

Veikko Kekkonen & Göran Koreneff

Euroopan yhdentyvät sähkö- markkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta

ISBN 978-951-38-7181-9 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)
ISSN 1459-7683 (URL: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>)

Copyright © VTT 2009

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 5, PL 1000, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 7001

VTT, Bergsmansvägen 5, PB 1000, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 7001

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 5, P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland
phone internat. +358 20 722 111, fax + 358 20 722 7001



Julkaisun sarja, numero ja raportti-
koodi

VTT Working Papers 120
VTT-WORK-120

Tekijä(t) Veikko Kekkonen & Göran Koreneff		
Nimeke Euroopan yhdentyvät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta		
Tiivistelmä Pohjoismainen sähkön markkinatasapainohinta riippuu vahvasti kysynnästä, ja myös vesivuosien vaihtelun sekä tarjontatason vaikutukset on mitattu tässä selvityksessä. Pohjoismaiset markkinat ovat herkempiä edellä mainituille tekijöille kuin polttoainehinnoille. Keski-Euroopan haasteet ovat tulevaisuudessa suuremmat kuin Pohjoismaiden. Keskeinen kysymys on, miten poistuva ydinvoima korvataan ja miten uusiutuvaa tuotantoa pystytään lisäämään. Sähkön hintataso nousee tulevaisuudessa tuntuvasti, kun se Pohjoismaissa olisi kehittymässä selvästi maltillisemmin tai jopa laskemassa, mutta yhdentyvät sähkömarkkinat vaikuttavat päinvastaiseen suuntaan. Pohjoismaita ongelmallisemmassa tilanteessa ovat Baltian maat, joista poistuu vanhaa tuotantokapasiteettia mutta syntyy niukasti uutta, korvaavaa kapasiteettia. Sähköä viedään Pohjoismaista Baltiaan tulevaisuudessa. Sähkön siirtoverkoston tulee kehittyä samassa tahdissa yleisen sähkömarkkinakehityksen kanssa. Alueellisen tuotannon tulee olla riittävää, ja aluerajat ylittävän verkon tulee mahdollistaa entistä yhtenäisemmät hinnat EU:n alueella sekä sähkön saannin luotettavuus. Historiallisista syistä kansalliset alueet ovat lähtökohtana sähkömarkkinoiden kehitykselle. Myös Venäjän hintatason voidaan olettaa nousevan, lähinnä tuotanto- ja siirtokapasiteettivajeen täyttämisen vuoksi. Venäjän sähkömarkkinat liittyvät Suomen ja Baltian kautta EU-sähkömarkkinoihin.		
ISBN 978-951-38-7181-9 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Avainnimeke ja ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Projektinnumero 17968
Julkaisuaika Toukokuu 2009	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 80 s.
Projektin nimi Suomalaisen energiateollisuuden kilpailukyky ilmastopolitiikan muuttuessa, SEKKI	Toimeksiantaja(t) Tekes	
Avainsanat electricity markets, electricity market price	Julkaisija VTT PL 1000, 02044 VTT Puh. 020 722 4520 Faksi 020 722 4374	



Series title, number and
report code of publication

VTT Working Papers 120
VTT-WORK-120

Author(s) Veikko Kekkonen & Göran Koreneff		
Title Interconnected European electricity markets and market price trends in a Finnish point of view		
Abstract <p>The Nordic electricity market price will depend strongly on demand. The effects of different hydrological years on the market price, as well as that of changes in the supply side, have also been studied. The Nordic market is more prone to changes in the above-mentioned factors than to changes in the fuel prices.</p> <p>The challenges of the future are bigger in Central and Eastern Europe than in the Nordic countries. The key questions are how to replace the outgoing nuclear power and how to increase the production of electricity from renewable energy sources. Electricity prices are expected to rise substantially in future, compared to the Nordic countries which will experience a more moderate, or even decreasing price development. On the other hand, the future increased market integration will have opposite effects.</p> <p>The Baltic countries are also in a more problematic situation than the Nordic countries, as they will lose old production capacity, while new replacement capacity will be scarce. The export of electricity from the Nordic countries to the Baltic countries will increase in the future. The electricity transmission network should evolve at the same pace as the overall development of the electricity market. Regional production, mainly at national scale, has to be sufficient. The cross-border transmission capacities should be large enough to enable increasingly harmonised prices in the EU and security of supply for electricity.</p> <p>Russia's market price of electricity can also be expected to rise. Russia's electricity market is linked via Finland and the Baltic countries to the EU electricity market.</p>		
ISBN 978-951-38-7181-9 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		
Series title and ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp)		Project number 17968
Date May 2009	Language Finnish, Engl. abstr.	Pages 80 p.
Name of project Suomalaisen energiateollisuuden kilpailukyky ilmastopolitiikan muuttuessa, SEKKI	Commissioned by Tekes	
Keywords electricity markets, electricity market price	Publisher VTT Technical Research Centre of Finland P.O. Box 1000, FI-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 20 722 4520 Fax +358 20 722 4374	

Alkusanat

Julkaisussa esitetään yhteenveto SEKKI-hankkeen (Suomalaisen energiateollisuuden kilpailukyky ilmastopoliitikan muuttuessa) tuloksista liittyen Sähkömarkkinoiden tulevaisuus -osioon kattaen siitä sähkömarkkinoiden integroitumisen ja sähkön hinnan muodostumisen. Hankkeen muiden osatehtävien tuloksia on esitetty erillisissä raporteissa sekä konferenssiartikkeleissa, ja lisäksi koko hankkeen päätulokset on koottu yhteenvetoraporttiin.

Tutkimus tehtiin Valtion teknillisen tutkimuskeskuksen (VTT), Maa- ja elintarviketalouden tutkimuskeskuksen (MTT) sekä Suomen Pankin siirtymätalouksien tutkimuslaitoksen (BOFIT) yhteishankkeena, ja koordinaattorina toimi VTT. Tutkimus oli osa Tekesin Climbus-ohjelmaa, ja sitä rahoittivat Tekesin lisäksi Fingrid Oyj, Fortum Oyj, Gasum Oy, Metso Power Oy, Teknologiateollisuus ry, ulkoasiainministeriö, ÅF-Consult Oy, VTT ja MTT. Yhteishankkeen koordinaattorina ja vastuullisena johtajana toimivat teknologiapäällikkö Sanna Syri (30.9.2008 asti) sekä toimialajohtaja Kari Larjava (1.10.2008 lähtien). Projektipäällikkönä toimi erikoistutkija Tiina Koljonen VTT:ltä. MTT:n ja BOFIT:n osahankkeiden vastuullisina johtajina toimivat erikoistutkija Katri Pahkala ja tutkimusohjaaja Iikka Korhonen. Projektin johtoryhmän puheenjohtajana toimi Risto Lindroos (Fingrid). Johtoryhmään kuuluivat lisäksi Marjatta Aarniala (Tekes), Björn Ahlnäs (Gasum), Timo Airaksinen (Teknologiateollisuus), Karoliina Anttonen (ulkoasiainministeriö), Pekka Järvinen (ÅF-Consult), Pirjo Peltonen-Sainio (MTT), Matti Rautanen (Metso Power), Eero Vartiainen (Fortum), Pekka Sutela (BOFIT), Satu Helynen (VTT), Kari Larjava (VTT), Sanna Syri (VTT) ja Tiina Koljonen (siht., VTT).

Hankkeen tutkijat haluavat kiittää johtoryhmää aktiivisesta osallistumisesta ja ohjauksesta.

Espoossa 3.3.2009

Veikko Kekkonen ja Göran Koreneff

Sisällysluettelo

Alkusanat.....	5
1. Johdanto	7
2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen.....	9
2.1 Optimaalinen sähköntuotantorakenne	9
2.2 Optimaaliset rajasiirtoyhteydet, hinta-alueet ja blokkialueet.....	20
2.3 Sähkömarkkinoiden toimivuus	26
2.4 Sähköenergian hinnan mallintaminen ja ennustaminen.....	32
2.4.1 Sähkön tasapainohinnan herkkyys.....	38
2.4.2 Sähkömarkkinamallin tulosten mittaaminen	41
3. Saksan sähkömarkkinamalli.....	47
4. Pohjoismaiset sähkömarkkinat.....	57
5. Baltian maiden sähkömarkkinat	63
6. Puolan sähkömarkkinat.....	66
7. EU:n ja Venäjän välinen sähkökauppa	69
7.1 Yleistä Venäjän sähkömarkkinoista	69
7.2 Venäjän hintataso rajakaupan kannalta	70
8. Yhteenveto	74
Lähdeluettelo	77

1. Johdanto

Täydellisesti yhdentyneillä Euroopan sähkömarkkinoilla vallitsisi kaikkialla sama sähkön hinta. Tällöin sähköverkko olisi äärettömän vahva eikä sähköntuotantolaitosten sijainnilla olisi merkitystä. Vaihtoehtoinen ajatusmalli, joka tuottaisi yhtenäiset sähkön hinnat edellyttäisi, että sähkön tuotanto jakautuisi jokaisen kulutuspisteen välittömään läheisyyteen siten, että jokaista kulutuspistettä syötettäisiin täsmälleen samanlaisella tuotantorakennejakaumalla.

Kumpikin ajatusmalli on käytännössä mahdoton. Sähköverkkoa ei kannata tehdä niin vahvaksi, että olisi mahdollista siirtää kaikki tuotannot kaikkiin kulutuspisteisiin. Joka pisteeseen jakautunut tuotanto olisi niin ikään käytännössä mahdoton; samoin jotkin sähköntuotantomuodot, kuten vesivoima, voivat luontaisesti sijaita vain määrättyissä paikoissa. Molempien ajatusmallien tapauksessa sähköjärjestelmän luotettavuus olisi sataprosenttinen vain, jos tuotantoa olisi riittävästi ja sähkön siirto olisi sataprosenttisen luotettavaa.

Euroopan laajuiset yhtenevät sähkön markkinaperusteiset hinnat ovat siis käytännössä mahdottomat. Kysymys kuuluukin, kuinka yhtenäiseksi Euroopan sähkömarkkinat kehittyvät. Kompromissi löytyy siten, että sähkön tuotannon ja kulutuksen sijoittumisen ja ajoittumisen sekä sähkön siirron ja luotettavuuden reunaehdot otetaan mahdollisimman hyvin huomioon.

Tässä selvityksessä tarkastellaan ensin sähkön tukkuhinnan muodostumista ja sen vaikutusta tuotantokapasiteetin riittävyteen. Sitten tarkastellaan maiden tai alueiden välisten sähkön siirron pullonkaulojen vaikutusta yhtenäisten sähkömarkkinoiden toimintaan ja luotettavuuteen. Esitettyjä väitteitä testataan sähkömarkkinamalleilla, ja samalla pyritään arvioimaan VTT:n kehittämän sähkömarkkinamallin toimivuutta sähkömarkkinoiden kuvaajana.

Suomen kannalta olennaista on tarkastella pohjoismaisia sähkömarkkinoita ja yhteyksiä Keski-Eurooppaan ja Baltian maihin. Venäjän sähkömarkkinoilla on vahva vaikutus Suomen ja Baltian sähkömarkkinoihin. Siksi SEKKI-hankkeessa on tehty erillinen selvitys Venäjän sähkömarkkinoiden avaamisprosessista. Tässä raportissa puolestaan arvioidaan Venäjän sähkömarkkinakehityksen vaikutusta naapurimaiden sähkömarkkinoihin.

1. Johdanto

Keski-Euroopan sähkömarkkinoista keskitytään lähinnä vain Saksaa ja Saksan sähkömarkkinoiden mallintamiseen. Mallin avulla arvioidaan Saksan mahdollisten kehityspolkujen vaikutusta sähkön hintaan.

Puola on tärkeä linkki Pohjoismaat–Baltia–Saksa-akselilla, ja keskeistä onkin sen rajasiirtoyhteyksien ja voimalaitosrakenteen kehittyminen.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

2.1 Optimaalinen sähköntuotantorakenne

Seuraavien käsitteiden selventämiseksi ja havainnollistamiseksi on laadittu yksinkertainen demonstrointimalli, jossa kyseisille suureille annetaan numeerisia arvoja ja saadaan tulokseksi mm. kokonaisrahavirrat ja havainnollistavat piirrokset:

- optimaalinen tuotantokoneisto ja sen optimaaliset käyttöajat
- optimaalinen kapasiteetti pysyvyyden funktiona
- sähkön kysynnän ja tarjonnan hetkellinen tasapaino
- hyvinvointifunktio ja sen komponentit: tuottajan ylijäämä ja kuluttajan ylijäämä.

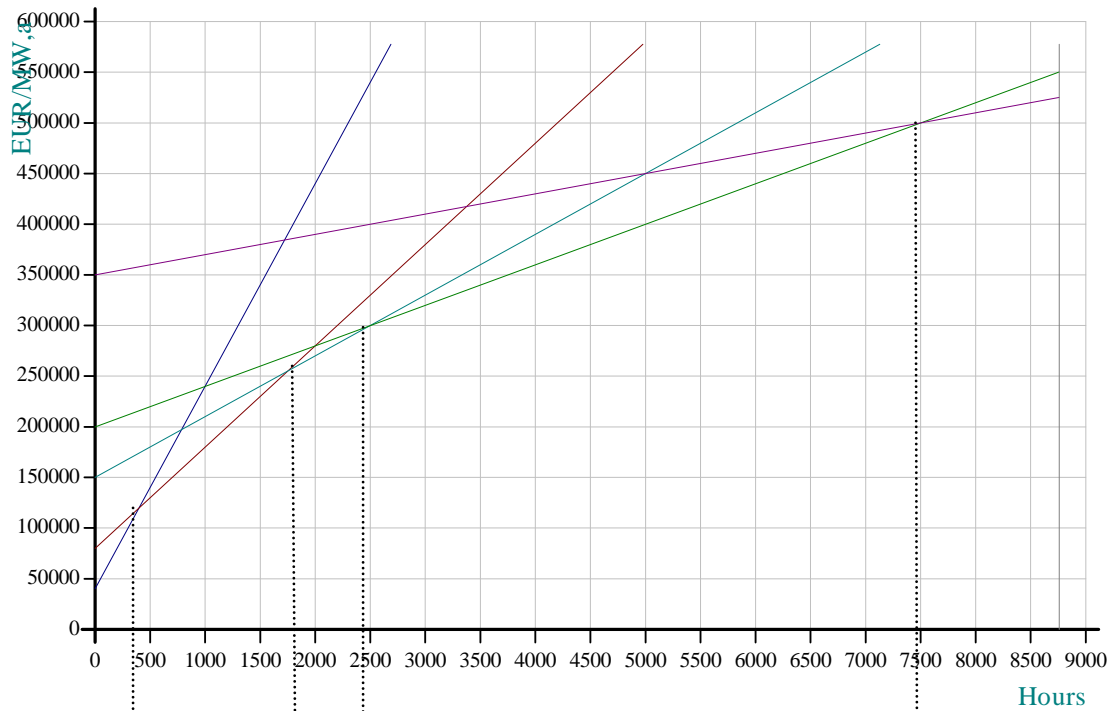
Kansantaloudellisesti optimaalinen sähkön tuotantorakenne määräytyy käytettävissä olevien tuotantotekniikoiden perustella. Seuraavassa havainnollistetaan optimaalisuuteen liittyviä käsitteitä erittäin yksinkertaistetulla laskentamallilla. Mallin tarkka läpikäynti ei tässä yhteydessä ole välttämätöntä, mutta mallin avulla useat raportin johtopäätökset konkretisoituvat.

Mallissa tarkastellaan yhtä vuoden pituista aikaväliä siten, että investointikustannukset eri tuotantoteknologioittain muutetaan kiinteiksi vuosikustannuksiksi. Esimerkkiluvut on muodostettu 10 %:n vuosiosuuksina, eli mikäli tulevaisuus jatkuisi samanlaisena, tulisi jokainen voimalaitos maksettua takaisin noin 20 vuodessa.

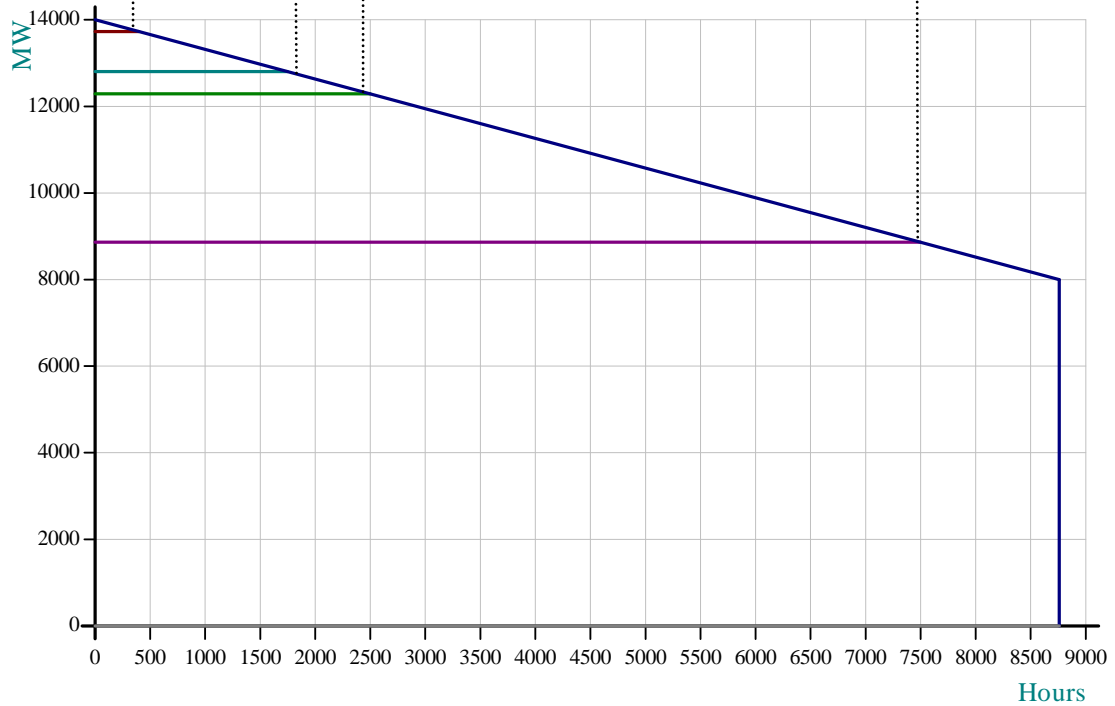
Mallissa voimalaitostekniikat kuvataan vain investointikustannuksilla (€MW) ja käyttökustannuksilla (€MWh). Näiden tietojen perustella voidaan muodostaa vuosikustannussuorat, kuvan 1 yläosan tavoin. Kuvaan on piirretty vain ne tekniikat, jotka osallistuvat optimaaliseen tuotantorakenteeseen. Esimerkkitapauksessa on siis viisi erilaista optimaalista tuotantotekniikkaa. Epäoptimaalinen tekniikkakandidaatti ei leikkaisi optimaalista verhoikäyrää.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Tuotantovaihtoehdot



Hankinnan pysyvyys

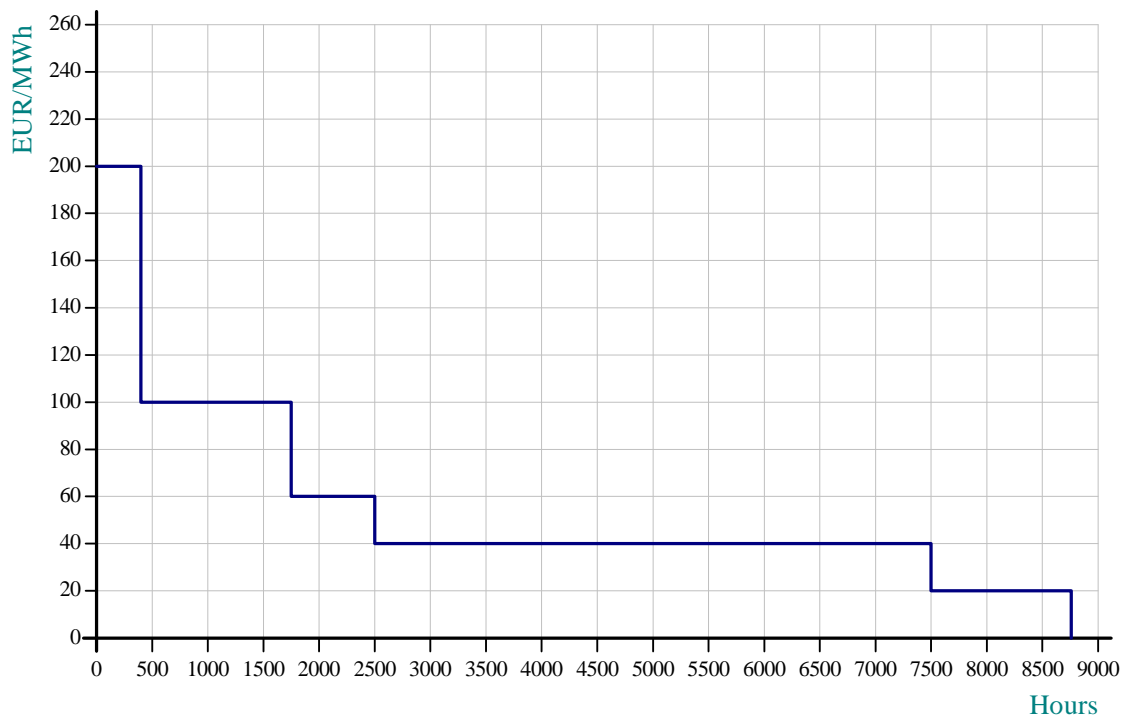


Kuva 1. Optimaalinen tuotantorakenne, jossa tuotantoteknologiat on sovitettu hankinnan pysyvyyteen.

Optimaalisuusperiaatteen mukaan kaikkien viivojen alareunan muodostama murtoviiva eli verhopinta kuvaa optimaalista tuotantorakennetta. Kyseinen rakenne tuottaa pienimmät mahdolliset kokonaiskustannukset. On olemassa tuotantotekniikoita, jotka eivät mahdu lainkaan optimaaliseen tuotantorakenteeseen. Esimerkiksi mikäli tuulivoiman investointikustannukset tehollista tehoyksikköä kohti nousevat kuvan 1 asteikolla korkeammaksi kuin 500 000 €/MW/a, ei tuulivoimala kannata rakentaa ilman tukia, vaikka käyttökustannukset olisivat lähellä nollaa. Toisaalta mikäli tuulivoiman keskitehon hinta putoaisi alle ydinvoimatehon hinnan, syrjäyttäisi tuulivoima ydinvoiman valittaessa optimaalista uutta kapasiteettia.

Optimaaliselle kapasiteettirakenteelle saadaan tekniikkakohtaiset tehoarvot, kun rakenne sovelletaan todelliseen sähkön tarpeen pysyvyyskäyrään, kuten kuvan 1 alaosassa. Optimaalisuus ei mitenkään riipu pysyvyyskäyrän muodosta, mutta tuotantotekniikkakohtaiset teho-osuudet määräytyvät tarkalleen pysyvyyskäyrän mukaisesti. Malli käsittelee murtoviivamuotoista pysyvyyskäyrää, jossa nurkkapisteiden määrä ei ole rajoitettu, mutta tämän raportin esimerkit on muodostettu yksikertaisuuden vuoksi täysin lineaarisella pysyvyydellä. Vuosipysyvyys sinänsä on liian karkea yksinkertaistus käsiteltäessä sähkömarkkinoita.

Hinnan pysyvyys

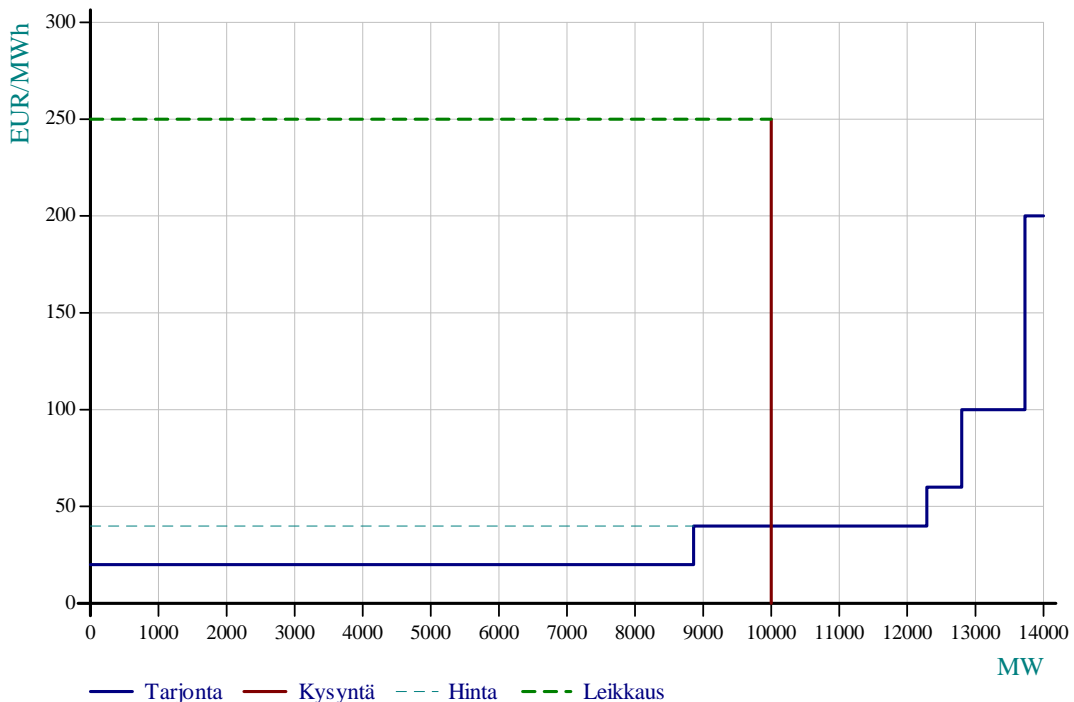


Kuva 2. Sähkön hinnan pysyvyys edellä kuvatussa optimaalisessa rakenteessa.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Sähkömarkkinoille tuotetaan sähköä muuttuvien kustannusten mukaisessa hintajärjestyksessä, joten esimerkkitapauksessamme saadaan kuvan 2 mukainen sähkön hinnan pysyvyys. Tehokkailla markkinoilla, joilla vallitsee täydellinen kilpailu, ei mitään kiinteitä kustannuksia voi lisätä marginaalihintaan. Kiinteillä kustannuksilla tarkoitetaan niitä kustannuksia, jotka on maksettava siitä riippumatta, tuotetaanko sähköä vai ei. Jos marginaalituottaja yrittää lisätä kiinteitä tuotantokustannuksia tarjoushintaansa, täydellisessä kilpailutilanteessa toinen samanlainen toimija voi saada kaupan tarjoamalla halvemmalla. Esimerkiksi tietyllä yksittäisellä tunnilla markkinahinta määräytyy kuvan 3 mukaisesti.

Markkinatasapaino



Kuva 3. Markkinatasapaino pisteessä, jossa joustamaton kysyntä on 10 000 MW.

Markkinahinta muodostuu tarjonta- ja kysyntäkäyrien leikkauspisteeseen. Kuva 3 esittää erästä tasapainopistettä, jossa joustamaton kysyntä saa hetkellisen arvon 10 000 MW. Markkinahintasuoran yläpuolelle kuvion vasempaan yläkulmaan muodostuu kuluttajan ylijäämä, joka joustamattoman kysyntämallin tapauksessa on äärettömän suuri, ja laskentateknisistä syistä se leikataan poikki mielivaltaisesta kohdasta. Markkinahintasuoran ja tarjontakäyrän väliin jää tuottajan ylijäämä, jonka tarkoituksena on kattaa tuottajan kiinteät kustannukset, kuten investoinnit tuotantokapasiteettiin.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Malli on kaikilta osiltaan teoreettinen ja äärimmäisen yksinkertaistettu, eikä se riitä kuvaamaan todellisia markkinoita. Sillä voidaan kuitenkin kuvata ”*energy only*”¹ -tyyppisten sähkömarkkinoiden karkeaa käyttäytymistä, koska vaikuttavat tekijät asettuvat loogisesti oikeaan järjestykseen ja myös suuruusluokat ovat realistiset.

Malli pystyy nyt annettujen lähtötietojen perusteella laskemaan muun muassa

- sähkön vuosikeskihinnan
- tuotetun (ja kulutetun) vuosien energian
- tuottajan ylijäämäkertymän
- kuluttajan leikatun ylijäämäkertymän
- sähköenergian tuotannon muuttuvat kustannukset
- sähkön tuotannon kiinteät vuosikustannukset
- sähköenergian oston kustannukset
- hyvinvointifunktion arvon.

Hyvinvointifunktiolla tarkoitetaan tuottajan ja kuluttajan ylijäämän summaa. Energian tuotanto, muuttuvat ja kiinteät kustannukset, myyntitulot ja ylijäämä saadaan myös tuotantotekniikkakohtaisesti, mikä on tässä laskennallisessa analyysissä keskeistä.

Esimerkkitapaus muistuttaa hieman Suomen sähkömarkkinaa. Mallin tuloksena saadaan seuraavat tunnusluvut optimaalisella tuotantorakenteella:

Sähkön vuosikeskihinta €/MWh	60.10
Energia, TWh	96
Systeemiylijäämä, milj.€	-560
Energiakustannukset, milj.€	2402
Pääomakustannukset, milj.€	3948
Kokonaiskustannukset, milj.€	6351
Sähkön osto, milj.€	5791
Leikattu hyvinvointi, milj.€	21687
Tuottajan ylijäämä, milj.€	3388
Kuluttajan leik. yj. milj.€	18299

Systeemiylijäämä on negatiivinen, mikä tarkoittaa sitä, että sähkön ostajat maksavat vähemmän kuin tuottajille aiheutuu kustannuksia. Kysymyksessä on ns. *missing money*² -efekti, jota usein referoidaan ”*energy only*” -tyyppisiä sähkömarkkinoita analysoitaessa (ks. esim. Joskow 2007). Jokainen tuotantotekniikka toimii mallissa tappiolla. Kysymyksessä on karkeaa mallia koskeva yksityiskohta, josta päästään eroon määrittelemällä huippuvoima täysin ilmaiseksi pääomakustannuksiltaan. Usein vastaavissa analyyseissä,

¹ ”*Energy only*” on sähkömarkkinakonsepti, jossa kauppaa käydään tuotannon muuttuvien marginaalikustannusten mukaan. Pohjoismaisilla spotmarkkinoilla kallein tuotannossa oleva laitos määrää sähkön markkinahinnan. Investoinnit saavat katetta ainoastaan silloin, kun tuottajan muuttuvat marginaalikustannukset ovat alhaisemmat kuin markkinahinta.

² *Missing money* edustaa sitä osaa investointikustannuksesta jota ei saada katettua sähkön ”*energy only*” -hinnalla.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

esimerkiksi [Oren 2000], huipulle sijoitetaankin ”dsm-hankintalähde” (dsm, *demand side management*), joka on pääomakustannuksiltaan lähes ilmaista mutta joka negatiivisena kulutuksena edustaa energiahinnaltaan kallista energiantuotantoa – tai kiertävä sähkökatko, johon ei tarvitse investoida mutta jossa energian hinta määräytyy toimimatta jäävän sähkön arvosta, joka on varsin korkea. Käytännössä ”missing money”-ilmiön suuruutta on vaikeata mitata. Jos ”missing money”-piirre poistetaan mallista määrittelemällä huipputuotannon pääomakustannukseksi nolla, koko systeemin ylijäämä on nolla – samoin jokaisen tuottajan ja kuluttajan ylijäämä ja optimaalinen malli on täydellisesti tasapainossa, kuten seuraava teknologiakohtainen laskelma osoittaa (kukin kuvan 1 viidestä teknologiasta on omalla rivillään: huippu ylinnä, pohja alinna):

Energia, MWh	pääomameno, €	energiameno, €	menot yht., €	tulot, €	ylijäämä, €
219178	0	43835616	43835616	43835616	0
829623	52054795	82962329	135017123	135017123	0
1091610	77054795	65496575	142551370	142551370	0
17123288	684931507	684931507	1369863014	1369863014	0
77096301	3102054795	1541926027	4643980822	4643980822	0

Tästä voidaan päätellä, että ”energy only”-järjestelmä on teoriassa oikeudenmukainen myös tuotantoa kohtaan, eli tuottaja saa aina energiakustannukset katettua ja tuottajan ylijäämä kattaa tarkalleen kiinteät kulut. Näin siis optimaalisessa järjestelmässä.

Todettakoon, että mikään markkina ei ole optimaalinen vaan erkautuu ajan myötä yhä kauemmaksi teoreettisesta optimista. Todellisuudessa kysyntä ja sen rakenne muuttuvat jatkuvasti. Tuotantoteknologiat kehittyvät ja polttoainehinnat muuttuvat, mutta sähköjärjestelmään kerran tehdyt investoinnit säilyvät. Voimalaitoskanta uusiutuu hitaasti, hitaammin kuin polttoainehintojen tai kysynnän muutokset. Kehittyneen uuden voimalaitostekniikan käyttöönotto joutuu odottamaan vanhan kaluston luonnollista poistumista. Esimerkiksi epäoptimaalisesta tuotantorakenteesta käy Norja, jossa vesivoiman kapasiteetti näyttäisi olevan yliedustettu, mutta voidaan hyvin olettaa, että jokainen Norjassa tehty uuden voimalaitoksen rakentamispäätös on ollut paras mahdollinen vaihtoehto vallitsevissa olosuhteissa.

Seuraavassa tehdään ensin epäoptimaalinen malli poikkeuttamalla ”missing money”-tyyppinen esimerkkimalli optimaalisesta muuttamalla hieman tuotantoteknologioiden teho-osuuksia optimaalista. Sitten tutkitaan, miten markkinatilanne muuttuu erilaisissa voimalaitosinvestoinneissa.

1. Lisätään perusvoimaa 100 MW, jolloin huippuvoimaa jää vastaavasti käyttämättä. Käyttäytyminen on symmetristä vähennettäessä 100 MW perusvoimaa.
2. Lisätään toiseksi kalleinta (kalleinta ei voi lisätä) huippuvoimaa 100 MW, jolloin huippuvoimaa jää vastaavasti käyttämättä. Muutos on symmetrinen molempiin suuntiin.

1. Perusvoiman 100 MW:n lisäyksen vuosikustannukset ovat 35 miljoonaa €vuodessa, ja huipputuotanto kärsii kariutuvia kustannuksia 4 miljoonaa € vuodessa, koska 100 MW kapasiteetista jää käyttämättä.

Sähkön hinta laskee yli 3 €/MWh, vaikka energiakustannukset eivät muutu juuri lainkaan. Systeemylijäämän muutos on -332 miljoonaa € Kaikki muut tuottajat kärsivät muutoksen johdosta lisätappiota, mutta huippuvoimatuottajan tappio pysyy ennallaan, koska käytetty energia myydään omakustannushintaan eikä kapasiteetille saada katetta lainkaan. Tuottajakohtaiset erot miljoonissa ovat (huippuvoimasta perusvoimaan, positiivinen on voittoa):

$$-332 = 0, -15, -14, -64 \text{ ja } -246 \text{ milj. €/v}$$

Kokonaiskustannukset kasvavat 3 miljoonaa € eli muuttuvat epäoptimaalisempaan suuntaan, mutta vaikutus on muihin seurausvaikutuksiin nähden mitättömän pieni.

2. Huippuvoiman 100 MW:n lisäyksen vuosikustannukset ovat 8 miljoonaa €vuodessa, ja ylin huipputuotanto kärsii kariutuvia kustannuksia 4 miljoonaa € vuodessa, koska 100 MW jää käyttämättä.

Sähkön hinta laskee 2 €/MWh, ja myös energiakustannukset laskevat hieman, mikä johtuu kaikkein kalleimman sähkön osuuden vähenemisestä. Systeemylijäämän muutos tuo tuottajille lisätappioita 200 miljoonaa €vuodessa, ja muutos jakautuu eri tuottajille huipusta pohjaan:

$$-200 = 0, -21, -11, -41 \text{ ja } -135 \text{ milj. €/v}$$

Kokonaiskustannukset kasvavat 4 miljoonaa € eli muuttuvat epäoptimaalisempaan suuntaan.

Mallilaskennan tuloksista havaitaan, että pienikin tuotantokapasiteetin muutos aiheuttaa toimijoille suuret rahavirtamuutokset. Tuottajien kannalta kaikki voimalaitosrakentamiset ovat haitallisia ja sulkemiset kannattavia (yksittäisen voimalaitosinvestoinnin kannattavuutta ei voi tällä mallilla tutkia, eikä tätä tulosta pidä tulkita niin, etteikö yksittäinen voimalaitosinvestointi saattaisi olla investoijan kannalta kannattava). Minkään syyn ei voi havaita kannustavan kehittämään kapasiteettia teoreettisen kokonaisoptimin suuntaan mutta toisaalta kokonaiskustannukset eivät ole lainkaan herkkiä tuotantorakenteen muutokselle. Sähkön hinnan laskun tai nousun perusteella ei voida päätellä, muuttuko sähkömarkkinarakenteen tasapaino optimaalisempaan vai epäoptimaalisempaan suuntaan.

Sähkön tukkuhintaa alentavat sääntelytoimenpiteet ovat myös epätoivottuja sähkön tuottajille, ja ne ajavat markkinaehtoista tuotantorakennetta niukemmaksi. Tällaisia toimenpiteitä ovat esimerkiksi syöttötariffituet, joilla synnytetään uutta, muuten kannattamatonta kapasiteettia. Pienistä muutoksista ei kuitenkaan ole käytännössä merkittävää haittaa markkinoille.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Energiarajoitteisten tuotantoteknologioiden (esimerkiksi vesivoima ja yhteistuotanto) rajoitukset poikkeuttavat mallijärjestelmää epäoptimalisemmaksi ja kalliimmaksi, koska ne ovat rajoitettuja eivätkä voi saavuttaa optimiosuuttaan.

Mallirakennetta tarkastelemalla vaikuttaa siltä, että joustamattoman kysynnän tapauksessa hyvinvoinnin maksimi saavutetaan minimoimalla muuttuvia kustannuksia. Maksimaalinen hyvinvointi ei kuitenkaan aina tarkoita kokonaiskustannusten minimiä eli kokonaisoptimia. Esimerkiksi uusi, energiakustannuksiltaan kallis mutta optimaalinen teknologia pienentää kokonaiskustannuksia ja parantaa tuottajan hyvinvointia mutta nostaa sähkön hintaa ja vähentää sekä kuluttajan hyvinvointia että kokonaisyhyvinvointia.

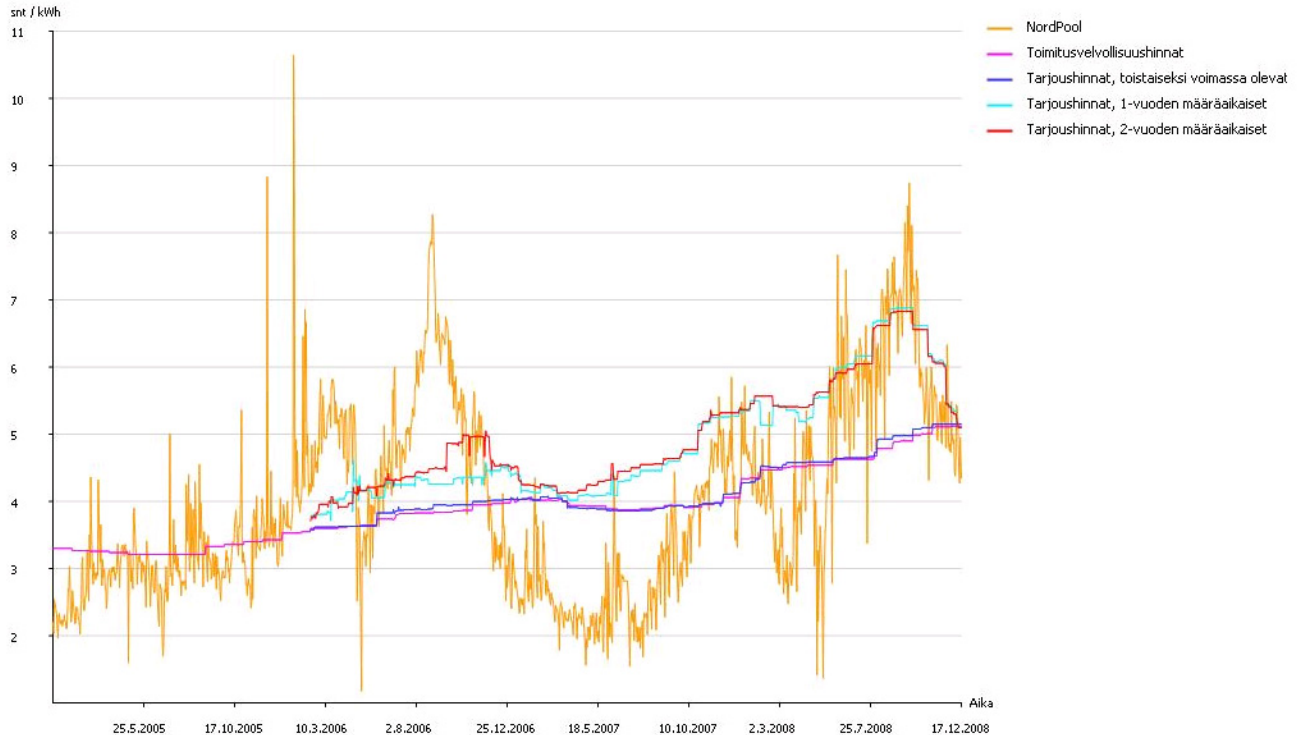
Johtopäätös mallilaskennasta on, että ”*energy only*” -tyyppisillä sähkömarkkinoilla tuotantokapasiteettirakenne on ja pysyy epäoptimaalisena ja kehittyy pitkällä aikavälillä kohti kapasiteetin niukkuutta. Hieman epäoptimaalinen hankintarakenne ei ole vakava ongelma mutta kapasiteetin pyrkimys niukkuuteen on.

Pohjoismaista sähkömarkkinaa pidetään yhtenä maailman parhaimmin toimivista markkinoista. Sen on todettu toteuttavan optimaalista tuotantoajajärjestystä, myös vesivoiman osalta. Tuotantokapasiteetin kehittyminen ei kuitenkaan ohjautu optimaaliseen suuntaan. Myös energiantuotannon varmuus jää varmistumatta ”*energy only*” -tyyppisillä markkinoilla [Ehrenmann 2008]. Pohjoismaiset sähkömarkkinathan käynnistyivät ylikapasiteettitilanteessa, mutta nyt ylikapasiteetti alkaa olla syöty.

Kysynnän hintajousto toteutuu lyhyellä aikavälillä (~1 h) vain niillä käyttäjillä, jotka optimoivat resurssien käyttöä ja jättävät ostamatta sähköä liian kalliilla hinnalla. Pitkällä aikavälillä (>5 vuotta) sähkön vallitseva hintataso voi vaikuttaa kulutusrakenteeseen, minkä voi nähdä myös hintajoustopäätöksen ilmentymäksi. Suuri osa sähkön vähittäismyynnistä on täysin hintajoustopäätöksen alaisena. Useimmilla pienkuluttajilla vähittäismyynnihinta seuraa heikosti spot-hintaa, mutta pitkän aikavälin korrelaatio on olemassa (Kuva 4). Reaaliaikainen vähittäishinnoittelu ei ole yleistynyt, minkä vuoksi aktiivista hetkellistä hintajoustopäätöksiä ei myöskään esiinny vähittäismarkkinoilla. Vakiohinnalla ostava kuluttaja saa aina hyötyä sähkön säästöstä, tapahtuipa se vaikkapa aamuyöllä, mutta sähkön hinnanmuodostukseen sillä ei ole välitöntä vaikutusta. Sähkönsäästötoimenpiteet pitäisi saada kohdistumaan huipputunneille, ja säästön vaikutuksen pitäisi näkyä ehdollisina hintarajattuina tarjouksina sähköpörssissä, jotta hintajousto vaikuttaisi aidosti. Toisaalta mikäli aitoa hintajoustopäätöksiä ei ole olemassa, on kuluttajan näkökulmasta parempi, että sähkön hinta käyttäytyy tasaisesti.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Verottomat nimelliset energiahinnat: Toimitusvelvollisuushinnat, Tarjoushinnat, toistaiseksi voimassa olevat, Tarjoushinnat, 1-vuoden määräaikaiset, Tarjoushinnat, 2-vuoden määräaikaiset, Sähköpörssi Nordpoolin SPOT-hinnat. Pientalo 18 000 kWh/v, koko maan keskihinta 01.01.2005 - 20.12.2008



Kuva 4. Spot-hinnan ja sähköenergian vähittäishinnan riippuvuus sähkölämmityskuluttajalla: esimerkiksi kerrostalokuluttajan hinnat ovat selvästi korkeammat. Lähde: Energiamarkkinavirasto, <http://www.sahkonhinta.fi>

Hintajoustamattoman kysynnän ylijäämä on ääretön. Hintajoustamaton kysyntä johtaa ylihintaiseen tarjontaan. Hintajoustopienentäminen on keskeinen tavoite kehitettäessä sähkömarkkinoita; toisaalta hintajoustopienentäminen pienentää hyvinvointifunktiota. Fyysinen sähkömarkkina seuraa välittömästi kysyntäfunktiota vain niillä kuluttajilla jotka ostavat sähköä aidosti ja ehdollisesti markkinahintaan.

Kalliilla sähkön hinnalla on kahdenlaisia vaikutuksia:

1. Sähkön käyttö on kallista (mutta Suomi on kyllä toistaiseksi pärjännyt hyvin kansainvälisessä hintavertailussa).
2. Kallis hinta kannustaa investoimaan sähköjärjestelmään ja pitämään sitä yllä. Vain investoimalla voi sähköjärjestelmän rakennetta uudistaa ympäristömyönteisemmäksi.

Yleinen, usein siteerattu havainto on [muun muassa Hogan 2007] että sähkön tukku-markkinahinnat ovat yleisesti liian alhaisia tuottaakseen riittäviä infrastruktuurininvestointeja tai kysynnän osallistumista spot-markkinoille.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Uusien toimijoiden on vaikea päästä tuottajan markkinoille. Uusilla toimijoilla tarkoitetaan tässä väitteessä lähinnä uutta voimalaitosta, ei niinkään yritystä, joka ostaa olemassa olevaa tuotantokapasiteettia, eikä nykyisten toimijoiden välisiä kapasiteettikauppoja, koska niillä ei ole periaatteessa vaikutusta fyysiseen kysynnän ja tarjonnan väliseen tasapainoon. Sitä vastoin uuden kuluttajatoimijan syntymiselle ei ole mitään esteitä. Venäjällä uutta kuluttajaa ei välttämättä liitetä verkkoon, mikäli tuotanto- tai siirtokapasiteetista on pulaa.

Vesivoiman lisäresursseja on rajallisesti, ja niillekin on poliittisia tai muita esteitä. Koska lämmitystarpeen kasvu on taittumassa ja kääntymässä laskuun, ei lämmitysvoimaloiden sähköntuotantoa voi enää merkittävästi lisätä muuten kuin rakennusasteen³ kautta ja ottamalla käyttöön pieniä hajautettuja yksiköitä. Uusiutuviin polttoaineisiin perustuva voimantuotanto kehittyy, mikäli polttoainetta on saatavissa kilpailukykyiseen hintaan. Epäoptimaalisiakin uusiutuvia tuotantoyksiköitä voidaan edistää tuilla ja määräyksillä, eikä lopputulos tällöin erityisemmin kärsi (vrt. edellä: kokonaiskustannusfunktion arvo ei juurikaan muutu).

Markkinavoiman käsitettä voidaan havainnollistaa edellä kuvatun yksinkertaistetun mallin avulla. Kysynnän markkinavoimaa ei esiinny lainkaan mallissa, jossa ei ole hintajoustoa. Koska hintajoustoa on hieman käytännössä, siihen voi myös periaatteessa liittyä markkinavoimaa. Hintajoustavalla käyttäjällä on aina mahdollisuus leikata huippuhintaista kulutustaan, mutta joustoa voi käyttää kaikissa kulutustilanteissa markkinahinnan alentamiseen, jos toimenpiteen hyödyt ylittävät haitat. Toimenpide on toki hyvin hankalasti hallittavissa eikä tehoa pienillä määrillä.

Tuottaja voi onnistua myymään tuotantoa omaa marginaalihintaansa korkeammalla hinnalla. Tästä ovat todisteena hyvin korkeat piikkihinnat – jopa niin, että ilmiötä voisi käyttää piikkihinnan määritelmänä: piikkihintana on sellainen hinta, jossa markkinahinta ylittää kaikkien tuotantoon osallistuvien voimalaitosten marginaalihinnan. Ilmiö sinänsä on täysin markkinasääntöjen mukainen ja ilmentää tehotonta kilpailua.

Mallissa kokonainen tuotantoluokka voi nostaa tarjoushintatason lähelle seuraavan luokan hintatasoa. Käytännössä epätäydellisenkin kilpailu hankaloittaa huomattavasti kyseisen keinon käyttöä. Tien eri puolilla olevat bensiiniasematkin joutuvat hinnoittelemaan tuotteensa toistensa mukaan, ja hinnan yläraja asettuu kauempana olevien asemien hintatason mukaisesti.

Yksittäinen voimalaitos voi jättää tuottamatta sähköä, vaikka se olisi marginaalikustannuksiin verrattuna kannattavaa. Täydellinen kilpailu poistaisi tämän mahdollisuuden, koska toinen voimalaitos korvaisi aukon heti. Kuvan 2 perusteella on helppo päätellä, että jos mitä tahansa mallin tuotantoa rajoitetaan (ylintä ei voi rajoittaa mallissa), kaikki

³ Voimalaitoksen rakennusasteella tarkoitetaan sähköntuotantokapasiteetin suhdetta lämmöntuotantokapasiteettiin.

tuottajat hyötyvät sitä seuraavasta hinnannoususta, paitsi tietenkin rajoittava voimalaitos itse. Jos yritys omistaa useita voimalaitoksia, on sen periaatteessa mahdollista seuloa esille sellaiset tilanteet, joissa tuotannon rajoittamisen voitot ylittävät haitat.

Yleensä sähkön spot-hinta, varsinkin päivähinta, on selvästi korkeammalla kuin tasapainohinta, mutta tilanne voi olla myös päinvastainen, kuten kuva 12 osoittaa.

Suomessa on noin 3 700 MW sähköntuotantokapasiteettia eli noin 22 % asennetusta sähköntuotantokapasiteetista, joka ei ole käytössä huipun aikana [VTT ja Fingrid 2008]. Osa puuttuvasta kapasiteetista on sellaista, jonka käyttö marginaalikustannuksien perusteella näyttäisi kannattavalta. Energiamarkkinaviraston [2008] mukaan kuormitushuippujen aikaan kotimainen tuotantokapasiteetti on ollut jopa 15 % pienempi kuin tuottajien ilmoittama huipun aikana käytettävissä oleva kapasiteetti. Nordelin [2008] mukaan Pohjoismaissa huipun aikainen epäkäytettävissä oleva kapasiteetti on Suomessa 22 %, Tanskassa 43 %, Norjassa 20 %, Ruotsissa 16 % ja Islannissa 0 %. Saksasta on hävinnyt noin 18 000 MW kapasiteettia, kun sähkömarkkinat avautuivat kilpailulle. Tämä on tavallaan myös terve ilmiö, koska vapailla ”*energy only*” -tyyppisillä sähkömarkkinoilla ei ole tilaa ylikapasiteetille. Venäjän säännellyssä kilpailuympäristössä ei ole mahdollista jättää tarjoamatta tuotantokapasiteettia markkinoille.

Sellainen järjestelmä, jossa tuotantokapasiteetin niukkuus parantaa tuotantosektorin kannattavuutta, ei voi itseohjautua optimaalisemmaksi, mikäli alalietulokynnys on niin korkea, että uusia toimijoita ei ilmesty riittävästi. Mahdollisesti itseohjautuvuutta saattaa tapahtua kymmenien vuosien aikajänteellä, mutta sähköjärjestelmä ei siedä hetkeäkään alijäämäisyyttä – paitsi jos sähkön ajoittainen puute hyväksytään sähkömarkkinoiden normaaliksi, joskin epätodennäköiseksi ominaisuudeksi. Esimerkiksi kahvimarkkinoilla hinnan raju vaihtelu on tavanomaista. Niillä hinnannousu vaikuttaa siten, että jotkut kuluttajat jättävät kahvinsa ostamatta, mutta kahvi ei lopu kaupan hyllyiltä niiltä kuluttajilta jotka haluavat siitä maksaa pyydetyn hinnan.

Sähkömarkkinoilla on vain vähän kuluttajia, jotka vapaaehtoisesti rajoittavat kulutustaan silloin, kun piikkihinnat ovat korkeimmillaan – mikä puolestaan on tyyppinen merkki kapasiteetin niukkuudesta – joten sähkö voi loppua myös niiltä kuluttajilta, jotka olisivat halukkaita maksamaan siitä täyden hinnan. Sähkön kulutus on korkeimmillaan kovalla pakkasella, jolloin mahdollisen sähkökatkon vaikutukset ovat erityisen ikäviä. Toistaiseksi sähkö ei ole loppunut Suomessa kertaakaan kapasiteetin niukkuuden vuoksi.

Tuotantokapasiteetin niukkuus ei yksinkertaistetussa teoriassa ole ongelma: edellä kuvattuun malliin ei edes mahtuisi ylimääräistä kapasiteettia. On ilmeistä, että myöskään todellisuudessa ei kannata ylläpitää turhaa kapasiteettia. Kapasiteetin niukkuus kuitenkin kostaatuu tilanteessa, jossa kysyntä kasvaa hetkellisesti poikkeuksellisen suureksi tai tapahtuu yllättäviä tuotanto- tai siirtohäiriöitä. ”*Energy only*” -järjestelmä ei tuota riittävää reservikapasiteettia, jota tarvitaan vain satunnaisesti. Esimerkiksi Suomessa käytettävissä oleva sähköntuotantokapasiteetti on ajautunut jo niin niukaksi, että oma kapasiteetti ei riitä kattamaan huippukulutusta, vaan vaje täytetään tuonnilla.

2.2 Optimaaliset rajasiirtoyhteydet, hinta-alueet ja blokkialueet

Yksinkertaisimmassa sähkömarkkinamallissa vallitsee yhtenäishinta kaikkialla, mikä on ymmärrettävissä äärettömän vahvana sähkönsiirtoverkkona. Toinen ideaalimalli täydellisille sähkömarkkinoille olisi sellainen, jossa jokaisessa käyttökeskittymässä olisi riittävän vahva jakeluverkko ja sähköä tuotettaisiin paikallisiin tarpeisiin eikä siirtoverkkoa tarvittaisi lainkaan. Yhtenäinen hinta kaikkialla toteutuisi, mikäli jokaisella erillisverkkolla olisi optimaalinen tuotantorakenne ja jakelualue olisi niin suuri, että voimalaitosten skaalaetu saavutettaisiin. Kompromissi löytyy näiden kahden ideaalimallin välimaastosta. Käytännössä tulee aina esiintymään hinta-eroja, koska verkkoa ei kannata vahvistaa liikaa. Sähkön hinnan lisäksi optimaalista aluerakennetta tulee tarkastella luotettavuuden kannalta.

Esimerkiksi Pohjoismaissa käytetään ennalta määriteltyjä ”pullonkaularajoja”. Mikäli näiden alueiden väliset siirtorajoitukset hetkellisesti ylittyisivät, muodostettaisiin hinta-alueita. Alijäämäalueella hinta nousisi ja ylijäämäalueella laskisi, koska hinta määräytyisi maa- tai aluekohtaisten kysyntä- ja tarjontakäyrien perusteella. Menettelystä seuraa systemaattista tuloa systeemioperaattoreille, ja tämä tulo käytetään verkon vahvistuksiin, joten järjestelmä kehittyy vähitellen yhtenäisemmäksi.

Venäjällä puolestaan käytetään tietokonelaskentaa, joka määrittää joka hetki mahdolliset todelliset verkon pullonkaulat ja generoi vastaavat hinta-alueet mihin tahansa markkina-alueella. Korkean hinnan odotetaan houkuttavan investoijia ja karkottavan käyttäjiä, minkä aikaa myöten odotetaan tasaavan eroja.

Osapuolten edut ja haitat menevät ristiin yli- ja alijäämäalueilla:

- Alijäämäalueen kuluttaja kärsii korkeasta hinnasta; alijäämäalueen tuottaja hyötyy korkeasta hinnasta.
- Ylijäämäalueen kuluttaja hyötyy alhaisesta hinnasta; ylijäämäalueen tuottaja kärsii alhaisesta hinnasta.

Alijäämäalueen kuluttajan ja ylijäämäalueen tuottajan edut ovat samansuuntaiset ja puoltavat tilannetta korjaavia investointeja, kun taas ylijäämäalueen kuluttajan ja alijäämäalueen tuottajan etujen mukaista on vastustaa tilanteen korjaamista. Käytännön päätöksentekoa vaikeuttaa myös se, että hyvin harvoin kaksi vierekkäistä aluetta ovat selkeästi vain joko yli- tai alijäämäalueita. Varsinkin Pohjoismaissa yli- ja alijäämäalueet vaihtelevat erilaisten vesivuosien mukaan.

Sähköntuotantokapasiteetin suhteen ristiriitaista on kapasiteetin määrä: mitä niukemmin kapasiteettia on, sitä edullisempaa se on tuottajalle ja haitallisempaa kuluttajalle.

Ristiriitaisista intresseistä on käytännössä ollut jo seurauksia: maiden välisten siirtoyhteyksien parantaminen on hankalaa, ja sähköntuotantokapasiteettia alkaa myös hävitä sähkömarkkinoiden avauduttua. Esimerkiksi Etelä-Norja on pysyvä ylituotantoalue. Ylituotantoa olisi ollut mahdollista purkaa pohjoismaisille markkinoille vahvistamalla

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Etelä-Norjan siirtoverkkoa Pohjois-Norjaan ja Ruotsiin, mutta ratkaisuksi valittiin NOR-NED kaapeli Norjasta Alankomaihin. Tämän seurauksena sähkön hinta nousee Etelä-Norjassa ja hieman myös muissa Pohjoismaissa sen sijaan, että se laskisi, kuten olisi käynyt sisäisten pullonkaulojen poistossa. Vaikuttaa siltä, että ratkaisu on tehty pohjoismaisten tuottajien ja alankomaalaisten käyttäjien intressien mukaisesti.

Kapasiteetin riittävyyden varmistamiseksi Venäjällä on päädytty omintakeiseen ratkaisuun. Uuden kapasiteetin (niin tuotanto- kuin verkkokapasiteetin) rakentaminen on vahvasti säännösteltyä: esimerkiksi sähköntuottajien on pakko sitoutua kapasiteetinrakentamishjelmaan. Investoinnit maksetaan kapasiteettimarkkinoiden avulla.

EU:n alueella luotetaan aitoon markkinaohjaukseen ja pyritään ainoastaan tarkkailemaan tilannetta.

Koska laaja verkko ei käytännössä voi olla niin vahva, että se tuottaisi yhtenäiset sähkön hinnat, hyvä ratkaisu on jakaa hinnat alueittain sekä kerätä pullonkaulatuloja ja kohdistaa ne siirtoverkkoinvestointeihin. Myös se, että jatkuva alijäämäalue on tuotantoinvestoijalle houkuttelevampi kohde kuin ylijäämäalue, ohjaa kehitystä tasapainoiseen suuntaan. Paikallinen markkina-alue ei näin ollen ole pysyvä käsite, varsinkin kun hyödykkeiden kauppaa ei tule rajata kansallisiin sisämarkkinoihin. Toisaalta äärettömän vahvaan verkkoon ei koskaan päästä eikä edes pyritä. Näin sähköverkkokysymykset ja sähkön tuotantokapasiteetikysymykset nivoutuvat toisiinsa. Kysymys on ensinnäkin sopivasta aluerajauksesta, jolla voidaan tuottaa sähköä mahdollisimman kustannustehokkaalla tuotantorakenteella, ja toisaalta myös reservikapasiteetista, jota ei kannata rajata kovin pientä tarvetta varten. Suuri, vahva verkko helpottaa sekä kustannustehokkaan tuotantorakenteen että kokonaisvaltaisen reservin hallintaa.

Pohjoismainen pullonkaulatulo vaikuttaa ohjaavan verkkoinvestointeja ja sähkömarkkinoita optimaaliseen suuntaan. Muualla Euroopassa käytetään siirto-oikeuksien huutokauppaa, mikä tuo aina tuloja kantaverkkoyhtiöille. Tulojen ohjautuminen verkkoinvestointeihin on säädelty regulaation kautta.

Perinteisesti Euroopan sähköverkot on suunniteltu kansallisten toimitusvarmuusnäkökohtien eikä niinkään rajojen yli tapahtuvien siirtojen kannalta, eikä varsinkaan suurten tuulivoiman tuotantovaihteluiden tasaamiseksi valtioiden välillä. Uusiutuvien energiamuotojen lisäämistavoitteiden toteutuminen edellyttää myös sähköntuotannon hajautumista, mikä puolestaan voi lisätä siirtotarvetta. Samoin uusiutuvien energiamuotojen lisäämismahdollisuudet eri maissa vaihtelevat, mutta sähkön tarpeen kehitys jakautuu tasaisemmin, joten tältäkin kannalta katsoen maiden välinen sähkönsiirtotarve lisääntyy tulevaisuudessa ja siirtopullonkaulojen haitallinen merkitys kasvaa.

Keski-Euroopassa maiden välisiä rajasiirtoyhteyksiä on erikseen huutokaupattu siten, että tulot on käytetty oman alueen siirtomaksujen alentamiseen [(EY) N:o 1228/2003]. Nyt tilanne EU:ssa on mahdollisesti muuttumassa niin, että kaikki pullonkaulatulot on käytettävä vain joko siirtokapasiteetin varmistamiseen tai maiden väliseen siirtokapasiteettiin kohdistuviin investointeihin. Edellä mainittua EY-asetusta on lisäksi muutettu

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

päätöksellä [EY 2006] soveltamisliitteen osalta. Siinä on määritelty seitsemän pullonkaulojen hallinta-alueita:

(**Aluerunko** on kirjoittajien lihavoima; lihavoimattomat maat ovat naapurimaita, joihin alueelta on merkittävä siirtoyhteys.)

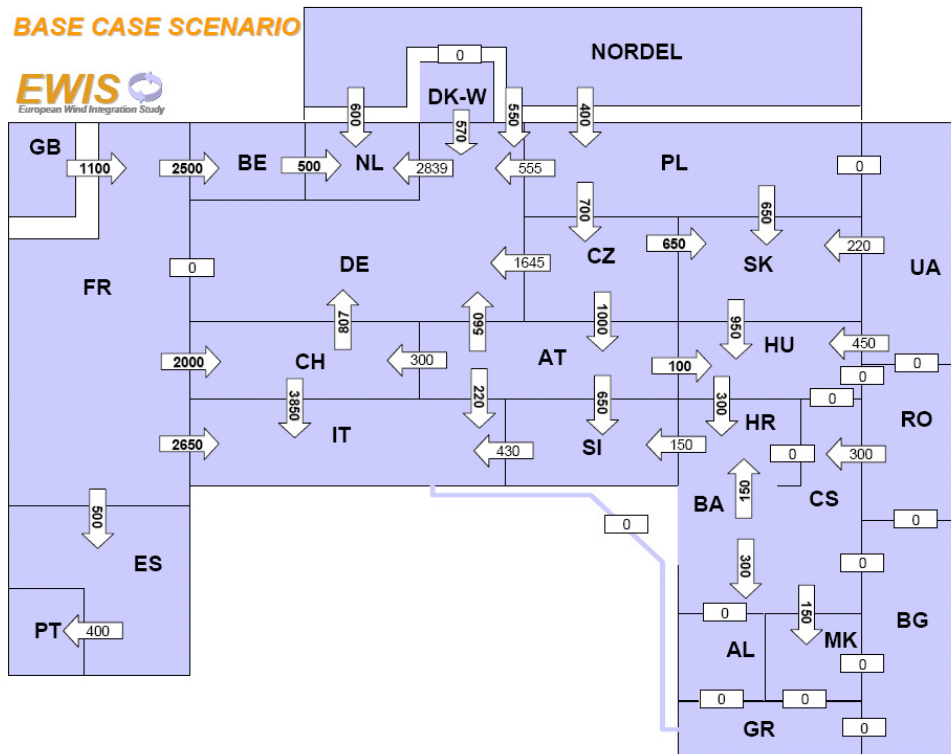
- a. Pohjois-Eurooppa: **Tanska, Ruotsi, Suomi**, Saksa ja Puola (**Norja** ei voi esiintyä EU:n päätöksissä, ja Alankomaat näyttää vielä puuttuvan EY:n luettelosta.)
- b. Luoteis-Eurooppa: **Benelux-maat, Saksa ja Ranska** (**Sveitsi** ei voi esiintyä EU:n luettelossa.)
- c. Italia: **Italia**, Ranska, Saksa, Itävalta, **Slovenia ja Kreikka**
- d. Keski- ja Itä-Eurooppa: Saksa, **Puola, Tšekki, Slovakia, Unkari, Itävalta ja Slovenia**
- e. Lounais-Eurooppa: **Espanja, Portugali** ja Ranska
- f. **UK, Irlanti** ja Ranska
- g. Baltian maat: **Viro, Latvia ja Liettua** (Suomea ei ole mainittu).

Kyseiset alueet ovat rungoltaan melko samankaltaisia, kuin UCTEn⁴ blokit (*System Adequacy Regional Blocks*, [UCTE 2008b]), ja peittävät hyvin toisiaan. Selvimpänä erona Kreikan, Bulgarian, Romanian ja Slovenian yhteyteen on määritelty entisen Jugoslavian valtioita. Baltian mailla ei ole Suomen lisäksi yhteyttä mihinkään muuhun alueeseen, paitsi EU:n ulkopuolella Valko-Venäjään sekä Venäjään ja eritysalueena Kaliningradiin.

Keski-Euroopan siirtoverkosto on hyvin joustava. Esimerkiksi EWIS-hankkeessa [EWIS 2007] on tutkittu, miten äkkinäiset tuulimuutokset vaikuttavat sähkönsiirtotehoihin koko Euroopassa (Kuva 5). Kuva on hyvä esimerkki siitä, miten Euroopan sähköverkko voi käyttäytyä varsin yhtenäisesti siten, että yksikin merkittävä paikallinen tasapainomuutos vaikuttaa kaikkiin rajasiirtoihin.

⁴ UCTE, *Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, the association of transmission system operators in continental Europe*, Manner-Euroopan verkko-operaattorit.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen



Kuva 5. Simuloituja sähkönsiirtotehoja huippukulutuksen aikana. Lähde EWIS, <http://www.etsc-net.org/upload/documents/Final-report-EWIS-phase-I-approved.pdf>

Käytännössä alueet tulee rajata siten, että niissä on itsenäinen tuotantorakenne, ja tämän alueen sisällä verkon tulee olla riittävän vahva. Lisähyöty saadaan yhteyksistä naapuri-alueisiin, jolloin voidaan tasapainotella reservien ja suurten voimatuotantoyksiköiden sijoittelun suhteen. Lähtökohtana on pidettävä valtakunnallista aluerajausta, koska sähköjärjestelmiä on historiallisesti kehitetty siihen pohjautuen. Esimerkiksi UCTEn hierarkia on tämän mallin mukainen. Siinä sähkön tuotantokapasiteetin riittävyttä tarkastellaan

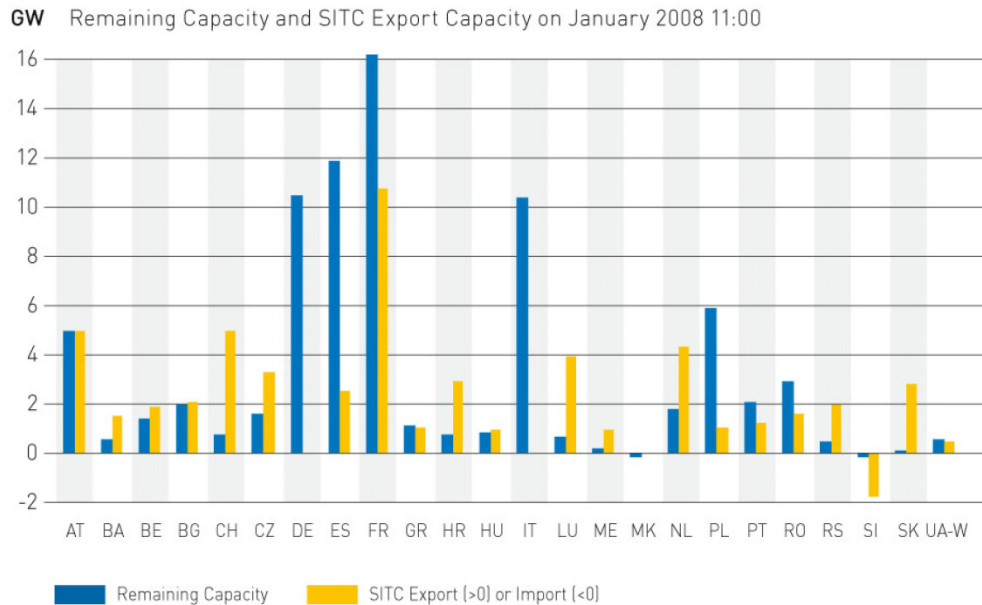
- maittain
- blokeittain, jossa blokki muodostuu sopivista naapurimaista
- koko markkina-alueen kannalta.

Blokeilta vaaditaan omavaraisuutta, mutta kansallisella tasolla voidaan sallia tiettyä alijäämäisyyttä, joka on katettavissa määritellyillä rajasiirtoyhteyksillä. Analogia on hyvin sovellettavissa myös Nordel-alueelle. Sitä vastoin Baltian alue vaatii erityiskäsittelyä, koska on mahdollista, että Baltian alue (blokki) saattaa tulevaisuudessa jäädä alijäämäiseksi.

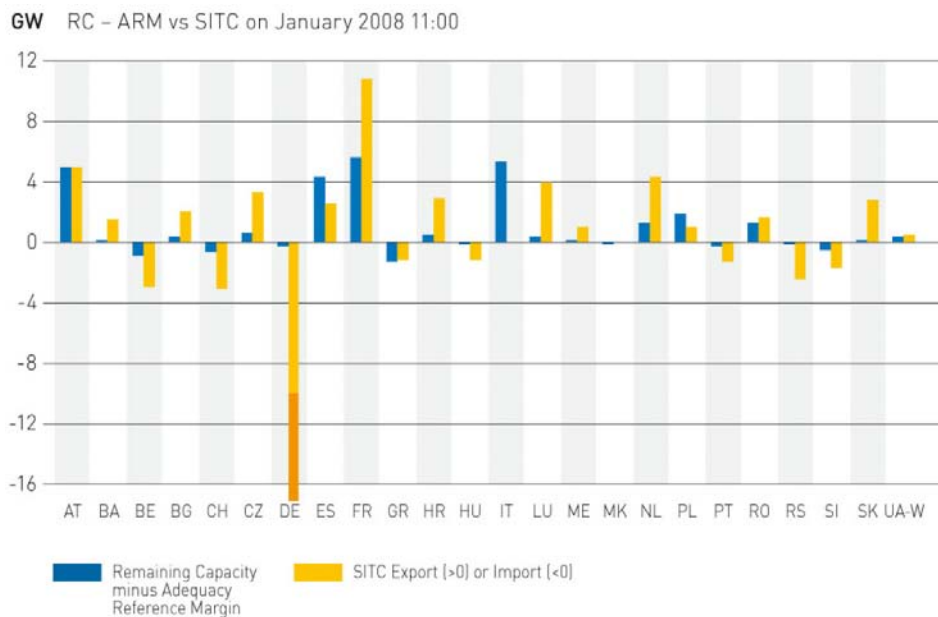
Luonnollisesti kaupallisten markkinoiden on samanaikaisesti tuettava fyysisiin reuna-ehtoihin perustuvaa alue- ja blokkijakoa ja niiden välistä sekä sisäistä kaupankäyntiä. Helppo keino kaupallisten järjestelmien toimivuuden tarkistamiseksi on seurata sähkön-

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

siirtosuuntia. Sähkön tulisi aina virrata halvemman hinnan ylijäämäalueelta kalliimman alijäämän suuntaan. Tällä hetkellä merkittävimpiä kaupallisesti alijäämäisiä alueita ovat Portugali–Espanja, Italia ja Kreikka, mutta tilanne on hallinnassa niin tuotantokapasiteetin kuin rajasiirtokapasiteettien suhteen.



Kuva 6. Sähkön tuotanto- ja rajasiirtokapasiteetin riittävyysanalyysin 1. vaihe, ilman normitusta UCTEn mukaan [2008b].



Kuva 7. Sähkön tuotanto- ja rajasiirtokapasiteetin riittävyysanalyysin normitettu tulos UCTEn mukaan [2008b].

UCTEn arviointimenetelmän keskeisimmät käsitteet ovat RC, *Remaining Capacity* ja ARM, *Adequacy Reference Margin*. RC muodostuu siten, että arvioidaan käytettävissä oleva kapasiteetti vähentämällä nettokapasiteetista järjestelmäreservit, ennakoitua ja ennakoimattomat seisokit ja ei-käytettävissä oleva kapasiteetti. RC on käytettävissä olevan kapasiteetin ja huipputehon ero. ARM ilmoittaa tavoitetason RC:lle, ja sen komponentteja ovat muun muassa huipputehon vaihtelevuusmarginaali ja varakapasiteettikriteeri [UCTE 2008a]. Kuva 6 näkyy UCTEn viimeisin arvio tammikuulle 2008 [2008b].

RC-arvo (*Remaining Capacity*) on lähes kauttaaltaan positiivinen, eli tuotantokapasiteettia on reilusti yli tarpeen. Mikäli näin ei jossakin maassa ole, negatiivinen SITC Export-pylväs (*Simultaneous Interconnection Transmission Capacity*) ilmoittaa tuontimahdollisuuden, ja se kattaa kaikissa tapauksissa tuotannon alijäämäisyyden. Jos SITC Export-pylväs on positiivinen, sähkön vienti on mahdollista ja sen suuruutta on helppo verrata kansallisen kapasiteetin ylijäämään.

Suomen RC-ylijäämä vastaavalla mittaustavalla on $-2,6$ GW [VTT ja Fingrid 2008]. Se on siis poikkeuksellisen vahvasti alijäämäinen, mutta toisaalta Suomen tuontipylväs on $3,8$ GW, eli tuonti pystyy helposti kattamaan vajeen ja marginaaliakin jää $+1,2$ GW.

UCTEn tilanne on toinen, kun arvioidaan ylijäämää suhteessa referenssimarginaaliin (ARM). Seuraavassa kuvassa (Kuva 7) on ylijäämästä vähennetty referenssimarginaali.

Jäljelle jäävä marginaali, sininen pylväs (Kuva 7), kutistuu kautta linjan lyhyeksi ja joskus negatiiviseksi. Tämä tarkoittaa sitä, että maan oma tuotantokapasiteetti on tilastollisesti katsoen liian pieni, kuten esimerkiksi Saksan tapauksessa, mutta suuri tuontimahdollisuus (negatiivinen keltainen pylväs) kattaa hyvin tämän vajauksen. Kuvan 7 mukaan Kreikka sinnittelee riskirajoilla.

Suomen referenssimarginaaliarvoa (ARM) ei ole käytettävissä, mutta UCTEn keskimääräinen arvo tammikuun kolmannen keskiviikon iltapiikin aikana on $11,1$ % kulutuksen huipputehosta. Suomen vastaava ARM taso olisi $1,67$ GW, eli edes tuontimarginaali ($+1,2$ GW) ei riitä tilastollisesti kattamaan alijäämää eikä tilastollinen referenssimarginaali toteudu. Euroopan mittakaavassa Suomen alijäämä on ainutlaatuisen suuri. Toisaalta sähkö ei ole vielä kertaakaan loppunut Suomesta riittämättömän hankintakapasiteetin vuoksi. Nordel-blokin kapasiteettitase on ylijäämäinen [Nordel 2008].

Tällä hetkellä Suomen tuonti Venäjältä on allokoitu Venäjän varmistetusta kapasiteetista, eli Venäjän tehonvajaustilanteessa Suomeen tuontia ei rajoiteta. Käytännössä Venäjä on kuitenkin vähentänyt sovittua siirtotehoa tammikuussa 2006. Mikäli UCTE-analyysin mukainen blokkitarkastelu suoritettaisiin Venäjän Centre (Moskova) ja North-West-West (Pietari) -alueille, se ilmeisesti näyttäisi tehonvajausta [VTT ja Fingrid 2008 ja Abdurafikov 2007], joten on mahdollista, että tuonti Venäjältä ei riitä varmuudella kattamaan Suomen alijäämäisyyttä. Tilanne pahenee Suomen kannalta, mikäli Venäjän oma kysyntä jatkaa voimakasta kasvuaan, kunnes Pietarin alueen uudet suuret voimalaitosinvestoinnit valmistuvat vuoden 2015 jälkeen.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Blokkitarkastelun avulla voidaan selvittää tuotantokapasiteetin riittävyys, mutta riittäväkään tuotantokapasiteetti ei vielä takaa yhtenäistä hintatasoa blokin sisällä, koska riittävyys voi toteutua omavaraisina alueina. Blokin sisäiset hintaerot kertovat kahdenlaisista puutteista:

- Alueiden välinen siirtokapasiteetti on riittämätön.
- Sähköntuotantokapasiteetti on jakautunut epätasaisesti alueiden välillä.

Sekä siirtoverkkoon että sähköntuotantorakenteeseen kohdistuvat muutokset voivat parantaa tilannetta.

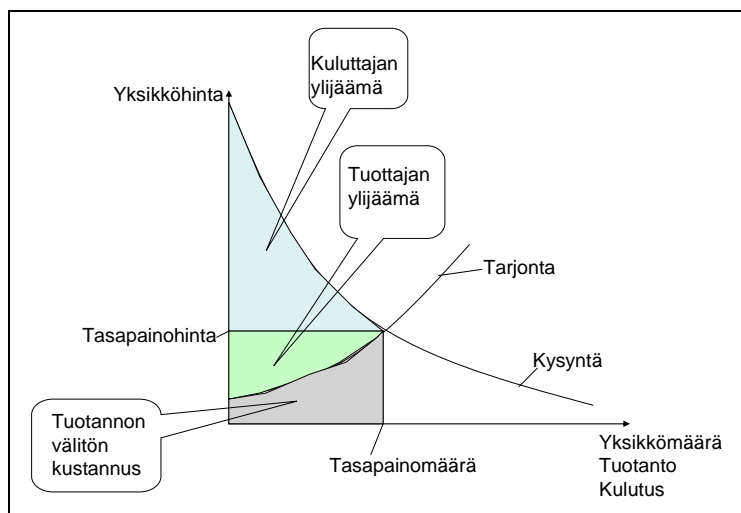
2.3 Sähkömarkkinoiden toimivuus

Sähkömarkkinoiden toimivuus voitaisiin määritellä vaikkapa näin: ”Sähkömarkkina toimii oikein, mikäli jokaisella sähkön käyttäjällä on mahdollisuus saada laatuvaatimukset (< 1 h) täyttävää kohtuuhintaista sähköä riittävän luotettavasti (> 1 h).⁵” Subjektiiivisen arvioijan mielestä sähkömarkkina toimii, mikäli ”kohtuuhintaisuus” ja ”riittävä luotettavuus” toteutuvat.

Pohjoismaisia sähkömarkkinoita pidetään yhtenä parhaiten toimivista sähkömarkkinoista maailmassa. Edellisessä luvussa osoitettiin, että teoriassa on mahdollista päästä sellaiseen markkinatasapainoon ja samalla optimitilaan ”*energy only*” -tyyppisillä markkinoilla, jossa kaikkien toimijoiden tulot ja menot täsmäävät. Samassa yhteydessä osoitettiin, että tasapainotila ei säily vaan sähkön tuotantokapasiteetti niukentuu, mikä johtaa sähkön hinnan nousuun – minkä taas uskotaan tuovan pitkällä aikavälillä lisää sähköntuotantokapasiteettia ja tasaavan tilannetta. Luotettavia havaintoja siitä, että näin kävisi, ei kuitenkaan ole. Ei myöskään ole näkyvissä syitä, miksi tuottajat luopuisivat niukkuustrategiastaan.

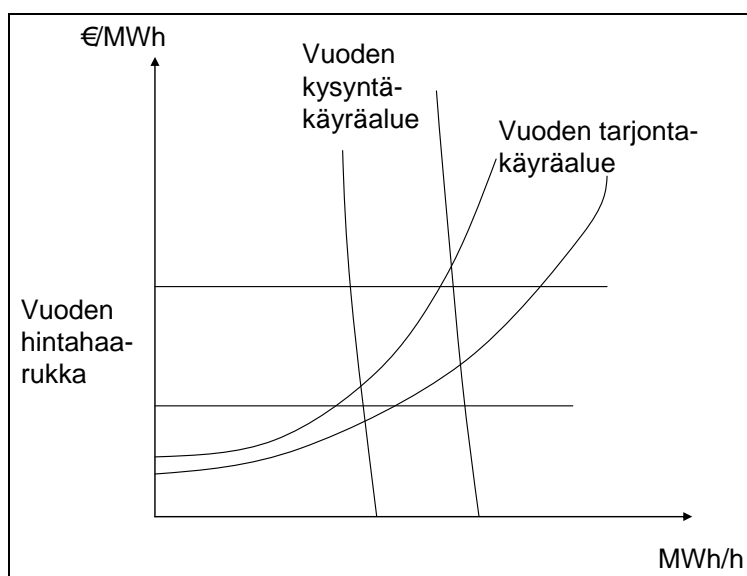
⁵ Sähkön laatukriteerit, myös luotettavuuden suhteen, ovat yleensä määritelty lyhyellä (< 1 h) aikavälillä. Pitkäaikainen luotettavuus voi vaikuttaa jopa kymmenien vuosien aikajänteellä.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen



Kuva 8. Kysynnän ja tarjonnan tasapainoon liittyviä käsitteitä.

Kuva 8 näyttää, miten kysynnän ja tarjonnan rajahyötyjen kuvaajien leikkauspiste määrää markkinahinnan ja tuotanto- ja kulutusmäärän. Tasapaino- eli markkinahinnan ja tarjontakäyrän väliin jäävä pinta-ala edustaa tuottajan ylijäämää, ja tarjontakäyrän alapuolelle jää välittömiä tuotantokustannuksia edustava alue. Tuottajan ylijäämä kattaa tuottajalle muut kuin välittömät kustannukset, ja näistä erityisesti kapasiteetin investointikustannukset ovat keskeisessä asemassa ”energy only” -markkinoilla. Kysyntäkäyrän alapuolelle markkinahintaan asti muodostuu kuluttajan ylijäämä, joka sähkömarkkinoilla on huomattavasti abstraktimmin tulkittava kuin tuottajan ylijäämä. Tuottajan ja kuluttajan ylijäämien summaa nimitetään hyvinvoinniksi.



Kuva 9. Sähkömarkkinoiden tuntihintahaarukka.

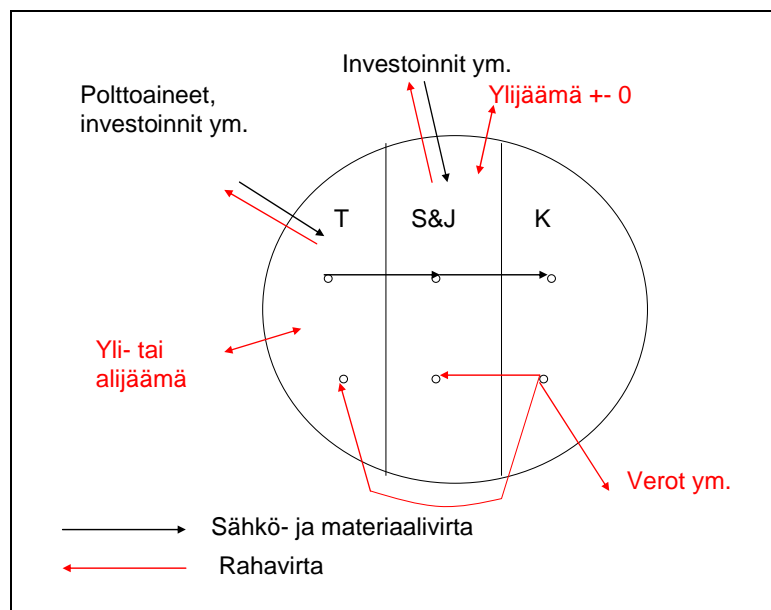
2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Kuva 9 esittää, miten sähkömarkkinoilla tasapainohinta vaihtelee vuoden aikana. Vuoden jokaisella tunnilla on oma kysyntänsä ja tarjontakäyränsä, jotka kuvassa on esitetty vaihtelualueina.

Kysynnän ja tarjonnan luonnollisen vaihtelun vuoksi sähkömarkkinoiden tuntihinta vaihtelee varsin voimakkaasti. Sähkömarkkinoille on tyypillistä, että kysyntäkäyrä on varsin pystysuora eli hintajoustamaton, mikä on tulkittavissa siten, että osa kulutuksesta toteutuu, maksoi sähkö mitä hyvänsä. Käytännössä osa kulutuksesta riippuu sähkön hinnasta, mutta tätä riippuvuutta ei tunneta tarkasti edes yhden tunnin osalta. Pitkällä aikavälillä on luonnollista, että sähkön hintataso ja sähkön kysyntä riippuvat jotenkin toisistaan. Lähes pystysuorasta kysyntäkäyrästä johtuen ei tiedetä, missä kohtaa kysyntä menee nolnaan, joten kuluttajan ylijäämä ja hyvinvointifunktio korvataan leikatulla vastineella, kuten kuva 3 osoittaa.

”Energy only” -markkinoilla tuottajan ylijäämän on tarkoitus kattaa kaikki tuottajan kiinteät kustannukset, joista investointikustannukset ovat merkittävimmät. Tuottajan ylijäämä ei toimi käytännössä ”oikealla” tavalla, mikäli investoinnit jätetään tekemättä, jolloin ylijäämä ohjautuu muille kuin sähkömarkkinoille. Tekemättömät investoinnit heijastuvat tuotantokapasiteetin niukkuuteen ja hinnan nousuun. Voidaan ajatella, että sinänsä oikea hintataso ei kata pitkän aikavälin odotuksia sähköjärjestelmän luotettavuuden suhteen. Sähkömarkkinan toimivuutta voidaan karkeasti arvioida tarkastelemalla sen kautta kulkevien rahavirtojen tasetta.

Kuva 10 näyttää karkean rahavirtojen mittaamisen periaatteen. Toimijoita tarkastellaan seuraavissa kategorioissa: T (tuottajat), S&J (siirto, jakelu ja järjestelmäpalvelut) ja K (käyttäjät).



Kuva 10. Materiaali- ja rahavirrat sähkömarkkinoilla.

Kuvan yläosassa näkyy materiaalivirta: sähköä tuotetaan energialähteistä ja se kulkee siirron kautta käyttäjille. Tuottajalle syntyy kustannuksia muun muassa polttoaineista ja voimalaitosinvestoinneista. Myös sähkön siirto ja jakelu aiheuttavat kustannuksia lähinnä verkkoinvestoinneista ja verkon ylläpidosta. Korvauksena sähköstä käyttäjä maksaa siirrosta ja energiasta erikseen ja samassa yhteydessä kerätään myös veroja. Siirto on säännöstellä, joten voidaan olettaa, että siirron tulot ja menot ovat jollakin aikavälillä tasapainossa. Tuotannossa menojen ja tulojen tasapaino vaihtelee investointien ajoittamisen seurauksena. Tällä hetkellä pohjoismaisilla markkinoilla ei tehdä tuotantoinvestointeja samassa määrin kuin kerätään sähkönmyyntituloja: huomattava osa rahavirroista ohjautuu sähkömarkkinatoiminnan ulkopuolelle voittoa. Toisaalta koska voimalaitosinvestoinnit tehdään vuosikymmenien ajaksi, tulo- ja menotarkastelukin on tehtävä vuotta selvästi pidemmälle aikavälille. Koska pohjoismaiset sähkömarkkinat käynnistettiin ylikapasiteettitilanteessa, oli luonnollista, että kapasiteettia ajettiin aluksi alas. Tämän hetken ongelmana on epävarmuus siitä, milloin viimeistään on aika puuttua kehitykseen, joka ohjaamattomana voi johtaa sähkömarkkinoiden häiriöihin, kuten pitkän aikavälin tasapainoon nähden liian korkeisiin hintoihin tai hintapiikkien liialliseen esiintymiseen tai sähkön saannin vaarantumiseen.

Kaikki toimenpiteet, jotka kasvattavat järjestelmästä ulos virtaavaa rahamäärää, kuten esimerkiksi tuottajien ylijäämästä perittävät windfall⁶-verot, heikentävät sähkömarkkinoiden mahdollisuutta tuottaa uutta tuotantokapasiteettia. Päästömarkkinoiden ja sähkömarkkinoiden yhteisvaikutuksesta järjestelmästä ulos vuotava ylijäämä on lisääntynyt tuntuvasti. Pohjoismaisille sähkömarkkinoille on tyypillistä, että päästömarkkinoiden tuoma ylijäämä ei koskaan ohjautu täysimääräisesti tukemaan päästöttömiä tuotantovaihtoehtoja.

Vanha vesivoima, jonka investointikustannukset on jo maksettu, siirtää pohjoismaisilla markkinoilla merkittäviä rahavirtoja sähkömarkkinoiden ulkopuolelle. Vesivoiman lisäresursseja ei juuri ole ja niidenkin käytölle on poliittisia tai muita esteitä.

Myös yhteistuotantoyritysten hetkelliset voitot voivat olla suuria, mutta seurantajakso on toistaiseksi vielä niin lyhyt, että siihen ei ole sattunut riittävästi voimalaitosinvestointeja. Yhteistuotantoinvestointien kriteerit määräytyvät enemmän lämmöntarpeen perusteella. Yhteistuotannon tukeminen on perusteltua lähinnä pyrittäessä yhä pienempiin yksikkökokoihin pienempien lämpökuormien keräämiseksi; suuriin lämpökuormiin liitettyjen yksikköjen kannattavuus on toistaiseksi ollut kiistaton.

Päästökauppa suosii tarkoituksensa mukaisesti vähäpäästöistä sähköntuotantoa lisäämällä tällaisen tuottajan ylijäämää, jolloin näiden tuotantomuotojen olisi tarkoitus kas-

⁶ Perinteisen englantilaisen oikeuskäytännön mukaan alamaisella ei ollut oikeutta kaataa puita kuninkaan metsästä. Mutta jos tuuli kaatoi puun, sai alamainen korjata puutavaran. Aikaa myöten kuningas oivalsi tässä hyvän verotuskohteen. Nykyisen tulkinnan mukaan windfall-voitto on sellaista itsestään tullutta voittoa, jonka verottaminen ei esimerkiksi vääristä kilpailua markkinoilla.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

vattaa osuuksiaan. Päästökaupalla pyritään vaikuttamaan uusiin investointeihin. Vanhat investoinnit pääsevät myös nauttimaan päästökaupan tuomasta ylimääräisestä ylijäämästä, jota kutsutaan windfall-voitoksi, sähkön hinnan nousun myötä.

Vanhan, jo olemassa olevan vesivoiman osalta tämä windfall-voitto menee osittain hukkaan päästökaupan tavoitteiden kannalta, koska sen lisäämismahdollisuudet rajoittuvat yleensä vain pieniin tehonkorotuksiin. Kaikki vesivoiman tuotanto kuitenkin auttaa saavuttamaan uusiutuvan energian osuustavoitetta, joten lisäylijäämän verottamista voidaan kyseenalaistaa. Esimerkiksi toimijaa, joka on ostanut vesivoimalaitoksen päästökaupan alettua, ei saa windfall-voittoa, vaikka voimalaitos on rakennettu aikoja sitten. Hänen maksamansa hinta siitä on sisältänyt windfall-tuotto-odotukset.

Yleisesti mahdollinen windfall-vero kuitenkin pienentää tuottajan ylijäämää ja siten heikentää sähköntuotantokapasiteetin uudistumista.

Voimalaitoksen rakentaja ottaa suuren riskin: monikymmenvuotinen investointi on saatava kannattavaksi elinkaarensa aikana. Koska tuottajia ei voida pakottaa voimalaitosinvestointeihin, on varauduttava tukemaan sähkömarkkinoita mahdollisessa alikapasiteettitilanteessa. On helpompaa kehittää tukijärjestelmiä kuin uusia koko pohjoismainen sähkömarkkinamekanismi. Suomessa ja muissa maissa voidaan tukea uuden tuotantokapasiteetin rakentamista esimerkiksi syöttötariffeilla ja siten häiritä pohjoismaisia sähkömarkkinoita. Tukien väistämätön seurausvaikutus on, että tuettu uusi kapasiteetti laskee sähkön markkinahintaa, samoin kuin kaikki muukin uusi kapasiteetti, ja seurauksena kaikki voimalaitosinvestoinnit, niin vanhat kuin uudetkin, tuottavat odotettua vähemmän.

”Energy only” -markkinoiden epäkohtien korjaamiseksi käytössä on erilaisia, lähinnä kapasiteettiin liittyviä täydentäviä markkinoita sekä tuki- ja ohjausmekanismeja.

Maailmalla on lukuisia ”market design”⁷ -konsepteja, kuten kapasiteettimarkkinat ja -huutokaupat ja kapasiteettimaksut, joilla pyritään varmistamaan sähköntuotantokapasiteetin pitkän aikavälin riittävyys vapaasti kilpailluilla sähkömarkkinoilla [Botterud 2005, Khalfallah 2006, Battle & Pérez-Arriaga 2007, Barroso et al. 2008]. Investointituet, syöttötariffit ja vihreät sertifikaatit ovat myös yleisesti käytettyjä keinoja. Hogan [2007] näkee Yhdysvaltojen sähkömarkkinoiden ongelmaksi sen, että sähkön tukkuhinta on ollut liian alhainen tukeakseen infrastruktuuri-investointeja ja kysynnän osallistumista markkinoiden hinnanmuodostukseen. Se ei myöskään ole riittänyt ylläpitämään luotettavuuden kannalta riittäviä reservejä. Reservikapasiteettimarkkinat on eräs keino tasapainottaa tilannetta.

Kapasiteettimarkkinoilla tuottajat myyvät ja käyttäjät ostavat sekä pohjaa että huippua kattavaa kapasiteettia. Markkinat voivat olla säänneltyjä (*capacity obligation*) tai markkinaehtoisia (*capacity auction*). Syöttötariffeilla pyritään tukemaan sellaista uusiutuvaa

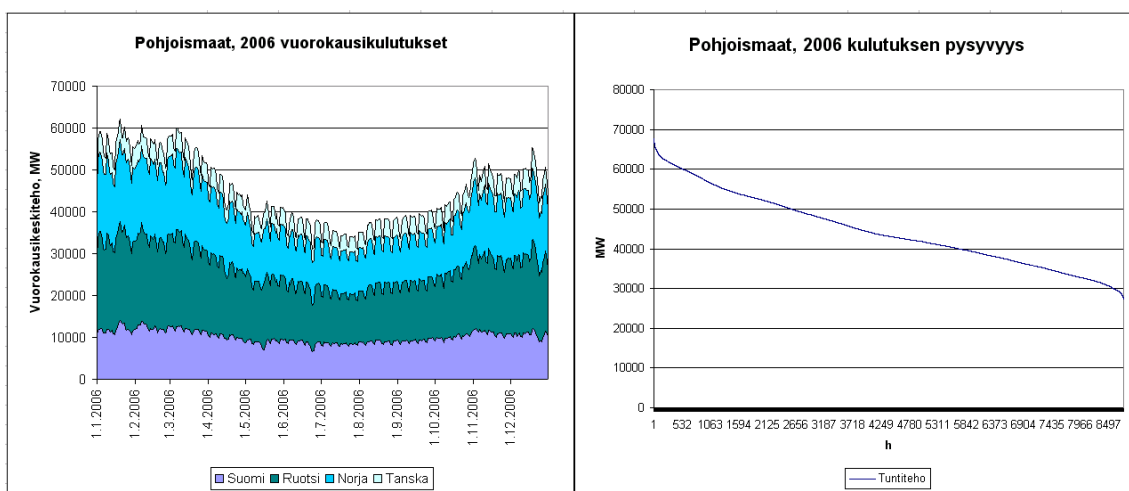
⁷ Market design -käsitteellä tarkoitetaan tässä yhteydessä sähkömarkkinajärjestelmän rakenteen valintaa.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

tai muuten poliittisesti suosittua tuotantoa, joka itsessään ei ole kannattavaa. Syöttötariffin kustannukset kerätään suoraan sähkön käyttäjiltä. Myös muuta kapasiteettia koskevaa investointitukea voisi tarjota vastaavalla järjestelmällä tilapäisesti, mutta markkina ei voi toimia pitkään tukien varassa. Vihreillä sertifikaateilla luodaan ja tuetaan haluttua tuotantoa siten, että kuluttajat pakotetaan ostamaan tietty määrä sertifioitua sähköä.

Suomessa saattaa tulla vastaan tilanne, jossa sinänsä käyttökelpoisia lauhdevoimalaitoksia ei kannata ylläpitää. Nämä voidaan kuitenkin säilyttää tuettuina reservilaitoksina, jolloin ne velvoitetaan osallistumaan spot-markkinoille riittävän korkealla minimihinnalla [Suomen laki 1082/2006]. Lisätukena voitaisiin myös sallia käyntijaksoa kasvattavaa lyhytaikaista myyntiä (esimerkiksi enintään 6 h vuorokaudessa) jälkimarkkinoille vapaaseen hintaan. Sääntelyratkaisun vaihtoehtona voisi olla reservikapasiteettimarkkinat.

Tuotantosektori kerää nykyään enimmäkseen huomattavia pääomia, koska ylijäämää ei käytetä täysimääräisesti investointeihin (Kuva 10). Samalla tuotantokapasiteetti niukenee, kuten edellä on kuvattu. Niukkuuden määrälle ei ole olemassa mitään selvää alarajaa. ”Energy only” -markkinoilla tuottajan intressinä ei ole varmistaa sähkön riittävyyttä. Kapasiteetti riittääkin käytännössä suurimman osan ajasta, ja vain muutamana huipputuntina tai jossakin ongelmatilanteessa maan oma tuotantokapasiteetti saattaa loppua kesken, ja silloinkin voidaan yleensä tuoda sähköä naapurimaasta tai viimeisenä keinona katkoa kulutusta. Sähkömarkkinat ovat toimineet vielä niin vähän aikaa, että ei ole kokemusta siitä, millaiseksi hinnan ja kapasiteettitilanteen vaihtelusta seuraava sykli muodostuu. Eri ”market design” -konsepteilla tehdyt tietokonesimuloinnit eivät ole onnistuneet löytämään sykliä ohjauskeinoa.



Kuva 11. Sähkön kulutuksen pysyvyyden muodostuminen pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2006. Vasemmalla näkyvät sähkön vuorokausikeskitehot maittain yhteenlaskettuna ja oikealla vastaavan tuntiaikasarjan pysyvyys.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Sähkön tuotantokapasiteetin mahdollinen niukkuus korostuu huippukulutuksen aikana sekä satunnaisissa tuotannon tai siirron epäkäytettävyytilanteissa. Kuvan 11 mukaan huippukulutus kestää vain lyhyen aikaa. Kaikkina muina ajankohtina (> 90 % vuoden tunneista) markkinaehtoisesti kehittyvä tuotantokapasiteetti riittää yleensä kattamaan kulutuksen. Sähköjärjestelmän kannalta sääntelyn lisäämisen tai uusien markkinakonseptien käyttöönoton tarve rajoittuu lähinnä vain sähkötoimitusvarmuuden varmistamiseen. Lisäksi tarvitaan vastaavia ohjaustoimenpiteitä uusiutuvien energiamuotojen osuuden nopeampaan lisäämiseen.

2.4 Sähköenergian hinnan mallintaminen ja ennustaminen

Fyysisen tukkusähköenergian referenssihintana pidetään pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla Nord Poolin noteeraamaa Elspot-systeemihintaa, joka on ns. *day ahead*⁸-tasapainohinta tunneittain. Hinta muodostetaan sähköpörssissä osto- ja myyntitarjousten perusteella vastaamaan toimijoiden markkinatasapainopistettä (määrä-hinta).

VTT:n sähkömarkkinamalli, ns. MarkkinaHintamalli MH, laskee sähkön kysynnän ja tarjonnan tasapainohintaa (kuvat 3, 8 ja 9). Lyhyitä kuvauksia mallista ja sen käytöstä löytyy muun muassa seuraavista lähteistä: Koljonen et al. 2004, Kekkonen & Pursiheimo 2005, Kekkonen et al. 2006, Kara et al. 2006, Unger et al. 2006, VTT ja Fingrid 2008.

Kysyntä kuvataan ajasta riippuvana annettuna lähtötietona ja tarjonta fyysisenä sähköntuotantokapasiteettina, joka myös on annettu lähtötieto. Malli on kehitetty erityisesti vesivoimavaltaista Pohjoismaiden sähkömarkkinaa silmällä pitäen, jossa ongelmaksi muodostuu vesialtaiden käytön mallintaminen. Ratkaisumenetelmäksi on siksi valittu tunnettu dynaaminen ohjelmointimenetelmä vesiallasvoiman käytön optimoimiseksi, ns. vesiarvomalli, josta muun muassa Pereira [1986], Flataboe [1998] ja Tamminen & Kekkonen [2001] ovat raportoineet Mallin dynaamisia ominaisuuksia hyväksi käyttäen menetelmä on laajennettu stokastiseksi. Menetelmä on siis nimeltään stokastinen dynaaminen optimointi, SDP.

Yksinkertaistetusti dynaaminen ohjelmointi tässä tarkoittaa sitä, että dynaamisten tilamuuttujien (esimerkiksi vesialtaiden energiasisällön) kaikki ajasta riippuvat mahdolliset (tässä: diskretoidut) tilat käydään läpi ja valitaan niiden joukosta optimaalisen ratkaisun tuottava. Optimointikriteerinä on tässä muuttuvien sähkönhankintakustannusten summan minimointi. Stokastinen laajennus tarkoittaa tässä sitä, että kaikkien stokastisten muuttujien (esimerkiksi sadannan satunnaisvaihtelun) diskretoidut todennäköisyystilat kokeillaan ja valitaan niiden kokonaisvaikutuksen odotusarvo.

⁸ DA, *day ahead* tarkoittaa päivää ennen toimitushetkeä sovittavaa sähkökauppajärjestelmää.

Sähkömarkkinamallin dynaamisia tilamuuttujia ovat

- vesialtaan energiasisältö eri ajanhetkinä
- kokonaiskysynnän tila (kuvaa lähinnä sähkön kulutuksen 12 kuukauden liukuvan keskiarvon käyttäytymistä) eri ajanhetkinä.

Sähkömarkkinamallin stokastisia muuttujia ovat

- satunnainen tulovirtaama eri ajanhetkinä (seurausta sadannan satunnaisvaihtelusta)
- kysyntätason satunnaisuusmuutos eri ajanhetkinä (se osa kysynnän vaihtelusta, jota ei ole erikseen mallinnettu).

Satunnainen tulovirtaama saadaan simuloidusta sadan vuoden vesitilastosta, jossa jokainen yksittäinen vuosi on yhtä todennäköinen. Simulointimenetelmä on laadittu siten, että on tutkittu 20 vuoden ajalta Ruotsin viikoittaisia kokonaistulovirtaama-aikasarjoja ja selvitetty niiden tilastollinen luonne, etenkin ajallinen korreloituneisuus. Saatu simulointimenetelmä tuottaa rajattoman määrän erilaisia, oikean kaltaisia vuositulovirtaama-aikasarjoja.

Mallin tuloksena saadaan sähkön tasapainohinnan satunnaisjakautuma eri ajanhetkinä ja sitä edeltävänä aputietona dynaamisten muuttujien tilajakaumat (etenkin vesialtaan tilan jakaumat eri ajankohtina).

Ajan käsittelyssä on neljä tasoa: vuodet, vuosi, viikot ja viikon osat. Perusjakso on yksi vuosi (liukuva alkuhetki), koska vesivuosi muodostaa veden käytön osalta luonnollisen toistuvan syklin. Jaksoja voi yhdistää ketjuttamalla useita vuosia peräkkäin (jatkuva vuosisarja) samaan laskentatehtävään. Vuotta lyhyempää laskentaa ei voi suorittaa. Vuosi jakautuu ”viikkoihin” (”viikko” voidaan määrittellä miksi tahansa vuoden sisäiseksi osajaksoksi, jotka ovat peräkkäisiä). Viikko on laskennan perusaskel: dynaamiset muuttujat noudattavat viikkoaskellusta. Viikko jakautuu haluttuun määrään osia, joiden ei tarvitse olla peräkkäisiä mutta joiden tulee kohdistua samaan viikkoon (esimerkiksi viikon huippukuormitustunti, viikon minimikuormitustunti). Tulosten käsittely tuo vielä yhden aikatason lisää: tuntitasoinen sähkön hinta-approksimaatio sovitettuna todettuun viikon sisäiseen hintaprofiiliin.

Sähkön kokonaiskysyntä kuvataan maittain ja vuosittain indeksisarjoina, joihin sisältyy sekä vuosivaihtelu viikoittain että viikon sisäinen vaihtelu. Indeksisarjan toteutuma skaalautuu lähtötietona annettavan vuosienenergian suuruiseksi. Indeksisarjoja voidaan tuottaa helposti kuormitusanalyysin (tarkemmin toisessa SEKKI-raportissa [Koreneff et al. 2009]) avulla. Kysynnän stokastinen dynamiikka on muotoa $n-1$, eli seuraavan viikon kysyntätaso on edellisen viikon kysyntätaso poikkeutettuna satunnaisuusmuutoksella, joka on normaalijakautunut. Kysyntä voi myös muuttua kysynnän hintajouaston vaikutuksesta, mikä on mallinnettu lähtötietona annettuna joustotaulukkona, jossa joustomäärä on sidottu sähkön hintaan.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Sähkön tarjonta koostetaan laajan lähtötietokannan avulla, jossa on esitettyinä maittain ja vuosittain eri sähköntuotantokapasiteetilokat (koko ja tekniset ominaisuudet hyötysuhteen ja käytettävyyden osalta sekä polttoainehinnat). Tulevaisuuden sähköntarjonta on arvioitu poistuvan kapasiteetin ja oletetun lisäyksen avulla sekä arvioimalla tulevaisuuden polttoainehinnat (= subjektiivinen arvio). Fyysiseen tarjontaan vaikuttaa myös sen vikautuvuus, joka on otettu huomioon binomitodennäköisyyteen perustuvalla EIC-menetelmällä (*Expected Incremental Cost*) [Tamminen & Wistbacka 2001]. Kyseinen menetelmä muodostaa tuotanto–hintakuvaajan voimalaitosten lukumäärän, käytettävyyden, nimelliskapasiteetin ja nimellistuotantokustannuksen perusteella. Markkinahintamallissa ei ole lainkaan uuden tuotantokapasiteetin optimointiominaisuuksia, vaan kapasiteetin kehittyminen eri vuosina kuvataan kokonaan annettuina lähtötietoina.

Tuotannon jako lasketaan menetelmän sisäisellä lp-mallilla, jossa annettu viikkokysyntä ja sen osa-aikajaksot joustoiheen katetaan tarjolla olevalla tuotannolla. Tuotantovaihtoehtoina ovat pakkojokivoima, allasvesivoima, muu kuin vesivoima ja tuonti/vienti. Vesiaron avulla allasvesivoima osallistuu konventionaalisen, hintaohjatun kapasiteettitarjonnan kanssa sähkön tuotantoon kokonaisoptimaalisella tavalla.

Tulokset tuotetaan simuloimalla sata erilaista, yhtä todennäköistä vesivuotta ja satunnaista kysyntätoteutumaa, jolloin tulokseksi saadaan *Monte Carlo* -simulointitulosta muistuttava tulosjakauma. Perusmenetelmä tuottaa sähkön marginaalikustannuksen odotusarvon, mikä on siis hetkellinen markkinatasapainohinta. Jälkikäsittelemällä hintaa ja lähtötietoja tuloksesta voidaan johtaa lisäksi paljon selittäviä lisätietoja, kuten eri kapasiteettiluokkien ja polttoaineiden osatuotannot maittain ryhmiteltynä.

Mallia voidaan käyttää myös siten, että oletetaan tiettyjen tapahtumien realisoituminen ”entä–jos”-tarkasteluna. Käyttäjä voi vaikuttaa muun muassa seuraaviin ennusteisiin:

- poikkeavan sateen ajoittuminen eri viikoille
- talven poikkeava lumisuus
- poikkeavat ulkolämpötilat eri viikkoina
- polttoaineiden ja sähkön ulkomaankaupan hinnat viikoittain
- voimalaitosten seisokit viikoittain
- markkinavoiman käyttö (tässä ei ole viikkoerittelyä).

”Poikkeava” tarkoittaa tässä yhteydessä sitä, että ilman erityisvalintoja kyseiset suureet käyttäytyvät mallissa odotusarvoisesti, mutta käyttäjän valinnoin ne voidaan poikkeuttaa keskimääräisestä.

Pohjoismaisille sähkömarkkinoille tyypillinen piirre on yhteistuotannon suuri määrä sähköntarjonnassa. Sen erityispiirteet on otettu sähkömarkkinamallissa huomioon rajoittamalla yhteistuotantokapasiteetin määrää vuodenaikaperusteisesti siten, että esimerkiksi kesällä yhteistuotantosähkön kapasiteetti leikkautuu lähes kokonaan pois kaukolämpövoiman osalta. Leikkautuminen riippuu sekä kohdemaasta että yhteistuotannon lämmön-

käyttötarkoituksesta. Pienen lämmöntarpeen aikana vapaata voimalaitoskapasiteettia on mahdollista käyttää lauhdetuotantoon huomattavan korkeilla tuotantokustannuksilla.

Sähkömarkkinamalli käsittelee markkina-aluetta, joka koostuu yksittäisistä maista. Mikäli malli käsittää Suomen, Ruotsin, Norjan ja Tanskan, mallin tuottama tasapainohinta vastaa lähinnä pohjoismaista systeemihintaa. Yhteisen vesialtaan vuoksi mallilla ei suoraan voida laskea aluehintoja.

Yhdistävän ratkaisumenetelmän mukanaan tuoma tuntuva yksinkertaistus on yksiallasvesivoima. Todellisuudessa säännöstelyaltaita on satoja, ja jokainen allas ajoittaa sähköntuotantonsa yksilöllisin perustein, jotka eivät noudata ainakaan täysimääräisesti ”yhteistä vesi-arvoa”.

Optimointikriteerinä on muuttuvien tuotantokustannusten minimointi, jossa sähkön tuotantoyksiköt otetaan käyttöön muuttuvien kustannusten mukaisessa hintajärjestyksessä.

Sähkömarkkinamalli noudattaa käyttöjärjestysmallinnuksessa oikeita periaatteita muun muassa seuraavissa tapauksissa:

1. Tuulivoima, ydinvoima ja lauhdutusvoima käynnistyvät muuttuvien kustannusten mukaisessa järjestyksessä. Tuulivoiman muuttuvat tuotantokustannukset pidetään mallissa lähellä nollaa, mikä tarkoittaa sitä, että tuulivoimalat käyvät aina, kun tuulee. Suurilla alueilla (kuten Pohjoismaat yhtenä markkina-alueena) tuulivoima mallinnetaan käymään keskimääräisen vuotuisen tuotantokertoimen mukaisella teholla – mikä on kyllä melkoisen epätarkka approksimaatio.
2. Yhteistuotantovoimaa (kaukolämmitys ja teollisuus) on käytettävissä vain sillä teholla, mitä hetkellinen lämmöntarve kulloinkin sallii, ja tällöin muuttuvasta tuotantokustannuksesta riippuu, onko yksikkö käynnissä sähkön tuotantoon vai ei. Tämä rajoitus huomioituna yhteistuotantovoima käyttäytyy kuten tuulivoima, ydinvoima ja lauhdutusvoima. Lisäksi yhteistuotantokapasiteettia voidaan käyttää lauhdemoodissa, mikäli pieni lämmöntarve jättää kapasiteettia käyttämättä. Lauhemoodissa muuttuvat tuotantokustannukset ovat huomattavasti korkeammat kuin puhtaassa yhteistuotannossa.
3. Sähkön tuonti rinnastetaan tuotantokapasiteettiin. Tämä edellyttää sitä, että muuttuvan kustannuksen on oltava mallissa lähtötietona. Sähkön vienti mallissa on tässä suhteessa vain ”negatiivista” tuotantoa, joka on katettava sähkötaseessa omalla lisätuotannolla. Rajasiirtokapasiteetti rajoittaa siirtotehoja.
4. Vesivoima, jonka muuttuvat tuotantokustannukset ovat merkityksettömän pieniä, vähentää dynaamiseen optimointiin perustuvassa mallissa muuta tuotantoa siten, että sähkön tuotannon muuttuvat vuosikustannukset minimoituvat. Tämä on samalla kokonaistaloudellinen optimi, mikä takaa parhaan tuloksen sekä käyttäjille että tuottajille. Vesivoimaahan pyritään säästämään niihin hetkiin, jolloin sähkön hinta on korkealla. Dynaamisen optimoinnin tulos (kustannusfunktio) voidaan

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

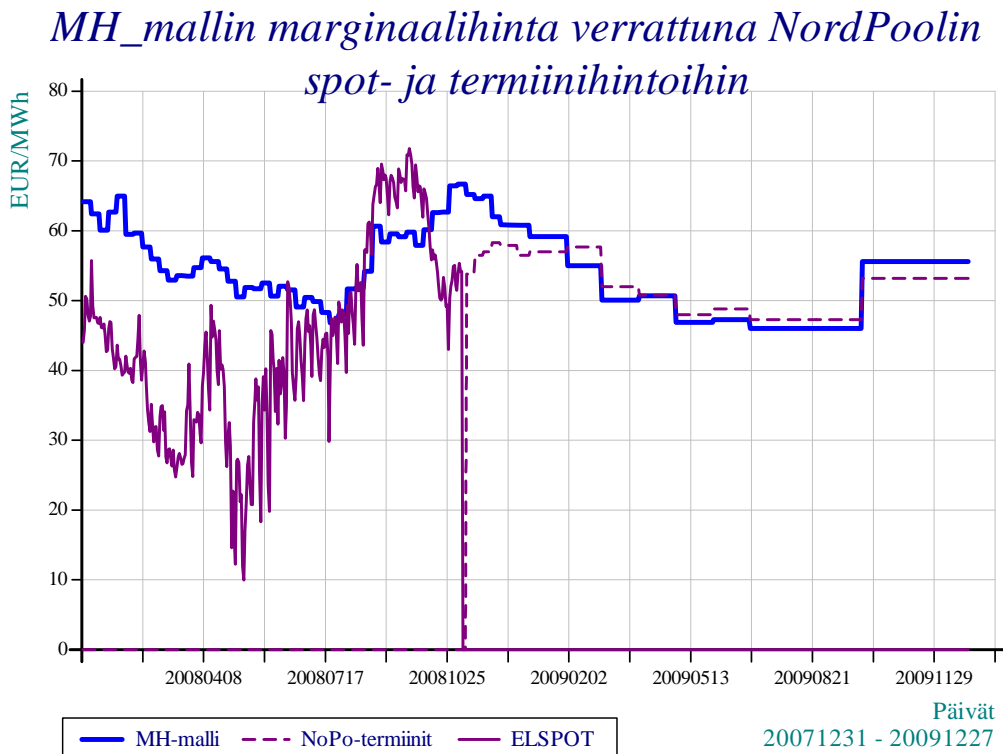
tulkita veden hetkelliseksi odotusarvoksi, jota voidaan sellaisenaan verrata muun käytettävissä olevan tuotannon hetkelliseen arvoon ja valita tuottaja hintajärjestyksessä. Tästä on peräisin nimitys ”vesiarvomenetelmä”. Kokonaistaloudellisen optimin edellytyksenä on, että markkinat toimivat oikein. Mikäli vesivoimantuottajat liittyisivät yhteen ja tarjoaisivat keskitetysti allasvarastoitua vesivoimaa siten, että vesivoimantuotannon voitot maksimoituisivat, sähkön hinta nousisi mutta ei kuitenkaan kovin merkittävästi. Silloinhan vesivoimaa joutuisi rajoittamaan silloinkin, kun hinta olisi korkealla, ja tämä keino on rajallinen.

Sähkömarkkinoiden ominaisuus, jossa tuotantokapasiteettia käytetään muuttuvien kustannusten mukaisessa järjestyksessä, varmistaa lyhyen aikavälin optimin myös kansantalouden näkökulmasta, koska silloin sähkön lyhyen aikavälin hinta minimoituu. Tämä on kuitenkin vain osa kokonaisuoptimista. ”Hyvinvointifunktio” eli tuottajien ja kuluttajien ylijäämien summa (Kuva 8) ei maksimoidu sillä, että ainoastaan sen kuluttajapuoli maksimoituu. Tämä kostaustuu pitkän aikavälin optimissa, jossa kapasiteetti ei kehity optimaalisella tavalla, koska optimiohjaus ei ehdi vaikuttaa investointipäätöksiin.

Kuva 12 näyttää, miten markkinahintamallilla laskettu kahden vuoden ennuste ja vastaava toteutuma käyttäytyvät.

Laskenta on tehty jakson 2008–2009 puolivälissä (marraskuussa 2008) takautuvilla (*ex post*) lähtötiedoilla siten, että historian osalta polttoainehinnat ovat toteutuneita ja tulevaisuuden osalta termiiniperusteisia.

Sähkötermiinit edustavat markkina-arviota tulevalle hintakehitykselle. Tyypillinen havainto on, että pitkän aikavälin sähkötermiinit ja mallin tulokset yleensä vastaavat hyvin toisiaan. Mallin etuna on, että hintaennuste voidaan muodostaa kuinka pitkän ajan päähän tahansa, edellyttäen tietenkin, että lähtötiedot asetetaan vastaavasti. Mallia ei voida pitää ”tulevaisuudesta kertovana kristallipallona” vaan laskurina, joka kertoo, paljonko sähkö maksaa tietyillä taustaoletuksilla. Mahdollinen, joskin kömpelö, analogia voisi olla esimerkiksi Celsius–Fahrenheit-muunnosohjelma, joka kertoo, paljonko tietty celsiusaste on fahrenheitasteina. Siinä toki tarvitaan vain yksi ”ulkoinen” parametri, muunnoskerroin, kun taas sähkömarkkinamallissa on huomattava määrä ohjausparametreja.

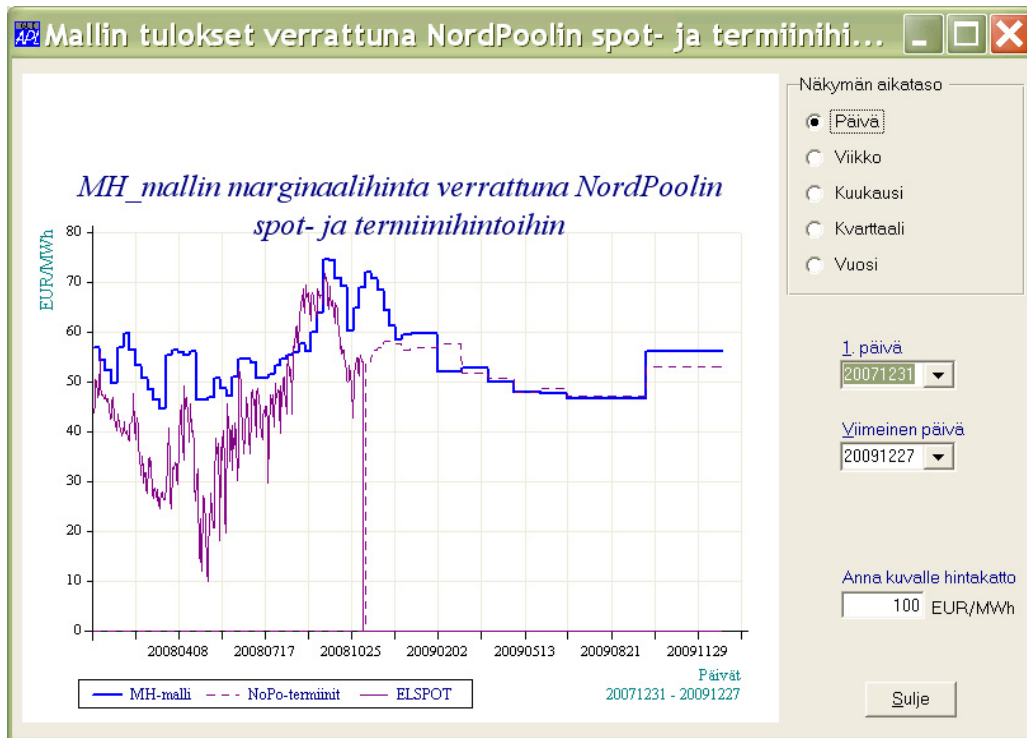


Kuva 12. Sähkön hinta 2008–2009. Ennuste ja toteutuma jakson puolivälissä.

Kuvan 12 esimerkkilaskennassa vuoden 2008 polttoainehinnat ovat olleet tiedossa ja niiden on oletettu jatkuvan vuonna 2009 sillä tasolla, jonka ne olivat saavuttaneet. Luultavasti termiinihinnoissa ovat mukana matalammat polttoainehintaodotukset kuin mallissa, joka on enemmän sidoksissa loppukesän 2008 öljynhintapiikkiin. Malli jaksottaa sähkön hintatason trendin samoin kuin markkinatkin, mutta hetkellisissä tasoissa voi olla jopa yli 20 €/MWh:n ero. Mikäli mallia ohjattaisiin tiedossa olevalla vesiallastilalla, saataisiin tapahtuneet hintamuutokset paremmin näkymään myös mallin laskemassa hintatrendissä, kuten kuva 13 osoittaa.

Kaikki tasoerot eivät poistu tässäkin tapauksessa. Seuraavana yritetään selittää mallin riippuvuutta tärkeimmistä ohjausparametreista ja arvioida mallin ennustavuutta.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen



Kuva 13. Toteutuneeseen vesitilaan sidottu MH-ajo.

2.4.1 Sähkön tasapainohinnan herkkyys

Sähkön hinta riippuu muun muassa tuotantokapasiteettivalinnoista ja -määrästä, polttoainehinnoista ja hintasuhteista sekä erilaisista sääilmiöistä ja luonnollisesti kysynnästä ja sen taustalla vaikuttavista rakenteista. Myös todellisen spot-hinnan ja termiinihintojen välillä on erilaisia riippuvuuksia.

Ennustemalleilla muodostettu hinta saattaa heijastaa ennustajan omia, tulevaisuutta koskevia valintoja. Termiinihinnat puolestaan voidaan tulkita (varauksin) markkinoiden ”ennusteeksi” tulevasta hintatasosta, ja myös tämä ennuste kuvastaa toimijoiden hetkellisiä preferenssejä. Toteutunut spot-hinta lopulta ratkaisee, miten ennusteet osuivat oikeaan.

Tutkitaan, miten VTT:n sähkömarkkinamallin tuottama hinta riippuu keskeisimmistä lähtötieto-olettamista. Lasketaan MH- mallilla seuraavat herkkyudet:

- Sähkön kysyntä kasvaa 10 % perusennusteesta.
- Sähköntuotantokapasiteetin määrä kasvaa 10 % perusennusteesta kaiken muun paitsi vesivoiman osalta.
- Veden vuosivirtaama kasvaa 10 % normaalivuoden arvostaan.
- Hiilen hinta nousee 10 % perusennusteesta.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

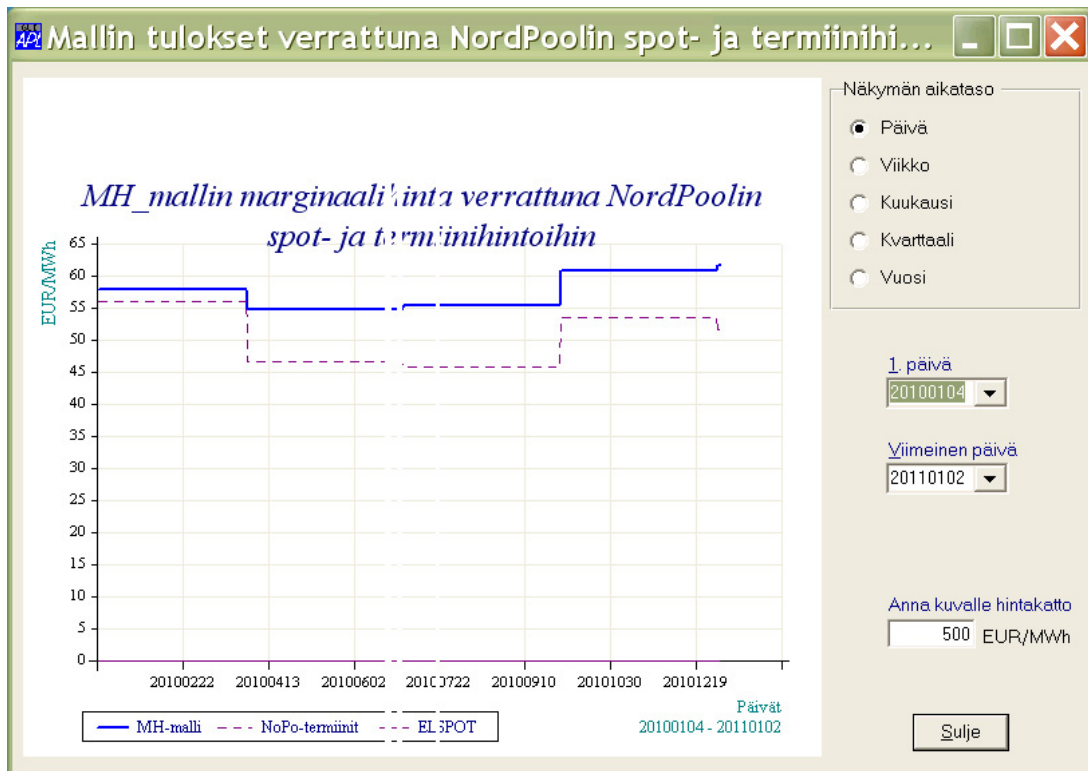
- Maakaasun hinta nousee 10 % perusennusteesta.
- Hiilidioksidin hinta nousee 10 % perusennusteesta.

Koska sähköntuotantorakenne vaikuttaa tulokseen, tarkastelu tehdään seuraavilla keskenään erilaisilla erillismarkkinoilla:

- Suomi: ei yhteyksiä muihin Pohjoismaihin, mutta Venäjälle ja Viroon yhteydet ovat olemassa. (Case SUOMI)
- Pohjoismaat: rajoittamattomat sisäiset yhteydet, Manner-Euroopan yhteydet epäedullisin hinnoin, jotka vähentävät siirtoa. (Case NORD POOL)
- Norja ja Tanska: ei ulkoisia yhteyksiä. (Case NORJA JA TANSKA).

Norja–Tanska-alue on mukana siksi, että nähdään, miten erittäin vesivoimavaltainen alue käyttäytyy, kun hintasignaalit saadaan muun kuin vesivoiman tuotannosta. Sen vastakohtana on muista Pohjoismaista eristetty Suomi, jossa vesivoiman rooli on vähäinen. Suomen tulos kuitenkin vääristyy, kun se on vahvasti kiinni Venäjän verkossa, jossa hintataso on Suomen hintatasoa alempana. NORD POOL -tapaus vastaa perinteistä systeemihintasimulointia.

Tarkastelu tehdään vuodelle 2010. Kuva 14 esittää NORD POOL -mallin hintaa verrattuna vastaaviin Nord Pool -johdannaishintoihin.



Kuva 14. MH mallin perusennuste vuodelle 2010 verrattuna loppuvuoden 2008 termiineihin (Case NORD POOL).

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Eri tapausten tulokset ovat taulukossa 1. Taulukossa 2 näkyvät NORD POOL -mallin tulokset, kun muutokset on tehty vastakkaisiin suuntiin.

Taulukko 1. Sähkön vuosikeskihinnan herkkyyys eri tekijöille erilaisilla markkina-alueilla.

	SUOMI	NORD POOL	NORJA JA TANSKA
	%	%	%
Kysyntä + 10 %	11,4	15,5	21,5
Kapasiteetti +10 %	-11,0	-7,4	-3,1
Sadanta +10 %	-2,3	-7,2	-6,8
Hiilen hinta + 10 %	2,2	1,8	2,3
Kaasun hinta + 10 %	0,1	0,3	0,6
CO ₂ hinta + 10 %	2,2	1,2	1,6

Taulukko 2. Sähkön vuosikeskihinnan herkkyydet(Case NORD POOL).

	Ostatekijä kasvaa	Ostatekijä vähenee
	%	%
Kysyntä muuttuu 10 %	15,5	-16,2
Kapasiteetti muuttuu 10 %	-7,4	7,2
Sadanta muuttuu 10 %	-7,2	5,1
Hiilen hinta muuttuu 10 %	1,8	-1,9
Kaasun hinta muuttuu 10 %	0,3	-0,5
CO ₂ hinta muuttuu 10 %	1,2	-1,4

Mikäli usean muuttujan funktion muuttujat ovat toisistaan riippumattomia, kokonaisdifferentiaali on osittaisdifferentiaalien summa pienissä muutoksissa. Sähkömarkkinamallilla testattiin erikseen sekä hintaa nostavia että laskevia kokonaismuutoksia, joiden tulisi olla pienissä muutoksissa yhtä suuria molempiin suuntiin (taulukko 2).

Havaitaan, että sähkön hinta on erittäin herkkä kysynnän muutoksille. Muut vahvat tekijät ovat kapasiteetin määrä ja sadanta. Kysynnän herkkyyys kasvaa, kun vesivoiman osuus tuotannosta kasvaa. Kapasiteetti puolestaan on määräävämpi ei-vesivoimavaltaisessa järjestelmässä. Vesivoiman kannalta olennaista on varastointi: ilman pitkäaikaista allasvarastointia vesivoiman markkinatasapaino on erittäin herkkä. Toisaalta pienikin vesivoimamuutos riittää hintaheilahduksiin.

Kaasun hinnan merkitys pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla on vähäinen. Myös hiilen ja päästöoikeuden hinnat vaikuttavat suhteellisen vähän sähkön tasapainohintaan.

Kymmenen prosentin muutos näyttää olevan vielä ”pieni”, koska se käyttäytyy melko symmetrisesti. Kun tutkitaan muutosten yhteisvaikutusta poikkeuttamalla kaikkia tekijöitä yhtä aikaa joko hintaa nostaviksi tai laskeviksi (suoritetaan siis kaksi uutta laskentaa NORD POOL -casella), havaitaan, että kaikki kuusi samaan suuntaan vaikuttavaa muutosta nostavat sähkön vuosikeskihintaa 57 €/MWh:sta 107 €/MWh:iin, eli 87 %, kun vastaavien erillismuutosten summa on vain 31 %. Yhteismuutos aiheuttaa huomattavan kasvun lauhdetuotannossa ja tuonnissa.

Jos taas kaikki tekijät vaikuttavat samanaikaisesti hintaa laskevasti, laskee sähkön vuosikeskihinta 35 €/MWh:een eli 39 %. Vastaava osatekijöiden erillismuutos yhteensä on 34 %. Yhteismuutoksessa lauhdetuotanto jää pois ja maksimituonti vaihtuu maksimienniksi.

Mallin muuttajat ovat toisistaan riippumattomat, toisin kuin todellisuudessa, jossa muun muassa eri polttoainehinnat ja hiilidioksidin hinnat korreloivat. Siitä huolimatta hintoja kasvattava muutoskoe antaa aiheutta olettaa, että pohjoismainen sähköjärjestelmä on herkkä hintaa nostaville tekijöille. Jos vahvistavat tekijät kasaantuvat, eri osavaikutukset vahvistavat toisiaan. Hintoja laskevat muutokset puolestaan vaikuttavat toisistaan riippumattomasti.

2.4.2 Sähkömarkkinamallin tulosten mittaaminen

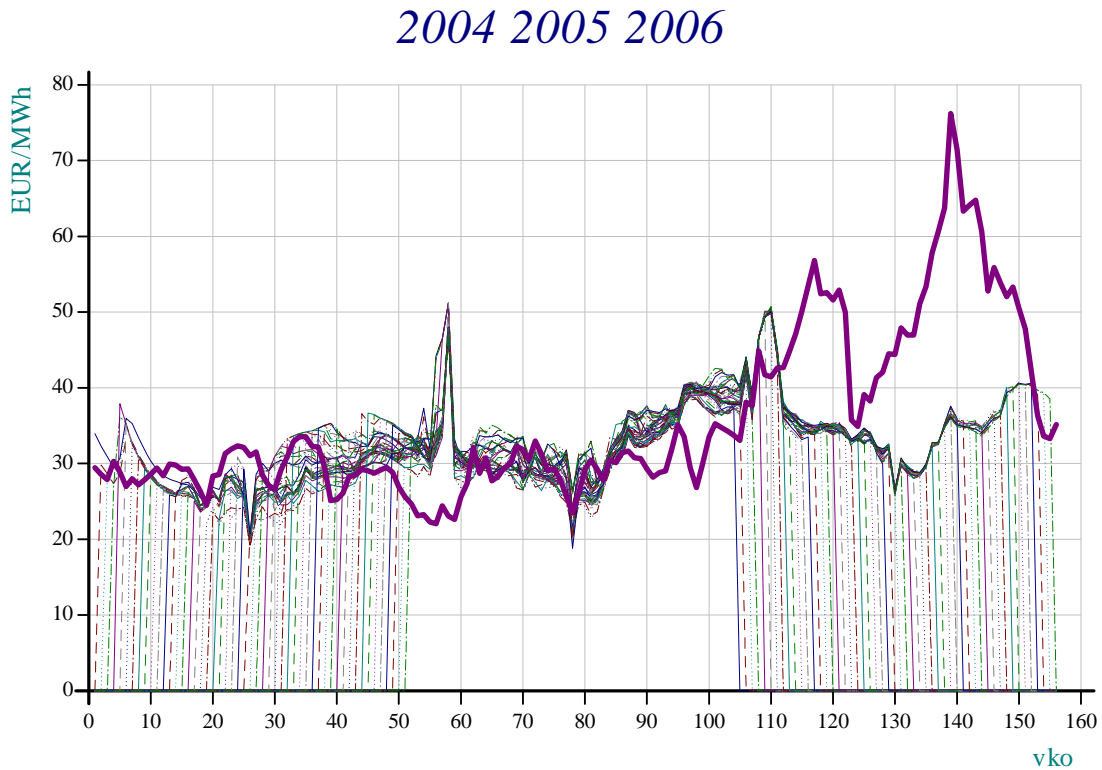
Mitä lähempänä ennustehetki on toteutumahetkeä, sitä tarkemmin ennusteet korreloivat toteutuvan spot-hinnan kanssa. Termiinihinnat puolestaan heijastavat ennustehetkellä vallitsevaa hintatasoa pitkällekin tulevaisuuteen, koska taustalla olevia fundamentaali-tekijöitä (kuten polttoainehintoja) ei voida luotettavasti ennustaa. Juuri termiinkauppa käytännössä muodostaakin suojautumisjärjestelmän ennakoimattomia hintamuutoksia vastaan.

Mielenkiintoinen tehtävä on arvioida sähkömarkkinamallin ennustavuutta. Tietokoneohjelmien validoinnilla pyritään selvittämään, onko ohjelma sellainen kuin tahdotaan olevan. Sähkömarkkinamallia voidaan käyttää sähkön hinnan ennustamiseen. Pitkän aikavälin ennusteissa tulokset ovat tyydyttävät, koska polttoainehintoihin, kapasiteetin määrään ja laatuun sekä kysyntään liittyy epävarmuutta. Mikäli taustaoletukset ovat oikein, ovat myös tulokset käypiä. Markkinahintamalli on oivallinen skenaariotyökalu, mutta jos tarkoituksena on ennustaa lähitulevaisuuden hintaa, validointi on ensin syytä tehdä.

Kaikki mallit ovat enemmän tai vähemmän puutteellisia. Kysymys ei ole siitä, onko malli oikea, vaan siitä, onko se käyttökelpoinen. Ennustamiseen liittyy monenlaisia virheitä, jotka kasvavat ennustusajan pidentessä. Lopulta virheet kasvavat niin suuriksi, että ennuste on käyttökelvoton.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

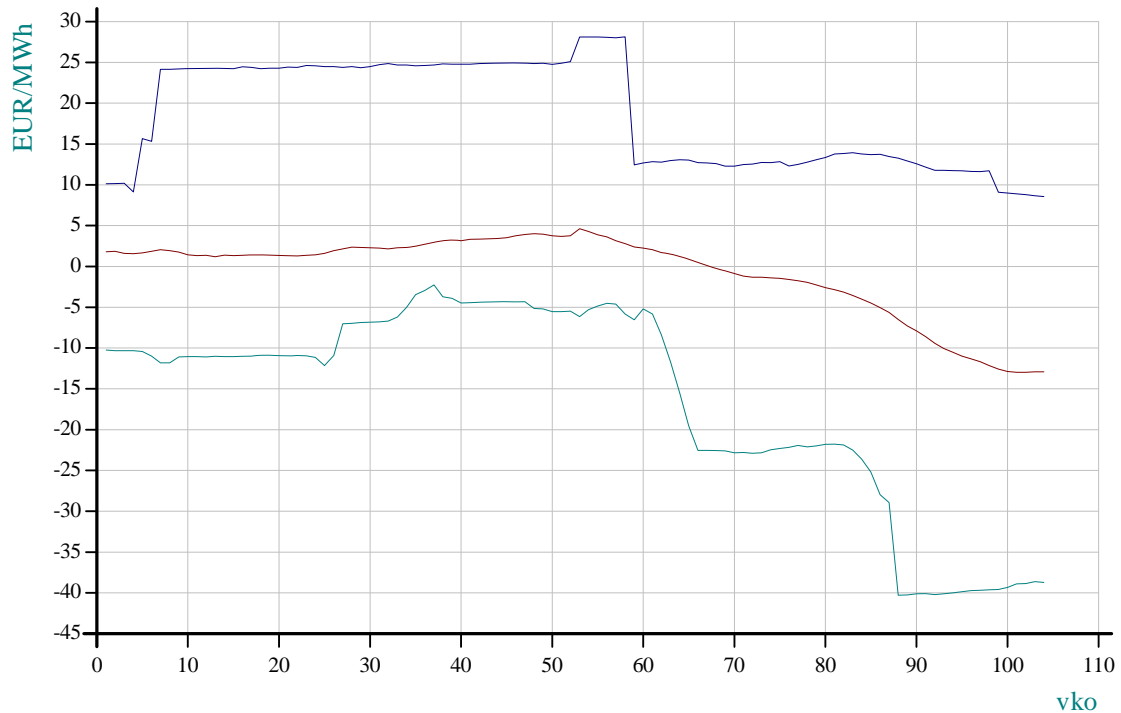
Seuraavaan kuvaan (Kuva 15) on ajettu kahden + yhden vuoden simulointi liu'uttamalla alkuhetkeä viikko kerrallaan eteenpäin, eli kolmen vuoden jaksolta saadaan 104 viikkotilannetta, joissa kussakin on 52 näytettä.



Kuva 15. Kahden vuoden sähkönhintaennusteita viikon porrastuksella. Paksu viiva on toteutunut viikkohinta.

Koetuloksia voidaan nyt käsitellä ennustehorisontin mukaan: yhden viikon päähän ulottuva, kahden viikon päähän ulottuva jne. N-viikkovirheellä tarkoitetaan n:n viikon päähän ulottuvan arvon virhettä sen viikon toteutuneeseen arvoon verrattuna. Virheen etumerkki on positiivinen, kun ennustettu arvo on suurempi kuin oikea arvo.

Kuva 16 esittää ennustehorisontin pituuden funktiona virheen keskiarvoa ja sen vaihteluväliä.

n-viikkovirhejak. alkaen v. 2004

Kuva 16. Virheen keskiarvo ja sen suurin ja pienin arvo.

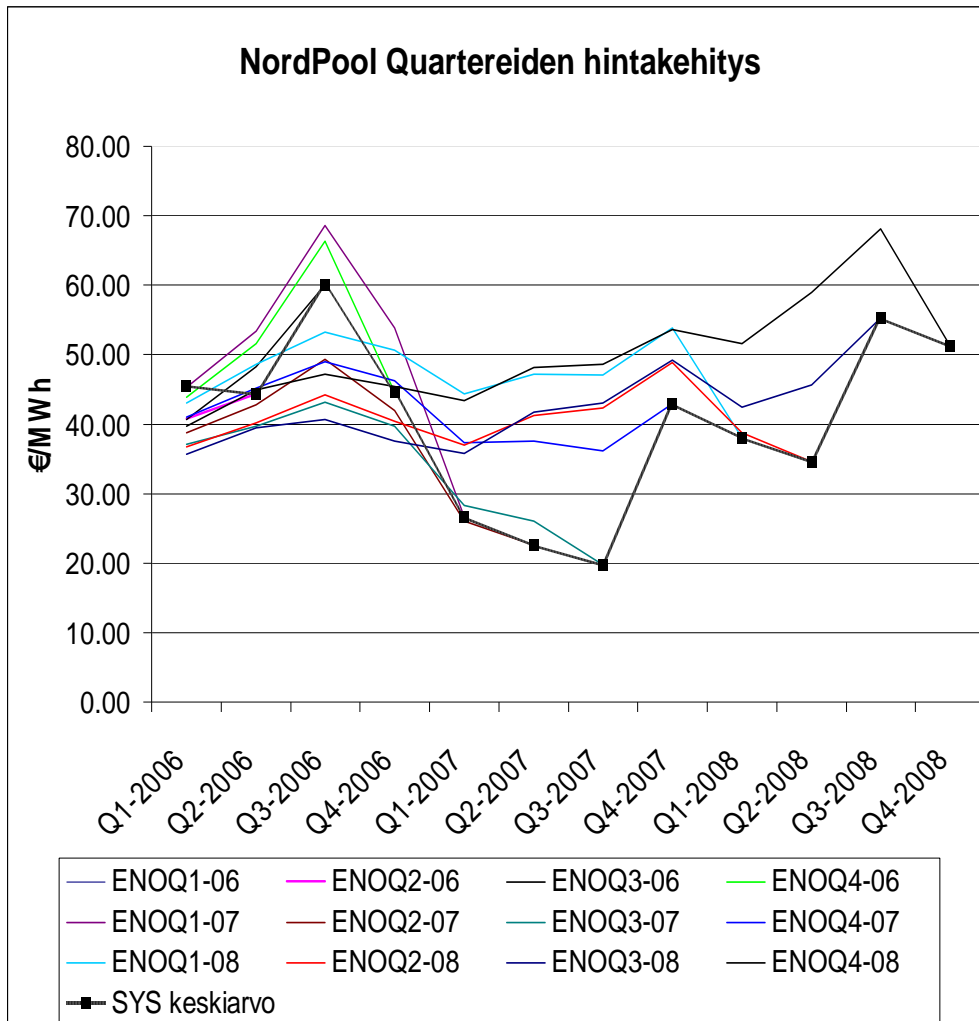
Vastaava neliöllinen RMSE-virhe on tässä tapauksessa pysytellyt ensimmäisen 52 viikon ajan 6 €/MWh:n tuntumassa. Vuoden 2006 odottamattoman hintapiikki tuottaa todella suuria ennustevirheitä. Toisin kuin futuurihinnat, sähkömarkkinamallin ensimmäisen viikon hinta ei juurikaan riipu vallitsevasta hinnasta. Näin pitääkin olla, koska sähkömarkkinamalli laskee teoreettista tasapainohintaa annetuin oletuksin, mutta todellisten markkinoiden ei tarvitse olla aina tasapainossa ja todellisilla markkinoilla on aina olemassa sellaista tietoa, joka ei ole mukana mallissa. Tasapainomallin tulosta ei siis pitäisi tulkita sähkön hintaennusteeksi, vaan tasapainohinnan ja markkinahinnan välinen ero kuvaa vallitsevaa markkinavoimatilannetta tai mallivirhettä. Sääennustemalleilla tehtäviä ennusteita voi täsmäyttää vallitsevaan säätilaan.

Vastaava analyysi on tehtävissä eritasoisille termiinoteerauksille, esimerkiksi

- seuraavan viikon futuuri
- seuraavan kuukauden forwardi
- seuraavan kvartaalin forwardi
- Nord Poolin NPN 365 -index ja vuosiforwardi.

Myös MH-mallin viikkotulokset ovat käsiteltävissä vastaavaan muotoon vertailun helpottamiseksi. Analyysiä ei kuitenkaan tässä SEKKI-osatutkimuksessa toteutettu.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen



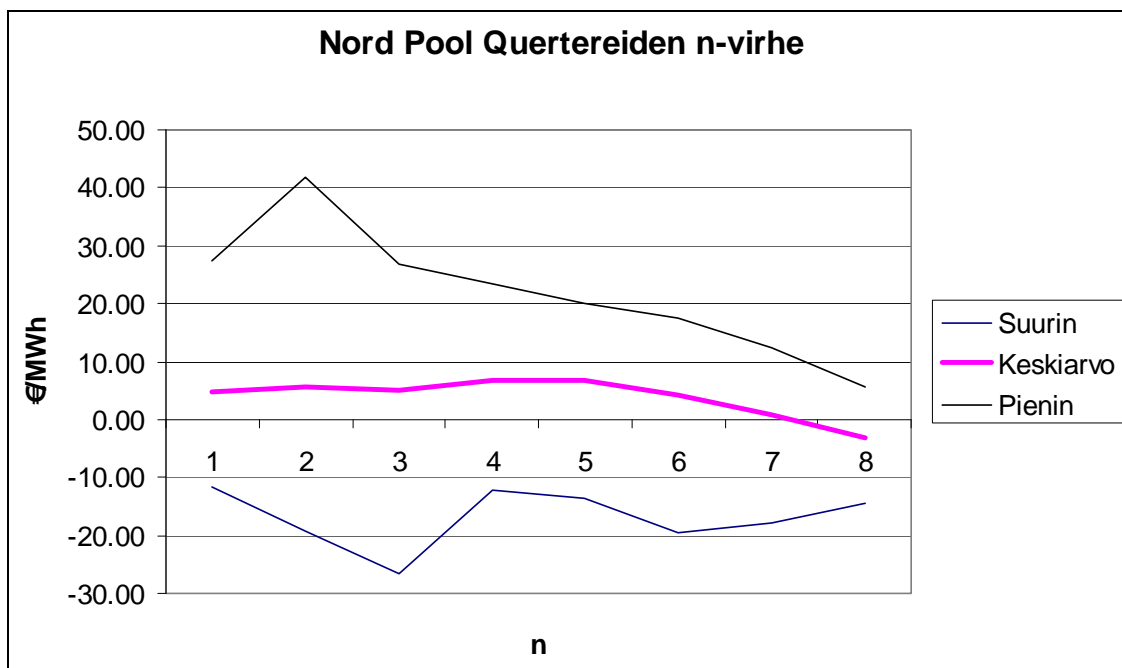
Kuva 17. Nord Poolin kvartaalien (vuosineljännestuote, *Quarter*, Q) hintakehitys verrattuna systeemihintaan. Vaaka-akselilla on aika vuoden 2006 alusta vuoden 2008 loppuun vuosineljänneksittäin. Esimerkiksi Q3-2006 tarkoittaa vuoden 2006 kolmatta vuosineljännestä, ja pystyakselilla ovat vuosineljänneksen keskiarvohinnat. Paksu musta merkitty viiva kuvaa kyseisen aikavälin systeemikeskihintaa (SYS-keskiarvo). Esimerkiksi tuotteen ENOQ2-07 keskimääräinen päivittäinen hinta vuoden 2006 kolmannella neljänneksellä on ollut hieman alle 70 €/MWh ja tunnittainen systeemikeskihinta tuotteen kohdejaksolla vuoden 2007 toisella neljänneksellä noin 23 €/MWh.

Tarkastellaan erikseen sähköjohdannaisten hintakehitystä suhteessa toteutuneeseen systeemihintaan. Valitaan kohteeksi Nord Poolin johdannaismarkkinoilta vuosineljännestuote, kvartaali (*Quarter*), koska sillä käydään kauppaa riittävän pitkän aikaa, jotta tuloksia saadaan kolmen vuoden jaksolta. Myös vuosituotteen kaupankäyntijakso on pitkä, mutta siitä ei erotu riittävästi yksityiskohtia. Vuosineljänneskin on pitkä aika verrattuna mallin viikkotuloksiin, ja vuosineljännesvertailu tuottaa viikkovertailua tasaisempaa tulosta. Kuva 17 osoittaa Nord Pool -kvartaalien hintakehityksen kolmelta viime vuodelta.

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

Silmämääräisesti tarkasteltuna vaikuttaa siltä, että vuosineljännesjohdannaisilla ei voi ennustaa tulevaa sähkön hintakehitystä luetettavasti. Aivan sama silmämääräinen huomio voidaan tehdä markkinahintamallin ennustavuudesta (vrt. kuvat 12 ja 13). Kun vuosineljännestuotteille arvioidaan n -virhe, eli virhe ensimmäisen, toisen, kolmannen, jne. vuosineljänneksen päähän ulottuvan noteerauksen absoluuttista virhettä, saadaan kuvan 18 mukainen tulos. Kun verrataan tätä vastaavaan markkinahintamallin virheeseen (Kuva 16) kahden vuoden aikavälillä (kohdevuodet eivät ole samat), malli ei anna ainkaan parempia ennusteita.

Markkinahintamallin käyttö on perusteltua pitkän aikavälin skenaarioanalyysissä, ja sillä voi pyrkiä osoittamaan vallitsevan markkinahinnan ja teoreettisen tasapainohinnan välistä eroa. On myös syytä huomata, että vuosineljännesjohdannaisten tarkoituksena on toimia toimijoiden suojausinstrumenttina sähkön hinnan vaihteluissa, ei ennustaa fyysisen sähkön hintaa. Toisaalta johdannaishinta voidaan nähdä toimijoiden vedonlyöntinä fyysisestä hinnasta.

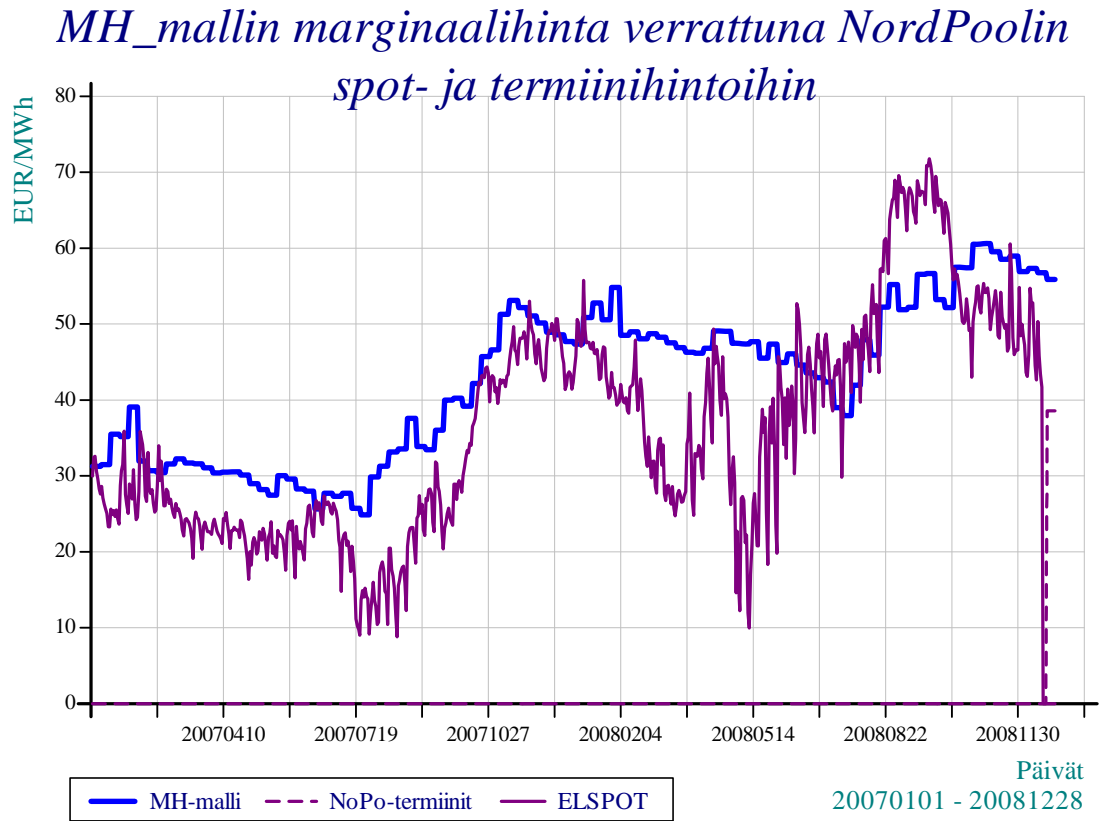


Kuva 18. Virheen keskiarvo ja sen suurin ja pienin arvo ennustehorisontin pituuden (n) funktiona kahden vuoden aikavälille alkaen 2006.

Sähkömarkkinamallin ennustetarkkuutta arvioitaessa jälkikäteen (*ex post*) on mietittävä, mitä jo tunnettuja syötteitä sille annetaan lähtötietoina, kun ennustetaan jo toteutunutta jaksoa. Relevanttia on olettaa alkuhetken vesivarastotila tunnetuksi, koska se tunnetaan käytännössäkin. Samoin tiedossa ovat suurimpien voimalaitosten käyttöönotot tai käytöstä poistot. Samoin polttoainehintojen tuoreimmat noteeraukset voi ulottaa jatkumaan muutaman vuoden päähän sellaisenaan. Esimerkiksi vuoden 2008 alun päästökauppa-

2. Maiden välinen sähkökauppa ja sen mallintaminen

hinnan nousu oli ennalta tiedossa, ja sitä käyttämällä mallin hintaennuste ennakoiki varsin hyvin toteutunutta hintaa (Kuva 19).



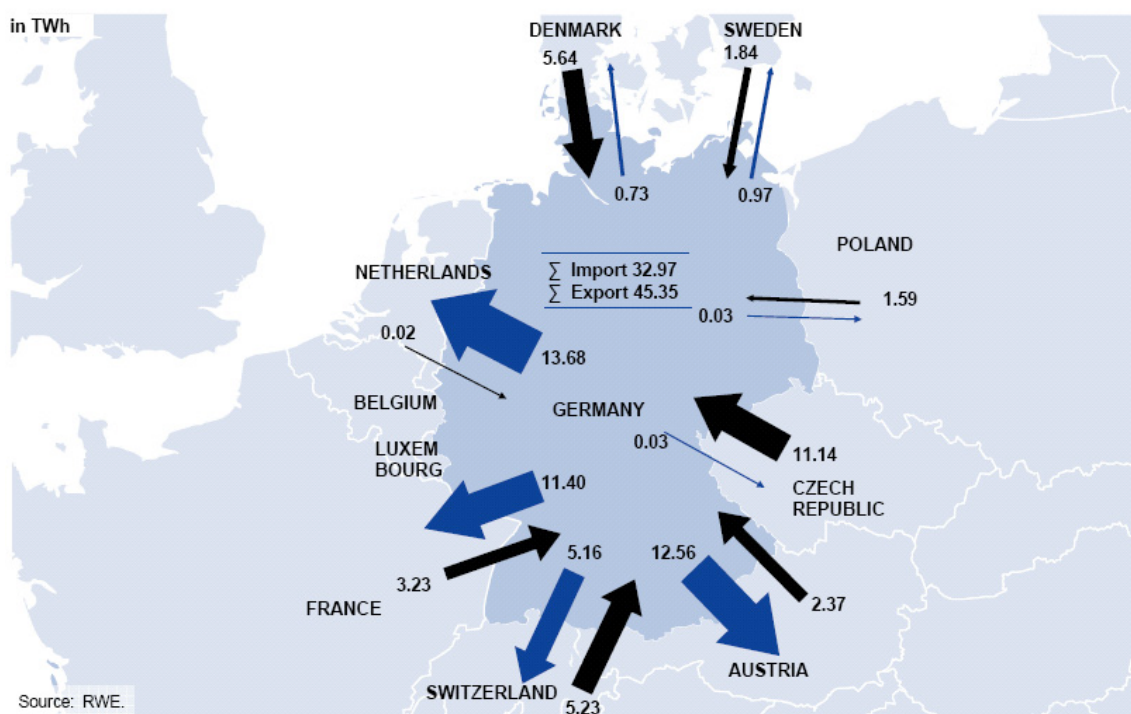
Kuva 19. Markkinamalliennuste (paksu sininen viiva) vuoden 2007 alussa aikavälille 2007–2008. Ennustehetkellä tiedossa oikeat polttoaine- ja CO₂-hinnat.

3. Saksan sähkömarkkinamalli

Saksa, Itävalta ja Sveitsi muodostavat eri hinta-alueisiin jakautuvan yhtenäisen sähkömarkkina-alueen, jossa kaupankäynti tapahtuu EEX-pörssin kautta. Saksan markkinat ovat lisäksi vahvassa yhteydessä Tanskan, Tsekin, Ranskan (Powernext) ja Alankomaiden kanssa (Kuva 20).

Market Data – Electricity – Grid

Germany: Import and Export of Electricity (2007)

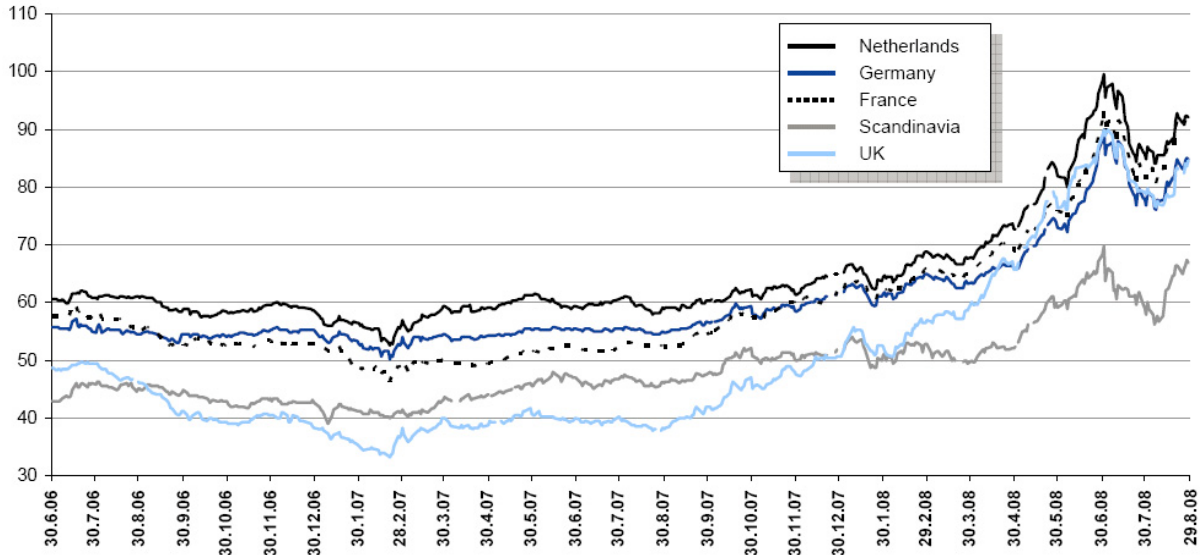


Kuva 20. Sähkön tuonti ja vienti Saksassa 2007. Lähde RWE, http://rwecom.geber.de/factbook/en/servicepages/downloads/files/entire_rwecom_fact08.pdf

3. Saksan sähkömarkkinamalli

Saksan keskeinen asema ilmenee myös edellä esitetystä kuvasta (Kuva 5), jossa näkyy eräs simuloitu siirtotehojakaumatilanne. Eri pörssien termiinihinnoista on esitetty kuvassa 21.

Absolute development of 2009 base load forward prices
in €/MWh



Source: RWE Supply & Trading.

Kuva 21. Vuoden 2009 peruskuorman forward-hintakehitys Euroopassa kesäkuusta 2006 elokuuhun 2008. Lähde RWE, http://rwecom.geber.de/factbook/en/servicepages/downloads/files/entire_rwecom_fact08.pdf

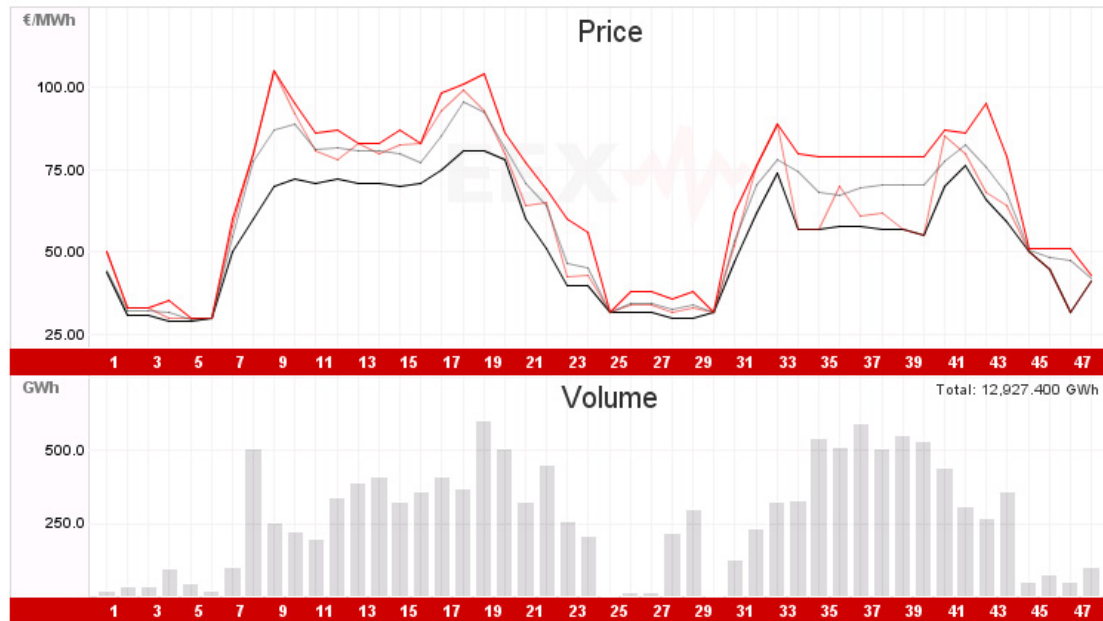
Saksan blokin korkeimmat hinnat ovat perinteisesti Alankomaissa. Saksan ja Ranskan hinnat seuraavat toisiaan, kuitenkin yllättäen niin päin, että Ranskassa on kalliimpaa, kuten myös kuvan 20 siirtotase osoittaa. Pohjoismainen hintataso on perinteisesti selvästi alempana, varsinkin, kun Brittein saarten blokin hintataso on hakeutunut vuoden 2008 aikana uudelle tasolle.

Saksan spot-hinnalle on tyypillistä suuri vuorokausivaihtelu (Kuva 22).

INTRADAY CHART | SPOT

Prices and Trading Volumes

2008/12/18

Scale: 2-Days | [Week](#) | [Month](#) | [Quarter](#) | [Year](#) | [All](#)

Kuva 22. Saksan *intraday*-hinnanäyte. Eri viivat kuvaavat kauppahintojen jakaumaa (min., max., keskiarvo ja viimeinen). Lähde EEX,

<http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Power/Intraday%20%20Spot>

Saksan päivän huippuhinta on tyypillisesti hyvin korkea ja yöhinta samalla tasolla kuin Pohjoismaissa tai jopa alempi.

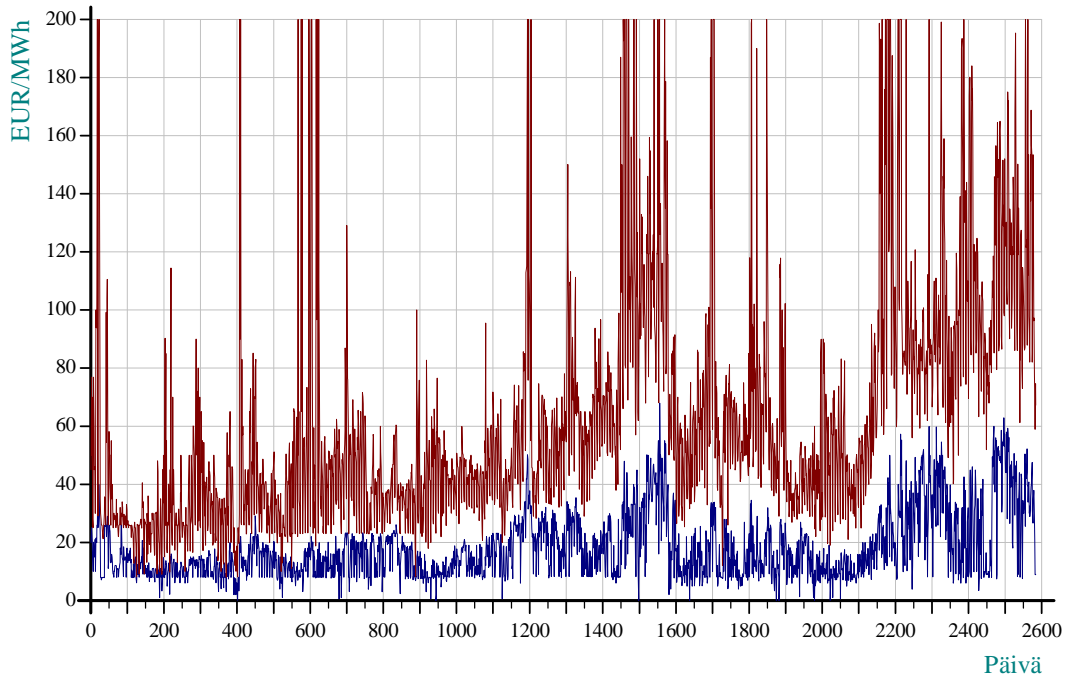
Vertailun vuoksi esitetään helposti saatavissa oleva Powernext-hinnanäyte pitemmältä aikaväliltä, koska Ranskan ja Saksan sähkömarkkinat vuorovaikuttavat vahvasti toisiinsa (Kuva 23).

Myös Ranskassa arkipäivän huippuhinnat nousevat huomattavan ylös, kun taas yöhinnat ovat ajoittain varsin alhaalla. Samoin huomio kiinnittyy siihen, että vaikka vuoden 2008 loppupuolella polttoaineiden hinnat karkeasti ottaen puolittuivat, sähkön hinnat eivät mitenkään yksiselitteisesti laskeneet.

Pohjoismaiden kannalta on tärkeää, miten eri sähkömarkkinat vaikuttavat toisiinsa. Mitä markkinaehtoisemmin ja mitä suuremmalla rajasiirtokapasiteetilla markkinat kytkeytyvät yhteen, sitä riippuvampi pienempi, siis pohjoismainen, markkina-alue on suuremmasta – tässä tapauksessa Saksasta. Saksan hintatasoa pienempi markkina-alue ei juuri muuta. Koska Saksan hintataso on korkeampi kuin Pohjoismaissa, aiheuttaa markkinoiden yhteen kytkeytyminen hinnannousua Pohjoismaissa.

3. Saksan sähkömarkkinamalli

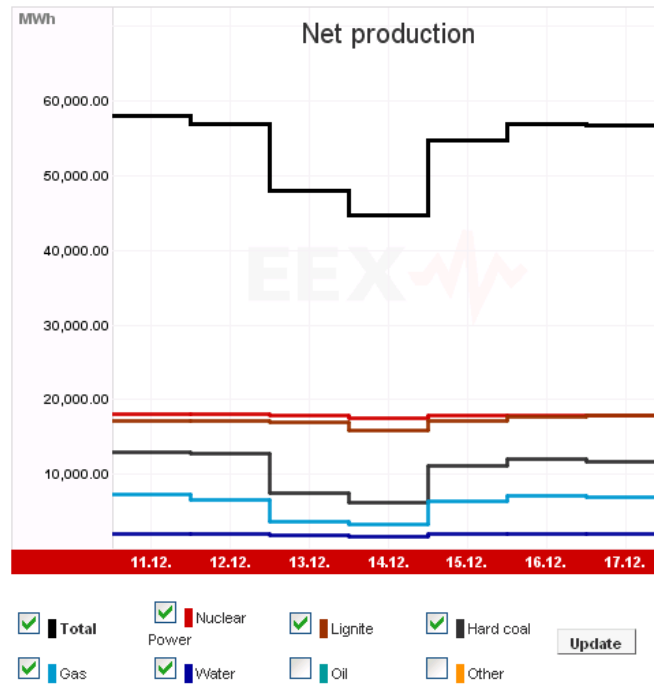
Powernext hintoja



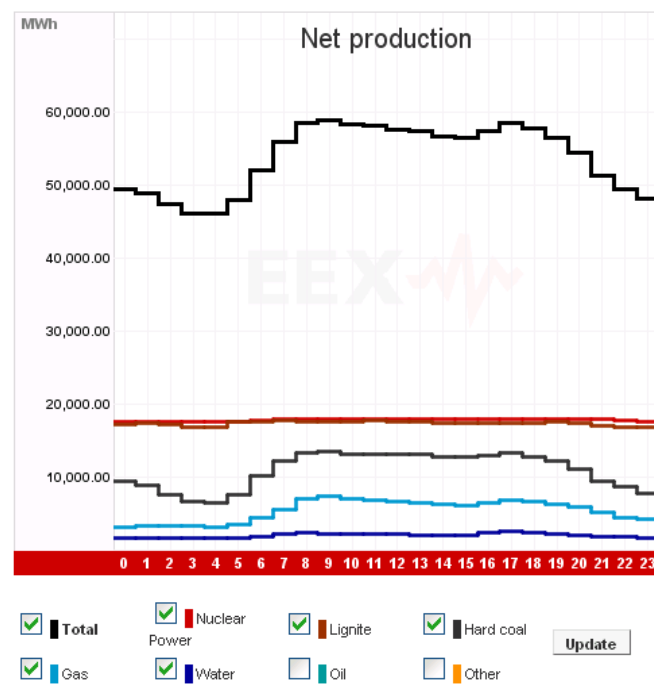
Kuva 23. Powernext *day ahead* -spot-hintoja, päivän korkein ja alin hinta aikaväliltä 27.11.2001–23.12.2008 (vuodessa on 365 päivälukemaa). Kuvaan on piirretty vain 200 €/MWh pienemmät arvot. Data: Powernext, <http://www.powernext.fr/index.php>

Kun tässä SEKKI-osahankkeessa ensimmäisen kerran yritettiin mallintaa Saksan markkinoita vuosien 2003–2005 tilastotietojen perusteella, havaittiin, että malli ei tuottanut samanlaisia hintoja kuin todellisuudessa. Tyypillinen piirre mallissa oli, että halpa ruskohiililauhde oli marginaalissa koko vuoden kaikkina tunteina, ja siksi vuosikeskihinta oli erittäin alhainen. Mallia täydennettiin EEX:n sivuilta saatavien tuoreiden tietojen perusteella. Erityisesti toteutuneesta tuotannosta saatiin vihjeitä uuden mallin virittämiseen. Kuva 24 antaa näytteen marraskuun yhden viikon tuotantotehoista, ja kuva 25 yhden arkipäivän tehoista.

3. Saksan sähkömarkkinamalli



Kuva 24. Yhden viikon päivätuotannot lajeittain. Lähde EEX,
<http://www.eex.com/en/Transparency/Power%20plant%20information/Data/Net%20production>

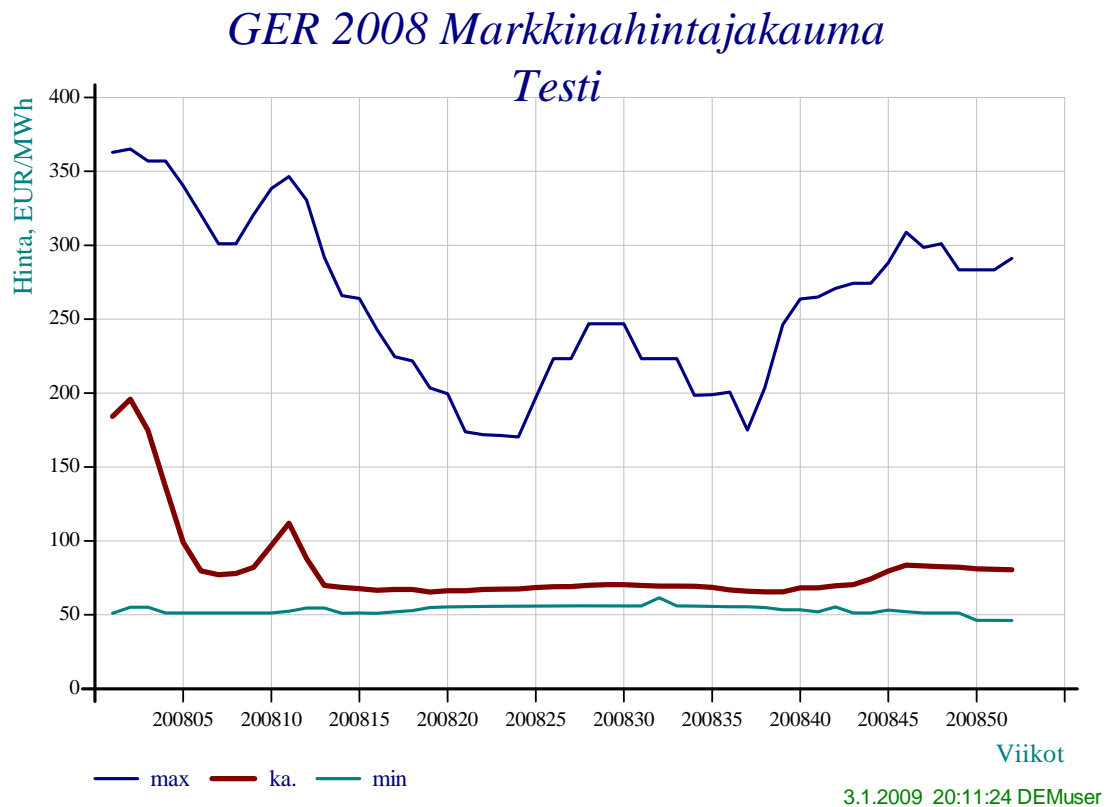


Kuva 25. Yhden arkipäivän tuotannot. Sekä hiili että kaasu säätävät. Lähde EEX,
<http://www.eex.com/en/Transparency/Power%20plant%20information/Data/Net%20production>

3. Saksan sähkömarkkinamalli

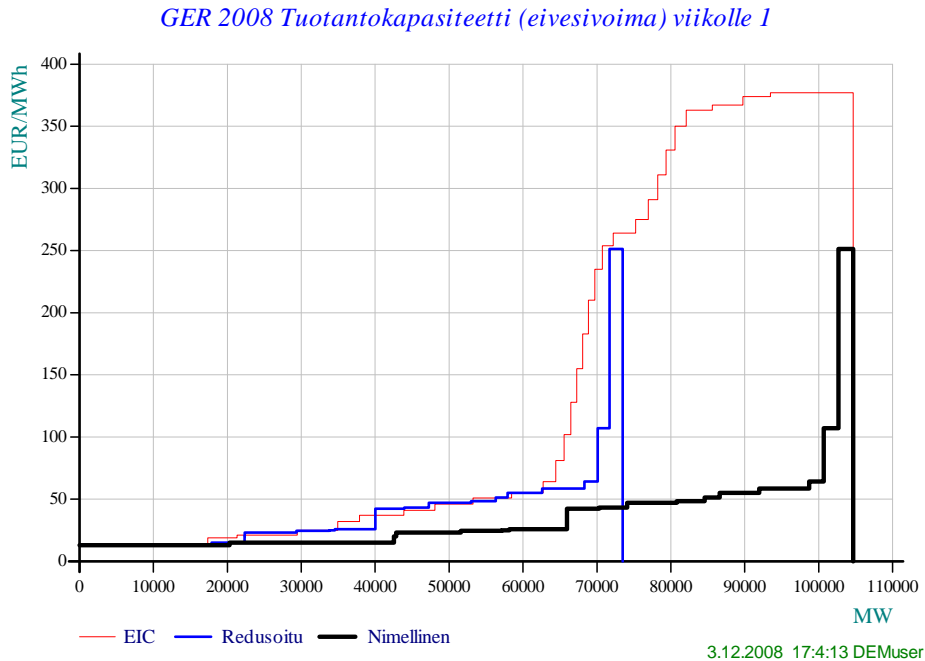
Näytteistä voi päätellä, että sekä kivihiili että kaasu säätyvät samanaikaisesti. Myös rusko hiili säätyy toisinaan (ei esiinny kuvissa). Oikein toimivilla sähkömarkkinoilla vain marginaalituotanto säätyy, ja sen alapuolella olevat voimalaitokset käyvät täydellä tehollaan. Yhteistuotanto poikkeaa tästä silloin, kun yhteistuotannossa lämpökuorma määrää tuotannon. Käytännössä vain lyhyenä jaksona keväällä ja syksyllä lämmöntarve rajoittaa kapasiteetin käyttöä; talvella kapasiteetin pitäisi olla täysimääräisesti käytössä ympäri vuorokauden. Kesällä suurimman osan yhteistuotantovoimalaitoksista pitäisi olla seisokissa. Mikäli voimalaitoksen kapasiteetti on epäoptimaalisen ylimitoitettu, säätyy yhteistuotantovoimalaitos talvellakin.

Uudesta mallista poistettiin noin 15 000 MW vuoden 2005 kapasiteetista, määriteltiin osa kapasiteetista huonohyötysuhteiseksi ja pienennettiin voimalaitosten käytettävyyksiä. Tulokseksi saatiin seuraava hintajakauma (Kuva 26).



Kuva 26. Saksan sähkömarkkinamallin tuloksena saatu hinta.

Mallin ajojärjestyskuvaaja viikolla 1 on kuvan 27 mukainen.



Kuva 27. MH-mallin ajojärjestys. Merkinnot selitetty tekstissä.

Sähkömarkkinamallin ajojärjestykseen vaikuttaa asennettu nimelliskapasiteetti (musta paksu käyrä), josta muodostuu redusoitu, käytettävissä olevan kapasiteetin käyrä (sininen viiva). Valtakunnan tasolla epäkäytettävyys on yleensä huomattavan suuri (Suomessa 15–20 %). Epäkäytettyvyyden markkinahintavaikutus näkyy stokastisessa käyrässä (EIC, *Expected Incremental Cost*, punainen hiusviiva).

Voimalaitosten ajo asettuu päivällä jyrkästi nousevalle osalle ja putoaa yöksi alemmalle tasolle. Tilapäisesti yökapasiteetista on ylitarjontaa. Käytännössä myös Saksan tuulivoima voi aiheuttaa muun voimantuotannon kysyntään 20 000 MW:n lisäyksen tai vähennyksen muutaman tunnin aikana.

Vanhempiin tilastotietoihin verrattuna merkillepantavaa on rusko- ja kivihiilikapasiteetin viimeaikainen väheneminen. Osasyynä tähän saattaa olla, että se on tuottajalle edullista, koska niukan kapasiteetin avulla päivähinnat voidaan pitää korkealla. Yöllä kilpailu toimii paremmin, koska kapasiteetista on ylitarjontaa, ja se laskee hintoja. Tuottajien kannalta kysymys on voimalaitosten hetkellisistä alasajoista ja niiden välttämistä.

Mallinnuksessa ei ole voitu ottaa huomioon Saksan ulkomaankauppaa, mikä kuvan 20 mukaan on merkittävää vuositasolla, mutta vuorokausitasolla sillä voi olla ratkaiseva merkitys hinnanmuodostukseen.

Toisaalta vuotuiset maakohtaiset nettosiirtomäärät ovat suurimmillaankin vain samaa suuruusluokkaa kuin sähkön tuonti Suomeen Venäjältä, 10,2 TWh vuonna 2007. Saksan kannalta merkittävimmistä nettotuontisuunnista siirtokapasiteetit ovat 2 000 MW Tanskasta ja 2 250 MW Tšekin tasavallasta sekä nettovientisuuntiin 2 750 MW Ranskaan, 3 850 MW Alankomaihin ja 2 000 MW Itävaltaan [ETSO 2008].

3. Saksan sähkömarkkinamalli

Sähkön tuotantokapasiteetin niukkuus saattaa korostua tulevaisuudessa, mikäli kaikki ydinvoimalaitokset ajetaan tasaisella nopeudella alas vuoteen 2023 mennessä, kuten vuonna 2002 säädetty laki edellyttää. Nykyinen energia- ja ilmasto-ohjelma puolestaan edellyttää 36 %:n päästövähennystä vuoden 1990 tasosta. Uusiutuvien energiamuotojen osuuden sähköntuotannossa edellytetään nousevan 12 %:sta 25–30 %:iin ja yhteistuotannon osuuden kaksinkertaistuvan nykyisestä 12 %:sta [Energia uutiset 2008].

Saksan sähkömarkkinamallilla on tutkittu eri ydinvoimaa korvaavien vaihtoehtojen vaikutuksia sähkön hintaan.

Sähkön tarve on pidetty mallissa nykytasolla, kuten Saksan työ- ja elinkeinoministeriön arviossa [Federal Ministry 2005] on oletettu. Uudemmassa arviossa [EWI 2007] puolestaan on oletettu sähkön tarpeen vähenevän selvästi vuoteen 2020 mennessä. UCTEn tuoreimmassa riittävyyselvytyksessä [2009] on oletettu sähkön tarpeen kasvavan lievästi.

Tehdään seuraavat kapasiteettioletukset aikavälille 2010–2020, kun vaihtoehtoisina skenaarioina on, että 1) sähköntuotantoa ei pystytä hoitamaan ilman hiilituotannon kasvattamista tai että 2) hiilituotantoa on myös pakko vähentää ja uusi korvaava kapasiteetti lisääntyy etenkin tuulen, uusiutuvien polttoaineiden ja maakaasun myötä. (Taulukko 3.)

Taulukko 3. Oletetut kapasiteettimuutokset Saksassa aikavälillä 2010–2020, kun ydinvoimaa ajetaan lakisääteisesti alas.

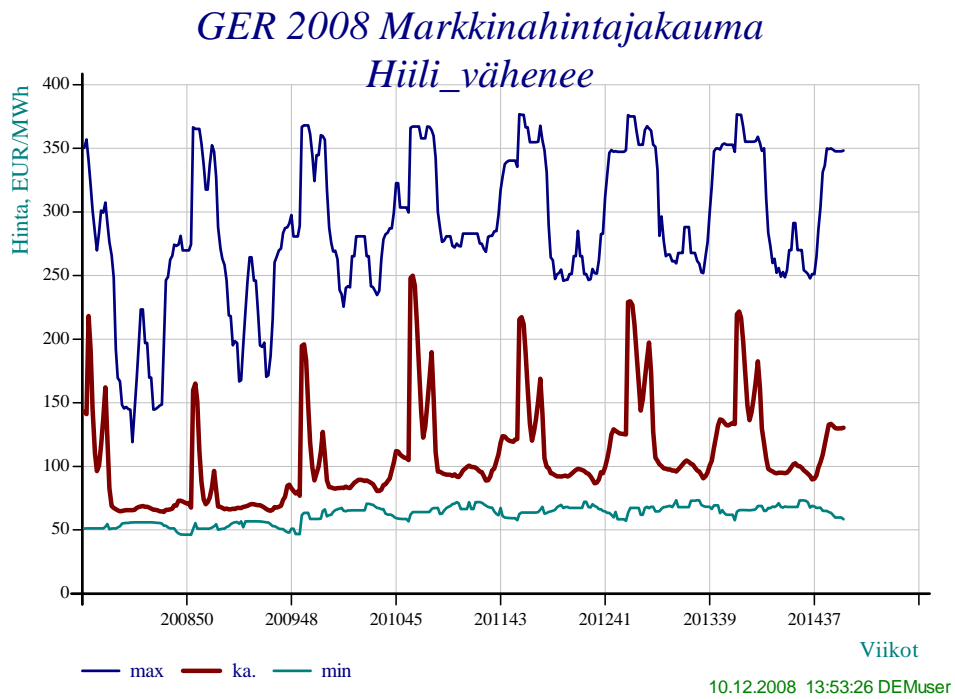
	1) Hiili kasvaa, MW	2) Hiili vähenee, MW
Ydinvoima	-16 000	-16 000
Ruskohiili	0	-5 000
Kivihiihi	9 000	-3 000
Maakaasu	0	3 000
Tuuli 100 %	10 000	20 000
Tuuli 25 %	2 500	5 000
Uusiutuvat	4 500	16 000
Nettomuutos (tuuli 25 %)	0	0

Muutokset kohdistetaan laudetuotantoon mallissa siten, että hyvähyötysuhteista lisätään ja huonohyötysuhteista poistetaan. CHP jätetään entiselleen.

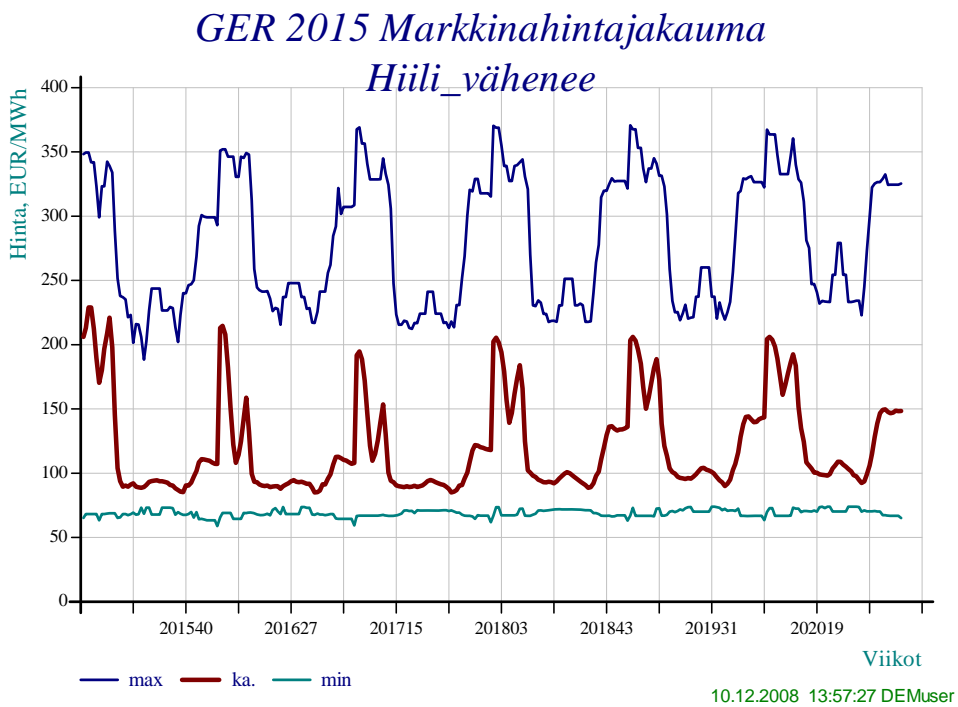
Polttoainehinnat on mallissa pidetty nykytasolla, joten seuraavissa kappaleissa esitetyt sähkön hinnat ovat vuoden 2008 hintoja. Jos hinnat muutetaan nimellishinnoiksi, ne voidaan korjata kertomalla polttoaineiden hintaindeksimuutoksella.

Jos kivihiihlikapasiteetin annetaan kasvaa, mallilaskentojen mukaan sähkön tasapainohinnan vuosikesiarvo nousee aikavälillä 2008–2020 71 €/MWh:sta 99 €/MWh:iin.

Jos taas kivihiihliuotantoa vähennetään, sähkön tasapainohinnan vuosikeskihinta nousee aikavälillä 2008–2020 71 €/MWh:sta 127 €/MWh:iin, kuten kuvat 28 ja 29 osoittavat.



Kuva 28. Saksan tasapainohinta aikavälillä 2008–2014, kun ydinvoimantuotanto ja hiilituotanto vähenevät.



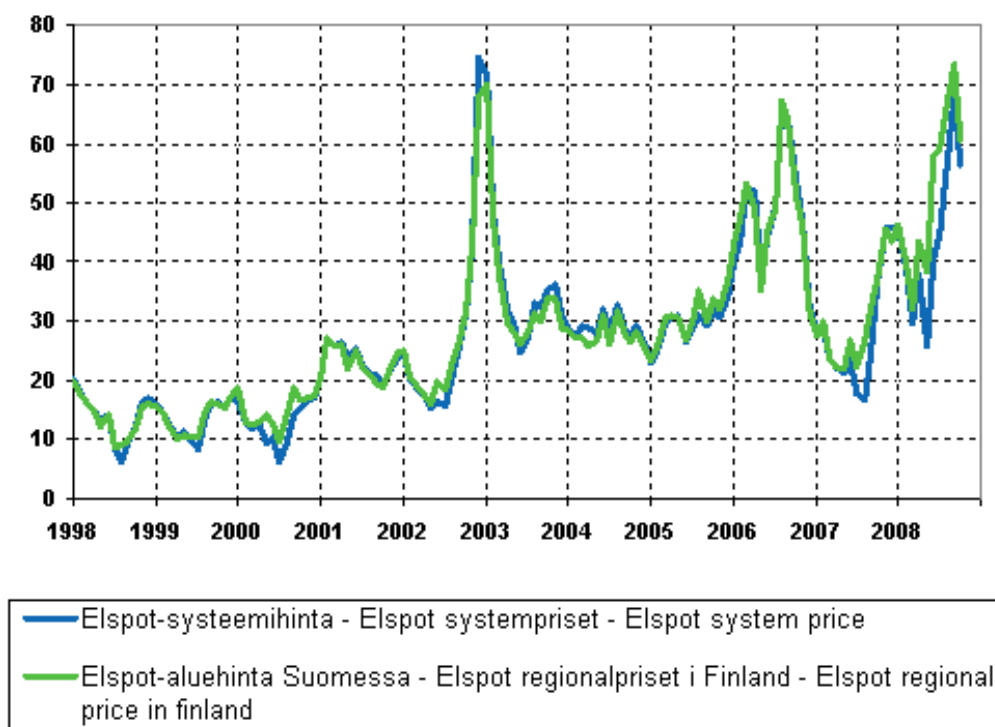
Kuva 29. Saksan tasapainohinta aikavälillä 2015–2020, kun ydinvoimantuotanto ja hiilituotanto vähenevät.

3. Saksan sähkömarkkinamalli

Kuvista voidaan havaita, että talven hintapiikit muodostuvat vallitseviksi, mikä indikoi tehonvajausta, varsinkin kun huipputuntien hinnat ovat epärealistisen korkeita. Myös alin mahdollinen tuntihinta pysyttelee korkealla, mikä ei välttämättä pidä paikkaansa, koska huomattavan suuri tuulivoiman osuus saattaa aiheuttaa tilapäisiä ylituotantotilanteita.

4. Pohjoismaiset sähkömarkkinat

Suomen sähkömarkkina seuraa kuukausijaksolla tarkasteltuna lähes täydellisesti pohjoismaisia markkinoita, kuten kuva 30 osoittaa. Lyhyemmillä aikaväleillä Suomen aluehinta voi joskus poiketa huomattavastikin Nord Poolin Elspot-systeemihinnasta.



Kuva 30. Nord Pool -sähköpörssin kuukausikeskiarvot 1998–, €/MWh. Lähde Tilastokeskus, http://tilastokeskus.fi/til/ehkh/2008/03/ehkh_2008_03_2008-12-18_kuv_012.html

Tulevaisuudessa kysyntä jatkaa kasvuaan Pohjoismaissa nykyisestä noin 400 TWh:sta (Islanti ei osallistu Nord Pool -markkinoihin). SEKKI-kysyntäraportissa [Koreneff et al. 2009] saadaan kysyntäarvioksi vuonna 2020 435 TWh ja vuonna 2030 453 TWh *business-as-usual*-kehityksessä (BAU). EU:n 20 %:n energiatehokkuusparannusta-

4. Pohjoismaiset sähkömarkkinat

voitteet vuodelle 2020 voivat johtaa sähkön kulutuksen kasvun taittumiseen aikavälillä 2020–2030 siten, että kulutus vuonna 2030 palaa 400 TWh:n tietämille. Tätä kysynnän taittumisen arviota on tehty hyödyntäen TEMin Suomelle visioimaa kehitysmahdollisuutta [TEM 2008]. Samaa vähennystä käytetään kaikille Pohjoismaille. Todellisuudessa energiatehokkuusparannukset ja fossiilisten polttoaineiden käytön vähentäminen voivat hyvin johtaa jopa sähkön kulutuksen BAU-arviota suurempaan kasvuun. Tällaisia kulutustapamuutoksia ovat muun muassa siirtyminen sähköautoiluun sekä öljylämmityksestä lämpöpumppeihin.

Sähkömarkkinoilla tapahtuu toki myös tarjontapuolella. EU:n vuodelle 2020 asetetuista 20-20-20-tavoitteista kasvihuonekaasupäästöjen vähentäminen 20 % vuoden 1990 tasosta sekä ennen kaikkea uusiutuvan energian osuuden lisääminen 20 %:iin aiheuttavat selviä muutoksia tarjontaan. Pohjoismaissa uusiutuvien lisäystarve on noin 10 %:n luokkaa. Voi hyvin olla, että sähköntuotanto joutuu kantamaan tätäkin suuremman taakan. Uusiutuvien energiamuotojen lisäystä eri Pohjoismaissa on mallinnettu pohjoismaisessa yhteisprojektissa Nordic Energy Perspectives (NEP) myös VTT:n toimesta. Näitä tuloksia on hyödynnetty tässä SEKKI-projektissa. EU:n 2020-tavoitteita toteuttava skenaario on otettu SEKKI-mallinnuksen pohjaksi (energiatehokkuus ei ole mukana mallinnuksessa). NEPin polttoaineiden hinta-arvioita on muutettu: esimerkiksi hiilen hintana pidetään meidän laskelmissamme 10 €/MWh. IEA-pohjaiset NEP-hintaennusteet esimerkiksi hiilelle ovat nykyhintatasoonkin nähden kovin alhaiset, kun esimerkiksi SEKKI-resurssitutkimuksessa [Koljonen et. al. 2009] ollaan päätyvässä johtopäätökseen, ettei halpaa hiiltä ole välttämättä enää markkinoilla saatavilla. CO₂-hintana on pidetty 25 €/t.

Uutta alhaisen hiilidioksidipäästön tuotantokapasiteettia on joka tapauksessa tulossa Pohjoismaihin. MH-mallin mukainen kapasiteettikehittymä 2008–2030 esitetään yhteenvedona kuvassa 31. Lisäksi ohessa esitetään luettelo tuotantokapasiteetissa tapahtuvista oletetuista muutoksista:

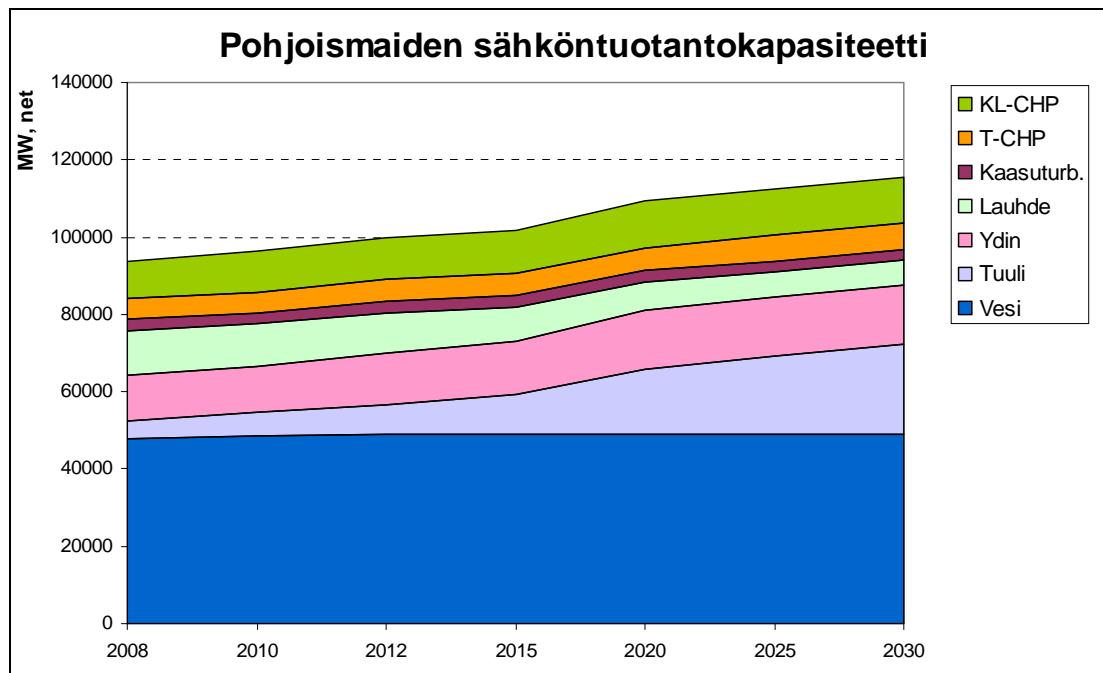
- Vesivoimatuotanto Norjassa tulee kasvamaan oletettavasti vähintään 5–10 TWh:a vuoteen 2030 mennessä. Suurvesivoimamahdollisuuksien lisäksi Norjassa on merkittävästi käyttämätöntä pienvesivoimapotentiaalia. Ruotsissa realistista kasvupotentiaalia on 3–7 TWh. Suomessa lisäyspotentiaali on vähäistä. Tuskin päästään yli 1 TWh:n kasvuun vesivoiman osuudessa vuoteen 2030 mennessä.
- Tuulivoima lisääntyy kaikkialla, etenkin merellä (*offshore*). Onhan Suomikin sitoutunut lisäämään tuulivoimakapasiteettia 2 000 MW:lla vuoteen 2020. Ruotsi tulee tosin olemaan tässä asiassa aktiivisin ja vallannee Tanskan johtoaseman pikkujalaa. Norjasta löytyy hyviä tuulivoima-alueita jo rannikolta (*onshore*), mutta sekä ympäristölliset että ennen kaikkea sähköverkkotekniset rajoitukset hillinnevät kehitystä vielä vuoteen 2020 asti. Pohjoismaissa arvioimme olevan 30–45 TWh tuulivoimatuotantoa vuonna 2020 (tällä hetkellä vajaat 10 TWh).

- Suomeen on rakenteilla viides ydinvoimayksikkö, ja kolmen muun yksikön rakentamista valmistellaan. Näistä oletettavasti ainakin yhden, mahdollisesti kahden, rakentaminen toteutuu – toinen ennen vuotta 2020, toinen mahdollisesti sen jälkeen. Mallilaskelmissa oletetaan kuitenkin, ettei viidennen yksikön jälkeen tule uusia. Toki Ruotsinkin ydinvoimateho kasvaa 1 300 MW vuoteen 2020 mennessä laajan tehonkorotusohjelman turvin, samalla kun käyttöasteen on arvioitu olevan 88 %. Vuotta 2030 lähestyttäessä aletaan jo keskustella vanhojen yksiköiden alasajosta.
- CHP kokonaisuudessaan lisääntyy kaikissa maissa. Suomessa CHP-sähkön tuotanto kasvaa sekä kaukolämmön että teollisuuden piirissä. Ruotsissa CHP:n tuotanto on ollut historiallisesti selvästi alhaista suhteessa kaukolämmön tuotantoon, mutta viime vuosina on uutta CHP-kapasiteettia tullut markkinoille Ruotsissakin, ja oletettavasti kasvu jatkuu. Tanskasta on vaikeata sanoa mitään, koska käytännössä maan koko lauhdevaltainen lämpövoimakapasiteetti luokitellaan CHP:ksi. Norjan CHP lisääntyy, tosin sen kaukolämpöpohja on sekä heikkoa että hajanaista. Näin on myös suurissa kaupungeissa kuten Oslossa, jossa kaukolämpöön liitetyt talot ovat kartalla hajallaan.
- CHP:n kasvussa bioenergialla ja Suomessa myös turpeella tulee olemaan vahva rooli. Bioenergia syrjäyttää myös osin nykyistä fossiilista CHP-tuotantoa. Biomassaa käytetään kuitenkin sekapolttokattiloissa, joissa muun polttoaineen osuus vaihtelee sekä hinnan että polttoainetarjonnan mukaan.
- Maakaasun käyttö kasvaa Norjassa, jossa oletetaan olevan 700 MW kaasukombituotantoa vuonna 2020. Hiilidioksidin talteenoton ja tallennuksen (CCS, *Carbon Capture and Storage*) tosin oletetaan käynnistyvän vuoden 2020 tienoilla, jolloin hyötytehoksi jäisi enää 540 MW, mutta CCS:ää ei ole mallinnettu. Ruotsissa Malmön ja Göteborgin kaukolämpötuotannossa tullaan nojautumaan maakaasukombilaitoksiin. Suomessa maakaasun käyttö lisääntynee, ainakin Espoossa ja ehkä jo vuoteen 2020 mennessä myös Turussa. Tanskassa on paljon, yli 1 000 MW:n edestä pieniä CHP-maakaasulaitoksia ja -moottoreita, jotka pikkuhiljaa tulevat elinikänsä päähän. Aikoinaan niitä rakennettiin voimakkaan tuen voimin, mutta jos tukea ei saada uudestaan, voivat uusinvestoinnit jäädä tekemättä.
- Jätteen hyötykäyttö CHP-tuotannossa kasvaa, mutta sähköenergian lisäys jää vähäiseksi, koska jäte on melko tehoton polttoaine etenkin CHP-sähkön tuotannossa.

Kuten aikaisemmin on esitetty, suuri osa uudesta uusiutuvasta tuotannosta tarvitsee tukea ollakseen kannattavaa. Tukijärjestelmät toisaalta ovat pitkäaikaisia (syöttötariffit) tai investointipainotteisia, joten uutta tuotantoa rakennetaan, vaikka kysyntä vähenisi jonkin ajan kuluttua. Ja kun markkinoille on saatu tuulivoimakapasiteettia, sillä tuotetaan edullista ja kalliimpaa tuotantoa syrjäyttävää tuulisähköä, ja sähkön markkinahinta

4. Pohjoismaiset sähkömarkkinat

laskee. Johdot Eurooppaan toimivat vastapainona ”ylituotannolle”. Mitä enemmän halpaa sähköä tuotetaan Pohjoismaissa, sitä enemmän sähköä virtaa Saksaan ja Alankomaihin. Ja jos lisääntyneen halvan tuotannon takia hintaero Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan välillä uhkaa kasvaa liian suureksi, rakennetaan taas uusia siirtojohtoja. Mallissa oletetaan 1 500 MW:n suuruista uutta siirtokapasiteettia Keski-Eurooppaan ennen vuotta 2020 ja samanlaista lisäystä vielä kertaalleen ennen vuotta 2030. Suomen siirtoyhteydet Viroon kaksinkertaistuvat ennen vuotta 2020. Siirtoyhteyksien lisäyksillä ei ole suurta merkitystä, koska laskelmissa on hinnoittelun avulla pyritty rajoittamaan siirtoja.

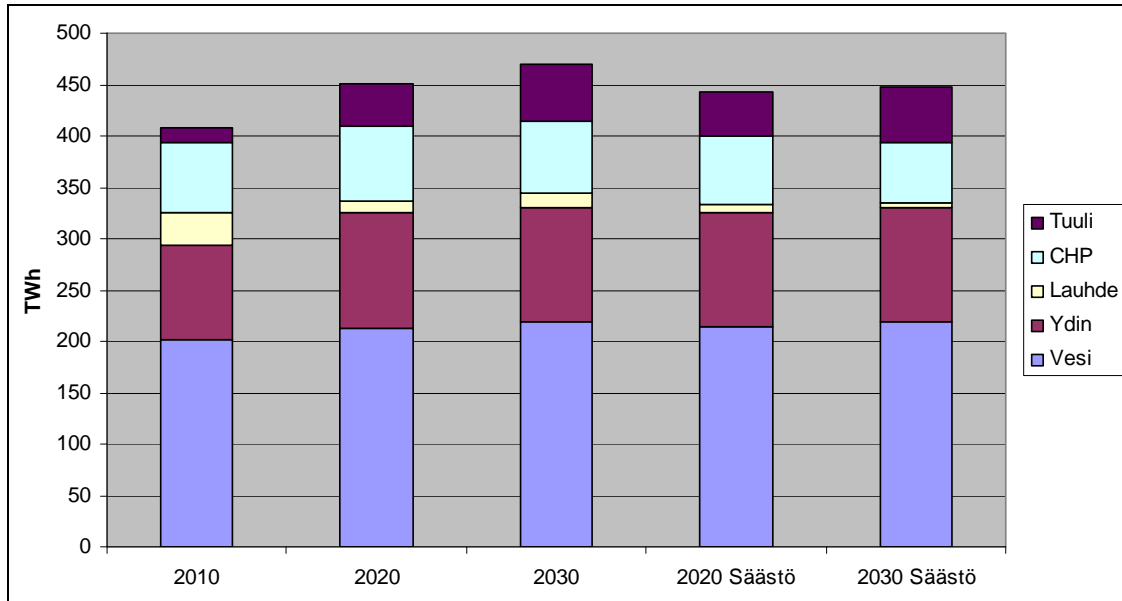


Kuva 31. Kapasiteettikehitys tuotantomuodoittain Pohjoismaissa 2008–2030. CHP:n osalta siirytään entistä enemmän biopolttoaineisiin ja jätteisiin.

Venäjältä tuonti oletettavasti vähenee. TEMin skenaarioissa tavoitellaan omavaraisuutta. Sähköä tuotaneen edelleen Venäjältä mutta kaventuvan hintaeron sekä Venäjän oman lähivuosisikymmenien kapasiteettiniukkuuden takia entistä vähemmän. Venäjän linkin oletetaan muuttuvan kaksisuuntaiseksi: 300 MW heti ja 750 MW lisää vientikapasiteettia ennen vuotta 2020. Mallissa Venäjän siirrot ovat kuitenkin käytännössä poistettuja hinnoittelun avulla. Nettovienti Pohjoismaista on 15 TWh sekä vuonna 2020 että 2030 sen ollessa 1 TWh vuonna 2010.

Mallilla tarkastellaan sekä BAU-kysynnän mukaista tuotantoa että kysynnän taittumisen muutosvaikutusta. On oletettavaa, että kysynnän taittuminen myös rajoittaa tai hidastaa uusiutuvien energiamuotojen tuloa markkinoille, mitä ei ole otettu huomioon. Tuotantorakenteen kehittyminen on laskelmissa siis sama molemmille kysyntäskenaarioille. Mallin antamat sähkön tuotannot tuotantomuodoittain esitetään kuvassa 32. On

hyvä huomioida, että tuotantoa riittää vientiin BAU-tapauksessa, kuten jo todettiin. Kysynnän taittumisen skenaariossa vienti on jo huomattava, jopa 48 TWh vuonna 2030, vaikka vientihintoja pidettiin alhaisina.



Kuva 32. Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain 2010, 2020 ja 2030 BAU-kysynnällä. Vertailuna matalan kysynnän skenaariot vuosille 2020 ja 2030, joissa lauhdetuotanto on entistä ahtaamalla. Tuotanto on kysyntää suurempaa, koska sähköä riittää vientiin, varsinkin kysynnän taittumisskenaariossa.

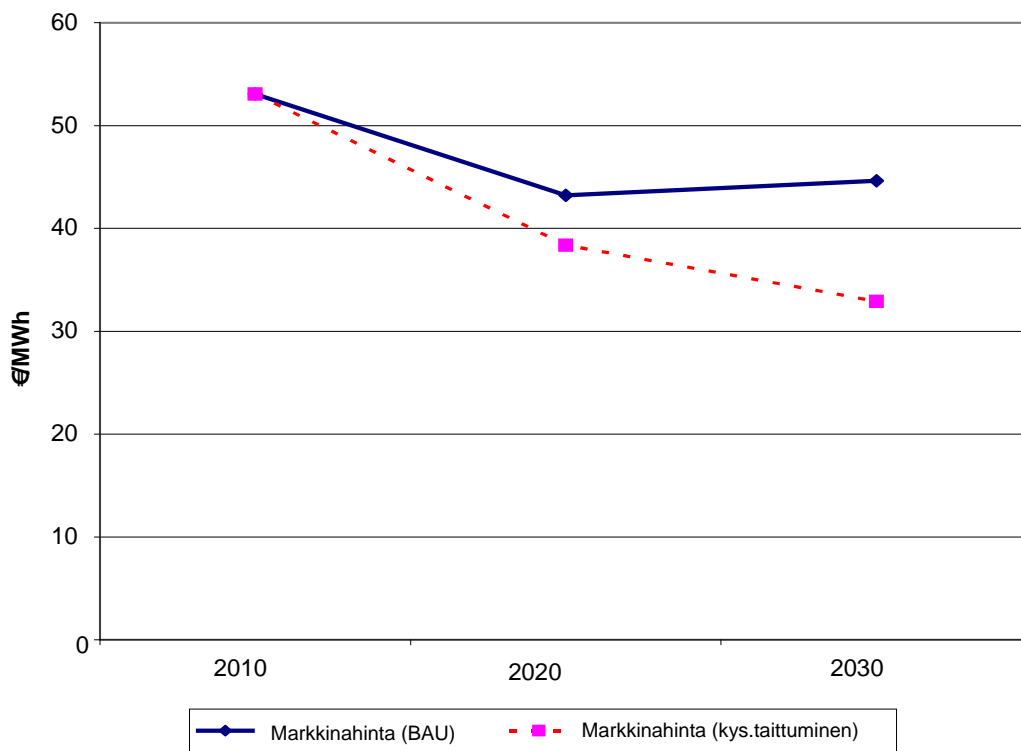
Tällä hetkellä Pohjoismaiden sähkön kulutuksesta noin 60 % tuotetaan uusiutuvilla energiamuodoilla ja 22 % ydinvoimalla. Loput tuotetaan fossiilisilla polttoaineilla unohtamatta tuontia ja vientiä. Tuotantoyhteenvedot esitetään taulukossa 4. Yllä esitettyjen muutosten yhteisvaikutuksena ydinvoiman osuus nousee 26 %:iin BAU-kysynnästä vuonna 2020 ja uusiutuvien energiamuotojen 66 %:iin. Jos kysyntä Pohjoismaissa jää 415 TWh:iin vuonna 2020 mutta investoinnit toteutuvat suunnitellun kaltaisina, tuotetaan Pohjoismaissa lähes 100 % sähkön tarpeesta uusiutuvilla energiamuodoilla ja ydinvoimalla vuonna 2020 ja jo yli 100 % vuonna 2030.

Sähkön tasapainohinnan kehittyminen BAU- ja Kysynnän kasvun taittumisen skenaarioissa esitetään kuvassa 33. Markkinahinta laskee vakiopolttoainehinnoilla. Tosin sitä, pysyvätkö polttoainehinnat vakiona, ei tiedetä. Tasapainohinnassa ei ole huomioitu Keski-Euroopan sähkömarkkinoiden vaikutusta.

4. Pohjoismaiset sähkömarkkinat

Taulukko 4. Markkinahintamallin (MH) antamat tuotantoarviot vuosille 2010, 2020 ja 2030. Vasen tulossarake toteuttaa EU:n hiilidioksiditavoitetta sekä uusiutuvan energian tavoitetta vuodelle 2020. Oikealla arvioidaan sähkön kysynnän taittumisen vaikutusta edellisten lisäksi.

		EU 20% CO ₂ , 20 % RES					+ kysynnän taittuminen		
		Nordel	Nordel	MH			MH		
		2006	2007	2010	2020	2030	2010	2020	2030
Uusiutuvia	TWh	224	248	238	288	311	238	289	311
	%	56,7	61,9	58,5	66,1	68,5	58,6	69,5	77,7
Ydinvoimaa	TWh	87	87	93	112	112	93	112	112
	%	22,0	21,7	22,8	25,8	24,7	22,8	27,1	28,0
Kokon.kulutus	TWh	395	401	406	436	454	406	415	400



Kuva 33. Sähkön markkinahinta Pohjoismaissa EU:n tavoitteiden (CO₂ ja uusiutuvat energiamuodot) toteutuessa. Mikäli energiatehokkuustavoite saa aikaan kysynnän kasvun taittumisen, alenee markkinahinta entisestään.

5. Baltian maiden sähkömarkkinat

Baltian sähkömarkkinat ovat ajautumassa nopeasti sähkötaseen ylijäämätilanteesta selvästi alijäämäiseksi. Toistaiseksi muun muassa pohjoismaiset sähkömarkkinat hyötyvät Baltian ylijäämästä Estlink-kaapelin (350 MW) kautta. Ylijäämän poistumiseen vaikuttavat etenkin

- Ignalinan sulkeminen vuonna 2009 (1 300 MW)
- kysynnän kasvu (noin 6 %, tosin hiipumassa?)
- Viron palavan kiven käytön väheneminen (mahdollisesti)
- vanhenevan kapasiteetin poistuminen; korvaavia uusinvestointeja ei ole näkyvissä.

Ignalinan mahdollinen sulkeminen poistaisi vuoden 2009 lopussa noin 10 TWh vuosituotannon, mikä vastaa noin 35 % Baltian vuosikulutuksesta. Vaikka Liettua yrittää lykätä sulkemisajankohtaa, EU:n kanta ei välttämättä muutu, koska sulkeminen oli eräs kynnyskysymyksistä Liettuan liittyessä EU:hun.

Nykyisin Viron palavan kiven laitokset tuottavat lähes 2 000 MW kapasiteetilla myös noin 10 TWh vuodessa, mutta on mahdollista, että jopa yli puolet kapasiteetista poistuu vuoteen 2016 mennessä. Uusista, korvaavista voimalaitoksista ei tiettävästi ole tehty päätöksiä – ei myöskään kapasiteetin poistumisesta. Ympäristösyöt puoltavat poistamista, energiasyöt lisärakentamista. Tulevaisuudessa myös muut mahdolliset palavan kiven hyödyntämismahdollisuudet kilpailevat uuden energiakäytön kanssa.

Uuden, korvaavan sähköntuotannon syntymiselle on lukuisia esteitä. Paras CHP-potentiaali sekä vesivoimapotentiaali on jo hyödynnetty. Uusiutuvia polttoaineita on varsin rajoitetusti saatavissa. Fossiilipolttoaineita käyttävät laitokset eivät enää ole kannattavia investointikohteita, ja sinänsä käyttökelpoisen polttoaineen, maakaasun, hintakehityksen epävarmuus tekee maakaasulaitoksiin investoimisesta riskialtista. Merituuli-voimalle on hyvää potentiaalia, mutta se on kallis investointikohde, samoin kuin ydinvoima, joka kalleutensa lisäksi sisältää myös muita investoinnin esteitä. Liettuassa on kyllä käynnissä uuden ydinvoimalan kehittäilyhanke, ja myös Kaliningrad on juuri ilmoittanut rakentavansa uuden ydinvoimalan. Kaliningrad kattaa sähkötaseen vajauksen Liettuan sähköverkon kautta, ja esimerkiksi vuonna 2007 se tapahtui Baltian alueelta, ei Venäjältä.

5. Baltian maiden sähkömarkkinat

On ilmeistä, että sähkön tuonti Baltiaan tulee lisääntymään. Vaihtoehtoja ovat Pohjoismaat, Venäjä, Valko-Venäjä ja Puola. Kuvassa 34 näkyvät vuoden 2007 kokonaisuierrot yhteysittain [Baltso 2007]. Baltian ja Venäjän välinen vuosinettosierro on lähellä nollaa, ellei oteta lukuun Kaliningradiin vietyä sähköä Baltian alueelta. Samoin Suomeen viedään ja Valko-Venäjältä tuodaan sähköä, mutta Baltian vuoden 2007 kokonaisuierro on ylijäämäinen.

Valko-Venäjä voi periaatteessa viedä Baltiaan sekä omaa sähköään että läpisiirtää Venäjän sähköä, koska vanha 700 kV:n Ignalina–Minsk–Moskova-linja on vahva. Käytännössä Valko-Venäjän mahdollisuuksia toimia itsenäisenä sähkön viejänä voi epäillä. Venäjän tuonin suhteen Baltian ja Suomen tilanteet ovat tulevaisuudessa samankaltaiset. Venäjältä tuonin kehitysnäkymiä käsitellään seuraavassa luvussa.

Puolan ja Liettuan välillä ei ole sähkönsierrotyhteyttä, mutta sellainen, varsin vahvakin, on suunnitteilla valmistuvaksi 2012–2015. Puolan sähkönvientimahdollisuudet hupenevat EU ETS-hintojen kallistumisen myötä, koska sen tuotanto on pääasiassa kivihiiliperäistä. Toisaalta Puola yrittää vaikuttaa EU-päätöksentekoon suojellakseen omaa kivihiiltään.

Baltian ja Pohjoismaiden välisen sähkökaupan voidaan olettaa kasvavan tulevaisuudessa, ja mitä todennäköisimmin niin, että Pohjoismaat nettovievät runsaasti Baltiaan. Pohjoismaisten ja Baltian sähkömarkkinoiden yhdistämisestä keskustellaan.

Baltian ja myös Suomen kannalta olisi tärkeää suorittaa UCTE-metodilla luotettavuusarvio, johon Baltian lisäksi tulisi sisällyttää Pohjoismaat, Valko-Venäjä ja Venäjältä ainakin Northwest–West (mm. Pietari) ja Centre (mm. Moskova).

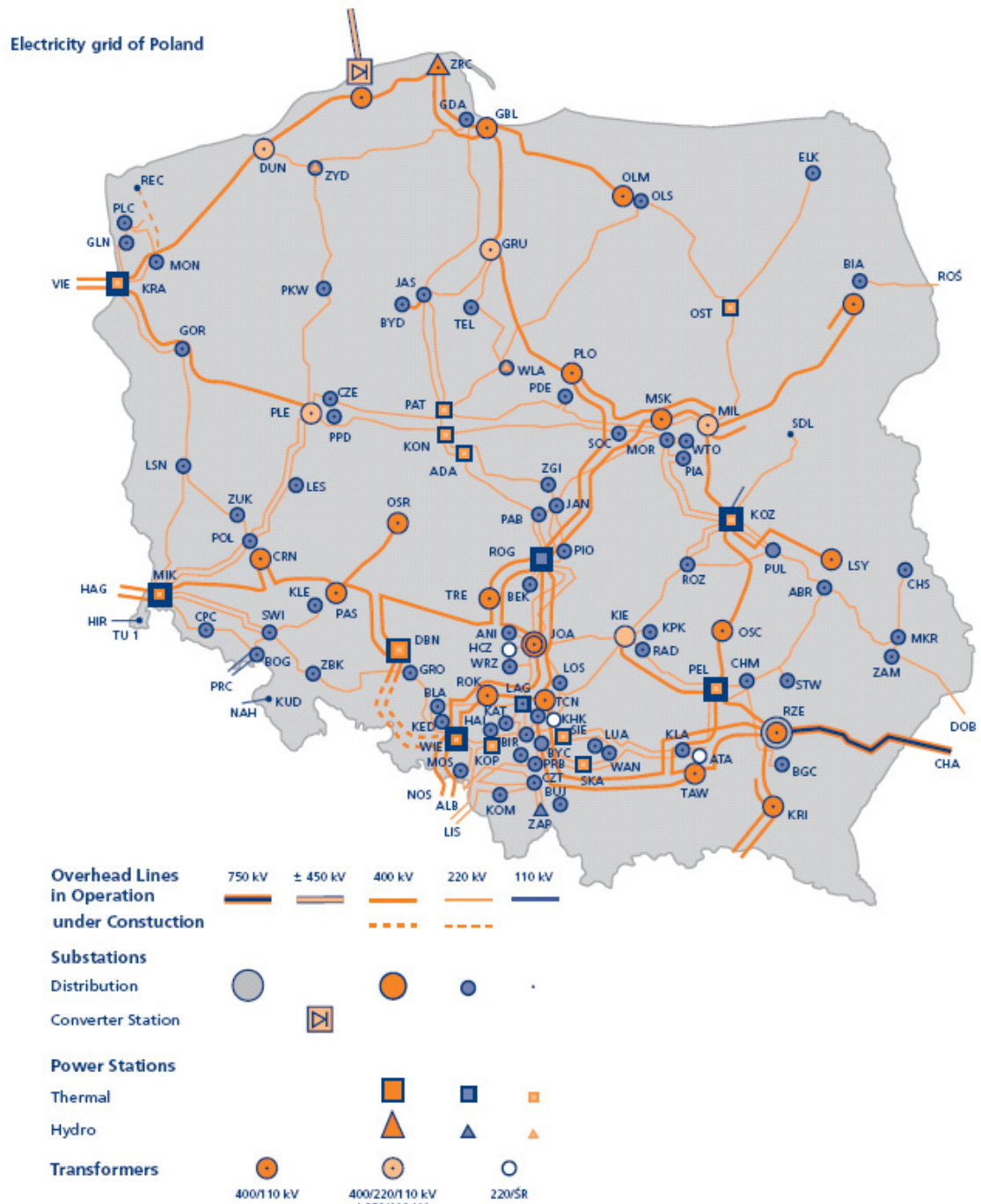


Kuva 34. Maiden väliset sähkönsiirrot, GWh Baltiassa 2007. Lähde Baltso, <http://www.baltso.eu/index.php?id=454>

6. Puolan sähkömarkkinat

Vuonna 2005 92 % Puolan sähkön tuotannosta (144 TWh) tapahtui kivi- ja ruskohiilellä, ja hiilen käytön oletetaan hieman kasvavan jatkossa. Uusiutuvien energiamuotojen tavoite vuoteen 2020 mennessä on 15 %, kun osuus nyt on 7,2 % kaikesta kulutuksesta [European Parliament 17.12.2008]. EU-tavoitteen saavuttaminen on haasteellista. Puolan omana tavoitteena on antaa edelleen vuoteen 2013 saakka ilmaisia päästöoikeuksia joillekin voimalaitoksille ja rajoittaa päästöoikeuksien hintakehitys määritellyn ”käytävän” sisälle [Reuters 1.12.2008]. Ensimmäisen päästökauden päästökatto oli 239 Mt_{CO2}, ja vuonna 2005 siitä toteutui 203 Mt_{CO2}. Puola ehdotti seuraavalle kaudelle 284 Mt_{CO2} ja sai 208 Mt_{CO2} [EY 2007].

Kuva 35 esittää Puolan sähköverkkoa. Puolasta on 220 kV yhteys Valko-Venäjälle ja 750 kV Ukrainaan. Siirtokapasiteettia on 600 MW Ruotsiin, 500 MW Slovakiaan, 1 200 MW Saksaan ja 1 750 MW Tšekin tasavaltaan, josta edelleen Itävaltaan ja Saksaan [ETSO 2008]. Baltian yhteydet toistaiseksi puuttuvat, mutta Liettuaan on suunnitteilla avata 500 MW:n yhteys vuonna 2012 ja myöhemmin 500 MW lisää. Vuonna 2007 Puolan ja Ruotsin välinen sähköenergiatase kääntyi nettotuonniksi Ruotsista.



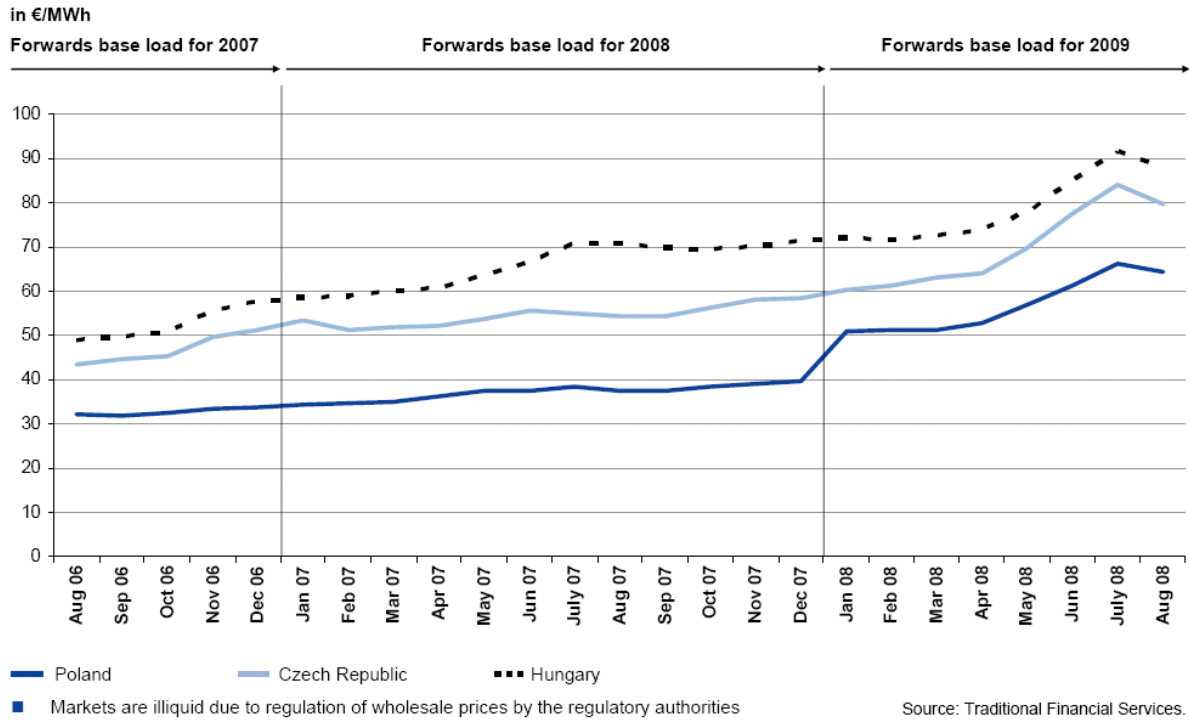
Kuva 35. Puolan sähköverkko. Lähde Ing Bank.

http://www3.ingbank.pl/itemserver/wholesale/raporty/ING_Raport_Energetyczny_eng.pdf

Kuva 36 esittää sähkön forward-hintoja Puolassa verrattuna Tšekin ja Unkarin vastaväihin. Käytännössä Puolan sähkö siirtyy Tšekin ja Slovakian kautta Saksaan, Itävaltaan ja Unkariin, kuten myös kuvan 5 esimerkki osoittaa.

6. Puolan sähkömarkkinat

Electricity Prices in Central Eastern European Countries



Kuva 36. Sähkön hintoja Puolassa, Tšekin tasavallassa ja Unkarissa. Lähde RWE, http://rwecom.geber.de/factbook/en/servicepages/downloads/files/entire_rwecom_fact08.pdf

7. EU:n ja Venäjän välinen sähkökauppa

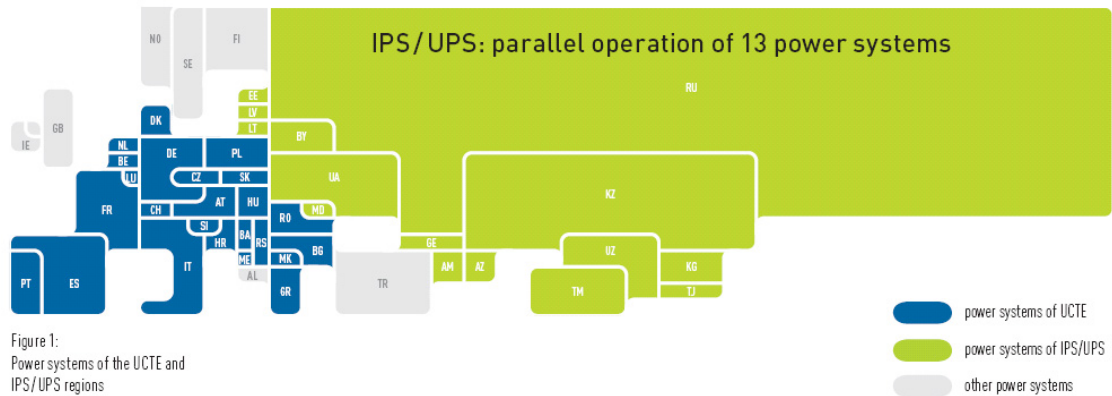
7.1 Yleistä Venäjän sähkömarkkinoista

Venäjällä on käynnissä laajamittainen sähkömarkkinareformi, jossa asteittain otetaan käyttöön uusi sähkömarkkinajärjestelmä. Uudessa järjestelmässä markkinat määräävät sähkön hintatason, mutta järjestelmä itsessään on erittäin monimutkainen ja mitä suurimmassa määrin säädelty verrattuna esimerkiksi pohjoismaiseen ”*energy only*” -tyyppiseen sähkömarkkinaan, jossa markkinat hoitavat lähes kaiken.

Venäjä on rakentamassa seuraavan sukupolven sähkömarkkinoita, joissa muiden aiemmin tekemiä virheitä pyritään välttämään. Voimalaitoskapasiteetin osalta on päädytty tuotantokapasiteettimarkkinoihin. Ilmeisenä tarkoituksena on pyrkiä kaikin tavoin varmistamaan sähköjärjestelmän toimivuus muutosprosessin aikana ja sen jälkeen. Suuria riskejä sisältyy siihen, että markkinat avautuvat tilanteessa, jossa tuotantokapasiteetista on vajeusta. Siksi kapasiteetin (sekä verkon että tuotannon osalta) oikea määrä on varmistettu investointiohjelmalla, johon toimijoiden on sitouduttava, ja voimalaitosten investointikustannusten maksamiseksi on kehitetty kapasiteettimarkkinajärjestelmä. Venäjän uusi sähkömarkkinakonsepti on kuitenkin niin monimutkainen, että jää nähtäväksi, voiko se toimia käytännössä. Toinen ääripää on pohjoismainen ”*energy only*” -markkina, joka on niin yksinkertainen, että se ei sellaisenaan riitä turvaamaan sähkön toimintusvarmuutta, mutta lienee kuitenkin melko pienin korjauksin parannettavissa.

Venäjän ensisijainen intressi on myydä energiapolttoaineita, kuten maakaasua. Sähköä ei laajamittaisesti edes riitä vietäväksi, eikä sähkökauppa yleensääkään EU-alueen kanssa voi kasvaa merkittäväksi jo siitä yksinkertaisesta syystä, että verkot kytkeytyvät toisiinsa vain Suomessa ja Baltiassa (Kuva 37). Suomen kautta Venäjän sähkökauppa vaikuttaa kyllä kaikkiin Pohjoismaihin, mutta Baltian kautta ei ole toistaiseksi yhteyttä muualle EU-alueelle. Suomessa ja Baltian maissa Venäjän sähkömarkkinoilla on kuitenkin tulevaisuudessakin merkittävä vaikutus paikallisiin sähkömarkkinoihin.

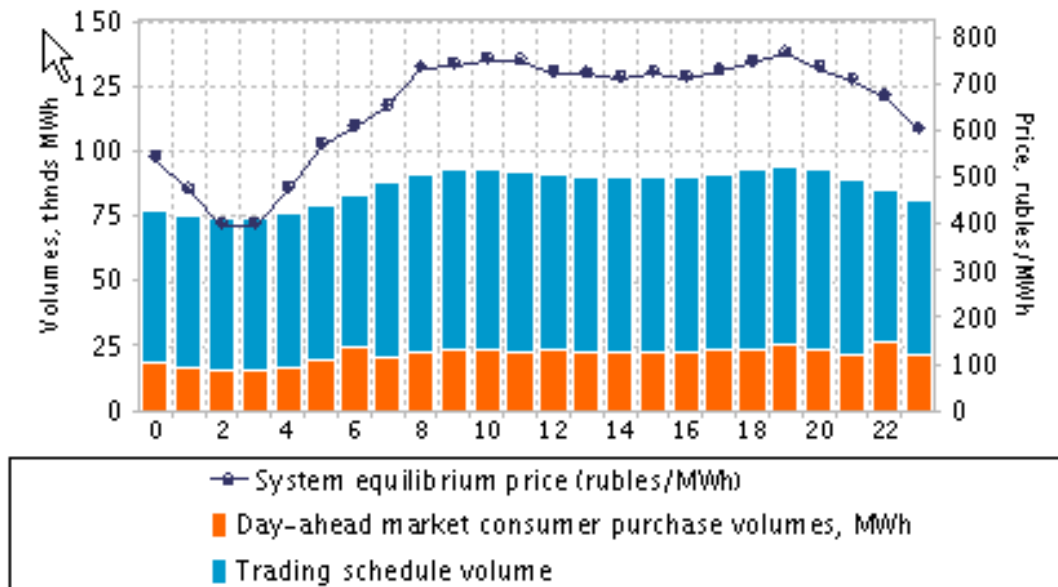
7. EU:n ja Venäjän välinen sähkökauppa



Kuva 37. Euroopan ja IPS/UPS maiden sähköverkot maittain. Lähde: http://www.ucte.org/library/annualreports/report_2007.pdf

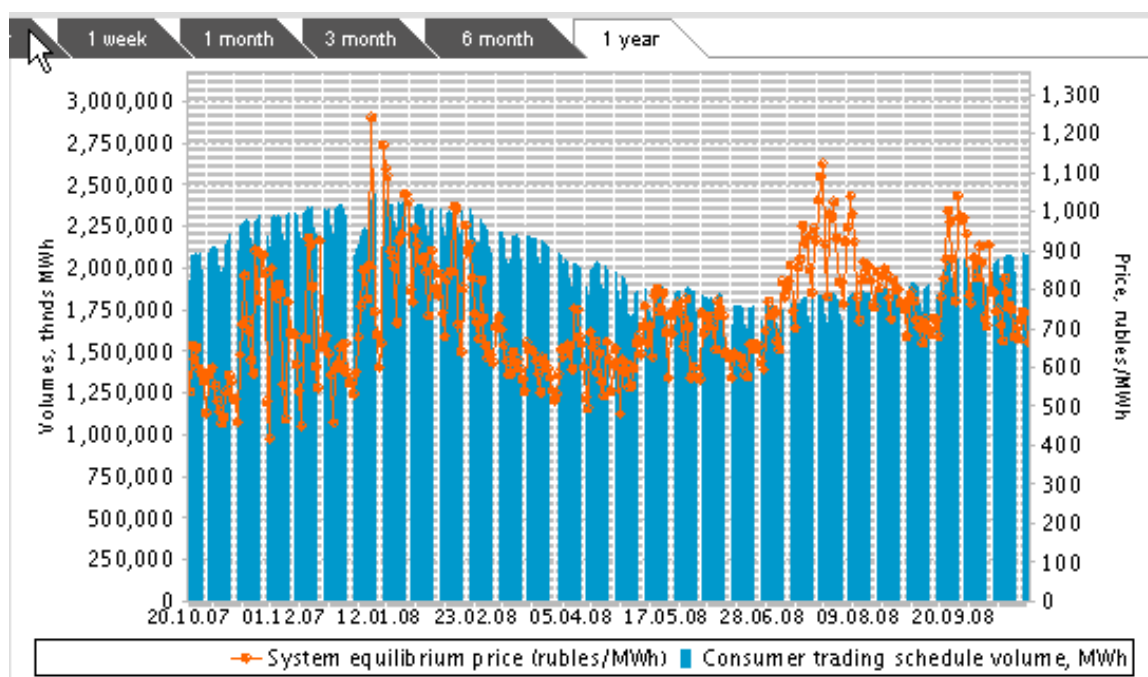
7.2 Venäjän hintataso rajakaupan kannalta

Vuonna 2008 läntisen Venäjän (*Free Price Zone 1*) sähkökaupankäynnin tehovolyymi oli noin 100 GW oheisen kuvan (Kuva 38) mukaan. (Vastaava asennettu teho on noin 130 GW.) Siitä DA-spot-kaupan (*day ahead*) volyyymi oli noin 25 %:n suuruusluokkaa, kuten kuva 38 osoittaa.



Kuva 38. Venäjän läntisen osan sähköenergian markkinahinta ja volyyymi yhtenä arkipäivänä. Lähde: <http://www.atsenergo.ru/index.jsp?pid=36&dt=23.10.2008&resday=1day>

Oheinen kuva (Kuva 39) esittää kaupankäyntiluvut 12 kuukauden ajalta. *Volume* tarkoittaa päiväenergiaa, joten huippuarvo 2 400 GWh/päivä toteutuu siis 100 GW:n keskitetillä.



Kuva 39. Venäjän läntisen osan sähköenergian markkinahinta ja volyymi vuoden ajalta. Lähde <http://www.atsenergo.ru/index.jsp?pid=36&dt=23.10.2008&resday=1year>

Sähköenergian päivähinta on vaihdellut enimmäkseen 1 000 rbl/MWh (28 €/MWh kursilla 0,36) alapuolella.

Suuri kysymysmerkki Suomen kannalta on, miten Venäjän sähkömarkkinoiden vapauttaminen vaikuttaa sähkön hintakehitykseen. Pohjoismaiseen järjestelmään verrattuna erona on se, että Venäjälle muodostetaan erilliset kapasiteettimarkkinat, kun taas Pohjoismaissa on pudas ”*energy only*” -tyyppinen markkina, joka periaatteessa sisältää myös kapasiteettiosuuden (ks. kohta 2.3).

Venäjän sähkömarkkinat avautuvat tilanteessa, jossa sähkön tuotantokapasiteetti on jäämässä niukaksi vanhan poistuvan kapasiteetin ja kysynnän kasvun johdosta. Siksi markkinakehitys on pyritty monin tavoin varmistamaan niin, että pelkästään markkina-voimat eivät ohjaisi kehitystä hallitsemattomasti. Kapasiteetin kehittyminen niin tuotannon kuin verkostojenkin osalta on haluttu varmistaa investointiohjelmin, joihin toimijoiden on sitouduttava. Tuotantokapasiteetin investointien rahoitus pyritään järjestämään kapasiteettimaksu- ja siirtoverkkoinvestointien avulla, ja siirtoverkkoinvestoinnit kanavoitunevat siirtotariffien kautta. Vaikka kotitalouksien sähkömarkkinat pysyvät säänneltyinä vuoteen 2014 saakka sekä joillakin erityisalueilla aina vuoteen 2017 asti, tariffiregulointi

7. EU:n ja Venäjän välinen sähkökauppa

ilmeisesti ottaa huomioon tuottajan kustannukset niin, että kotitaloussektori itse kattaisi kaikki aiheuttamansa kustannukset, myös uudesta tuotantokapasiteetista aiheutuvat.

Arvioidaan sähkömarkkinoiden vaikutus Venäjän sähkön hintaan kahdella eri tavalla, joista ensimmäinen perustuu kokonaiskustannusvaikutukseen ja toinen nykyiseen kapasiteettimarkkinamaksuun.

Vuosien 2008–2012 investointiohjelmien kokonaisarvo on 120 miljardia € Siitä 41 % kohdistuu verkkoihin ja 54 % voimalaitoksiin, kuten SEKKI-raportissa todetaan [Abdurafikov 2009]. Karkeasti voidaan siis arvioida, että tämä viiden vuoden investointiohjelma aiheuttaa noin 12 miljardin €n vuotuisen lisäkustannuksen Venäjän kokonaissähkömarkkinoille (olettaen vuosimaksuksi 10 % investointikustannuksesta). Vuoden 2012 mahdollisella sähkönkulutustasolla 1 200 TWh/a tämä merkitsisi noin 10 €/MWh:n lisäkustannusta sähkön loppukäyttäjille. Koska sähköenergiaosuuteen sisältyvä tavanomainen tuottajan ylijäämä kattaa tästä valtaosan, ei investointiohjelman välttämättä tarvitse merkitä havaittavaa sähkön hintatason nousua – tai toisin ilmaistuna sen ei pitäisi johtaa kapasiteettimarkkinoilla merkittäviin kapasiteettimaksuihin.

Nykyiset kapasiteettimarkkinat toimivat kuitenkin hintatasolla 3 500 €/MW/kk Venäjän läntisellä hinta-alueella. Sähkön ostaja, joka haluaa varmistaa tietyn huipputehon (suurin vuoden aikana kulutettu tuntiteho), joutuu maksamaan jatkuvasti kapasiteettimaksua, jonka hinta määräytyy kuukausittain. Olettamalla huipunkäyttöajaksi 5 000 h/a aiheutuu nykyisestä kapasiteettimaksusta 8,4 €/MWh:n keskimääräinen lisähinta vuosisähkölle. Näin kerättävä rahamäärä Venäjän koko sähkömarkkinoilta, eli 8,4 €/MWh x 1 200 TWh/a = 10 miljardia €, on samaa suuruusluokkaa kuin edellä arvioitu investointiohjelman vuosikustannus (12 mrd. €) ja suurempi kuin voimalaitoksien 54 %:n osuus investointiohjelmasta, mikä tekee voimalaitosrakentamisesta erittäin kannattavaa, koska myös tuottajan ylijäämä tuloutuu investoijalle.

Venäjän sähkömarkkinoiden analyysia selkiyttää periaatteessa se, että sähköenergiaa voidaan tarkastella erikseen kapasiteettiosasta riippumatta. Sähköenergian markkinahinnan oletetaan näin ollen kehittyvän pelkästään marginaalipolttoaineiden hintakehityksen mukaan. Sekä kaasun että varsinkin hiilen osuuksien on oletettu kasvavan [Abdurafikov 2009].

Epäilemättä sähköenergian hintakehitys tulee seuraamaan Venäjän kaasusisämarkkinoiden hintatasoa. Sen on oletettu nousevan huomattavasti [Abdurafikov 2009] vuoteen 2012 mennessä, mutta toisaalta kaasun ennakoitu hintataso 100 €/1 000 m³ esimerkiksi 30 %:n hyötysuhteella merkitsee vasta noin 33 €/MWh:n sähköenergian hintaa, jota esiintyy Venäjän sähkömarkkinoilla jo nyt. Venäjän spot-hinta asettunee tulevaisuudessakin selvästi pohjoismaista spot-hintaa edullisemmaksi, koska Venäjä käyttää omia marginaalipolttoaineita.

Pohjoismaisten ja Baltian markkinoiden kannalta kiinnostavinta on arvioida sähköenergiakaupan mahdollisuuksia tulevaisuudessa.

Jos oletetaan, että kummallakin puolella rajaa olisi täydellisesti kilpaillut sähkömarkkinat (relevantti oletus, joka pätee ilmeisesti Baltiassakin kohta ensi vuosikymmenellä), tunnittainen kauppa määräytyisi pelkästään spot-hinnan ja rajasiirtomaksujen perusteella käytettävissä olevan rajasiirtokapasiteetin puitteissa. Tällä hetkellä rajasiirron muuttuvat maksut Suomen puolella ovat 3,1 €/MWh ja kiinteä maksu 500 €/MW/kk [Fingrid 2008]. Tasaisella tuonnilla, jossa on suuri huipunkäyttöaika, kiinteä maksu merkitsee vähemmän kuin 1 €/MWh, mutta koska tuonti edellyttää tuontisopimusta, sulkee se DA-spot-kaupan mahdollisuuden pois.

Tulevaisuudessa noudatettavista pelisäännöistä keskustellaan vielä [Zaikina 2008]. Viimeisimpien tietojen mukaan sähkön mahdollista vientiä Venäjältä ei oteta huomioon, kun muodostetaan paikallista tasapainohintaa, vaan sähkön viennin energiaosuutta pidetään koko markkinoiden (kysynnän) lisäkustannuksena, jonka määrä on pieni, koska vientikin on vähäistä verrattuna kokonaiskulutukseen. Näin hinnoiteltuna Venäjältä vietävä sähköenergia maksaisi siis saman verran kuin tukkusähkö rajajohdon Venäjän puolella eikä Venäjältä vietävän sähkön määrä vaikuttaisi hintaan. Tämä tieto on johdettu siirtymävaiheen aikana noudatettavasta ”*smoothing mechanismista*” [Abdurafikov 2009].

Kaupankäyntikulut, kuten kapasiteetti- ja verkkomaksut, vaikuttavat rajakaupan kannattavuuteen. Kapasiteettimaksujen on edellä arveltu nostavan kokonaishintatasoa noin 10 €/MWh, ja sitä sovellettaen vain pitempiaikaisissa (Suomeen päin suuntautuvissa) vientisopimuksissa, mikäli sopimuksessa halutaan varmistaa sataprosenttinen saatavuus. Lyhyttä, lähinnä tuntitason spot-kauppaa käytäneen tulevaisuudessa molempiin suuntiin.

Toistaiseksi Venäjältä Suomeen tuotava sähkö on varmistettua, eli tuotantokapasiteetti on varattu myös huipun aikana. Olisi loogista olettaa, että myös tulevaisuudessa markkinoiden vapauduttua se osa Venäjältä Suomeen tuotavasta sähköstä, jonka kapasiteetti on varmistettua, sisältää kapasiteettimaksun.

Mikäli Venäjän hintataso pysyy Pohjoismaiden hintatasoa alempana, ei ole oletettavissa pitkäaikaisia sähkönvientisopimuksia Suomesta Venäjälle eikä siis kapasiteetti-markkinatulojakaan suomalaiselle myyjälle. Hetkellistä vientiä Suomesta saattaa esiintyä tulevaisuudessa, riippuen tietysti välillisten kulujen suuruudesta suhteessa spot-hintaeroon. Toistaiseksi siirto on teknisesti mahdollista vain Venäjältä Suomeen.

8. Yhteenveto

Tässä selvityksessä on arvioitu Euroopan sähkömarkkinoiden sähkön hintaa ja sähkön-hankinnan luotettavuutta. Sähkönsiirtoverkkoa ei kannata rakentaa niin vahvaksi, että se tuottaisi yhtenevät hinnat koko Eurooppaan. Voimalaitokset tulee sijoittaa niin, että sähköjärjestelmän luotettavuus (> 1 h) suhteessa sähkönsiirtomahdollisuuksiin säilyy riittävän hyvänä. Maiden välisiä rajasiirtoyhteyksiä vahvistamalla parannetaan sähköjärjestelmän luotettavuutta ja päädytään yhtenäisempiin sähkön hintoihin. Hintaaerot sinänsä eivät aina ole riittäviä kannustimia rajasiirtoyhteyksien vahvistamiselle, koska vahvistukset vaikuttavat eri tavoin eri toimijoihin. Rajajohtoja vahvistetaan, jos yksityinen investoija itse hyötyy hintaerosta tai jos kantaverkkoyhtiöt haluavat parantaa markkinoiden toimivuutta kuten tekevät Pohjoismaissa.

Alueellista tuotantorakennetta pitäisi kehittää mahdollisimman optimaaliseksi. Optimaalisuuskäsitettä on valotettu yksinkertaistetulla mallilla, jossa hetkellisesti saavutetaan kokonaiskustannusten minimi. Kustannukset ja tulot ovat tasapainossa, mikäli energiakustannuksiltaan kallein hankintalähde on investointikustannuksiltaan ilmainen. Mallin avulla on osoitettu, että tuottajien kannalta paras strategia johtaa tuotantokapasiteetin niukkuuteen, koska jokainen voimalaitoksen sulkeminen parantaa tulosta ja jokainen kapasiteetin lisäys heikentää.

Luotettavuuden arvioinnin kannalta UCTEn käyttämä blokkitarkastelu tuottaa hyvän yleiskuvan vallitsevasta tilanteesta. Suomi osoittautuu tässä vertailussa tuotantokapasiteetiltaan ainutlaatuisen alijäämäiseksi eikä täytä luotettavuusmarginaalia. Tuotantokapasiteetin varmistamiseksi ei Suomessa ole käytössä ennalta sovittuja menettelytapoja. Venäjällä asia on ratkaistu erittäin monimutkaisella sähkömarkkinoiden sääntelyjärjestelmällä, jossa toimijoille asetetaan runsaasti pakotteita, mutta järjestelmän toimivuudesta ei ole vielä kokemuksia. Venäjällä kapasiteetin riittävyys pyritään turvaamaan sitovalla investointiohjelmalla ja sen kustannukset kerätään kapasiteettimarkkinoiden avulla. EU:ssa ei ole nähtävissä halukkuutta sääntelyn lisäämiseen, vaikka esimerkiksi kapasiteettimarkkinoita käytetään maailmalla tähän tarkoitukseen. Kapasiteettimarkkinat sinänsä on hankalasti ennakoitavissa oleva markkinoihin vaikuttamisen keino. Investointitukia voidaan kohdistaa kaikille voimalaitosinvestoinneille, ja investointituet

voidaan kerätä sähkön hinnan osana. Tarvittavien tukien määrä ja kohdistus riippuvat vallitsevasta kapasiteettitilanteesta ja politiikasta.

Suomen oma sähköntuotantokapasiteetti on jo nyt vahvasti alijäämäinen. Sen korjaamisen voi aloittaa kansallisella tasolla, koska koko pohjoismaisen sähkömarkkinamekanismin muuttaminen on epävarmaa.

Eri sähkömarkkinoita on arvioitu sähkömarkkinamallin avulla. Malli kuvaa kysynnän ja tarjonnan välistä tasapainoa sähkön tuotannon kannalta. Tärkein arviointiperuste on tukkusähköenergian tasapainohinta. Mallin ennustamistarkkuutta on arvioitu vertaamalla laskettuja hintoja toteutuneisiin. Keskimääräinen virhe, jonka olettaisi kasvavan ennustehorisontin pidetessä, on saanut alle 5 €/MWh:n arvoja tasaisesti aina 85 viikon ennustehorisonttiin asti, jonka jälkeen virhe on alkanut kasvaa. Suurin absoluuttinen virhe on ollut 45 €/MWh, joka on samaa suuruusluokkaa kuin sähkön hinta. Kun sama virhearvio tehtiin sähköpörssin vuosineljännestuotteille, saatiin samansuuntainen mutta kenties hieman stabiilimpi tulos. Johtopäätös on, että sähkömarkkinamallilla ei voi parantaa sähkön lähitulevaisuuden hintaennusteita, mutta pitkän aikavälin skenaariotarkasteluihin malli sopii.

Sähkömarkkinamallilla tutkittiin keskeisimpien tekijöiden vaikutusta Pohjoismaiden sähkön hintaan. Selkeä vaste oli kysynnällä, tuotantokapasiteetin määrällä ja sadannalla mutta ei niinkään yksittäisten polttoaineiden tai päästöoikeuksien hinnoilla. Mikäli useampi osatekijä vaikuttaa samansuuntaisesti, on hintaa nostava lisävaikutus huomattava, kun taas hintaa laskeva yhteisvaikutus ei ylikorostu.

Pohjoismaiden sähkömarkkinat toimivat monilta osiltaan varsin hyvin. Tuotannon ajoittaminen mukaan lukien vesiallasvaltaisen vesivoima lähenee optimaalista. Sähkömarkkinamallin avulla on esitetty todennäköinen tulevaisuuden kuva pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuoteen 2030 saakka. Sen mukaan tasapainohinta voi laskea 5–10 €/MWh riippuen kysynnän ja tuotantokapasiteetin kehitymisestä, kun mallioletuksena ovat nykyiset polttoainehinnat.

Saksan markkinoita on niin ikään tutkittu sähkömarkkinamallilla. Mallintamistyön aikana havaittiin, että Saksan kapasiteettitilanne on viime vuosina muuttunut entistä niukemmaksi. Matalille yöhinnoille malli ei antanut luotettavaa selitystä. Sähkömarkkinamallilla tutkittiin lisäksi tapauksia, jossa Saksan ydinvoiman alasajon lisäksi joko lisättiin tai vähennettiin hiilivoimaa. Sekä ydin- että hiilivoiman samanaikainen vähentäminen nostivat sähkön hintatason lähes kaksinkertaiseksi. On todennäköistä, että ydin- ja hiilivoima vähenevät hitaammin kuin optimistisimmat arviot ennakoivat.

Venäjän sähkömarkkinoista on tehty erillinen selvitys SEKKI-hankkeessa [Abdurafikov 2009]. Venäjän sähkönhintojen voidaan arvioida nousevan hillitysti, koska sähkön tuotannon hintataso määräytyy Venäjän omien energialähteiden sisämarkkinahintojen perusteella. Kapasiteetin lisärakentamisesta aiheutuvien kustannusten kattamisen on arvioitu osaltaan nostavan hintatasoa vähintään 10 €/MWh. Venäjällä vallitsee nyt kapasiteettivajaus, joten investointiohjelmien onnistuminen viime kädessä ratkaisee hinta-

8. Yhteenveto

tason kehityksen, mikäli sähkön kysyntä kasvaa oletetusti. Sähkön rajakauppa ei ole Venäjän kannalta merkittävää tulevaisuudessakaan, mutta sillä on edelleen merkitystä Suomelle ja Baltialle.

Baltian ylijäämäinen tuotantokapasiteettitilanne on kääntymässä alijäämäiseksi. Viron palavan kiven polton tulevaisuudesta vallitsee ristiriitaisia käsityksiä. Sähkön siirron kannalta Baltian blokkiin kuuluu myös alijäämäinen Kaliningrad. Tulevaisuudessa sähköä viedään Pohjoismaista Baltiaan. Myös siirtoyhteydet Puolaan ovat aukeamassa, mutta sähkövirran suuntaa ei voida vielä varmuudella päätellä. Puolan omien etujen mukaista on jatkaa hiilenpoltoa, mikä tosin on ristiriidassa päästövähennystavoitteiden kanssa.

Pohjoismainen sähkömarkkina toimii oikein vain osittain. Sähkömarkkinat käyttävät oikein olemassa olevaa tuotantokapasiteettia minimoiden muuttuvia tuotantokustannuksia. Sähkömarkkina ei kuitenkaan minimoi kokonaiskustannuksia vaan ainoastaan lyhyen aikavälin muuttuvia tuotantokustannuksia. Kysynnän hintajousto toteutuu lyhyellä aikavälillä (~1 h) vain niillä käyttäjillä, jotka optimoivat resurssiensa käyttöä ja jättävät ostamatta liian kallista sähköä. Pitkällä aikavälillä (~10 v.) sähkön pysyvä hintataso voi vaikuttaa kulutusrakenteeseen, minkä voi nähdä myös hintajoustopinnoiksi. Suurin osa sähkön kulutuksesta on täysin hintajoustamatonta. Hintajoustamaton kysyntä johtaa kalliiseen tarjontaan, jossa korkea mutta sinänsä oikea sähkön hinta ei tue pitkän aikavälin luotettavuusvaatimuksia. Hintajoustopinnoin lisäminen on keskeinen tavoite kehittäessä toimivampia sähkömarkkinoita. Kuluttajat vaikuttavat sähkön hintaan vain niiden kuluttajien osalta, jotka ostavat sähköä hintajoustavasti markkinahintaan, eli vähittäismarkkinoiden toiminnassa on tehostettavaa.

Korkealla sähköhinnalla on kahdenlaisia vaikutuksia. Toisaalta sähkön käyttö on liian kallista; toisaalta korkea hinta mahdollistaa investointeja sähköjärjestelmään ja sitä kautta sen ylläpitoa. Vain investoimalla voi sähköjärjestelmän rakenne uudistua ympäristömyönteisemmäksi.

Lähdeluettelo

Lähdeluettelossa olevien www-linkkien toimivuus on tarkistettu 29.1.2009.

Abdurafikov, R. 2007. Scenarios for electricity power sector development in the North-West of Russia. Lappeenranta University of Technology.

Abdurafikov, R. 2009. Russian electricity market. Current state and perspectives. VTT Working Papers 121. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2009/W120.pdf>.

Baltso 2007. Baltso annual report. Baltso, the cooperation organization of Estonian, Latvian and Lithuanian Transmission System operators. http://www.baltso.eu/fileadmin/uploads/BALTSO_documents/BALTSO_07.pdf.

Barroso, L., Street, A., Granville, S. & Bernardo, B. 2008. Bidding Strategies in Auctions for Long-Term Electricity Supply Contracts for New Capacity. http://www.psr-inc.com/psr/download/papers/IEEE_GM_2008_003.pdf.

Battle, C. & Pérez-Arriaga, I. 2007. Design criteria for implementing a capacity mechanism in deregulated electricity markets. IIT Working paper IIT-07-0241. <http://www.iit.upcomillas.es/battle/Design%20criteria%20for%20implementing%20a%20capacity%20mechanism%20in%20deregulated%20electricity%20markets%20v3%20%20Battle.pdf>.

Botterud, A., Ilic, M. & Wangensteen, I. 2005. Optimal Investments in Power Generation Under Centralized and Decentralized Decision Making. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 1, Febr. 2005.

(EY) N:o 1228/2003. 1228/2003/EY. Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävissä sähkön kaupassa. 26.6.2003.

EY 2006. 2006/770/EY. Komission päätös, tehty 9. päivänä marraskuuta 2006, verkkoon pääsyä koskevista edellytyksistä rajat ylittävissä sähkön kaupassa annetun asetuksen (EY) N:o 1228/2003 liitteen muuttamisesta. Euroopan unionin virallinen lehti, 11.11.2006, L 312/59-65.

EY 2007. IP/07/1614. Emission trading: EU-wide cap for 2008–2012 set at 2.08 billion allowances after assessment of national plans for Bulgaria. Brussels, 26 October 2007.

Ehrenmann, A., & Smeers, Y. 2008. Energy Only, Capacity Market and Security of Supply. Ehrenmann and Smeers, Ecore Discussion paper. http://www.ecore.be/DPs/dp_1203678053.pdf.

Energiamarkkinavirasto 2008. Voimalaitosten käytettävyysselvitys. http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Voimalaitosten_kaytettavyyselvitys.pdf.

- Energiautiset 2008. Saksan ilmastotoimet "säästävät viisi miljardia euroa". Energiautiset 1-2008.
- European Parliament 17.12.2008. P6_TA-PROV(2008)12-17. Texts adopted at the sitting of Wednesday 17 December 2008.
- ETSO 2008, European Transmission System Operators. ETSO NTC Map, http://www.etso-net.org/NTC_Info/map/e_default.asp.
- EWI 2007. Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/energieszenarien-fuer-energiegipfel-2007,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- EWIS 2007. European Wind Integration Study (EWIS) Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids, Final Report 2007, European Transmission System Operators (ETSO) <http://www.etso-net.org/upload/documents/Final-report-EWIS-phase-I-approved.pdf>.
- Federal Ministry 2005. EWI/prognos – Study the Trend of Energy Markets up to the Year 2030. Federal Ministry of Economics and Labour. Documentation No 545. May 2005. <http://www.bmwi.de/English/Redaktion/Pdf/ewi-prognos-study-trend-of-energy-markets,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=en,rwb=true.pdf>.
- Fingrid 2008. Transmission service terms for Fingrid's Russian cross-border connections. Julkaistu www-sivuilla http://www.fingrid.fi/portal/in_english/services/cross-border_services/power_transmission_on_russian_connections/.
- Flataboe, N., Haugstad, A., Mo, B. & Fosso, O. 1998. Short-term and Medium-term Generation Scheduling in the Norwegian Hydro System under a Competitive Power Market Structure.
- Hogan, W. 2007. Acting in Time: Regulating Wholesale Electricity Markets. William W. Hogan. http://ksghome.harvard.edu/~whogan/Hogan_neca_051707.pdf.
- Joskow, P. 2007. Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design. http://web.mit.edu/ceepr/www/publications/reprints/Reprint_190_WC.pdf.
- Kara, M., Syri, S., Lehtilä, A., Helynen, S., Kekkonen, V., Ruska, M. & Forsström, J. 2006. The impacts of EU CO₂ emission trading on electricity markets and electricity consumers in Finland. Energy Economics 30(2008), s. 193–211.
- Khalfallah, M. 2006. Long-term capacity adequacy in electricity markets: Reliability contracts VS Capacity obligations. <ftp://ftp.gate.cnrs.fr/RePEc/2006/0614.pdf>.
- Kekkonen, V. & Pursiheimo, E. 2005. Selvitys sähkön tuontimahdollisuuksista Suomeen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta. Espoo: VTT Working Papers 16. ISBN 951-38-6567-3. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2005/W16.pdf>.
- Kekkonen, V., Koreneff, G. & Pursiheimo, E. 2006. Selvitys Kernovo–Kotka-merikaapelin vaikutuksista Suomen ja Pohjoismaiden sähkömarkkinoihin. VTT, Espoo, huhtikuu 2006. http://www.tem.fi/files/16175/VTT_Kernovo_Kotka_2006_04.pdf.
- Koljonen, T., Kekkonen, V., Lehtilä, A., Hongisto, M. & Savolainen, I. 2004 Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2004/T2259.pdf>.

- Koljonen, T., Ruska, M., Pahkala, K., Flyktman, M., Forsström, J., Kiviluoma, J., Kirkinen, J. & Lehtilä, A. 2009. Energiaresurssit ja -markkinat. (Draft. VTT Tiedotteita.)
- Koreneff, G., Ruska, M., Kiviluoma, J., Shemeikka, J., Lemström, B., Alanen, R. & Koljonen, T. 2009. Future development trends in electricity demand. Espoo 2009. VTT Tiedotteita – Research Notes 2470. 79 s. <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2009/T2470.pdf>.
- NEP 2008. Nordic energy perspectives -projektiivivut: <http://www.nordicenergyperspectives.org>.
- Nordel 2008. Power balance Winter 2008–2009. <http://www.nordel.org/content/default.asp?pagename=openfile&DocID=5940>.
- Oren, S. 2000. Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets. http://www.pserc.wisc.edu/ecow/get/publicatio/2000public/oren_capacity_payment.pdf.
- Pereira, M. 1986. Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems – An Overview. Planning and Operation of Electric Energy Systems. Proceedings of the IFAC Symposium, Rio de Janeiro, Brazil, 1985. Pergamon Press, Oxford, England.
- Reuters 1.12.2008. UE “very close” to climate package deal: Poland. <http://www.reuters.com/article/environmentNews/idUSTRE4B03BG20081201>.
- Suomen laki 1082/2006. Laki sähköntuotannon eräiden tehoreservien käytettävyyden varmistamisesta. (Tehoreservilaki) <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2006/20061082>.
- Tamminen, E. & Kekkonen, V. 2001. A dynamic programming model for forecasting the prices on an electricity market with stochastic demand and water inflow, I theory and II detailed structure of the optimisation sub-model. Tesla Research Program. ENE6/38/01 ja ENE6/43/01.
- Tamminen, E. & Wistbacka, M. 2001. Capacity and cost models for the thermal power systems with random outages of plants. Tesla Research Program. ENE6/44/01.
- TEM 2008. Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. http://www.tem.fi/files/20585/Selontekoehdotus_311008.pdf.
- UCTE 2008a. UCTE, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, the association of transmission system operators in continental Europe, System Adequacy Methodology.
- UCTE 2008b. UCTE, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity, the association of transmission system operators in continental Europe, System Adequacy Forecast 2008–2020. http://www.ucte.org/library/systemadequacy/saf/UCTE_SAF_2008-2020.pdf.
- UCTE 2009. System adequacy forecast 2009–2020, skenaariotaulukot. http://www.ucte.org/library/news/UCTE_SAF-2009-2020_Scenarios.zip.
- Unger, T., Ravn, H., Koljonen, T., Springfeldt, P. E. & Torgersen, L. 2006. The energy model toolbox. Teoksessa: Bo Rydén (toim.). Ten Perspectives on Nordic Energy. Final report for the first phase of the Nordic Energy Perspectives project, September 2006. ISBN 91-631-9259-4. <http://www.nordicenergyperspectives.org/boksep06.asp>.

VTT ja Fingrid 2008. Sähköntuotannon tasapainon arvioiminen tulevaisuudessa. Selvitys työ- ja elinkeinoministeriölle ilmasto- ja energiastrategian tausta-aineistoksi. VTT ja Fingrid Oyj. http://www.tem.fi/files/19728/Sahkontuotannon_tasapainon_arvioiminen_tulevaisuudessa._VTT_ja_Fingrid_Oyj_huhtikuu_2008.pdf.

Zaikina, N. 2008. Russian power market reform. http://www.fingrid.fi/attachments/fi/media/Seminaarit/zaikina_rus_power_reform_eng.pdf.

SEKKI-hankkeessa (Suomalaisen energiateollisuuden kilpailukyky ilmastopolitiikan muuttuessa) on tutkittu suomalaisen energiateollisuuden kilpailukykyyn vaikuttavia tekijöitä, kun taustalla ovat ilmastonmuutoksen hillintä, niukkenevat energioresurssit sekä energiateknologioiden kehitys. Hanke toteutettiin Valtion teknillisen tutkimuskeskuksen (VTT), Maa- ja elintarviketalouden tutkimuskeskuksen (MTT) ja Suomen Pankin Siirtymätalouksien tutkimuslaitoksen (BOFIT) yhteishankkeena osana Tekesin Climbus-ohjelmää.

SEKKI-hankkeen yhtenä tutkimuskohteena oli ”Sähkömarkkinoiden tulevaisuus”. Siinä tutkittiin sähkön kysynnän kehitystrendejä, Venäjän sähkömarkkinoiden tulevaisuutta ja sähkömarkkinoiden integroitumista sekä sähkön hinnan muodostumista. SEKKI – Sähkömarkkinoiden tulevaisuus -osion loppuraportointi käsittää seuraavat raportit: Future development trends in electricity demand, Russian electricity market ja Euroopan yhden-tyvät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta (tämä).

SEKKI-hankkeen julkaisuja VTT Tiedotteita - Research Notes -sarjassa:

- (tulossa) Koljonen, Tiina, Ruska, Maija, Koreneff, Göran, Pahkala, Katri, Solanko, Laura, Forsström, Juha, Kekkonen, Veikko, Kirkinen, Johanna, Korhonen, Iikka & Lehtilä, Antti. Suomalaisen energiateollisuuden kilpailukyky ilmastopolitiikan muuttuessa. SEKKI-hankkeen yhteenvetoraportti. 2009.
- (tulossa) Koljonen, Tiina, Ruska, Maija, Pahkala, Katri, Flyktman, Martti, Forsström, Juha, Kiviluoma, Juha, Kirkinen, Johanna & Lehtilä, Antti. Energiaresurssit ja -markkinat. 2009.
- 2470 Koreneff, Göran, Ruska, Maija, Kiviluoma, Juha, Shemeikka, Jari, Lemström, Bettina, Alanen, Raili & Koljonen, Tiina. Future development trends in electricity demand. 2009. 79 p.

SEKKI-hankkeen julkaisuja VTT Working Paper -sarjassa:

- 120 Kekkonen, Veikko & Koreneff, Göran: Euroopan yhden-tyvät sähkömarkkinat ja markkinahinnan muodostuminen Suomen näkökulmasta. 2009. 80 s.
- 121 Abdurafikov, Rinat. Russian electricity market. Current state and perspectives. 2009. 77 p. + app. 10 p.

(tulossa) Forsström, Juha. Euroopan kaasunhankinnan malli. 2009.