



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO  
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

HEIDI UIMONEN

TARJOUSALUEIDEN VÄLISTEN PITKÄN AIKAVÄLIN SÄHKÖN-  
SIIRTO-OIKEUKSIEN VAIKUTUKSET FINGRID OYJ:LLE

Diplomityö

Tarkastajat: professori Pertti Järven-  
tausta ja professori Juho Kanninen  
Tarkastajat ja aihe hyväksytty  
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-  
neuvoston kokouksessa 3. joului-  
kuuta 2014

## TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

**UIMONEN, HEIDI:** Tarjousalueiden välisten pitkän aikavälin sähkönsiirto-oikeuksien vaikutukset Fingrid Oyj:lle

Diplomityö, 73 sivua, 4 liitesivua

Helmikuu 2015

Pääaine: Sähköverkot ja -markkinat

Tarkastajat: professori Pertti Järventausta ja professori Juho Kanninen

Avainsanat: aluehintasuojaus, pitkän aikavälin siirto-oikeudet, sähköjohdannaiset, verkkosäännöt

Tässä diplomityössä tarkastellaan eurooppalaisen FCA-verkkosäännön mahdollisia vaikutuksia pohjoismaisille sähkön aluehintasuojausmarkkinoille ja Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj:lle. Aluehintaero on sähkömarkkinatoimijan kohtaama riski, joka syntyy markkina-alueen jakautumisesta hinta-alueiksi. Aluehintaeroriski on Pohjoismaissa tyypillisesti suojattu finanssimarkkinoilta ostettavilla aluehintaerohdannaisilla, kun taas Manner-Euroopassa kantaverkkoyhtiöt osallistuvat suojausmarkkinoille myymällä pitkän aikavälin siirto-oikeuksia. FCA-verkkosäännön käyttöönoton myötä pohjoismaisiin suojausmarkkinoihin saattaa tulla muutoksia, mikäli nykyiset suojaustuotemarkkinat eivät täytä lainsäädännön vaatimuksia. Työn tarkoituksena onkin selvittää, onko lainsäädännön puolesta tarvetta muutokselle. Tarkoituksena on myös hahmotella liiketoimintasuunnitelmaa käyttöönoton varalle ja nostaa esille lisäselvitystä vaativia asioita.

Päätöksen siirto-oikeuksien käyttöönotosta on perustuttava markkinatoimijoiden tarpeisiin sekä nykyisten johdannaismarkkinoiden tehokkuuteen ja likviditeettiin, joita arvioidaan tässä työssä alustavien kriteerien avulla. Tehtyjen tarkastelujen perusteella Suomen aluehintaerohdannaisien markkinat eivät ole pörssikaupan osalta likvidit, ja siirto-oikeuksien käyttöönotto voi olla perusteltua erityisesti Suomen ja Ruotsin tarjousalueiden välille, sillä näillä väleillä hintaero esiintyy melkein jatkuvasti. Kriteerit ovat kuitenkin vielä epämääräisiä.

Liiketoimintasuunnitelmaa varten tehtiin kvalitatiivinen analyysi perustuen eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden kokemuksiin siirto-oikeuksista. Siirto-oikeuksien kauppaaminen on tyypillisesti aiheuttanut tulonmenetyksiä kantaverkkoyhtiöille vähentyneinä pullonkaulatuloina. Jotteivat siirto-oikeuksista aiheutuvat kustannukset valuisi Fingridin asiakkaiden maksettaviksi, on tuotetyyppi ja myytävien siirto-oikeuksien määrä mietittävä huolellisesti. Lisäksi tiukentuva finanssialan lainsäädäntö aiheuttanee lisävelvollisuuksia siirto-oikeuksia myyville kantaverkkoyhtiöille. Vaihtoehtoiset tavat parantaa suojausmahdollisuuksia Suomen tarjousalueella olisikin syytä ottaa huomioon siirto-oikeuksista päätettäessä.

## ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme in Electrical Engineering

**UIMONEN, HEIDI:** Effects of long-term electricity transmission rights between bidding zones to Fingrid Oyj

Master of Science Thesis, 73 pages, 4 Appendix pages

February 2015

Major: Power Systems and Markets

Examiner: Professor Pertti Järventausta and Professor Juho Kanninen

Keywords: electricity derivatives, hedging, long-term transmission rights, network codes

This thesis analyses the potential effects of the European network code on Forward Capacity Allocation (FCA) to the Nordic electricity area price hedging markets and to the Finnish transmission system operator Fingrid Oyj. Area price differentials are a risk faced by electricity market participants, which derives from congestions in the transmission grid that split a market area into several price areas. In the Nordics, the risk of separate price areas is traditionally hedged with derivatives bought from the financial market, while in continental Europe transmission system operators participate on the area price hedging by auctioning long-term transmission rights. The FCA may require changes in the Nordic hedging model if the existing financial markets do not meet the requirements of the legislation. The aim of this study is to find out if there is a need for the change. In addition, a preliminary business model is sketched.

The decision on the introduction of the transmission rights has to be based on the needs of the market participants and on efficiency and liquidity of the current derivatives markets. In this thesis, the Nordic forwards markets is evaluated according to preliminary criteria. According to the review, the derivative markets of the Finnish area price in the centralized exchange is not liquid, denoting that the introduction of the transmission rights may be justified - especially to the borders between the Finnish and the Swedish bidding zones where the price differentials are almost continuous.

The business model suggestion is mainly based on a qualitative analysis of experiences of European transmission system operators that issue transmission rights. The transmission rights business has traditionally caused significant loss of income as reduced congestion income. The type and the amount of the transmission rights has to be carefully assessed in order to prevent transition of the costs to the Fingrid's customers. Furthermore, increasingly strict legislation in the financial sector is very likely to cause additional obligations to the transmission system operators if they issue transmission rights. Alternative ways of enhancing the forwards markets in the Finnish bidding zone should be taken into account when deciding about the transmission rights.

## ALKUSANAT

Tämä työ tehtiin Fingrid Oyj:lle markkinaintegraatio ja sääntelyasiat -yksikköön. Työni ohjaaja oli TkT Ritva Hirvonen Fingrid Oyj:stä, ja työni tarkastajina toimivat professori Pertti Järventausta sähköenergiatekniikan laitokselta ja professori Juho Kanninen teollisuustalouden laitokselta, molemmat Tampereen teknillisestä yliopistosta.

Haluan kiittää Ritvaa luottamuksesta tässä itsenäisessä työssä ja erittäin asiantuntevista kommentteista ja kehitysideoista. On ollut kunnia työskennellä Ritvan kanssa, sillä paitsi että Ritva on erittäin kokenut ja taitava työssään, hän on myös erittäin innostava persoona. Kiitän Perttiä ja Juhoa kehittävästä kommentteista ja ajatuksista sekä työn että opiskelujeni aikana. Kiitokset myös Fingrid Oyj:lle mahdollisuudesta tehdä tämä mielenkiintoinen työ, Juha Hiekkalalle tämän ajankohtaisen aiheen statuksen päivittämisestä ja työhön liittyvien esitysten sparraamisesta, sekä muillekin fingridläisille, joiden takia joka päivä on ollut mukava tulla töihin.

Haluan osoittaa kiitollisuuteni TTY:lle, jossa on ollut erinomainen mahdollisuus kehittää ja kehittyä substanssiosaamisen lisäksi muillakin elämän osa-alueilla. Olen kiitollinen ystäväilleni unohtumattomista hetkistä opiskelun ja oheistoiminnan parissa. Lämpimät kiitokset perheelleni, joka on tukenut minua teknillisessä koulutuksessa ja ollut ylpeä myös poikkitieteellisestä diplomityöstäni. Erityiskiitos myös idearikkaalle Minnalle, joka on paitsi tukenut minua kirjoitusprojektissa, myös kannustanut minua kokeilemaan rajojani ja tavoittelemaan suuria. Suuri kiitos Nikolle.

Helsinki, 5.2.2015

Heidi Uimonen

# SISÄLLYS

Abstract .....	ii
Termit ja niiden määritelmät .....	vi
1 Johdanto .....	1
2 Pohjoismaiset sähkömarkkinat .....	4
2.1 Fyysiset sähkömarkkinat ja systeemihintaan perustuvat johdannaiset .....	4
2.2 Aluehintaa suojaavat finanssituotteet .....	6
2.3 EPAD combo .....	8
3 Pitkän aikavälin siirto-oikeudet .....	10
3.1 Fyysiset siirto-oikeudet .....	10
3.2 Finanssisiirto-oikeudet .....	12
3.2.1 Optiot .....	13
3.2.2 Obligaatiot .....	14
3.3 Siirto-oikeuksien myyminen .....	16
3.3.1 Siirto-oikeuksien määrä .....	16
3.3.2 Huutokauppa ja jälkimarkkinat .....	18
3.3.3 Kantaverkkoyhtiön tulot .....	20
3.3.4 Sitovuusriski ja siirto-oikeuksien vähentäminen .....	21
3.4 Siirto-oikeuksiin liittyvä finanssialan lainsäädäntö .....	24
4 Aluehintaerojen vaihtelulta suojaavien tuotteiden vertailu .....	26
4.1 Suojaustuotteiden samankaltaisuudet .....	26
4.2 Suojaustuotteiden eroavaisuudet .....	27
4.3 Vaikutukset markkinoihin .....	28
4.4 Kokemuksia LTR:ien käyttöönotosta .....	35
4.4.1 Eleringin kokemuksia Viron ja Latvian välisestä siirtoyhteydestä .....	35
4.4.2 Energinet.dk:n kokemuksia Tanskan tarjousalueiden ja Saksan välisistä siirtoyhteyksistä .....	36
5 Siirto-oikeuksien käyttöönoton kriteerien arviointi .....	38
5.1 Suojaustarpeen määrittäminen .....	39
5.2 Finanssimarkkinoiden tehokkuuden arvioiminen .....	45
5.2.1 Tehokkuudesta ja hinnan käyttäytymisestä .....	45
5.2.2 Volyymi ja toteutustiheys .....	50
5.2.3 Bid-ask spread .....	52
5.3 Aluehintaerot tulevaisuudessa .....	56
6 Liiketoimintasuunnitelmassa huomioon otettavat asiat .....	59
6.1 Tuotemäärittely .....	59
6.1.1 PTR vai FTR .....	59
6.1.2 Optio vai obligaatio .....	60
6.1.3 Aikajänteet ja osuudet kapasiteetista .....	62
6.1.4 Tarjouskoko ja -hintaa .....	63
6.2 Siirtotuotteiden markkinapaikka .....	64

6.3	Siirto-oikeusliiketoiminnan kustannukset ja niiden kattaminen .....	65
6.4	Riskienhallinta .....	66
6.4.1	Sitovuusriski .....	67
6.4.2	Vastapuoliriski .....	67
6.4.3	Muita huomioon otettavia asioita .....	69
6.5	Muut vaihtoehdot aluehintasuojausmahdollisuuksien parantamiseksi .....	70
7	Johtopäätökset .....	71
	Lähteet .....	74
	Liite 1 - Systemihintajohdannaisten kaupankäyntivolyymeja .....	81
	Liite 2 - Suomen aluehintajohdannaisten kaupankäyntivolyymeja .....	82
	Liite 3 - Systemihintajohdannaisten spreadeja .....	83
	Liite 4 - Suomen aluehintajohdannaisten spreadeja .....	84

## TERMIT JA NIIDEN MÄÄRITELMÄT

ACER	Agency of the Cooperation of Energy Regulators, Euroopan energiaregulaattoreiden virasto
ATC	Available Transfer Capacity, allokoitava siirtokapasiteetti
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management, verkkosääntö kapasiteetin allokoinnista ja siirtojenhallinnasta
CASC	Capacity Allocating Service Company, Manner-Euroopan alueella siirto-oikeuksia huutokauppaava palveluyhtiö
CAO	Central Applications Office, Manner-Euroopan alueella siirto-oikeuksia huutokauppaava palveluyhtiö
CfD	Contracts for Difference, hintaerosopimukset (vanha nimitys, ks. EPAD)
DAFD	Day Ahead Firmness Deadline, siirto-oikeuden sitovuuden toinen, toimituspäivää edeltävä määräaika
DAM	Day ahead -market, vuorokausimarkkinat
DE	Saksan tarjousalue
DK	Tanskan tarjousalue
D-1	Toimitusta edeltävä päivä
EE	Viron tarjousalue
EMIR	European Market Infrastructure Regulation, EU-asetus 648/2012 OTC-markkinoista
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity, Euroopan kantaverkkoyhtiöiden järjestö
EPAD	Electricity Price Area Differentials, aluehintaerosopimus eli aluehintajohdannainen (nykyinen nimitys, ks. CfD)
EU	Euroopan unioni
EY	Euroopan yhteisö, nykyään Euroopan unionia
FCA	Forward Capacity Allocation
FI	Suomen tarjousalue
FTR	Financial Transmission Right, finanssi siirto-oikeus
HVDC	High Voltage Direct Current, korkeajännitteinen tasavirta
LTFD	Long-Term Firmness Deadline, pitkän aikavälin sitovuusmääräaika.
LTR	Long-term Transmission Right, pitkän aikavälin siirto-oikeus, ks. FTR ja PTR
MiFID	Markets in Financial Instruments Directive, rahoitusmarkkinoita sääntelevä direktiivi 2004/39/EY, tai päivitetty direktiivillä 2014/65/EU
MW	Megawatti
MWh	Megawattitunti
NO	Norjan tarjousalue

NTC	Net Transfer Capacity, kaupalliseen käyttöön mahdollinen siirtokapasiteetti
N-1	Sähkövoimajärjestelmän käyttövarmuuskriteeri
OTC	Over the counter, pörssin ulkopuolinen kauppa
PTR	Physical Transmission Right, fyysinen siirto-oikeus
P <sub>A</sub>	Tarjousalueen A aluehinta
P&L	Profit & Loss, markkinatoimijan tuotot ja tappiot
SAP	Single Allocation Platform, eurooppalainen LTR-kauppa- paikka
SE1	Pohjois-Ruotsin (Luleå) tarjousalue
SE3	Keski-Ruotsin (Stockholm) tarjousalue
UIOLI	Use-it-or-lose-it, periaate, jonka mukaan fyysiselle siirto-oikeudelle on tehtävä käyttöönottoilmoitus tai se menetetään automaattisesti
UIOSI	Use-it-or-sell-it, periaate, jonka mukaan fyysiselle siirto-oikeudelle on tehtävä käyttöönottoilmoitus tai se myydään vuorokausimarkkinalle automaattisesti
XB	Cross-border, rajan ylittävä

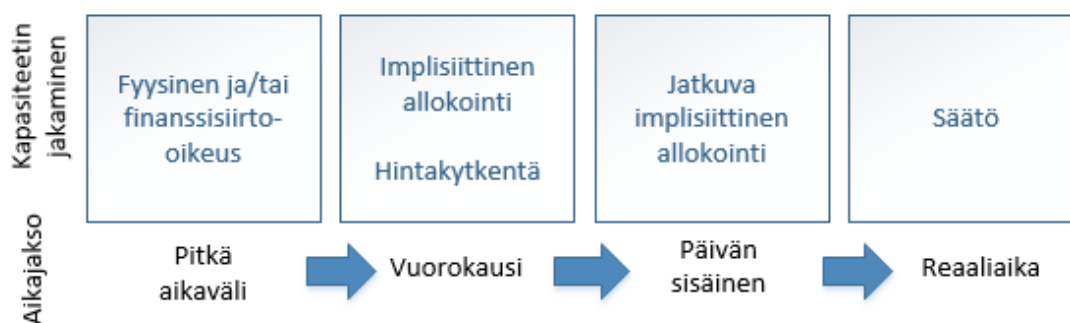


# 1 JOHDANTO

Euroopan unionin energiapolitiikan peruseriaatteena ovat kestävä kehitys, kilpailukyky sekä toimitusvarmuus. Tavoitteena on saavuttaa sisäiset, yhtenäiset ja tehokkaasti toimivat energiamarkkinat, joissa sähköenergia voi virrata vapaasti. Yhteismarkkinat parantavat alueellista tuottavuutta ja kilpailukykyä tehokkaan resurssienkäytön ja alhaisemman markkinahinnan takia, kun energia tuotetaan siellä, missä se kulloinkin on edullisinta. Lisäksi alueellisen yhteistyön seurauksena toimitusvarmuus paranee ja vähäpäästöisen energiatuotannon käyttöönotto helpottuu, jolloin Euroopan unionin kestävä kehityksen tavoite voidaan saavuttaa. Toimiva sisämarkkina edellyttää verkon käyttöön ja markkinoihin liittyvien sääntöjen yhdenmukaistamista, sillä yhteiset käytännöt tekevät kilpailun muillakin kuin kansallisilla markkina-alueilla houkuttelevammaksi. (Euroopan komissio, 2014)

Yhteisten käytäntöjen saavuttamiseksi on kehitetty verkkosääntöjä, jotka koskevat sähkövoimajärjestelmän käyttöä ja kehittämistä sekä sähkömarkkinoita. Säännöt on suunnitellut Euroopan kantaverkkoyhtiöitä edustava ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) eurooppalaisten energiaregulaattoreiden yhteistyöviraston ACER:n (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) antamien puiteohjeiden mukaisesti. Kun Euroopan komissio hyväksyy säännöt ja niistä tulee osa EU-lainsäädäntöä, astuvat ne lainvoimaisiksi myös Suomessa. (Euroopan komissio, 2014).

Harmonisoidun yhteismarkkinan toteuttamiseksi on suunniteltu markkinoiden tavoitemalli, jossa on pitkälti kyse markkinoille annettavan siirtokapasiteetin laskemisesta ja jakamisesta. Malli jakaa sähkömarkkinat karkeasti pidemmän aikavälin johdannaismarkkinoihin ja lyhemmän aikavälin fyysisiin energiamarkkinoihin. Tavoitemalli saatetaan käyttöön kolmen verkkosäännön avulla, jotka koskevat siirtojen hallintaa (Capacity Allocation and Congestion Management, CACM), säätösähkömarkkinoita (Electricity Balancing, EB) sekä kapasiteetin allokoointia pitkällä aikavälillä (Forward Capacity Allocation, FCA). CACM käsittelee lähinnä fyysisiä markkinoita, jossa kapasiteetti jaetaan markkinatoimijoille implisiittisellä huutokaupalla yhdessä fyysisen energian kanssa, ja EB käsittelee kantaverkkoyhtiön hoitamia säätösähkömarkkinoita. Kolmas sääntö FCA käsittelee johdannaismarkkinoita, jolla markkinatoimijat voivat hankkia siirtokapasiteettia käyttöönsä.



*Kuva 1: Euroopan sähkömarkkinoiden tavoitemalli on jaettu eri aikajaksoihin kapasiteetin käytön suhteen.*

Tarve kapasiteetin allokointiin juontuu siirtoverkon fysikaalisista rajoitteista. Fysikaaliset rajoitteet ovat ongelma markkinoille, sillä ajoittain esiintyvät pullonkaulat estävät sähkön taloudellisen virtaamisen alueelta toiselle. Pullonkaulatilanteissa markkinahinta eriytyy ollen korkeampi alituotannon alueella ja alempi ylitarjonnan alueella siirtokapasiteetti huomioiden. Koska ei ole taloudellisesti kannattavaa rakentaa verkkoa niin vahvaksi, ettei pullonkauloja ikinä syntyisi, tämä riski tulee esiintymään myös tulevaisuudessa.

Tavoitemallissa lähtökohtana on, että markkinatoimijalla tulee olla mahdollisuus suojautua pullonkaulojen aiheuttamalta aluehintaeriskiltä. Tällä hetkellä Pohjoismaissa suojautetaan aluehintaeroja vastaan finanssimarkkinoilla systeemihintajohdannaisilla ja aluehintaerotuotteilla. Lähes koko muussa Euroopassa hintaeroja suojataan pitkän aikavälin siirto-oikeuksilla (Long-term Transmission Rights, LTRs). Eri käytäntöjä halutaan myös tältä osin yhdenmukaistaa. Lähtökohtaisesti Euroopan sähkömarkkinoilla tähdätään siirto-oikeuksien yhdenmukaiseen käyttöön, jonka periaatteena on, että kapasiteetti tulee jaettua niille markkinaosapuolille, jotka sitä eniten arvostavat.

Tässä työssä tarkastellaan FCA-verkkosäännön vaikutuksia Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridille. Tärkeimpinä tutkimuskysymyksinä on se, onko Suomessa otettava käyttöön FCA:n mukaiset siirto-oikeudet ja jos on otettava, mitä Fingridin liiketoimintasuunnitelmassa on huomioitava. Alustukseksi luvussa 2 esitellään puhtaasti finanssimarkkinoilla toimivat hintasuojausmenetelmät, jotka nykyään ovat käytössä Pohjoismaissa. Luvussa 3 esitellään verkkosäännön mukaiset pitkän aikavälin siirto-oikeudet, jotka perustuvat siirtokapasiteetin ja sitä kautta pullonkaulatulojen huutokauppaamiseen. Luvussa 4 vertaillaan näitä kahta eri suojausmallia ja pohditaan niiden vaikutuksia energiamarkkinoille sekä siirtokapasiteetin käyttöön. Luvussa 5 käydään läpi kriteerit, joita regulaattorit ovat siirto-oikeuksien käyttöönotolle asettaneet. Poikkeuksia siirto-oikeuksien käyttöönotosta voidaan sallia, jos finanssimarkkinoiden tehokkuusvaatimukset täyttyvät ja kansalliset regulaattorit niin päättävät (FCA, artikla 35). Mikäli Suomessa otetaan käyttöön siirto-oikeudet, seuraa kantaverkkoyhtiö Fingridille merkittäviä muutoksia markkinoille osallistumisessa, sillä tällä hetkellä Fingrid ei ole aktiivinen toimija johdannaismarkkinoilla. Luvussa 6 tarkastellaan muutoksia, joita päätös siirto-oikeuksien käyttöönotosta

Suomessa Fingridille aiheuttaa. Tässä työssä tarkastellaan vain vaikutuksia Fingridille, eikä vaikutuksia nykyiselle pohjoismaiselle sähkö- ja johdannaismarkkinoihin käsitellä. Työssä puhutaan usein siirtokapasiteetista, joka tässä työssä tarkoittaa nimenomaan tarjousalueiden välistä siirtokapasiteettia, ei tarjousalueiden sisäistä siirtokapasiteettia, sillä tarjousalueiden sisälle ei voi syntyä aluehintaeroja eurooppalaisissa markkinamalleissa.

## 2 POHJOISMAISET SÄHKÖMARKKINAT

Sähkömarkkinoimijoiden perustavanlaatuinen hintaan liittyvä riski on vuorokausimarkkinan hintariski, eli sähkön tulevien tuotantokustannusten ja kysynnän vaihteluiden aiheuttama riski sähkön tukkumarkkinoilla (Thema, 2011). Riskin suuruutta kuvaa hinnan volatiliteetti eli keskihajonta jollakin tietyllä aikavälillä. Sähkön hinnan volatiliteetti on hyvin suuri (100 - 500 %) verrattuna esimerkiksi osakkeiden (20 - 50 %), korkojen (10 - 20 %) tai valuuttojen (10 - 20 %) volatiliteettiin. Suomen vuorokausihinnan liukuva keskiarvo vuosien 1999 ja 2013 välillä vaihteli 8...173 €/MWh (Houmoller Consulting, 2013). Korkeaa volatiliteettia selittää muun muassa se, että kulutuksen ja tuotannon on oltava jatkuvasti tasapainossa, koska sähköä ei voida varastoida vielä suurissa määrissä. Kulutus on vielä hinnan suhteen hyvin joustamatonta ja riippuu voimakkaasti hetkellisestä säästä. Tuotantokustannukset riippuvat muun muassa polttoaineiden ja päästöoikeuksien vaihtelevista hinnoista, sademääristä ja vesivarantojen tilanteesta. Vuorokausihintariskiä voidaan suojata futuureilla ja forwardeilla, jotka ovat erilaisia sopimuksia ostaa tai myydä sähköä tietyllä hinnalla tulevaisuudessa. (Eydeland & Wolyniec, 2003)

Markkinahintariskin lisäksi sähkömarkkinoille on tyypillistä myös markkina-alueiden hintaeroista johtuva riski. Riski syntyy, koska sähkönsiirtoverkon siirtokapasiteetti ajoittain ei riitä, vaan markkinalle saattaa syntyä markkinahinnasta eroavia aluekohtaisia hintoja. Hint erot nostavat epävarmuutta erityisesti kansainvälisillä markkinoilla, joissa markkinoimijan tuotanto voi sijaita eri tarjousalueella kuin asiakkaat, koska sähkö voidaan ajoittain joutua myymään tuotantoaluehintaa halvemmalla. Koska sähkön tuottajat haluavat saada tasaista, ennustettavissa olevaa tuloa tuotannostaan, ja sähkön jälleenmyyjät haluavat hallita omia kustannuksiaan, syntyy tarve kansainvälisille, pitkän aikavälin suojausinstrumenteille (Spodniak, et al., 2014).

Yleensä Pohjoismaissa sähkön hinnan suojaaminen toteutuu seuraavasti:

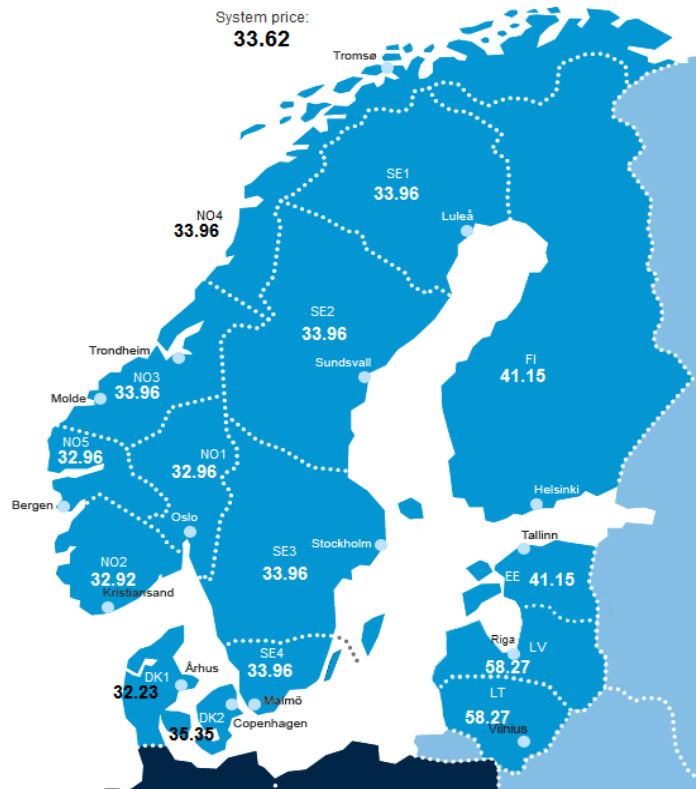
- Suojataan tarvittava tehomäärä systeemihintasopimuksella.
- Suojataan aluehintaero samalle tehomäärälle EPAD-sopimuksella.
- Ostetaan fyysinen sähkö oman tarjousalueen hinnalla toimitushetkellä.

Tässä kappaleessa käydään läpi kaikki kolme kohtaa.

### 2.1 Fyysiset sähkömarkkinat ja systeemihintaan perustuvat johdannaiset

Pohjoismaissa on kansainväliset sähkömarkkinat, jossa myynti- ja ostotarjoukset kootaan yhteiseen sähköpörssiin, Nord Pool Spotiin. Nord Pool Spot laskee osto- ja myyntitarjousten perusteella sähkölle niin sanotun systeemihinnan. Systeemihinta tarkoittaa marginaalihintaa, joka on laskettu koko markkina-alueelle kysynnän ja tarjonnan perusteella huomioimatta fyysisiä siirtorajoitteita. Jos tarjousalueiden välinen siirtokapasiteetti ei riitä markkinaperusteiseen siirtoon, jolloin sähkö tuotetaan siellä, missä se edullisinta on,

markkina jakautuu hinta-alueiksi, joissa hinta on erisuuri kuin systeemihinta. Hinta nousee alituotantoalueella alueen kysynnän ja tarjonnan sekä tarjousalueiden välisen siirtokapasiteetin mukaisesti, ja laskee ylituotantoalueella vastaavanlaisesti. Nord Pool Spotin alueella on 14 tarjousaluetta, ja ne on esitetty kuvassa 2.



Kuva 2: Sähköhinnat Nord Pool Spotin alueella 25.9.2014. Suomen aluehinta on systeemihintaa 7,53 €/MWh korkeampi. (Nord Pool Spot, 2014a)

Nord Pool Spot on Euroopan läpinäkyvin ja tehokkain sähkömarkkina, ja myyty energiamäärä on kasvanut tasaisesti Nord Pool Spotin perustamisesta lähtien. Vuonna 2013 vuorokausimarkkinan Elspotin kautta sähköä myytiin 349 TWh ja päivän sisäisen markkinan Elbasin kautta 4,2 TWh, mikä tarkoittaa, että Pohjoismaiden ja Baltian alueella 84 % kokonaiskulutuksesta ostettiin Nord Pool Spotin pörssistä. Kulutukseen suhteutettuna Nord Pool Spot onkin kaupankäyntimäärältään maailman suurin markkina. Likvidi sähkön vuorokausimarkkina tuottaa oikean hinnan sähkölle koko Pohjoismaiden ja Baltian alueella, mikä luo hyvän pohjan sähköjohdannaisten finanssimarkkinoille kyseisellä alueella. (Nord Pool Spot, 2014b), (NordREG, 2010)

Pohjoismaissa sähkön hinnan suojaaminen perustuu ensisijaisesti systeemihintaan. Tukkumarkkinahinnan vaihtelun perussuojaus tehdäänkin systeemihintaan perustuvilla sähköjohdannaissa: futuureilla ja forwardilla. Futuurit ja forwardit ovat sopimuksia ostaa tai myydä sovittu määrä sähköä tulevaisuudessa tietyllä hinnalla, ja ne eroavat toisistaan tilityksen sekä sopimusperiodien pituuden suhteen. Futuurisopimuksessa nettoarvon tilitys aloitetaan heti sopimuksen teon jälkeen ja se tehdään päivittäin toimitusperiodin ajan. Forward-sopimuksessa nettoarvon tilitys tehdään ainoastaan toimitusaikana. (Partanen, et al., 2008)

Sähköjohdannaismarkkinoita operoi Nasdaq OMX Commodities, joka listaa futuureita ja forwardoja viikolle, kuukaudelle, vuosineljännekselle ja vuodelle. Suojaus on mahdollista toteuttaa viideksi seuraavaksi kalenterivuodeksi. Nasdaq OMX on maailman likvidein sähköjohdannaismarkkina (Nasdaq OMX, 2012). Alla taulukossa 1 on esitetty Nord Pool Spotissa ja Nasdaq OMX:ssä käydyin kaupan volyymeja viime vuosilta.

*Taulukko 1: Pohjoismaissa ja Baltiassa käyty fyysinen sähkökauppa Nord Pool Spotissa ja sähköjohdannaiskauppa Nasdaq OMX:ssä (Nord Pool Spot, 2014b), (Nasdaq OMX Commodities, 2013 & 2014a)*

	Elspot + Elbas (TWh)	Osuus sähkön kulutuksesta	Sähköjohdannaiset Nasdaq OMX (TWh)	Osuus fyysisestä sähkökaupasta
2011	294 + 2,7	73 %	1 028,2	347 %
2012	334 + 3,2	77 %	927,1	275 %
2013	349 + 4,2	84 %	887,6	251 %

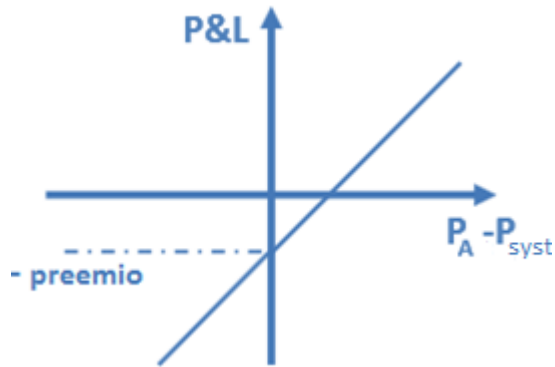
Suojausinstrumentit ovat puhtaasti finanssituotteita, ja niitä ostetaan ja myydään pörssissä kuten muitakin arvopapereita. Erikoisempia, räätälöityjä sopimuksia voi olla kahdenvälisessä ja pörssin ulkopuolisessa (over the counter, OTC) suojauskaupankäynnissä. Esimerkiksi kahdenväliset energiasopimukset ovat eräs vaihtoehto ostaa sähköä ja siten suojata sen hintaa. OTC-markkinoilla suojauksen voi hankkia tarkasti markkinaosapuolen tarpeita vastaavaksi ja välttää pörssien kaupankäyntimaksut.

## 2.2 Aluehintaa suojaavat finanssituotteet

Koska futuurit ja forwardit asetetaan systeemihintaa vastaan, jää markkinatoimijalle yhä riski pullonkaulojen aiheuttamaa aluehintojen erosta, sillä fyysinen sähkö on myytävä ja hankittava aluekohtaisella hinnalla. Aluehintaa vastaan voidaan suojautua aluehintatuotteilla. Aluehintaerojohdannaiset (Electricity Price Area Differentials EPAD; aiemmin käytettiin nimeä Contracts for Difference, CfD) ovat kahdenvälisiä finanssisopimuksia, joilla voidaan suojata sähkönhintaa tarjousaluekohtaisesti. Aluehintajohdannaisissa referenssiksi otetaan systeemihinta, johon verrataan aluehintoja. Aluehintajohdannaisien tapauksessa hintaeron ollessa positiivinen eli kun aluehinta on suurempi kuin systeemi-hinta, sopimuksen ostaja saa hintaeron suuruisen summan myyjältä, ja kun hintaero on negatiivinen, on ostajan maksettava hintaeron suuruinen summa myyjälle. Tulon voi kirjottaa muodossa (ENTSO-E, 2012):

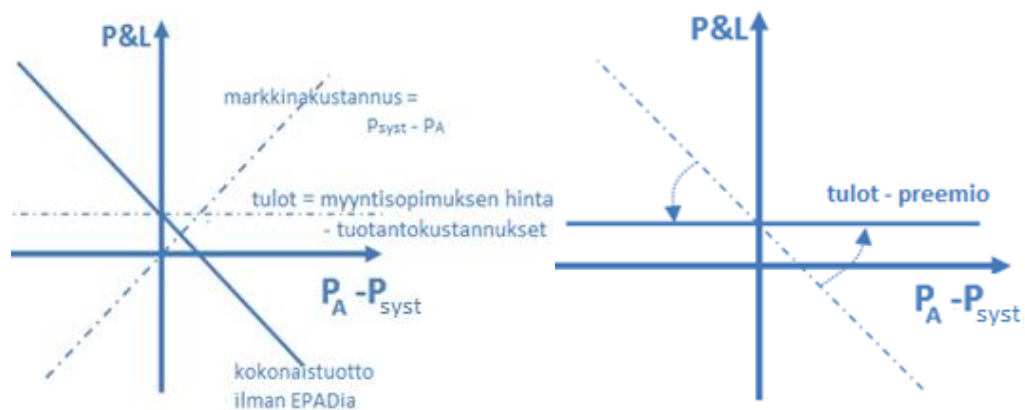
$$\sum \text{Volyyymi} * (P_{\text{sys}} - P_A) - \text{premio}, \quad (1)$$

missä  $P_{\text{sys}}$  on systeemihinta,  $P_A$  tarjousalueen A hinta ja premio on ostajan myyjälle maksama hinta. Johdannaisesta johtuva rahavirta on lineaarinen. EPAD-sopimusten voitto-tappio -käyrä on esitetty kuvassa 3.



Kuva 3: EPAD-sopimuksen ostajan rahavirtaa kuvaava suora alue- ja systeemihinnan suhteen (ENTSO-E, 2012)

Sähkönmyyjänä toimivalla markkinaosapuolella on myös muuta rahavirtaa sähkömarkkinoilla toimimisesta: myyntisopimuksista saadut tulot ja sähkön tuotannosta aiheutuvat kustannukset. Nämä tulot ja menot on esitetty kuvan 4 vasemmanpuoleisessa kuvaajassa. Sähkösopimuksista saatavat tulot ja tuotantokustannukset ovat suhteellisen vakaita. Markkinakustannus vähentää sähkön myynnin tuottoa, joka on hintaeroon nähden laskeva suora. Kun johdannaisesta aiheutuvan rahavirran summaa energianmyynnistä sekä markkinakustannuksista saatavaan rahavirtaan, saadaan kuvan 4 oikeanpuoleinen kuvaaja. Kuten kuvasta nähdään, EPADit tarjoavat täydellisen suojauksen hintaeroja vastaan, sillä johdannaisen ostajan kokonaisutuotto on vakio.



Kuva 4: Muut voitot ja tappiot sähkönmyyjän kannalta (ENTSO-E, 2012)

Oletetaan esimerkiksi, että markkinatoimijalla on asiakkaita Suomessa. Toimija ostaa EPAD-sopimuksen suojaamaan Suomen aluehintaa hinnalla 2 €/MW jokaista sopimusjakson tuntia kohden. Erään tunnin aikana systeemihinta on 30,0 €/MWh, ja Suomen aluehinta on pullonkaulojen takia 34,5 €/MWh, jolloin Suomen aluehinnan ja systeemihinnan erotus on 4,5 €/MWh. Tämä hintaero on summa, jonka myyjä tilittää ostajalle. Tunnin nettotulos on siten EPAD:n myyjältä ostajalle 2,5 €/MWh. EPAD-sopimuksesta saatu rahavirta kattaa hintaeron tuottamaa tappiota Suomesta jälleenmyyntiä varten ostettavalle energiamäärälle. Jos hintaero olisi toiseen suuntaan, EPADin ostanut markkina-

toimija hyötyisi hintaerosta sähköä ostettaessa, mutta joutuisi tilittämään EPADin myyjälle negatiivisen hintaeron. Vakiona pysyvä preemio tulee katetuksi sähkön myyntisopimuksista saatavilla vakailta tuloilla.

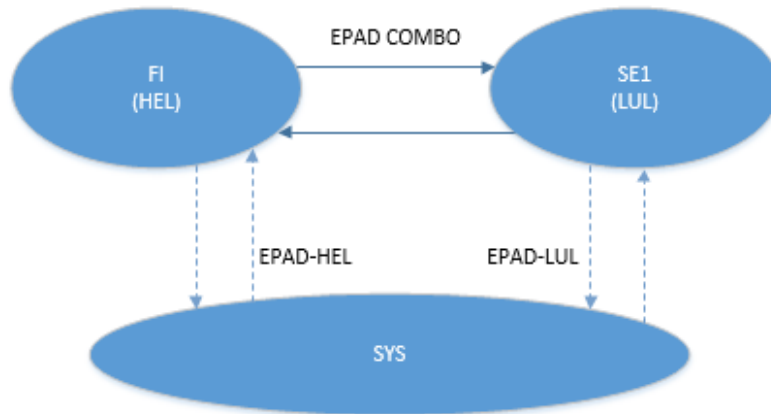
Kuten nähdään, markkinahintojen eroista johtuvat rahavirran muutokset kumoutuvat johdannaisen rahavirralla, jota ovat toisiinsa nähden vastakkaisia. Suojausta kutsutaan täydelliseksi, koska markkinatoimijan sähköstä maksama hinta on sidottu tietylle tasolle riippumatta hintaeroista. Aluehintajohdannaisten edellytys on, että finanssimarkkinat ovat kehittyneet, luotettavat ja likvidit molemmilla puolilla siirtoyhteyttä (Hagman & Björndalen, 2011).

Aluehintainstrumentteja käytetään tällä hetkellä erityisesti Pohjoismaissa ja Iberian niemimaalla Espanjan ja Portugalin välillä. Pohjoismaissa on hyvin kehittynyt ja toimiva vuorokausimarkkina, ja Nord Pool Spot otti CfD:t käyttöön jo vuonna 2000. Nykyisin finanssituotteiden kaupankäynti on siirretty Nasdaq OMX:lle, ja CfD:itä kutsutaan EPA-Deiksi. EPADeja myyvät markkinaosapuolet, ja niitä on tarjolla kuukausiksi, kvartaaleiksi ja kolmelle seuraavalle kalenterivuodelle. Hagman ja Björndalenin raportti (2011) osoittaa, että EPAD-markkinat ovat suosittuja ja ilmeisen tehokkaita, sillä suosio on jatkanut kasvuaan markkinoiden kasvua seurailleen. Espanjan ja Portugalin välillä on EPA-Deja, ja Espanjan kantaverkkoyhtiö osallistui vuoden 2013 loppuun asti EPADien myyntiin, jotta markkinan Portugalin puolen muuten vähäinen likviditeetti kasvaisi (Peregrina Mayoral, 2015). EPADien myyminen lopetettiin kansallisen lainsäädännön muutosten takia (Circular 2/2014).

## 2.3 EPAD combo

EPADeita yhdistämällä voidaan saada aikaan erilaisia suojausrakenteita. Usean EPADin ostaminen tai myyminen voi olla perusteltua, jos markkinaosapuolen tuotanto ja asiakkaat sijaitsevat eri tarjousalueilla. Tällöin markkinaosapuoli ei välttämättä halua suojautua ainoastaan systeemihintaa vastaan, vaan muodostaa suojan kahden eri tarjousalueen hintojen välille. Tämä onnistuu yhdistämällä kaksi alueellista EPAD-sopimusta, eli myymällä johdannainen alueella, jossa markkinaosapuolella on tuotantoa, ja ostamalla toinen johdannainen viereisellä alueella, jossa hänellä on asiakkaita tai kulutusta, jolloin saadaan kahden tarjousalueen väliselle hintaerolle suojaus. Systeemihinta eliminoituu johdannaisen yhteenlaskussa ja suojauksen arvoksi syntyy markkinoiden välinen hintaero. Esimerkiksi jos markkinaosapuoli haluaa suojata Pohjois-Ruotsin ja Suomen välistä hintaeroa, hän saa suojauksen toteutumaan seuraavasti:  $(SYS + EPAD\ HEL) - (SYS + EPAD\ LUL) = EPAD\ HEL - EPAD\ LUL = FI - SE1$ . Tällaista kahden alueen välistä EPADia kutsutaan EPAD komboksi.





*Kuva 5: EPAD combon muodostuminen kahdesta EPAD-tuotteesta*

EPAD-yhdistelmän etuna on, ettei sopimusten määrä ole sidoksissa fyysiseen siirtokapasiteettiin, eikä tarjousalueiden ole siten välttämätöntä olla välittömässä yhteydessä toisiinsa. Yhdistävä tekijä lopulta on systeemihinta, vaikkei yhdistelmän arvo ei olekaan enää suoranaisesti sidoksissa siihen. Vaatimuksena tällaisen yhdistelmän käyttämiseen on luonnollisesti se, että molemmilla tarjousalueilla on tarjolla perinteisiä EPADeita.

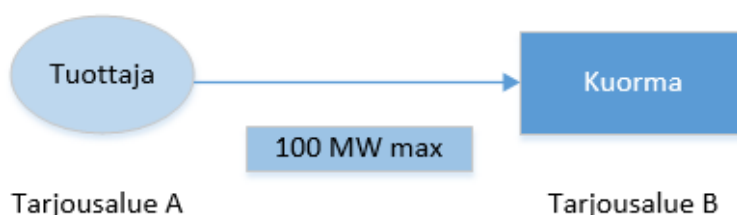
EPAD comboja ei toistaiseksi ole sellaisenaan myynnissä, mutta keskustelua tällaisen tuotteen lanseeraamisesta on ollut ja Nasdaq OMX kehittää tuotetta listattavakseen. Tuotetta on suunniteltu Baltian maihin, joissa EPAD combojen liikkeellelaskijana toimisivat kantaverkkoyhtiöt, ja kauppaa käytäisiin nykyiseen tapaan Nasdaq OMX:ssa. (Nasdaq OMX, 2013)

### 3 PITKÄN AIKAVÄLIN SIIRTO-OIKEUDET

Manner-Euroopassa sähkömarkkinat ovat kehittyneet erilaisiksi kuin Pohjoismaissa, jolloin edelleen myös suojausmarkkinat ovat erityyppisiä. Energian hintaa suojataan usein fyysisen energian toimitukseen johtavilla sopimuksilla, mutta nykyään myös tietyn alueen finanssisopimuksilla kuten Pohjoismaissa. Tyypillisesti finanssisuojaus tehdään Saksan hintaan perustuen, sillä Saksan energiemarkkinat ovat suuret ja likvidit ja se antaa usein sopivan referenssihinnan koko Manner-Euroopan alueelle (Thema, 2011). Pullonkaulat voivat aiheuttaa hintojen eroamisen suojaukseen käytetystä referenssihinnasta, ja maiden väliseen hintojen eroamiseen on kehitetty siirtokapasiteettimarkkinat. Siirtokapasiteettia tai vaihtoehtoisesti vuorokausimarkkinoilla syntyviä pullonkaulatuloja kaupataan niin kutsuttuina siirto-oikeuksina. Siirto-oikeuksia on fyysisiä sekä finanssisiirto-oikeuksia, ja finanssisiirto-oikeuksia on kahdenlaisia: optioita ja obligaatioita.

#### 3.1 Fyysiset siirto-oikeudet

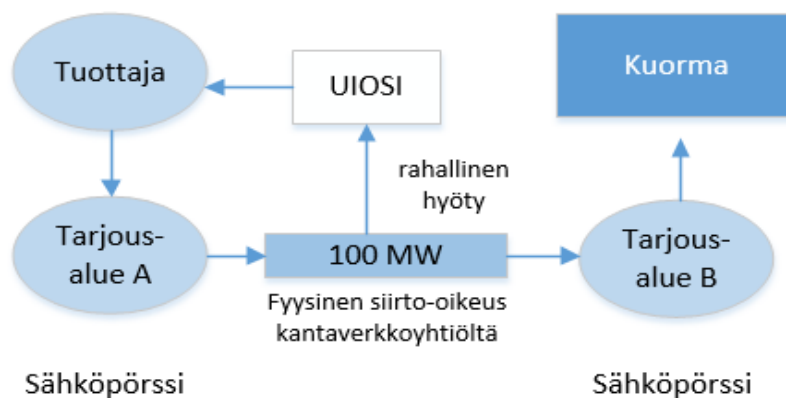
Fyysiset siirto-oikeudet (Physical Transmission Rights, PTRs) antavat oikeuden siirtää ennalta määrätyn määrän energiaa tietyllä aikavälillä yhteen suuntaan tietyllä kahden tarjousalueen välisellä siirtoyhteydellä. Siirto-oikeuden voi käyttää energian ostamiseen tai myymiseen kahdenvälisissä sopimuksissa tai sähkömarkkinoilla, tai saavuttaakseen fyysisen position molemmilla tarjousalueilla. Käytännössä ne mahdollistavat energian tuottamisen halvemman hinnan alueella ja siirtämisen sen myytäväksi kalliimman energian alueelle. (ENTSO-E, 2012)



Kuva 6: Markkinatilanne-esimerkki (ENTSO-E, 2012)

Fyysiset siirto-oikeudet ovat yleensä optioita, ja niiden haltija voi lähempänä siirtohetkeä päättää, käyttääkö hän siirto-oikeutta vai ei. Käytettäessä oikeutta siirtää energiaa on tehtävä option käyttöönottoilmoitus (nomination process), jolloin siirtokapasiteetin varaus varmistuu. Käyttöönottoilmoitus on tehtävä viimeistään muutamaa tuntia ennen vuorokausimarkkinan sulkeutumista, jotta varaamaton, markkinoille vapaan kapasiteetin määrä saadaan tietoon vuorokausimarkkinalle. Option haltija voi myös päättää olla käyttämättä siirto-oikeuttaan fyysisen energian siirtoon. Tällöin käyttöönottoilmoitusta ei tehdä, ja siirtokapasiteetti joko menetetään kokonaan (use-it-or-lose-it, UIOLI) tai myydään vuorokausimarkkinalle (use-it-or-sell-it, UIOSI). Tämä estää kapasiteetin tarpeettoman varaamisen niiltä, jotka sitä tarvitsisivat (Haarla, et al., 2011). Manner-Euroopassa

on käytössä tavoitemallin mukaisesti use-it-or-sell-it. Jos fyysinen siirtokapasiteetti jätetään hyödyntämättä, sähkön myyjän on toimittava molempien tarjousalueiden vuorokausimarkkinoilla: myyjänä siellä, missä tuotanto sijaitsee, ja ostajana siellä, missä yhtiöllä on asiakkaita, jotta asiakkaiden kanssa tehdyt myyntisopimukset tulevat katettua.

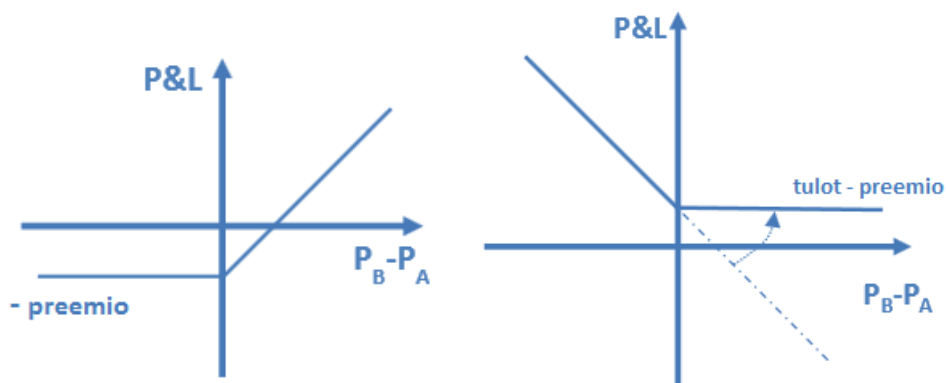


Kuva 7: PTR use-it-or-sell-it -periaatteella. (ENTSO-E, 2012)

Myymällä käyttöön varaamaton PTR vuorokausimarkkinoilla markkinatoimija hyötyy tarjousalueiden välisestä hintaerosta suoraan taloudellisesti. Jos käytössä on markkinakytkentä (market coupling), käyttöön varaamattoman PTR:n arvo on silloin tarjousalueiden välinen hintaero, joka on laskettu implisiittisellä markkinamekanismilla. Implisiittisessä kaupassa energia ja kapasiteetti myydään samalla, ja hinta muodostuu eri tarjousalueiden välillä yhtenäiseksi siirtokapasiteettien niin salliessa. Jos siirtoyhteydelle käytetään eksplisiittistä huutokauppaa, jossa kapasiteetti ja energia myydään erikseen, PTR:n rahallinen arvo on siirto-oikeuden selvityshinta (ACER, 2012). Koska Euroopassa on markkinakytkentä, PTR-option odotettu tulo on (ENTSO-E, 2012):

$$\begin{aligned} & \sum \text{Volyyymi} * (P_B - P_A) - \text{preemio}, \text{ kun hintaero } P_B - P_A > 0, \text{ ja} \\ & 0 - \text{preemio}, \text{ kun hintaero } P_B - P_A < 0. \end{aligned} \quad (2)$$

PTR:n rahavirta on esitetty kuvan 8 vasemmanpuoleisessa kuvaajassa. Kun tähän yhdistetään sähkönmyynnistä saadut tulot, jotka käyttäytyvät kuten kuvassa 4 on esitetty, saadaan osapuolen nettokassavirta, joka on esitetty oikeanpuoleisessa kuvaajassa.



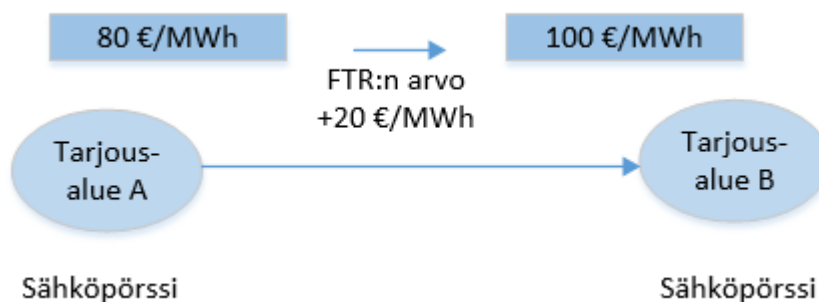
Kuva 8: PTR use-it-or-sell-it -optiolla. Vasemmanpuoleinen kuvaaja näyttää siirto-oikeuden rahavirran ja oikeanpuoleinen kuva kokonaistuloksen sähkön myyjänä toimivan markkinatoimijan kannalta. (ENTSO-E, 2012)

Oletetaan esimerkiksi, että markkinatoimijalla on tuotantoa Ruotsissa ja asiakkaita Suomessa, ja että alueiden välillä olisi käytössä PTR:t. Toimija ostaa PTR:n Ruotsista Suomeen hintaan 2 €/MW. Myyjä ei ota käyttöön fyysistä siirtokapasiteettia. Tietyn tunnin aikana Suomen hinta osoittautuu olevan 34,5 €/MWh ja Ruotsin hinta 30,0 €/MWh, jolloin alueiden välinen hintaero on 4,5 €/MWh. Tämä hintaero on summa, jonka PTR:n myyjä tilittää ostajalle, koska PTR:n arvo toimitushetkellä on aluehintaero. Tunnin nettotulos on siten PTR:n myyjältä ostajalle 2,5 €/MWh. PTR:n ostanut osapuoli joutuu kuitenkin myymään tuotantonsa Ruotsin alueella edullisemmalla hinnalla ja ostamaan Suomen alueella kalliimmalla hinnalla. PTR:stä saatu rahavirta kattaa suurimman osan hintaeron tuottamasta tappiosta myydyltä energiamäärältä. Jos hintaero olisi toiseen suuntaan, PTR:n ostanut markkinatoimija hyötyisi hintaerosta sähkön myynnissä, sillä kyseessä on optio. Negatiivisessa hintaerossa ainoaksi tappioksi jää preemio, joka tulee katettua sähkönmyyntisopimuksista saatavilla tuloilla. Jos markkinatoimija olisi ottanut PTR:nsä käyttöön, tuotanto olisi voitu siirtää suoraan Ruotsista Suomeen, ja kaupankäynti pörssissä olisi vältetty. Tällöin hintaerosta ei olisi syntynyt rahavirtoja, vaan ne koostuisivat preemiosta ja sähkönmyyntituloista.

Tällä hetkellä fyysisiä siirto-oikeuksia on käytössä Manner-Euroopan markkinoilla. Siirto-oikeuksia kauppaa kantaverkkoyhtiöiden puolesta muun muassa huutokauppatoimisto CASC-EU. Kaupankäynnin kohteena ovat alueen maiden väliset rajat sekä rajajohdot Italiaan, Sveitsiin ja osaan Skandinaviasta. CASC on 14 Manner-Euroopan kantaverkkoyhtiön yhdessä perustama palvelutarjoaja. (CASC-EU, 2014)

### 3.2 Finanssiirto-oikeudet

Finanssiirto-oikeudet (Financial Transmission Rights, FTRs) ovat sopimuksia, jotka takaavat omistajalleen oikeuden saada rahallisen, aluehintaeron suuruisen korvauksen kahden tarjousalueen välillä tietyn periodin ajan hankkimaltaan megawattimäärältä. Kuten fyysiset siirto-oikeudet, finanssiirto-oikeudet ovat aina yhteen suuntaan tiettyjen tarjousalueiden välissä. Koska finanssiirto-oikeus kattaa tarjousalueiden hintaerosta koituvat lisäkustannukset, markkinatoimijan ei tarvitse siirtää energiaa tarjousalueelta toiselle. FTR:iä käytettäessä markkinatoimijan on kuitenkin osallistuttava molemmilla alueilla sähkökauppaan varmistaakseen energiantoimituksen, koska FTR:t eivät takaa fyysistä energian siirtymistä. Käytännössä FTR:n ostava markkinatoimija ostaa etukäteen oikeuden saada siirtoyhteyden pullonkaulatuloja FTR:n määrän, suunnan ja aikajakson osalta. (ENTSO-E, 2012)

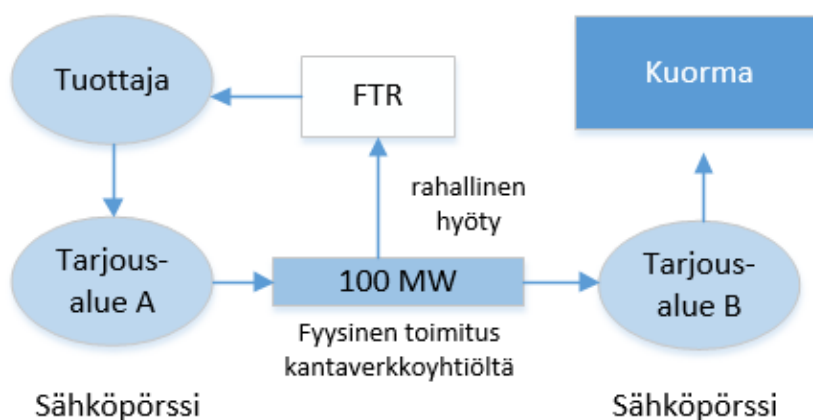


Kuva 9: FTR:t oikeuttavat tarjousalueiden välisen hintaeron suuruiseen tuloon. (ENTSO-E, 2012)

FTR:ien käyttöönotto edellyttää vähimmäisvaatimuksena, että tarjousalueiden välillä on toimiva vuorokausimarkkinakytkentä. Markkinakytkentä tarkoittaa kahden tai useamman sähkömarkkinan integroitumismekanismeja, jossa hinnat lasketaan usean tarjousalueen yli implisiittisellä huutokaupalla, eli mekaniismilla, jossa energian hinta lasketaan yhdessä kapasiteetin kanssa. Tällöin sähkönmyyjän ja ostajan ei tarvitse erikseen ostaa siirtokapasiteettia, vaan siirtokapasiteetti tulee markkinoiden käyttöön tehokkaalla tavalla automaattisesti. Toinen tärkeä ehto finanssisiirto-oikeusmarkkinoihin on tarpeeksi kehittyneet ja likvidit sähkömarkkinat, joilla syntyy luotettava referenssihintaa. Tämä tarkoittaa, että rajojen yli käytävä kauppa olisi tapahduttava suurimmaksi osaksi sähköpörssien kautta. Luotettava hinta kasvattaa toimijoiden luottamusta markkinoiden tehokkuuteen ja antaa pohjan finanssimarkkinoille. (Thema, 2011), (Belpex, 2013), (ENTSO-E, 2012)

### 3.2.1 Optiot

Finanssisiirto-oikeuksia on kahdenlaisia: optioita sekä obligatioita. Option ostaja saa tietyn periodin ajan rahallisen, tarjousalueiden välisen hintaeron suuruisen kompensaa- tion silloin, kun hintaero on positiivinen. Hintaeron ollessa negatiivinen optio jätetään käyttämättä. Optiot tarjoavat siten suojaa epäedullista hintaeroa vastaan, sillä kompen- saatio kattaa lisähinnan energianostosta toisella tarjousalueella.

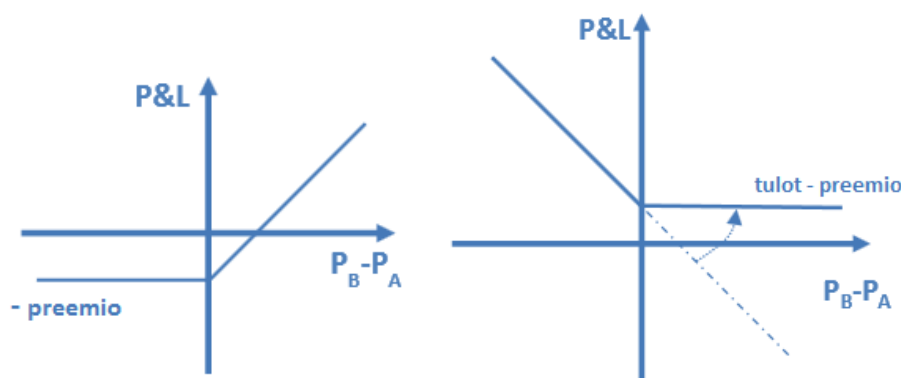


Kuva 10: FTR-option käyttö (ENTSO-E, 2012)

Option ostaja maksaa myyjälle ainoastaan preemion, joka on ainoa optiosta odotettavissa oleva kulu. Preemion ei tulisi luonnollisesti olla pienempi kuin sähkönmyynnistä saatavat tulot, jotta markkinaosapuoli ei jäisi sähkökaupassa tappiolle. Hintieron ollessa negatiivinen optiot sallivat ylimääräiset tuotot, koska korkeampi aluehinta tuotantoalueella saadaan hyödynnettyä. Markkinalla A sijaitsevan tuottajan FTR-optiosta johtuvat voitot ja tappiot voidaankin kirjoittaa seuraavassa muodossa (ENTSO-E, 2012):

$$\begin{aligned} & \sum \text{Volyyymi} * (P_B - P_A) - \text{preemio}, \text{ kun hintaero } P_B - P_A > 0, \text{ ja} \\ & 0 - \text{preemio}, \text{ kun hintaero } P_B - P_A < 0. \end{aligned} \quad (2)$$

Optiosta saatavat tulot ja kustannukset on esitetty kuvan 11 vasemmanpuoleisessa kuvaajassa. Oikeanpuoleinen kuvaaja näyttää tuottajan kokonaistilanteen, eli sähkön tuotantokustannusten, myynnin tulon ja option kustannusten/tulon summan, jossa markkinaosapuoli eliminoi aluehintaerosta aiheutuvan haitan sähkönmyynnille, mutta saa lisätuloja aluehintaeron ollessa negatiivinen.

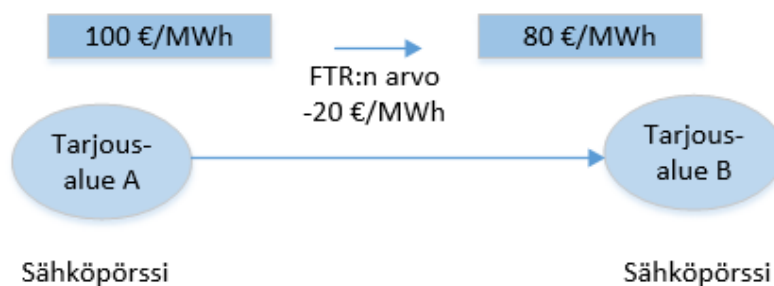


Kuva 11: FTR-option rahavirtojen kuvaajat. Vasemmanpuoleinen kuvaaja kuvaa option tuottoja ja oikeanpuoleinen tuottajan kokonaistuloa hintaerojen funktiona. (ENTSO-E, 2012)

Kuten kuvasta nähdään, option ostajalla on mahdollisuus lisätuloihin ilman merkittävää riskiä tulonmenetyksestä. Vasemman puoleinen kuvaaja kuvaa hyvin myös spekulatiivisessa mielessä FTR:n ostaneen osapuolen tuloa. FTR-optioita on käytössä Espanjan ja Portugalin tarjousalueiden välillä.

### 3.2.2 Obligaatiot

Kuten FTR-option ostajalla, myös FTR-obligaation ostajalla on oikeus saada tarjousalueiden hintaeron suuruista tuloa hintaeron ollessa positiivinen. Obligaation ostaja on myös velvollinen maksamaan myyjälle kyseisen erotuksen, kun hintaero on negatiivinen, toisin kuin option ostaja.

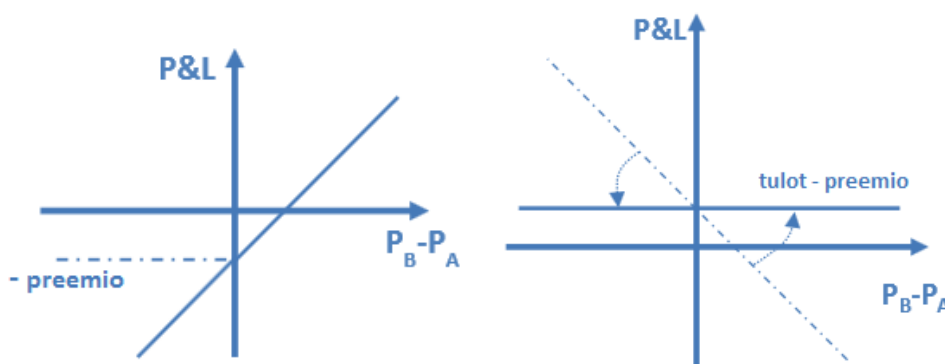


Kuva 12: FTR-obligaation omistajalla on velvollisuus maksaa negatiivisesta hintaerosta. (ENTSO-E, 2012)

Obligaation ostajan rahavirta tarjousalueiden hintaeroon nähden on täysin lineaarisia seuraavan kaavan mukaan (ENTSO-E, 2012):

$$\sum \text{Volyymi} * (P_B - P_A) - \text{preemio} \quad (3)$$

Obligaation rahavirta on esitetty kuvan 13 vasemmanpuoleisessa kuvassa, ja markkinaosapuolen kokonaisrahavirta on esitetty oikeanpuoleisessa kuvassa. Kokonaistulot ovat rajatut, koska osapuolen myyntialueella oleva korkeamman hinnan tuoma etu eliminoituu obligaatiomaksuihin. Vaikka obligaation ostajalla on riski joutua maksamaan obligaation myyjälle, on siis syytä huomata, että kyseessä on edelleen tehokas suojaus hinnan muutoksia vastaan, sillä kuten kuvan oikeanpuoleisesta kuvaajasta nähdään, kokonaistulos obligaation ostajalle on vakio, kunhan osapuolella on fyysinen positio molemmilla tarjousalueilla.



Kuva 13: FTR-obligaation tuotto-odotukset ja tuottajan kokonaistulo (ENTSO-E, 2012)

FTR-obligaatioita voi niin sanotusti netottaa. Netottaminen tarkoittaa, että kun obligaatio on myyty yhteen suuntaan, voidaan välittömästi laskea liikkeelle vastaavan suuruinen, mutta vastakkaiseen siirtosuuntaan oleva obligaatio. Tällöin siirtokapasiteettia voidaan käytännössä myöntää markkinoille enemmän kuin fyysisesti on tarjolla, koska rahaa saadaan tilitettyä markkinatoimijoilta toisille. Siirto-oikeudet voivat olla molempiin suuntiin arvokkaita, koska pullonkauloja syntyy monilla alueilla esimerkiksi vuoden- tai vuorokaudenajasta riippuen molempiin suuntiin (Hagman & Björndalen, 2011).

FTR-obligaatioita on käytössä muun muassa Italiassa ja Yhdysvalloissa. Italiassa obligaatioita voi ostaa Italian sisäisten rajoitusten suojaamiseksi. Yhdysvalloissa alueellisen siirto-organisaatio PJM:n alueella myydään sekä optioita että obligaatioita. Käytössä on

solmupistehinnoittelu, jossa hinta lasketaan jokaiselle solmupisteelle siirtokapasiteetin rajoissa. FTR:iä käytetään suojaamaan eri solmupisteiden välisiä hintoja. Koska PJM myy sekä optioita että obligaatioita, tuotteet kilpailevat toisiaan vastaan. (ENTSO-E, 2012)

### **3.3 Siirto-oikeuksien myyminen**

Edellisissä kappaleissa 3.1 ja 3.2 käsiteltiin siirto-oikeuksia lähinnä markkinatoimijan näkökulmasta. Siirto-oikeudet liittyvät kuitenkin tiiviisti myös kantaverkkoyhtiöihin, jotka omistavat, rakentavat ja käyttävät siirtoyhteyksiä. Kantaverkkoyhtiöt määrittävät siirtokapasiteetin ja sitä kautta siirto-oikeuksien määrän, ja voivat toimia siirto-oikeuksien myyjänä ja saada niistä tuloa. Tässä kappaleessa käsitellään yleiset siirtokapasiteetin ja siirto-oikeuksien määrittämisperiaatteet, kaupankäyntiprosessit sekä kantaverkkoyhtiön kokemat riskit. Kansallisella ja eurooppalaisella regulaatiolla on vaikutusta kaikkiin näihin.

#### **3.3.1 Siirto-oikeuksien määrä**

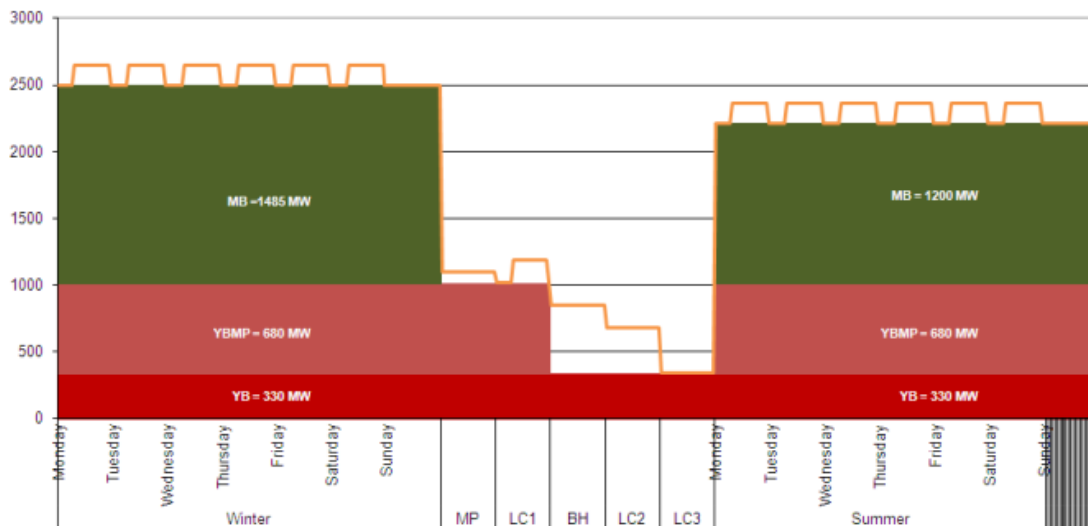
Sekä fyysiset että finanssiirto-oikeudet perustuvat siirtoverkon fyysiseen kapasiteettiin. Siirtokapasiteetin ja sitä kautta siirto-oikeuksien määrän määrittävät kantaverkkoyhtiöt, jotka omistavat tarjousalueiden väliset sähkönsiirtoyhteydet. Markkinoille annettava siirtokapasiteetti on määritettävä käyttövarmuuskriteerien mukaisesti, esimerkiksi niin sanotun N-1-kriteerin mukaan. N-1-kriteeri tarkoittaa, että sähkövoimajärjestelmän on joka hetki kestävä mikä tahansa yksittäinen vika siten, ettei se johda vaikutusalueen laajenemiseen. Mitoitettava vika vaihtelee käyttötilanteiden mukaan, mutta yleensä se voi olla esimerkiksi suurimman tuotantoyksikön laukeaminen tai vika siirtoyhteydessä (Fingrid, 2011). Osa kapasiteetista pitää siten jättää varmuusmarginaaliksi. Kapasiteetin antaminen markkinoille tulisi olla johdonmukaista koko integroituneella markkina-alueella (Haarla, et al., 2011).

Siirto-oikeuksia on erityyppisiä oikeuden aikajakson suhteen. Pitkän ja keskipitkän aikavälin tuotteita ovat esimerkiksi usean vuoden, vuoden, kuukauden tai jopa viikonmittaiset sopimukset. Lyhyen aikavälin sopimuksia ovat päivän ja tunnin kapasiteettisopimukset, joita ei kuitenkaan Euroopassa yleensä käytetä, sillä implisiittinen markkinamekanismi poistaa niiden tarpeen. Oikeuksia on olemassa myös erikseen peruskuormalle, korkean kulutuksen huipputunneille sekä matalan kysynnän tunneille. Käytännöt vaihtelevat vielä maittain tai markkina-alueittain, vaikka harmonisointia viedään koko ajan eteenpäin.

Eri aikajaksoille allokoitavan kapasiteetin määrittäminen voi tapahtua useammalla eri tavalla. Kapasiteettia voidaan myydä joko ennalta määrätyt osuudet tietyn aikavälin pituisina oikeuksina, esimerkiksi kolmasosa kapasiteetista vuosisopimuksena, kolmasosa kuukausisopimuksena ja kolmasosa päiväsopimuksena. Huutokauppa voidaan järjestää myös siten, että pidemmälle aikavälille myymättä jäänyt kapasiteetti jää seuraavan huutokaupan tarjonnaksi, esimerkiksi siten että 30 % on varattu vuosittaisessa huutokaupassa, jolloin 70 % jää kuukausikohtaiseen kauppaan. Kuvassa 14 on kuvattu, miten Ranskan ja



Italian välisellä yhteydellä siirto-oikeuksia on jaettu eri tuotteiden välillä. Kuvassa eriväriset alueet ovat eri tuotteita, ja keltaisella on viiva merkitty markkinoille annettavan siirtokapasiteetin maksimimäärä. Määrään vaikuttaa esimerkiksi huoltotyöt, joita tehdään yleensä kesällä. (Haarla, et al., 2011)



Kuva 14: Siirto-oikeuksien määrä Ranskan ja Italian väliselle yhteydelle käytössä olevan siirtokapasiteetin mukaan (RTE & Terna, 2012)

Manner-Euroopassa siirto-oikeuksia tarjotaan kuukausi- ja vuositasolla. Taulukossa 2 on muutama esimerkki huutokaupattavien siirto-oikeuksien määrästä (Available Transfer Capacity, ATC), jota verrataan siirtoyhteyden täyteen kaupalliseen siirtokapasiteettiin (Net Transfer Capacity, NTC). Siirto-oikeuksien määrään on laskettu yhteen perus-, huippu- ja matalan kysynnän kapasiteetit (base, peak ja off-peak), mikäli sellaisia erikseen siirtoyhteyksillä on. Perus-, huippu- ja matala kysyntä -jaottelu tulee Manner-Euroopan energiemarkkinoilta, sillä EPEX Spot ilmoittaa erikseen perus- ja huippuhinnan. Huipputunnit ovat ruuhkatunteja arkipäivisin aamusta iltapäivään. Taulukossa on listattuna myös epätodennäköisen siirtosuunnan siirto-oikeuksia. Kapasiteettimääriä on tarkasteltu vuositasolla vuodelta 2014 ja kuukausitasolla tammikuulta 2014.

*Taulukko 2: Huutokaupattujen LTR:ien määrä eräillä eurooppalaisilla siirtoyhteisillä. Taulukossa vuosiarvot ovat vuoden 2014 ja kuukausiarvo tammikuun 2014. (CASC-EU, 2014), (ENTSO-E, 2014b)*

<b>Siirtoyhteisyydet</b>	<b>NTC, max [MW]</b>	<b>ATC / vuosi [MW]</b>		<b>ATC / kk [MW]</b>		<b>Yhteensä huutokaupattu (% NTC:stä)</b>
AT - CH	340	170	50 %	170	50 %	100 %
CH - AT	1200	450	38 %	375	31 %	69 %
AT - IT	295	110	37 %	150	51 %	88 %
IT - AT	115	70	61 %	30	26 %	87 %
FR - DE	2500	1000	40 %	350	14 %	54 %
DE - FR	2900	600	21 %	400	14 %	34 %
IT - FR	995	700	70 %	295	30 %	100 %
FR - IT	2595	990	38 %	0	0 %	38 %
FR - ES	1100	-	0 %	440	40 %	40 %
NL - BE	946	468	49 %	148	16 %	65 %
BE - NL	946	468	61 %	148	16 %	77 %

Kapasiteetin allokoimisessa Manner-Euroopan siirtoyhteisillä on monenlaisia periaatteita. Joillekin siirtoyhteisille siirtokapasiteetti huutokaupataan täysimääräisenä, kun taas joillakin siirtoyhteisillä maksimikapasiteetista jaetaan vain tietty osuus siten, että varmuusmarginaali jää suuremmaksi. Manner-eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden jakamien kapasiteettiosuudet vaihtelevat myös aikavälin suhteen: joillakin siirtoyhteisillä kapasiteettia huutokaupataan suurimmaksi osaksi vuosihuutokaupassa ja toisilla painopiste on kuukausikaupassa. Kapasiteetin jakamiseen liittyvien erojen lisäksi myös huutokauppaan liittyvät prosessit sekä tarjousten jättämisen ja tulosten julkistamisen aikataulujen periaatteet saattavat vaihdella.

### **3.3.2 Huutokauppa ja jälkimarkkinat**

Lainsäädäntö vaatii, että siirtojen hallinnan on oltava syrjimätöntä ja markkinaperusteista (714/2009/EY, artikla 16). Siirto-oikeuksien myynti onkin markkinaosapuolten tasapuolisen kohtelun turvaamiseksi huutokaupaa, jolloin myös ne markkinaosapuolet, joilla on kahdenvälisiä sopimuksia saavat yhtäläisen mahdollisuuden saada siirtokapasiteettia käyttöön kuin vuorokausimarkkinoille osallistuvat osapuolet. Huutokaupan toiminta riippuu niitä järjestävistä tahoista ja markkinajärjestelyistä: yleensä kantaverkkoyhtiöt hahmottelevat säännöt, minkä jälkeen vaaditaan kansallisen regulaattorin hyväksyntä.

Siirtokapasiteettia myyvät joko kantaverkkoyhtiöt tai niiden puolesta erilliset huutokauppatoimistot. Mikäli kaupankäyntiä hoitaa erillinen huutokauppatoimisto, kantaverkkoyhtiöt ilmoittavat siirto-oikeuskapasiteetin huutokauppatoimistolle, joka suorittaa tarjouskilpailun, huutokaupan selvitykseen ja laskuttamiseen liittyvät toimenpiteet. Tällaisessa tapauksessa siirto-oikeuskauppojen vastapuolena toimii kantaverkkoyhtiöiden puolesta huutokauppatoimisto, jonka kautta rahaliikenne kulkee. Manner-Euroopan alueella

huutokauppatoimistoina toimivat CASC (Capacity Allocation Service Company) ja CAO (Coordinated Auction Office), jotka myyvät siirtokapasiteettia eksplisiittisesti. CASC myy siirtokapasiteettia Keski- ja Länsi-Euroopassa ja CAO Kaakkois-Euroopassa. CASC ja CAO mieltävät parhaillaan yhdistymistä. Sulautunut toimisto toimisi yhtenä rajapintana kaikille markkinatoimijoille koko Manner-Euroopan alueella, kun kauppaa käytäisiin yhden IT-sovelluksen kautta. Tällöin myös koko alueella pätsi pääosin samat säännöt.

FCA-verkkosääntöluonnoksen mukaan siirto-oikeuksia on oltava mahdollista palauttaa takaisin kantaverkkoyhtiölle tai siirtää toiselle markkinaosapuolelle eli jälleenmyydä. Osapuolen mahdollisuus muuttaa itselleen hankkimiansa siirto-oikeuksien määrää parantaa markkinaosapuolen asemaa muuttuvissa kulutus- ja tuotantotilanteissa ja voi ratkoa ennustamattomia pullonkaulatilanteita siirto-oikeusmarkkinoilla. Määrän muuttamis- mahdollisuus lisää tuotteen houkuttelevuutta, mikä edelleen nostaa tuotteiden arvoa. Kilpailukin voi lisääntyä, kun mahdollisuuksia kapasiteetin hankkimiseen on enemmän kuin yksi huutokauppa. Ilman jälkimarkkinaa spekulatiivisten markkinatoimijoiden osuus voi jäädä pieneksi pienentäen likviditeettiä ja oikean hinnan löytymistä. (Newbery & Strbac, 2011), (CRE, 2010), (ENTSO-E, 2014a)

Pidemmän aikavälin siirto-oikeuksista markkinaosapuolelle tarpeettomia osia on mahdollista palauttaa kantaverkkoyhtiölle. Palautetut siirto-oikeudet tulevat myytäväksi lyhempien aikavälien huutokaupoissa, esimerkiksi vuosihuutokaupasta huudetuista tuotteista voidaan myydä kuukauden mittaisia osia kuukausihuutokaupoissa. Kun markkinatoimija palauttaa hankkimansa siirto-oikeudet tai osan niistä takaisin kantaverkkoyhtiölle, se saa niistä uudessa huutokaupassa muodostuneen marginaalihinnan mukaisen korvauksen. Siirto-oikeuksien palauttamisessa kyse ei varsinaisesti ole jälkimarkkinasta, sillä kapasiteetti huutokaupataan ensisijaisen huutokaupan tapaisesti lyhemmän välin huutokaupan yhteydessä kantaverkkoyhtiön tai huutokauppatoimiston toimesta. Oikeuksien palauttaminen tapahtuu samassa kauppapaikassa (IT-järjestelmässä) kuin huutokaupakin.

Varsinainen jälkimarkkina alkaa huutokaupan tulosten julkaisun jälkeen. Varsinainen jälkimarkkina tarkoittaa, että markkinatoimijoiden annetaan myydä oikeuksia keskenään kahdenvälisesti esimerkiksi jollain erillisellä jälkimarkkinapaikalla. Jälkimarkkinalla kaupankäynti voi olla jatkuvaa erotuksena huutokaupan yksittäisiin ajanhetkiin. Hinta, määrä ja aikajakso sovitaan siirto-oikeuden huutokaupasta hankkineen markkinaosapuolen ja kolmannen osapuolen kesken, jolloin markkinatoimijoilla olisi enemmän joustovaraa esimerkiksi huippukulutustuntien suhteen. Vastapuolen löytämiseen on syytä olla jokin paikka, josta siirto-oikeuksien ostamisesta kiinnostuneet tahot voisivat nähdä omistajat. Esimerkiksi yhdysvaltalainen PJM ylläpitävää tällaista ilmoitustaulua.

PJM:n ilmoitustaululla markkinaosapuolek voivat katsella, lähettää, päivittää ja poistaa myynti- tai ostoilmoituksia. Myynti-ilmoitukset ovat joustavia ajanjakson, määrän, sopimustyyppin ynnä muiden asioiden suhteen. Kuitenkaan lopullisia sopimusehtoja ei ilmoiteta ilmoitustaululla. Ilmoitukset ovat julkisesti tarkasteltavissa, mutta järjestelmään on rekisteröidyttävä tai käytettävä vierailijatunnuksia. Päästökseen ilmoitustaulun aktiiviseksi jäseneksi ei tarvitse olla PJM:n jäsen eli järjestelmä vastaavan asiakas. PJM ei ole

vastuussa ilmoituksista eikä kaupankäynnistä alustavan sopimuksen jälkeen, ja tämä hoidetaan järjestelmään sulautetulla sähköpostitoiminnolla. Markkinaosapuolten on sovittava kauppansa itse, jos ehdoista päästään yhteiseen sopimukseen. Kyseessä tosiaankin on vain paikka, joka helpottaa kysynnän ja tarjonnan kohtaamista. (PJM, 2009)

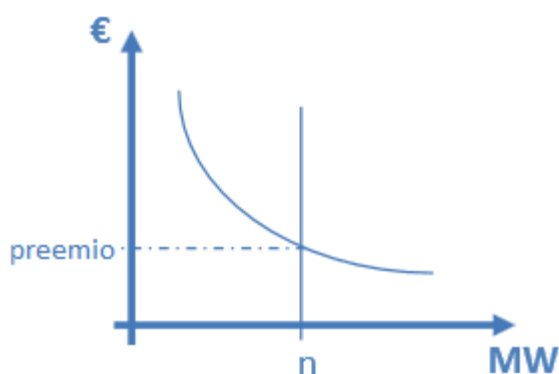
Vaikka jälkimarkkina on markkinaosapuolten kahdenvälistä kauppaa, FCA:ssa kahdenväliseen kauppaan liittyy useita ehtoja, jotka on täytettävä, jotta kauppa voidaan sallia. Molempien osapuolten, LTR:iä edelleen luovuttavan ja LTR:iä vastaanottavan osapuolen, on oltava rekisteröityneitä oikeuksien allokointiin. Koska huutokauppajärjestelmän ylläpitäjä ei sinänsä osallistu kauppaan, vaan toimii vain tiedon hyväksyjänä, siirto-oikeuksien selvitys tapahtuu aina huutokaupassa oikeudet hankkineen osapuolen kanssa. (ENTSO-E, 2014a)

### 3.3.3 Kantaverkkoyhtiön tulot

Markkinaosapuolet antavat huutokauppaan tarjouksia, jotka koostuvat määrästä (MW) ja hinnasta (€/MW) huutokaupattavaa aikajaksoa kohti. Tarjoukset heijastavat markkinaosapuolten odotuksia siirto-oikeuksien arvosta eli tarjousalueiden välisestä hintaerosta. Huutokaupassa käytetään yleensä marginaalihinnoittelua, jossa kaikki ostajat maksavat saman, tarjouskilpailun perusteella määräytyvän hinnan. Yhdensuuntaisen siirto-oikeuden myynnistä saatavan tulon voi siten kirjoittaa

$$\text{Huutokauppatulot} = n * \text{preemio}, \quad (4)$$

missä  $n$  on ennalta määritetty ja huutokaupassa muuttumaton siirto-oikeuksien määrä [MW] ja preemio on huutokaupassa syntynyt marginaalihinta [€/MW]. Tulot, joita siirto-oikeuksien myynnistä saa, kertyvät kantaverkkoyhtiöille.



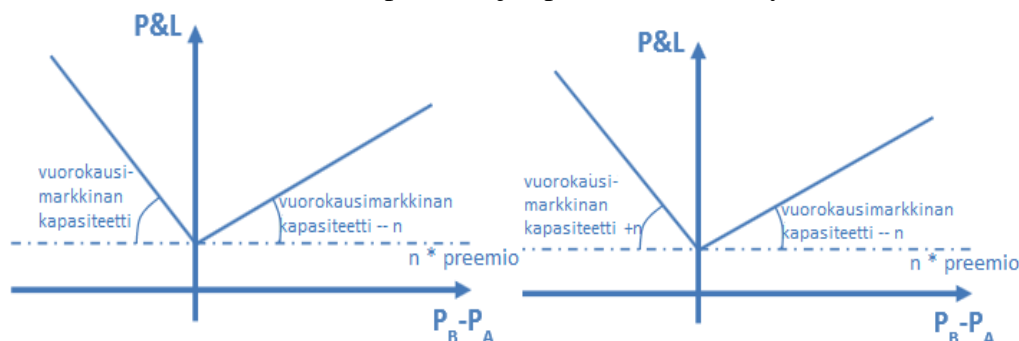
Kuva 15: Huutokaupan tuloksena saatu marginaalihinta määrää siirto-oikeuksien hinnan. Siirto-oikeuksien määrä on vakioitu ennen tarjousten asettamista määrään  $n$ . (ENTSO-E, 2012)

Vuorokausimarkkinoiden jälkeen toimitusajankohtana kantaverkkoyhtiöt saavat vaihtelevaa pullonkaulatuloa siirtokapasiteetin ollessa riittämätön, eli kun tarjousalueiden hinnat eroavat. Pullonkaulatulo syntyy siitä, että toisella tarjousalueella on edullisempi hinta kuin toisella, ja energiansiirto näiden alueiden välillä synnyttää tuloja, joita ei voida

suoraan kohdistaa kenellekään, jolloin kantaverkkoyhtiöt keräävät ne. Tulon suuruus riippuu markkinakytkennän kapasiteetista eli siirrettävän tehon määrästä ja markkinoiden välisen hintaeron suuruudesta:

$$\text{Pullonkaulatulot} = \text{Kapasiteetti}_{\text{day ahead}} * |P_B - P_A| \quad (5)$$

LTR:ien tilityksessä kantaverkkoyhtiö joutuu maksamaan niiden omistajille tarjousalueiden välisen positiivisen hintaeron, oli kyseessä optio tai obligaatio (maksettava =  $n$ \*positiivinen hintaero). Hintaeron ollessa negatiivinen, obligaatiosta saadaan pullonkaulatulojen lisäksi vaihtelevaa tuloa. Kun lasketaan yhdensuuntaisen siirto-oikeuden huutokauppa- (yhtälö 4) ja pullonkaulatulot (yhtälö 5) sekä siirto-oikeuksien tilityksen menot (yhtälö 2 tai 3), saadaan kuvan 16 kuvaajat. Vasemmalla on optiosta saatavat tulot ja oikealla vastaavat obligaation tulot. Positiivisen hintaeron vallitessa suorat ovat samantyyppiset, mutta hintaeron ollessa negatiivinen kantaverkkoyhtiö saa enemmän tuloja obligaatioista maksuina markkinaosapuolilta, jos preemiot olisivat yhtä suuret.



Kuva 16: Kantaverkkoyhtiön saama rahavirta perustuu toteutuneeseen aluehintaeroon. Vasemmalla on optio ja oikealla obligaatio. (ENTSO-E, 2012)

Niin kauan kuin vuorokausimarkkinan kapasiteetti on suurempi kuin myönnettyjen oikeuksien määrä kantaverkkoyhtiölle ei koidu taloudellista riskiä, vaan rahavirta on jatkuvasti positiivinen. Tämä johtuu yksinkertaisesti siitä, että LTR:ien tilityksen maksut tulevat katetuiksi pullonkaulatuloilla. Huutokaupasta saatavat tulot jäävät kantaverkkoyhtiölle sellaisenaan. Näiden tuotteiden liikkeelle laskeminen ei myöskään vaadi kantaverkkoyhtiöiltä taloudellisten resurssien kuluttamista etukäteen, koska tilitys tapahtuu toimitushetken ja pullonkaulatulojen kerääntymisen jälkeen. Toisaalta, jos siirtoyhteys on osittain tai pahimmassa tapauksessa kokonaan pois käytöstä, kantaverkkoyhtiölle tulee tappiota. Tämä johtuu siitä, että tarjousalueiden välillä on hintaero, mutta kapasiteettia ei ole käytössä eikä energiaa siirry, jolloin pullonkaulatuloja ei kerry. Siirto-oikeuksien omistajille on kuitenkin maksettava hintaero jokaiselta tunnilta. Tätä kutsutaan sitovuusriskiksi (firmness risk).

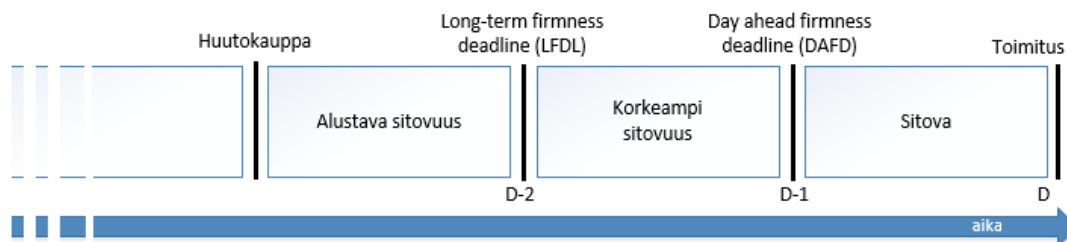
### 3.3.4 Sitovuusriski ja siirto-oikeuksien vähentäminen

Käytettävissä olevaa kapasiteettia voi olla hankalaa ennustaa usean vuoden päähän, mutta ennusteet tarkentuvat sitä mukaan mitä lähempänä käyttötunti on. Kuitenkin on aina mahdollista, että siirtokapasiteetti ei olekaan yllättävästä syystä käytössä. Tällaisia syitä ovat

esimerkiksi siirtoyhteyden laukeaminen verkosta, mikä voi lyhyessä ajassa muuttaa huomattavasti käyttötilannetta, tai pidemmäksi venyneet huoltotyöt, jotka voivat haitata pidemmän aikavälin käyttötilannetta. Tämä aiheuttaa riskin kantaverkkoyhtiöille, koska voimajärjestelmä on pidettävänä vakaana, ja myyty kapasiteetti on kuitenkin korvattava, vaikkei pullonkaulatuloja tässä tilanteessa synny. Tilannetta voidaan yrittää hoitaa vasta-kaupoin. Vastakauppa tarkoittaa, että kantaverkkoyhtiö ostaa sähköä pullonkaulan teho- vajauksen puolelta ja maksaa tuottajalle tuotannon vähentämisestä toisella puolella teho- tasapainon ylläpitämiseksi. Ylimääräisten kulujen riskiä kutsutaan kantaverkkoyhtiön ta- loudelliseksi sitovuusriskiksi, ja se on yhteydessä voimajärjestelmän käyttövarmuuteen ja sitä kautta siirto-oikeuksien sitovuuteen.

Oletetaan esimerkiksi, että Suomen ja Pohjois-Ruotsin välisellä yhteydellä olisi käytössä siirto-oikeudet. Siirto-oikeuksia allokoidaan 500 MW suuntaan Ruotsi-Suomi. Jos Fingrid ja Svenska Kraftnät ovat huutokaupanneet LTR:iä hintaan 5 €/MW, kantaverkkoyhtiöt saavat huutokauppatuloina  $5 \text{ €/MW} * 500 \text{ MW} = 2500 \text{ €}$  jokaista siirto-oikeuden tuntia kohden. Kyseessä on kertaluontoinen erä. Tunnin ajaksi syntyy pullonkaula, ja toteutuneet hinnat ovat SE1 35 €/MWh ja FI 42 €/MWh. Pullonkaulatuloja syntyy  $(42 - 35) \text{ €/MWh} * 500 \text{ MW} = 3500 \text{ €/h}$ , mikä jaetaan kapasiteettia ostaneille osapuolille. Kuitenkin, jos siirtokapasiteettia ei ole tällä tunnilla jostain syytä ollenkaan käytettävissä, hintaero voi olla vielä suurempi, esimerkiksi  $(55-34) \text{ €/MWh} = 21 \text{ €/MWh}$ . Jaettavaa tunnin ajalta on  $21 \text{ €/MWh} * 500 \text{ MW} = 10\,500 \text{ €/h}$ . Pullonkaulatuloja on 0 €, koska kapasiteetti on nolla. Kantaverkkoyhtiöt jäävät tappiolle.

FCA:n mukaisesti siirto-oikeuksia voidaan vähentää force majeure, sähkövoimajärjestelmän turvallisuuden sekä hätätilanteen takia. Siirto-oikeuksien vähentäminen tarkoittaa, että niitä hankkineella osapuolella ei ole oikeutta käyttää niitä, mutta osapuolet saavat jonkinlaisen korvauksen vähentämisestä. Koska kapasiteetin vähentämistä tapahtuu väistämättä ajoittain, on näille tilanteille määriteltävä toimintatapoja, joiden on oltava annetuissa viitekehyksissä. Toistaiseksi erilaisia kompensointimekanismeja on Euroopassakin useita, sillä alueiden välisiä siirtokapasiteetteja määrittävät kantaverkkoyhtiöt yhdessä sopivat kompensointisäännöt (FCA, 61 artikla). Kompensointimekanismissa on määriteltävä ainakin tietyt varmuusmääräajat, jotka on esitetty kuvassa 17. Määräajat vaikuttavat kompensointiperiaatteisiin, joita noudatetaan. Ajatuksena on, että mitä lähempänä siirtohetkeä rajoitus tapahtuu, sitä suuremmat ovat korvaukset, sillä markkinatoimijoilla on vähemmän aikaa korjaaviin toimenpiteisiin, joita vähennyksistä aiheutuu. Siirto-oikeuksia saa vähentää voimajärjestelmän turvallisuuden perusteella lähtökohtaisesti vain ennen vuorokausimarkkinoiden määräaika edeltävää määräaika (FCA, 58 artikla).



Kuva 17: LTR:ien sitovuuden määrittävät aikajaksot

Korvaukset vähentämisestä voidaan perustaa ajanjaksosta riippuen lähinnä alkuperäiseen myyntihintaan tai tarjousalueiden väliseen hintaeroon tietyn rajoituksen korvausten kohtuullisuutta ajatellen. Asetettu yläraja korvausten suuruudelle voi perustua keskimääräiseen tai toteutuneeseen kuukausittaiseen pullonkaulatulon määrään. Taulukossa 3 on esitetty esimerkki erilaisista hyvitysmääristä.

Taulukko 3: Esimerkki sitovuudesta ja LTR:ien vähentämisen hyvitysten määrästä eri määräaikaisten välillä

Periodi	Hyvityksen määrä	Katto (pro rata)	Poikkeustilanne
Ennen tulosten julkistamista	Ei hyvitystä	-	-
Ennen LTFD	Tarjousalueiden välinen hintaero	Kyseisen kuukauden tai 1/12 vuoden pullonkaulatuloista	Alkuperäisen huutokaupan marginaalihinta
LTFD:n jälkeen, ennen DAFD	Tarjousalueiden välinen hintaero	Kyseisen kuukauden tai 1/12 vuoden pullonkaulatuloista sekä huutokauppatuloista, prioriteetti	Alkuperäisen huutokaupan marginaalihinta
DAFD:n jälkeen	Tarjousalueiden välinen hintaero	-	-

Mikäli menetettyä kapasiteettia ei voida täysimääräisenä korvata korvausten enimmäismäärän täytyessä, korvausrajoitukset tehdään pro rata -periaatteella eli vähennys tehdään omistusten suhteessa. Pro rata -periaatteen mukaisesti vähennys tapahtuu alkuperäisten siirto-oikeuksien määrän suhteessa. Havainnollistetaan tätä seuraavalla esimerkillä. Markkinaosapuoli A:lla on 300 MW oikeuksia, B:llä 200 MW ja C:llä 100 MW, yhteensä siirto-oikeuksia on myönnetty siis 600 MW. Tarjousalueiden välinen hintaero on tunnilla 10 €/MW. Siirto-oikeuksia vähennetään 200 MW, eli uusi määrä on 400 MW. Oletetaan, että alueiden välinen hintaero pysyy samana, ja ettei kustannusten kompensointimäärä saavuta kattoa. Taulukossa 4 on esitetty vähennysten vaikutus markkinaosapuolille.

Taulukko 4: Esimerkki pro rata -periaatteella vähennetyistä siirto-oikeuksista

Markkinaosa- puoli	A	B	C	Yhteensä
Siirto-oikeuksia ennen vähennystä	300 MW	200 MW	100 MW	600 MW
Tulot ilman vähennystä	300 MW * 10 €/MW,h = 3000 €/h	200 MW * 10 €/MW,h = 2000 €/h	100 MW * 10 €/MW,h = 1000 €/h	6000 €/h
Siirto-oikeuksia vähennyksen jäl- keen	300/600 * 400 MW = 200 MW	200/600 * 400 = 133 MW	100/600 * 400 MW = 67 MW	400 MW
Tulot vähennysten jäl- keen	200 MW * 10 €/MW,h = 2000 €/h	133 MW * 10 €/MW,h = 1330 €/h	67 MW * 10 €/MW,h = 670 €/h	4000 €/h
Tulojen erotus	1000 €/h	670 €/h	330 €/h	2000 €/h

Siirto-oikeuksien supistaminen laskee niiden sitovuutta, joten korvausten olisi oltava sopivalla tasolla, jotta markkinaosapuolilla on kiinnostusta maksaa siirto-oikeuksista. Sitovuuden taso siten vaikuttaa myös siirto-oikeusmarkkinoiden likviditeettiin. Toisaalta jos siirto-oikeuksien vähentämisen hinta on kova, kantaverkkoyhtiöiden on oltava varovaisempia ja annettava vähemmän kapasiteettia käyttöön pitkällä aikavälillä. Tämäkin vaikuttaa markkinoiden likviditeettiin.

### 3.4 Siirto-oikeuksiin liittyvä finanssialan lainsäädäntö

Luonnollisena monopolina kantaverkkoyhtiö kokee paljon sääntelyä kantaverkkoliiketoimintansa johdosta. LTR:ien huutokauppaaminen voi johtaa kantaverkkoyhtiöt jatkossa kuitenkin myös finanssilainsäädännön piiriin, josta kokemusta ja osaamista kantaverkkoyhtiöillä ei perinteisesti ole. Tärkein laki finanssituotteisiin liittyen on Markets in Financial Instruments Directive (MiFID), jolla säädellään rahoitusvälineiden sijoituspalveluja eli muun muassa välitystä sekä kauppapaikkojen toimintaa. Tällä hetkellä LTR:iä myyvät kantaverkkoyhtiöt eivät ole velvollisia raportoimaan finanssialan viranomaisille, mutta koska MiFIDiä päivitettiin finanssikriisin takia tiukemmaksi, tilanne muuttunee lähivuosina. Päivitetty direktiivi MiFID II (2014/65/EU) ulottuu myös OTC-kauppaan ja OTC-kauppapaikan tarjoajiin, ja tiukentuneen regulaation on tarkoitus suojella sijoittajia. MiFID II on implementoitava kansallisesti 3.1.2017, jota ennen konkreettisten vaikutusten pitäisi olla selvillä.

Suurin epäselvyys kantaverkkoyhtiöiden kannalta tällä hetkellä on se, tulkitaanko LTR:t finanssituotteiksi. Eurooppalainen finanssialan regulaattori (European Securities and Markets Authority, ESMA) on alustavasti määritellyt, että finanssituotteita ovat ne instrumentit, jotka selvitetään tai voidaan selvittää käteisellä. Tämän perusteella FTR:t



ovat selkeästi finanssituotteita, ja koska FCA:n mukaisella PTR:llä on UIOSI-käytäntö ja selvitys voidaan siten tehdä myös rahallisesti, PTR voi myös olla finanssituote.

MiFID II:ssa on annettu kantaverkkoyhtiöille poikkeuslupa, joka sulkee kantaverkkoyhtiöt osin pois kyseisen direktiivin alaisuudesta LTR:ien luokittelusta riippumatta. Poikkeus sallitaan, kun kantaverkkoyhtiö hoitaa direktiivien, asetusten ja verkkosääntöjen mukaisia tehtäviään, joihin FCA:n mukaisten LTR:ien huutokauppaaminen kuuluu. Poikkeus MiFID II:ssa ei kuitenkaan poista kokonaan finanssilainsäädännön vaikutuksia LTR-liiketoiminnasta, sillä kantaverkkoyhtiöille ei ole annettu poikkeusta jälkimarkkinoihin liittyen. (2014/65/EU, 2 artikla, 1 kohta)

Finanssituotteilla on muutakin lainsäädäntöä kuin MiFID, joista kantaverkkoyhtiöitä johdannaisliiketoimintaan liittyen tulisi koskemaan ainakin MiFIR (Markets in Financial Instruments and amending Regulation, EU-asetus N:o 600/2014), EMIR (European Market Infrastructure Regulation, EU-asetus N:o 648/2012), MAD (Market Abuse Directive EU/57/2014) ja MAR (Market Abuse Regulation, EU-asetus N:o 596/2014). MiFIR on MiFIDin alainen asetus finanssituotteiden markkinoista, joka täsmentää MiFID:n vaatimuksia, ja se koskee muun muassa markkinatiedon julkaisemista ja transaktioiden raportointia. EMIR on asetus OTC-johdannaisista, keskusvastapuolista ja kauppätietorekistereistä, ja se asettaa vaatimuksia kauppojen selvitykselle, kahdenvälisen kaupan riskienhallinnalle ja raportoinnille. Sekä MiFIR että EMIR liittyvät pitkälti raportointiin, ja kantaverkkoyhtiö joutuneekin lisäämään raportointiaan viranomaisten suuntaan, mikäli siirto-oikeudet otetaan käyttöön ja mikäli ne täyttävät finanssituotteiden uuden määritelmän. MAD ja MAR liittyvät markkinan väärinkäyttöön, esimerkiksi sisäpiirikaupan ja markkinamanipulaation määritelmien, tarkkailun ja rangaistuksien osalta.

Finanssilainsäädännössä on vaatimuksia muun muassa

- markkinapaikkojen toimintaan ja valtuutuksiin,
- markkinatoimijoiden valvontaan sekä
- yhteistyöhön ja valvontaan viranomaisten kanssa.

Lisäksi jos kantaverkkoyhtiöt ovat sopimusosapuolia, finanssilainsäädäntö aiheuttaa joka tapauksessa myös

- raportointia ja julkaisusääntöjä.

MiFID II:ssa oleva poikkeus voi lisäksi siirtää velvollisuuksia raportoinnista kantaverkkoyhtiöltä markkinatoimijoille.

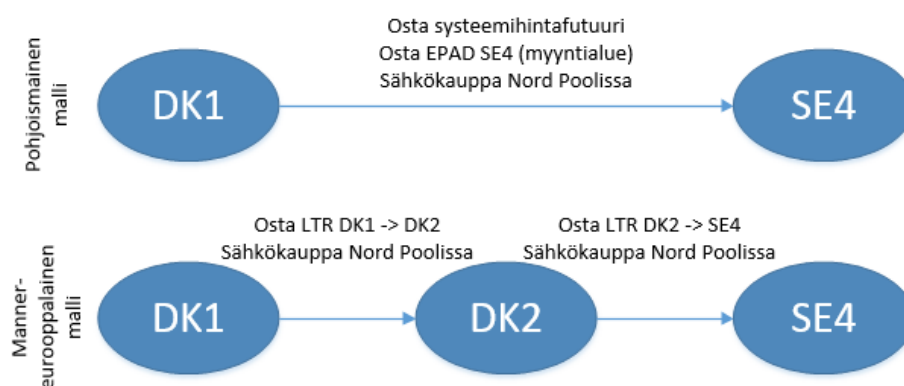
Yllä mainitut vaatimukset on kuvailtu hyvin yleisellä tasolla, ja lait ovat osittain päällekkäisiä. Yhteenvetona voidaan vain todeta, että kantaverkkoyhtiöiden pitämä huutokauppa kuitenkin voidaan järjestää ilman kohtuuttomia velvollisuuksia finanssialan viranomaisia kohtaan. Raskaammat valvonta- ja raportointivelvollisuusvaatimukset jälkimarkkinoiden osalta aiheuttavat sen, että kantaverkkoyhtiön ei kannata toimia siirto-oikeuksien jälkimarkkinapaikkana. Jälkimarkkinanapaikan tarjoaminen ei toisi lisäarvoa tuotteille, vaan se olisi resurssija vaativaa kantaverkkoyhtiölle paitsi operatiivisessa mielessä, myös lainsäädännön noudattamisen kannalta, ja tätä kautta kallista kantaverkkoyhtiön asiakkaille.

## 4 ALUEHINTAEROJEN VAIHTELULTA SUOJAAVIEN TUOTTEIDEN VERTAILU

Tässä luvussa käydään läpi samankaltaisuudet eri suojaustuotteiden välillä erityisesti markkinatoimijan kannalta, sekä tuodaan esille merkittävimmät erot. Luvussa pohditaan tarkemmin myös eri vaihtoehtojen vaikutuksia fyysisille sähkömarkkinoille, ja tehdään yhteenveto jokaisen tuotteen eduista ja haitoista. Lisäksi käydään läpi kantaverkkoyhtiöiden kokemuksia siirto-oikeuksien käytöstä.

### 4.1 Suojaustuotteiden samankaltaisuudet

LTR:tt ja EPADit voisivat olla keskenään vaihtoehtoisia, mikäli molempia olisi samalla alueella tarjolla. Otetaan esimerkiksi Länsi-Tanskan (DK1) ja Etelä-Ruotsin (SE4) välisen hintaeron suojaus tilanteessa, jossa tuotanto on alueella DK1 ja asiakkaat alueella SE4. Alueiden välissä ei ole suoraa siirtoyhteyttä, vaan siirto voi tapahtua esimerkiksi Itä-Tanskan (DK2) kautta. Ensimmäinen suojausvaihtoehto on, että tuottaja ostaa systeemi-hintajohdannaisen vuorokausimarkkinan hintariskiltä suojautumiseen. Aluehinnan suojaamista varten hän käyttää EPAD-sopimusta, joka ostetaan alueelle SE4, minne sähköpörssissä myyminenkin tapahtuu. Markkinatoimija ostaa fyysistä sähköä suojattuun hintaan, ja myy tuottamansa sähkön paikalliseen hintaan. Toinen vaihtoehto on ostaa kaksi siirto-oikeutta: välille DK1-DK2 sekä välille DK2-SE4. Tuottaja myy ja ostaa sähkön pörssistä alueellisin hinnoin, mutta hintaerot kompensoituvat LTR:stä koituvista mak-suista. PTR:n tapauksessa on toki mahdollista siirtää fyysinen sähkö ja välttää kaupan-käynti pörssissä.



Kuva 18: Vaihtoehtoiset aluehinnan suojaamisen tavat alueella DK1 sijaitsevalle markkinatoimijalle, jolla on asiakkaita alueella SE4. (Nasdaq OMX, 2013)

Hyvin toimivilla markkinoilla, jossa ei ole tarvetta kahdenväliseen kauppaan, PTR+UIOSI:a ja FTR-optiota voidaan pitää täysin vastaavina suojaustuotteina: FTR-optiot antavat saman fyysisen ja rahallisen lopputuleman kuin käyttöön varaamattomat PTR+UIOSI, koska energiaa ei siirry ja option omistaja hyötyy taloudellisesti tarjousalueiden välisen positiivisen hintaeron verran. Markkinatoimijalle koituvat kustannukset on molemmilla tuotteilla rajoitettu ainoastaan huutokaupassa maksettuihin preemioihin. Energia on edelleen ostettava ja myytävä sähkön tukkumarkkinoilla.

FTR-obligaatiot ja EPADit muistuttavat toisiaan tuottojen ja kustannusten suhteen: molemmissa sekä myyjä että ostaja voivat joutua maksamaan hintaerosta riippuen siitä, mihin suuntaan aluehintaero on esiintynyt. Ainoa ero on, että toinen perustuu systeemi- ja aluehintaan ja toinen kahteen aluehintaan. Itse asiassa huomataan, että yhden EPADin ostaminen ja toisen myyminen vierekkäisillä tarjousalueilla eli kappaleessa 2.3 esitetty EPAD combo vastaa rahavirrallaan FTR-obligaatiota.

## 4.2 Suojaustuotteiden eroavaisuudet

Systeemihintaan perustuvissa EPAD-tuotteissa on muutamia huomattavia eroja verrattuna alueiden välisiin LTR:iin. EPADien määrät eivät ole sidoksissa fyysiseen siirtokapasiteettiin eivätkä pullonkaulatuloihin, vaikka niiden arvo riippuukin siirtokapasiteetin riittävydestä. Toisin kuin siirto-oikeudet, EPADit ovat siten puhtaasti finanssisopimuksia, ja koska siirtokapasiteettiin perustuvia myyntirajoituksia ei ole, niillä voidaan käydä kauppaa lähes rajattomasti. Tämä voi mahdollistaa EPAD-markkinoiden likviditeetin muodostumisen korkeaksi. Kuitenkaan saatavuus ei välttämättä ole taattu ainakaan kaikilla tarjousalueilla toisin kuin kapasiteettiin perustuvissa tuotteissa. Hagman ja Björndalenin tekemän selvityksen (2012) mukaan tämän ei pitäisi kuitenkaan olla ongelma ainakaan kaikissa Pohjoismaissa, vaikka Norjassa on tarjousalueita, joilla ei käydä paljoa EPAD-kauppaa. Suomen osalta asiaa tutkitaan luvussa 5.

Toinen merkittävä eroavaisuus on kaupankäynnin vastapuoli ja myyntitavat. EPA-Deja myyvät markkinaosapuolet - eivät kantaverkkoyhtiöt kuten siirto-oikeuksia. Suurin osa EPAD-kaupasta on OTC-sopimuksia, mutta myynti voi tapahtua myös pörssiissä standardisoiduilla tuotteilla (ENTSO-E, 2012). Nasdaq OMX välittää Pohjoismaissa EPAD-sopimuksia toimien vastapuolena myyjän ja ostajan välissä. LTR:iä jakavat kantaverkkoyhtiöt huutokaupassa. Huutokaupan jälkeen siirto-oikeuksia voi myydä eteenpäin, mutta se tapahtuu erillisillä jälkimarkkinoilla esimerkiksi markkinaosapuolten kahdenvälisessä kaupassa. Kuitenkin kantaverkkoyhtiö pysyy aina sopimusosapuolena. EPADien kaupankäynti on jatkuvaa kuten esimerkiksi osakemarkkinoilla, joten sinänsä ensi- ja jälkimarkkinaa ei voida jaotella.

Myös pullonkaulatulot jakaantuvat eri osapuolille. EPAD-suojauksessa kantaverkkoyhtiöillä ei ole aktiivista markkinaroolia suojausmarkkinoilla. Koska kantaverkkoyhtiöt eivät tee kauppaa hintaeroihin perustuvilla tuotteilla, siirtorajoituksista saadut pullonkaulatulot kertyvät kantaverkkoyhtiöille. Kantaverkkoyhtiöt ovat EU-lainsäädännöllä

velvoitettuja käyttämään tulot pullonkauloja vähentäviin verkkoinvestointeihin tai olemassa olevan siirtokapasiteetin ylläpitoon (714/2009/EY). LTR-käytännössä pullonkaulatulot jaetaan LTR:iä hankkineille markkinaosapuolille, joten LTR:ien voidaan ajatella olevan markkinatoimijoiden etukäteen ostamaa pullonkaulatuloa.

Eroja on paitsi LTR:ien ja EPADien välillä, myös LTR:ien sisällä. Ero FTR:ien ja PTR:ien osalta fyysisen siirtokapasiteetin käytössä on, että siirtokapasiteetin käyttö säilyy kantaverkkoyhtiöillä ja sitä kautta vuorokausi- ja päivän sisäisillä markkinoilla. Fyysisillä siirto-oikeuksilla vuorokausimarkkinoiden kapasiteetti jää pienemmäksi, koska käyttöön otetut PTR:t vähentävät vapaan kapasiteetin määrää (Haarla, et al., 2011). Suuri alueiden välinen kapasiteetti edistää markkinoiden toimivuutta.

Markkinatoimijan on pohdittava omaa riskinsietokykyään ja suojausstrategiaansa valitessaan suojaustuotetta, sillä optioiden ja obligaatioiden tuotto-odotukset ovat erilaiset. Tämä taas vaikuttaa sopimuksen markkina-arvoon, mikä näkyy suojaustuotteiden hinnoissa (premioissa), sillä optiot ovat usein korkeammin hinnoiteltuja (ECGroup, 2013). Siten kauppiaat, jotka hyväksyvät korkeammat riskit, voivat olla halukkaita valitsemaan obligaatioita spekulointitarkoituksiin. (ENTSO-E, 2012)

LTR:iä voi olla haasteellista käyttää, jos markkinat ovat maantieteellisesti kaukana toisistaan, esimerkiksi tuottajan sijaitessa Pohjoismaissa ja kuluttajan Manner-Euroopassa, sillä näiden alueiden välissä on useita tarjousalueita, ja siirto-oikeuksia olisi ostettava useita, jokaiselle tarjousalueiden väliselle siirto-yhteydelle yksi. EPAD-suojaus on hyödyllinen markkinoilla, jossa on useita (suhteellisen pieniä) tarjousalueita. Näin ei tarvitse suojata jokaista hinta-alueesiirtymää erikseen, ja esimerkiksi Keski-Norjan ja Viron välinen suojaus on toteutettavissa huomattavasti yksinkertaisemmin kahdella aluehinta-johdannaisella (NO3 & EE), kuin tekemällä suojauksen jokaisen tarjousalueen yli, mikä vaatisi vähintään neljä sopimusta.

### 4.3 Vaikutukset markkinoihin

Eri suojausvaihtoehdoilla on erilaisia seurauksia osapuolten kokemien riskien, käyttötoimintojen ja markkinavaikutusten osalta. ENTSO-E:n dokumentissa (2012) on arvioitu seuraavia näkökulmia:

- Markkinoiden likviditeetti
- Suojaus ja spekulointi
- Markkinavoima
- Sitovuus
- Vastapuoliriski
- Jälkimarkkinat
- Käyttöprosessit
- Regulaatio

Riskit ovat erilaiset markkinaosapuolten ja verkkoyhtiöiden kannalta. Verkkoyhtiön riskien oletettu suuruus vaikuttaa markkinaosapuolten/markkinan toimintaan esimerkiksi rajoitettuna tarjontana. Kansallisilla viranomaisilla voi olla suuri merkitys verkkoyhtiön

riskien kohtuullisuuden määrittämisessä. Seuraavaksi on arvioitu ja vertailtu ENTSO-E:n dokumentin mukaisesti suojausinstrumenttien vaikutuksia.

### **Likviditeetti ja suojausinstrumenttien volyyymi**

Likviditeetti tarkoittaa markkinoiden kykyä välittää kauppvoja nopeasti ja tehokkaasti siten, että suurtenkaan kauppojen nopea toteutuminen ei juuri vaikuta hintatasoon. Riittävän korkea likviditeetti on tehokkaiden markkinoiden eräs piirre, sillä jos likviditeetti on pieni, osto ja myynti voi olla vaikeaa, kun kaupankäyntiä ei ole paljon. Likviditeetillä on suuri vaikutus riskienhallintaan ja transaktiokuluihin. Likviditeettiä voidaan arvioida usealta kannalta, sillä siihen vaikuttaa useat osatekijät, kuten kaupankäyntivolyyymi, bid-ask spread eli myynti- ja ostotarjoushintojen ero sekä transaktioiden määrä markkinalla. ENTSO-E on arvioinut LTR-dokumentissaan (2012) likviditeettiä siirto-oikeuksien ja johdannaisten volyymin, vuorokausimarkkinan likviditeetin, OTC-kaupan ja hinnan muodostuksen näkökulmista.

Koska kapasiteetin määrittämisen periaatteet ovat niin fyysisten kuin finanssiirto-oikeuksien tapauksessa samat, niiden volyyymi riippuu samoista tekijöistä. Markkinoiden suunniteltu malli eli se, millaisia tuotteita ja missä määrin niitä on markkinoilla käytävissä, määrittää tuotekohtaisen volyymin. Mitä enemmän eri aikajaksoille kapasiteettia jaetaan, sitä vähemmän kapasiteettia on jokaista aikajaksoa kohden. Tästä voi seurata likvidiysongelmia. Poikkeuksena muista siirto-oikeuksista FTR-obligaatioina voidaan teoriassa jakaa enemmän kapasiteettia netottamisen takia, kun vastakkaiseen suuntaan saadaan välittömästi myytyä saman verran kapasiteettia. Systeemihintajohdannaisilla ja aluehintaerosopimuksilla likvidiysongelmaa kapasiteetin puolesta ei ole, koska niiden myyntimäärillä ei ole fyysisiin syihin perustuvia rajoitteita. Systeemihintajohdannaisten likviditeetti on korkea, sillä kaikki johdannaiset perustuvat yhteen systeemihintaan. Aluehintasopimuksilla likviditeetti on hieman alempi, mutta markkinatakaajien avulla kauppaa voidaan joka tapauksessa aina käydä. (ENTSO-E, 2012)

Usean erityyppisen tuotteen käyttö voi vähentää tuotekohtaista likviditeettiä, sillä uuden tuotteen käyttöönotossa osa markkinaosapuolista voi hylätä vanhan tuotteen ja siirtyä kokonaan uuteen tuotteeseen. On kuitenkin mielipiteitä, jotka puoltavat tällaista ratkaisua: esimerkiksi Hagman & Björndalenin tekemässä kyselyssä (2011) kävi ilmi eräiden markkinatoimijoiden oletukset siitä, että FTRien ostaminen vähentäisi EPADien myyjien riskiä, ja toisaalta EPADien ostaminen FTR:ien myyjien riskiä. Tuotteita yhdistämällä voitaisiin siten saavuttaa tehokkaampi riskienhallinta. (Hagman & Björndalen, 2011)

### **Sähkön vuorokausimarkkinat**

Hintakytkeytyillä markkinoilla sähköverkon siirtokapasiteetit otetaan käyttöön tehokkaimmalla tavalla, kun sähköpörssien tarjoukset voidaan sovittaa parhaiten yhteen. Finanssi-suojausinstrumenttien käyttö ei varaa näitä kapasiteetteja, vaan ne ovat täysimääräisenä markkinakytkennän käytössä. Määräaikaan mennessä nimitetyt fyysiset siirto-oikeudet

vähentävät markkinoille käytössä olevaa kapasiteettia, vaikka kapasiteetti tuleekin käytettyä joka tapauksessa. PTR saattaa johtaa tehottomaan kapasiteetin käyttöön ja vastakkaiseen tehonsiirtoon kahdenvälisten sopimusten takia. FTR ei ole verkon topologiasta yhtä riippuvainen kuin PTR, joka on tiukasti määritelty tietylle siirtoyhteydelle. Lisäksi fyysisiä siirto-oikeuksia voidaan käyttää OTC-kauppaan ja välttää kaupankäynti sähköpörssissä. Kahden välinen kauppa voi vähentää vuorokausimarkkinan läpinäkyvyyttä ja likviditeettiä ja siten uskottavana referenssihintana käytetyn vuorokausihinnan luotettavuutta Pohjoismaissa.

### **Suojaus ja spekulointi**

Suojautuminen hintariskejä vastaan on perimmäinen tarve LTR- ja EPAD-markkinoille. Optioiden käyttö mahdollistaa markkinatoimijalle lisätuotot hintaeron ollessa negatiivinen. Obligaatioilla negatiivisen hintaeron tuoma etu poistuu obligaatiosta seuraaviin maksuihin. Siksi obligaatiot ovat hinnaltaan usein edullisempia kuin optiot. Kuitenkin joillakin osapuolilla voi olla kiinnostusta olla osallistumatta fyysisille sähkömarkkinoille, jolloin suojausinstrumentteja voidaan käyttää puhtaasti spekulatiivisessa tarkoituksessa tulon maksimoimiseksi. Markkinoiden hintaeron ollessa positiivinen obligaatioiden omistajat saavat siten suuremman nettotuoton, jolloin ne saattavat olla kiinnostavampi vaihtoehto sellaisille spekulatiivisille markkinatoimijoille, jotka ovat halukkaita ottamaan suuremman riskin. EPAD-markkinoilla spekulointi sisältää korkeamman riskin, koska kyseessä on obligaatio. Systeemihintajohdannaisilla spekulointi on kuitenkin helppoa, koska johdannaismarkkinat ovat suhteellisen likvidit, jolloin kaupankäynti niillä onnistuu ilman kohtuuttomia kustannuksia. Pelaajien määrän kasvaminen kasvattaa suojausmarkkinoiden likviditeettiä, mikä lisää markkinoiden tehokkuutta ja luotettavaa hinnoittelua. Näinollen spekulointi ovat tärkeä osa markkinaa, vaikka toisaalta tehokkaat markkinat laskevatkin mahdollisuuksia riskeillä pelaamiseen. (ENTSO-E, 2012), (NordREG, 2010)

### **Sitovuus**

Arvio kapasiteetin määrästä perustuu aina olettamuksiin ja skenaariot eivät toteudu aina sellaisinaan. On olemassa mahdollisuus, että oikeuksia myydään liikaa tai yhteys vaurioituu, jolloin kantaverkkoyhtiön on hoidettava ilmaantuneet rajoitteet vastakaupoin tai korvattava aiheutunut rajoitus suoraan markkinaosapuolelle. Jos siirto-oikeuksien maksut ylittävät pullonkaulatulot, kuten ajoittain voi käydä, kantaverkkoyhtiöille aiheutuu lisäkustannuksia. Kompensaatiojärjestelmä eri aikajaksoilla riippuu kansallisista regulaattoreista. Tätä käsiteltiin tarkemmin kappaleessa 3.3.4. Jos siirto-oikeuksien sitovuus on korkea, markkinatoimijat ovat halukkaita maksamaan siirto-oikeuksista. Päinvastaisessa tilanteessa siirto-oikeuksista ei olla valmiita maksamaan. Myönnettyjen siirto-oikeuksien määrä on jollain tasolla kääntäen verrannollinen kantaverkkoyhtiöiden riskiin. Finanssimarkkinoilla kantaverkkoyhtiöillä riskiä ei ole lainkaan, koska kantaverkkoyhtiö on liiketoiminnassa osallisena. Toisaalta, koska siirto-oikeuksien sitovuus ei ole täysinäistä, voidaan väittää, että ne eivät ole täydellinen suoja hintaeroja vastaan kuten EPADit.

### **Vastapuoliriski**

Vastapuoliriski tarkoittaa sitä, että toinen osapuoli saattaa jättää hoitamatta maksuvelvollisuutensa esimerkiksi taloudellisten vaikeuksien takia, mikä koituu toisen osapuolen tappioksi. Siten obligaatioiden tapauksessa vastapuoliriksi on korkeampi kuin optioiden, koska ostajan on maksettava myyjälle, oli negatiivinen hintaero kuinka suuri hyvänsä. FTR-obligaatioita myyvän kantaverkkoyhtiön vastapuoliriski moninkertaistuu, jos obligaatioita myydään eteenpäin jälkimarkkinoilla. EPADeilla vastapuoliriski on molemminpuolinen, koska myyjä on yksi markkinaosapuolista eikä suhteellisen vakavaraiset kantaverkkoyhtiöt, kuten siirto-oikeuksilla. Vastapuoliriskin voi pienentää vaatimalla etumaksuja tai pankkitakauksia, tai selvittämällä kaupat selvitysyhtiössä, jossa vaaditaan tarvittavat vakuudet maksamattomuuden varalta. Tämä tietenkin nostaa suojausinstrumenttien hintaa ja monimutkaistaa kaupankäyntiprosessia, mikä saattaa nostaa markkinoille tulon kynnystä. Optioiden tapauksessa vastapuoliriski ei ole näin merkittävä.

### **Markkinavoima**

Markkinavoima on markkinaosapuolen kyky vaikuttaa markkinahintoihin esimerkiksi kontrolloimalla tarjontaa, jolloin hinta nousee. Tehokkailla markkinoilla markkinaosapuolilla ei ole markkinavoimaa, ja esimerkiksi suuri määrä kilpailijoita alueella edesauttaa voiman heikentämistä. Sähkömarkkinoiden tapauksessa voidaan huomioida kaksi eri näkökohtaa: markkinavoimat sähköpörssin vuorokausimarkkinoilla sekä aluehintasuojausmarkkinoilla. Vuorokausimarkkinoilla markkinavoimaa voi kertyä tietyllä alueella yhdelle tai muutamalle tuottajalle, jos siirtoyhteydet ovat heikot. Siirto-oikeusmarkkinoilla tuottaja voi olla hyvinkin halukas hankkimaan runsaasti siirto-oikeuksia käyttöönsä, jolloin asema on monopolistinen ja hinnan nostaminen mahdollistuu. Markkinavoima voi syntyä kantaverkkoyhtiötä vastaan, jos siirtokapasiteetista kiinnostuneita on vain muutama osapuoli, jotka voivat keskenään järjestäytyä ja sopia tarjoushintoja. Fyysisten siirto-oikeuksien monivaiheinen hankinta- ja käyttöprosessi voi vähentää kiinnostusta huutokauppoihin, mikä voi edistää markkinavoiman syntymistä. FTR-prosessi on yksinkertaisempi, joten niiden käyttö voi houkutella siirto-oikeusmarkkinoille enemmän osallistujia, jolloin markkinavoima heikkenee. EPADien tapauksessa markkina-arvo on osapuolten arvio hintaerosta, ja vain erittäin dominoivalla osapuolella olisi mahdollisuus markkinavoiman hyväksikäyttöön. (ENTSO-E, 2012)

### **Jälkimarkkinat**

Koska kulutusta ja tuotantoa on mahdoton ennustaa tarkasti etukäteen, tarvitaan jälkimarkkinoita, jotta markkinaosapuolet voivat mukautua todennäköisiin muutoksiin. PTR+UIOSI ja FTR-optiot ovat yhteneväisiä uudelleenmyynti- ja siirtokäytännöiltään, ja niitä voidaan myydä uudelleen esimerkiksi lyhempien siirto-oikeusjaksojen huutokaupoissa. FTR-obligaatiot sen sijaan aiheuttavat kantaverkkoyhtiölle vastapuoliriskin, jolloin niiden uudelleenmyynti vaatii kantaverkkoyhtiöltä hyväksynnän, ellei välissä ole selvitysyhtiötä. Selvitysyhtiöt toimivat myyjän ja ostajan välissä molempien vastapuolena,

mikä eliminoi vastapuoliriskin. Jos selvitysyhtiö toimii osapuolten välissä, FTR-obligaatioita voisi myydä jälkimarkkinoilla samaan tapaan kuin optioita. Toisaalta, jos tilitys tapahtuu aina ensimmäisen omistajan kanssa, tätä ongelmaa ei ole. FTR-obligaatioiden jälkimarkkinat voivat olla FTR-optioita likvidimpiä netottamisen seurauksena, koska myönnettyä volyyymia on enemmän. Systeemihintajohdannaisia myydään jatkuvasti kuten osakkeita, joten niiden tapauksessa ei tarvitse puhua erikseen jälki- ja varsinaisista markkinoista.

### **Käyttöprosessi**

Käyttöprosessin monimutkaisuus voi nostaa markkinoille tulon kynnyksiä. Mitä enemmän vaatimuksia asetetaan markkinaosapuolille tai mitä kalliimpi tai vaivalloisempi suojaustuotteisiin liittyvät prosessit ovat, sitä hankalampaa kaupankäynnistä muodostuu. PTR:llä on käyttöönottoprosessista johtuen enemmän vaiheita käytössä kuin finanssituotteilla. Yksi yhteinen ja helppokäyttöinen IT-systeemi voi helpottaa prosessia. FTR:ien käyttöprosessi on siirto-oikeuksien osalta yksinkertaisempi käyttöönottoilmoituksen jäädessä pois, mutta kaupankäyntiprosessi energiamarkkinoilla monimutkaistuu, kun fyysinen energia on ostettava ja myytävä molemmilla tarjousalueilla erikseen. Sähköenergian ostaminen pörssistä vaatii myös kiinteitä vuosimaksuja ja energiamäärästä riippuvia maksuja. EPAD-sopimuksilla ei tarvita sopimusta systeemioperaattorin kanssa, vaan sopimukset voidaan muodostaa osapuolten mieltymysten mukaiseksi. Kuitenkin obligaatioiden (FTR ja EPAD) tapauksissa selvitysyhtiön käyttö riskien hallitsemiseksi voi monimutkaistaa käyttöprosessia verrattuna optioihin.

### **Regulaatio**

EU:ssa on finanssimarkkinoita säätelevää lainsäädäntöä, joka saattaa ulottua suojaustuotteisiin. Tärkeimpiä ovat direktiivi 2004/39/EY (Markets in Financial Instruments Directive, MiFID), joka on juuri päivitetty ja korvattu direktiivillä 2014/65/EY (MiFID II), sekä lisäksi on annettu uusi asetus 600/2014/EU (Euroopan komissio, 2014). Nämä lait sääntelevät muun muassa arvopaperivälitystä, joihin jotkin suojausinstrumentit voidaan lukea. Sekä LTR:ien että EPADien osalta regulaatio on epäselvä. EPADit ovat idealtaan selkeästi MiFIDin piirissä, mutta koska virallista määritelmää niille ei ole, niitä on vaikea arvioida lain puitteissa. LTR:ien tilanne riippuu siitä, hyötyykö niiden myyjä kaupasta. LTR:ien myynti ei ole kantaverkkoyhtiöiden ydinliiketoimintaa vaan satunnaista tuloa, mikä voi sulkea ne pois MiFIDin alaisuudesta. Toisaalta yhteiset huutokauppatoimistot kuten CASC taas on perustettu juuri siirto-oikeuskauppaa varten, jolloin LTR:t tätä kautta välitettynä voisivat ollakin MiFIDin piirissä. Kuitenkin tämä on tärkeä näkökanta eri tuotteiden arviointiin, sillä tämän lain alaisuudessa toimiminen vaikuttaa hyvin suuresti suojausinstrumenttimarkkinoihin. Tämä veisi kantaverkkoyhtiöt ja huutokauppatoimistot sekä markkinatoimijat joidenkin finanssilakien valvonnan alle ja aiheuttaisi lisävelvollisuuksia kantaverkkoyhtiöille sekä markkinatoimijoille (NordREG, 2010). (ENTSO-E, 2012)



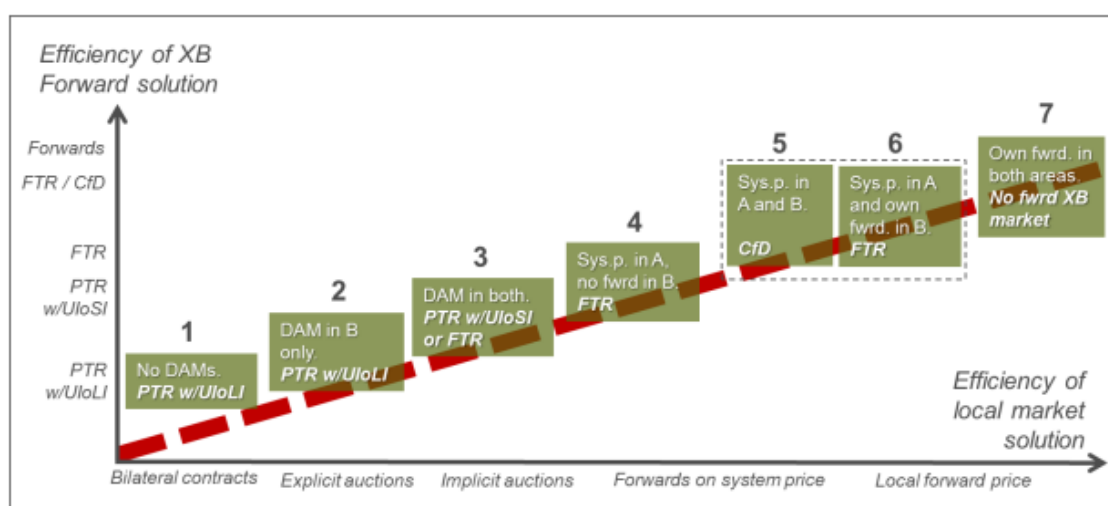
Eri suojaustuotteiden edut ja haitat on koottu taulukkoon 5.

Taulukko 5: Yhteenveto suojausinstrumenttien eduista ja haitoista (ENTSO-E, 2012)

Arviointi-kriteeri		PTR+UIOSI	FTR-optio	FTR-obligaatio	Johdannais-markkinat (esim. EPAD)
Suojaustuotteiden määrä	Edut	-	-	Netottaminen heti kohdentamisen jälkeen mahdollistaa markkinoille annettavan määrän lisäämisen	Ei fyysistä rajoitetta
	Haitat	Ei netottamista heti kohdentamisen jälkeen: määrä sidottu fyysiseen kapasiteettiin	Ei netottamista heti kohdentamisen jälkeen: määrä sidottu fyysiseen kapasiteettiin	-	-
Sähkön vuorokausimarkkinan likviditeetti	Edut	-	100 % kapasiteetista käytössä vuorokausimarkkinoille. Kannustaa osallistumaan markkinoille, mikä vaikuttaa markkinahinnan muodostumiseen ja lisää likviditeettiä.	100 % kapasiteetista käytössä vuorokausimarkkinoille. Kannustaa osallistumaan markkinoille, mikä vaikuttaa markkinahinnan muodostumiseen ja lisää likviditeettiä.	100 % kapasiteetista käytössä vuorokausimarkkinoille. Kannustaa osallistumaan markkinoille, mikä vaikuttaa markkinahinnan muodostumiseen ja lisää likviditeettiä.
	Haitat	Alle 100 % kapasiteetista koska käyttöön varattu kapasiteetti on pois markkinoilta	-	-	-
OTC-kauppa	Edut	Ei tarvetta markkinoille osallistumiseen - yksinkertaisempi	-	-	-
	Haitat	-	Ei suoraa rajan ylittävää OTC-kauppamahdollisuutta (monimutkaisempi)	Ei suoraa rajan ylittävää OTC-kauppamahdollisuutta (monimutkaisempi)	Ei suoraa rajan ylittävää OTC-kauppamahdollisuutta (monimutkaisempi)
Sähkön hinnan suojaaminen	Edut	Tehokas suojaus (hintaero suojattu)	Tehokas suojaus (hintaero suojattu)	Täydellinen suojaus (sähköenergian hinta suojauksella täysin sidottu)	Täydellinen suojaus (sähköenergian hinta suojauksella täysin sidottu) Suojaus mahdollista moneksi vuodeksi eteenpäin
	Haitat	Rajoituksia sitovuu- dessa. Suojaus mahdollista vain seuraavaksi vuodeksi	Rajoituksia sitovuu- dessa. Suojaus mahdollista vain seuraavaksi vuodeksi	Rajoituksia sitovuu- dessa. Suojaus mahdollista vain seuraavaksi vuodeksi	-
Käyttö spekulatiivisessa kaupan käynnissä	Edut	Pienempi rahallinen riski spekulioijille (vain positiivisia rahavirtaa)	Pienempi rahallinen riski spekulioijille (vain positiivisia rahavirtaa)	Matalampi huutokauppahinta (enemmän voittoa spekulioijalle)	Matalampi hinta (enemmän voittoa spekulioijalle)
	Haitat	-	Korkeampi huutokauppahinta (vähemmän voittoa spekulioijalle)	Suurempi riski spekulioijalle (negatiivinen tulos)	Suurempi riski spekulioijalle (negatiivinen tulos)
Vastapuoliriski	Edut	Ei negatiivista kasvavirtaa	Ei negatiivista kasvavirtaa	-	-
	Haitat	-	-	Negatiivinen tulos mahdollinen ja monta markkinaosapuolta - selvitysyhtiö tarpeellinen	Negatiivinen tulos mahdollinen ja monta markkinaosapuolta - selvitysyhtiö tarpeellinen
Käyttöprosessi	Edut	Mahdollisuus käyttöönottoon (jousta- vuus fyysisen kapasiteetin käytössä)	Ei käyttöönottoilmoitusprosessia	Ei käyttöönottoilmoitusprosessia	Ei käyttöönottoilmoitusprosessia
	Haitat	Käyttöönottoilmoitus (käyttöprosessi monimutkaistaa)	-	Selvitysyhtiö tarpeellinen	Selvitysyhtiö tarpeellinen

Suojaustuotteet voivat sopia paremmin yhdelle markkinalle kuin toiselle riippuen muun muassa siirtoverkon topologiasta, tuotantomuodoista ja markkinan ominaisuuksista. Markkinakehitys on ollut erilaista eri alueilla, mikä voi tehdä jostakin suojaustuotteesta sopivamman yhdelle alueelle kuin toiselle. Esimerkiksi Pohjoismaissa tarjousalueet ovat huomattavasti pienempiä kuin Manner-Euroopassa, jossa alueet ovat yleensä valtiokohtaisia. Nord Pool Spot yhdistää Pohjoismaiden ja Baltian pienet sähkömarkkinat yhdeksi suureksi markkinaksi, ja sen likviditeetti on suuri ja konsentraatio pieni. Tämä koskee myös johdannaismarkkinoita, jotka ovat yhteyksissä fyysisiin markkinoihin (NordREG, 2010). Manner-Euroopassa sen sijaan sähkökauppa perustuu yhä usein pitkiin, kahdenvälisiin ja fyysisen energian siirtoon johtaviin sopimuksiin, eikä finanssimarkkina ole yhtä kehittynyt kuin Pohjoismaissa. Lisäksi tekniset puitteet voivat olla yksi syy markkinamallin eroavuuteen, Manner-Euroopassa sähköverkko on hyvin silmukoitu, kun taas Pohjoismaissa rajat ylittäviä siirtoyhteyksiä on vähemmän. Taulukosta 5 ei suoraan voida päätellä, kuinka hyvin siirto-oikeudet sopivat Pohjoismaiden markkinamalliin, vaikka niillä paljon positiivisia ominaisuuksia onkin.

Thema Consulting Group on hahmotellut skenaarioita markkinoiden ja markkinaintegraation sekä aluehintaerosuojauksen kehittymiselle Euroopassa. Raportin mukaan suojaus tulisi kehittymään fyysisistä tuotteista puhtaisiin finanssituotteisiin - ensin tarjousalueiden välisiin ja myöhemmin alueellisiin. Tämä perustuu markkinaintegraation takia tapahtuvaan fyysisten vuorokausimarkkinoiden syvenemiseen sekä siitä seuraavaan finanssimarkkinoiden kehittymiseen. Kuvassa 19 on esitetty sähkö- ja johdannaismarkkinoiden todennäköinen kehittyminen. (Thema, 2011)



Kuva 19: Suojausmarkkinoiden todennäköinen kehittyminen (Thema, 2011)

Markkinakehityksen lopputuloksena on, että kaikki sähkö ostetaan tulevaisuudessa pörssistä, jolloin ei ole tarvetta käydä fyysistä kahdenvälistä kauppaa alueiden välillä ja referenssihintaa on luotettava. Luotettava referenssihintaa parantaa finanssituotteiden houkuttelevuutta ja markkinoille tulee myös spekulatiivisia toimijoita, joilla ei ole fundamen-

taalista tarvetta suojautua. Finanssimarkkinoiden alueellinen likviditeetti kehittyi kaikkialla tasolle, jolla voidaan suojata suoraan kyseisen aluehintaa, eikä siirtokapasiteettiin perustuvia oikeuksia tarvita, kuten kuvasta 19 nähdään. (Thema, 2011)

#### 4.4 Kokemuksia LTR:ien käyttönotosta

LTR:ien huutokauppaaminen on tyypillisesti ollut eurooppalaisille kantaverkkoyhtiöille tappiollista toimintaa, koska LTR:ien huutokaupattu hinta on ollut keskimäärin huomattavasti matalampi kuin niiden vuorokausimarkkinoilla toteutunut arvo. Tällöin LTR:t ovat toimineet eräänlaisena tulonsiirtona kantaverkkoyhtiöiltä markkinatoimijoille. Käytännössä hintasuojauksen maksajiksi joutuvat lopulta kantaverkkoyhtiön asiakkaat, koska kantaverkkoyhtiö menettää tuloja, jotka joudutaan korvaamaan korotetuilla tariffeilla. Keskimäärin kantaverkkoyhtiöt ovat saaneet viime vuosina ollut jopa 25 % vähemmän tuloja siirtoyhteisistä (ECGroup, 2013), eli LTR:ien kustannukset kantaverkkoyhtiöille voivat olla vuositasolla useita miljoonia euroja. Tässä kappaleessa tarkastellaan kahden Nord Pool Spotin alueen kantaverkkoyhtiön kokemuksia LTR:stä. Kokemukset ovat erilaiset, ja yhtiöiden tulevaisuuden odotukset ovat myös erityyppisiä. Haastattelut tehtiin puhelimitse LTR:stä vastaavan henkilön kanssa vapaamuotoisesti keskustellen (Noor, 2014), (Sommer, 2014).

##### 4.4.1 Eleringin kokemuksia Viron ja Latvian välisestä siirtoyhteydestä

Baltiassa tarve siirto-oikeuksille syntyi sähkömarkkinoiden avautumisen myötä. Viron sähkömarkkinat avattiin vuonna 2010, ja hieman myöhemmin avautuivat Liettuan sähkömarkkinat vuonna 2012 ja Latvian sähkömarkkinat vuonna 2013. Tällöin kaikki Baltian siirtokapasiteetti, joka ennen myytiin markkinaosapuolille eksplisiittisesti, annettiin Nord Pool Spotin vuorokausimarkkinan käyttöön. Nyt kuitenkin tarvittiin uusi tapa käsitellä Viron ja Latvian välistä pullonkaulaa, ja antaa markkinaosapuolille mahdollisuus suojautua aluehintaeroja vastaan. Aiheesta käytiin paljon keskusteluja, sillä kapasiteettia haluttiin antaa mahdollisimman paljon vuorokausimarkkinalle, mikä teki PTR:stä huonon vaihtoehdon, mutta FTR olisi tuonut mukanaan lisää sääntelyä. Ratkaisuna nähtiin PTR-limited. PTR-limited on fyysinen siirto-oikeus, jossa on takaisinmyyntipakko kantaverkkoyhtiölle ennen vuorokausimarkkinoita. Markkinaosapuolet saavat myyntihintana aluehintaerojen välisen korvauksen jokaiselta tunnilta, sillä takaisinmyyntihinta on tarjousalueiden välinen tuntikohtainen hintaero. Kyseinen suojaus on siten aivan kuin FTR, vaikka myyntituote periaatteessa onkin fyysistä siirtokapasiteettia eli PTR. (Noor, 2014)

Virossa hinta on usein edullisempaa oman tuotantoylijäämän ja Pohjoismaiden halvan vesivoiman takia kuin Latviassa ja Liettuassa. Koska Baltiassa merkittävin pullonkaula on Viron ja Latvian rajalla, Latvian ja Liettuan hinnat ovat usein yhtenäiset, mutta korkeammat kuin Virossa. Siten koko Baltiassa siirto-oikeuksien myyminen vain yhdelle yhteydelle riittää suojaamaan kaikilta Baltian aluehintaeroilta. PTR-limited -siirto-oikeuksia myy Viron kantaverkkoyhtiö Elering rajoittavalle siirtoyhteydelle suuntaan Viro-Lat-

via maiden kantaverkkoyhtiöiden yhteisestä sopimuksesta. Kaikki huutokauppaan liittyvät toimenpiteet tehdään sähköpostin välityksellä. Tällä hetkellä PTR-limitedeille ei ole toissijaista markkinapaikkaa, koska jälkimarkkinat johtaisivat finanssilainsäädännön vaikutuspiiriin ja raportoinnin määrä kasvaisi.

Viron ja Latvian välissä on kolme vaihtovirtayhteyttä, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti on 200 MW. Vuonna 2014 siirto-oikeuksia myytiin vuositasolla 50 MW ja kuukauttasolla 50 - 150 MW. Vuonna 2015 on tulossa muutoksia sääntöihin ja jaettaviin kapasiteetteihin, sillä markkinatoimijoiden toiveiden takia aletaan myydä myös kvartaalituotteita. (Elering, 2014)

PTR-limited -huutokaupassa kantaverkkoyhtiöillä on oikeus asettaa minimihinta, jolla oikeuksia voidaan myydä. Minimihinta määriteltiin, koska liiketoimintaa aloitettaessa oletettiin, että likviditeetti olisi matala. Minimihinta perustuu kantaverkkoyhtiöiden ennakoituihin riskeihin, sillä siirto-oikeuksien sitovuus on korkea. Markkinavoiman muodostuminen vältetään sillä, että yksi osapuoli saa asettaa tarjouksen maksimissaan kolmasosasta huutokaupattavasta kapasiteetista.

Yleisesti hintasuojauksia tehdään Baltiassa kahdenvälisillä sopimuksilla ja Nasdaqin välittämällä systeemihintajohdannaisilla. Virossa myös EPADeita käytetään jonkin verran, ja suunnitelmissa on, että EPADeita aletaan välittää myös Latvian ja Liettuan alueelle. Tulevaisuudessa PTR-limitedistä saatetaan siirtyä puhtaasti finanssimarkkinaan siten, että kantaverkkoyhtiö antaa välittäjätoimistolle tiedon suojaustuotemäärästä ja toimii välittäjätoimiston takana vastapuolena. Tuote olisi FTR-obligaatiota vastaava EPAD combo. Suunnitelmien mukaan Nasdaq OMX toimisi kauppapaikkana, koska markkinaosapuolet käyvät kauppaa jo nyt Nasdaq OMX:n tuotteilla. Markkinaosapuolilla olisi tällöin yksi alusta, josta ostaa kaikki sekä systeemi- että aluehintaa suojaavat tuotteet. Nasdaq OMX tarjoaisi sekä ensisijaisen että jälkimarkkinapaikan, ja kauppaa voitaisiin käydä jatkuvasti. (Noor, 2014), (Baltic Electricity Market Forum, 2014)

#### **4.4.2 Energinet.dk:n kokemuksia Tanskan tarjousalueiden ja Saksan välisistä siirtoyhteyksistä**

Tanskan aluehinnat korreloivat huonosti Nord Poolin systeemihinnan kanssa, jolloin alueellisen hinnan suojaamiseen systeemihintafutuurit eivät riitä. Tanskan aluehintoihin vaikuttaa enenevässä määrin myös Manner-Euroopan sähkönhinta, ja moni markkinaosapuoli pitääkin Saksan hintaa Tanskan alueiden referenssihintana. Tanskan pienillä tarjousalueilla EPAD-sopimusten likviditeetti jää matalaksi, jolloin johdannaismarkkinat eivät toimineet halutusti. Erityisesti ongelma koskee Länsi-Tanskaa. Jotta finanssimarkkinat tehostuisivat, Tanskan kantaverkkoyhtiö Energinet.dk otti fyysiset siirto-oikeudet käyttöön ensin Länsi-Tanskan ja Saksan välille, mutta myöhemmin myös Itä-Tanskan ja Saksan sekä Länsi- ja Itä-Tanskan välille. Jotkin Tanskassa toimivat markkinaosapuolet suojaavat sähkönhinnan ostamalla Saksan sähköfutuurin ja PTR:n. Toisaalta myös Nord Pool Spotin systeemihintafutuuureita ostetaan, koska PTR:t antavat hyvän hintareferenssin EPADeille. (Sommer, 2014)

Tanskassa nähdään, etteivät PTR:t ole EPADien korvaaja, vaan että ne täydentävät toisiaan suojausmarkkinoilla: PTR:ien nähdään edesauttavan korkeamman likviditeetin syntyä EPAD-markkinalla. Vaikka PTR:ien myyminen aiheuttaa kantaverkkoyhtiöille kustannuksia, kansantaloudellinen kokonaishyöty on laskettu olevan kustannuksia suurempi, sillä PTR:stä saatavan hyödyn oletetaan heijastuvan loppuasiakkaiden kiinteähintaisten sopimusten hinnan alenemiseen. Tietoja EPAD-markkinan likviditeetin lisääntymisestä ei ole vielä saatavilla, koska PTR:t DK1 ja DK2 välillä otettiin käyttöön alle vuosi sitten. Tulevaisuudessa on tarkoitus siirtyä PTR:stä FTR:iin. Siirtyminen FTR:iin on helppoa, jos finanssilainsäädäntö helpottuu ja jättää kantaverkkoyhtiöt sen ulkopuolelle. (Thostrup, 2013), (Sommer, 2014)

PTR-huutokaupan hoitajaksi valittiin CASC, sillä Saksan kantaverkkoyhtiöt olivat hoitaneet muiden siirto-oikeuksiensa myymistä sen kautta jo aikaisemmin. Kapasiteettia annettiin vuonna 2013 huoltojaksoja lukuun ottamatta Tanskan ja Saksan välillä vuositasolla 150 MW kumpaankin suuntaan, ja kuukausitasolla 300 MW suuntaan DE-DK1 ja 100 MW suuntaan DK1-DE.

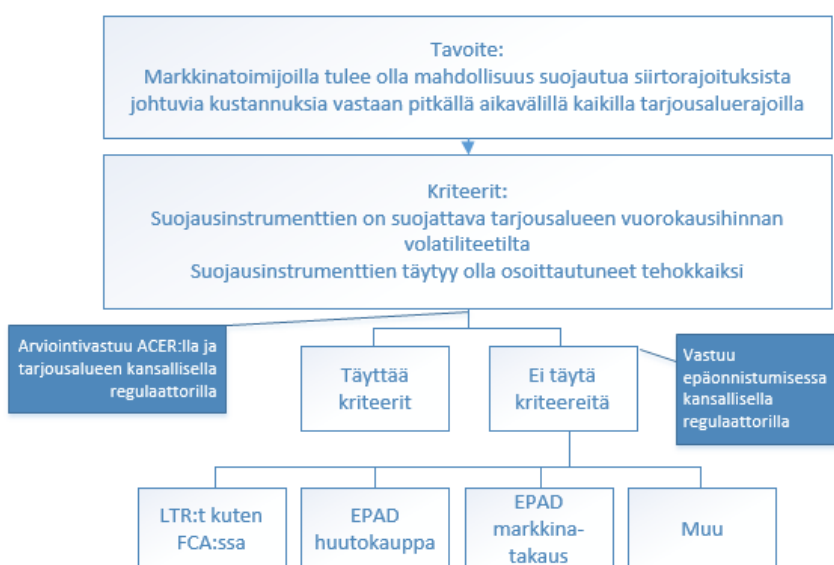
## 5 SIIRTO-OIKEUKSIEN KÄYTTÖNOTON KRITERIEN ARVIOINTI

Uusimmassa FCA:n luonnoksessa (2.4.2014) Euroopan sisämarkkinan tavoitemallin lähtökohtana on, että koko Euroopassa alueiden välisiltä hintaeroilta suojaudutaan ensisijaisesti pitkän aikavälin siirto-oikeuksilla, mutta poikkeuksia voidaan tietyissä tapauksissa sallia. Verkkosääntöehdotuksessa mainitaan, että kansallinen regulaattori päättää siirto-oikeuksien käyttöönotosta kansallisten tarjousalueidensa rajoilla. Suomessa päätöksen teki Energiavirasto. Päätös, että siirto-oikeuksia ei oteta käyttöön, olisi perustuttava markkinaosapuolten konsultaatioon heidän riskinhallintatarpeistaan sekä analyysiin tämänhetkisten johdannaismarkkinoiden toimivuudesta. Suojaustuotemarkkinoiden olisi oltava hyvin kehittyneet ja likvidit ja osoittaneet tehokkuutensa, jotta siirto-oikeuksia ei tarvitsisi ottaa käyttöön. Koska luonnos ei ole vielä voimassa olevaa lainsäädäntöä, kappaleessa tarkasteltavat asiat antavat vain viitteitä käyttöönoton tarpeellisuudesta. (FCA, artikla 35)

Ehdotuksien mukaan seuraavat seikat vaativat tarkistusta:

- Onko erityiselle aluehintasuojaukselle tarvetta?
- Onko tarjousalueiden rajalla saatavissa tuotteita, jotka suojaavat tarjousalueiden hintavaihtelulta vuorokausimarkkinoilla?
- Ovatko suojaustuotteet ja -markkinat tarpeeksi kehittyneitä ja tehokkaita?

Mikäli suojausmahdollisuudet eivät ole tyydyttäviä, tarvitaan viranomaisten puuttumista markkinoihin. Kuvassa 20 on esitetty pohjoismaisten regulaattoreiden näkemys LTR:ien käyttöönoton päätösprosessista ja vaihtoehtoisia metodeita suojausmarkkinoiden tehokkuuden kehittämiseen.



Kuva 20: Pohjoismaalaisten regulaattoreiden näkemys FCA-verkkosäännön käyttöönotosta (Nordic national regulation authorities, 2014)

Tässä kappaleessa analysoidaan johdannaismarkkinoiden tehokkuutta ja suojaustarvetta jokaisen Fingridin kannalta relevantin tarjousaluerajan kannalta, eli alueiden, joihin Suomesta on suora siirtoyhteys: Viroon (FI-EE), Pohjois-Ruotsiin (FI-SE1) ja Keski-Ruotsiin (FI-SE3). Mikäli suojaustarvetta ei havaita tai suojausmarkkinat toimivat hyvin, ei kaikilla rajoilla ole välttämätöntä ottaa siirto-oikeuksia käyttöön. On kuitenkin huomioitava, että siirtoyhteyden molemminpuolisten regulaattoreiden on tehtävä päätös oman tarjousalueensa osalta. Päätös LTR:ien käyttöönotosta yhteisellä tarjousaluerajalla pitää tehdä yhteistyössä ja yhteisymmärryksessä (ACER, 2014).

## 5.1 Suojaustarpeen määrittäminen

Suojausinstrumentin rahavirtojen odotetaan kumoavan suojattavaksi määritetyn kohteen rahavirtojen muutokset. Suojauksen tehokkuudella tarkoitetaan sitä, missä määrin suojausinstrumentin käyvän arvon tai rahavirtojen muutokset kumoavat suojattavasta riskistä johtuvia suojauskohteen käyvän arvon tai rahavirtojen muutoksia. Sähkön hinnan suojaamisessa suojausta pidetään toimivana, jos tarjousalueen vuorokausihinta ja suojaustuotteen tai suojaustuoteyhdistelmien arvo korreloi tilastollisesti merkittävästi toistensa kanssa. Pohjoismaiset sääntelyviranomaiset ovat ehdottaneet, että tapa määrittää asia on arvioiminen asetuksessa EY 1126/2008 International Accounting Standard 39 (IAS 39) annetuilla kriteereillä. (1126/2008, IAS 39).

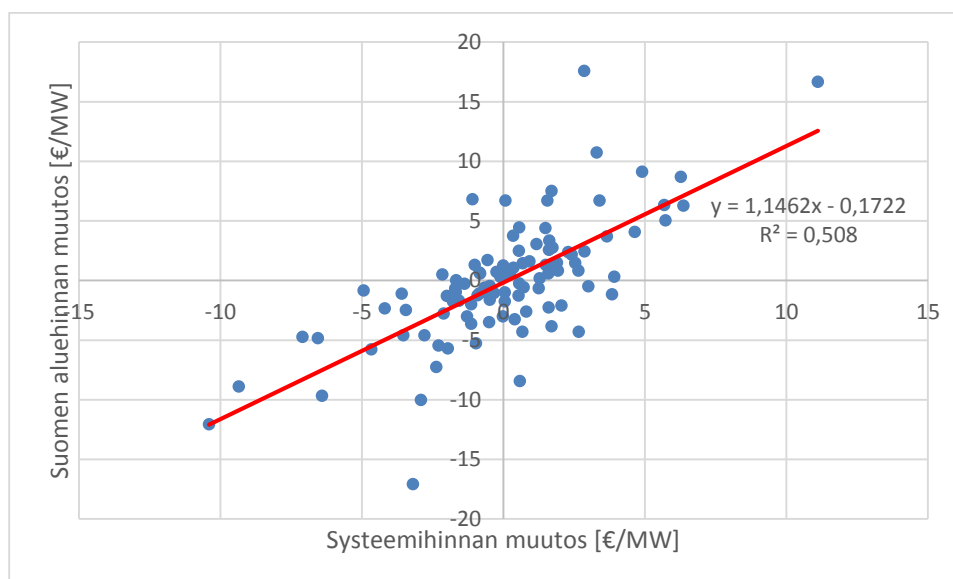
IAS 39:n mukaan suojauksen tehokkuutta voidaan tutkia yksinkertaisella lineaarisella regressiolla, jossa on kaksi muuttujaa. Lineaarinen regressio on tilastollinen analyysimenetelmä, jossa aineiston perusteella arvioidaan tarkasteltavien muuttujien välistä suhdetta. Lineaarinen regressio tuottaa muuttujien välille yhtälön

$$Y = aX + b + r, \tag{6}$$

missä Y on suojauksen kohteen hinnan muutos, X vastaavan suojaustuotteen arvon muutos, vakiot a ja b regressioanalyysin tuloksena syntyvän suoran kertoimia ja r on mallin jäännösvirhe. Kun mallin parametrit arvioidaan pienimmän neliösumman menetelmällä, a ja b valitaan siten, että jäännösvirheiden neliösumma minimoituu. Tehokkaan suojauksen tapauksessa vakio a on kirjanpitostandardin mukaan 0,8 ja 1,25:n välillä (IAS 39, AG105). Lisäksi regressioanalyysissä lasketaan selityskerroin  $R^2$ , joka kuvaa regressiomallin hyvyyttä. Mitä suurempi selityskerroin  $R^2$  on, sitä vähemmän on olettamattomia hajontaa ja sen paremmin malli selittää riippuvuuden. AG105:n mukaan sopiva kertoimen arvo on yli 0,8. Mikäli kaksi hintaa korreloivat tarpeeksi, ei alueiden välistä eroa tarvitse suojata erikseen, eli esimerkiksi, että systeemihinnan vaihteluilta suojautuminen riittää suojaamaan Suomen aluehinnan. Aluehintoja verratessa sopiva korrelaatio tarkoittaa, että viereisen alueen suojaustuotteita voi käyttää suojaamaan myös Suomen aluehintaa.

Pohjoismaisten regulaattoreiden antamassa ohje-ehdotuksessa tarkastelujakson aikaväli on 104 viikkoa eli kaksi vuotta, ja aikaresoluutio on viikoittainen keskihinta (NordReg, 2014). Laskennassa on käytetty aikaväliä 3.9.2012–31.8.2014. Alue- ja sys-

teemihintatiedot laskentaa varten on haettu Nord Pool Spotista. Tarkastellaan erillistä riskienhallinnan tarvetta ensiksi Suomen aluehinnan kannalta, eli verrataan systeemihinnan muutoksia Suomen aluehinnan muutoksiin. Laskennan tulokset on esitetty kuvassa 21.

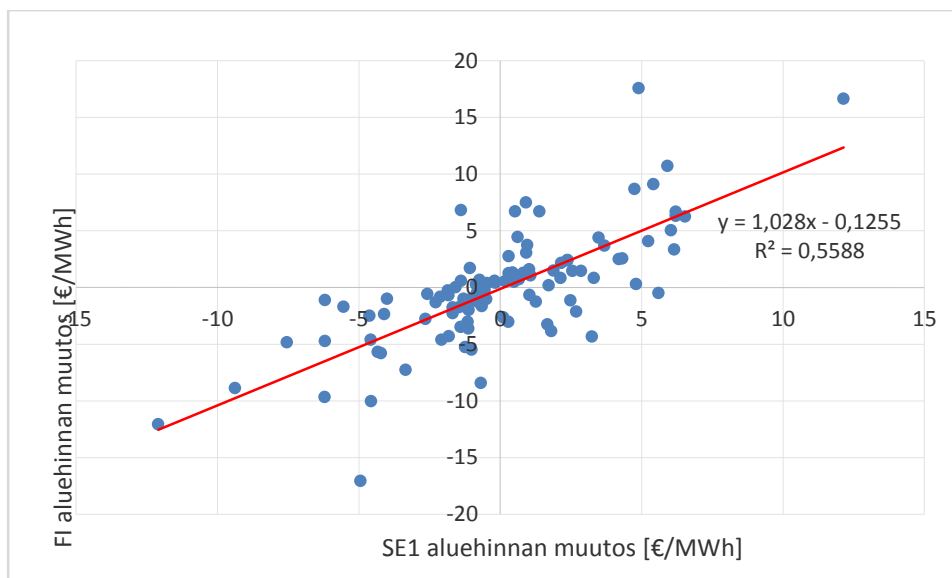


Kuva 21: Suomen aluehinnan muutosten riippuvuus systeemihinnan muutoksista

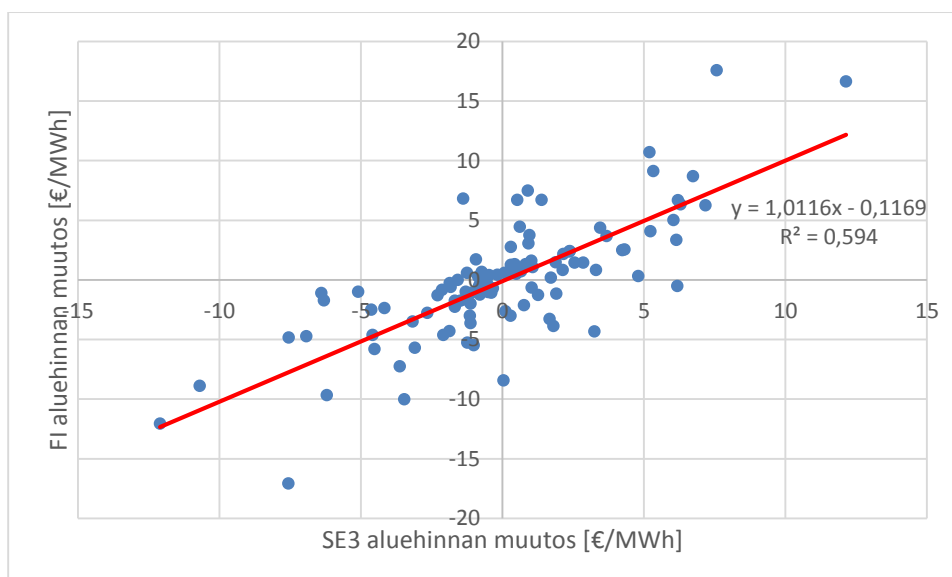
Regressioanalyysin tuloksista nähdään, että Suomen aluehinnan muutosten riippuvuus systeemihinnan muutoksista ei ole riittävä. Lineaarisen trendiviivan kulmakerroin on 1,15, mikä osuu hyväksytylle välille, mutta selityskerroin  $R^2$  jää alle 0,8. Sääntelyviranomaisten ehdotuksen mukaan systeemihinnan suojaaminen ei siis ole riittävä keino suojata Suomen aluehintaa, vaan tarvitaan erillisiä aluehintaa suojaavia instrumentteja.

Seuraavaksi analysoidaan hintaeroja sellaisten tarjousalueiden kanssa, joihin Suomesta on suora yhteys. Näin selvitetään se, tarvitaanko aluehintasuojaa jokaisella siirtoyhteydellä, vai onko vain jokin tietty yhteys kriittinen. Jos viereisten tarjousalueiden hinnat korreloivat Suomen aluehinnan kanssa tarpeeksi, voidaan myös viereisen tarjousalueen aluehintaa suojaavia tuotteita käyttää Suomen aluehinnan suojauksessa hyödyksi. Esimerkiksi markkinatoimijat erällä Ruotsin ja Norjan tarjousalueilla voivat suojautua omaa aluehintaansa vastaan pelkällä systeemihintasopimuksella, koska alue- ja systeemi-hinnan välinen korrelaatio on tyypillisesti suuri (Houmoller Consulting, 2013). Lineaari-regression tulokset Suomen ja Ruotsin alueiden osalta on esitetty kuvissa 22 ja 23.





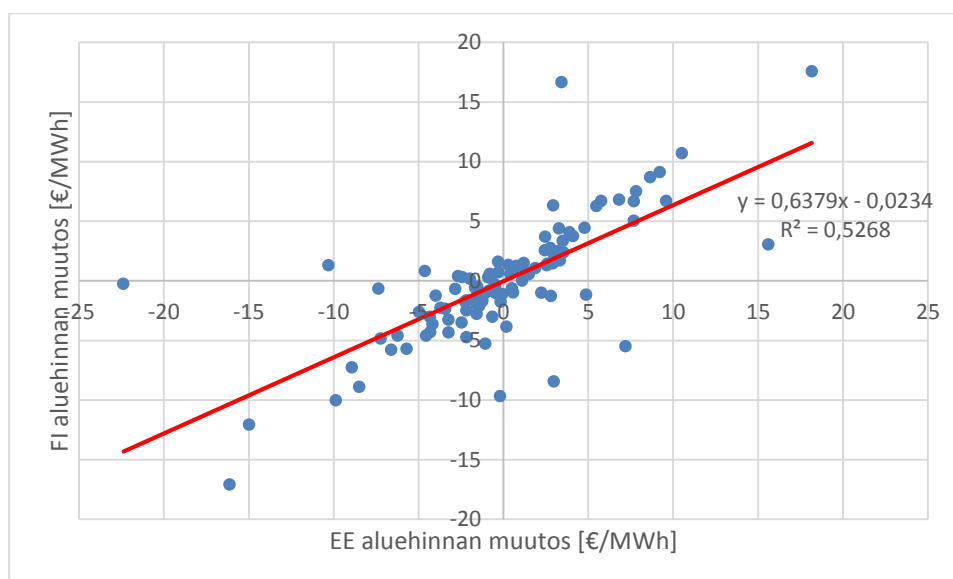
Kuva 22: Alueen FI hinnan muutosten riippuvuus alueen SE1 hinnan muutoksista



Kuva 23: Alueen FI hinnan muutosten riippuvuus alueen SE3 hinnan muutoksista

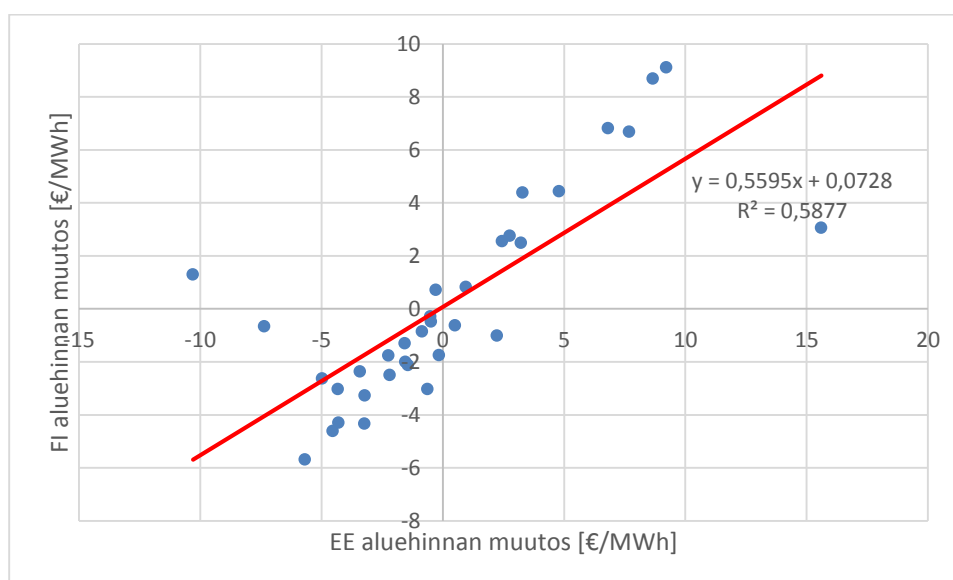
Suomen ja Ruotsin välisten alueiden kulmakertoimet ovat sopivia (1,028 ja 1,011), mutta selityskerroin jää molemmissa liian pieneksi (0,559 ja 0,594). Tämä tarkoittaa, että hajontaa on liikaa. Fingridin päivittämistä tilastoista voidaankin nähdä, että Suomen ja Ruotsin aluehinnat ovat olleet yhtenäiset vuonna 2014 vain 52 % tunneista (Fingrid Oyj, 5.1.2015), mikä on vähän verrattuna aiempiin vuosiin. Voidaan päätellä, että Suomen ja Ruotsin välillä on usein pullonkauloja, ja maiden väliselle hintaerolle olisi tarvetta suojaustuotteille.

Seuraavaksi tarkastellaan Suomen ja Viron välistä yhteyttä. Aluksi tarkastellaan sääntelyviranomaisten suosittelemaan aikaväliä eli kahta vuotta, ja laskenta tehtiin aikavälillä 3.9.2012–31.8.2014 kuten Suomen ja Ruotsin alueiden tapauksessa. Tulokset on esitetty kuvassa 24.



Kuva 24: Alueen FI hinnan muutosten riippuvuus alueen EE hinnan muutoksista

Suomen ja Viron välillä kumpikaan regressioanalyysin tunnusluku ei täytä vaatimuksia annetulla aikavälillä. Regulaattoreiden esittämästä kahden vuoden aikavälistä poiketen on syytä kuitenkin huomioida, että Suomen ja Viron välinen markkinatilanne on muuttunut tasavirtayhteys Estlink 2 käyttöönoton jälkeen vuoden 2014 alussa. Käyttöönoton jälkeen markkinoilla on ollut 650 MW siirtokapasiteettia enemmän käytössä, ja alueiden hinnat ovat olleet yhteneväiset suuremman osan ajasta. On siis syytä analysoida Viron ja Suomen välinen suojaustarve nykytilaa vastaavilla tiedoilla. Kuvassa 25 esitetty analyysi on tehty aikavälillä 10.2.–31.8.2014.

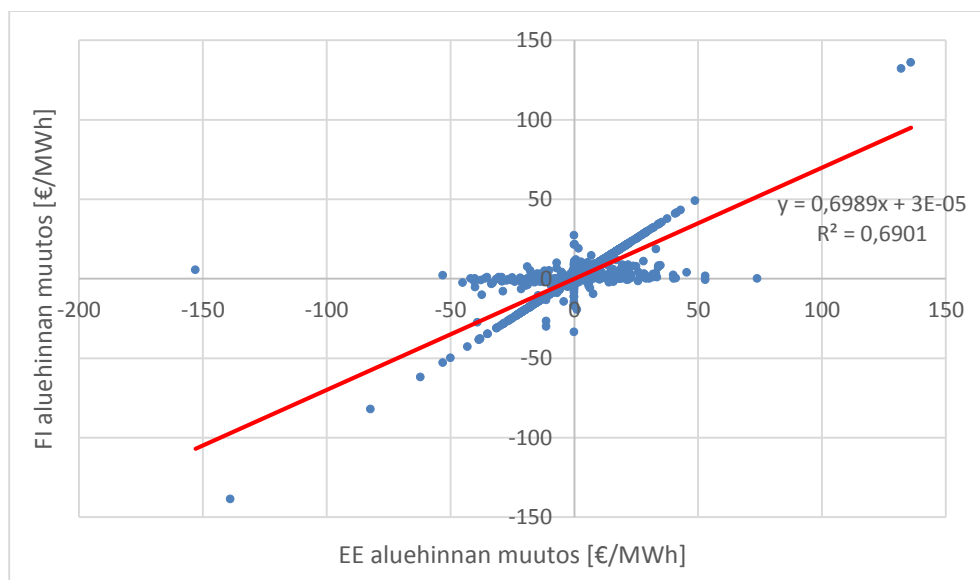


Kuva 25: Alueen FI hinnan muutosten riippuvuus alueen EE hinnan muutoksista Estlink 2 käyttöönoton jälkeen

Nykytilaa vastaavilla tiedoilla Suomen ja Viron aluehintojen muutosten kulmakerroin ei edelleenkään yllä sopivalle tasolle vaan itse asiassa on huonompi, vaikka tilastojen mukaan aluehinnat ovat olleet yhtenäiset jopa 91 % vuoden 2014 tunneista (Fingrid Oyj,

5.1.2015). Kun alueiden hinnat ovat muuttuneet, muutokset ovat joko erisuuntaiset tai suuresti eroavaiset kokoluokaltaan. Syy tähän voi olla ongelmat siirtoyhteyksissä, koska Suomen ja Viron välisillä siirtoyhteyksillä oli useita häiriöitä vuonna 2014 (Uusitalo, 2014). Kun Suomen ja Viron välinen siirtokapasiteetti vähenee, edullista vesivoimatuotantoa ei saada Baltiaan ja hinta nousee. Kun vuonna 2014 katkoja on ollut useita, Baltian hinta voi kohota lyhytaikaisesti hyvinkin korkeaksi ja palata takaisin Suomen tasolle. Molempiin suuntiin hinnan muutos on suuri.

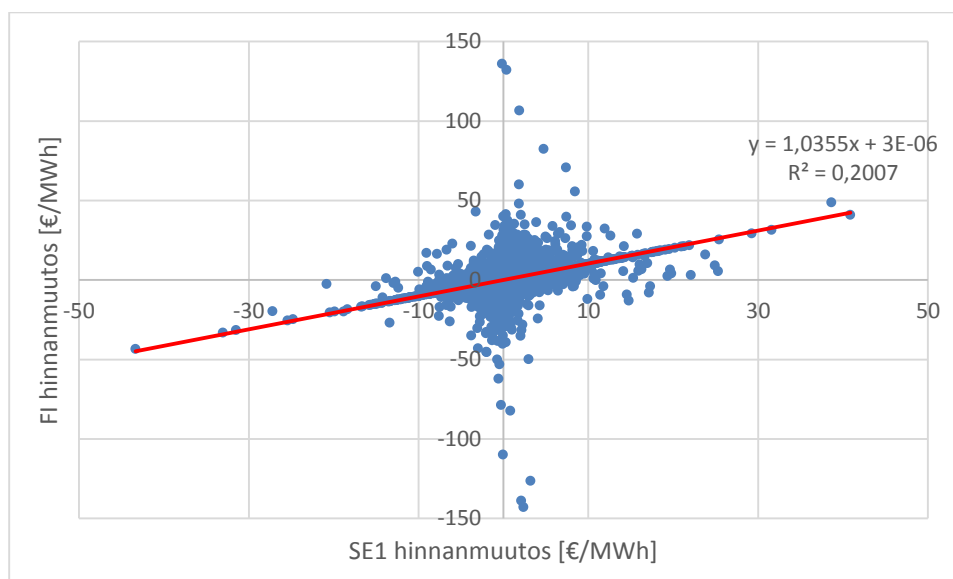
Tarkastellaan hintamuutosten korrelaatiota vielä keskimääräisen viikkohinnan sijasta tuntihinnoilla. Tuntihintoja on tarkasteltu aikavälillä 10.2.–31.12.2014. Tulokset on esitetty kuvassa 26.



Kuva 26: Alueen FI hinnan muutosten riippuvuus alueen EE hinnan muutoksista Estlink 2 käyttöönnoton jälkeen tuntihinnoilla laskettuna

Tuntikohtaisesta datasta huomaa sähkön hinnan volatiliteetin, sillä muutosten skaala on paljon suurempi. Pisteet jakautuvat pääosin kahteen trendiin: pistejoukkoon, jossa hintojen FI ja EE muutokset ovat yhtä suuria, sekä pistejoukkoon, jossa EE muuttuu merkittävästi FI:n muutoksen ollessa pienempi tai nolla. Ensimmäisen joukon pisteillä Suomen ja Viron aluehinnat ovat muuttuneet saman verran, eli voidaan olettaa hintojen olleet kutakuinkin yhtenäiset. Jälkimmäinen joukko kuvaa sitä, että Viron aluehinnat vaihtelevat hieman enemmän kuin Suomen aluehinnat, minkä syy voi olla alueiden välisten siirtoyhteyksien vikaantuvuuden syytä. Estlink 2 käyttöönnoton jälkeiset, viikko- ja tuntihinnoilla lasketut tulokset Viron ja Suomen hintojen korrelaatiosta olivat 0,56 ja 0,70. Tuntihinnoilla laskettuna sekä korrelaatiokerroin että selityskerroin ovat parempia, mutta edelleen pistejoukon jakaantuminen kahteen trendiin sekä muutama yksittäinen hintaerojen erisuuri muutos aiheuttaa sen, etteivät sääntelyviranomaisten ehdottamat kriteerit täyty.

Verrataan vielä tuntihinnalla laskettua korrelaatiota aluehintojen FI ja SE1 välillä. Laskennassa on käytetty vuosien 2013 ja 2014 tuntihintojen muutoksia. Tulokset on esitetty kuvassa 27.



Kuva 27: Alueen FI tuntihinnan muutosten riippuvuus alueen SE1 tuntihinnan muutoksista vuosina 2013 ja 2014

Tuntihintojen vaihteluväli on myös Ruotsin tapauksessa suurempi kuin viikkohintojen. Korrelaatiokerroin täyttää vaatimukset, ja se on melkein sama kuin viikkohinnoilla laskettuna. Pistejoukko kuitenkin ei muodosta selkeää lineaarista trendiä, kuten Viron tapauksessa tuntihinnoilla laskettuna, vaan pistejoukko jakaantuu tasaisemmin origon ympärille. Voidaan kuitenkin nähdä, että Suomen hinta vaihtelee enemmän kuin Pohjois-Ruotsin hinta. Selityskerroin onkin erittäin matala: se tippui 0,56:sta 0,20:een lyhennettäessä käytetyn hinnan aikaväliä.

Tunti- ja viikkohinnoilla lasketut tulokset ovat erilaisia, ja erot ovat merkittäviä. Voidaan kysyä, onko regressioanalyysi viranomaisten ehdottamilla laskentaohjeilla oikeudenmukainen väline suojausten tarpeellisuuden määrittämiseksi. Regressioanalyysi täytyisi tehdä erikoistilanteista puhdistetulla datalla ja mahdollisesti valita aikaresoluutio viikkoa tarkemmaksi. Päivä- tai tuntitasoisessa datassa havaintoja on viikkotasoisesta dataa enemmän, joten niillä saadaan todellisuutta paremmin kuvaava tilanne. Vaihtoehtoisesti voidaan kysyä, ovatko IAS 39:n kriteerit liian tiukat kun huomioidaan sähkön erityisominaisuudet hyödykkeenä ja siitä seuraava sähkön hinnan erityinen volatilitiitti.

Lopuksi voidaan todeta, että aluehinnan ja rajan ylittävän suojausten tarve regulaattoreiden antamalla arviointimenetelmällä on regressioanalyysin perusteella olemassa kaikille siirtoyhteisille. Regressioanalyysin perusteella suurempi tarve on Suomen ja Viron välille, sillä kumpikaan analyysin tunnusluku ei täytä vaatimuksia. Viranomaisten kriteerejä olisi kuitenkin tarkistettava, koska markkinoilla tyytymättömyyttä on enemmän Suomen ja Ruotsin välisestä hintaerosta, joka ei regressioanalyysin perusteella ole yhtä kriittinen kuin Suomen ja Viron välinen suojaustarve. Suoraan aluehintojen yhtenäisyyksiä tarkastelemalla kriittisempi suojaustarve onkin Ruotsin eri alueiden kanssa, sillä Ruotsin ja Suomen välillä hintaeroja on melkein jatkuvasti. Estlink 2 on tasannut Suomen ja Viron

välisiä hintaeroja, vaikka ajoittain merkittäviäkin eroja esiintyy Estlinkien ongelmien aikana. Voidaan kysyä, onko Suomen ja Viron välisille siirto-oikeuksille ostajia, jos aluehintaeroja esiintyy alle 10 % tunneista.

## 5.2 Finanssimarkkinoiden tehokkuuden arvioiminen

Tavoitemallin suuntaviivoissa ja verkkosäännöissä sekä aiemmin annetuissa asetuksissa kriteerit käyttöönotosta perustuvat markkinoiden ja suojaustuotteiden tehokkuuteen. Vaatimukset on muotoiltu hieman eri tavoin eri dokumenteissa. Asetuksessa 714/2009 muotoilu on, että suojaustuotemarkkinoiden on oltava likvidit ja kehittyneet ja niiden tehokkuus on voitu todistaa. FCA-luonnoksessa viranomaiset ovat antaneet kaksi suojaustuotteiden tehokkuudesta indikoivaa tekijää: suojaustuotteiden kaupankäynnin aikaväli (trading horizon) ja jokaisen tuotteen kaupankäyntivolyymi sekä tarjolla olevien suojaustuotteiden bid-ask spread. Toistaiseksi yksiselitteistä kriteeriä ei siis ole, eivätkä annetut kriteerit ole tarkkoja. Tehokkuudelle tai likviditeetille ei ole annettu täsmällisiä indikaattoreita.

Pohjoismaisen finanssimarkkinan tehokkuus on herättänyt runsaasti keskustelua sähkömarkkinan tavoitemallin muotoilemisen seurauksena. Arvioinnin taustaksi selvitetään, mitä tarkoitetaan markkinoiden tehokkuudella ja miten markkinahinta tyypillisesti käyttäytyy. Käydään läpi muutamia tutkimuksia EPAD-markkinan tehokkuudesta ennen kuin käytetään pohjoismaisten regulaattoreiden ehdottamaa tehokkuustarkastelua. Tehokkuustarkastelu olisi tehtävä siirtoyhteyden molemmin puolin, mutta tässä työssä tehokkuutta on arvioitu vain systeemihintajohdannaisten sekä Suomen aluehintajohdannaisten osalta, sillä ne ovat pohjoismaisen markkinamallin huomioon ottaen Suomen tarjousalueen hinnan suojauksen tehokkuuden määrittämisen osalta relevantit suojaustuotteet.

### 5.2.1 Tehokkuudesta ja hinnan käyttäytymisestä

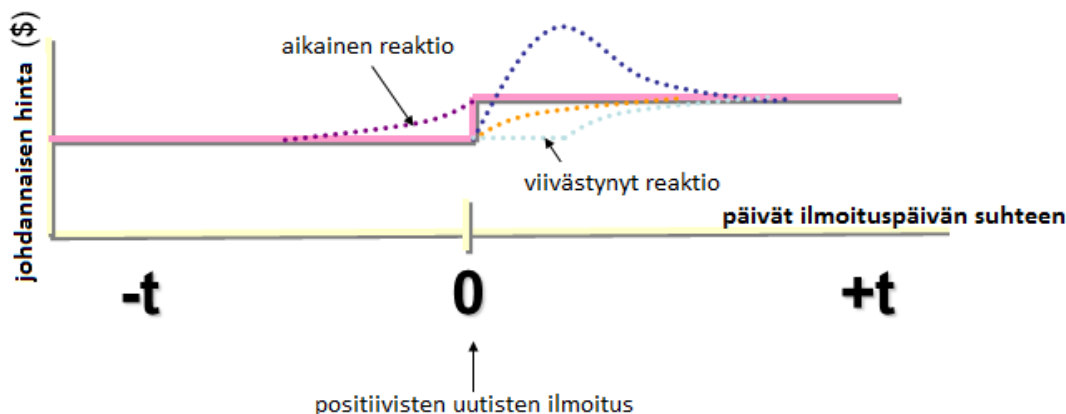
Tehokkaiden markkinoiden hypoteesin on esittänyt Eugene Fama vuonna 1970 (Fama, 1970). Faman mukaan tehokkailla markkinoilla arvopaperin hinta heijastaa kaiken saatavissa oleva informaation, ja päivän hinnanmuutokseen vaikuttaa ainoastaan saman päivän uutiset, ei esimerkiksi eilisen. Koska hinta reagoi vain uuteen informaatioon, se heilahtelee satunnaisesti ennustamattomien uutisten mukaan. Tehokkaiden markkinoiden tunnusmerkkejä ovat seuraavat asiat:

- Markkinoilla ei ole transaktiokustannuksia.
- Kaikki saatavilla oleva informaatio on saatavissa kuluitta kaikille markkinaosapuolille.
- Kaikki ymmärtävät, miten uusi tieto vaikuttaa arvopaperin hintaan.

Nämä ehdot eivät reaali maailmassa täyty: todellisilla markkinoilla on transaktiokustannuksia, informaatio ei ole kaikille heti saatavilla eikä yksimielistä mielipidettä tiedon vaikutuksesta arvopaperin arvoon aina saavuteta. Kritiikkiä ovat herättäneet behaviorististen ekonomien osalta erityisesti vaatimus markkinatoimijoiden rationaalisuudesta (muun muassa DeBondt & Thaler (1985) ja Kahneman & Trevisky (1979)) sekä empiiriset löydökset

osakemarkkinoiden tehottomuudesta (muun muassa Rosenber et al, (1985) ja Lehmann (1990)). Kuitenkin Faman mukaan markkina voi olla tehokas epätäydellisyyksistä huolimatta. Arvioimalla kolme yllä listattua potentiaalista tehottomuuden tekijää voidaan selvittää markkinoiden tehokkuutta. (Fama, 1970)

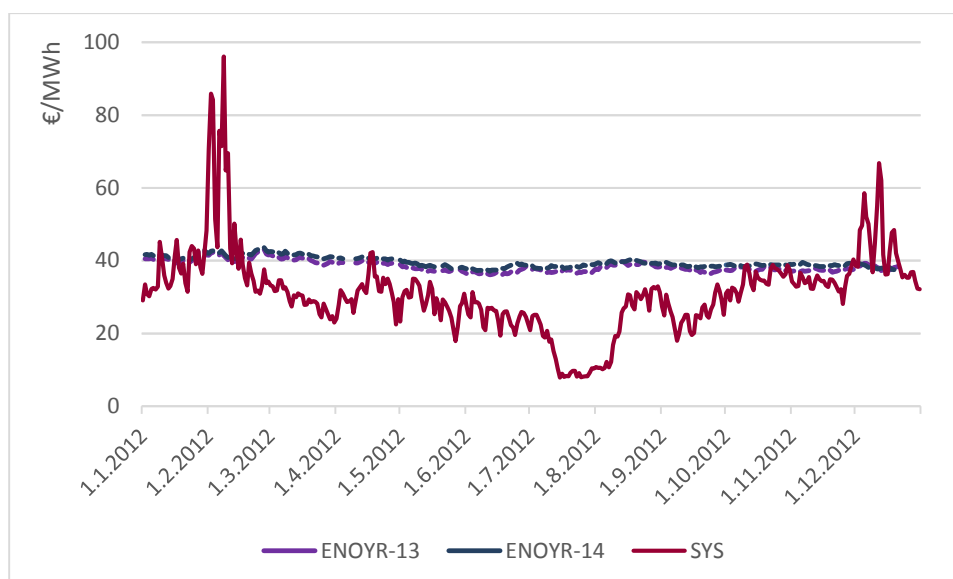
Kuvassa 28 on havainnollistettu markkinoiden tehokkuutta ja hinnan reagoimista uuteen tietoon. Aikainen reaktio kuvaa tiedon vuotamista ja viivästyneet reaktiot indikoivat tehottomuudesta. Mikäli markkina olisi täydellisen tehokas, johdannaisen hinta noudattaisi vaaleanpunaista, askelmaisesti muuttuvaa käyrää.



Kuva 28: Markkinoiden informaatiotehokkuus eli kuinka hinta reagoi uuteen tietoon (Travis, 2005)

Fyysisen sähkön hintaan sekä sähköjohdannaisten hintaan vaikuttavia fundamentteja ovat esimerkiksi hiilen hinta, vesivarantojen määrä ja erityisesti niiden poikkeama normaalitasosta sekä ennustettu, säästä ja talouden aktiivisuudesta riippuva kulutus. Sähkön varastoimattomuus tuo johdannaisten hinnoitteluun erityispiirteitä, sillä useiden hyödykkeiden johdannaisissa näkyy varastointikustannusten vaikutus. Koska sähköä ei voida merkittävässä määrin varastoida, fyysisen sähkön hinnan vaihteluiden voidaan olettaa olevan suhteellisen lyhytaikaisia, joten johdannaisten hinnat eivät vaihtele yhtä rajusti. Eriyisesti varastoimattomuus koskee vesivoimavaltaista pohjoismaista markkinaa, koska sähkön tuotannossa käytettävien varastoitavien hiilen ja muiden fossiilisten polttoaineiden suhde energiantuotannossa on pienempi. Sähköjohdannaisten hinnoitteluun vaikuttaakin lähinnä odotukset tulevaisuudesta ja riskinottohalu. (Peljo, 2013), (Spodniak, et al., 2014)

Esimerkkinä sähkön systeemihinnan sekä systeemihintajohdannaisten hinnan käyttäytymisestä kuvassa 29 on esitetty hintojen kehitys vuonna 2012. Kuvassa on toteutunut päivän hinta sähkölle ja johdannaisten päivän hinnat vuodelle 2013 ja 2014. Sähkön hintatiedot on haettu Nord Pool Spotista ja johdannaisten hinnat Nasdaq OMX Commoditiesista. Johdannaisten kuvaaja on katkonainen, koska johdannaisilla käydään kauppaa vain arkipäivisin, kun taas fyysistä sähkökauppaa käydään joka päivä. Kuvasta huomataan, että johdannaisten hinta vaihtelee huomattavasti maltillisemmin kuin vuorokausimarkkinoilla toteutunut sähkönhinta.



Kuva 29: Sähkön systeemihinta ja vuosien 2013 ja 2014 systeemihintajohdannaisten hinnan kehitys vuonna 2012

Fyysisen sähkömarkkinan Nord Pool Spotin tehokkuutta on tutkinut Deng (2006) vuosina 1995–2002 ja Salmi (2010) vuosina 2007–2009, ja molemmat tulokseen, että Nord Pool Spot ei ole Faman määritelmän tehokas, sillä hinta ei vaihtele satunnaisesti vaan on jonkin verran ennustettavissa vuoden, vuorokauden ja tunnin mukaan. Syy tähän voi olla muillekin sähkömarkkinoille tyypillinen kysynnän joustamattomuus, kun sähkön kysyntä on sidoksissa ihmisten aktiivisuuteen (arkipäivät; yöaika) ja säähän (talvipakkaset). Kysynnän joustavuutta lisäämällä sähkömarkkinat voisivat siten tehostua. Toisaalta hinnan ennustettavuuden vaatimus sähkömarkkinoiden tehokkuuden tekijänä on kyseenalaistettu, koska sähköä ei voida varastoida. Tällöin markkinatoimija ei voi saada hyötyä tiedosta, että sähkön hinta on huomenna korkeampi kuin tänään, koska hän ei voi hyötyä hinnan noususta ostamalla sähköä varastoon jo tänään. (Arciniegas et al., 2003)

Yleensä markkinat tehostuvat, mitä kypsemmät ne ovat, kun markkinatoimijat oppivat ymmärtämään markkinoiden toimintaa paremmin, mikä poistaa tehottomuuksia (Arciniegas et al., 2003). Kuten luvussa 2 on todettu, pohjoismainen sähköpörssi Nord Pool Spot on maailman kypsä, likvidein ja ilmeisen läpinäkyvä sähkömarkkina, jossa ei ole merkittävää markkinavoimaa. Voidaankin olettaa, että sähkön hinta muodostuu suhteellisen tehokkaasti, mikä tekee fyysisen sähkön systeemihinnasta hyvän referenssihinnan sähköjohdannaisille. Tämän johtopäätöksen on tehnyt myös Pettersen (2007) ja Salmi (2010).

Sähkön johdannaismarkkinoiden tehokkuutta käsittelevissä tutkimuksissa keskeinen termi on riskipreemio, joka voidaan määritellä futuurihintojen ja odotetun sähkönhinnan erotuksena (Huisman & Kilic, 2012). Positiivinen riskipreemio eli kun futuurin hinta on korkeampi kuin odotettu fyysisen sähkön hinta kertoo siitä, että kuluttajilla on suurempi paine suojautua hinnan vaihteluilta kuin tuottajilta, ja negatiivinen riskipreemio kertoo päinvastaisesta tilanteesta. Jos riskipreemio on pieni, markkinan voidaan olettaa olevan

tasapainoinen ostajien ja myyjien suhteen. Erotus futuurihintojen ja odotetun sähkön hinnan välillä voidaan ymmärtää myös olevan ennustusvirhe, varsinkin jos erotus on pieni tai se vaihtelee. Jos futuurien ennustuskyky on hyvä, voidaan futuurien hinnan sisältävän huomattavan määrän informaatiota, mikä viittaisi markkinoiden tehokkuuteen. Tältä pohjalta voidaan päätellä, että koska LTR:iä tyypillisesti myydään keskimäärin 25 % alle toteutuneen aluehintaeron, LTR-markkinat eivät ole tehokkaita, sillä informaatio ei siirry LTR:ien hintaan. Jos LTR-markkinat olisivat tehokkaita, markkinatoimijat maksaisivat 100 % odotetusta hintaerosta.

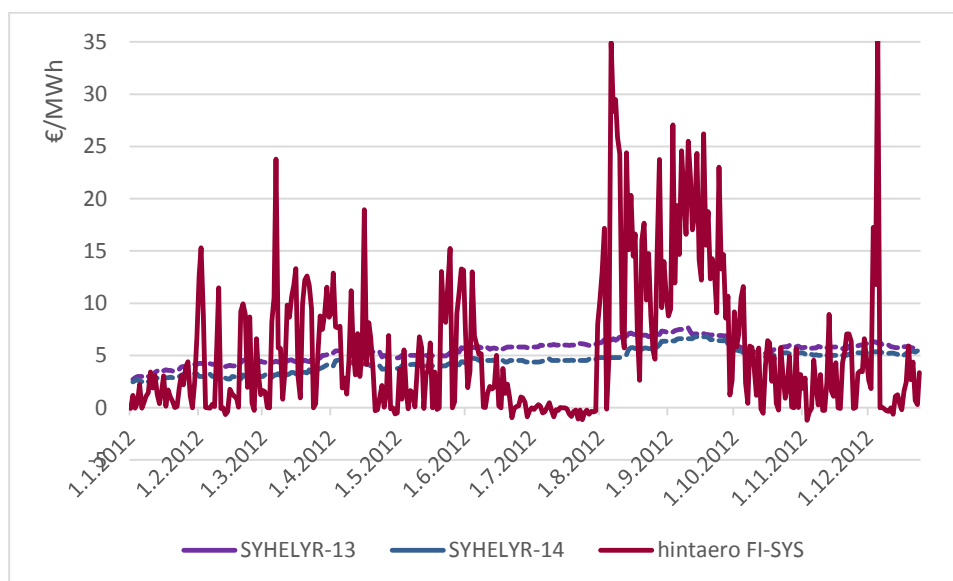
Peljon pro gradu -työssä (2013) käytiin läpi useita tutkimuksia fyysisen sähkön ja sähköjohdannaisien hinnoittelusta, minkä lisäksi Peljo analysoi itse pohjoismaisten sähköjohdannaismarkkinoiden hinnoittelua. Tutkimusten mukaan kaikki suojaustuotteet käyttäytyivät fundamenttien kehityksen mukaisesti, mutta vaihtelut olivat huomattavasti maltillisimpia johdannaisilla kuin fyysisellä sähköllä. Tämä on luonnollista, koska epävarmuutta on pitkällä aikavälillä enemmän, ja koska sähköä ei voi varastoida, hetkelliset tilanteet vaihtelevat rajustikin. Kaikilla erimittaisilla sähköfutuureilla voitiin ennustaa tulevaa vuorokausimarkkinan hintaa hämmästyttävän hyvin. Tämä kertoo siitä, että johdannaisien hinnat sisältäisivät huomattavasti informaatiota, mikä viittaisi tehokkuuteen.

Peljon tutkimuksen mukaan systeemihintafutuureilla on keskimäärin korkeampi hinta kuin toteutunut sähkön hinta, eli johdannaisilla oli positiivinen riskipremio. Riskipremion suuruus riippuu suojaustuotteen erääntymispäivästä, ja toimituspäivämäärän läheisyydessä riskipremio laskee. Tämä kertoo, että sähkön kuluttajilla on suurempi paine suojautua hinnan vaihteluilta kuin sähkön tuottajilla, ja kuluttajat ovat valmiita maksamaan suojauksesta hieman enemmän. Toisaalta riskipremion määrä vaihtelee huomattavasti, ja se voi liittyä johdannaisien kykyyn ennustaa tulevia hintoja, mikä tukisi hypoteesia johdannaismarkkinoiden tehokkuudesta. Lukuisa määrä muita tutkimuksia on päätenyt erilaisiin tuloksiin, joten voi olla, että riskipremio ainakaan jatkuvasti ei ole merkittävä, tai että se on vaikeasti määriteltävissä, sillä eri tavoin määriteltynä saadaan eri tuloksia (katso Mork (2006), Botterud et al. (2010), Gjolberg & Brattested (2011), Lucia & Torro (2011), Huisman & Kilic (2012)). (Peljo, 2013)

Peljon tutkimus (2013) otti kantaa myös futuurimarkkinoiden tehokkuuteen. Hinnoittelun tehokkuutta arvioitiin peilaamalla futuurihintoja synteettisesti laskettuihin johdannaisien hintoihin, eli lyhempien, saman aikavälin kattavien futuurien painotetusta keskiarvosta laskettuihin hintoihin. Synteettiset hinnat olivat hämmästyttävän lähellä toteutuneita hintoja, mutta tulokset eivät ole tilastollisesti merkittäviä. Hajonta keskiarvoilla lasketusta synteettisestä arvosta todelliseen arvoon aiheutui muun muassa kevään tulvien aikana, jolloin vesivarastojen tasojen vaihtelu aiheutti todellisten hintojen vaihtelua. Lisäksi fyysisen sähkön hinnan vaikutus juuri ennen maturiteettia vaikutti jonkin verran johdannaisien hintaan, joka saattaa erota synteettisestä futuurien hinnasta. Peljo tulikin lopputulokseen, että johdannaisien hinnoittelu on siinä määrin tehokasta, että merkittävää riskitöntä etua johdannaisien kaupankäynnistä ei kukaan voi saada. Samaan tulokseen on tullut myös Kristiansen (2007) ja Wimschulte (2010). (Peljo, 2013)



Systemihintajohdannaisten markkinoita voidaan pitää yleisesti toimivina, mutta Pohjoismaiden EPAD-markkinoiden tehokkuus ja likviditeetti ovat herättäneet viime aikoina keskustelua juurikin jatkuvan Ruotsin ja Suomen hintaeron takia sekä FCA-verkkosäännön muotoilemisen seurauksena. Tästä huolimatta EPAD-markkinaa on tutkittu vain vähän. Lähtökohtaisesti EPADien hinnan voidaan olettaa käyttäytyvän samalla tavoin kuin systemihintajohdannaisten. Esimerkkinä Suomen aluehintaeroista ja EPAD-sopimuksista on kuvassa 30 esitetty Suomen aluehinnan ja systemihinnan erotuksen sekä vuosi-EPAD:ien hintakehitys vuonna 2012.



Kuva 30: Suomen hinnan ja systemihinnan erotuksen sekä Suomen EPADien hintojen kehitys vuonna 2012

Spodniak et al. (2014) on tutkinut pohjoismaisten EPAD-markkinoiden tehokkuutta arvioimalla muun muassa riskipreemion suuruuden avoimen kiinnostuksen määrän perusteella. Avoin kiinnostus tarkoittaa sellaisten avointen sopimusten määrää, joita ei ole vielä likvidoitu, ja sillä mitataan yleisesti likviditeettiä, joka edesauttaa tehokkuutta. Tutkimuksen mukaan EPADien riskipreemioiden suuruus vaihteli systemihintajohdannaisten tavoin suuruuden, suunnan (positiivinen vai negatiivinen riskipremio), aikajaksojen ja alueiden suhteen. Merkittävä tekijä riskipreemioiden suuruudessa oli vesivarantojen taso, joka vaikuttaa tuottajien ja kuluttajien tarpeisiin suojautua. Markkinatoimijoiden suojaustarvetta lisäsi myös kiinteähintaisten sopimusten suuri määrä. Kuitenkin riskipreemiosta arvioitu tehokkuus oli yleisesti riittävä. Tehokkaimmat EPAD-markkinat ovat niillä alueilla, joilla on pisimpään käyty kauppaa eli alueilla SE3, NO2 ja FI. Näillä alueilla EPADien aluehintaerojen ennustamiskyky oli myös hyvä erityisesti 5 päivän aikavälillä. (Spodniak, et al., 2014)

Myös pohjoismaisten regulaattoreiden tekemä tutkimus (2010) ja Hagman ja Björndalen (2011) ovat tulleet tulokseen, että pohjoismaiset suojausmarkkinat toimivat tarpeeksi hyvin nykyisellään, tai ainakin paremmin kuin jos FTR:t olisivat myös käytössä.

Markkinatilanne on kuitenkin muuttunut viime vuosina aluehintaerojen osalta, kun esimerkiksi vuonna 2010 Suomi ja Ruotsi olivat 94 % tunneista samaa hinta-alueetta (Fingrid Oyj, 2015). Monet markkinatoimijat ovatkin sitä mieltä, että aluehintajohdannaismarkkinat eivät ole tarpeeksi tehokkaat ja likvidit. Muun muassa SWECOn tutkimuksessa (2011) markkinatoimijat ilmaisivat huolensa vähäisestä EPAD-kaupankäyntimäärästä myös muilla pohjoismaisilla alueilla kuin vain Suomessa.

## 5.2.2 Volyymi ja toteutustiheys

Markkinan likviditeettiä voidaan määrittää useiden kriteereiden avulla, joskaan määritelmät eivät ole täysin absoluuttisia. Finanssialan regulaatiossa likvidit markkinat on määritelty seuraavasti (2014/65/EU):

*'likvideillä markkinoilla' [tarkoitetaan] rahoitusvälineen tai rahoitusvälinelajin markkinoita, joilla on jatkuvasti valmiita ja halukkaita ostajia ja myyjiä ja joita arvioidaan seuraavin perustein ottaen huomioon kyseisen rahoitusvälineen tai rahoitusvälinelajin erityiset markkinarakanteet:*

- a) liiketoimien keskimääräinen toteutustiheys ja keskikoko eri markkinaehtojen vallitessa ja ottaen huomioon rahoitusvälinelajiin kuuluvien tuotteiden luonne ja elinkaari;*
- b) markkinaosapuolten lukumäärä ja tyyppi, mukaan lukien markkinaosapuolten lukumäärä suhteessa kaupankäynnin kohteena olevien rahoitusvälineiden lukumäärään tietyn tuotteen markkinoilla;*
- c) osto- ja myyntihintojen keskimääräinen erotus, jos se on saatavilla.*

Toisin sanoen, likvidi markkina on ensinnäkin jatkuva markkina, jossa melkein mikä tahansa määrä finanssituotetta voidaan myydä tai ostaa välittömästi, ja toisekseen tehokas markkina, että pienet määrät voidaan aina ostaa tai myydä lähellä nykyistä hintatasoa ja suuret määrät ostoja tai myyntejä eivät tuo poikkeuksia nykyiseen hintaan. (Kyle, 1985)

FCA:n osalta regulaattorit ehdottavat yhdeksi tehokkuuden kriteeriksi suojaustuotteiden kaupankäyntivolyyymia, mutta tämän tarkempaa ohjeistusta tai kriteerejä ehdotuksessa ei ole. Taulukossa 1 esitettiin vuosien 2011, 2012 ja 2013 kaupankäyntivolyyymeita, jotka johdannaiskaupan osalta ovat laskeneet, mutta jotka toisaalta ovat yhä moninkertaiset fyysiseen sähkökauppaan verrattuna. Tyypillisesi kaupankäyntivolyyymit ovat suuria muutama vuosi nykyhetkestä eteenpäin, mutta pitkälle tulevaisuuteen suojaavilla tuotteilla ei käydä juuri lainkaan kauppaa. Esimerkiksi vuodelle 2019 ei ole käyty vielä vuonna 2014 merkittävästi kauppaa eikä tarjouksiakaan aseteta juuri lainkaan. Tässä kohdassa kannattaa huomioida, että pohjoismaisten finanssimarkkinoiden kaupankäyntiväli on huomattavasti pidempi kuin LTR:ien, joilla kauppaa voidaan käydä korkeintaan seuraavaksi kalenterivuodeksi.

Tarkastellaan tarkemmin vielä tuotekohtaista volyyymia keskimäärin, johon finanssialan regulaatiokin ylläolevan lainauksen a)-kohdassa viittaa. Taulukossa 6 on esitetty vuoden, kvartaalin ja kuukauden mittaisten systeemihintajohdannaisten keskimääräinen

sopimusmäärä päivää kohti vuoden 2012 alusta lähtien. Tarkemmat, tuotekohtaiset tiedot löytyvät liitteestä 1.

*Taulukko 6: Systeemihintajohdannaisten keskimääräinen päivittäinen kaupankäyntivolyymi*

Tuotteen aikajakso	Volyymi per myyntipäivä (MWh/pv)
Vuosi	338 754
Kvartaali	488 622
Kuukausi	90 823

Suojaustuotteita vaihdetaan suurempia määriä kun toimitusjakson alku on lähellä. Tämä näkyy taulukossa siten, että kvartaalisopimuksia tehdään enemmän kuin vuosisopimuksia, vaikka toisaalta kuukausitasolla suojaaminen ei ole yhtä suosittua kuin kvartaalituotteilla suojaaminen. Trendi suojaamisen hankkimiselle ennen toimitusjakson alkua ilmenee myös sopimusten kasvavana määränä myyntijakson loppua kohden. Tammi-kuun tuotteilla käydään huomattavasti vähemmän kauppaa kuin joulukuun tuotteilla, samoin kuin heinäkuun tuotteilla vähemmän kuin kesäkuun tuotteilla. Syy voi olla lämpötilasta riippuvan sähkön vaihteleva tarve, jolloin myös suojauksen määrän tarve muuttuu, sekä mahdollisesti loma-ajat. Toimitusajan läheneminen antaa paremman kuvan suojaustarpeesta ja tuotteiden arvosta eli pienentää suojaukseen liittyvää riskiä, mikä voi selittää suosion kasvamisen juuri ennen toimituksen alkua.

Taulukossa 7 esitetään keskimääräinen kaupankäyntivolyymi Suomen EPADeille. Tarkemmat tiedot löytyvät liitteestä 2.

*Taulukko 7: Suomen aluehintajohdannaisten keskimääräinen päivittäinen kaupankäyntivolyymi*

Tuotteen aikajakso	Volyymi per myyntipäivä (MWh/pv)
Vuosi	1 991
Kvartaali	1 721
Kuukausi	1 823

EPADien sopimusvolyymit- ja määrät ovat huomattavasti systeemihintasopimuksia pienempiä, mikä olikin oletettavaa, sillä Suomi on vain pieni osa Nord Pool Spotin alueen markkinaa. Kuitenkin ero on merkittävä: systeemihintajohdannaisten kauppa on kymmen- tai jopa satakertainen verrattuna Suomen aluehintajohdannaisiin. Enin osa päivistä on sellaisia, jolloin Suomen aluehintajohdannaisilla kauppaa ei käydä lainkaan, eikä ole epätavallista, että menee viikkoja tai jopa kuukausikin siten, ettei EPAD-sopimuksia vaihdeta. Voidaan arvioida, että EPADien vaihto vuodelle 2013 olikin alle 10 % Suomen toteutuneesta 84 TWh:n kokonaiskulutuksesta (Tilastokeskus, 2014), joten johdannais-

markkinoita voidaan pitää pieninä. Edelleen kuitenkin kannattaa muistaa, että tässä analyysissä voitiin käyttää vain dataa pörssikaupasta, eikä OTC-kaupasta voida sanoa mitään.

### 5.2.3 Bid-ask spread

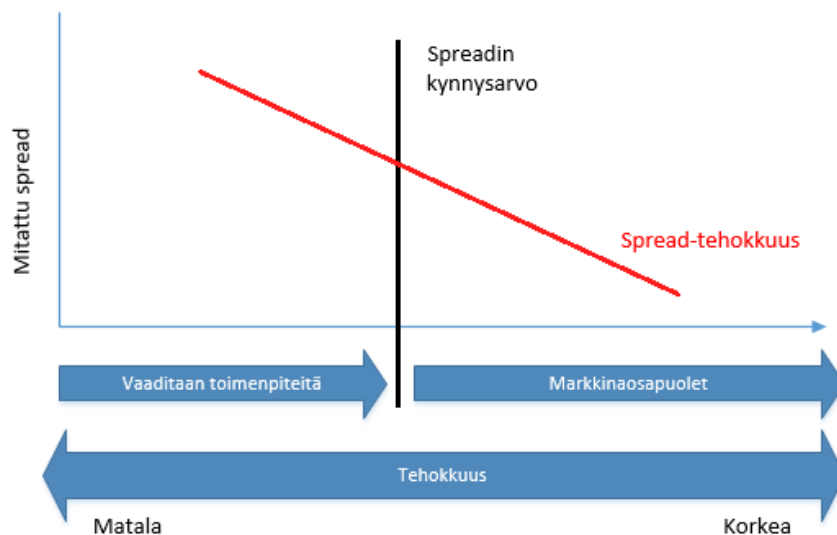
Pohjoismaiset regulaattorit ovat FCA:n kehitysehdotuksessaan 27.11.2014 esittäneet markkinatehokkuuden tutkimista bid-ask spreadin avulla (NordReg, 2014). Bid-ask spread on päivän alimman ostotarjouksen (bid) ja päivän ylimmän myyntitarjouksen (ask) erotus. Bid-ask spread on kaupankäynnissä kustannus markkinaosapuolelle, sillä vaikka johdannaisen hintataso pysyisi samana, peräkkäisen osto- ja myyntitapahtuman välillä voidaan menettää bid-ask spreadin verran rahaa. Yleensä bid-ask spread -tulot menevät jatkuvasti kauppaa käyville markkinatakaajille markkinatakaukseen liittyvän riskin korvaukseksi. (Tinic & West, 1972), (Copeland & Galai, 1983), (Jegadeesh & Subrahmanyam, 1993)

Bid-ask spreadilla on negatiivinen korrelaatio markkina-aktiivisuuden, markkinan syvyyden ja jatkuvuuden sekä kilpailutason kanssa ja positiivinen korrelaatio hintatason ja tuoton varianssin kanssa. Prosentuaalisesti bid-ask spread on negatiivisesti korreloitunut hintatason, volyymin ja markkinatakaajien kanssa ja positiivinen korrelaatio volatiliiteetin kanssa. Prosentuaalinen bid-ask spread lasketaan viranomaisten ohjeen mukaisesti

$$spread(\%) = \frac{ask-bid}{viimeinen\ hinta} * 100 \%, \quad (7)$$

missä ask on päivän korkein pyyntihinta, bid päivän alin tarjoushinta ja viimeinen hinta on päivän viimeisimmän toteutuneen kaupan hinta. Prosentuaalisen spreadin määrittämisessä voidaan spread suhteuttaa myös ask- ja bid-hinnan keskiarvoon, jonka ajatellaan heijastavan johdannaisen todellista arvoa. Myös toteutuneen hinnan voidaan ajatella ilmentävän johdannaisen todellista arvoa, jos se on osto- ja myyntitarjousten välissä kuten yleensä on, kun hintatasoon vaikuttavia uutisia ei ole tullut. Viimeisen hinnan sekä bid- ja ask-hinnan keskiarvoin voidaan ajatella olevan hyvin lähellä toisiaan, kun markkina ei ole erityisen volatiili.

Suuri bid-ask spread on siten yleensä merkki siitä, että markkinoiden likviditeetti on pieni, ja ettei markkinoilla käydä paljoa kauppaa. Suuri bid-ask spread on pienille markkinatoimijoille, jotka käyvät kauppaa pienemmillä volyymeillä, usein rajoittavin tekijä ainakin spekulatiivisessa kaupankäynnissä spreadista johtuvien kustannusten takia (Castura, et al., 2010). Tämä puolestaan ylläpitää suurta spreadia, koska kaupankäynti ei lisääny, mikä puolestaan voi aiheuttaa tehottomuutta. Regulaattorit ovat antaneet tehokkaan spreadin suhteelliseksi arvoksi 5 % viimeisestä hinnasta, ja jos se ylitetään, markkinoiden toimintaan on syytä puuttua.



Kuva 31: Markkinoiden tehokkuus ja bid-ask spread. (Nordic national regulation authorities, 2014)

Markkinoiden tehokkuuden määrittämiseksi pohjoismaiset regulaattorit ehdottivat, että todellista bid-ask spreadia verrataan implisiittisesti johdannaisen hinnoista laskettuun bid-ask spreadiin. Implisiittinen spread on menetelmä, jolla spread voidaan määrittää ilman tietoa todellisesta spreadista. Näitä kahta spreadia halutaan regulaattoreiden vaatimuksesta vertailla, mutta syy tähän on epäselvä. Spread kertoo markkinoiden likviditeetistä, ja likviditeetti on useiden argumenttien mukaan sidoksissa markkinan informaatiotehokkuuteen. Likviditeetin ja tehokkuuden määrittämistä varten kuitenkin ei tarvitsi käyttää implisiittistä spreadia, kun todellinen spread on saatavilla. Kuitenkin implisiittinen spread lasketaan tässä diplomityössä, jotta nähdään, onko viranomaisten ehdottama analyysimenetelmä merkityksellinen. Muutenkaan spread ei välttämättä ole paras väline informaatiotehokkuuden analysointiin, sillä spread voi olla kapea, vaikka markkina ja johdannaisen hinta reagoisi hitaasti uuteen tietoon. Oletettavasti kuitenkin todellinen ja implisiittinen spread olisivat samaa suuruusluokkaa, mikäli seuraavaksi esitettävän laskentamenetelmän oletukset pitävät paikkansa. (Kanniainen, 2014)

Richard Roll on esittänyt erään menetelmän (1984), jolla voidaan arvioida markkinoiden tehokkuutta julkisesti saatavilla olevan markkinahintatiedon perusteella. Menetelmä perustuu teoriaan, että markkinatehokkuus on yhteydessä hinnanmuodostusmekanismin eikä niitä voi erottaa, jolloin niitä pitää analysoida yhdessä. Menetelmä perustuu seuraaviin oletuksiin:

- 1) markkinat ovat informatiivisesti tehokkaat, eli hinta vaihtelee satunnaisesti; ja
- 2) todennäköisyysjakauma hinnanmuutoksista on staattinen tietyn aikavälin verran, eli esimerkiksi että hinta pysyy samalla tasolla noin kaksi kuukautta.

Kun hyväksytään oletukset, kaupankäyntikustannukset (bid-ask spread) voidaan laskea seuraavasti (Roll, 1984):

$$s_i = 2\sqrt{-cov_{ST}}, \quad (8)$$

missä  $s_i$  on implisiittinen spread ja  $cov_{ST}$  on ensimmäisen kertaluvun kovarianssi eri aikavälien suojaustuotteen tuotosta, joka riippuu hinnan muutoksista. Esimerkiksi yhden

vuorokauden logaritminen tuotto lasketaan  $\log(P_d / P_{d-1})$ . Logaritminen tuotto on symmetrinen, eli hinnan muutos ylös- tai alaspäin aiheuttaa samat, mutta vastakkaismerkkiset muutokset tuotossa, toisin kuin aritmeettisesti laskettavassa tuotossa. Pohjoismaisten viranomaisten kannanotossa ehdotettiin, että käytetään 5 ja 21 päivän liukuvaa muutosta hinnassa (rolling change in closing price), mutta tässä työssä laskenta on tehty jatkuvien, logaritmisten tuottojen perusteella.

Ongelmaksi Rollin kaavassa jää se, että kovarianssi on usein myös positiivinen, jolloin neliöjuurta ei voida laskea. Päästäkseen tästä ongelmasta, Harris on esitellyt menetelmän (1990), jossa kaikki positiiviset arvot muutetaan negatiivisiksi, jolloin neliöjuuren alle jää kovarianssin absoluuttinen arvo.

Odotettu arvo sarjakovarianssissa ei ole riippuvainen valitusta aikavälistä, jolla hintoja tarkastellaan (Roll, 1984). Tämä johtuu hinnan jakauman ominaisuuksien pysymisestä samana, mikä oli toinen ennako-oletuksista. Siten myös spreadin olisi oltava eri aikaväleillä sama, jos markkinat ovat informatiivisesti tehokkaita. Työssä implisiittinen spread on laskettu koko myyntiajalta, koska havaintojen runsaus antaa todennäköisesti paremman tuloksen eikä muuta rajausta ole viranomaisten puolesta annettu. Toisaalta erityisesti vuosituotteilla myyntiväli on erittäin pitkä, joten oletukset eivät välttämättä pidä paikkaansa koko aikajaksoa.

Työssä tutkittiin sekä systeemihintajohdannaisten että EPAD-tuotteiden Nasdaq OMX Commoditiesin historiatietoja toteutuneista ja tarjotuista hinnoista sekä sopimusvolyymeista ja -määristä. Tiedot ovat aikaväliltä 2.1.2012–7.10.2014. Energijohdannaisten hinnat vaihtelevat välillä 25...45 €/MWh. Alla taulukossa 8 on esitetty vuosi- ja kvartaalituotteiden keskimääräinen spread myyntijaksolla sekä eri implisiittisen spreadin arvoja eri aikavälien tuotoista laskettuna. Huomaa, että kaikki luvut ovat keskimääräisiä tuloksia tuoteryhmässä, ja että todellinen spread on keskiarvo koko myyntijaksolta. Tarkemmat, tuotekohtaiset tiedot on esitetty liitteessä 3.

*Taulukko 8: Systeemihintajohdannaisten spread keskimäärin myyntijaksolla ja implisiittisesti laskettuja spreadeja tuoteryhmäkohtaisesti*

Tuotteen aikajakso	Spread keskimäärin (%)	Implisiittinen spread, 1 pv (%)	Implisiittinen spread, 5 pv (%)	Implisiittinen spread, 21 pv (%)
Vuosi	0,38	0,17	1,29	2,60
Kvartaali	0,72	0,27	2,37	4,49
Kuukausi	1,11	0,32	2,86	5,15

Keskimääräinen todellinen spread jää kaikilla systeemihintaisilla tuotteilla alle 5 %:n, usein jopa alle 1 %:n, joten systeemihintajohdannaisten markkinoita voidaan pitää likvidinä. Vuosituotteilla spread on yleensä pienempi kuin kvartaalituotteilla. Kuukausituotteiden spread on hieman suurempi kuin kvartaalituotteilla. Lisäksi mitä lähempänä toimitushetkeä ollaan, sitä pienemmäksi kutistuu bid-ask spread, kun kaupankäyntivolyymikin kasvaa. Implisiittinen spread 1 päivän tuotoista on todellista spreadia pienempi melkein

kaikissa tapauksissa, mutta suuruusluokka on kuitenkin oikea. 5 päivän ja 21 päivän tuotoista laskettu spread sen sijaan on suurempi. On mahdollista, että hinnan jakauma ei ole pysynyt samana koko ajanjakson aikana.

Suomen alueen EPADien hinta vaihtelee suhteellisesti huomattavasti enemmän kuin systeemihintajohdannaisten. Tyypillinen vaihteluväli on 2...8 €/MWh. Suomessa on jatkuvasti korkeampi hintataso kuin Ruotsissa, jolloin tuottajat eivät tarvitse hintasuojasta matalaa hintaa vastaan, ja koska sähköntuottajat ovat luonnollisia EPADien myyjiä, Suomen alueella tarjonta EPADeista on ollut niukkaa. Kaupankäynti on vähäistä erityisesti usean vuoden päähän suojaavilla tuotteilla. On kuitenkin syytä huomioida, että pörssissä käydään vain pieni osa EPAD-kaupoista; suurin osa EPAD-kaupasta käydään OTC-markkinoilla eri välittäjien kautta. Pohjoismaisten regulaattoreiden tekemien tutkimusten mukaan valtaosa OTC-kaupoista kuitenkin selvitetään pörssissä, mutta virallista dataa näistä kaupoista ole saatavilla. Tämän takia analyysin perusteella ei välttämättä voi tehdä päätelmiä koko aluehintasuojauksen suhteen. Taulukossa 9 on laskettu keskimääräisiä spredeja, ja tarkemmat tiedot ovat liitteessä 4. (NordREG, 2010)

*Taulukko 9: EPAD-sopimusten spread keskimäärin myyntijaksolla ja implisiittisesti laskettuja spredeja tuoteryhmäkohtaisesti*

Tuotteen aikajakso	Spread keskimäärin (%)	Implisiittinen spread, 1 pv (%)	Implisiittinen spread, 5 pv (%)	Implisiittinen spread, 21 pv (%)
Vuosi	12,67	0,94	4,16	10,01
Kvartaali	12,42	0,99	7,42	17,77
Kuukausi	26,20	3,58	12,41	25,45

EPADien suhteelliset spreadit ovat suurempia kuin systeemihintatuotteiden suhteelliset spreadit, Tämä tuntuu loogiselta, koska spread suhteutetaan päivän viimeiseen hintaan. Tällöin samansuuruisella absoluuttisella spreadilla matala loppuhinta merkitsee korkeampaa spreadia. Kuitenkin myös absoluuttiset spreadit ovat EPAD-sopimuksilla suurempia kuin systeemihintajohdannaisten: tyypillisesti EPAD-sopimuksilla spread vaihtelee 0,4...0,7 € välillä, kun systeemihintajohdannaisten se on 0,1...0,3 €.

EPADien spreadit ovat jatkuvasti huomattavasti yli 5 %. Räikeimmät spreadit ovat jopa satoja prosentteja. Tätä tapahtuu, kun päätöshinta on lähellä nollaa. Lisäksi Suomen aluehintatuotteilla spreadin suuruus vaihtelee suuresti verrattuna systeemihintatuotteiden spreadiin, joilla spread pysyy eri aikoina tasaisemmin samana. Spreadit ovat siten liian suuria ja arvaamattomia, jotta markkinoita voitaisiin pitää likvideinä ja tehokkaina. Päivän tuotoista implisiittisesti laskettu spread antaa huomattavasti todellisuutta paremman tuloksen. 5 ja 21 päivän tuotoista laskettu spread on samaa suuruusluokkaa. Todellisuutta vastaa parhaiten 21 päivän tuotoista laskettu spread, joissa suuruusluokka vastaa hieman paremmin todellisuutta kuin 5 päivän tuotoista laskettaessa. Aluehintatuotteilla implisiittiset spreadit ovat kuitenkin merkittävästi suuremmat kuin systeemihintatuotteilla.

Yleisesti tarkastelumenetelmästä voidaan todeta, että Rollin laskentamenetelmä ei anna mitään lisäinformaatiota todellisten spreadien lisäksi. Todelliset spreadit kuvaavat todellisia kustannuksia, kun taas implisiittisessä spreadissa mallin hyödyllisyys on vahvasti riippuvainen oletuksista. Tuloksista voidaan lähinnä vain päätellä, että Rollin menetelmän oletukset eivät täyty: markkina on joko tehoton, tai hintajakauma ei pysy samana. Lisäksi EPAD-markkinoiden laskemiseen malli ei sovi, sillä kaupankäynnin vähyys eli havaintojen niukkuus ei anna edustavaa kuvaa. Myöskään pohjoismaisten regulaattoreiden antama ohje ei anna yksiselitteisiä ohjeita tai määritelmiä, ja ohjeen laskukaavat eivät olleet sopivia johdannaiskaupankäynnin laskentaan.

Jos haluttaisiin määrittää pohjoismaisen finanssimarkkinan likviditeetti tai tehokkuus perinpohjaisemmin, olisi syytä tarkastella myös esimerkiksi ostojen suuruuksia ja niiden vaikutuksia hintaan. Systemihintajohdannaisten osalta tämä tehtiin Peljon tutkimuksessa (2013), mutta EPAD-sopimusten osalta pitäisi tehdä samanlainen analyysi. Kuitenkaan absoluuttista määritelmää suurelle määrälle tai merkittäville hinnanvaihteluille ei ole, joten laskenta ja päätelmien tekeminen on hankala tehtävä. Viitaten myös kappaleen 5.2 alussa esitettyihin eri ohjeistusten sanamuotoihin, tarkat kriteerit eivät ole vielä selvillä. Tämän takia tässä työssä ei tarkemmin käsitellä finanssimarkkinan likviditeettiä tai tehokkuutta bid-ask spreadia ja sopimusten volyyymia syvällisemmin. Voitaneen kuitenkin todeta, että systemihintajohdannaisten markkina on kapean bid-ask spreadin ja suuren kaupankäyntivolyymin perusteella ilmeisen likvidi ja tehokas, kun taas Suomen aluehintajohdannaismarkkinoiden likviditeetti ja tehokkuus ovat kyseenalaisia. Aluehintajohdannaisten osalta on kuitenkin muistettava, että tulos edustaa vain osaa EPAD-kaupasta, koska OTC-markkinoista ei ole tietoa saatavilla.

### 5.3 Aluehintaerot tulevaisuudessa

Suomi on sähkön nettotuojana, ja erityisesti viime vuosien aikana Suomeen on tuotu sähköä miltei täydellä kapasiteetilla Ruotsista. Suomen ja Ruotsin välisille siirtoyhteyksille pullonkauloja onkin syntynyt usein, mikä on aiheuttanut usein hintaeroja. Siirtokapasiteetin voidaan sanoa olevan riittämätöntä, ja syytä siihen on useita. Merkittävin syy on uusien tuotantolaitosten käyttöönoton viivästyminen, jolloin Suomessa ei ole tarpeisiin nähden tarpeeksi perusvoiman tuotantoa. Ydinvoimalaitosyksikkö Olkiluoto 3:n oli määrä valmistua alkuperäisen suunnitelman mukaan jo vuonna 2009, mutta rakentaminen on edelleen käynnissä. Samaan aikaan Suomessa on vähennetty muuta tuotantokapasiteettia sähkönhinnan ollessa niin alhainen, ettei tuotantolaitosten ylläpito ole ollut kannattavaa. Venäjän kapasiteettimaksujen käyttöönotto vuonna 2012 nosti Venäjältä tuodun sähkön hintaa, mikä puolestaan vähensi tuontia Venäjältä radikaalisti ja sai Suomen entistä riippuvaisemmaksi Ruotsista tuodusta energiasta (SKM Market Predictor, 2013). Myös Estlink 2 käyttöönotto on vaikuttanut Suomen hintoihin, koska vienti Baltiaan kasvoi, jolloin Baltian korkeammat hinnat ovat vaikuttaneet vahvemmin Suomen hintoihin.

Pullonkaulojen takia Suomen aluehinta on korreloinut huonosti systeemihinnan kanssa, ja esimerkiksi vuonna 2012 korrelaatiokerroin oli 0,80 (Thostrup, 2013). Tämä



on huonompi kuin kaikkien Ruotsin ja Norjan tarjousalueiden korrelointi systeemihinnan kanssa. Hinnan korrelointi naapurialueiden kanssa on vaihdellut viime vuosina. Alla on taulukoitu kolmen viime vuoden tietoja viereisten tarjousalueiden yhteneväisyydestä.

*Taulukko 10: Aluehintojen yhteneväisyys viime vuosina (Fingrid Oyj, 5.1.2015)*

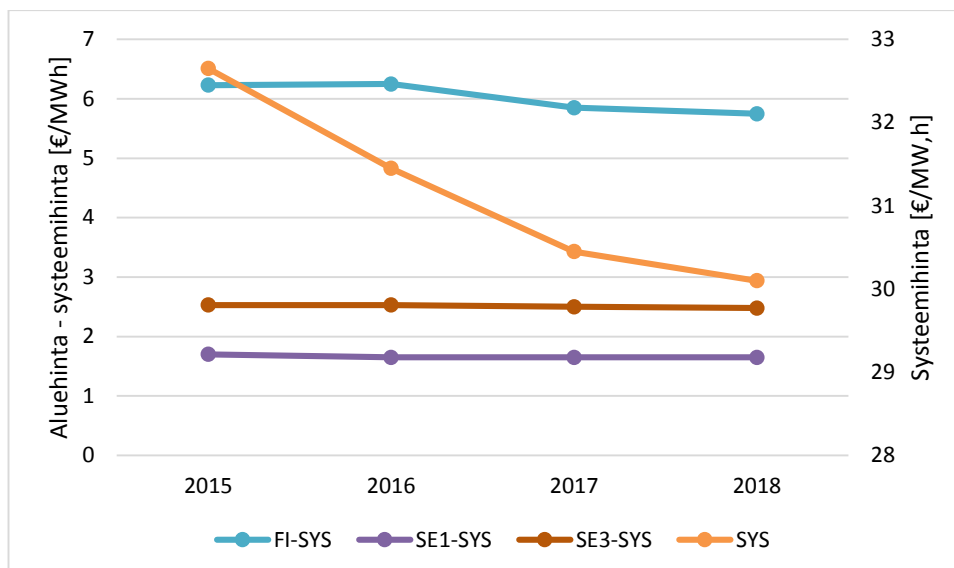
<b>Vertailtavat alueet</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>
FI - SE1	61 %	81 %	52 %
FI - SE3	61 %	81 %	52 %
FI - EE	63 %	69 %	91 %

Siirto-oikeuksien käyttöönoton on perustuttava tuleviin tarpeisiin ja siirtotilanteisiin. Ne voivat muuttua lähivuosina, kun uusia tuotantoyksiköitä otetaan käyttöön ja vanhoja poistuu, ja kun Nord Poolin alueella rakennetaan ja otetaan käyttöön uusia siirtoyhteyksiä. Suurin muutos Suomen alueella on Olkiluoto 3:n käyttöönotto, jolloin Suomeen saadaan 1600 MW lisää tuotantokapasiteettia. TVO arvioi valmistumisen tapahtuvan vuonna 2018 (TVO, 2014). Voimalayksikön valmistuttua Suomi tulee olemaan omavaraisempi sähköenergian suhteen kuin tällä hetkellä. Koska Ruotsissa ei lähivuosina ole merkittäviä tuotantokapasiteetin määrän vaihteluita pienten parannusten ja rakennettavan tuulivoima- tuotannon lisäksi, Suomen ja Ruotsin välisen hintaeron odotetaan Olkiluoto 3 käyttöönoton jälkeen pienenevän. (SKM Market Predictor, 2013), (Kuusi, 2014)

Itämeren alueen ja erityisesti Baltian ja Pohjoismaiden välisen siirtoyhteyksien kehitys vaikuttaa hintatasoihin Nord Pool Spotin tarjousalueilla. Tällä hetkellä Suomen ja Viron väliset Estlink 1 ja Estlink 2 -kaapelit ovat ainoat siirtoyhteydet Pohjoismaiden ja Baltian välillä. Liettuan ja Ruotsin välille rakennetaan parhaillaan NordBalt-kaapelia, jonka kapasiteetti on 700 MW. NordBalt-kaapelin on arvioitu valmistuvan vuonna 2015. Tällä kaapelilla saattaa olla vaikutusta Estlinkien kuormitukseen ja siten Viron ja Suomen väliseen aluehintaeroon. (Kuusi, 2014)

Venäjän sähkömarkkinat vaikuttavat Pohjoismaiden ja Baltian sähkömarkkinoihin, sillä esimerkiksi kapasiteettimaksun poiston myötä sähkön tuonti Venäjältä voisi lisääntyä. Sähkön vienti Venäjälle on ollut mahdollista 1.1.2015 alkaen. Teoriassa runsas vienti voi nostaa Suomen aluehintaa. (Kuusi, 2014), (SKM Market Predictor, 2013)

Eräs tapa arvioida tulevaisuuden hintoja ja hintaeroja on pörssin tuotteiden hinnat, sillä ne kertovat markkinatoimijoiden odotuksista. Kuvassa 32 on johdannaisten hintoja neljälle seuraavalle vuodelle, ja kuvaajasta voidaan nähdä systeemihinnan sekä Suomen ja Ruotsin alueiden hintojen odotettua kehitystä. Viron vaikutusta ei arvioida, koska Nasdaqin websivujen perusteella näyttää, ettei EPADeilla Viron alueelle juuri käydä kaupaa, jolloin tiedot eivät antaisi luotettavaa kuvaa odotuksista. Lisäksi Suomen ja Viron aluehinnat ovat Estlink 2 käyttöönoton jälkeen olleet yhtenäisemmät kuin Suomen ja Ruotsin hinnat (Fingrid Oyj, 2015), joten voidaan päätellä, ettei suurta muutosta Suomen ja Viron väliseen tilanteeseen ole tulossa.



Kuva 32: Markkinoiden odotukset sähkön hinnan ja aluehintaerojen kehittymisestä pörssituotteiden hintojen perusteella. Hinnat haettu 18.9.2014.

Kuvaajasta voidaan nähdä, että systeemiannon odotetaan hieman laskevan tulevien vuosien aikana. Sen sijaan markkinat eivät oleta aluehintaerojen muuttuvan merkittävästi seuraavien vuosien aikana. Voidaan laskea, että alueiden hintaero FI-SE1 pysyy tasolla 4...5 €/MWh ja FI-SE3 pysyy tasolla 3...4 €/MWh. Oletettavasti pohjoismainen markkinatilanne ei juuri muutu muutaman seuraavan vuoden aikana, koska merkittäviä, suuresti hintaeroon vaikuttavia hankkeita ei valmistu. Siten siirto-oikeuksien käyttö saattaisi olla lähivuosina perusteltua. (Kuusi, 2014)

## 6 LIKETOIMINTASUUNNITELMASSA HUOMIOON OTETTAVAT ASIAT

Kuten pohjoismaiset regulaattorit kuvan 20 mukaan esittävät, mahdollisuuksia suojausmarkkinoiden parantamiseen on useita. Tässä luvussa tarkastellaan FCA-verkkosäännön lähtökohtaa, eli sitä, että käyttöön otetaan pitkän aikavälin siirto-oikeudet. LTR-huuto-kaupasta tulee kantaverkkoyhtiölle liiketoimintaa, mikä tietäisi joitakin rakenteellisia muutoksia Fingridille, koska Fingridistä tulisi suojausmarkkinoiden osapuoli. Haasteina ovat LTR:istä koituvien tulojen ja menojen epävarmuus, mihin liittyy tiiviisti epävarmuus siirtokapasiteetissa pitkällä aikavälillä. Myös lisääntyvä sääntely kasvattaa kantaverkkoyhtiön työmäärää tulevaisuudessa - erityisesti finanssituotteisiin liittyvä sääntely, josta kantaverkkoyhtiöllä ei perinteisesti ole merkittävää osaamista.

Tässä luvussa arvioidaan kvalitatiivisesti, mitä kantaverkkoyhtiön on huomioitava, jos LTR:t otetaan käyttöön ja pohditaan lyhyesti, mitkä käytännöt voisivat liiketoiminnan kannalta parhaita. Tavoitteena on, että kantaverkkoyhtiön kulut ja riskit saadaan pidettyä kohtuullisella tasolla, ja että suojausmarkkinoiden likviditeetti kasvaisi. Toisin sanoen LTR-markkinoiden pitäisi tukea EPAD-markkinoita. Huomioitavaa on, että vaikka luvussa esitellään joitakin alustavia suosituksia, kaikki päätökset on tehtävä yhteistyössä viereisen tarjousalueen kantaverkkoyhtiön kanssa, sillä suomalainen regulaattori ja kantaverkkoyhtiö eivät voi yksipuolisesti tehdä päätöksiä suojaustuotteiden käyttöönotosta.

### 6.1 Tuotemäärittely

Pohjoismaissa suojaus tapahtuu puhtaasti finanssimarkkinalla, minkä takia FTR nähdään sopivampana suojausinstrumenttina pohjoismaiseen markkinamalliin kuin PTR. Kappaleessa 6.1.1 perustellaan tarkemmin, miksi FTR on muutoinkin parempi vaihtoehto kuin PTR. Lisäksi koska FTR:iä on kahdenlaisia, kappaleessa 6.1.2 pohditaan, kumpi on parempi vaihtoehto Fingridille: optiot vai obligaatiot. Paras tuotetyyppi välttämättä ei ole sama nykytilanteessa kuin myöhemmin tilanteessa, jossa aluehintaerojen oletetaan taantuvan. LTR:t jakamista eri tuotteiksi aikajaksojen suhteen on harkittava, samoin kuin on mietittävä, onko tarjouksille asetettava kriteereitä.

#### 6.1.1 PTR vai FTR

Pohjoismaissa on luotettava systeemi hinta, jolle saa johdannaisia likvideiltä markkinoilta, joten PTR:t saattaisivat olla kehityksessä askel taaksepäin. PTR:ien käyttö voisi ainakin teoriassa vähentää systeemi hintaa luotettavuutta, jos fyysistä energiaa ei enää ostettaisi pörssistä vaan markkinatoimijat siirtyisivät ainakin osittain kahdenvälisiin sopimuksiin. Toisaalta on hyvä muistaa, että hyvin toimivilla sähkömarkkinoilla PTR:iä käytetään

usein finanssituotteena ja sähkö ostetaan edelleen pörssistä. FTR:ien kaupallinen luotettavuus oikeuksien haltijoille on kuitenkin Hobbsin (2010) mukaan PTR:iä parempi, kun niillä voidaan käydä kauppaa helpommin, mikä houkuttelee likviditeettiä lisääviä spekulatiivisia osapuolia siirto-oikeusmarkkinoille. Lisäksi Manner-Euroopassakin siirryttäneen FTR:iin tulevaisuudessa.

FTR:ien käyttöönotto Pohjoismaiden finanssimarkkinoilla voi mahdollisesti tukea EPAD-markkinoita erityisesti tuotantoalijäämälueella, kuten Suomessa (Naess-Schmidt, 2012). Tuotesuunnitelmalla ja markkinarakenteella on suuri vaikutus FTR-markkinoiden likviditeettiin, mutta myös kantaverkkoyhtiön riskiin. Ilman finanssimarkkinoiden suojaa riskejä vastaan on vaikea pitää fyysisen sähkön vuorokausimarkkinoita likvideinä, ja ilman likvideitä vuorokausimarkkinoita luotettava referenssihintana on vaikea saavuttaa. Finanssimarkkinat ja fyysiset markkinat siis tukevat toisiaan, minkä takia sopivuus nykyiselle markkinamallille on varmistettava.

FTR:ien huono puoli kantaverkkoyhtiön näkökulmasta on se, että finanssilainsäädäntö tulee koskemaan kantaverkkoyhtiötä, mikä voi tuoda kappaleessa 3.4 kuvailtuja lisävelvollisuuksia. Mikäli LTR:t päätetään ottaa käyttöön ennen päivitetyn finanssilainsäädännön käyttöönottoa vuonna 2017, Fingridin kannattaneen Eleringin tapaan ottaa käyttöön PTR+sell-it eli PTR:ien pakollinen takaisinmyynti kantaverkkoyhtiölle, jolloin finanssilainsäädännön mukaiset raportointivaatimukset eivät vielä sitoisi kantaverkkoyhtiön resursseja, kun tarkat vaatimukset kantaverkkoyhtiöille on vielä epäselvät. Myöhemmin kannattaneen siirtyä puhtaisiin FTR:iin, joita PTR:t sell-it -käytännöllä käytännössä ovat, koska eurooppalainen lainsäädäntö ei PTR+sell-it -tyyppistä tuotetta tunne. Tästä eteenpäin puhutaan yleisesti tuotevalintana FTR:stä, koska kaikki kapasiteetti halutaan antaa vuorokausimarkkinoille.

### **6.1.2 Optio vai obligaatio**

Joillakin alueilla erilaisia siirto-tuotteita käytetään rinnakkain, esimerkiksi PJM myy sekä FTR-optioita että FTR-obligaatioita. Optioille ei ole Hobbsin (2010) mukaan ollut kysyntää yhtä paljon kuin obligaatioille ja muille PJM:n tarjoamille suojausvaihtoehdoille. Jotta suojausmarkkinat eivät jakaantuisi moneen osaan ja tuotekohtainen likviditeetti olisi parempi, ja jotta suojaaminen pysyisi sekä markkinaosapuolten että kantaverkkoyhtiön kannalta yksinkertaisina, on parempi valita vain yhdenlainen suojaustuote. Kappaleessa 4.3 vertailtiin jo kaikkien tuotteiden etuja ja haittoja markkinaosapuolen ja markkinoiden näkökulmasta, ja ne tiivistettiin taulukkoon 2. Taulukossa 11 tarkastellaan tuotemäärittelyä option ja obligation välillä kantaverkkoyhtiön kannalta.

Taulukko 11: FTR-option ja -obligaation edut ja haitat kantaverkkoyhtiön näkökulmasta

	Optio	Obligaatio
Odotetut tulot	+ Huutokauppahinta mahdollisesti korkeampi - Markkinahintaerosta ei tuloja	+ Kantaverkkoyhtiölle mahdollista tuloa negatiivinen hintaero
Määrä	- Rajoitettu fyysiseen kapasiteettiin per suunta	+ Välittömän netottamisen takia maksi- moitu, voi olla jopa suurempi kuin fyysinen kapasiteetti
Sitovuus	- Suurempi sitovuusriski	+ Netottaminen voi vähentää rahallista sitovuusriskiä
Vastapuoliriski	+ Ei vastapuoliriskiä aluehintaerosta - Preemioiden maksusta jonkinlainen riski	- Selvitysyhtiö ja/tai vakuudet vaadittava paitsi preemioiden osalta, myös negatiivisen hintaeron varalta, mikä voi olla kallista ja rajoittaa huutokauppaan osallistuvia
Muutos nykyiseen	+ Mannereurooppalaisille toimijoille tutumpi - Saattaa vähentää toimijoita EPAD-markkinoilla	+ Vastaa markkinatoimijalle Pohjoismaiden kahta EPADia (EPAD comboa) + Saattaa tukea nykyisiä pohjoismaisia markkinoita - Saattaa myös vähentää EPAD-markkinoiden likviditeettiä
Integraatio ja harmonisointi	+ Vastaava kuin Manner-Euroopan PTR+UIOSI + Synergiaetuja markkinatoimijoille -> enemmän kilpailua ja korkeampi hinta	- Euroopassa ei ole FTR-obligaatioita käytössä

Johtopäätöksenä etuja ja haittoja tarkasteltaessa on, että obligaatio tarjoaa teoreettisesti paremman vaihtoehdon kantaverkkoyhtiölle kuin optio, sillä selviä haittapuolia on vähemmän, ja markkinaosapuolet saadaan jakamaan kantaverkkoyhtiön riskiä. Painotus on sanalla teoreettisesti, koska osaa väitteistä ei voida hyväksyä sellaisenaan ainakaan nykyisessä pohjoismaisessa markkinatilanteessa. Esimerkiksi se, että obligaatioita voidaan laskea optioita enemmän liikkeelle netottamisen takia, on kyseenalainen argumentti, koska kysyntää tuskin toiseen suuntaan on ainakaan niin kauaa, kun hintaerot ovat systemaattisesti samansuuntaisia. Kuitenkin obligaatio on nykyisen EPAD-sopimuksen kaltainen, joten niitä käyttävät markkinaosapuolet olisivat tottuneita vakuuksiin ja muihin vastapuoliriskiä vähentäviin toimenpiteisiin. EPAD comboa markkinatoimijan kannalta vastaava FTR-obligaatio tukisi mahdollisesti myös nykyistä EPAD-markkinaa antamalla sopivan referenssihinnan. Mikäli kysyntää suojaustuotteelle on molempiin suuntiin, obligaatio on hyvä ratkaisu.

Nykyisessä tuotanto- ja siirtokapasiteettitilanteessa on huomioitava, että tilitys kantaverkkoyhtiön kannalta on mitä todennäköisimmin sama, eli kantaverkkoyhtiö maksaa

aluehintaeron markkinaosapuolelle, koska hintaero on jatkuvasti samansuuntainen. Tällöin option käyttö obligaation sijaan voisi yksinkertaistaa kaupankäyntiprosesseja ja vähentää osapuolten tai vakuuksien määrää kaupankäynnissä markkinatoimijan kannalta, mikä olisi kaikkien etu. Lisäksi Manner-Eurooppa, Baltia ja Tanska käyttävät optiota. Nämä perustelut tukisivat option valintaa Suomen ja Ruotsin välisille siirtoyhteysille ennen Olkiluoto 3:n valmistumista.

On tutkittava, onko selvitysyhtiön ja vakuusjärjestelyiden käyttäminen kallista ja karsiiko se osallistujia, mikä pienentäisi huutokauppaan osallistuvien osapuolten määrää ja aiheuttaisi uhan markkinavoiman syntymisestä. Vaikutuksista on tehtävä selvitys ja valita tuote siten, että lopputulos on kansantaloudellisesti edullisin. Todennäköisesti parempi vaihtoehto lähivuosina on eri kuin pidemmällä aikajänteellä: aluksi voitaisiin ottaa käyttöön optio ja siirtyä myöhemmin obligaatioon, vaikka toisaalta jatkuvat muutokset markkinarakenteissa voivat aiheuttaa epävarmuutta.

### 6.1.3 Aikajänteet ja osuudet kapasiteetista

Siirto-oikeuksien määrän määrittämisessä käytetään samoja periaatteita kuin muutenkin sähkömarkkinoille annettavan kapasiteetin määrittämisessä. Kantaverkkoyhtiöillä on velvollisuus antaa sähkömarkkinoille mahdollisimman suuri kapasiteetti vaarantamatta voimajärjestelmän turvallisuutta (714/2009/EY). Kapasiteetin suunnittelu perustuu siirtojenhallinnan periaatteiden mukaisesti seuraaviin tietoihin: suunnitellut kantaverkon keskeytykset, suunnitellut tuotantoyksiköiden keskeytykset, kulutuksen ennusteet, tuotannon saatavuus, uusiutuvien energianlähteiden tuotantoennusteet ja aiemmin jaettu kapasiteetti (kuukausiennusteissa vuosikapasiteetti). Referenssitietoina käytetään historiadataa (tilastot) ja muita ennusteita. Jaettavan kapasiteetin lisäksi on oltava varmuusmarginaali, joka pitkälle aikavälille on oltava suurempi kuin esimerkiksi muutaman seuraavan päivän kapasiteettia suunniteltaessa.

Täysimääräistä NTC:n jakamista voidaan pitää erityisen suurena riskinä, jos alueita yhdistää vain muutama siirtoyhteys, tai jos alueiden väliset siirtoyhteydet vikaantuvat usein. Yhden siirtoyhteyden irtoaminen verkosta aiheuttaa tilanteen, jossa alueiden välillä on hintaero, mutta siirtokapasiteettia on käytössä huomattavasti alkuperäistä suunnitelmaa vähemmän, jolloin pullonkaulatulojakaan ei kerry. Mikäli alueiden välissä olisi useampi siirtoyhteys, yhden johdon irtoaminen ei aiheuttaisi niin suurta haittaa kantaverkkoyhtiölle siirto-oikeuksien näkökulmasta. Riski kuitenkin on myös useamman yhteyden yhdistämissä tarjousalueväleissä, koska vastakauppakustannukset voivat kasvaa. Pohjoismaissa verkko on vähemmän silmukoitu kuin Manner-Euroopassa, mikä johtaa nopeammin aluehintaeroihin. Tämäkin pitäisi huomioida siirto-oikeuksien määrää päätettäessä.

LTR:ien määrää päätettäessä olisi syytä miettiä myös yhteyksien luotettavuutta. Esimerkiksi vuoden 2013 HVDC-linkkien häiriötilaston perusteella FennoSkan 1 on ollut epäluotettava, sillä sen tekninen käytettävyys oli vain 56 % ajasta, kun taas FennoSkan 2 ja Estlink 1 olivat käytettäviä yli 90 % ajasta (ENTSO-E Regional Group Nordic, 2014). Suuri vikataajuus tai vikojen pitkät kestot voivat aiheuttaa riskejä siirto-oikeuksien sitovuudelle. On päätettävä hyväksyttävä riskitaso, ja suoritettava huolellinen riskianalyysi

jokaisen siirtoyhteyden kohdalla, minkä jälkeen päätös siirto-oikeuksien kokonaismäärästä voidaan tehdä.

Aikajänteiden osalta FCA:ssa vaaditaan vähintään kuukausi- ja vuosituotteita (FCA, artikla 13). Kuukausituotteiden painottaminen saattaa pienentää kantaverkkoyhtiön riskiä, sillä vuositasolla ennakoimattomia tapahtumia voi tapahtua enemmän. Lyhyen aikavälin tuotteiden painotusta kantaverkkoyhtiön näkökulmasta puoltavat myös eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden kokemukset kannattavuudessa. EC Groupin tutkimuksessa (2013) huomattiin, että vuosituotteet myytiin halvemmalla kuin kuukausituotteet, ja vuosituotteet olivat siten enemmän alihinnoiteltuja arvoonsa nähden. Tätä tukee myös huomio, että suojaustuotteilla käydään Nasdaq OMX:ssä enemmän kauppaa kun toimitus on lähempänä, jolloin myös kilpailu on kovempaa, mikä edesauttaa oikean hinnan löytymistä. Pitkän aikavälin LTR-myyntissä kantaverkkoyhtiön riskit ovat siis suuremmat sekä fyysisen että rahallisen varmuuden osalta. Toisaalta riski markkinaosapuolille on päinvastainen: mitä enemmän kapasiteettia allokoidaan pitkällä aikavälillä, sitä paremman varmuuden markkinaosapuolet saavat hinnalle kotimarkkinoidensa ulkopuolella.

Vuosi- ja kuukausituotteiden lisäksi myös muunlaisia LTR:iä on mahdollista ottaa käyttöön, vaikka FCA ei sitä vaadi. Jos markkinatoimijat haluavat ottaa kvartaalituotteet käyttöön LTR-suojauksen harmonisoinniksi systeemi- ja aluehintaerosopimusten kanssa, voidaan se tehdä. On kuitenkin huomioitava, että yhteensä LTR:iä voidaan myöntää rajallinen määrä, ja mitä useampiin aikajaksoihin se jaetaan, sitä vähemmän on tuotekohtaista likviditeettiä. Kapasiteetin jakamisen on syytä olla tehokasta ja markkinoiden tarpeiden mukaista. Lopullinen päätös siirto-oikeuksien määrästä, kuten myös kaikki muu niihin liittyvä, on päätettävä yhdessä viereisestä tarjousalueesta vastaavan kantaverkkoyhtiön kanssa.

#### **6.1.4 Tarjouskoko ja -hintaa**

Siirto-oikeuksien tarkoituksena on helpottaa ja edistää tarjousaluerajat ylittävää kilpailua markkinatoimijoiden välillä. Paradoksaalisesti ne voivat kuitenkin huonosti suunniteltuna johtaa kilpailun vääristymiseen, jos rajattu määrä siirto-oikeuksia asettaa markkinaosapuolet epätasa-arvoiseen asemaan. Jos alueella toimii suuri tuottaja, voi se olla halukas ostamaan suuren määrän siirto-oikeuksia kyseisen alueen tuonnin suuntaan. Tällöin se voisi rajoittaa tuotantoaan, mikä nostaa hintoja ja siirto-oikeuksiensa arvoa. Toisaalta tuottaja voisi ostaa siirto-oikeuksia myös toiseen suuntaan, ja laskea omia hintojaan, jolloin hinta häiriintyy ja siirto-oikeuksien arvo kasvaa.

Huoli voi olla todellinen Pohjoismaissa pienten tarjousalueiden takia. Jotteri markkinavoimaa pääse syntymään, tarjoustensa koko on oltava rajoitettu. Esimerkiksi Eleringin mallissa huutokaupassa tarjottavasta kapasiteetista saa tehdä tarjouksen vain korkeintaan 30 % tarjotuista MW-määrästä (Noor, 2014). Toinen vaihtoehto on myös, että jälkikäteen viranomaisen tarkastelisi, onko markkinaosapuoli hyötynyt siirto-oikeuksista epäterveen paljon, jolloin jälkikäteen tulisi rangaistuksia. Tämä vaatii työtä ja voi olla vaikeaa. Maksimikoko tarjoukselle voisi olla kaikille edullisempi vaihtoehto.

Koska raportit (Elering, 2014; EC Group, 2013) osoittavat, että LTR:iä on myyty merkittävästi alle niiden toteutuneen vuorokausimarkkina-arvon, on syytä pohtia, miten varmistaa oikea arvotus. Liian alhainen myyntihinta, joka voi johtua esimerkiksi liian vähäisestä määrästä huutokauppaan osallistuvia markkinatoimijoita ja kilpailun puutteesta, voi tuottaa liian vähän tuloja menoihin verrattuna. Siirto-oikeuksille voitaisiin asettaa minimihinta, jonka alle siirto-oikeuksia ei myydä. Minimihinnalla myytyjen siirto-oikeuksien myyntitulojen tulisi vähintään kattaa huutokaupasta kantaverkkoyhtiölle koituvat kustannukset. Myyntihinnan tulisi olla tarpeeksi korkea, jotta se kattaa liiketoiminnan kustannukset, mutta tarpeeksi matala, ettei markkinaosapuolilla ole liian korkeaa kynnystä osallistua suojausliiketoimintaan. Perusteet minimihinnan määrittämiseksi tulisivat riskilaskelmista, joita käsitellään kappaleessa 6.4. Minimihintaa olisi syytä tarkastaa useita kertoja vuodessa, ja esimerkiksi Elering määritteli minimihinnan jokaiselle tuotteelle erikseen, esimerkiksi kuukausituotteille kuukausittain.

Minimihinnan tarpeellisuus voidaan harkita uudelleen kun on saatu kokemusta LTR-markkinoista, sillä muiden eurooppalaisten kantaverkkoyhtiöiden ei ole tarvinnut käyttää minimihintaa: Elering on todennut minimihinnan tarpeettomaksi, eikä Manner-Euroopasakaan sellaista ole käytössä. Suomessa voisi asettaa liiketoiminnan alkuvaiheessa alin hinta ainakin siihen asti, kunnes markkinatoimijat ovat ottaneet LTR:t käyttöön ja tottuneet niihin. Kun kilpailu nähdään riittäväksi, voidaan antaa markkinoiden itse hakea oikea hinta. Myös tarjouskoon rajoittamista voidaan harkita myöhemmin uudelleen. Nykyisessä tilanteessa Suomessa siirto-oikeuksista kiinnostuneita toimijoita olisi todennäköisesti useita, koska EPAD-markkinoilla tarjonta työssä tehtyjen tarkastelujen perusteella on melko rajoitettua.

## 6.2 Siirtotuotteiden markkinapaikka

FCA-verkkosäännön mukaan kantaverkkoyhtiö on velvollinen järjestämään siirto-oikeuksien ensisijaisen huutokaupan. Vaikka jälleenmyynnin on oltava mahdollista, kantaverkkoyhtiön ei tarvitse ylläpitää jälkimarkkinapaikkaa, sillä jälkimarkkina on markkinaosapuolten välistä kaupankäyntiä. Finanssisääntelyn takia on tehokkainta tarvittaessa tukea jälkimarkkinoita vain ilmoitustaulun avulla, elleivät markkinatoimijat itse järjestä ja ylläpidä jälkimarkkinapaikkaa.

LTR:ien ensisijaisen kauppapaikan tehtäviä ovat FCA-verkkosäännön mukaisesti (FCA, artikla 53)

- markkinatoimijoiden rekisteröinti
- kontaktipisteen tarjoaminen markkinatoimijoille
- huutokaupprosessien hoitaminen
- huutokaupan rahallinen selvitys mukaan lukien vakuuksien hallinta
- yhteistyö selvitysyhtiön kanssa
- siirto-oikeuksien vastaanottaminen takaisin palautuksessa
- markkinainformaation julkaisu
- tiedonvaihdon rajapinnan tarjoaminen markkinaosapuolille



- varamenettelyn järjestäminen ja
- viestintäalustan tarjoaminen markkinaosapuolille, jossa he voivat hoitaa jälki-kauppaa.

Mikäli FCA:n mukaiset LTR:t otetaan käyttöön, LTR:ien myynnin on tapahduttava FCA-säännössä määritellyssä eurooppalaisessa LTR-kauppapaikassa (Single Allocation Platform, SAP). Kaikki siirto-oikeudet koko sisämarkkinan alueella tullaan jakamaan SAPin kautta, jolloin järjestelmä tulee olemaan ainoa kontaktipiste sekä kaikille kantaverkkoyhtiöille että markkinatoimijoille. Järjestelmän lähtökohtana pidetään nykyisten huutokauppatoimistojen CASCin ja CAOn fuusioitumista.

Siirtymävaiheessa, ennen FCA:n voimaantuloa on mahdollista käyttää muitakin kauppapaikkoja. Alueellisia kauppapaikkoja on mahdollisuus käyttää tietyin ehdoin, sillä tavoitemallissa pyritään koko Euroopan kattavaan järjestelyyn. Koko Pohjoismaiden alueellinen vaihtoehto on hyvä, jos LTR:t otetaan käyttöön muuallakin Pohjoismaissa kuin Suomen ja Ruotsin välillä, koska resursseja käytetään tehokkaammin. Kahden kantaverkkoyhtiön väliset järjestelyt vaatisivat enemmän resursseja, koska erilliset kahdenväliset järjestelyt esimerkiksi Viron ja Ruotsin kantaverkkoyhtiöiden kanssa lisäisivät työmäärää ja kustannuksia. Vaikka omassa järjestelmässä valinnanvapaus on suurin, vaihtoehto ei näytä kannattavalta, mikäli siirto-oikeudet otetaan käyttöön koko Nord Pool Spotin alueella. Jos muualla Pohjoismaissa LTR:iä ei oteta käyttöön, voidaan järjestää oma huutokauppa siirtoyhteyden molemmilla puolilla toimivien kantaverkkoyhtiöiden voimin. On selvitetävä, mitkä ovat kaikkien vaihtoehtojen vuosikustannukset ja mitä muita vaateita järjestelmään liittymisessä on.

Suuri päätös lyhyen tähtäimen liiketoimintastrategiassa siis on, toimitaanko ensisijaisen huutokaupan järjestämisessä yhdessä siirtoyhteyden omistavien kantaverkkoyhtiöiden kesken vai ulkoistetaanko huutokauppa jollekin toiselle taholle. Huutokaupan ulkoistamisessa voidaan valita koko Euroopan kattava tai yhteispohjoismainen toimija. Valinta vaikuttaa myös siihen, kuka on kaupankäynnissä markkinatoimijan vastapuoli: kantaverkkoyhtiö vai huutokauppatoimisto. Vaikka kantaverkkoyhtiöt ovat vastuussa kapasiteetin jakamisesta, vastuu voidaan ulkoistaa muille tahoille, jolloin tämä uusi vastapuoli on vastuussa oikeuksien jakamisesta kantaverkkoyhtiön kanssa tehtävän sopimuksen mukaisesti (ENTSO-E, 2014a). Huutokauppatoimisto voi myös hoitaa rahaliikenteen siten, että kantaverkkoyhtiöt ja markkinaosapuolet hoitavat rahaliikenteen vain tämän yhden pisteen kautta. Myöhemmin myynnin on tapahduttava eurooppalaisessa SAPissa.

### **6.3 Siirto-oikeusliiketoiminnan kustannukset ja niiden kattaminen**

LTR-liiketoiminnan aloittaminen vaatii lisäresursseja ja tuo muutoksia jo olemassa oleviin menoihin ja tuloihin. Tarkoitus on, että liiketoiminta on kannattavaa, ja että siirto-oikeuksista saatavien tulojen tulee kattaa LTR-liiketoiminnan kustannukset. Liiketoiminnan kulut koostuvat pääosin

- huutokauppapalvelusta
- kapasiteetin laskennasta
- sitovuuden varmistamisesta
- tulonmenetyksestä sekä
- raportoinnista.

Huutokauppapalvelun suurimmat kustannukset tulevat IT-järjestelmän perustamisesta, kehittämisestä, käytöstä ja ylläpidosta sekä markkinatoimijoiden rekisteröinnistä ja asiakaspalvelusta. Siirto-oikeuksien sitovuuden varmistamiseen liittyy muun muassa vastakauppa, kokonaistaseiden korjaaminen ja siirto-oikeuksien hyvitykset. Vastakauppatarpeet voivat nousta, jos kapasiteettia myydään liikaa tai liian halvalla, koska rajan yli on tehtävä enemmän vastakauppaa, jotta onnistuneet kaupat saadaan toteutettua myytyjen siirto-oikeuksien ja vuorokausimarkkinalle annetun kapasiteetin mukaisesti. Tulonmenetykset tarkoittavat lähinnä vähentyneitä pullonkaulatuloja, ja ne käydään läpi kappaleessa 6.4.3. Finanssialan lainsäädännöstä aiheutuvat raportointitarpeet vaativat kantaverkkoyhtiöön kokonaan uudenlaista osaamista ja resursseja. Kantaverkkoyhtiö ei vastaa markkinaosapuolten kustannuksista, jotka aiheutuvat esimerkiksi kauppapaikalle pääsyn hakemisesta ja vaatimuksien täyttämisestä.

FCA:ssa määritellään, kuinka LTR:stä aiheutuvat kustannukset voidaan kattaa. LTR-liiketoiminnan ylläpito, sitovuuden varmistaminen, kapasiteetin laskentamekanismin kehittäminen voidaan kohtuullisessa määrin rahoittaa suoraan kantaverkkotariffeista saatavilla tuloilla. Siten on mahdollista, että LTR-liiketoiminnan käynnistäminen tulee nostamaan myös kantaverkkotariffia. Optimaalinen tilanne kuitenkin olisi, että liiketoiminta voitaisiin hoitaa muusta liiketoiminnasta erillisenä, omana liiketoimintakokonaisuutena siten, että liiketoiminnasta syntyvät menot katetaan vastaavilla tuloilla.

Siirto-oikeusliiketoiminnan tulot koostuvat siirto-oikeuksien myynnistä saatavista huutokauppataloista sekä mahdollisista kiinteistä rekisterin vuosimaksusta ja muista kaupankäyntiveloituksista. LTR:ien määrää ja arvoa vastaava osa pullonkaulatuloista on mahdollisesti siirrettävä tuloksi tälle liiketoiminnalle. Jos käytössä on FTR-obligaatio, lisätuloa saadaan myös negatiivisista markkinahintaeroista. Ideaalitapauksessa pelkästään huutokauppatalot kattavat FTR-maksut, jolloin osa pieni osa vuorokausimarkkinoilta saadusta pullonkaulatulosta jäisi kattamaan liiketoiminnan ylläpitokustannuksia.

Kuten osoitettu, jos huutokaupassa syntyvä hinta vastaa vähintään siirto-oikeuksien arvoa, ei kustannusten kattamisesta pitäisi tulla merkittävää ongelmaa esimerkiksi tariffinkorotusten muodossa. Tätä varten siirto-oikeuksille voisi asettaa kappaleessa 6.1.4 kuvatun minimihinnan. Mahdolliset tariffikorotukset on suunniteltava oikeudenmukaisesti siten, että kantaverkkoyhtiön asiakkaista ne, jotka siirto-oikeuksista voivat hyötyä, osallistuisivat kustannuksiin enemmän kuin ne, jotka eivät siirto-oikeuksista hyödy.

## 6.4 Riskienhallinta

Kaksi muuta merkittävintä suoraan LTR-liiketoimintaan liittyvää riskiä liittyvät siirto-oikeuksien sitovuudesta aiheutuvaan riskiin sekä vastapuoleen. Sitovuusriskiä hallitaan

korvauskatolla ja säätelemällä siirto-oikeuksien määrää. Vastapuoliriski sisältyy sekä optioihin että obligaatioihin, vaikka toki riski on merkittävämpi obligaatioiden tapauksessa. Riskit on hallittava, jotta vältetään merkittävilta kustannuksilta. LTR-liiketoimintaan liittyy myös muita seurauksia, joita ei ole käsitelty tässä työssä kovinkaan tarkasti.

#### **6.4.1 Sitovuusriski**

Kappaleessa 3.3.4 kerrottiin sitovuusriskin taustoista. Siirtoyhteydellä olevan katkon aikana LTR-maksut voivat ylittää pullonkaulatulojen määrän reilusti, jolloin kantaverkkoyhtiön niin sanottu luonnollinen suoja eli pullonkaulatulot eivät riitä LTR:ien kattamiseen. Kohtuuttoman korvausmäärän ehkäisemiseksi FCA-verkkosääntöluonnoksessa on määritelty maksimimäärä kantaverkkoyhtiön maksamille korvauksille. Tällöin markkinaosapuolet, jotka siirto-oikeuksia ovat ostaneet, ottavat osan taloudellisesta riskistä kantaakseen. Korvauskattojen tarkoitus on, että kantaverkkoyhtiöt uskaltavat antaa mahdollisimman paljon kapasiteettia markkinoille ilman merkittävää uhkaa kulujen karkaamisesta mittaviksi. Lisäksi korvauskatolla estetään kulujen valuminen niille loppuasiakkaille, jotka eivät ole LTR-kaupankäynnissä mukana. Korvauskatolle tulee asettaa suuruus, jonka tulee perustua markkinatoimijoiden mahdollisuuteen sopeuttaa fyysisen kaupan positiot, jotka likvideillä pohjoismaisilla vuorokausi- ja päivän sisäisellä fyysisen sähkön markkinoilla ovat kohtuullisen hyvät. Katolle vaaditaan viranomaisten hyväksyntä.

Sitovuusriskin suuruus riippuu lähinnä LTR:ien määrästä ja yhteyksien luotettavuudesta. Sitovuusriskin hallitsemiseksi tärkein tekijä, johon kantaverkkoyhtiö voi helpoiten vaikuttaa, on huutokaupattavaksi annettavien LTR:ien määrä. Kappaleessa 6.1.3 kerrottiin tarkemmin siirto-oikeuksien määrän kannalta tärkeistä asioista. Tiivistettynä sitovuusriski on merkittävämpi, jos siirto-oikeuksien määrä on suuri, esimerkiksi 80–100 % NTC:stä. Myös yhteyksien luotettavuus eli vikaantuvuus on otettava huomioon, samoin kuin eri aikavälien tuomat haasteet: pidemmällä aikavälillä riski on suurempi. Määrä on harkittava huolellisesti varmuusmarginaali huomioiden, ja sen on oltava maltillinen. Periaatteena voisi olla, että yhden siirtoyhteyden vikaantuminen ei aiheuttaisi lisäkustannuksia.

#### **6.4.2 Vastapuoliriski**

Kantaverkkoyhtiö kokee vastapuoliriskin LTR-tyypistä huolimatta. Obligaation tapauksessa riski on suurempi, koska markkinatoimija sitoutuu maksamaan negatiivisen tarjousalueiden välisen hintaeron kantaverkkoyhtiölle, vaikka hintaero kasvaisi kuinka suureksi tahansa. Optioilla samaa riskiä ei ole, koska optio jätetään käyttämättä negatiivisen hintaeron aikana. Vastapuoliriski on kuitenkin syytä käsitellä myös optioiden tapauksessa, sillä optioihin liittyy markkinatoimijan maksusitoumuksia huutokauppaamisina. ENTSO-E:n allokointisääntöluonnoksen mukaan oikeudet laskutetaan ennen toimitusperiodin alkua, jolloin huutokauppaamisia ja LTR:stä koituvia maksuja ei summata tai vähennetä toisistaan.

Vastapuoliriskiä voidaan hallita selvitystalon ja/tai suorien vakuuksien avulla. Vakuuksia tarvitaan, kun muilla osapuolilla on maksusitoumuksia kantaverkkoyhtiölle. Siirto-oikeuksien hankkimiseen on oltava riittävät vaatimukset markkinaosapuolille, jotta kantaverkkoyhtiön kohtaama vastapuolen luottoriski saadaan hallittua. Esimerkiksi jos vakuuksia on asetettu 100 000 euron arvosta, markkinatoimija voi ostaa LTR:iä korkeintaan 100 000 eurolla, kunnes ostolasku on maksettu tai vakuuksien määrää lisätty. Näin vakuudet takaavat sujuvan ja luotettavan kaupankäynnin.

Vastapuoliriskin hallitsemiseksi käytettäviä vakuuksia sääntelee EU-direktiivi N:o 648/2012 (niin kutsuttu EMIR), jonka on määrä parantaa riskienhallintaa asettamalla sopivat marginaalit sekä vakuusvaatimuksia. Vakuuksia on kahdenlaisia: rahoitusvakuuksia tai pankkitakauksia. Rahoitusalalla toimivat spekulatiiviset markkinaosapuolet käyttävät rahoitusvakuuksia. Rahoitusvakuusjärjestelyiksi sopii erityisille tileille tehtyjen pankkitalletukset, joiden lisäksi on mahdollista käyttää vastaavanlaisia rahasaatavia kuten rahamarkkinatalletuksia (osakkeet, osakkeita vastaavat arvopaperit, joukkovelkakirjat ja muut arvopaperit), jos ne voidaan realisoida (648/2012/EU).

Ei-rahoitusalalla toimivat yhtiöt eli fundamentaaliset sähkömarkkinatoimijat, jotka ostavat LTR:iä suojautuakseen hintaeroilta, ovat sijoittaneet rahansa fyysiseen omaisuuteen kuten tuotantolaitoksiin, eikä niillä ole suuria käteisvaroja tai muuta helposti likviidoitavaa omaisuutta. Tällöin he eivät voi asettaa vakuutena suoraa rahaa tai arvopapereita. Noin 60 % markkinatoimijoista Nasdaq OMX Commoditiesissa ovat näitä fundamentaalisia osapuolia, jotka eivät toimi pääasiallisesti rahoitusalalla. Tällä hetkellä he voivat asettaa vakuudeksi pankkitakauksia, joita ei ole täysin taattu (non-fully backed bank guarantees) (648/2012/EU, artikla 46). Keskimäärin 80–90 % vakuuksista onkin pankkitakauksia. Takausten myöntämällä pankeilla tulee olla hyvä luottoluokitus. (Nord Pool Spot, Finnish Energy Industry, Dansk Energi, Svensk Energi, NAET, EnergiNorge, Nasdaq OMX Commodities, 2014)

Vakuusvaatimukseen on kuitenkin tulossa lähiaikoina muutoksia. Maaliskuussa 2016 voimaan astuvan EMIRiä tukevan EU-asetuksen N:o 153/2013 teknisistä standardeista keskusvastapuolille liitteessä 1 kuitenkin vaaditaan, että pankkitakaukset on oltava täysin taattuja, toisin kuin nyt. Täysi takaus tarkoittaa, että pankkivakuus on katettu käteisellä. Käytännössä käteistä on siis joka tapauksessa oltava jollakin erityisellä tilillä, eikä tämä juurikaan eroa suorasta käteisvakuudesta. Koska suojaus tehdään usein jopa kolmeksi vuodeksi, mutta voidaan tehdä myös pidemmäksi aikaa, ja koska sähköjohdannaisien hinnan volatilitteetti voi jopa kasvaa, vaatimus on suuri. Käytännössä tämä voi vaikeuttaa huomattavasti pankkitakausten käyttöä, ellei tee sitä jopa mahdottomaksi. (Nord Pool Spot, Finnish Energy Industry, Dansk Energi, Svensk Energi, NAET, EnergiNorge, Nasdaq OMX Commodities, 2014)

Markkinatoimijoiden huolena on, että uudet vakuusvaatimukset pääomaintensiivisellä energia-alalla näivettäisivät sähkö- ja suojausmarkkinoiden toimintaa ja saisivat markkinatoimijat siirtymään kahdenvälisiin sopimuksiin. Tämän takia energiamarkkinoille saatetaan myöntää poikkeuksia. Joka tapauksessa kantaverkkoyhtiön tulee asettaa

riittävät vakuusvaatimukset, vaikka vakuuksien suuri määrä saattaa johtaa pienemmille markkinatoimijoille liian korkeisiin vaatimuksiin LTR-huutokauppaan osallistumisessa.

### 6.4.3 Muita huomioon otettavia asioita

Huomioitavaa on, että Fingrid voi menettää merkittävän määrän pullonkaulatuloja, koska siirto-oikeudet myydään tyypillisesti alle niiden toteutuneen arvon, jolloin huutokauppatalot eivät riitä kattamaan LTR:istä koituvia maksuja. Eurooppalaisten kokemusten perusteella, joita käsiteltiin kappaleessa 4.4, tulon väheneminen on suurusluokaltaan noin neljäsosa pullonkaulatulojen määrästä. Vuoden 2014 pullonkaulatulojen Fingridin osuus oli 51 miljoonaa euroa, joten merkitys Fingridille voi hyvin olla useita miljoonia euroja vuodessa. Pullonkaulatuloja saa EU-asetuksen 714/2009 mukaan käyttää ensisijaisesti jaetun kapasiteetin saatavuuden takaamiseen eli käytännössä yllättäviä pullonkauloja lievittävään vastakauppaan, siirtokapasiteetin ylläpitoon sekä siirtokapasiteettia lisääviin verkkoinvestointeihin, erityisesti uusiin rajayhdysjohtoihin. Jatkossa, jos pullonkaulatuloja tulee jaetuksi markkinatoimijoille siirto-oikeuksien tilityksen yhteydessä, investoinnit ja vastakaupat on rahoitettava muulla tavalla – käytännössä lainarahalla ja/tai korottamalla kantaverkkotariffeja.

Fingridin vuoden 2013 toimintakertomuksessa on mainittu, että eräs sekä Fingridiä että yhteiskuntaa koskettava riski sähkömarkkinoiden osalta on luottamuspuolan sähkömarkkinoihin. Syitä luottamuspuolaan voivat olla riittämätön siirtokapasiteetti ja korkeat sähkönhinnat – Suomen tapauksessa myös poikkeuksellisen korkeat aluehinnat. Tätä riskiä Fingrid pyrkii hallitsemaan lisäämällä muun muassa siirtokapasiteettia, mikä on pitemmällä aikavälillä kestävämpi ratkaisu kuin siirto-oikeuksien käyttöönotto. Siirtokapasiteetin lisääminen vaatii investointeja siirtoverkkoon. (Fingrid Oyj, 2014)

LTR:ien osalta tulee lisäksi muistaa, etteivät LTR:t ole millään tavoin sidoksissa systeemihintaan. Systeemihinnan asema referenssihintana on olennainen osa pohjoismaisia sähkö- ja johdannaismarkkinoita. Systeemihintaan perustuvien suojaustuotteiden uskottavuus voi teoriassa kärsiä LTR:ien käyttöönotosta, mikä saattaisi siirtää markkinaosapuolia kahdenvälisiin sopimuksiin. Tämä heikentäisi sekä sähkö- että johdannaismarkkinoiden läpinäkyvyyttä, uskottavuutta ja likviditeettiä.

Kuten voidaan huomata, siirto-oikeudet eivät poista pullonkaulojen tuomia haittoja. Pullonkaulojen aiheuttamat riskit ja kansantaloudelliset kustannukset siirtyvät markkinatoimijoilta kantaverkkoyhtiölle ja lopulta sen asiakkaille. Jos pullonkaulatulot tulevat jaetuksi markkinatoimijoille siirto-oikeuksien muodossa, saadaan lyhytaikaista etua sähkömarkkinatoimijoille, mutta pitkällä aikavälillä markkinaehtoisemmat, pohjoismaiseen malliin sopivimmat tehostusmenetelmät voivat olla suurempi etu kokonaisuuden kannalta. Lisäksi mikäli siirto-oikeusmarkkinat muodostuisivat tehokkaiksi, siirto-oikeuksien hinta heijastaisi odotettua aluehintaeroa, joten kustannus myös markkinatoimijoille olisi edelleen yhtä suuri.

## 6.5 Muut vaihtoehdot aluehintasuojausmahdollisuuksien parantamiseksi

Pohjoismaisten regulaattoreiden esittämässä FCA-säännön parannusehdotuksessa tehotomien markkinoiden parantamiseksi LTR:ien implementointi oli vain yksi vaihtoehto. Kuten kuvassa 20 esitettiin, muita vaihtoehtoja ovat esimerkiksi EPAD-huutokauppa tai EPAD-markkinatavuus sekä jokin muu vaihtoehto. Poliittisesti haastava vaihtoehto aluekohtaisen likviditeetin parantamiseksi olisi yhdistää pienempiä tarjousalueita suuremmiksi, mikäli aluehinnat ovat olleet suureksi osaksi sama. Esimerkiksi alueet SE1, SE2 ja SE3 ovat suuren osan aikaa yhtenäisiä hinnaltaan, kuten myös Suomi ja Viro Estlink 2 käyttöönoton jälkeen. Vaihtoehdot, jossa pohjoismaisen markkinamallin systeemihintayhteys otetaan huomioon, voivat olla kokonaisuuden kannalta hyödyllisempiä, kun mietitään pitkän aikavälin vaikutuksia kantaverkolle ja pohjoismaisille sähkö- ja suojausmarkkinoille.

Helpon toteutettavissa oleva vaihtoehto olisi löytää nykyiselle EPAD-markkinalle useampi markkinatavuus. Markkinatavuus käy jatkuvasti kauppaa omaan laskuunsa, ostuen bid-hinnalla ja myyden ask-hinnalla, jolloin markkinatavuus hyötyy kaupankäynnistä bid-ask spreadin verran. Vaikka bid-ask spread edelleen koituu markkinatoimijoille kustannukseksi, heillä olisi kuitenkin mahdollisuuksia toteuttaa kauppia, toisin kuin nykyisillä Suomen EPAD-markkinoilla pörssikaupan osalta. Markkinatavuuden suorittama jatkuva kaupankäynti parantaa likviditeettiä, nopeuttaa oikean hinnan löytymistä ja pienentää kaupankäynnin kustannuksia, koska lisääntyneen likviditeetin myötä nykyiset suuret spreadit voisivat kaventua. Myöhemmin kaupankäynnin aktivoitua muiden markkinaosapuolten toimesta usean markkinatavuuden tarvetta voidaan tarkistaa.

Markkinatavuuden olisi oltava markkinatoimijoita, kuten yleensä on. Vaihtoehto, että Fingrid alkaisi markkinatavuudeksi esimerkiksi huutokauppaamalla EPADeita Nasdaq OMX:ssa, ei ole helposti toteutettavissa, koska se vaatisi muutoksia lainsäädäntöön. Markkinatavuuden toimiminen johdannaismarkkinoilla ei kuulu kantaverkkoyhtiön tehtäviin ja aktiivinen rooli johdannaismarkkinoilla olisi kyseenalaista jo esimerkiksi mahdollisen sisäpiiritiedon takia ja kyseinen toiminta tulisi tarkoin erottaa kantaverkkotoiminnasta.

On tärkeää, että lainsäädännöstä löytyy tuki valitulle tavalle parantaa nykyistä suojausmarkkinaa. Lisäksi vaihtoehtoisen mallin tulisi olla mahdollisimman markkinaehtoinen ja sen pitäisi tukea olemassa olevia markkinoita, ja sen pitäisi pitää kantaverkkoyhtiön roolin sähkömarkkinoilla yhtä neutraalina kuin se nykyisin on. Lisäselvityksiä vaihtoehtoista tavoitetta tarvitaan, erityisesti nykyisten EPAD-markkinoiden markkinatavuuden osalta, jotta perimmäinen ongelma eli aluehintasuojausmarkkinoiden likviditeetin puute saadaan korjattua.

## 7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Eurooppalaisten sähkömarkkinoiden tavoitemallin lähtökohtana on, että markkinatoimijat voivat suojautua sähkönsiirtoverkon pullonkaulojen aiheuttamia aluehintaeroja vastaan siirto-oikeuksilla. Pitkän aikavälin siirto-oikeudet (LTR:t) ovat aluehintaeroilta suojaavia instrumentteja, joita markkinatoimijat voivat hankkia kantaverkkoyhtiöiltä. Siirto-oikeudet voidaan jakaa fyysisiin (PTR:t) ja finanssituotteisiin (FTR:t). PTR:t tarkoittavat mahdollisuutta käyttää fyysistä siirtokapasiteettia energian siirtämiseen alueelta toiselle tai saada rahallinen korvaus alueiden välisestä hintaerosta. FTR:t oikeuttavat vain rahalliseen, aluehintaeron suuruiseen korvaukseen, joka FTR-optioilla voi olla vain positiivinen, kun taas FTR-obligaatioilla se voi olla myös negatiivinen. Käytännössä siirto-oikeudet voidaan ajatella vuorokausimarkkinoiden pullonkaulatulojen uudelleen jakamisen välineinä, kun pullonkaulatuloja huutokaupataan siirto-oikeuksina etukäteen.

Tällä hetkellä Pohjoismaissa systeemi- ja aluehinnan suojaaminen tapahtuu suurimaksi osaksi finanssimarkkinoilla Nasdaq OMX Commodities -pörssissä, eikä kantaverkkoyhtiö osallistu suojausmarkkinoille. Tyypillisesti sähkön hinnan suojaaminen Pohjoismaissa toteutetaan siten, että systeemi-hinta suojataan siihen sidotulla johdannaisella, ja aluehinta aluehintaerohdannaisella, jonka arvo perustuu aluehinnan ja systeemi-hinnan eroon (EPAD). Sähkö myydään ja ostetaan sähköpörssissä toimitushetkelle alueellisella hinnalla. Johdannaiset tasaavat rahavirran vaihtelevista systeemi- ja aluehinnoista. Pohjoismaisia sähkömarkkinoita pidetään yleisesti likvideinä ja läpinäkyvinä, mikä on hyvä lähtökohta tehokkaille suojausmarkkinoille.

Yhteiseurooppalainen FCA-verkkosääntöluonnos sallii poikkeukset siirto-oikeuksien käyttöönotosta, mikäli nykyiset suojausmarkkinat voidaan todentaa tehokkaiksi ja likvideiksi. Työssä selvitettiin pohjoismaisten finanssimarkkinoiden likvidiyyttä ja tehokkuutta sekä rajan ylittävän suojauksen tarvetta pohjoismaisten energiaviranomaisten ehdottamia kriteereitä mukaillen. Voitiin todeta, että viranomaisten antamat analyysimenetelmät eivät ole selkeitä, sillä likviditeettiä kuvaavan bid-ask spreadin laskennan ohjeet olivat epäselviä, ja LTR:ien tarpeen laskennassa eri tarkastelujaksoilla ja aikaresoluutioilla lasketut tulokset vaihtelevat huomattavasti. Lähtökohtaisestikin määritelmät tehokkuudesta ovat epämääräisiä ja suhteellisia. Tarpeen määrittämisessä tulisi ottaa huomioon poikkeukselliset siirtotilanteet ja muutokset tulevaisuuden siirto- ja tuotantokapasiteeteissa.

Tarkastelemalla johdannaisten kaupankäyntivolyymia ja bid-ask spreadia systeemi-hintajohdannaismarkkinoiden voidaan todeta olevan riittävän likvidit. Sen sijaan aluehintasuojaaminen pörssissä välitettävillä EPAD-tuotteilla Suomen osalta on markkinatoimijoille kallista eikä markkinoilla ole mahdollisuutta tehdä kauppaa jatkuvasti, eli EPAD-markkinat eivät ole likvidit. Kuitenkin, koska suurin osa aluehintaerotuotteista tehdään OTC-kauppana eri välittäjien kautta eikä OTC-markkinoista ollut tietoa saatavilla, analyysi ei välttämättä anna oikeaa kuvaa aluehintasuojausmarkkinoista. Lopullista johtopäätöstä LTR:ien käyttöönotosta tämän työn tuloksista ei siis voida tehdä.

FCA:n mukaiset siirto-oikeudet voisivat kriteereiden mukaan olla perusteltuja tulevaisuudessa Suomen ja Ruotsin välille, koska aluehinnat poikkeavat toisistaan jatkuvasti ja tilanteen arvioidaan jatkuvan lähitulevaisuudessa. Niin kauan kun Suomessa aluehinta on jatkuvasti systeemihintaa korkeampi, EPADien kysyntä ja tarjonta eivät todennäköisesti kohtaa, kun kysyntä on huomattavasti suurempi kuin tarjonta. Käyttönoton kriteerit täyttyvät myös Suomen ja Viron välillä. Kuitenkin Suomen ja Viron aluehinnat ovat olleet Estlink 2 -merikaapelin käyttönoton jälkeen yhteneväiset melkein jatkuvasti, ei tämä tarjousalueraja ole yhtä kriittinen kuin Suomen ja Ruotsin alueiden väliset rajat. Kuitenkaan kantaverkkoyhtiön kauppaamat siirto-oikeudet eivät poistaisi eli aluehintaeroriskiä, vaan siirtäisi sitä markkinatoimijoilta kantaverkkoyhtiölle. Siirto-oikeudet eivät myöskään poista suojausmarkkinoiden todellista ongelmaa eli EPADien pörssikaupan likviditeetin puutetta, vaan pahimmassa tapauksessa likviditeetti jakaantuisi EPADien ja LTR:ien kesken.

Työn lopuksi selvitettiin kvalitatiivisesti liiketoimintasuunnitelmassa huomioitavia asioita, jos siirto-oikeudet otetaan käyttöön. Näitä asioita ovat:

- tuotetyyppi,
- LTR:ien määrä per aikajakso,
- markkinapaikka,
- kustannukset ja niiden kattaminen sekä
- merkittävimmät riskit.

Lisäksi eurooppalaiset verkkosäännöt sekä finanssimarkkinoita sääntelevä regulaatio säätelevät liiketoimintaa, sillä LTR:t voidaan luokitella finanssituotteiksi. Käytännöistä on sovittava yhteistyössä viereisen tarjousalueen kantaverkkoyhtiön kanssa.

Jos LTR:t on otettava käyttöön, pohjoismaiseen markkinamalliin sopii paremmin FTR kuin PTR, ja on odotettavaa, että tulevaisuudessa myös Manner-Euroopassa siirrytään finanssituotteisiin. Koska LTR-markkinan halutaan tukevan nykyistä EPAD-markkinaa, on EPAD comboa markkinatoimijan kannalta vastaava FTR-obligaatio parempi vaihtoehto kuin FTR-optio. Sitovuusriskin hallitsemiseksi LTR:ien määrän on oltava maltillinen. Painotus LTR:ien myyntimäärässä olisi hyvä olla kuukausitasolla, sillä vuosituuotteita on yleensä myyty halvemmalla kuin kuukausituotteita, ja käyttötilanteen ennustettavuus on parempi lyhemmällä aikavälillä.

Siirto-oikeuksien huutokauppaaminen on tyypillisesti vähentänyt investointeihin ja vastakauppaan käytettäviä pullonkaulatuloja Euroopassa, koska huutokaupan tuloksena määritelty siirto-oikeuksien hinta on keskimäärin ollut 25 % matalampi sen toteutuneeseen arvoon nähden. Tämä on esimerkiksi Fingridin vuoden 2014 aikana keräämistä 51 miljoonan euron pullonkaulatuloista merkittävä summa. Lisäksi siirto-oikeusliiketoiminta aiheuttavat kantaverkkoyhtiöille kustannuksia huutokauppaajan ylläpitokuluina sekä kasvaneina vastakauppakustannuksina. Tämä merkitsee sitä, että kantaverkkoyhtiön on rahoitettava liiketoimintaa ja investointeja myös kantaverkkotariffeista saatavilla tuloilla. Siirto-oikeuksien käyttöönotto ei siis poista aluehintaeroja tai vähennä niitä, mutta toimii tyypillisesti pullonkaulatulojen osalta tulonsiirtona kantaverkkoyhtiöltä ja lopulta



sen asiakkailta markkinatoimijoille. Merkittävin hyöty siirto-oikeuksien käyttöönotossa voisi olla tehostuneet sähkö- tai suojausmarkkinat.

Koska LTR:t eivät ole sidoksissa pohjoismaiseen systeemihintaan, saattaa niiden käyttöönotto heikentää systeemihintaan perustuvan johdannaismarkkinan toimivuutta. Siirto-oikeuksien käyttöönotto ei kuitenkaan ole ainoa vaihtoehto markkinatoimijoiden suojausmahdollisuuksien parantamiseen. Vaihtoehtoisista järjestelyistä helposti toteutettavin on usean markkinatoimijan suorittama markkinatakaus EPADeille, joka voisi edistää myös todellista, muiden markkinatoimijoiden tuomaa likviditeettiä. Mikäli kuitenkin viranomaiset päättävät, että LTR:t otetaan käyttöön, on selvítettävä tarkemmat kapasiteettimäärät ja mahdollinen minimihinta, joka LTR:lle voidaan asettaa huomioiden riskit sekä vaatimukset, joita finanssilainsäädäntö asettaa kantaverkkoyhtiölle. Sidosryhmien tarpeiden huomiointi on tärkeää, sillä markkinatoimijat lopulta päättävät kuinka toimivat markkinat ovat. Aluehintasuojausvaihtoehtoista on tärkeää keskustella Nord Poolin alueen markkinatoimijoiden, viranomaisten sekä kantaverkkoyhtiöiden kanssa. Erityisen tärkeää keskustelu on Svenska Kraftnätin ja Eleringin kanssa, sillä toimintatavat on sovittava yhteistyössä tarjousalueiden välistä siirtoyhteyttä hallinnoivien kantaverkkoyhtiöiden kanssa.

## LÄHTEET

### Lainsäädäntö

CACM. The Regulation on Capacity Allocation and Congestion Management. Komitologian hyväksyntä asetusluonnokselle 5.12.2014.

Circular 2/2014. Comisión nacional de los mercados y la competencia. Madrid 12.3.2014.

EMIR. European Market Infrastructure Regulation. Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus N:o 648/2012 OTC-johdannaisista, keskusvastapuolista ja kauppatietorekisteristä. N:o 648/2012. 4.7.2012.

Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (EY) N:o 714/2009 verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävässä sähkön kaupassa. (EY) N:o 714/2009. 13.7.2009.

FCA. Network Code on Forward Capacity Allocation. 2014. Draft 2.4.2014. ENTSO-E.

IAS 39. International Accounting Standard 39. Komission asetus (EY) N:o 1126/2008 tiettyjen kansainvälisten tilinpäätösstandardien hyväksymisestä Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksen (EY) N:o 1606/2002 mukaisesti. (EY) N:o 1126/2008.

Komission delegoitu asetus (EU) N:o 153/2013 Euroopan parlamentin ja neuvoston asetuksen (EU) N:o 648/2012 täydentämisestä keskusvastapuolten pääomavaatimuksia koskevien teknisten sääntelystandardien osalta. (EU) N:o 153/2013. 19.12.2012.

MiFID II. Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi rahoitusvälineiden markkinoista sekä direktiivin 2002/92/EY ja direktiivin 2011/61/EU muuttamisesta. 2014/65/EU. 15.5.2014.

MiFIR. Asetus (EU) N:o 600/2014 rahoitusvälineiden markkinoista sekä asetuksen (EU) N:o 648/2012 muuttamisesta. (EU) N:o 600/2014. 15.5.2014.

### Muut lähteet

ACER. 2012. Forward Risk-Hedging Products and Harmonisation of Long-Term Capacity Allocation Rules. Ljubljana.

ACER. 2014. Recommendation of the Agency for the cooperation of energy regulators No 02/2014. Ljubljana. 22.5.2014.

Arcihiegas, I., Barret, C. & Marathe, A. 2003. Assessing the efficiency of US electricity markets. *Utilities Policy*, 11, 75-86.

Arus, I. 2014. PTR-Limited auctions on EE-LV cross-border negotiations with Nasdaq OMX. 17th Baltic Electricity Market Forum. 6.6.2014. Elering.

Baltic Electricity Market Forum. 2014. Conclusions of the 17th Baltic Electricity Market Forum. *Jurmala* 6.6.2014.

Belpex. 2013. EUPHEMIA Public Description - PCR Market Coupling Algorithm.

Botterud, A., Kristiansen, T. & Ilic, M. D. 2010. The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics*, 32(5), 967-978.

CASC-EU. 2014. Kotisivut. [Viitattu 29.11.2014]. Saatavissa: <http://www.casc.eu/>

Castura, J., Litzenberger, R., Gorelick, R & Dwivedi Y. 2010. Market Efficiency and Microstructure Evolution in U.S. Equity Markets: A High-Frequency Perspective. RGM Advisors.

Copeland, T. E. & Galai, D. 1983. Information Effects on the Bid-Ask Spread. *The Journal of Finance*, 38(5), 1457-1471.

CRE. 2010. CRE Thematic report. Access to long-term capacity for electric interconnections: towards a single European set of rules.

DeBondt, W. & Thaler, R. 1985. Does the stock market overreact? *Journal of Finance* 40(3), 793-805.

Deng, D. 2006. Three essays on electricity spot and financial derivative prices at the Nordic power exchange. Department of economics, School of Economics and commercial law, Göteborg University. Marraskuu 2009.

ECGroup. 2013. Profit or loss from sale of LTRs? Regulated TSO's as issuers of LTR? 17.10.2013.

Elering. 2014. PTR-limited auction. [Viitattu 15.9.2014]. Saatavissa: <http://elering.ee/ptr-limited-auction-2/>

ENTSO-E Regional Group Nordic. 2014. Nordic HVDC interconnectors' statistics 2013. s.16-18. 3.11.2014.

ENTSO-E. 2012. Transmission Risk Hedging Products - An ENTSO-E Educational Paper. Updated version 20.06.2012.

ENTSO-E, 2013. Firmness explanatory document. Joulukuu 2013.

ENTSO-E. 2014a. Harmonisation of Allocation Rules - Principles Papers. Written Assembly Approval (10.07.14-24.07.14). ENTSO-E.

ENTSO-E. 2014b. Transparency Platform. Tietokanta sähkömarkkinadatasta. [Viitattu 19.11.2014]. Saatavissa: <http://www.entsoe.net>

ESMA. 2014. Consultation Paper. MiFID II/MiFIR. ESMA/2014/549. 22.5.2014.

Euroopan komissio. 2014. Electricity Regulatory Forum (Florence). [Viitattu 30.7.2014]. Saatavissa: [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/electricity/forum\\_electricity\\_florence\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/electricity/forum_electricity_florence_en.htm)

Eydeland, A. & Wolyniec, K. 2003. Energy and Power Risk Management. New Development in Modeling, Pricing and Hedging. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc. ISBN 0-471-10400-0

Fama, E. F., 1970. Efficient Capital Markets: A Review of Theory and Empirical Work. Journal of Finance, 2(25), 383-417.

Fingrid Oyj. 2011. Kantaverkon käsikirja. Fingrid Oyj. Helsinki.

Fingrid Oyj. 2014. Toimintakertomus 2013. Helsinki.

Fingrid Oyj. 2015. Hinta-alueiden yhtenäisyys. [Viitattu 5.1.2015]. Saatavissa: [http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/markkinoiden\\_yhtenaisyyys/hinta-alueiden-yhtenaisyyys/Sivut/Hinta-alueiden-yhten%c3%a4isyys.aspx](http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/markkinoiden_yhtenaisyyys/hinta-alueiden-yhtenaisyyys/Sivut/Hinta-alueiden-yhten%c3%a4isyys.aspx)

Gjolberg, O. & Brattested, T. 2011. The biased short-term futures price at Nord Pool: can it really be a risk premium? The Journal of Energy Markets. 4(1), Spring 2011.

Haarla L., Koskinen M., Hirvonen R. & Labeau, P-E. (2011) Transmission Grid Security. A PSA Approach. Lontoo: Springer. ISBN 978-0-85729-144-8

Hagman, B. & Björndalen, J. 2011. FTRs in the Nordic electricity market. Pros and cons compared to the present system with CfDs. Elforsk rapport 11:16. Elforsk. Tukholma. Huhtikuu 2011.

Harris, L. 1990. Statistical Properties of the Roll Serial Covariance Bid/Ask Spread Estimator. *The Journal of Finance*, 45(2), 579-590.

Hobbs, B. F. 2010. Discussion of Selected Issues Concerning the Adoption of Financial Transmission Rights - Draft. Folsom, Kalifornia.

Houmoller Consulting. 2013. A financial electricity market in the Baltic States. Fredericia.

Huisman, R. & Kilic, M. 2012. Electricity Futures Prices: Indirect Storability, Expectations, and Risk Premiums. *Energy Economics*, 34(4), 892-898.

Jegadeesh, N. & Subrahmanyam, A. 1993. Liquidity Effects of the Introduction of the S&P 500 Index Futures Contract on the Underlying Stocks. *The Journal of Business*, 66(2), 171-187.

Kahneman, D. & Trevsky, A. 1979. Prospect theory: an analysis of decision under risk. *Econometrica*, 47(2), 263-292.

Kanniainen, J. 2014. Professori. Tampereen teknillinen yliopisto, teollisuustalouden laitos. Haastattelu 3.11.2014.

Kristiansen, T. 2007. Pricing of monthly forward contracts in the Nord Pool market. *Energy Policy*, 35(1), 307-316.

Kuusi, R. 2014. Asiantuntija. Fingrid Oyj. Haastattelu 18.9.2014.

Lehmann, B. 1990. Fads, martingales and market efficiency. *Quarterly Journal of Economics*. 105(1), 1-28.

Lucia, J. & Torro, H. 2011. On the risk premium in Nordic electricity futures prices. *International Review of Economics and Finance*, 20(4), 750-763.

Mork, E. 2006. The Dynamics of Risk Premium in Nord Pool's Futures Market. *Energy Studies Review*. 14(1), 170-185.

Naess-Schmidt, S. 2012. Reference price for hedging products. *Elforsk rapport 12:69*. Elforsk. Tukholma. Lokakuu 2012.

Nasdaq OMX Commodities. 2013. Annual review 2013.

Nasdaq OMX Commodities. 2014a. Annual review 2014.

Nasdaq OMX Commodities. 2014b. [Viitattu 12.9.2014 ja 6.10.2014] Saatavissa: <http://www.nasdaqomx.com/commodities/market-prices>

Nasdaq OMX. 2012. Trading and clearing financial power derivatives. [Viitattu 17.11.2014]. Saatavissa: [http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/80/80467\\_commoditiespower.pdf](http://www.nasdaqomx.com/digitalAssets/80/80467_commoditiespower.pdf)

Nasdaq OMX. 2013. Baltic initiative Tallinn. Esitys 8.11.2013. [Viitattu 1.9.2014]. Saatavissa: [http://www.acer.europa.eu/Electricity/Regional\\_initiatives/Meetings/16th%20Baltic%20OSG/Document%20Library/1/07\\_Tallinn\\_Baltic\\_Initiative\\_NASDAQ\\_OMX.pdf](http://www.acer.europa.eu/Electricity/Regional_initiatives/Meetings/16th%20Baltic%20OSG/Document%20Library/1/07_Tallinn_Baltic_Initiative_NASDAQ_OMX.pdf)

Newbery, D. & Strbac, G. 2011. Physical and Financial Capacity Rights for Cross-Border Trade: Interim Report Summary. Lontoo: Booz & Company.

Noor, A. 2014. Sähkömarkkina-analyytikko. Elering. Puhelinhaastattelu 3.10.2014.

Nord Pool Spot, Finnish Energy Industry, Dansk Energi, Svensk Energi, NAET, EnergiNorge & Nasdaq OMX Commodities. 2014. An effective regulatory regime for the use of bank guarantees as collateral by non-financial counterparties is needed to maintain an efficient and resilient Nordic power market. Maaliskuu 2014.

Nord Pool Spot. 2014a. [Viitattu 22.9.2014]. Saatavissa: <http://npspot.com/>

Nord Pool Spot. 2014b. Vuosikertomus 2013. Gardemoen 25.3.2014.

Nordic national regulation authorities. 2014. Nordic NRAs proposal for NC FCA improvements. 27.11.2014.

NordREG. 2010. The Nordic financial electricity market. Eskilstuna: Nordic Energy Regulators.

Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Tahvanainen, K., Karjalainen, R., Annala, S., Makkonen, M. 2008. Sähkömarkkinat - opetusmoniste. Lappeenranta teknillinen yliopisto, sähkötekniikan osasto. ISBN 951-764-819-9.

Partanen, T. 2014. Johtava asiantuntija. Energiavirasto. Puhelunhaastattelu 16.9.2014.

Peljo, J. 2013. Futures Pricing in the Nordic Electricity Market. Master's thesis. Aalto University, School of Business, Department of Finance. Helsinki.

Peregrina Mayoral, E. 2015. Red Eléctrica de España. Sähköposti 19.1.2015.

PJM. 2009. Power Contracts Bulletin Board Training. [Viitattu 30.9.2014].  
Saatavissa: <http://www.pjm.com/markets-and-operations/etools/~media/training/power-contracts-bulletin-board-training.ashx>

Pettersen, L. C. 2007. Market efficiency at the Nord Pool power exchange, Nord Pool - an economic approach. UPB Scientific Bulletin, Series D, 69(3), 75-90.

Roll, R. 1984. A Simple Implicit Measure of the Effective Bid-Ask Spread in an Efficient Market. The Journal of Finance, Syyskuu, 39(4), 1127-1139.

Rosenberg, B., Reid, K., & Lanstein, R. 1985. Persuasive evidence of market inefficiency. The Journal of Portfolio Management, 11(3), 9-16.

RTE & Terna. 2012. Structure of the Allocation of Capacity among different Timeframes. Version 1.0. Syyskuu 2012.

Salmi, E. 2010. The Nordic Power Exchange - Analysis of the market efficiency. Norges handelshoyschole. Economics and Business Administration. Bergen. Toukokuu 2010.

SKM Market Predictor. 2013. Long-term power outlook 2014 edition. Nordic-Baltic market 2014-2050.

Sommer, M. 2014. Johtava ekonomi. Energinet.dk. Puhelinhaastattelu 20.10.2014.

Spodniak, P., Chernenko, N. & Nilsson, M. 2014. Efficiency of Contracts for Difference (CfDs) in the Nordic Electricity Market. TIGER Forum: Ninth Conference of Energy Industry at a Crossroads: Preparing the Low Carbon Future. Toulouse. 5.-6.6.2014.

SWECO. 2011. Impact of a transition to area pricing and transmission rights in the Nordic electricity market. Tukholma 9.6.2011.

Thema Consulting Group. 2011. Market design and the use of FTRs and CfDs. A report prepared for Energy Norway. Oslo syyskuu 2011. ISBN 978-82-93150-07-7

Thostrup, K. 2013. PTRs on the German-Danish border & the Great Belt Cable. Energinet.dk. Esitys. Tukholma 27.9.2013

Tinic, S. M. & West, R. R. 1972. Competition and the Pricing of Dealer Service in the Over-the-Counter Stock Market. *The Journal of Financial and Quantative Analysis*, 7(3), 1707-1727.

Tilastokeskus. 2014. Energian hankinta ja kulutus 2013. [Viitattu 2.1.2014]. Saatavissa: [http://www.tilastokeskus.fi/til/ehk/2013/ehk\\_2013\\_2014-12-10\\_tie\\_001\\_fi.html](http://www.tilastokeskus.fi/til/ehk/2013/ehk_2013_2014-12-10_tie_001_fi.html)

Travis, N. G. 2005. Capital Market Efficiency. The concepts. [Viitattu 15.12.2014]. Saatavissa: [http://homes.chass.utoronto.ca/~ngkaho/ECMC49F/Documents/2005F\\_C49\\_Note08.ppt](http://homes.chass.utoronto.ca/~ngkaho/ECMC49F/Documents/2005F_C49_Note08.ppt)

TVO. 2014. Laitostoimittaja: OL3-laitosyksikkö on valmis kaupalliseen tuotantoon vuonna 2018. 1.9.2014. [Viitattu 17.11.2014]. Saatavissa: <http://www.tvoy.fi/news/304>

Uusitalo, J. 2014. Esitys. Käyttövarmuuspäivä 25.11.2014. Fingrid Oyj.

Wimschulte, J. 2010. The futures and forward price differential in the Nordic electricity market. *Energy Policy*, 38(8), 4731–4733.



## LIITE 1 - SYSTEEMIHINTAJOHDANNAISTEN KAUPANKÄYNTIVOLYYMEJA

Volyyymi ja sopimusmäärä ovat toistensa suhteessa siten, että volyyymi on sopimusmäärä \* toimitusjakson tuntimäärä. Tarkastelujakso on 2.1.2012–7.10.2014. (Nasdaq OMX Commodities, 2014b)

Tuote	Myyntipäiviä tarkastelujaksolla	Kaupankäyntivolyyymi (MWh)	Sopimusmäärä (MW)
ENOYR-13	249	198 273 840	22 634
ENOYR-14	499	222 127 320	25 357
ENOYR-15	693	203 573 640	23 239
ENOYR-16	693	73 337 616	8 349
ENOYR-17	693	36 564 240	4 174
ENOQ2-12	65	107 334 864	49 146
ENOQ3-12	124	95 639 520	43 315
ENOQ4-12	189	116 553 467	52 763
ENOQ1-13	521	118 857 268	55 052
ENOQ2-13	312	98 550 816	45 124
ENOQ3-13	372	105 858 144	47 943
ENOQ4-13	438	130 079 174	58 886
ENOQ1-14	500	149 573 361	69 279
ENOQ2-14	563	133 365 960	61 065
ENOQ3-14	622	115 292 928	52 216
ENOMJAN-13	39	4 289 160	5 765
ENOMFEB-13	44	11 860 128	17 649
ENOMMAR-13	64	7 272 546	9 788
ENOMAPR-13	78	7 520 400	10 445
ENOMAY-13	82	7 894 320	10 530
ENOMJUN-13	79	7 374 240	10 242
ENOMJUL-13	79	6 030 120	8 105
ENOMAUG-13	83	5 276 448	7 092
ENOMSEP-13	84	6 302 160	8 753
ENOMOCT-13	84	4 130 229	5 544
ENOMNOV-13	89	5 190 480	7 209
ENOMDEC-13	87	8 949 576	12 029
ENOMJAN-14	83	3 539 952	4 758
ENOMFEB-14	84	8 863 008	13 189
ENOMMAR-14	81	6 481 932	8 724
ENOMAPR-14	81	7 224 480	10 034
ENOMMAY-14	77	6 475 776	8 704
ENOMJUN-14	80	6 218 640	8 637
ENOMJUL-14	81	6 505 536	8744
ENOMAUG-14	82	4 302 552	5 783

## LIITE 2 - SUOMEN ALUEHINTAJOHDANNAISTEN KAUPANKÄYNTI-VOLYYMEJA

Volyyymi ja sopimusmäärä ovat toistensa suhteessa siten, että volyyymi on sopimusmäärä \* toimitusjakson tuntimäärä. Tarkastelujakso on 2.1.2012–7.10.2014. (Nasdaq OMX Commodities, 2014b)

Tuote	Myyntipäiviä tarkastelujaksolla	Kaupankäyntivolyyymi (MWh)	Sopimusmäärä (MW)
SYHELYR-13	249	1 016 160	116
SYHELYR-14	499	1 427 880	163
SYHELYR-15	693	1 357 800	155
SYHELYR-16	693	526 896	60
SYHELYR-17	693	201 480	23
SYHELQ2-12	65	299 208	137
SYHELQ3-12	124	585 120	265
SYHELQ4-12	189	379 948	172
SYHELQ1-13	521	425 323	197
SYHELQ2-13	312	288 288	132
SYHELQ3-13	372	406 272	184
SYHELQ4-13	438	503 652	228
SYHELQ1-14	500	410 210	190
SYHELQ2-14	563	161 616	74
SYHELQ3-14	622	491 744	268
SYHELJAN-13	39	124 248	167
SYHELFEB-13	44	153 888	229
SYHELMAR-13	64	260 589	351
SYHELAPR-13	78	123 120	171
SYHELMAY-13	82	42 408	57
SYHELJUN-13	79	28 080	39
SYHELJUL-13	79	55 800	75
SYHELAUG-13	83	72 168	97
SYHELSEP-13	84	108 720	151
SYHELOCT-13	84	178 820	236
SYHELNOV-13	89	168 480	234
SYHELDEC-13	87	203 856	274
SYHELJAN-14	83	78 864	106
SYHELFEB-14	84	180 096	268
SYHELMAR-14	81	176 091	237
SYHELAPR-14	81	185 760	258
SYHELMAY-14	77	123 504	166
SYHELJUN-14	80	48 960	68
SYHELJUL-14	81	157 728	212
SYHELAUG-14	82	187 488	252

### LIITE 3 - SYSTEEMIHINTAJOHDANNAISTEN SPREADEJA

Todellinen spread-% on keskiarvo, joka on laskettu suhteuttamalla jokaisen myyntipäivän spread kyseisen päivän viimeiseen hintaan. Implisiittisen spreadit on laskettu Rollin menetelmällä. Tiedot ajalta 2.1.2012–7.10.2014. (Nasdaq OMX Commodities, 2014b)

Tuote	Spread keskimäärin (%)	Implisiittinen spread, 1 pv (%)	Implisiittinen spread, 5 pv (%)	Implisiittinen spread, 21 pv (%)
ENOYR-13	0,23	0,14	1,66	2,87
ENOYR-14	0,27	0,24	1,58	3,12
ENOYR-15	0,30	0,20	1,17	2,33
ENOYR-16	0,44	0,16	1,07	2,44
ENOYR-17	0,64	0,12	0,97	2,24
ENOQ2-12	0,21	0,91	4,56	10,52
ENOQ3-12	0,34	0,10	3,54	5,67
ENOQ4-12	0,34	0,19	2,27	3,97
ENOQ1-13	0,48	0,17	1,84	3,07
ENOQ2-13	1,02	0,29	2,04	3,58
ENOQ3-13	1,00	0,06	2,11	4,07
ENOQ4-13	0,68	0,15	1,77	3,18
ENOQ1-14	0,58	0,25	1,79	3,63
ENOQ2-14	1,24	0,27	1,87	3,70
ENOQ3-14	1,35	0,31	1,87	3,48
ENOMJAN-13	1,66	0,16	2,09	3,74
ENOMFEB-13	1,36	0,51	2,94	3,47
ENOMMAR-13	0,97	0,31	2,33	3,42
ENOMAPR-13	0,84	0,48	2,54	4,20
ENOMMAY-13	1,07	0,51	2,90	3,91
ENOMJUN-13	0,92	0,30	2,35	4,16
ENOMJUL-13	1,09	0,41	3,12	6,35
ENOMAUG-13	1,46	0,27	3,37	7,52
ENOMSEP-13	0,79	0,38	2,80	4,62
ENOMOCT-13	1,49	0,23	2,85	5,22
ENOMNOV-13	1,32	0,39	2,51	5,10
ENOMDEC-13	0,95	0,32	2,47	4,80
ENOMJAN-14	1,30	0,24	2,34	5,90
ENOMFEB-14	1,00	0,13	2,58	5,86
ENOMMAR-14	0,68	0,16	2,55	5,70
ENOMAPR-14	0,90	0,22	2,70	4,97
ENOMMAY-14	1,00	0,58	3,47	5,40
ENOMJUN-14	1,01	0,49	3,65	5,78
ENOMJUL-14	1,20	0,21	4,18	6,34
ENOMAUG-14	1,19	0,15	3,37	6,56

## LIITE 4 - SUOMEN ALUEHINTAJOHDANNAISTEN SPREADEJA

Todellinen spread-% on keskiarvo, joka on laskettu suhteuttamalla jokaisen myyntipäivän spread kyseisen päivän viimeiseen hintaan. Implisiittisen spreadit on laskettu Rolin menetelmällä. Tiedot ajalta 2.1.2012–7.10.2014. (Nasdaq OMX Commodities, 2014b)

Tuote	Spread keskimäärin (%)	Implisiittinen spread, 1 pv (%)	Implisiittinen spread, 5 pv (%)	Implisiittinen spread, 21 pv (%)
SYHELYR-13	6,60	0,69	4,88	11,04
SYHELYR-14	13,08	1,15	5,28	13,04
SYHELYR-15	13,28	1,16	3,71	8,94
SYHELYR-16	14,28	0,84	3,61	8,72
SYHELYR-17	16,09	0,85	3,30	8,29
SYHELQ2-12	11,22	0,95	4,91	6,78
SYHELQ3-12	7,21	0,96	6,43	15,28
SYHELQ4-12	9,60	0,40	6,22	12,34
SYHELQ1-13	7,79	0,74	5,51	12,93
SYHELQ2-13	22,80	2,31	18,29	37,34
SYHELQ3-13	11,07	1,33	9,29	28,11
SYHELQ4-13	13,41	0,96	8,04	22,68
SYHELQ1-14	14,59	0,90	6,43	16,95
SYHELQ2-14	20,01	1,14	5,65	16,19
SYHELQ3-14	6,45	0,25	3,46	9,13
SYHELJAN-13	10,55	1,68	6,66	6,04
SYHELFEB-13	11,64	2,44	16,50	40,55
SYHELMAR-13	22,37	5,24	24,14	39,54
SYHELAPR-13	50,39	6,91	16,77	30,89
SYHELMAY-13	114,66	25,29	26,95	31,84
SYHELJUN-13	126,73	12,78	36,05	83,86
SYHELJUL-13	47,55	4,54	26,22	78,89
SYHELAUG-13	19,80	2,39	11,21	17,15
SYHELSEP-13	15,54	0,32	6,93	13,20
SYHELOCT-13	11,76	1,57	9,38	11,29
SYHELNOV-13	13,48	1,35	6,53	9,36
SYHELDEC-13	9,87	0,37	6,76	13,93
SYHELJAN-14	12,41	0,67	8,05	18,88
SYHELFEB-14	8,73	1,04	9,04	24,22
SYHELMAR-14	10,00	1,59	9,90	30,36
SYHELAPR-14	9,37	0,33	7,73	21,59
SYHELMAY-14	6,49	0,53	4,25	12,46
SYHELJUN-14	7,73	0,66	4,13	5,85
SYHELJUL-14	8,82	0,95	5,59	11,45
SYHELAUG-14	6,12	0,91	5,37	7,66