaman ollessa riittävän kohtuullinen, mitä se on ollut jo aiemminkin. Uusituskaupankäyntiohjeistuksessa haasteen voi kuitenkin aiheuttaa asiakkaan oma ohjeistus, joka saattaa olla ristiriidassa edellä mainitun näkemyksen kanssa. Muita haasteita kaupankäynnissä ovat tasepoikkeaman suuruuden ja suunnan epävarmuus sekä tulevaisuudessa mahdollinen kaupankäyntiasiakkaiden lisääntyminen ja tasejakson pituuden lyheneminen.

Algoritmin hyödyntämisen luonnollinen jatkokehitysmahdollisuus on kaupankäynnin osittainen automatisointi. Tämä voitaisiin toteuttaa helpoimmin API-rajapinnan avulla. Automatisoinnin myötä algoritmi tulisi täysin hyödynnettyä, eivätkä inhimilliset tunteet vaikuttaisi kaupankäyntiin. Muita Elbas-kaupankäynnin kehityskohteita ovat sisäisen kommunikation parantaminen, algoritmin muodostaminen myös muille hinta-alueille Suomen lisäksi ja sisäisen kauppapaikan perustaminen, minkä toteutuminen on toisaalta varsin epätodennäköistä ja on ristiriidassa Empowerin toiminta-ajatuksen kanssa.

LÄHTEET

- (Aalto et al. 2012) Aalto A., Honkasalo N., Järvinen P., Jääskeläinen J., Raiko M., Sarvaranta A. 2012. Loppuraportti: Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään? Energiateollisuus ry & Fingrid Oyj. s.46. Saatavissa: http://energia.fi/sites/default/files/mista_lisajoustoa_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf
- (ELFI 2016) Suomen sähkökäyttäjät ELFI. 2016. Sähkön hinta. [WWW]. Viitattu 14.3. 2016. Saatavissa: <http://www.elfi.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta/>
- (Empower 2016) Empower IM Oy. 2016. Yleinen Elbas-ohjeistus. Sisäinen dokumentti.
- (EMS 2016) Empower IM Oy. 2016. EnerimEMS energianhallintajärjestelmä.
- (ET 2016a) Energiateollisuus ry. 2016 Sähkömarkkinoiden kehitysaskelia. [WWW] Viitattu 12.1.2016. Saatavissa: <http://energia.fi/sahkomarkkinat/tukkumarkkinat/sahkomarkkinoiden-kehitysaskelia>
- (ET 2016b) Energiateollisuus ry. 2016. Säättövoima. [WWW]. Viitattu 28.1.2016. Saatavissa: <http://energia.fi/energia-ja-ymparisto/sahkontuotanto/saatovoima>
- (ET 2016c) Energiateollisuus ry. 2016. Sähkön tuotanto. [WWW]. Viitattu 5.4.2016. Saatavissa: <http://energia.fi/energia-ja-ymparisto/sahkontuotanto>
- (EV 2016) Energiavirasto. 2016. Voimalaitosrekisteri. [WWW]. Viitattu 1.2.2016. Saatavissa: <https://www.energiavirasto.fi/voimalaitosrekisteri>
- (FG 2012) Fingrid Oyj. 2012. Tasepalvelusopimus. [WWW]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Tasepalvelun%20liitteet/Tasepalvelusopimukset/tasepalvelusopimus_2012.pdf
- (FG 2015) Fingrid Oyj. 2015. Säättö sähkömarkkinasopimus. [WWW]. Saatavissa: http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimajarjestelmaliitteet/Reservit/2015/S%C3%A4%C3%A4tt%C3%B6s%C3%A4hk%C3%B6markkinasopimus%202015_POHJA.pdf

- (FG 2016a) Fingrid Oyj. 2016. Tasesähkökauppa ja taseselvitys. [WWW]. Viitattu 25.1. 2016. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/tasepalvelut/Sivut/default.aspx>
- (FG 2016b) Fingrid Oyj. 2016. Reservit. [WWW]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/reservit/Sivut/default.aspx>
- (FG 2016c) Fingrid Oyj. 2016. Markkina-analyysitiimin muistio, 2.2.2016. [WWW]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Sahkomarkkinainformaatio/Markkinaraportit/Hintapiikki%20säätosahkomarkkinnoilla%2022.1.2016.pdf>
- (FG 2016d) Fingrid Oyj. 2016. Rajakapasiteetit ja –siirrot. [WWW]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/rajakapasiteetit/Sivut/Ruotsi1.aspx>
- (FG 2016e) Fingrid Oyj. 2016. Kulutus ja tuotanto / Tuulivoiman tuotanto. [WWW]. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/Sivut/Tuulivoima2.aspx>
- (FG 2012f) Fingrid Oyj. 2016. Kantaverkkotason osapuolet. [WWW]. Viitattu 16.5.2016. Saatavissa: <http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/markkinaliitteet/Taseselvitysinformaatio/2012/osapuolet.pdf>
- (Fortum 2015) Fortum Oyj. 15.12.2015. Fortum tekee jääkantta Oulunjoella. [WWW]. Saatavissa: <http://www.fortum.com/fi/energiantuotanto/vesivoima/ajankohtaista-1/pages/j%C3%A4kansi-oulujoelle.aspx>
- (Ilmatieteen laitos 2015) Ilmatieteen laitos. 2015. Kesäkuun 2015 sää ja tilastot. [WWW]. Viitattu 19.2.2016. Saatavissa: <http://ilmatieteenlaitos.fi/kesakuu>
- (Kemijoki Oy 2016) Kemijoki Oy. 2016. Toimintamme. [WWW]. Viitattu 19.2.2016. Saatavissa: <https://www.kemijoki.fi/toimintamme>
- (Laine 2011) Laine J. 2011. Tasehallinnan kehittäminen Suomen sähkömarkkinoilla. Diplomityö, Lappeenrannan Teknillinen Yliopisto, Teknillinen tiedekunta, Sähkötekniikan osasto.
- (Liski & Vehviläinen 2016) Liski M., Vehviläinen I. 2016. Gone with the wind? An empirical analysis of the renewable energy rent transfer. Aalto-yliopisto. Saatavissa: <https://www.dropbox.com/s/pg7zic1f7t6sj0z/LVsep1.pdf?dl=0>

- (Merikoski 2015) Merikoski R. 2015. Joustavuuden lisääminen sähkön tuotannossa ja kulutuksessa. Luento, Tampereen teknillinen yliopisto, 26.10.2015.
- (NP 2016a) Nord Pool. 2016. Producers. [WWW] Viitattu 13.1.2016. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/The-market-members/Producers/>
- (NP 2016b) Nord Pool. 2016. Block Order. [WWW] Viitattu 1.4.2016. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Block-bid/>
- (NP 2016c) Nord Pool. 2016. Price calculation. [WWW]. Viitattu 13.1.2016. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Price-calculation/>
- (NP 2016d) Nord Pool. 2016. Market Data. [WWW]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/#/nordic/table>
- (NP 2016e) Nord Pool. 2016. Historical Market Data. [WWW]. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>
- (NP 2016f) Nord Pool. 2016. Market makers Elbas. [WWW]. Viitattu 24.2.2016. Saatavissa: <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/intraday/market-makers-elbas.pdf>
- (NP UMM 2016) Nord Pool UMM. 2016. [WWW]. Saatavissa: <https://umm.nordpoolspot.com/>
- (Pahkala 2006) Pahkala T. 2006. Tasehallinta pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto.
- (Partanen 2014) Partanen J. 2014. Tehon ja taajuuden säätö. Luento 3.11.2014, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Luentokalvot saatavissa: https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0600/luennot/tehon_ja_taajuuden_saato.pdf
- (Partanen et al. 2015) Partanen J., Viljainen S., Lassila J., Honkapuro S., Salovaara K., Annala S., Makkonen M. 2015. Sähkömarkkinat –opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0400/materiaali/sahkomarkkinat-opetusmoniste_2015-2016.pdf
- (SML 2013) Finlex. Sähkömarkkinalaki 9.8.2013. N:o 588/2013.

- (STA 2016) Suomen tuuliatlas. 2016. Tuulivoima. [WWW]. Viitattu 5.4.2016. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/tuulivoima/index.html>
- (Stattnet 2016) Stattnet. Nordic power flow. [WWW]. Saatavissa: <http://www.statnett.no/en/market-and-operations/data-from-the-power-system/nordic-power-flow/>
- (STY 2016) Suomen Tuulivoimayhdistys ry. 2016. Tuulivoima Suomessa. [WWW]. Viitattu 5.4.2016. Saatavissa: <http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoima-suomessa-ja-maailmalla/tuulivoima-suomessa>
- (TK 2016) Tilastokeskus. 2016. Väestö/Maakuntien pinta-ala, väestö ja bruttokansantuote. [WWW] Viitattu 19.1.2016. Saatavissa: http://tilastokeskus.fi/tup/suoluk/suoluk_vaesto.html
- (VRK 2016) Väestörekisterikeskus. 2015. Väestötietojärjestelmä/Kuntien asukasluvut aakkosjärjestyksessä 31.12.2015. [WWW]. Saatavissa: <http://vrk.fi/default.aspx?docid=8899&site=3&id=0>
- (Westerlund 2013) Westerlund J. 2013. Sähkönkulutuksen ennustaminen ja sen vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin. Diplomityö, Aalto-yliopisto, Sähkötekniikan korkeakoulu.
- HAASTATTELUT**
- (Pietilä 2016) Pietilä P. 2016. Empower IM Oy. Keskustelua liittyen diplomityön aihepiireihin.

LIITE A: MARKKINANÄYTTÖ

Verkon hetkellinen taajuus 50,05 Hz
Aikapoikkeama 15.01 s

	Spot FIN	toteutuneet		arvio säättö hinnasta		todennäköisyys		säädön riski	UMM	Kommentit
		Ylös	Alas	Ylös	Alas	Ylös	Alas			
5.4.2016										
01-02	20,37	20,37	17,00	26,00	18,00	20 %	60 %	alas		
02-03	20,04	20,04	17,93	26,00	18,00	20 %	70 %	alas		
03-04	20,02	20,02	17,93	26,00	18,00	20 %	70 %	alas		
04-05	19,82	19,82	17,00	26,00	18,00	20 %	70 %	alas		
05-06	20,08	20,08	17,00	27,00	18,00	20 %	70 %	alas		
06-07	23,43	23,43	18,46	29,00	20,00	20 %	60 %	alas		
07-08	27,71	27,71	19,70	38,00	20,00	20 %	60 %	alas		
08-09	40,02	40,02	40,02	85,00	20,00	25 %	55 %	ylös	SE1->FI 600MW, huolto	
09-10	44,91	44,91	44,91	100,00	20,00	25 %	55 %	ylös	SE1->FI 600MW, huolto	
10-11	44,90	44,90	44,90	75,00	20,00	25 %	55 %	alas	SE1->FI 600MW, huolto	
11-12	40,99	40,99	40,99	75,00	20,00	25 %	55 %	alas	SE1->FI 600MW, huolto	
12-13	40,04	40,04	40,04	75,00	20,00	25 %	50 %	alas	SE1->FI 600MW, huolto	
13-14	31,01	35,14	31,01	38,00	25,00	40 %	45 %	ylös	Meri-Pori, vika 165MW	
14-15	29,97	30,00	29,97	38,00	25,00	40 %	45 %	ylös	Meri-Pori, vika 165MW	
15-16	29,91	29,91	29,91	38,00	25,00	30 %	40 %	ylös		
16-17	23,61	23,61	20,00	30,00	20,00	30 %	35 %	ylös		
17-18	24,30			40,00	20,00	30 %	30 %	ylös		
18-19	27,43			40,00	20,00	30 %	30 %	ylös		
19-20	29,50			40,00	20,00	30 %	30 %	ylös		
20-21	40,10			60,00	20,00	30 %	45 %	alas		
21-22	24,29			28,00	21,00	30 %	45 %	alas		
22-23	23,06			27,00	20,00	30 %	45 %	alas		
23-00	22,35			26,00	19,00	30 %	45 %	alas		
00-01	21,27			25,00	18,00	30 %	45 %	alas		
6.4.2016										