

# Kilpailu sähkötarkkinoilla\*

Matti Liski

*Dosentti*

Helsingin kaupparorkeakoulu

## 1. Johdanto

Sähkön hinnan nousu ja sähköyhtiöiden kasvavat voitot ovat saaneet paljon julkista huomiota. Pohjoismaisen sähkömarkkinan on epäilty epäonnistuneen tehtävässään toimittaa energiaa kuluttajien ja energiaintensiivisen teollisuuden tarpeisiin mahdollisimman tehokkaasti.<sup>1</sup> Markkina on leimattu muutaman suuren sähköntuottajan suljetuksi toimintakentäksi, joka mahdollistaa ylisuuret voitot ja johdon optiot. Pelko tilanteen riistäytymisestä on johtanut poliittiseen paineeseen pitää yllä jatkuvaa selvitystyötä markkinoiden toiminnasta.<sup>2</sup>

Selvitystöiden ja sähkömarkkinoiden julkisen imagon välillä on ristiriita, sillä selvitykset ovat todenneet markkinan toimivan pääsääntöisesti toivotulla tavalla.<sup>3</sup> Sähkömarkkinoiden kehityksen taustalla on kolme tekijää, jotka aiheuttavat hinnannousupaineita myös kilpailullisilla markkinoilla. Ensinnäkin energiapanosten hinnat ovat trendinomaisesti nouseet viime vuosina. Toiseksi EU:n päästökauppadirektiivin myötä sähkön tuotantoyksiköt käyttävät uutta panosta eli päästölupaa. Kolmanneksi pohjoismaiset sähkömarkkinat integroituvat edelleen

\* Kiitän Pauli Murtoa, Mikko Mustosta, Matti Pohjolaa, Jukka Ruususta, Otto Toivasta sekä erityisesti Olli Kauppia kommenteista.

<sup>1</sup> *Energiamarkkinaviraston sähkömyyjille tekemän kyselytutkimuksen mukaan yli 90 % myyjistä pitää kilpailua toimivana, vaikka yksittäisiä epäkohtia ilmeneekin. Kauppa- ja teollisuusministeriön ja Energia-alan Keskusliitto ry Finenergyn teettämän selvityksen mukaan kotitalousasiakkaista ainoastaan 17 % ja yritysasiakkaista 25 % on sitä mieltä, että kilpailu sähkömarkkinoilla on onnistunut hyvin.*

<sup>2</sup> *Viimeaikaisia selvityksiä ovat Suomessa Mikko Karan kauppa- ja teollisuusministeriölle tekemät raportit vuosilta 2004 ja 2005. Ruotsissa valtion tilaamia selvityksiä on tänä vuonna valmistunut kaksi: Statens energimyndighet (2006) ja Finansinspektion (2006). Vuonna 2006 kauppa- ja teollisuusministeriö on tilannut jälleen uuden selvityksen.*

<sup>3</sup> *Tämä on johtopäätös myös Mikko Karan selvityksessä vuodelta 2005, vaikka julkisuudessa annettu kuva on usein toinen.*

Keski-euroopan suuntaan, jossa tuotantokustannukset ovat korkeammat. Kaikki nämä tekijät pyrkivät nostamaan sähkön hintaa pohjoismaisella alueella. Lisäksi nämä tekijät kasvattavat suurten tuottajien voittoja, koska niillä on vesi- ja ydinvoimaan perustuvaa tuotantokapasiteettia, joka hyötty hintojen noususta kohtamatta kuitenkaan nousun taustalla olevia lisäkustannuksia.

Vaikka pohjoismainen markkina on ollut erinomainen tapa hyötyä eroista maiden tuotantorakenteessa, on markkinavoimasta varhaista tehdä johtopäätöksiä, koska markkinan toiminnan järjestelmällinen tutkimus on vasta alkamassa. Tässä artikkelissa tarkastelen markkinoiden toimintaa ja mahdollisuuksia markkinavoiman käyttöön viidestä näkökulmasta. Ensinnäkin sähkön spot-markkinoiden toimintaperiaate ei suoraan johda ankaraan hintakilpailuun. Markkinoita leimaa myös erittäin tiheä interaktio, joka luo edellytyksiä yhteistyöhön tarjoustenjäätössä. Toiseksi tuotannon etukäteiskauppa on sähkömarkkinoilla yleistä. Etukäteiskaupalla on strateginen merkitys oligopolistisilla markkinoilla, jolloin tuotannon sopimuskattavuutta voidaan mahdollisesti käyttää hyväksi kilpailun asteen ja muodon tutkimisessa. Kolmanneksi siirtorajoitteet johtavat hinta-alueiden muodostumiseen ja tätä kautta markkinoiden keskittymiseen. Olisi tärkeää tutkia, kuinka hyvin tuottajat pystyvät ennakoimaan hinta-alueiden eriytymisen ja vaikuttaako mahdollinen ennustettavuus sähkön tuotantotarjouksiin. Neljänneksi tarkastelen vesivoimaa, joka on suurin peruste pohjoismaisen sähkömarkkinan olemassaololle, mutta toisaalta siihen liittyy suuri periaatteellinen markkinavoimapotentialiaali. Viidenneksi käsittelen vähittäismarkkinan toimintaa ja siihen liittyvää kehittämistarvetta. Lopuksi esitän muutamia huo-

mioita EU:n tuoreen päästölupamarkkinan toiminnasta.

## 2. Spot-markkinan toiminta

Pohjoismaisella sähköpörssillä tarkoitetaan yleensä Nord Poolin ylläpitämää spot-markkinaa (Elspot-markkina).<sup>4</sup> Markkina on niin sanottu ”day-ahead” -markkina, jossa osapuolet tekevät tuotanto- ja kysyntätarjoukset kerran päivässä kullekin seuraavan vuorokauden tunnille. Kaupankäynnin kohde on siis tuntisähkö. Kilpailu ei ole puhtaasti määrä- tai hintakilpailua, sillä osapuolet ilmoittavat kauppapaikanpitäjälle tarjonta- ja kysyntärelaatiot. Näiden relaatioiden perusteella määrät tasapainotetaan mahdollisuuksien mukaan yhdellä hinnalla. Yksittäinen sähkön toimittaja sitoutuu siis tarjontarelaationsa mukaisesti fyysisiin tuntitoimituksiin seuraavan 12–36 tunnin ajanjaksolle ilman mahdollisuutta uudelleen kaupata sitoumuksiaan. Sähkömarkkinoille tulee tätä kautta omintakeinen piirre: yrityksen seuraavan päivän tuotanto sekä hinta ovat tämän päivän näkökulmasta satunnaisia. Suurimmaksi osaksi satunnaisuus syntyy kysynnän heilahtelusta, joka paikallisesti voi olla seurausta tuonin pullonkaulasta lisäten kotimaisten laitosten tuotantotarvetta (tästä kuten myös systeemi- ja aluehintojen muodostumisesta tarkemmin myöhemmin).

Ensimmäinen kilpailuun vaikuttava tekijä on kilpailun muoto spot-markkinoilla. Sähköpörssin arkkitehtuuri johtaa nimittäin ns. tarjontafunktioitasapainoon, jonka ominaisuudet

<sup>4</sup> Noin 45 % pohjoismaisesta energiankulutuksesta kaapataan spot-markkinan kautta. Elspot-markkinan lisäksi on olemassa Elbas-markkina, jolla käydään kauppaa vielä tuntia ennen varsinaista toimitusta. Markkinaa käytetään taseiden ballintaan.

oligopolistisilla markkinoilla poikkeavat puhtaasta määrä- tai hintakilpailusta.<sup>5</sup> Sähköpörssi ei automaattisesti pakota yrityksiä ankaraan hintakilpailuun. Yritys ilmoittaa valmiutensa tuottaa kullakin hinnalla siten, että jäännöskäynnystä laskettu nettotulo maksimoituu, kun toisten yritysten tarjontarelaatiot otetaan annettuna. Jos tasapainossa tarjontarelaatiot ovat hinnasta riippumattomia, niin tullaan perinteiseen määräkilpailutasapainoon, jossa marginaalisetkin yksiköt hinnoittelevat yli kustannusten. Toisaalta, jos relaatiot ovat äärettömän hinta-herkkiä, niin tullaan perinteiseen hintakilpailutasapainoon, jossa hinta-kustannusmarginaalit häviävät. Kumpi näistä ääripäistä on lähempänä totuutta?

Valitettavasti mikään periaate ei suoraan kerro, kuinka kilpailulliset strategiat yritykset valitsevat. Sähköpörssin arkkitehtuuri ei tarjoa mitään luonnollista reunaehto, joka määräisi tasapainostrategiat. Yksi tapa testata kilpailun astetta, on ottaa huomioon yritysten kapasiteettirajoitteet, jotka pyrkivät rajoittamaan markkinatulemaa ankarasta hintakilpailusta pois-päin.<sup>6</sup> Toisaalta pohjoismaista sähkökauppaa leimaa vesivoiman suuri osuus, mikä muuttaa spot-markkinoita rajoittavan kapasiteetin luonteen. Vesivoimaan liittyvä markkinavoimapotentiaali saattaa olla huomattavasti suurempi, kuin mitä spot-markkinan vääristymistä voi syntyä. Vesivoiman vaikutusta kilpailullisuuteen tarkastelen myöhemmin.

Toinen spot-markkinoiden kilpailuun vaikuttava tekijä on markkinaosapuolten tiheä interaktio. Tämä 24 kertaa vuorokaudessa ta-

pahtuva samojen osapuolten kohtaaminen markkinoilla luo melkein ideaalit olosuhteet epämuodollisille hintasopimuksille, joiden avulla markkinahintaa saatetaan pitää tuotantokustannusten yläpuolella. Verrattuna moniin muihin markkinoihin sähkömarkkinoilla tuottajajoukko on äärimmäisen vakaa suhteessa kaupankäynnin tiheyteen. Tällöin markkinaosapuolet tuntevat melko tarkalleen markkinoiden toimijat. Vaikka Nord Pool ei julkista yksittäisten toimijoiden tuotantoja, markkinoilla pitkään toimineilla yrityksillä on luultavasti tarkka käsitys kilpailijoiden tuotantokapasiteetista ja siitä, kuinka sitä eri markkinatilanteissa käytetään. Epäsuora hintayhteistyö edellyttää, että osapuolet pystyvät ainakin määrin seuraamaan toistensa toimintaa hinnoittelun ja tuotannon suhteen, jotta poikkeamat kollusivisista tarjoustenjättökäytännöistä havaitaan. Jos näin on, niin silloin tiheä interaktio kurinalaistaa hintayhteistyötä, koska suuren tuotanto-osuuden kaappaaminen alhaisella hinnoittelulla johtaa nopeaan vastaukseen muiden tuottajien taholta.<sup>7</sup>

Yllä kuvattu yhteistyö voi tuntua akateemiselta mahdollisuudelta, koska kapasiteettirajoitetut tuottajat eivät ehkä kovin suuria markkinaosuuksia pysty muilta kaappaamaan. Yhteistyössä ei kuitenkaan tarvitse olla kysymys tuotannon rajoittamisesta, vaan mahdollisesti tuotantomuodon rajoittamisesta eli väärinlaisen käyttöjärjestyksen valitsemisesta eri tuotantolaitoksille. Markkinahintaa voidaan nimittäin nostaa, mikäli yhteistyön muut edellytykset to-

<sup>5</sup> Markkinarakenne on perustellusti oligopolistinen. Esimerkiksi vuonna 2004 Statkraft, Vattenfall ja Fortum tuottivat 45 prosenttia kokonaistuotannosta.

<sup>6</sup> Tästä tarkemmin artikkelissa Green ja Newbery (1992).

<sup>7</sup> Tiheän interaktion merkityksen voi ymmärtää vertaamalla sähkömarkkinaa öljymarkkinaa ja OPEC-ryhmän pyrki- myksiin pitää kiinni tuotantokiintiöistä. Ylituotanto öljy- markkinoilla havaitaan viiveellä, mikä vaikeuttaa kartelli- sopimuksen ylläpitoa.

teutuvat, tuottamalla liian kalliilla marginaalilla tuotantomuodolla, jotta marginaalin alla olevat yksiköt saavat suuremman tuoton. Yksittäisellä tuottajalla on kannustin poiketa väärästä käyttöjärjestyksestä ja lisätä marginaalin alapuolella olevan kapasiteetin osuutta, mikäli muut jatkavat vääristävää käyttöjärjestystä. Muut eivät kuitenkaan jatka hintaa nostavaa toimintaa, jos poikkeama havaitaan, mikä sähkömarkkinoilla tapahtuu nopeasti. Tällaisen käytöksen ennakoiminen luo edellytyksen yhteistyön jatkamiseen. Hintayhteistyön eri muodoista ei pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta ole käytännössä lainkaan tutkimusta (lukuun ottamatta selvityksiä).<sup>8</sup>

### 3. Etukäteiskauppa

Nord Pool ylläpitää myös finanssimarkkinaa, jolla voi käydä kauppaa erilaisilla sähköjohdannaisilla. Välttääkseni sotkeutumista eri johdannaisuotteiden yksityiskohtiin kutsun johdannaiskauppaa yksinkertaisesti tuotannon etukäteiskaupaksi.<sup>9</sup> Pelkistetysti etukäteiskaupassa on kysymys tuotannon myymisestä ennen varsinaisen spot-markkinan aukeamista. Tuotantoa voidaan myydä etukäteen bilateraalisten pitkäaikaisten sopimusten kautta finanssimarkkinan ulkopuolella. Finanssimarkkinoilla etukäteismyynneille muodostuu läpinäkyvä hinta. Nord Poolin etukäteiskaupassa sopimukseen ei liity fyysistä toimitusvelvollisuutta toisin kuin yleensä bilateraaleissa sopimuksissa. Nimensä

mukaisesti ne ovat puhtaasti finanssisopimuksia koskien toteutuvasta spot-hinnasta riippuvia maksuja. Pelkistetysti tuottaja voi myydä tuotantoa etukäteen, mikä fyysisten toimitusten vallitessa tarkoittaisi velvollisuutta toimittaa sovittu määrä spot-markkinoille. Finanssisopimuksessa tuottaja vain maksaa spot-hinnan ja etukäteishinnan välisen eron kerrottuna position suuruudella, mikäli spot-hinta ylittää etukäteishinnan, tai tuottaja saa maksun mikäli spot-hinta alittaa etukäteishinnan. Etukäteiskaupalle on luonnollista kysyntää, koska niiden avulla markkinaosapuolet voivat jakaa riskiä.

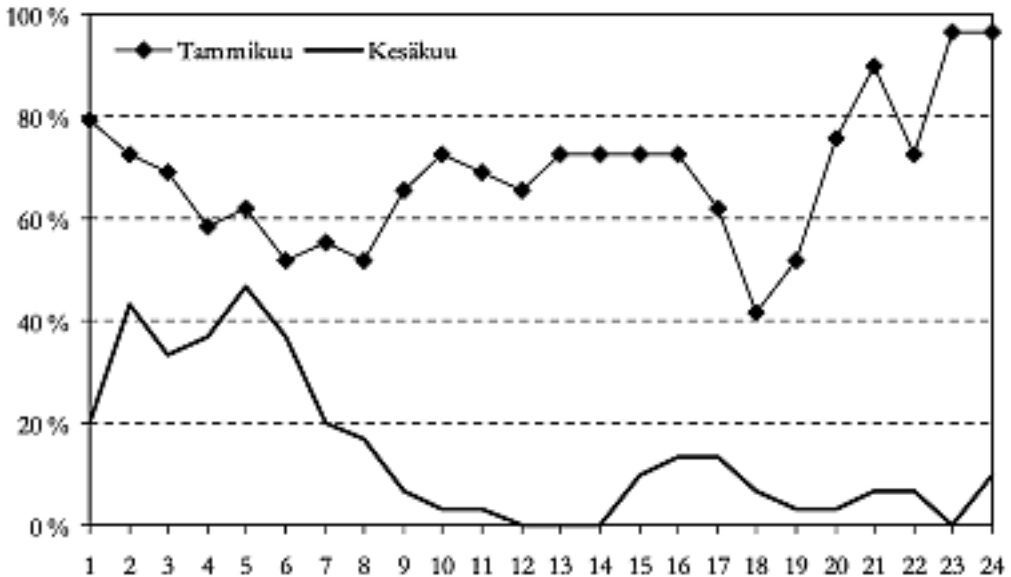
Etukäteiskaupalla on oligopolistisilla markkinoilla myös strateginen eikä pelkästään riskiä jakava merkitys. Etukäteiskauppa voidaan nimittäin tulkita strategisena investointina omaan tuotantoon. Etukäteismyynti tarkoittaa sitoumusta tuottaa aggressiivisesti, sillä myynnin jälkeen oligopolistisen tuottajan marginaalitulo hyppää ylöspäin – lisämyynti spot-markkinalle kannattaa, koska etukäteismyynnin kautta oligopolisti osittain vapauttaa itsensä inframarginaaliselle tuotannolle tulevasta tappiosta, jonka markkinahinnan lasku aiheuttaa. Toisin sanoen etukäteiskauppa antaa yritykselle mahdollisuuden palvella samaa markkinaa useasti. Perusteorian mukaan etukäteiskauppa lisää kilpailua, koska se lisää tuotantohalukkuutta ja koska yritysten on pakko osallistua etukäteismyyntiin strategisista syistä: jättäytymällä pois etukäteiskaupasta yritys antaa strategisen etulyöntiaseman muille tuottajille, jotka näin saavat suuremman osuuden kokonaismyynnistä (Allaz ja Vila 1993).

Koska etukäteiskauppa on strateginen investointi, vaikutukset kilpailuun riippuvat spot-markkinan toimintaperiaatteesta. Jos kilpailu muistuttaa puhdasta hintakilpailua, niin etukäteiskaupalla saattaa olla kilpailua rajoitta-

<sup>8</sup> Nordpool pyrkii seuraamaan hintojen kehitystä ja raportoi epäilyttävään korkeista hintatasoista. Tästä enemmän raportissa Statens energimyndighet (2006).

<sup>9</sup> Markkinoilla kaupataan futuureja, optioita, forwardeja sekä sopimuksia, joilla voi suojautua aluehintojen eroja vastaan.

Kuvio 1. Systeemibinnan yleisyys tammi- ja kesäkuussa 2005 tunneittain.



Lähde: Olli Kauppi ja Nord Pool.

va rooli, koska yritykset pyrkivät ostamaan omaa tuotantoaan nostaakseen sen arvoa (Liski ja Montero 2006; Mahenc ja Salanié 2004). Jos taas kilpailu tapahtuu määrissä, syntyy edellä kuvattu kilpailua lisäävä vaikutus. Kuten aiemmin totesin, sähköpörssin spot-markkinatasapaino on tarjontafunktioitasapaino, joka ei suoraan muistuta hinta- tai määräkilpailua. Siksi olisi arvokasta tutkia, kuinka suuri osuus pohjoismaisesta spot-myyntistä on sopimuksin katettu ja tarkastella, kuinka spot-markkinatasapaino reagoi muutoksiin sopimuskattavuudessa. Tämä voisi paljastaa arvokasta tietoa kilpailun muodosta ja asteesta sähköpörssissä.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> *Sopimusten vaikutus spot-markkinoiden toimintaan otettu huomioon tutkimuksessa A. Sweeting (2006).*

#### 4. Siirtorajoitteet

Pohjoismaisella sähkömarkkina-alueella vallitsee yksi hinta silloin, kun Nord Pooliin jätetyt myynti- ja ostotarjoukset on mahdollista tasapainottaa riippumatta siitä, missä tuottajat ja kuluttajat sijaitsevat. Usein kuitenkin siirtoyhteudet rajoittavat kysynnän ja tarjonnan kohtaamista yhdellä hinnalla, jolloin sähkömarkkina-alueelle voidaan muodostaa erillisiä hinta-alueita. Hyvänä pohjoismaisena vesivuonna Suomen aluehinta pyrkii poikkeamaan systeemihinnan yläpuolelle (tuontirajoite pätee) ja huonona vuonna sen alapuolelle (vientirajoite pätee). Kuvio 1 antaa kuvan systeemihinnan yleisyydestä Suomessa vuonna 2005. Tämän mukaan systeemihinta vallitsee yleisemmin talvella kuin kesällä, jolloin tuontisähkö syrjäyttää

kotimaista tuotantoa. Suomen ja Ruotsin välinen siirtoyhteys on vain yksi pullonkaula markkinoilla – Norjassa hallinnollisesti määrättyjä hinta-alueita on viisi, joille kullekin voi muodostua erillinen hinta.

Myös hinta-alueen sisällä voi syntyä siirto rajoite, jolloin se selvitetään vastaostojen kautta. Tämä tarkoittaa sitä, että järjestelmävastaava (Suomessa Fingrid) puuttuu ruuhkautuneen linkin päissä olevaan tarjontaan ja kysyntään hallinnollisesti sekä korvaa kauppojen peruuttamisesta aiheutuneet tappiot ostajille ja myyjille. Järjestelmävastaava maksaa kulut eikä menettelyn vaikutus näy markkinahinnassa. Hinta-alueiden tapauksessa siirto rajoite selvitetään antamalla hintojen eriytyä, jolloin syntyy niukkuustuloja. Jos esimerkiksi Suomen aluehinta ylittää Ruotsin aluehinnan, tilittävät Suomen puolen ostajat Nord Pooliin enemmän kuin mitä Nord Pool tilittää sähkön tuojille Ruotsin puolelta. Tämä niukkuustulo tilitetään järjestelmävastaavalle, joka Suomessa on Fingrid.

Siirto rajoitteisiin liittyy kaksi ongelmavyöhytettä, jotka Suomen kohdalla näyttävät erityisen relevanteilta. Ensimmäinen on niukkuustulojen allokationsääntö ja toinen markkinoiden keskittyminen hinta-alueiden muodostuminen kautta. Markkinat voivat periaatteessa reagoida hinta-alueiden jatkuvaan eriytymiseen sijoittamalla tuotantolaitoksia keskimääräistä korkeamman hinnan alueelle tai investoimalla verkon kehittämiseen ja siirto rajoitteiden poistamiseen. Ensimmäinen sopeutumisyväly on pohjoismaisella alueella periaatteessa käytettävissä. Toiseen väylään eli markkinavetoisten verkkoinvestointien käyttöön pullonkaulojen ratkaisijana ei sen sijaan voi luottaa. Näin siksi, että on edes periaatteessa hankala suunnitella kompensatiojärjestelyä, joka korvaa investoi-

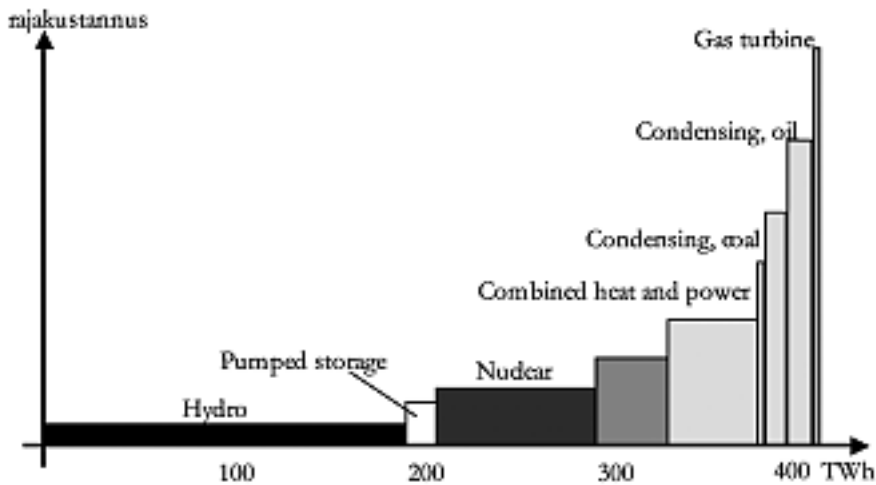
jalle investoinnin hyödyt eli niukkuustuottojen poistumisen (Joskow ja Tirole 2005). Suomessa verkkoinvestointeihin liittyy toinenkin ongelma: kantaverkkoyhtiön omistavat valtion lisäksi suuret sähköntuottajat, joista Fortumilla ja Pohjolan voimalla on yli 60 %:n äänivalta. Muissa pohjoismaissa kantaverkkoyhtiöt ovat valtion liikelaitoksia. Vaikka energiamarkkinavirasto velvoittaa Fingridiä investoimaan niukkuustulot verkon kehittämiseen, on yhtiön äänivaltaisilla omistajilla selvä intressiristiriita verkon yleisen kehittämistarpeen suhteen.

Suomen aluehinta poikkesi Ruotsin vastavasta 29 % ajasta vuonna 2003, joka oli huono vesivuosi (Kara 2005). Vaikka suurilla suomalaisilla tuottajilla on suhteellisen pieni osuus koko pohjoismaisesta tarjonnasta keskimäärin, Suomen hinta-alueen eriytyessä kotimaisista tuottajista tulee paikallisia suuria tuottajia, joten markkinat keskittyvät huomattavasti. Olisi tärkeää tutkia, kuinka hyvin tuottajat pystyvät ennakoimaan siirto rajoitteiden syntymistä ja vaikuttaako tämä tarjousten jättöön. Yksi tapa olisi soveltaa standardeja toimialan taloustieteen menetelmiä (Breshanan 1989) ja katsoa käyttävätkö tuottajat enemmän markkinavoimaa markkinaolosuhteiden vaihdellessa sen suhteen, onko kysyntä joustavaa ja purevatko siirto rajoitteet. Norjan osalta siirto rajoitteiden on todettu jossain määrin lisäävän markkina voiman käyttöä (Johnsen, Verma ja Wolfram 2006).

## 5. Vesivoima

Vesivoiman suuri osuus tuotannosta ja sen alueellinen keskittyminen Norjaan ja Ruotsiin on suurin peruste pohjoismaiseen työnjakoon sähkön tuotantomuotojen välillä. Markkinoiden kautta maiden sähköntuotantojärjestelmät inte-

Kuvio 2. Periaatekuva sähköntuotannon rajakustannuksesta pohjoismaissa.



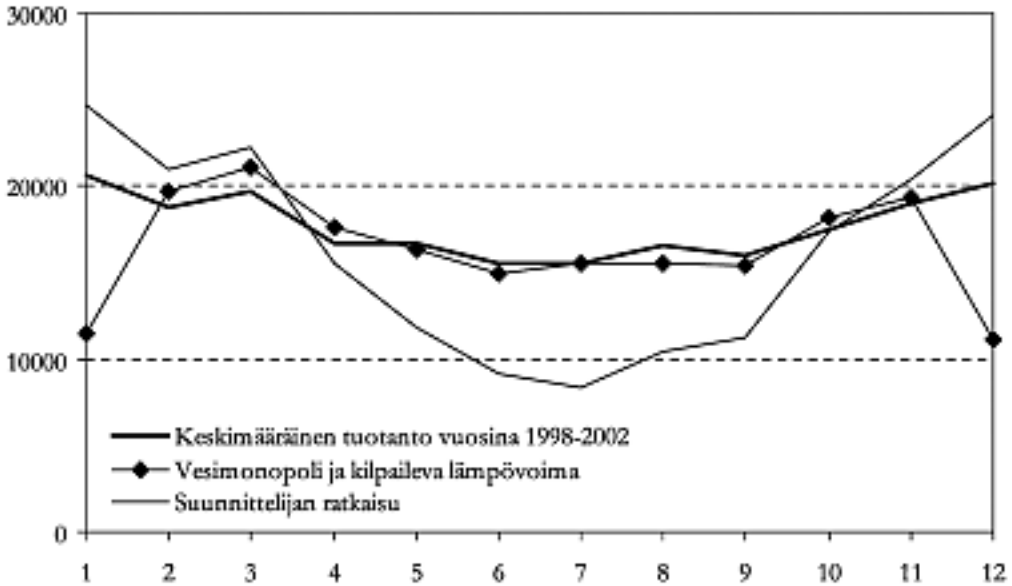
groituvat siten, että kokonaistuotantorakenne monipuolistuu, mikä mahdollistaa tehokkaan kokonaiskapasiteetin käyttöjärjestyksen kysynnän tyydyttämiseksi. Tehokas käyttöjärjestys on käytön rajakustannuksen mukainen järjestys, missä vesivoiman rajakustannus on lähinnä vesiyksikön varjohinta – siis vaihtoehtokustannus siitä, että samaa vesiyksikköä ei voi myydä tulevaisuudessa. Veden rajakustannus on siis **funktio odotuksista, koska nyt myytävän** vesiyksikön arvo riippuu siitä, mikä sen arvon odotetaan olevan tulevaisuudessa. Vuoden aikana odotusten kannalta kriittiset hetket ovat kesällä, jolloin on vielä epävarmuutta syksyn sateista ja sitä kautta lisävarannoista, ja toisaalta vuoden kääntyessä kohti talvea, jolloin on vielä epävarmaa kuinka kylmä talvi on tulossa. Keväällä vesivarastot täyttyvät. Vesituotannon rajakustannus vaihtelee siis vuoden sisällä riippuen ajankohdasta ja vesitilanteesta. Karkeasti ottaen pohjoismainen vesituotanto korvaa suomalaista kalliimpaa lämpövoimatuotantoa kesällä, kun taas talvella vesivarantojen

ehtyessä lämpövoiman osuus kasvaa.<sup>11</sup> Sademäärät vaihtelevat merkittävästi myös vuosien välillä, mikä edelleen lisää vesi- ja lämpövoiman työnjaosta saatavia hyötyjä. Periaatekuva pohjoismaisen tuotannon rajakustannuksesta on kuviossa 2.

Kilpailullisissa olosuhteissa vesivoimakapasiteetti pyrkii allokoitumaan siten, että odotetut hinnat vuoden sisällä pysyvät mahdollisimman lähellä toisiaan. Jos markkinoilla ei olisi lainkaan epävarmuutta, ei siirtorajoitteita ja osapuolet tietäisivät kysynnän sekä muiden tuotantomuotojen kustannukset eri ajankohdissa, annettu vesikapasiteetti käytettäisiin leikkaamaan hintahuiput, kunnes kaikki hinnat ovat tasoissa tai sitten vesikapasiteetti loppuu ennen kuin hintojen tasaamiseen päästään.

<sup>11</sup> Esimerkiksi vuonna 2004 eri tuotantomuotojen osuudet olivat seuraavat: vesivoima 49 %, ydinvoima 25 %, muu lämpövoima 18 %, muut uusiutuvat energianlähteet 8 %. Lähde: Nordel.

Kuvio 3. Vesivoiman tuotanto pohjoismaissa (GWh/kuukausi).



Lähde: Olli Kauppi.

Vaikka vesivoima tekee pohjoismaisesta markkinasta toimivan<sup>12</sup>, se tekee markkinavoimakykyisyyden hankalaksi. Suurimman osan vuotta marginaalinen tuottaja (kalleimman sähköyksikön tuottaja) on jokin muu kuin vesivoimayksikkö. Tällöin markkinahinta voi hyvinkin olla rajakustannuksen suuruinen, mutta silti tehotoman korkea. Tämä voi johtua siitä, että vesivoimayksiköt rajoittavat tuotantoaan ja sitä kautta kontrolloivat kuka marginaalilla tuottaa – mitä suurempi tuotanto tarvitaan muilta kuin vesivoimatuottajilta kysynnän tyydyttämiseksi, sitä korkeampi on marginaalisen tuottajan kustannus ja markkinahinta. Vesivoiman markkinavoimaa on erittäin vaikea havaita hinta- ja

tuotantokustannusaineistosta suoraan, sillä se ei näy hinnan ja marginaalikustannuksen erona. Ainoa tapa edetä markkinavoiman arvioinnissa näyttäisi olevan rakentaa tarkka kuvaus vesivoimayksiköiden käyttäytymisestä eri markkinarakennetoetuksilla ja tutkia, mikä käyttäytyminen on todennäköisimmän tuottanut historiallisesti havaitun aineiston.

Kuvaan seuraavaksi kahta eri tapaa käyttää markkinavoimaa vesi- ja lämpövoiman sekajärjestelmässä. Pyrin vastaamaan seuraavaan kysymykseen: millainen vesivoiman käyttö maksimoi veden myynnistä saatavan vuositulon, kun muut tuotantomuodot toimivat täysin kilpailullisesti? Ensimmäinen huomio on, että vesimonopolistin kannattaa pyrkiä samaan odotettuun (nykyarvoiseen) rajatuloon kaikilta myyntitihetkiltä. Jos näin ei olisi, voidaan vesivarastosta saatavaa odotettua tuloa lisätä tuo-

<sup>12</sup> Vesi on tärkeä tuotantomuotojen työnjaon kannalta vuoden aikana kuten edellä on kuvattu. Lisäksi se on korvaamattoman arvokasta säätövoimana.



tannon ajallista sijoittumista muuttamalla. Tämä tarkoittaa sitä, että monopolistin veden allokointia vuoden sisällä ohjaa hintajousto, eikä pelkästään hintataso kuten kilpailullisilla markkinoilla. Silloin hintojen vaihtelu vuoden sisällä ei minimoidu, vaan ainoastaan monopolistin rajatulon vaihtelu. Olli Kauppi teki kuviossa 3 esitetyn laskelman. Ensimmäinen viiva kuvaa keskimääräistä vesivoiman tuotantoa pohjoismaissa vuoden kuluessa (keskiarvo vuosista 1998–2002). Toinen viiva kuvaa, kuinka keskimääräinen vesivaranto kannattaisi allokoida vuoden sisällä monopoliratkaisussa, jossa rajatulot pidetään mahdollisimman lähellä toisiaan. Kolmas viiva kuvaa vesivarannon kilpailullista jakoa vuoden aikana.

Mitä kuviosta opimme? Markkinavoimaa käytetään siten, että kesällä vettä tuhlataan verrattuna yhteiskunnalliseen optimiin, jotta talvella saadaan jäljellä olevalle vedelle suurempi arvo. Laskelma on karkea eikä sitä tule ottaa todisteena markkinavoimasta (laskelmassa ei ole huomioitu siirtorajoituksia). Sen tarkoituksena on vain osoittaa, että vesituotannon markkinavoima ei näy niinkään hetkellisinä hintapiikkeinä vaan pysyvästi vääränä hintatasona.

Toinen tapa käyttää vesivoimaa markkinoiden manipulointiin ei vaadi kysynnän vaihtelua vuoden sisällä kuten edellisessä esimerkissä. Todellisuudessa kysyntä vaihtelee, mutta oletetaan hypoteettisesti sama kysyntä läpi vuoden, jotta voidaan identifioida toinen markkinavoiman lähde. Kuvion 2 mukainen periaatekuva osoittaa, että rajakustannuskäyrä nousee erittäin jyrkästi kapasiteetin lähestyessä täyttäkäyttöstä. Kysynnän ollessa sama läpi vuoden voisi kuvitella, että monopolisti jakaa tuotantonsa tasaisesti läpi vuoden ja tuottaa näin yhteiskunnallisen optimin. Monopolistin voi kuitenkin olla kannattavaa tuottaa osa vuotta

niin alhaisella hinnalla, että lämpövoima syrjäytyy markkinoilta. Jäljelle jäänyt vesivarasto voidaan sitten myydä korkealla hinnalla loppuvuonna, jolloin lämpövoiman kapasiteettirajoite alkaa sitoa. Karkeasti ottaen monopoli pystyy näin jakamaan markkinan kahteen osaan ja saamaan saman rajatulon molemmilta.<sup>13</sup> Tämä tapa manipuloida markkinaa perustuu siis veden ”tuhlaamiseen” alhaisella markkinahinnalla, jolloin jäljellejäävän varannon arvo nousee enemmän kuin tuhlaaminen maksaa.

Edellä kuvatut tavat käyttäviä vesivarantoja hintatasojen liikutteluun ovat periaatteessa sopusuhteissa markkinoilla havaitun käytännön kanssa, jonka mukaan vesivoima syrjäyttää lämpövoiman kesäaikaan. Mutta toisaalta näin tapahtuu ainakin osittain myös yhteiskunnallisesti tehokkaassa tasapainossa, joten markkinavoiman arviointia ei voi perustaa karkeisiin kvalitatiivisiin havaintoihin, vaan se vaatii vesiarvojen tarkkaa laskemista. Mitään tämän suuntaista ei ole selvitystyössä tai akateemisessa kirjallisuudessa tehty.

Vesivoiman käyttäytymistä tulisi testata laitoskohtaisen aineiston avulla. Norjan vesivoimalaitoksista on periaatteessa saatavilla melko yksityiskohtaiset tekniset tiedot ja omistussuhteet.<sup>14</sup> Jos tutkijalla olisi käytössä tuotantotiedot sekä altaan käyttöaste, olisi melko suoraviivaista estimoida sähkön kynnys hinta, jolla turbiini laitetaan päälle. Tällöin saataisiin käsitys veden rajakustannuksesta laitostasolla. Valitettavasti tuotannot ovat liikesalaisuuksia (Nord Pool ei kerro tuotantotietoja). Lisäksi Norjan vesiviranomainen (NVE) ei julkista laitosten

<sup>13</sup> Tämä ajatuksen on esittänyt Michael Hoel (2006).

<sup>14</sup> Tekniset tiedot koskevat esimerkiksi turbiinin tehoa, alaskapasiteettia, virtaamarajoitteita ja historiallisia virtaus-tietoja.

Taulukko 1. Hintoja joulukuulta 2003. Kulutusluokat kuvattu lähteessä.

Luokka	kallein	hint, snt/KWh	halvin	hint, snt/KWh	keski- hint	ero
K1	Vattenfall Sähkönmyynti	7,06	Jebbo Kraf Andelslag	3,45	5,87	205 %
K2	Fortum Markets Oy	6,16	Lehtimäen sähkö Oy	2,84	5,02	217 %
L1	Fortum Markets Oy	5,07	Lehtimäen sähkö Oy	2,50	4,21	203 %
L2	Fortum Markets Oy	4,50	Jylhän Sähköosuuskunta	2,04	3,75	221 %

Lähde: Samuli Korpinen 2004.

vesivarantoja kuin hinta-alueiden tasolla. On ymmärrettävää, että yritykset eivät halua paljastaa tämänhetkisiä vesivarantojaan, mutta historialliset vesivarannot olisi hyvä saada tutkimuskäyttöön.

## 6. Vähittäismyynti

Sähkön pörssiakauppaa tekevät alan ammattilaiset, kun taas vähittäismarkkinoilla ostajapuolen jyrkkä enemmistö tietää tai välittää kaupan käynnin kohteesta melko vähän. Sähkölaskun kilpailutettava osuus muodostaa pienen osuuden kuluttajien budjetista. Nämä tekijät heijastuvat sähkön vähittäismarkkinoihin seuraavilla tavoilla. Ensinnäkin kuluttajat vaihtavat sähkön toimittajaa erittäin laiskasti – ensimmäisen kuuden vuoden aikana kilpailutuksen alkamisesta näin teki vain reilut 10 % kuluttajista. Toiseksi kuluttajien maksama sähkön hinta on suhteellisen kiinteä ja seuraa sähkön tukkuhintaa melkoisella viiveellä (Kara 2005). Kolmanneksi sähkön vähittäishintamarkkinoilla on vallinnut suuri hintahajonta, jota havainnollistaa taulukko 1. Hintahajonnasta osa on kuitenkin näennäistä, sillä monet paikalliset tuottajat palvelevat lähinnä oman kunnan asukkaita.

Miksi kuluttajat ovat haluttomia vaihtamaan sähkön toimittajaa? Tähän on vaikea keksiä muuta vastausta kuin se, että yksittäisel-

le keskimääräiselle kotitaloudelle tulevat hyödyt ovat muutamia kymmeniä euroja vuodessa, kun säästöt lasketaan tarjolla olevista sähkösovimuksista.<sup>15</sup> Mutta ovatko kuluttajalle tarjolla olevat sopimukset riittävän kilpailullisia? Kilpailutuksen historian aikana yritykset ovat pääsääntöisesti kilpailleet suhteellisen kiinteähintaisilla sopimuksilla. Toimittajat ovat siis myyneet kuluttajille myös riskinsuojausta, mikä saattaa olla markkinoille vakiintunut tapa saavuttaa ylihinnointelu. Pientalouden kannalta tuntuu heikosti perustellulta maksaa ylimääräistä vakaasta sähkön hinnasta. Ruotsissa ja Norjassa sähkön kuluttajahinta seuraa tukkuhintaa selvästi nopeammin (Kara 2005). Suomessakin tilanne on ilmeisesti muuttumassa kuluttajien informaation lisääntyessä.

Sähkömarkkinoiden kehittymisen kannalta olisi tärkeää laajentaa sähkönkulutuksen tuntimittamista, jotta markkinahintaan reagoivien kulutuspisteiden joukko voisi kasvaa. Tämä edelleen kehittäisi kannustinta sitoa sähkösovimukset tukkuhintoihin ja kulutusteknologioiden kehittyessä altistaisi tuottajat joustavammalle kysynnälle. Vaikkakin vähittäisähkömarkkinoiden kautta kanavoituva kulutus on väistämättä melko joustamatonta, lisäjouston kehittämiseksi kannattaa ponnistella, sillä

<sup>15</sup> Näitä säästöjä on laskenut Samuli Korpinen 2004.

se tukee automaattisesti tuottajien tarjoustensa kilpailullisuutta.

## 7. Päästölupamarkkinat

EU:n päästökauppadirektiivi on luonut lämpövoiman tuotannossa syntyville hiilidioksidipäästöille markkinahinnan. Päästökaupan ensimmäinen vuosi on tätä kirjoitettaessa juuri sulkeutumassa. Yritysten on raportoitava todennetut päästönsä kansalliselle viranomaiselle sekä hankittava riittävä määrä lupia näiden päästöjen kattamiseksi. Suomessa direktiivin vaikutuspiirissä olevat laitokset saavat ilmaisen vuosiallokaation, jota voi myydä tai kartuttaa transaktioiden kautta. Päästölupille muodostuu yksi hinta, joka periaatteessa ohjaa EU:n alueen laitoksia leikkaamaan päästöjä rajakustannusten mukaisessa järjestyksessä. Päästökauppa on oikein toteutettuna paras keino vähentää päästöjä, koska se ohjaa nykyisten ja tulevien tuotantomuotojen valintaa ylivertaisesti ja on hallinnollisesti yksinkertainen.

Valitettavasti todellisuus ei ole aivan näin ruusuinen. Päästöluvan hinta ensimmäisen vuoden aikana on ylittänyt kaikki odotukset (suurimmillaan yli 30 euroa/tonni) ja on suurella todennäköisyydellä irtaantunut leikkausten rajakustannuksista. Tärkein syy tähän on ilmeisesti lupakaupan kaksivaiheinen toteutus ja ensimmäisen vaiheen aloittaminen ennen toisen vaiheen (vuoden 2007 jälkeen) lupa-allokaatiosta päättämistä. Järjestely kannustaa yrityksiä välttämään leikkauksia, koska ne saattavat johtaa tulevan laitospäätöksen allokation pienentymiseen. Tätä kannustinta vahvistaa se, että ensimmäisen kahden vuoden luvat eivät ole varastoitavissa myöhempiä vuosia varten. Varastointimotiivi olisi kannustanut yrityksiä leikkauksiin, vähentänyt epävarmuutta lupa-

Taulukko 2. Lisäkustannus lupabinnan ollessa 30 euroa/tonni.

Polttoaine	Lisäkustannus, euro/MWh
hiili	10,0
turve	11,3
puu	0,0
kaasu	6,0
kevyt p-öljy	7,8
raskas p-öljy	8,3

Lähde: Jukka Leskelä, NEFP-seminaari, Helsinki 2006.

markkinoiden likviditeetistä, sekä poistanut epäjatkuvuudet leikkauskustannuksissa siirtäessä vuoden 2007 jälkeiseen aikaan.

Lupien korkea hinta on siirtynyt sähkön markkinahintaan, koska marginaaliset tuottajat kohtaavat uuden panoshinnan. Uusi hinta vaikuttaa luonnollisesti panossuhteisiin – erityisesti kivihiilen, kaasun ja päästölupien hintojen välillä on uudenlainen yhteys. Taulukko 2 kuvaa 30 euron lupahinnan vaikutusta eri tuotantomuotojen kustannuksiin.

Lupahinnan noustessa 30 euron tasolle vaikutus sähkön pörssihintaan on melkoinen. Tämän havaitseminen käytännössä on johtanut hyökkäykseen päästökauppadirektiiviä vastaan ja epäilyihin markkinoiden toiminnasta. Kuitenkin sähkön hinnan nousu on juuri päinvastoin merkki markkinoiden toiminnasta. Puutteita löytyy päästökaupan toteutuksesta, johon tuen enemmän poliittisista syistä kuin ymmärryksen puutteesta, mutta uskoisin näiden puutteiden markkinahintavaikutusten olevan väliaikaisia. Lupamarkkinan kehittyessä luvan hinta tulee heijastelemaan päästöleikkausten kustannuksia ja sähkön kohonnut hinta tarjoaa markkinavetoisen tuen päästöistä vapaille kapasiteetti-investoinneille.

## 8. Päätelmät

Sähkömarkkina toimii periaatteellisella tasolla kuten sen pitääkin. Markkina integroi maiden tuotantokapasiteetit ja lopputulema on samankaltainen kuin tilanteessa, jossa mailla olisi lähikohtaisesti kullakin monipuolinen valikoima erilaisia tuotantomuotoja. Suomessa ei ole merkittävästi varastoitavaa vesivoimaa, mutta markkinoiden ansiosta saamme osuutemme Norjan ja Ruotsin vesivoiman hyödyistä. Vastaavasti Norjassa ei ole lämpövoimaa, mikä tarjoaa meille mahdollisuuden toimia reservinä poikkeuksellisissa vesitilanteissa. Poikkeustilanne oli esimerkiksi vuosien 2002/2003 vaihte, jolloin veden niukkuus moninkertaisti hinnat. Hintojen nopea reagointi järjestelmän pullonkauloihin on merkki markkinoiden toiminnasta ja takaa sähkön saatavuuden kaikkina ajanhetkinä. Jonkinlaisena poikkeustilanteena voidaan pitää myös päästökaupan ensimmäistä vuotta, jonka aikana korkeat lupahinnat ovat nostaneet sähkön hintoja. Vaikka korkeat lupahinnat johtuvat päästölupajärjestelyn sisäänajo- vaikeuksista eivätkä niinkään heijastele todellisia rajakustannuksia, osoittaa kokemus kuinka järkevästi sähköntuotantosektori reagoi päästölle tulevaan hintaan.

Sähkömarkkina on osittain ja lupamarkkina täysin keinotekoinen markkina eli poliittisella päätöksellä luotu. Toisinaan poliitikot tuntuvat katuvan luomuksiaan, mikä näkyy pyrkimyksenä puuttua markkinoiden toimintaan. Yksi esimerkki on keskustelu windfall-voittojen verotuksesta, jonka tarkoituksena on siirtää päästöttömän tuotantokapasiteetin ansaitsema tuotto valtion käyttöön. Ansiottomana nähty arvonnousu on juuri se kannustin, johon markkinavetoinen ohjaus kohti puhtaampia tuotantorakenteita perustuu. Jos energiapolitiikan johto

näkee puhtaan tuotannon saaman arvonnousun ansiottomana, häviää päästökaupan ohjausvaikeus nopeasti.<sup>16</sup>

Sähkömarkkinoiden kohdalla on perusteltua seurata markkinoiden kehitystä, mutta uudet poliittisesti tilatut selvitykset tuskin tuottavat lisää tietoa markkinoiden toiminnasta. Seuraava askel olisi kehittää järjestelmällistä akateemista tutkimusta pohjoismaisen markkinan toiminnasta – tässä artikkelissa eriteltyjen tekijöiden tutkimisessa tarvitaan kättä pidempää eli akateemisesta taloustutkimuksesta tutujen menetelmien käyttöä. □

## Kirjallisuus

- Allaz, B. ja J.-L. Vila (1993): "Cournot competition, forward markets and efficiency", *Journal of Economic Theory*, vol. 59, No. 1, s. 1–16.
- Bresnahan, T.F. (1989): "Empirical Methods for Industries with Market Power", teoksessa Richard Schmalensee, R. ja R. Willig (toim.), *Handbook of Industrial Organization*, Vol. II, New York: North Holland, s. 1010–1057.
- Finansinspektion (2006): *Prisbildning och konkurrens på elmarknaden*. Tukholma.
- Green, R.J. ja D.M. Newbery (1992): "Competition in the British Electricity Spot Market", *Journal of Political Economy*, vol. 100, No. 5, s. 929–953.
- Michael Hoel (2006): "Electricity prices in a mixed thermal and hydropower system", käsikirjoitus. Oslon yliopisto.
- Johnsen, T.A., S.K. Verma ja C. Wolfram (2006): *Zonal Pricing and Demand-Side Responsiveness*

<sup>16</sup> On mielenkiintoista, että Mikko Karan (2005) raportti ei suositellut windfall-voittojen verotusta. Ehkä juuri tästä syystä, raportti ei lopulta kiinnostanut julkista sanaa. Tämä on valitettavaa, sillä se on perusteellisin Suomessa tuotettu selvitys sähkömarkkinoiden toiminnasta.

- in the Norwegian Electricity Market*, Power Working Paper 063. California.
- Joskow P. ja J. Tirole (2005): "Merchant Transmission Investment", *Journal of Industrial Economics*, vol. 53, No. 2, s. 233–264.
- Kara, M. (2004): *Päästökaupan vaikutus pohjoismaiseen sähkökauppaan. Ehdotus Suomen strategiaksi*, VTT tiedotteita 2280. Espoo.
- Kara, M. (2005): *Sähkö- ja päästöoikeusmarkkinat Suomen näkökulmasta, selvitystyö*. Kauppa- ja teollisuusministeriö.
- Korpinen, S. (2004): *The Coexistence Of A Market Maker And A Bilateral Dealer Market In The Finnish Electricity Market*. Pro gradu -työ. Helsingin kauppakorkeakoulu.
- Liski, M., ja J.-P. Montero (2006): "Forward trading and collusion in oligopoly", *Journal of Economic Theory*, painossa.
- Mahenc, P., ja F. Salanié (2004): "Softening competition through forward trading", *Journal of Economic Theory*, Vol. 116, No.2, s. 282–293.
- Statens energimyndighet (2006): *Finansiella elmarknaden*. Tukholma.
- Sweeting A. (2006): "Market Power in the England and Wales Wholesale Electricity Market 1995–2000", käsikirjoitus. Northwestern University.