

Selvitys sähkön tuontimahdollisuuksista Suomeen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta

Veikko Kekkonen & Esa Pursiheimo

VTT Prosessit

ISBN 951-38-6567-3 (URL: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/>)
ISSN 1459-7683 (URL: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/>)

Copyright © VTT 2005

JULKAISIJA – UTGIVARE – PUBLISHER

VTT, Vuorimiehentie 5, PL 2000, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 4374

VTT, Bergsmansvägen 5, PB 2000, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 4374

VTT Technical Research Centre of Finland, Vuorimiehentie 5, P.O. Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland
phone internat. + 358 20 722 111, fax + 358 20 722 4374

VTT Prosessit, Lämpömiehenkuja 3, PL 1606, 02044 VTT
puh. vaihde 020 722 111, faksi 020 722 6538

VTT Processer, Värmemansgränden 3, PB 1606, 02044 VTT
tel. växel 020 722 111, fax 020 722 6538

VTT Processes, Lämpömiehenkuja 3, P.O.Box 1606, FIN-02044 VTT, Finland
phone internat. +358 20 722 111, fax +358 20 722 6538

Tekijä(t) Kekkonen, Veikko & Pursiheimo, Esa		
Nimeke Selvitys sähkön tuontimahdollisuuksista Suomeen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta		
Tiivistelmä Selvityksessä on laskettu sähkön tuonti- ja vientimahdollisuuksia Suomen ja muiden Pohjoismaiden välillä vuosina 2005–2030. Laskenta on tehty VTT:n sähkömarkkinamallilla, joka ajoittaa vesivoiman tuotannon optimaalisesti muun sähköntuotannon kanssa ns. vesiarvomenetelmällä. Keskeisimmät lähtöoletukset perustuvat eri Pohjoismaiden viranomaisarvioihin. Tulosten mukaan Suomen sähkötase muuttuu yhä enemmän vientipainotteiseksi, joskin tasapaino on erittäin herkkä erilaisten taustatekijöiden vaikutukselle. Tärkein vaikuttava tekijä on luonnollinen vesitilannevaihtelu, pitkään jatkuva kuivuus on todellinen riski pohjoismaiselle sähköjärjestelmälle. Runsasvetisessä tilanteessa Suomi tuo sähköä Pohjoismaista. Sähkön siirtoyhteyksien vahvistaminen Venäjälle lisäisi sähkön vientiä Suomesta Pohjoismaihin. Saksan hintatasolla on suuri merkitys pohjoismaiselle sähkön hinnalle ja myös Suomen sähkön tuontiin ja vientiin.		
Avainsanat electricity markets, electricity market model, stochastic dynamic programming		
Toimintayksikkö VTT Prosessit, Lämpömiehenkuja 3, PL 1606, 02044 VTT		
ISBN 951-38-6567-3 (URL: http://www.vtt.fi/inf/pdf/)		Projektinumero C4SU00529
Julkaisuaika Tammikuu 2005	Kieli Suomi, engl. tiiv.	Sivuja 39 s. + liitt. 53 s.
Projektin nimi Selvitys sähkön tuontimahdollisuuksista Suomeen Pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta	Toimeksiantaja(t) Kauppa- ja teollisuusministeriö	
Avainnimeke ja ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/inf/pdf/)	Julkaisija VTT Tietopalvelu PL 2000, 02044 VTT Puh. 020 722 111 Faksi 020 722 4374	

Published by



Series title, number and
report code of publication

VTT Working Papers 16
VTT-WORK-16

Author(s) Kekkonen, Veikko & Pursiheimo, Esa		
Title Electricity import options for Finland from the Nordic electricity markets		
Abstract Finnish electricity balance between Finland and other Nordic countries has been calculated over years 2005–2030. The water value method has been applied, which means an optimisation of the use of water reservoirs and other electricity production. Input data has been collected from official estimates used for emission trade allocations. The Finnish electricity balance tends to turn more export, but there are several factors, which deform the balance. The most important factor is precipitation balance, long time dryness is a risk for the Nordic electricity system. During wet years Finland will import electricity. More interconnection to Russia would increase Finnish export to Nordic countries. Price level on German markets will affect significant to Nordic electricity markets and also Finnish electricity balance.		
Keywords electricity markets, electricity market model, stochastic dynamic programming		
Activity unit VTT Processes, Lämpömiehenkuja 3, P.O.Box 1606, FIN-02044 VTT, Finland		
ISBN 951-38-6567-3 (URL: http://www.vtt.fi/inf/pdf/)		Project number C4SU00529
Date January 2005	Language Finnish, engl. abstr.	Pages 39 p. + app. 53 p.
Name of project A briefing, electricity import options for Finland from the Nordic electricity markets	Commissioned by Ministry of Trade and Industry	
Series title and ISSN VTT Working Papers 1459-7683 (URL: http://www.vtt.fi/inf/pdf/)	Publisher VTT Information Service P.O. Box 2000, FIN-02044 VTT, Finland Phone internat. +358 020 722 111 Fax +358 20 722 4374	

Alkusanat

Kauppa- ja teollisuusministeriö on teettänyt tämän konsulttiselvityksen osana valtioneuvoston energia- ja ilmastostrategian uudistustyöhön liittyviä taustaselvityksiä. Työn tarkoituksena on tutkia, minkä verran voidaan perustellusti olettaa tuotavan sähköä Suomeen naapurimaista, ja pääpaino on asetettu tuontimahdollisuuksien selvittämiseen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta. Selvityksen tekijäksi on valittu VTT Prosesstit. Työn valvojina ovat olleet yli-insinööri Petteri Kuuva ja yli-insinööri Timo Ritonummi, molemmat kauppa- ja teollisuusministeriöstä. Selvityksestä on vastannut erikoistutkija Veikko Kekkonen ja työhön on osallistunut tutkija Esa Pursiheimo, molemmat VTT Prosesseista. Selvitys on tehty laskentasovelluksena VTT:n sähkön markkinahintamallilla. VTT Prosessit yksin vastaa selvityksen tuloksista.

Espoossa tammikuussa 2005

Veikko Kekkonen

Sisällysluettelo

Alkusanat.....	5
1. Johdanto	7
2. Tehtävän kuvaus	8
3. Laskentamalli.....	10
4. Skenaariot	13
5. Lähtötiedot	17
5.1 Kysyntä.....	17
5.2 Tarjonta.....	18
5.2.1 Olemassa oleva kapasiteetti	19
5.2.2 Kapasiteettimuutokset.....	23
5.2.3 Energiahinnat	27
6. Tulokset.....	29
7. Johtopäätökset.....	34
8. Yhteenveto	36
Lähdeluettelo	37
Liitteet	
Liite A: MH-mallin menetelmä	
Liite B: Mallilaskennalla tuotetut sähkön tuotanto ja kauppataiset	

1. Johdanto

Hallitusohjelmansa mukaisesti valtioneuvosto on uudistamassa kansallista ilmasto- ja energiastrategiaansa keväällä 2005. Uudessa strategiassa otetaan huomioon EU:n päästökauppadirektiivin sisältö ja Kioton mekanismit sekä valmistaudutaan Kioton pöytäkirjan sitoumuskauden jälkeisiin neuvotteluihin ottaen huomioon kansantaloudellinen kilpailukyky. Kansallisen strategian kokoamisvastuu on kauppa- ja teollisuusministeriöllä, työhön osallistuvat lisäksi liikenneministeriö, maa- ja metsätalousministeriö, ulkoministeriö, valtionvarainministeriö ja ympäristöministeriö.

Ilmasto- ja energiastrategian yhtenä taustaselvityksenä kauppa- ja teollisuusministeriö on päättänyt teettää tämän selvityksen pohjoismaisten sähkömarkkinoiden kysyntä- ja tarjontatilanteesta. Tutkimuksen keskeisenä tavoitteena on selvittää, minkä verran voidaan perustellusti olettaa sähköä tuotavan Suomeen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta.

2. Tehtävän kuvaus

Selvityksen tarkoituksena on tutkia Pohjoismaiden, Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska, sähkön kulutuksen ja tarjonnan näkymiä yksityiskohtaisemmin ajanjaksolla, joka ulottuu vuosiin 2010 ja 2015, jotka edustavat Kioton ensimmäisen ja toisen kauden puoliväliä. Luonnollisesti tarkastelu aloitetaan nykytilanteesta, vuodesta 2005, ja käytettävän mallin kalibroimiseksi suoritetaan tarkasteluja myös vuosille 2002, 2003 ja 2004.

Pidemmällä jaksolla vuoteen 2030 saakka kehitystä arvioidaan yleisemmällä tasolla. Lähtötietojen määrittely tältä osin on selvityksen tekijän vastuulla.

Sähkön kysynnän osalta käytetään lähtötietoina kussakin maassa tehtyjä viimeisimpiä viranomais selvityksiä, joita erityisesti Suomessa, Ruotsissa ja Tanskassa on tehty alkavan EU:n päästökaupan jakosuunnitelmien vuoksi.

Viranomais selvitysten lisäksi tehtävänä on vertailla tietoja energia-alan omiin selvityksiin, kuten kansallisten sähköntuottajajärjestöjen selvitykset ja kantaverkkoyhtiöiden ja Nordelin selvitykset.

Sähkön tarjonnan osalta on valittu lähestymistavaksi tarkastella tilannetta Pohjoismaiden sähkömarkkinoita simuloivalla laskentamallilla.

Vesivoiman tuotantokyvyn osalta tarkastellaan normaalia, kuivaa ja märkää vesivuotta.

Koska vuoden 2005 alussa alkavan EU:n päästökaupan päästöoikeuden hinnalla on vaikutusta sähköntuotantoon pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla, suoritetaan tarkastelut eri päästöoikeuden hintatasoilla.

Mahdollisen uuden Venäjän – Suomen merikaapelin vaikutusta selvitetään erikseen.

Polttoaineiden hintakehityksen oletetaan noudattavan IEA:n World Energy Outlookissa esitettyjä skenaarioita.

Tuotantokapasiteetin osalta on olemassa sitovia suunnitelmia vain muutamista yksittäisistä voimalaitoshankkeista. Selvityksen tavoitteena on konkretisoida asiantuntija-arviona viranomais selvityksissä esitetyt sähkön tuotantomääräarviot yksityiskohtaisiksi voimalaitoskapasiteetin kehitysarvioiksi.

Selvityksen tuloksena saadaan arvio Pohjoismaiden sähkömarkkinoiden kysynnästä ja tarjonnasta eri voimantuotantotavoilla sekä arvio Suomen ja muiden Pohjoismaiden tuonti- ja vientimahdollisuuksista.

Tässä selvitysraportissa kuvataan ainoastaan keskeisimmät lähtötiedot. Tuloksista esitetään taulukossa eri vuosille ja eri skenaarioille Suomen tuontimäärät ja laskennallinen tasapainohinta lyhyesti kommentoituna. Yksityiskohtaisemmat taseet esitetään liitetietoina.

3. Laskentamalli

Selvityksen laskennat on tehty VTT:n sähkön markkinahintamallilla. Malli perustuu sähkön kysynnän ja tarjonnan jokahetkiseen tasapainoon. Malli koostuu Pohjoismaiden sähkömarkkina-alueesta, jossa on maittain kuvattu sähkön tarve ja hankinta. Malli tuottaa sähkön edullisuusjärjestyksessä eri tuotantoluokissa. Vesivoiman käyttö arvioidaan ns. vesiarvomenetelmällä, mikä yksinkertaistetusti tarkoittaa, että stokastisella dynaamisella ohjelmointimenetelmällä tarkastellaan kaikkia mahdollisia vedenkäyttövaihtoehtoja ja valitaan niiden joukosta muuttuvilta kustannuksiltaan halvin.

Malli on tarkemmin kuvattu tutkimusraporteissa (Tamminen 2001) ja tämän selvityksen liitteessä A. Mallia on aiemmin sovellettu mm. kuvattaessa päästökaupan merkitystä (Koljonen T. et al. 2004).

Malli laskee siirtoyhteyksittäin ja viikoittain sähkön tuonnin ja viennin Pohjoismaiden ulkopuolisten alueiden suhteen. Mallissa ulkomaankaupan tuontiyhteydet kilpailevat Pohjoismaiden oman hankintakapasiteetin kanssa ja vientiyhteydet luovat mahdollisuuden vähentää kokonaiskustannuksia vientituloilla. Laskentaa varten jokaisesta siirtoyhteydestä on annettava lähtötietona kapasiteetit (MW) eri suuntiin ja hinta eri ajanhetkinä. Käytännössä vastapuolen hintatieto on vaikeasti ennustettavissa.

Sitä vastoin markkinahintamalli ei käsittele sisäisten alueiden eikä Pohjoismaiden välisiä sähkönsiirtoja, vaan tarkastelu tehdään ns. systeemihintatasolla. Tasetarkastelulla on kuitenkin selvitettävissä maakohtaiset sisäiset taseet systeemihintatasolla. Maiden väliset siirtokapasiteetit eivät kuitenkaan rajaa tällä tavalla laskettua siirtoa, vaan se voi muodostua epärealistisen suureksi.

Maakohtaisessa tasetarkastelussa otetaan huomioon vuosien energiatasolla seuraavat komponentit:

+ Maakohtainen vesivoiman tuotanto saadaan koko markkina-alueen yhteenlasketusta vesivoimantuotannosta jakamalla se eri maille tulovirtaamien suhteessa.

+ Maakohtainen muu sähköntuotanto saadaan laskemalla yhteen kaikki maan muun sähköntuotannon eri tuotantoluokkien odotusarvot.

+ Maakohtainen vienti/tuontitase saadaan suoraan mallin tuloksista.

- Maakohtainen sähkön tarve saadaan koko markkina-alueen yhteenlasketusta sähkön tarpeesta jakamalla se eri maille vuosikulutusten suhteessa.

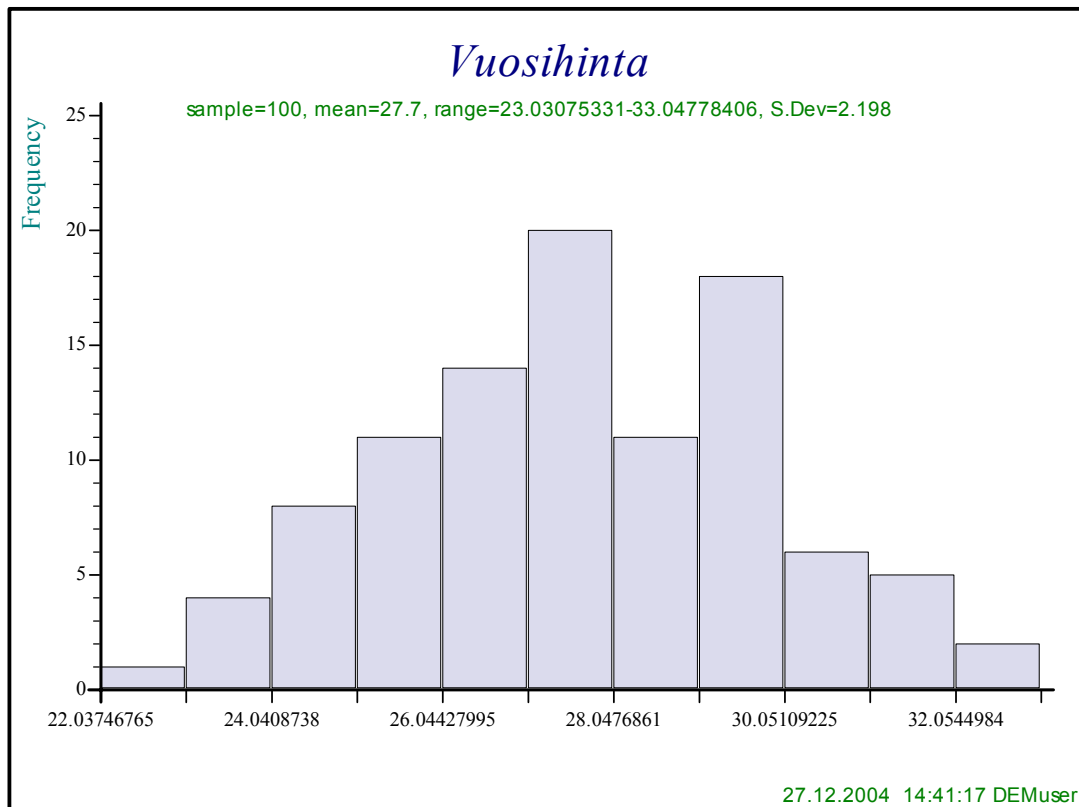
= Taseen maakohtainen loppusumma on tuotantopoiikkeama, positiivinen luku tarkoittaa ylijäämää, eli vientiä muihin Pohjoismaihin ja negatiivinen luku alijäämää, eli tuontia muista Pohjoismaista. Kysymyksessä on nettopoiikkeama vuositasolla. Nykyisellä markkinahintamallilla ei voida tuottaa tämän poiikkeaman ajallista eikä tilastollista jakautumaa.

Tulostettava tasepoiikkeama on 100:n simuloinnin keskiarvo, kun simuloinnissa variaidaan lähinnä vesivuoden toteutumaa. Tämän selvityksen tärkein lopputulos kussakin laskentatapauksessa on tasepoiikkeama Suomen kannalta, eli sähkön tuonti/vienti Suomessa muiden Pohjoismaiden suhteen. Laskentatapauksittain tulostetaan sähkön tuotanto maittain eri tuotantoluokissa ja eri polttoaineittain. Ulkomaankauppataseet esitetään vuositasolla siirtoyhteyksittäin. Mielenkiintoisena lisätietona saadaan tasapainohinnan vuosikeskiarvo. Koska se on markkinahintamallin keskeisin tulos, siitä on myös saatavissa ajallinen ja tilastollinen jakauma (Kuva 1 ja Kuva 2).

Viikkokeskiarvon kvartiilit



Kuva 1. Esimerkki markkinahintamallin tasapainohintajakaumasta skenaariossa 2005 "Normaali". Markkinahinta on yleensä aina selvästi korkeampi kuin tasapainohinta.



Kuva 2. Esimerkki tasapainohinnan vuosikeskiarvon jakaumasta 100:ssa simuloinnissa. Skenaario: 2005 "Normaali".

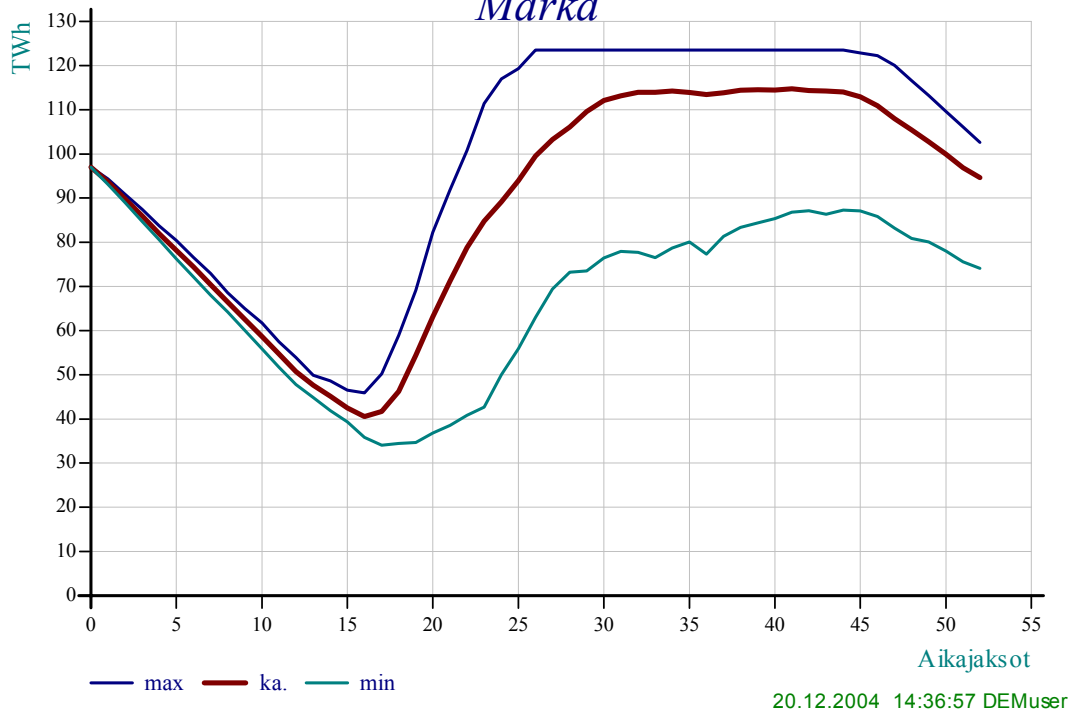
Tasapainohinta ei ole sama kuin markkinahinta. Tasapainohinta on seurausta eri voimantuotantoluokkien keskinäisestä, lähinnä polttoainekustannuksiin perustuvasta edullisuusjärjestyksestä. Tasapainohinnan ja markkinahinnan välillä on kuitenkin vahva korrelaatio. Vesivuosien erilaisuudesta johtuen myös tasapainohinta on jakautunut laajalle alueelle, kuten kuva (Kuva 2) osoittaa.

4. Skenaariot

Tarkastellaan vuosia 2005, 2010, 2015 ja 2030.

Jokainen vuosi lasketaan erillisenä laskentapisteenä, koska täydellisen 25 vuotta pitkän jatkuvan aikasarjan laskenta olisi mallille ylivoimainen tehtävä. Yhden irrallisen laskentavuoden käsittelyn ongelmana on, että ei ole tietoa vesitilan alku- ja loppuarvoista. Siksi joudutaan tekemään lisäoletta, että vesivarastossa ei tapahdu tilamuutosta vuoden aikana, varaston lopputila on sama kuin alkutila. Menetelmä suorittaa sisäisesti iterointisarjan, jossa vesiarvo asettuu kohdalleen varastoon jäävän veden lopputilakyvityksen suhteen. Käytännössä tätä havainnollistaisi laskentaprosessi, jossa olisi peräkkäin riittävän monta täsmälleen samanlaista vuotta siten, että laskenta lopetetaan, kun vesivaraston tila alkaa toistaa itseään. On luonnollista, että stabiilissa tilanteessa vesivaraston tilakaan ei muutu vuoden aikana, kuten kuva osoittaa (Kuva 3). Stabiilisuusoletus ei täysin päde poikkeuksellisiin vesivuosiin, koska olisi väärin olettaa poikkeuksellisen vesitilanteen toistuvan samanlaisena kaksi perättäistä vuotta. Siksi mallin stabilointiosuus lasketaan aina normaalille vesivuodelle. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että poikkeuksellista vesivuotta oletetaan seuraavan normaali vesivuosi, johon toimijat varautuvat vuoden lopussa. Vuosikalibrointi on manuaalinen vaihe laskentaprosessissa, ja se tapahtuu varaston alkutilaa muuttamalla. Tuloslomakkeessa (Liite B) kalibroinnin tarkkuus ilmenee varastomuutoksena (esimerkiksi ”97 -0,1 TWh alkuvarasto ja lisäys”).

*FIN SWE NOR DEN 2010 Vesivarastojen tila
Märkä*



Kuva 3. Tasapainotilassa vesivaraston tila ei muutu vuoden jaksolla.

Erilaisia kehitysvaihtoehtoja tarkastellaan skenaarioina. Skenaariot on esitetty seuraavassa taulukossa. (Taulukko 1)

Taulukko 1. Skenaariot.

Skenaarion tunnus	Kuvaus
1. Normaali	Normaali vesivuosi ja normaali päästöoikeuden hinta (10 tai 20 €/t)
2. Kuiva	Poikkeuksellisen kuiva vesivuosi
3. Märkä	Poikkeuksellisen runsasvetinen vesivuosi
4. Päästöhinta 0	Päästöoikeuden hinta 0 €/t
5. Päästöhinta 20	Päästöoikeuden hinta korkea (20 tai 30 €/t)
6. Venäjä +1000 MW	Venäjältä Suomeen tuontikapasiteettia lisätään 1000 MW (= yht. n. 2500 MW)
7. Saksan hintataso +/-0	Saksassa sama hintataso sama kuin Pohjoismaissa
8. Saksan hintataso -5 EUR	Saksan hintataso 5 €/MWh alempi kuin Pohjoismaissa
9. Saksan hintataso +5EUR	Saksan hintataso 5 €/MWh korkeampi kuin Pohjoismaissa

Käytetyt 9 skenaariota on valittu siten, että verrattuna perusskenaarioon 1. vain yhtä parametria on poikkeutettu. Näin saadaan selvimmän näkymään poikkeutettavan parametrin osittaisvaikutus, ja samoin myös päästään kohtuullisella määrällä laskentatapauksia (4 vuotta x 9 skenaariota = 36 tapausta). Yhden laskennan tulos sisältää valtavan määrän yksityiskohtaista tietoa pohjoismaisen sähköjärjestelmän käyttäytymisestä, joten pelkästään tulosten esittäminen on pienoinen ongelma. Tässä selvityksessä on tyydytty esittämään yhden laskentatapauksen tulos kahtena tuotantotaseena, vuotuinen tuotanto tuotantotavoittain ja polttoaineittain ja yhtenä ulkoisena tuonti/vientitaseena (liite B).

Skenaariot 7, 8 ja 9 kuitenkin muodostavat yhdessä parametritarkastelun Saksan hintatason vaikutuksesta Suomen sähköntuontiin normaaliollettamin muiden parametrien suhteen.

”1. Normaali” on mahdollisimman neutraali skenaario. Vesivuosi on tulovirtaamaltaan pitkän aikavälin keskiarvon mukainen, kuitenkin siten, että siinä on käytetty simuloitua 100 v vesivuositilastoa, jossa esiintyy kaikenlaisia poikkeuksellisia virtaamia tilaston mukaisessa suhteessa. Päästöoikeuden hintana on käytetty 10 €/t aina vuoteen 2015 asti, 2030 normaaliksi päästöoikeuden hinnaksi on oletettu 20 €/t. Venäjältä tuontikapasiteettia on n. 1500 MW, ja sitä on käytetty lähes täysimääräisesti (10–13 TWh/a). Saksasta ja osittain myös Puolasta tuonti ja myös vienti on rajattu pois tekemällä se hintaohjauksella kannattamattomaksi.

”2. Kuiva” kuvaa poikkeuksellisen kuivaa vesivuotta. Lähtötiedot ovat muuten samat kuin normaaliskenaariossa, mutta tulovirtaama on 75 % keskimääräisestä. Ruotsin tulovirtaamatilastojen (Ruotsi 2002) mukaan tällainen kuivuus esiintyy hieman harvemmin kuin kerran kymmenessä vuodessa.

”3. Märkä” kuvaa poikkeuksellisen runsasvetistä vesivuotta. Lähtötiedot ovat muuten samat kuin normaaliskenaariossa, mutta tulovirtaama on 125 % keskimääräisestä. Ruotsin tulovirtaamatilastojen (Ruotsi 2002) mukaan tällainen kuivuus esiintyy hieman harvemmin kuin kerran kymmenessä vuodessa.

”4. ja 5. Päästöhinta” kuvaavat herkkyyttä päästöoikeuden hinnan suhteen, kun muut lähtötiedot ovat samat kuin normaaliskenaariossa. Skenaario 4 kuvaa tilannetta, jossa päästöoikeudella ei ole hintaa (= 0 €/t) ja skenaario 5 suurempaa skenaariota verrattuna normaaliskenaarioon. Vuosille 2005 ... 2015 se on 20 €/t ja vuodelle 2030 30€/t.

”6. Venäjä + 1000 MW” kuvaa tapausta, jossa siirtokapasiteettia Venäjältä on kasvatettu 1000 MW nykyisestä n. 1500 MW:stä, siis yhteensä n. 2500 MW. Muut lähtötiedot ovat samat kuin normaaliskenaariossa. Hintaohjaus on asetettu niin, että täysimääräinen tuonti on lähes aina kannattavaa. Vuonna 2030 kuitenkin hintaa on nostettu, koska ei liene realistista olettaa, että yhteisillä vahvoilla sähkömarkkinoilla voisi vallita tilannet-

ta, jossa jollakin alueella hintataso on systemaattisesti alempi kuin muualla. Voidaan olettaa Venäjän oman sähköntarpeen lisääntyvän suhteessa sähköntuotantokapasiteetin, ja voidaan olettaa lisääntyvien sähkövientimahdollisuuksien johtavan kilpailutilanteeseen eri ostajien kesken.

”7., 8. ja 9. Saksan hintataso” kuvaavat herkkyyttä manner EU:n sähkömarkkinoille. Käsittely mallissa on tältä osin täysin laskennallinen järjestely. Normaaliskenaario on laskettu siten, että hintaohjauksella Saksan ja Puolan suhteen sähkökauppa on tehty kannattamattomaksi. Tähän virheelliseen lähtöoletukseen on päädytty siksi, että tehtävä on voitu rajata suppeammaksi. Olisi haasteellista ennustaa eri markkinoiden hintoja kymmeniksi vuosiksi eteenpäin tuntitarkkuudella. Skenaarioluonteisesti hintatasoksi on asetettu poikkeamat 0, -5 ja + 5 €/MWh verrattuna normaaliskenaarioon. Kun ensin on laskettu normaaliskenaario, on katsottu, mikä oli keskihinta ja kyseistä keskihintaa on poikkeutettu edellä esitetyllä määrällä. Poikkeutus on tehty sekä Saksan että Puolan hintoihin. Tuontihinnaksi on asetettu hieman suurempi luku kuin vientihinnaksi, jotta malli ei ala kierrättää sähköä. Siirtokapasiteetit ovat nykyiset ja esitetty taulukossa (Taulukko 5).

Sekä kysyntäarvioiden että tuotantokapasiteetin kehittymisarvioiden suhteen voidaan esittää lukemattomia erilaisia toteutumavaihtoehtoja. Tähän selvitykseen on valittu vain yksi toteutumaskenaario, mikä perustuu tuoreimpiin viranomais selvityksiin. Ja samaa linjaa noudattaen vuodelle 2030 on tehty vain yksi, melko spekulatiivinen asiantuntija-arvio.

5. Lähtötiedot

Selvityksen lopputulos on vahvasti sidoksissa tehtyihin lähtöoletuksiin. Kysynnän ja tarjonnan tasapainoon vaikuttavat luonnollisesti selvimmän sähkön kysyntäarviot ja arviot sähkön tuotantokapasiteetin kehityksestä. Lähteiden valinnassa on päädytty viranomaisaineistoihin, joita on käytetty päästöoikeuksien jakomenettelyssä. Yksittäisten lähteiden valinnassa on painanut paljon se, että kysynnän ohella on esitetty samanaikaisesti, miten kysyntä on voitu kattaa tuotannolla tai tuonnilla.

Norjan osalta ei vastaavia viranomaisselvityksiä ole, koska Norja ei tässä vaiheessa vielä osallistu EU-päästökauppaan. Norjan pääasialliseksi lähteeksi on valittu systeemioperaattori Statnetin kantaverkon kehitystarpeita kuvaava selvitys (Statnett 2003).

Lähteissä esitettyjä tietoja on verrattu muihin arvioihin, kuten Finergy (Finergy 2002), Eurelectric (Eurelectric 2003), (Eurelectric 2004) ja Nordel (Nordel 2004).

5.1 Kysyntä

Kysynnän osalta on käytetty taulukossa (Taulukko 2) esitettyjä arvoja.

Taulukko 2. Sähkön tarve (TWh/a) maittain pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla.

Vuosi	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska	Yhteensä
2003	85	145	115	35	380
2005	87	148	125	36	396
2010	94	154	130	39	417
2015	99	157	134	42	432
2020	103	160	138	44	445
2030	108	163	142	46	459

Vuosi 2003 (vuositilastosta Nordel 2004) on vertailun vuoksi mukana, joskin poikkeuksellisen kuivan jakson ja siitä seuranneen korkean sähkön hinnan vuoksi kulutus on silloin ollut tavanomaista vähäisempää.

Taulukossa (Taulukko 2) esitetty sähkön tarve sisältää käytön ja häviöt, Norjassa myös sähkökattiloiden käytön. Mallissa sähkön tarve on katettava tarjonnalla, mikä koostuu sähkön tuotannosta yhdistettynä sähkön vientiin/tuontiin.

Suomen arvion lähteenä on jakosuunnitelmaesityksen liite 1 (Kauppa- ja teollisuusministeriö 2004). Kysyntäennuste perustuu WM-skenaarioon.

Ruotsin arvion lähteenä on ns. Kontrollstation-raportti (Energimyndigheten 2004). Skenaariona on käytetty tapausta ”huvudfallet”.

Tanskan lähtötiedot on kerätty Energystyrelsenin virallisilta www-sivuilta marraskuussa 2004. Pääasiällisin julkaisu oli kulutus- ja päästöennuste (Danish Energy Authority 2003), ja varsinkin alkukielinen raportti (Energistyrelsen 2003) lukuisine taustatietoineen. Skenaariona on käytetty sitä, missä päästökaupan vaikutus on otettu huomioon.

Norjan lähteenä on käytetty Statnetin verkkosuunnitelmaa (Statnett 2003). Skenaariona on käytetty Basis-skenaariota.

Lähteissä sähkön kulutuksen kasvu määräytyy selittävien taustatekijöiden kautta, joita ovat väestön määrä ja rakenne, maailmanmarkkinoiden kehitys sekä talouskasvu ja sen rakenne.

Vuotta 2030 koskeva arvio on tehty jatkamalla vuoteen 2020 asti kerätyssä perusennusteessa vallinnutta trendiä hieman pienentämällä kasvunopeutta.

Nykyinen markkinahintamalli ei ota huomioon kysynnän hintajoustoa. Sähkön kysyntää käsitellään stokastisena prosessina, siihen vaikuttavat vuosikasvu ja sen hajonta ja muutoksen kohdistuminen vuoden eri viikoille.

5.2 Tarjonta

Sähkön tarjonta on mallinnettu vesivoiman ja muun voiman tuotantona sekä ulkoisena tuontina ja vientinä.

Vesivoiman tarjonta koostuu stokastisesta tulovirtaamasta, joka jakautuu allasvarastointiin ja välittömästi käytettävään jokivoimaan. Vesivoiman tuotanto tapahtuu allas- ja jokivoimakapasiteetin puitteissa ja allaskapasiteetti on rajoitettu, joten sekä jokivoimaa että allasvarastoitavaa tulovirtaamaa voi tulvatilanteissa joutua hukkaan. Vesivoiman käyttö optimoidaan yhdessä muun sähköntuotannon ja kaupan kanssa käyttäen stokastista dynaamista ohjelmointia, jota menettelyä kutsutaan myös ”vesiarvomenetelmäksi”.

Muuta voimantuotantoa sekä tuontia ja vientiä käytetään tarvittava määrä hintajärjestyksessä. Hintaan vaikuttavat voimantuotantoluokan polttoainehinta ja hyötysuhde. Luokan käytettävissä oleva kapasiteetti riippuu asennetusta kapasiteetista ja sen käytet-

tävyysominaisuuksista ns. EIC, Expected Incremental Cost menetelmän mukaisesti (Tamminen 2001). Yhteistuotantovoimalaitosluokan käytettävissä oleva kapasiteetti riippuu myös vuodenajasta ja mahdollista käyttämätöntä yhteistuotantokapasiteettia voidaan käyttää lauhdutustuotantoon.

Markkinahintamallin kapasiteettia koskevat lähtötiedot on tässä selvityksessä ensin käyty tarkoin läpi, ja malli on kalibroitu tuottamaan eri tuotantoluokkien ja polttoaineiden suhteen samoja vuosienenergiaa kuin tilastoissa on esitetty vuosina 2002 ja 2003 (Nordel 2003) ja (Nordel 2004).

Mallin kalibrointi on sikäli välttämätöntä, että laskentavuosien (2005, 2010, 2015 ja 2030) tiedot muodostetaan mallissa lisäämällä tai vähentämällä kapasiteettia luokittain. Koska vuosien 2003 ja 2004 aikana tapahtuvat kapasiteettimuutokset ovat melko tarkoin tiedossa, päästään kalibrointitilanteesta selvityksen alkutilanteeseen, vuoden 2005 alkuun.

Kalibrointi on tehty mahdollisimman tuoreilla käytettävissä olevilla tiedoilla. Kuitenkin vuosien 2002 ja 2003 vesitilanne oli niin poikkeava, että kalibrointi oli ongelmallista. Vuoden 2002 kuivuus tuli sikäli yllättäen, että vesivoimaa käytettiin huomattavasti enemmän kuin tulovirtaamaa oli käytettävissä. Tämä heijastui vesialtaiden varastovajauksena vuoden 2002 lopussa. Vuonna 2003 vesivoiman käyttö vastasi vallitsevaa niukkaa tulovirtaamaa. Selvä havainto oli, että Ruotsissa ja Tanskassa käytettiin yhteistuotantovoimaa selvästi vähemmän, mitä kapasiteetti olisi sallinut, ja kalibrointitoimenpiteenä oli kyseisten voimatuotantoluokkien käytettävyyden ja hyötysuhteen huonontaminen, jotta mallin energiat saatiin lähelle todellista.

Seuraavana kuvataan keskeisimmät tarjontaan liittyvät lähtötiedot sillä tarkkuudella, millä ne esiintyvät mallissa.

5.2.1 Olemassa oleva kapasiteetti

Vuoden 2005 alussa oletettu kapasiteetti luokittain on seuraavassa taulukossa (Taulukko 3).

Taulukko 3. Asennettu sähkönkapasiteetti luokittain 2005 alussa, MWe.

Luokka	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska	Yhteensä
Vesivoima	2998	16143	27900	11	47052
Ydinvoima	2656	9501			12157
Lauhdutus	3487	2308	73		5868
Kaukolämpö yhteistuotanto	3075	2672	12	8699	14458
Teollisuuden yhteistuotanto	2674	979	185	456	4294
Kaasuturbiinit	1626	1719	35	270	3650
Tuulivoima	61	500	250	3115	3926
Yhteensä	16577	33822	28455	12551	91405

Kapasiteetti polttoaineittain on seuraavassa taulukossa. (Taulukko 4)

Taulukko 4. Asennettu sähköntuotantokapasiteetti polttoaineittain 2005 alussa, MWe.

Polttoaine tai energialähde	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska	Yhteensä
Vesivoima	2998	16143	27900	11	47052
Kevytöljy	1626	1719	35	270	3650
Raskasöljy	164	3088	185	1460	4897
Ei tiedossa	467	68			535
Maakaasu	1884	256	85	3730	5955
Hiili	3724	674		3155	7553
Turve	1493				1493
Jäte		215			215
Biomassa	332	1024		810	2166
Masuunikaasu		224			224
Ydinpolttoaine	2656	9501			12157
Mustalipeä	1172	410			1582
Tuulivoima	61	500	250	3115	3926
Yhteensä	16577	33822	28455	12551	91405

Suomen osalta pääasiallisena lähteenä on käytetty VTT:n omia tietoja olemassa olevasta sähkön tuotantokapasiteetista. Tiedot pohjautuvat vuoden 1995 julkisiin sähkölaitostilastoihin, joissa jokainen yksittäinen voimalaitos on eritelty. Vuoden 1995 jälkeen tapahtuneet voimalaitoskohtaiset muutokset on ylläpidetty mallissa käyttäen lähteinä

mm vuotuisia Energiatilastoja (viimeisin: Tilastokeskus 2002), Suomen ympäristökeskuksen julkaisemia tietoja (Finnish Environment Institute 2001) sekä lehdistössä julkistettuja muita tietoja valmistuneista tai suunnitelluista voimalaitoksista. Käytettävissä olevan kapasiteetin arvioinnissa on lisäksi otettu huomioon voimajärjestelmän tilaseuranta (Fingrid 2004) ja tilastoitu sähköntuotannon aikavaihtelu (Adato 2004). Niin Suomen kuin muidenkin Pohjoismaiden osalta myös kaupallisissa seisokeissa olevaa kapasiteettia on pyritty poistamaan mallista.

Verrattaessa mallin tietoja Tilastokeskuksen energiatilastojen (Tilastokeskus 2002) tietoihin, tässä selvityksessä voimalaitoksen teholla tarkoitetaan suurinta nettosähkötehoa, jonka voimalaitos voi tuottaa vähintään 1 tunnin ajan olosuhteissa, joissa vain voimalaitoksen koneet ja laitteet rajoittavat tuotantoa (Sähköenergialiitto 1996). Energiatilastojen (Tilastokeskus 2002) taulukossa 3.7 on esitetty voimalaitoskapasiteetin (15 h) maksimitehot.

Mallissa on lähteisiin verrattuna poikkeavasti käsitelty Suomen kaasuturbiiniluokkaa, se sisältää tässä myös yhteistuotannossa käytettävät kaasuturbiinit ja moottorit. Muiden Pohjoismaiden osalta ei ollut vastaavaa tietoa käytettävissä.

Ulkoisina siirtoyhteyksinä on mallissa mukana taulukossa (Taulukko 5) mainitut yhteydet.

Taulukko 5. Pohjoismaiden siirtokapasiteetit muihin maihin, MW.

Venäjä > Suomi	1500
Suomi > Venäjä	60
Saksa > Ruotsi	600
Ruotsi > Saksa	600
Puola > Ruotsi	600
Ruotsi > Puola	600
Saksa > Tanska	1950
Tanska > Saksa	1950
Tuonti Pohjoismaihin yhteensä	4650
Vienti Pohjoismaista yhteensä	3210

Vain Suomen ja Venäjän väliset yhteydet ovat mallissa käytettävissä jatkuvasti, muut yhteydet ovat vain luvussa 4 esitetyissä Saksa-skenaarioissa (7.–9.) mukana. Mahdollisia Pohjoismaiden ja EU-maiden välille kaavailtuja uusia siirtoyhteyksiä (Eurelectric 2002) ei tässä yhteydessä tarkastella lainkaan.

On mahdollista, että Suomen ja Viron välille rakennetaan 350 MW siirtoyhteys (Finergy lehdistötiedote 2004), ja on arvioitu, että vuoteen 2012 asti sitä kautta voitaisiin tuoda Suomeen sähköä 2 TWh/a. Tämä siirtoyhteys ei ole mukana mallissa, mutta sitä vastoin yksi skenaario (skenaario 6) kuvaa siirtoyhteyksien lisäämistä Venäjälle (KTM tiedote 2004). Mahdollinen lisäys olisi 1000 MW, ja sen on arvioitu lisäävän sähkön tuontia Suomeen 8 ... 9 TWh/a.

Selvityksen kannalta Pohjoismaiden sisäisistä yhteyksistä relevantteja ovat taulukossa (Taulukko 6) esitetyt Ruotsin ja Norjan yhteydet (Nordel 2004).

Taulukko 6. Suomen ja Pohjoismaiden väliset siirtokapasiteetit 2005, MW.

Yhteys	Tuonti Suomeen	Vienti Suomesta
Norja	120	100
Pohjois-Suomi	1600	1200
Rauma	550	550
Yhteensä	2270	1850

Koska Ahvenanmaan ainoa ulkoinen yhteys on 80 MW Ruotsin yhteys, sillä ei ole merkitystä Suomen tuontimahdollisuuksia arvioitaessa, eikä sitä ole mainittu taulukossa (Taulukko 6).

Tarkasteluvuonna 2010 ja siitä eteenpäin on oletettu olevan käytössä Suomen ja Ruotsin välillä uusi 600 ... 800 MW siirtoyhteys (Fingrid tiedote 2004).

Malli ei käsittele edellä mainittuja Pohjoismaiden sisäisiä siirtokapasiteettirajoituksia, vaan tässä selvityksessä sisäiset siirtokapasiteettirajoitukset otetaan huomioon ainoastaan laskentatuloksista tehtävissä johtopäätöksissä. Suomen ja muiden Pohjoismaiden taseen kannalta voidaan arvioida, että suurin mahdollinen tuonti/vienti tilanne voi äärimmillään vaihdella välillä 20/0 ... 0/20 TWh/a ja Suomen taseen nettotasapainotilanne 0 TWh/a voi merkitä enimmillään ehkä n. 8/8 TWh/a vuotuisia siirtomääriä. Määrittään 15/3 ... 3/15 TWh/a ylittävät siirrot, jotka laskennan tuloksissa siis kuvautuvat nettotuonneiksi välillä 12 ... -12 TWh/a, ovat epätodennäköisiä, ja jos tuloksissa sellaisia lukemia esiintyy, on syytä olettaa Suomen aluehintojen poikkeavan selvästi systeemi-hinnasta jopa vuosikeskiarvoltaan.

5.2.2 Kapasiteettimuutokset

Laskentavuosien välillä on oletettu tapahtuvan tiettyjä kapasiteettimuutoksia, jotka voidaan viedä suoraan laskennan lähtötiedoiksi.

Kysyntäennusteissa käytetyt viralliset päästöoikeuksien jakosuunniteluun tarkoitetut lähteet ovat muodostaneet pohjan myös kapasiteetti-arvioille. Lähteistä oli saatavissa vuosituotantolukemia eri tuotantomuodoille. Selvitykseen kuuluvana tehtävänä oli arvioida, miten tuotantomuutokset kohdistuivat eri energialähteille.

Suomen osalta mallin tiedot olivat suurimmaksi osaksi jo valmiiksi aseteltu malliin, eli pääasiallisena lähteenä oli VTT. Tietoja täsmäytettiin lisäksi KTM:n arvioihin (Kauppa- ja teollisuusministeriö 2004).

Ruotsin tiedot ovat keskitetyksi yhdessä lähteessä (Energimyndigheten 2004), ja siinä esitetyt oletukset on myös hyvin perusteltu.

Norjan osalta lähteessä (Statnett 2003) oli hyvin esitettynä arviot vesivoiman tuotannon kehitysvaihtoehtoista, samoin kuin kaasulauhteen käyttöönotosta ja tuulivoiman kehittymisestä.

Tanskan lähteet (Energistyrelsen 2003 + www-sivut) olivat erityisen yksityiskohtaisia sisältäen voimalaitoskohtaisia lukemia, ja myös voimalaitoksen polttoaine oli mainittuna toisin kuin muissa lähteissä yleensä, toisaalta tiedot olivat jo muutaman vuoden ikäisiä.

Arviota tehtäessä tutustuttiin myös lukuisiin taustaselvityksiin, kuten (Finergy 2002) (Eurelectric 2002), (VTT Prosessit 2004), (Doorman 2004), (Nordic competition authorities 2003), (Nordel (A) 2004), (Nordel (B) 2004), (Nordel (C) 2004) ja (International Energy Agency 2004).

Aikavälin 2005–2009 muutokset ovat seuraavassa taulukossa. (Taulukko 7)

Taulukko 7. Sähköntuotantokapasiteetin muutokset aikavälillä 2005–2009, MW.

Luokka	Polttoaine	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska	Yhteensä
Vesivoima		32	600	500		1132
Ydinvoima		1600	-404			1196
Lauhdutusvoima	Hiili	-749				-749
	Maakaasu			400		400
	Muu	-231				-231
Kaukolämpö yhteistuotanto	Hiili	-100	-174		-145	-419
	Maakaasu	480	660		-306	834
	Bio	120	100			220
	Muu	-90	-22			-112
Teollisuuden yhteistuotanto	Maakaasu	38				38
	Bio	262	150			412
Tuulivoima		50	500	750	-100	1200
Yhteensä		1412	1410	1650	-551	3921

Aikavälillä 2005–2009 hiililauhde on vielä määräävä marginaalituottaja, joten mallilaskennan kannalta on poistettava kyseistä kapasiteettia ”kaupallisesta” käytöstä, jotta päästään lähteissä käytettyihin energiamääriin. Taulukossa esitetty vähennys ei siis välttämättä tarkoita itse voimalaitosten purkamista.

Suomen kannalta merkittävin on 1600 MW ydinvoimalisäys. Maakaasuverkon laajeneminen lisää sen käyttöä etenkin kaukolämpöyhteistuotannossa. Teollisuusyhteistuotannossa jatkuu bioenergian käytön lisääntyminen.

Ruotsissa suljetaan Barsebäck 2, mutta muiden ydinvoimalaitosten kapasiteetti jonkin verran kasvaa. Yhteistuotannon arvioidaan kasvavan, etenkin maakaasun ja bioenergian osalta. Tuulivoiman kasvu on huomattavaa.

Norjassa otetaan käyttöön ensimmäinen kaasulauhdutusvoimalaitos ja lisätään merkittävästi tuulivoimaa.

Tanskassa olevaa ylikapasiteettia purkautuu jonkin verran. Tuulivoiman osalta kynnyskysymys on, ryhdytäänkö offshore tuulivoimaa rakentamaan, maalle sitä ei enää arvioida syntyvän.

Aikavälin 2010–2014 muutokset ovat seuraavassa taulukossa (Taulukko 8)

Taulukko 8. Sähköntuotantokapasiteetin muutokset aikavälillä 2010–2014, MW.

Luokka	Polttoaine	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska	Yhteensä
Vesivoima		52		200		252
Ydinvoima			-774			-774
Lauhdutusvoima	Maakaasu	200	1000	500		1700
Kaukolämpö yhteistuotanto	Hiili	-150			-795	-945
	Öljy				-260	-260
	Maakaasu	100	300		712	1112
	Jäte		300			300
	Bio	100	200		-440	-140
Teollisuuden yhteistuotanto	Maakaasu	50				50
Tuulivoima		100	1200	220	-100	1420
Yhteensä		452	2226	920	-883	2715

Ruotsissa tapahtuu ydinvoiman vanhenemista aikavälillä 2010–2020, kohteena ovat Oskarshamnin ja Ringhalsin voimalaitokset. Osa vanhenemisesta on tässä kirjattu tapahtuvan ennen 2015. Maakaasun käytön huomattava lisääntyminen on yksi arvioitu kehityslinja. Tuulivoiman arvioidaan kasvavan runsaasti. Vastaavasti malliin ei ole tuotu lisää tuulivoimaa Tanskaan. Suomen ulkomaankaupan kannalta maittaisilla jakaumilla ei ole merkitystä, mutta tietenkin tulostaseet voivat vääristyä.

Lähteiden tiedot ulottuvat vain vuoteen 2020 asti. Siitä eteenpäin kapasiteetin kehittymisen arviointi kuuluu tähän selvitykseen. VTT on arvioinut seuraavat kapasiteettimuutokset aikavälille 2015–2029 (Taulukko 9).

Taulukko 9. VTT:n arvio sähköntuotantokapasiteetin muutoksista aikavälillä 2015–2029, MW.

Luokka	Polttoaine	Suomi	Ruotsi	Norja	Tanska	Yhteensä
Vesivoima			100	100		200
Ydinvoima			-4000			-4000
Lauhdutusvoima	Hiili	200				200
	Maakaasu	200	1000	300		1500
Kaukolämpö yhteistuotanto	Hiili	200			1000	1200
	Öljy				-1200	-1200
	Maakaasu		300		1000	1300
	Jäte		300			300
	Bio	200	200			400
Teollisuuden yhteistuotanto	Mustalipeä	100				100
Tuulivoima		200	1300	220		1720
Yhteensä		1100	-800	620	800	1720

Merkittävin oletama koskee Ruotsin ydinvoimaa, siitä on poistettu lähes puolet. Olisi ollut epäreaalista poistaa kaikkea, varsinkin koska korvaavien hankintalähteiden keksiminen tilalle olisi myös ollut pelkkää arvaamista. Koska yhteistuotannon kasvupotentiaali on käytetty jo aiemmin, jäljelle jää vain lauhdutusvoiman kasvattaminen. Lähteiden esittämistä hiili- tai maakaasuvaihtoehdoista on tässä oletettu maakaasu. Lähteissä on esitetty myös tuulivoiman kasvattamista, on kuitenkin huomattava, että tuulivoimakapasiteetti ei ole saman arvoista kuin muu voimantuotantokapasiteetti.

Tanskassa on myös aika kasvattaa kapasiteettia, ja sitä on lisätty tasaisesti hiili- ja maakaasuyhteistuotantoon. Suuri vaje aiheutuu öljykäyttöisen kapasiteetin poistamisesta. Hiilivoima on tässä tulossa uudelleen. Tanskalla on ehkä mahdollisuuksia hyödyntää käytöstä poistuvia öljykenttiä mahdollisesti erotettavan CO₂:n sijoituspaikkana.

Suomen kapasiteetti on tässä selvityksessä ehkä arvioitu aikaisemmille vuosille yläkanttiin. Nyt lisätään vain muutamia todennäköisimpiä voimalaitoksia. Silti Suomen kasvu on maista suurin.

5.2.3 Energiahinnat

Energianhinnat vaikuttavat kapasiteetin käyttöön. Laskennan kannalta on olennaista, että eri tuotantoluokkien ja eri laskentavuosien väliset hintasuhteet ovat oikein. Koska selvityksen tavoitteena ei ole sähkön hinnan ennustaminen, absoluuttisella tarkkuudella ei ole ratkaisevaa merkitystä.

Fossiilisten peruspolttoaineiden (raakaöljy, maakaasu ja kivihiili) hinnat on saatu vertailemalla IEA:n ennusteita aikavälillä 2000–2004 ja käyttämällä niistä viimeisintä (International Energy Agency (OECD/IEA) 2004). Merkillepantavaa on, että hintakehitys vuoteen 2030 saakka on arvioissa pysynyt varsin maltillisena.

Muiden polttoaineiden hinnat VTT on arvioinut siten, että ne olisivat vertailukelpoisia peruspolttoaineiden hintojen kanssa.

Vesienergiaresurssi on mallissa ilmaista, vesivoima saa laskennassa arvonsa (vesivaraston tilasta ja vuodenaikasta riippuva ns. vesiarvo) muiden energialähteiden käytön kautta. Tuulienergian hinta on asetettu siten, että sitä käytetään lähes aina käytettävissä olevan kapasiteetin puitteissa (jatkuvasti käytettävissä on 26 % asennetusta kapasiteetista, eli mallinnettu huipun käyttöaika on 2278 h/a jakautuen tasan koko vuodelle).

Mallissa käytetyt hinnat on esitetty taulukossa (Taulukko 10). Ulkomaankaupan hinnat on asetettu siten, että ne tukevat käytettyjä skenaario-oletuksia (luku 4). Eri tuotantoluokkien muita muuttuvia tuotantokustannuksia ei mallissa ole käsitelty, joten niiden oletetaan jakautuvan polttoainekustannusten mukaisessa suhteessa. Näistä hintaa koskevista rajauksista johtuen mallin tulostama tasapainohinta jää selvästi alle muuttuvien tuotantokustannusten.

Taulukko 10. Polttoaineiden ja muiden energiaresurssien hinnat mallissa. Yksikkönä €/MWh pa, paitsi että ydin- ja tuulivoiman sekä ulkomaankaupan energiaresurssin hinnan yksikkönä on €/MWh e.

Polttoaine	2003	2005	2010	2015	2020	2030
Raskas öljy	16	16	14	16	17	19
Kevytöljy	22	22	22	26	30	32
Maakaasu	14	15	13	15	17	19
Kivihiili	6	8	8	9	11	12
Turve	7	7	7	8	10	12
Biopolttoaine	10	10	10	10	10	11
Ydinpolttoaine	7	8	8	8	9	11
Mustalipeä	5	7	7	8	9	9
Masuunikaasu	5	7	7	7	8	8
Jäte	7	10	10	10	10	12
Tuuli	3	3	3	3	3	4
Ei tiedossa	10	10	10	10	10	11
Tuonti Venäjältä	15	15	15	25	25	35
Vienti Venäjälle	1	1	1	1	1	1
Tuonti Saksasta	50	50	50	50	50	50
Vienti Saksaan	1	1	1	1	1	1
Tuonti Puolasta	30	30	30	30	30	30
Vienti Puolaan	1	1	1	1	1	1

Polttoainehintaan verrattavana raaka-ainekustannuksena on tarkasteltu CO₂-päästöoikeuden hintaa. Se lisää sähkön tuotannon muuttuvia kustannuksia polttoainekohtaisen päästökertoimen mukaisessa suhteessa, kun myös tuotannon hyötysuhde otetaan huomioon. Päästöoikeuden hintana normaaliskenaariossa on 10 €/t, mutta vuonna 2030 20 €/t. Vuodet 2005–2015 on laskettu siten, että Norja ei maksa päästöoikeuksistaan. Vuonna 2030 päästöoikeuden hinta on oletettu kaikkialla samaksi.

6. Tulokset

Annettujen lähtötietojen avulla voidaan mallilla välittömästi laskea kysyntähuiput ja asennetut kapasiteetit (Taulukko 11). Vuonna 2003 Nordel (Nordel 2004) esittää maakohtaisten huippujen summaksi 66,9 GW, kun huiput esiintyvät eri aikaan. Nordelin mukaan (Nordel (C) 2004) erittäin kylmän talven tehohuippu v. 2005 on 73,7 GW. Mallin tarkkuus ei siis ole kovin hyvä huipputehon osalta, mutta kysynnän huipputeholla ei myöskään ole suurta merkitystä tulosten kannalta.

Taulukko 11. Huippukysynnän ja asennetun sähköntuotantokapasiteetin kehittyminen pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla mallilaskennassa.

Vuosi	Huippukysyntä, GWh/h	Asennettu kapasiteetti vuoden alussa, GW
2003	70,0	89,0
2005	73,3	91,4
2010	77,3	95,3
2015	80,0	98,0
2020	82,2	101,3
2030	85,0	99,8

Mallissa huippukysyntä kehittyy lineaarisesti vuosikysynnän kanssa. On todennäköistä, että tulevaisuudessa huippu ei kasva enää samassa suhteessa. Lähtöoletuksissa on oletettu, että asennettu tuotantokapasiteetti kehittyy huomattavasti hitaammin kuin kysyntä.

Skenaario- ja vuosikohtaisten laskentojen tulokset ovat taulukoissa (Taulukko 12) ja (Taulukko 13) joissa on eri skenaarioiden sähkön nettotuontimäärät ja tasapainohinnat.

Taulukko 12. Sähkön laskennallinen nettotuonti Pohjoismaista Suomeen systeemihintatasolla, TWh/a. Yli 12 TWh/a vuosisummat (kyseiset luvut alleviivattu) eivät luultavasti voi toteutua käytännössä, vaan johtavat selvään aluehintaeroon.

Skenaario	2005	2010	2015	2030
1 Normaali	1	-3	-2	-11
2 Kuiva	<u>-23</u>	<u>-23</u>	<u>-20</u>	<u>-21</u>
3 Märkä	<u>16</u>	11	<u>14</u>	4
4 Päästöhinta 0	-1	-5	-6	<u>-20</u>
5 Päästöhinta 20 ...30 €/t	4	-3	-1	-10
6 Venäjä + 1000 MW	-3	-9	-6	<u>-18</u>
7 Saksan hinta +-0	2	-3	-2	-10
8 Saksan hinta -5 €/MWh e	7	0	4	-8
9 Saksan hinta +5 €/MWh e	-7	-7	-10	<u>-14</u>

Nettotuonti on tuonnin ja viennin erotus vuositasona. Nettotuonti 0 TWh/a voi käytännössä olla jopa 8 -8 TWh/a. Taulukossa on suoraan tulosliuskoista poimitut lukemat, ja epärealistisen korkeat nettomäärät on korostettu taulukossa. Malli ei käsittele Pohjoismaiden sisäisiä siirtokapasiteettirajoituksia.

Tasapainohinnan vuosikeskiarvo on esitettyä taulukossa (Taulukko 13). Laskettua hintaa ei pidä tulkita markkinahintaennusteeksi, koska siinä ei ole kaikkia hintatekijöitä mukana. Tasapainohinnan muutoksista voidaan kuitenkin tehdä luotettavia johtopäätöksiä todellisten hintamuutosten suunnasta ja vahvuudesta. Tasapainohinnan vuosikeskiarvon simuloitu keskihajonta on suuruusluokkaa 3 €/MWh.

Taulukko 13. Mallilla laskettu sähkön tasapainohinnan vuosikeskiarvo, €/MWh.

Skenaario	2005	2010	2015	2030
1 Normaali	27,7	23,2	29,6	49,8
2 Kuiva	40,0	35,3	38,9	57,8
3 Märkä	16,9	15,3	20,4	37,1
4 Päästöhinta 0	21,6	19,1	25,8	38,3
5 Päästöhinta 20 ...30 €/t	32,1	26,7	32,5	53,2
6 Venäjä + 1000 MW	25,2	20,9	28,2	47,2
7 Saksan hinta +-0	28,2	23,4	30,1	48,9
8 Saksan hinta -5 €/MWh e	24,0	19,5	26,5	46,1
9 Saksan hinta +5 €/MWh e	31,5	27,1	33,9	52,1

Laskennan yksityiskohtaisemmat tulokset ovat liitteessä B, jossa on esitetty eri skenaarioista laskentavuosittain pohjoismaiset sähköenergiataseet. Tulokset on esitetty ensin vuosille 2005–2015, koska nämä vuodet perustuvat jossain määrin yhteismitallisiin lähtötietoihin. Vuosi 2030 on lähtötietojenkin osalta spekulatiivisempi, se on omana ryhmänään liitteen lopussa.

Alkutilanteessa 2005 sähkön tuonti ja vienti Pohjoismaiden suhteen on hyvin tasapainossa, mutta jatkossa tase asettuu yhä enemmän vientipainotteiseksi, koska Suomessa riittää kapasiteettia, mutta sekä Ruotsissa että Norjassa joudutaan tuomaan sähköä enenevässä määrin Tanskasta ja Suomesta.

Vuonna 2010 Suomen ydinvoimalisäyksen vaikutus näkyy sähkön hintaa alentavana ja vientiä lisäävänä. Tämän jälkeen alkaa sähkön hinta vähitellen nousta ja hintataso on vuonna 2030 jo selvästi korkeammalla tasolla johtuen oletetusta Ruotsin ydinvoiman tuntuvasta vähennyksestä, polttoaineiden hinnannoususta ja päästömaksutason noususta.

Kuiva vesivuosi on ongelmallinen Ruotsin ja Norjan sähkön hankinnalle, kun taas Suomen ja Tanskan sähköntuotanto lisääntyy silloin merkittävästi. Yhteisillä markkinoilla sähkön hintataso nousee kuitenkin varsin korkealla. Vastaavasti märkä vesivuosi kääntää Suomen taseen tuontivoittoiseksi ja laskee sähkön hintatasoa.

Päästöoikeuden hinnan suhteen esitettyjen skenaarioiden johtopäätöksenä todetaan, että päästöoikeuden hinnan kallistuminen vähentää Suomen vientiä ja päinvastoin. Vaikutus on lievä.

Venäjäntuonnin lisääminen osaltaan lisää Suomen sähkönvientiä Pohjoismaihin, edellyttäen, että Venäjältä ostettu sähkö on edullisempaa pohjoismaiseen sähköön nähden. Uusi merikaapeli Venäjältä lisäisi sähkön tuontia Venäjältä lähes 9 TWh/a. Mikäli sekä Venäjän 1000 MW että Viron 350 MW merikaapelit toteutuisivat, olisi Suomen markkinoilla jopa ylitarjontaa sähköstä vuonna 2010.

Saksan hintatason vaikutusta voidaan arvioida skenaarioiden 7–9 perusteella. Mikäli molemmilla markkina-alueilla olisi sama hintataso, myös pohjoismainen tilanne olisi hyvin samanlainen kuin tilanne, jossa Saksan siirtoyhteydet on jätetty käyttämättä. Tämä vahvistaa käsitystä, että suoritettu tarkastelu antaa virheellisyydestään huolimatta oikean suuntaisia tuloksia. Matala hintataso Saksassa vähentää Suomen vientiä Pohjoismaihin ja laskee sähkön hintaa pohjoismaisilla markkinoilla. Päinvastaisessa tapauksessa Suomen sähkön vienti kasvaa ja sähkön hintataso nousee. Ruotsalaisen selvityksen (Econ 2004) mukaan on mahdollista, että sähkön hintataso nousee Saksassa nopeammin kuin Pohjoismaissa.

Pitkään jatkuva kuiva vesitilanne on riski pohjoismaiselle sähköjärjestelmälle. Suomen tuontimahdollisuuksien suhteen voidaan kysyä, onko mahdollista myös huonon vesitilanteen aikana tarvittaessa tuoda sähköä Suomeen Pohjoismaista. Asian testaamiseksi suoritettiin mallilla erikoistarkastelu vuoden 2015 skenaariotilanteessa 2, "kuiva". Mallista jätettiin Suomi pois ja nostettiin Saksasta tuontihintaa niin, että ulkomailta tuonti jäi pois. Tarkoituksena oli selvittää, riittääkö sähkö tällöin muissa Pohjoismaissa, jos Suomesta ei voida viedä sähköä muihin Pohjoismaihin.

Suoritetun erikoistarkastelu mukaan sähkö riitti muissa Pohjoismaissa ilman Suomesta ja ulkomailta tuontia. Lauhdutustuotanto lisääntyi verrattaessa tuloksia tapaukseen "2015 Skenaario2. 'Kuiva'" sikäli, kuin sitä oli vielä käytettävissä. Erityisesti Tanskan yhteistuotanto tuotti lauhdutustuotantona tarvittavan lisäsähkön. Hintataso nousi tuntuvasti. Kaasuturbiinit olivat vielä mallissa kapasiteettireserveinä, mutta todellisuudessa ne eivät sitä ole, koska suurin osa niistä on systeemioperaattoreiden käytössä järjestelmäreserveinä. Tuloksista voidaan siis päätellä, että Suomeen voidaan tuoda hieman sähköä muista Pohjoismaista jopa kuivan vesitilanteen vallitessa, mutta sähkön hintataso nousee tällöin huomattavan korkealle.

Sähkömarkkinoilla sähkön tuottajan saama hinta määräytyy tuotannon marginaalihinnoittelun mukaisesti. Tästä johtaa siihen, että voimalaitosinvestointi on harvoin houkutteleva. Marginaalituotantoon investointi ei saa katetta lainkaan. Perusvoiman tuotannossa vain lähinnä Suomen ydinvoiman lisärakentaminen on toistaiseksi ylittänyt kannattavuuskynnyksen. Perusvoimaa ei Suomen markkinoille mahdu juurikaan enempää. Luonnollinen kasvumahdollisuus on vain yhteistuotantokapasiteetilla, ja siinäkin pääasiassa lämmöntarpeen ehdoilla. Reservikapasiteettiin investointi ei ole sähkön tuottajille kannattavaa. Markkinaehtoisesti voidaan olettaa uutta tuotantokapasiteettia syntyvän vain, jos sähkön hintataso nousee tuntuvasti, jolloin markkinat saavuttavat tasapaino tarjonnan ja kysynnän suhteen.

Mallilla lasketut tulokset seuraavat täysin lähtötietoina annetuista kapasiteettitiedoista. Saatujen tulosten valossa sähkön hintataso näyttää jonkin verran nousevan, mutta silti jää epäilyksi siitä, ovatko lähtötietona annetut voimalaitoskannan lisäykset todella realistisia – voidaan myös olettaa, että sähkön pohjoismainen tarjonta voi jäädä pienemmäksi, mitä tässä selvityksessä on laskettu.

Tulosten mukaan on perusteltua olettaa, että Suomeen ei käytännössä kannata tuoda sähköä Pohjoismaista, mikäli vallitsee poikkeuksellisen pitkään kestävä kuiva vesitilanne, silloin nettovienti Suomesta Pohjoismaihin voi ylittää tasolle 12 TWh/a, jopa ylikin. Tuonti Pohjoismaista Suomeen on vähäistä (kokonaistuonti enintään muutama TWh/a ja nettotuonti alijäämäinen, jopa 10 TWh/a), mikäli Saksassa sähkön hintataso on korkeampi kuin Pohjoismaissa, tai mikäli Suomen ja Venäjän väliset sähkön siirtoyhteydet

lisääntyvät ja Venäjän sähkö on edelleen kilpailukykyistä. Sähköä tuodaan Pohjoismaista Suomeen huomattavia määriä (15 TWh/a tai jopa ylikin), mikäli vesitilanne koko Skandinaviassa on poikkeuksellisen runsas. Muissa selvitettyissä tapauksissa sähköä sekä tuodaan että viedään – kuten nytkin, kuitenkin enemmän viedään Suomesta Pohjoismaihin.

7. Johtopäätökset

Suomi vie sähköä Pohjoismaihin

Yhteenvedona voidaan todeta, että sähkön vienti Suomesta muihin Pohjoismaihin enimmäkseen ylittää tuonnin, ja on pitkällä aikavälillä lisääntymään päin. Poikkeuksena on vain runsasvetinen tilanne, jolloin sähköä kannattaa tuoda Suomeen.

Suomen sähkön tuonti tai vienti Pohjoismaihin on erittäin herkkä erilaisille taustatekijöille, kuten vesitilanne, polttoaineiden hintasuhteet, kysynnän kehittyminen, voimalaitoskapasiteetti eri maissa ja ulkomaiset sähkökaupat. Oletuksista riippuen Suomen tase Pohjoismaiden suhteen on joko yli- tai alijäämäinen, kuitenkin useimmissa tapauksissa ylijäämäinen.

Sähköä on riittävästi pohjoismaisilla markkinoilla

Mikäli vesitilanne on normaali tai kuiva, niin tehtyjen oletusten perusteella voidaan arvioida, että sähkön tuonnin lisääminen Pohjoismaista on kyllä mahdollista, mutta se edellyttää, että sähköstä maksetaan silloin enemmän kuin tasapainotilanteessa. Sinänsä sähköä yleensä riittää pohjoismaisilla markkinoilla.

Vesivuosi riippuvuus

Kuivuus on riski pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla. Myös kuivan vesitilanteen vallitessa sähköä on yleensä tuotavissa Suomeen, huomattavan korkealla hinnalla. Tällöin on vaarana, että pohjoismaisen reservikapasiteetti käy riittämättömäksi.

Runsasvetinen vesitilanne laskee sähkön hintatasoa Pohjoismaissa, ja sähkön tuonti Suomeen Pohjoismaista lisääntyy tuntuvasti.

Hyvin toimivat markkinat

Hyvin toimivat pohjoismaiset sähkömarkkinat ja markkinoiden yhdentyminen muuhun Eurooppaan niin etelän kuin idän suuntaan lisäävät sähkön tuontimahdollisuuksia Suomeen ja varmistavat suhteellisen vakaan, joskin nousevan hintakehityksen Suomessa.

Tehon riittävyys huippukuormitustilanteessa

Huippukuormitustilanteessa on olemassa tehonriittävyysriski. Vahvat sähkönsiirtoyhteydet naapurimaihin pienentävät tätä riskiä, mutta lisäksi on tärkeää käyttää hyväksi myös kysynnän lisäjoustopmahdollisuuksia huippukuormitustilanteessa.

Pohjoismaiden sähkötase

Sähköä tuodaan Pohjoismaihin halvemman tuotannon maista, kuten Venäjältä ja Baltiasta. Yhdentyvillä sähkömarkkinoilla ei voida olettaa Pohjoismaille edullisen hintatilanteen jatkuvan loputtomiin. Seurauksena on hintatason nousu Pohjoismaissa.

Pohjoismaiset sähkömarkkinat tulevat olemaan entistä enemmän riippuvia Saksan markkinoista, ja Saksan hintatason muutokset seuraavat pohjoismaisille markkinoille.

Hinta nousee

Selvityksen perusteella voidaan olettaa sähkön hintatason nousevan tulevaisuudessa. Välittömiä syitä ovat polttoaineiden kallistuminen sekä päästöjen vähentämisen lisäkustannukset. Jotta uutta sähköntuotantokapasiteettia syntyisi, markkinoiden on myös annettava tuottajille myönteisiä hintasignaaleja, ja pitkän aikavälin hintatason on pysyttävä riittävän korkealla, jotta uudet voimalaitosinvestoinnit olisivat houkuttelevia. Tämä selvitys kuitenkin perustuu suoraan lähtötietoina annettuihin kapasiteettioletuksiin, mutta mikäli ne eivät toteutuisi, olisi sähkön hinnannousu yhä todennäköisempää. Voidaan siis olettaa, että sähkömarkkinat toteuttavat pitkän aikavälin tasapainon tarjonnan ja kysynnän suhteen.

8. Yhteenveto

Selvityksessä on laskettu sähkön tuonti- ja vientimahdollisuuksia Suomen ja muiden Pohjoismaiden välillä vuosina 2005–2030. Laskenta on tehty VTT:n sähkömarkkina-mallilla, joka ajoittaa vesivoiman tuotannon optimaalisesti muun sähköntuotannon kanssa ns. vesiarvomenetelmällä. Keskeisimmät lähtöoletukset perustuvat eri Pohjois-maiden viranomaisarvioihin. Tulosten mukaan Suomen sähkötase muuttuu yhä enem-män vientipainotteiseksi, joskin tasapaino on erittäin herkkä erilaisten taustatekijöiden vaikutukselle. Tärkein vaikuttava tekijä on luonnollinen vesitilannevaihtelu, pitkään jatkuva kuivuus on todellinen riski pohjoismaiselle sähköjärjestelmälle. Runsasvetisessä tilanteessa Suomi tuo sähköä Pohjoismaista. Sähkön siirtoyhteysien vahvistaminen Venäjälle lisää sähkön vientiä Suomesta Pohjoismaihin. Saksan hintatasolla tulee ole-maan suuri merkitys pohjoismaiselle sähkön hinnalle ja myös Suomen sähkön tuontiin ja vientiin.

Lähdeluettelo

Adato. 2004. Sähkötilasto.

Danish Energy Authority. 2003. Forecast of Denmark's energy consumption and emissions.

Doorman, G. et al. 2004. Vulnerability of the Nordic Power System. Report to the Nordic Council of Ministers.

Econ. 2004. Utsläppsrätter och elhandel. Framtagen på uppdrag av Näringsdepartementet.

Energimyndigheten. 2004. Prognoser över utsläpp av växthusgaser. Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2004.

Energistyrelsen, Ekonomi- og Ehrversministeriet. 2003. En omkostningseffektiv opfyldelse af Danmarks reduktionsforpligtelse. Dokumentation af fremskiving og analyser på energiområdet. Februar 2003.

Eurelectric. 2002. European interconnection.

Eurelectric. 2003. Statistics and prospects for the European electricity sector.

Eurelectric. 2004. Statistics and prospects for the European electricity sector.

Finergy lehdistöiedote 2004. Nordic Energy Link yhdistämään Baltian ja Pohjoismaiden sähköjärjestelmät.

Finergy. 2002. Euroopan sähkömarkkinoiden kehitysnäkymiä.

Finergy. 2002. Sähkömarkkinat 2015.

Fingrid tiedote. 2004. Suomen ja Ruotsin välisen uuden merikaapeliyhteyden valmistelu aloitettu.

Fingrid. 2004. Voimajärjestelmän tila. Jatkuva seuranta [www-sivuilla](http://www.sivuilla).

Finnish Environment Institute. 2001. FE458 Finnish Expert Report on Best Available Techniques in Large Combustion Plants, Appendix 2. Large Combustion Plants in Finland. ISBN 952-11-0861-4

International Energy Agency (OECD/IEA). 2004. World Energy Outlook.

International Energy Agency, Standing Group on Long-term Co-operation, Committee for Energy Research and Technology. 2004. Draft report of Sweden.

Kauppa- ja teollisuusministeriö. 2004. Suomen kasvihuonekaasujen kehitys vuoteen 2020 ja vuosille 2005–2007 jaettavaksi aiottujen päästöoikeuksien laskentamenetelmä. Jakosuunnitelmaesityksen liite 1.

Koljonen, T., Kekkonen, V., Lehtilä A., Hongisto, M. & Savolainen, I. 2004. Päästökaupan merkitys energiasektorille ja terästeollisuudelle Suomessa. VTT Tiedotteita – Research Notes 2259. Espoo: VTT. ISBN 951-38-6493-6.

<http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2004/T2259.pdf>

KTM tiedote. 2004. Venäläisen ydinsähkön tuontiin liittyvälle merikaapelille haettu rakentamislupaa KTM:ltä.

Nordel (A). 2004. Power and energy balances. Retrospect 2003. Forecast 2007.

Nordel (B). 2004. Rules for congestion management. Evaluation of availability of capacity and possibilities for increased counter trade.

Nordel (C). 2004. Power balance 2004/2005.

Nordel. 2003. Annual statistics.

Nordel. 2004. Annual Report 2003.

Nordic competition authorities, 2003. A Powerful Competition Policy. Towards a more coherent competition policy in the Nordic market for electric power.

Ruotsi. 2002. Preliminär elstatistik för Sverige, Underlag från Svenska kraftverksföreningens veckoredovisning.

Statnett. 2003. Nettutviklingsplan for sentralnettet 2003–2020.

Sähköenergialiitto. 1996. Sähkötilaston täyttöohje, Sener 11/96.

Tamminen, E. & Wistbacka, M. 2001. Capacity and cost models for the thermal power systems with random outages of plants. TESLA Research Program. VTT Energy, Espoo december 2001.

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. VTT Energy, Espoo 2001.

Tilastokeskus. 2002. Energiatilasto.

VTT Prosessit. 2004. Energia Suomessa. Tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset. Oy Edita Ab: ISBN 951-37-2745-9

Liite A: Lyhyt kuvaus MH-mallissa käytetystä menetelmästä

Menetelmä

VTT:n MH sähkömarkkinamalli (MarkkinaHinta) on kysynnän ja tarjonnan tasapainomalli, jossa joka hetki sähkön tarve katetaan hankinnalla. Kysyntä on enimmiltä osiltaan annettu lähtötieto, ja sähkön hankintamahdollisuudet ovat kaikilta osiltaan (paitsi sadannan vaikutus) ennalta annettuja lähtötietoja. Näin määriteltynä tasapainon etsintä olisikin laskennallisesti helppo ja suoraviivainen tehtävä.

Pohjoismaisille sähkömarkkinoille on kuitenkin tyypillistä vesivoimavaltaisuus ja veden merkittävä kausivarastointi säännöstelyaltaisiin. Vesivoiman takia on valittu stokastiseen dynaamiseen ohjelmointiin perustuva laskentamenetelmä, jossa yhden vuoden (=luonnollinen vesisykli) tasapaino hakeutuu optimaaliseksi kriteerinä muuttuvien hankintakustannusten minimointi. Menetelmä on yleisesti käytetty, ja tunnetaan yleisnimityksellä "vesiarvomenetelmä". Menetelmän on todistettu johtavan oikeaan lopputulokseen markkinoilla, joilla vallitsee täydellinen kilpailu.

Aika

Mallissa aika on jaettu vesivoiman kannalta luonnollisiin sykleihin, vuosiin. Tässä selvityksessä vuodet ovat toisistaan irrallisia laskentavuosia 2005, 2010, 2015 ja 2030, kuitenkin siten, että yhtä laskettavaa vuotta kohti lasketaan riittävä määrä keskenään samanlaisia laskentavuotta seuraavia vuosia, jotta saadaan luotettava veden jäännösarvo varastoissa olevalle vedelle. Ilman oikeaa jäännösarvoa (jota on mahdotonta syöttää annettuna lähtötietona) on vaarana, että vesialtaan jäännösvarastosisältö ei saa riittävästi arvostusta, ja vuoden osatimi hyötyisi tilanteesta seuraavien vuosien kustannuksella.

Tässä selvityksessä vuosi on jaettu 52 viikkoon, MH-mallissa jako on täysin valittavissa. Vesialtaiden vuosioptimointi operoi viikkojaksoittain. Lähtötiedoista polttoainehinnat ja voimalaitosseisokit ovat eroteltavissa viikoittain. Stokastiset suureet, tulovirtaama ja kysyntämuutokset toteutuvat viikoittain.

Tässä selvityksessä viikko on jaettu kolmeen tuntijaksoon, 1 huipputunti, 166 keskittä ja 1 minimitunti. Kyseessä on siis karkea pysyvyysapproksimaatio. Kysyntä ja tarjonta täsmäytetään tuntijaksoittain. MH-mallissa viikon tuntijako on vapaavalintainen.

MH-mallin yleinen ominaisuus on, että useita perättäisiä vuosia voi käsitellä yhdessä laskennassa, jolloin ohjausjärjestelmä suorittaa erillisten vuosien peräkkäisen tarkastelun laskentaprosessina. Laskenta voidaan aloittaa mistä vuoden viikosta hyvänsä.

Alue

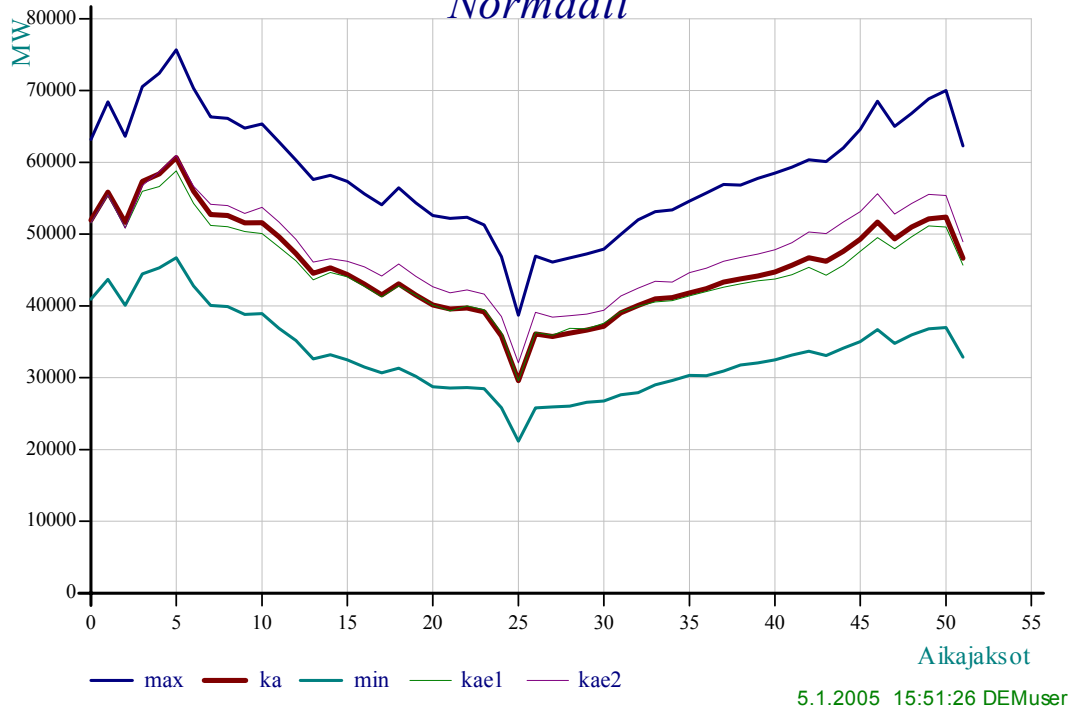
Mallin lähtötiedot ryhmitellään osa-alueittain. Osa-alue on täydellinen kokoelma lähtötietoja, joilla kyseinen osa-alue voidaan laskea itsenäisesti. Pohjoismaisen mallin osa-alueet noudattavat valtion rajoja. Malli koostetaan osa-alueista, jolloin systeemihinta-alue muodostuu Suomesta, Ruotsista, Tanskasta (tässä vain yksi alue) ja Norjasta. Osa-alueiden yhdistämisen seurauksena muodostuu yksi vesivarastoallas ja yksi vesivoimakoneisto. Osa-alueiden lämpövoimakapasiteetit lasketaan yhteen, samoin kysynät ja tulovirtaamat. Jokaisella osa-alueella voi olla nimettyjä rajasiirtoyhteyksiä ulkoisten alueiden kanssa, esimerkiksi Suomi - Venäjä. Alueen sisäisiä, osa-alueiden välisiä mahdollisia siirtorajoituksia ei huomioida mitenkään (ns. systeemihintatarkastelu).

Kysyntä

Kysyntä kuvataan indeksijakona (ks. kohta Indeksijako), joka toteuttaa vuosienergian. Kysyntä ilmaistaan tuntijakson keskitehona. Kun lähtötietona annetaan alueen vuosienergia, saadaan indeksijaon perusteella välittömästi jokaisen tunnin keskitehot. Indeksisarja on muodostettu sähkön tarpeen vuosiaikasarjasta.

Kysynnän muutos on lisäksi stokastinen suure. Peruskysyntään lisätään viikoittain stokastinen lisäkysyntä. Lisäkysyntä on normaalijakautunut satunnaissuure, sen keskiarvo ja hajonta ovat annettuja lähtötietoja. Kasvu ja lisäkysyntä voivat olla positiivisia tai negatiivisia (vähenemä).

FIN SWE NOR DEN 2005 Stokastinen kysyntä Normaali



Kuva 1. Esimerkki indeksisarjalla muodostetusta tuntikysynnästä. Kuvan merkinnät: max = suurin tuntiarvo viikon aikana, ka = viikon keskiarvo, min = pienin tuntiarvo viikon aikana, kae1 ja kae2 ovat eräitä simuloituja stokastisia keskiarvoja.

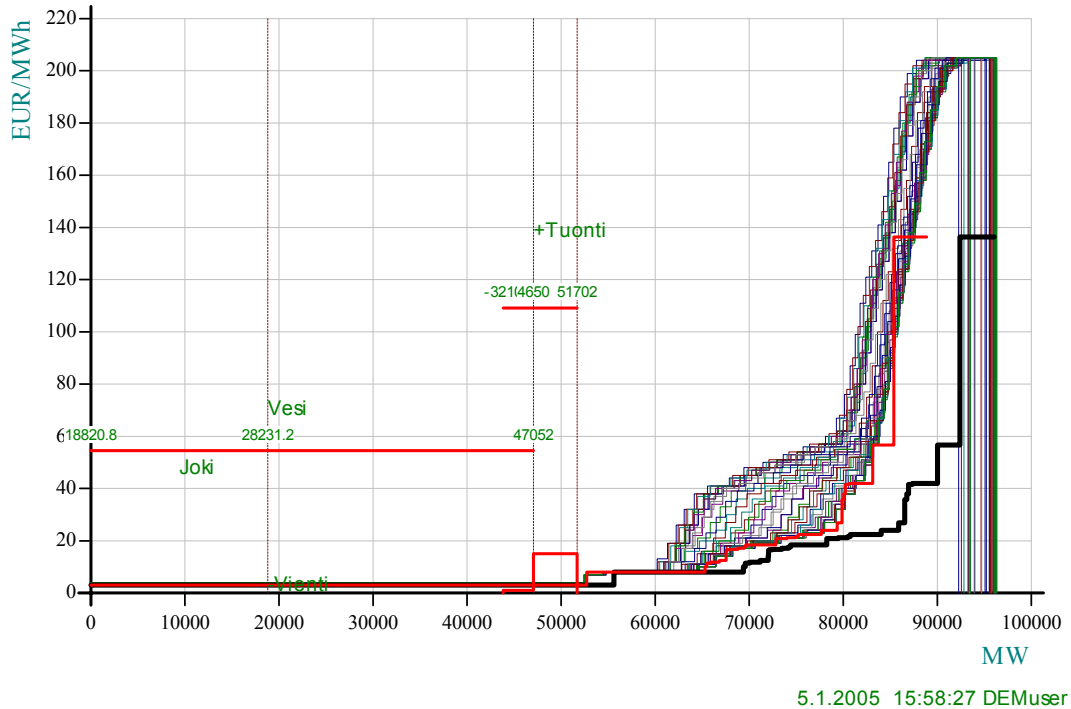
Tarjonta

Vesivoimaa tarjotaan joki- ja allasvoimalasta, joiden kapasiteetti (MW) on rajoitettu. Veden säännöstelyaltaalla on tilan yläraja (TWh), alaraja on 0.

Lämpövoimaa tarjotaan käytettävissä olevista voimaloista. Eri maihin, voimalaitostyyppihin ja polttoaineisiin jaoteltuja voimalaitosluokkia on pohjoismaisessa mallissa yhteensä n. 100 kpl. Voimalaitosluokilla on maasta, tyypistä ja polttoaineesta riippuva hyötysuhde. Voimalaitosten käytettävyyttä rajaavat kapasiteetin lisäksi tilastollinen vioittuvuus ja suunnitellut viikoittaiset seisokit. Yhteistuotantoa rajaa lämmöntarve, joka on implementoitu annettuna indeksisarjalla eri maittain erikseen kaukolämpöyhteistuotannolle ja teollisuusyhteistuotannolle. Mikäli yhteistuotantokapasiteettia jää lämmöntarpeen puuttumisen vuoksi käyttämättä, sitä voidaan käyttää lauhdutustuotantoon eri hyötysuhteella sikäli kun se on optimaalista. Stokastisesti käyttäytyvä lämpövoimantuotanto viedään malliin EIC-askelkäyränä (Expected Incremental Cost -menetelmä). Kustannukset ovat seurausta pääasiassa polttoaineiden käytöstä, jotka tu-

levat mukaan laskentaan hyötysuhteiden ja viikoittain annettavien polttoainehintojen kautta. CO2 kustannukset lisätään polttoainekustannuksiin 100 %:sti annetun päästöhinnan kautta. Myös muita muuttuvia kustannuksia voi antaa lähtötietoina.

FIN SWE NOR DEN 2005 Kokonaiskapasiteetti



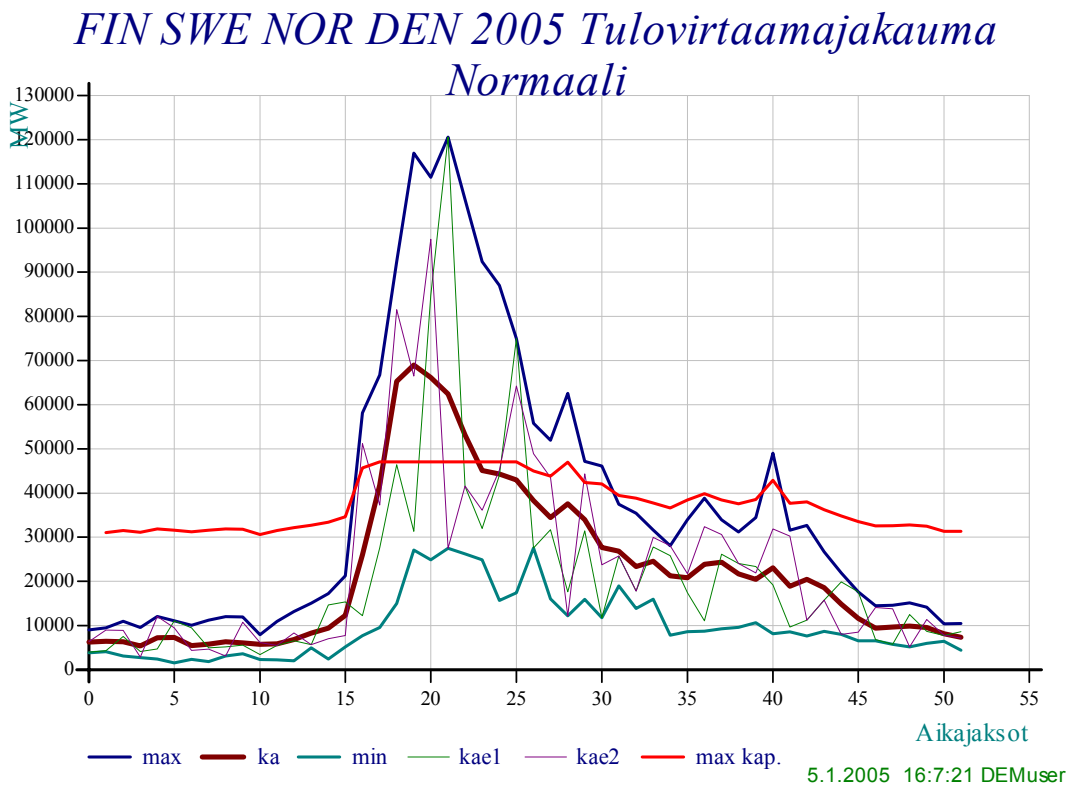
Kuva 2. Sähkön tarjonta. Musta paksu käyrä kuvaa asennettua kapasiteettia viikolla 1, punainen käyrä käytettävissä olevaa kapasiteettia maksimiviesiteholla (ei yleensä käytettävissä viikolla 1), nouseva käyräparvi edustaa eri viikkojen EIC-sovitusta käytettävissä olevasta kapasiteetista ja pystysuora viivaparvi oikealla edustaa käytettävissä olevaa kapasiteettia eri viikoilla maksimiviesiteholla (ei yleensä käytettävissä täysimääräisesti).

Tulovirtaama

Vesivoiman käsittelyn keskeinen tieto on tulovirtaama. Normaalitulovirtaama saadaan viikoittain indeksijakona annetusta vuoden tulovirtaamasta. Tulovirtaama on stokastinen suure, joka on seurausta stokastisesta sadannasta ja vuotuisista jäätyms- ja sulamisilmiöistä. Yhden viikon tulovirtaama on jokin simuloitun 100:n vuoden tulovirtaamatilaston viikkolukema, kun lukema valitaan tasan jakautuneella satunnaisuudella tilastosta. Erillinen virtaamasimulointi tuottaa halutun määrän vesivuositilastoja, joiden todennäköisyysominaisuudet vastaavat todellisuudessa havaittua. Simuloinnissa on otettu huo-

mioon peräkkäisten viikkojen korreloituneisuus (jos toteutunut viikkovirtaama on poikkeuksellisen kuiva tai märkä, niin seuraavan viikon tulovirtaama myös on lievästi samanluonteinen). Eri vuosien summatulovirtaamat ovat normaalijakautuneita.

Viikkotulovirtaaman ensimmäinen osa valuu jokivoimatuotantoon, jossa siitä syntyy pakkovesivoimaa aina jokivoimakapasiteettiin saakka, ja siitä yli menevä valumaosuus joutuu ohijuoksutukseksi ja täysin hukkaan. Toinen osa valuu säännöstelyaltaaseen, josta malli käyttää sitä vesivoimantuotantoon optimaalisella tavalla (koko järjestelmän muuttuvat kustannukset minimoituvat). Mikäli allas on jo täynnä, valumaa voi siirtyä allasohijuoksutukseksi ja täysin hukkaan. Teoriassa mallin säännöstelyallas voi myös tyhjentyä täysin, mutta käytännössä se on mallissa erittäin epätodennäköistä, koska sellainen kuivuus on toisaalta harvinaista ja toisaalta sen mahdollisuus on mukana mallin varaston käytön optimaalisessa suunnittelussa.



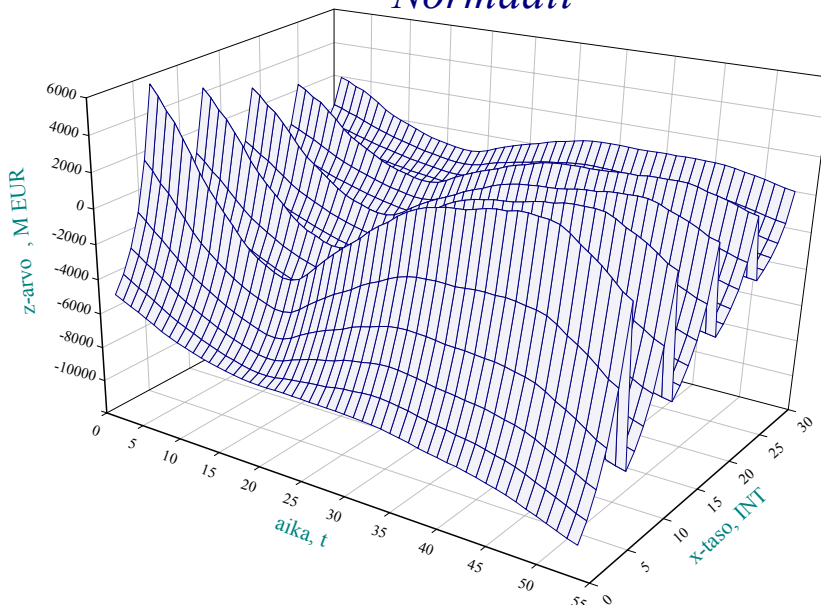
Kuva 3. Tulovirtaamajakauma ja käytettävissä oleva vesivoimakapasiteetti (max.kap.), Tyypillinen vesivuosi vaihtelu, jolloin viikon keskimääräinen tulovirtaama (ka) tuottaa normaalivuoden tulovirtaaman.

Optimointi stokastisella ja dynaamisella mallilla

Vesiarvot lasketaan stokastisella dynaamisella ohjelmoinnilla. Dynaaminen ohjelmointi tarkoittaa menetelmää, jossa kaikki mahdollisuudet tutkitaan ja valitaan niistä paras. Mallin dynaamisia suureita ovat säännöstelyaltaan tilatasot (varastosisältö, TWh) ja kysynnän poikkeutettu tila (=”muisti”, TWh/a). Stokastinen laajennus tarkoittaa sitä, että tietyille suureille annetaan kaikki mahdolliset stokastiset toteutumukset. Laskenta tapahtuu edelleen dynaamisen ohjelmoinnin menetelmällä. Stokastisia suureita ovat viikkotulovirtaumat ja kysyntätilan muutokset. ”Kaikki mahdollisuudet” on luonnollisesti diskretoitu varsin vähälukuisesti, käytännössä diskreetointijaksotus asettuu sellaiseksi, että tulokset voidaan tuottaa sallitussa laskenta-ajassa. Dynaamisen ohjelmoinnin ”paras” osaratkaisu haetaan LP (Linear Programming) mallilla, jossa on mukana EIC-käyräsovitusta muusta voimantuotannosta, allasvoiman vesiarvovaihtoehdot sekä tuonti ja vienti, ja pakkovesivoima on vähennetty kysynnästä.

Vuoden optimointi on iteratiivinen prosessi, jossa ensin lasketaan seuraava vuosi, yleensä hieman kasvaneella kysynnällä normaalivesivuositilalla. Iterointi suppenee kohti ”kestävää” vedenkäyttöstrategiaa, jossa seuraavalle vuodelle jätetään varastoon sopiva määrä vettä. Tieto pakataan veden jäännösarvokäyräksi, ja sen avulla suoritetaan laskentavuoden optimointi. Tuloksena saadaan vuoden vesiarvokäyrät.

FIN SWE NOR DEN 2005 G-arvofunktio takaa Normaali



5.1.2005 16:21:9 DEMuser

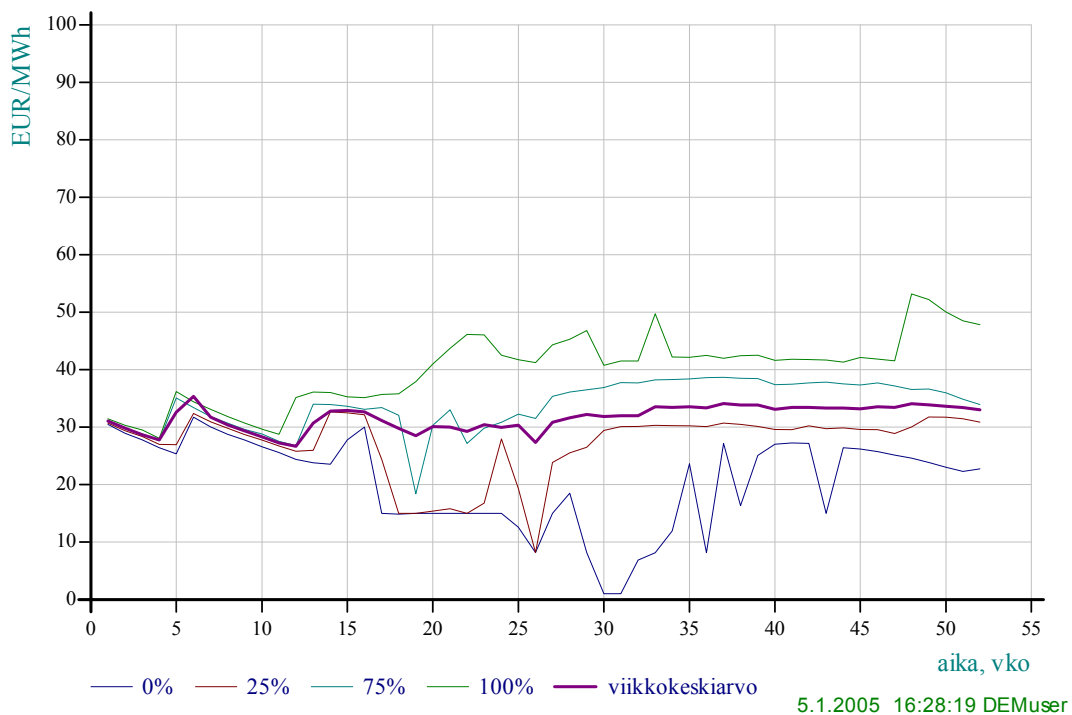
Kuva 4. Esimerkki vesiarvokäyrästä.

Simulointi

Stokastisen dynaamisen ohjelmointiosan tuloksena saadaan vesiarvokäyrät. Kun kysynnän ja vesialtaan alkutila annetaan lähtötietona, vesiarvokäyrien avulla voidaan uudelleen simuloida satunnaismuuttujien suhteen erilaisia optimaalisia toteutumia laskentavuodelle. Tässä selvityksessä on kaikkien laskentatapausten osalta suoritettu 100 simulointia.

Tuloksena saadaan joukko tunneittaisia ja viikoittaisia tuloksia, joista siis voidaan tuottaa tilastollista tietoa, esim. kuva (Kuva 5).

Halvimman tunnin kvartiilit



Kuva 5 Esimerkki viikon halvimman tuntihinnan käyttäytymisestä 100:n simuloinnin laskennassa.

Tulosryhmät ovat:

- tasapainohinta, markkinahinta
- vesivoiman tuotanto
- vesiallasisältö
- ohijuoksutus
- muu sähköntuotanto
- tuonti ja vienti
- kustannusfunktion arvo.

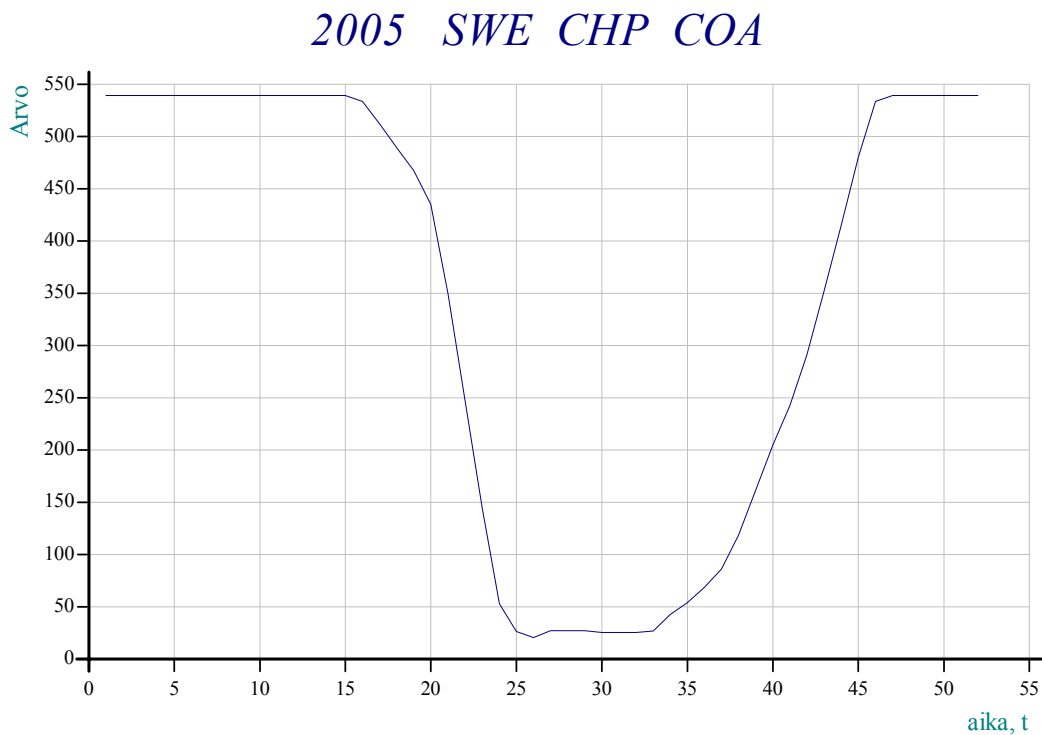
Mallin hienosäätö

Mallia voidaan säätää hyvin monipuolisesti. Tyypillisiä lähtötietoparametreja ovat tulovirtaaman määrä (=vesivuoden laatu), jokivoiman osuus kapasiteetista ja virtaamasta, kysynnän kasvu ja kasvun hajonta, markkinavoiman käyttö ja ulkolämpötilan poikkeamat.

Tuotannon jälkilaskenta ja taseet

Tuotannon optimointiprosessia varten tarkoin kuvatut voimalaitostiedot saatetaan EIC-käyrän muotoon, joka samalla hävittää informaation siitä, mitä voimantuotantomuotoa käyrän piste esittää. Tyypillinen laskentatuloks on sähköntuotanto yhteensä.

Tuotannon kokonaismäärä voidaan annettujen lähtötietojen perusteella vielä jakaa odotusarvoisiin tuotantoluokkiin. Tämä tapahtuu jälkilaskentaprosessina, jonka lähtötietona on simuloitujen tapausten keskiarvo.



Kuva 6 Esimerkki jälkilaskentana saadusta tuotantoerittelystä. Kuvassa Ruotsin hiilivastapaineen odotusarvoinen käyttö viikkokeskitehoina (MW).

MH malli ei käsittele markkina-alueen sisäisiä siirtoja. Jälkilaskennan avulla voidaan kuitenkin tuottaa likimääräiset maakohtaiset energiataasot. Maakohtainen kysyntä on suora seuraus annetuista lähtötiedoista. Vesivoiman tuotannon oletetaan jakautuvan maittain vuositulovirtaamien suhteessa. Muu sähkön tuotanto maittain saadaan jälkilaskennalla. Maakohtainen tuonti ja vienti ovat jo alkuperäisissä simulointituloksissa mukana.

Tämän selvityksen kannalta epäkohtana voidaan pitää sitä, että vuositasolla tapahtuva taselaskenta ei anna tietoa eri viikkojen tuonneista ja vienneistä, vaan tuloksena saadaan vain vuoden nettoarvo, joko tuontia tai vientiä.

Jälkilaskennalla saatu maakohtainen tase ei yllä samalle tarkkuustasolle kuin kokonaisu-mallitasolla esitetyt tulokset, koska maakohtainen tasejako perustuu likimääräistävälle olettamalle, että sekä sähkön käyttö että vesivoiman tuotanto ovat aina kaikissa maissa samassa vakiosuhteessa toisiinsa. Käytännössä ilmasto-olosuhteet ovat hyvinkin erilaisia Pohjoismaiden alueella.

Liitteessä B on jälkilaskennalla tuotettuja maakohtaisia taseita.

Indeksijako

Indeksijaolla tarkoitetaan tässä laskennallista menettelyä, jossa jokin annettu luku jaetaan osiin, jotka suhtautuvat kuten annettu indeksisarja. Indeksijaossa luku a jaetaan tasan n :n osaan $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ indeksisarjan $i_1, i_2, i_3, \dots, i_n$ mukaisesti siten, että

$$a = \sum_n x_n$$

$$x_1 : x_2 : x_3 : \dots : x_n = i_1 : i_2 : i_3 : \dots : i_n$$

Esimerkiksi indeksit 2,1,3 jakavat luvun 10:n luvuiksi 3,33, 1,67 ja 5.

MH-mallissa tyypillisiä indeksijakoja ovat tuntikysynnät vuosienenergian suhteen ja viikotulovirtaamat vuositulovirtaaman suhteen.

Liite B: Mallilaskennalla tuotetut sähkön tuotanto ja kauppatasept

Mallin tuottamat tuloslomakkeet koottu tähän liitteeseen seuraavassa järjestyksessä:

Taulukko 1. Tuloslomakkeiden sivunumerot laskentatapauksittain.

	2005	2010	2015	2030
1. Normaali	B3	B4	B5	B30
2. Kuiva	B6	B7	B8	B31
3. Märkä	B9	B10	B11	B32
4. Päästöhinta 0	B12	B13	B14	B33
5. Päästöhinta 20 (30) €	B15	B16	B17	B34
6. Venäjä +1000 MW	B18	B19	B20	B35
7. Saksan hintataso +-0	B21	B22	B23	B36
8. Saksan hintataso -5 €	B24	B25	B26	B37
9. Saksan hintataso +5 €	B27	B28	B29	B38

Selityksiä:

Ohjelmassa käytetyt lyhenteet on selitetty seuraavassa taulukossa (Taulukko 2).

”\CaseN” numero N viittaa tässä selvityksessä käytettyyn skenaariotapaukseen. Jokaisesta skenaariosta jokaisena laskentavuonna on oma tulosluskansa.

Tulosliuskassa on kolme taulukkoa. Ensimmäinen taulukko esittää kyseisessä skenaariossa laskentavuoden sähkön tuotantotasetta tuotantoluokittain ja maittain. Taseeseen liitetään mukaan nettotuonti ja saatua lukua verrataan maittaiseen kulutukseen. BAL-taserivi kuvaa kyseisen maan tasetta suhteessa toisiin Pohjoismaihin, esim. FIN BAL = -1 tarkoittaa, että Suomeen tuodaan Pohjoismaista yhteensä 1 TWh sähköä.

Toinen taulukko kuvaa siirtoyhteisryhmittäin sähkön tuonti- ja vientisummaa Pohjoismaiden ulkopuolisten maiden suhteen.

Kolmas taulukko esittää sähkön tuotantoa polttoaineittain ja maittain.

Kaikki taulukoiden luvut on laskettu desimaalilukuina, mutta loppuvaiheessa pyöristetty kokonaisluvuiksi. Siksi YHT-sarakkeessa voi olla lukuja, jotka eivät ole osiensa summia. Tasepoikkeama on tarkistussumma, joka myös kuvaa, kuinka tarkoin simuloinnissa vuosikysyntä ja -tarjonta ovat tasapainossa.

Keskihinta on mallin laskema tasapainohinta, sen vuosikeskiarvo. Sitä ei pidä tulkita markkinahintaennusteeksi, koska siinä ei ole kaikkia hinnoittelukomponentteja mukana, mutta se, ja varsinkin sen muutokset korreloivat vahvasti markkinahintojen kanssa.

Alkuvarasto ja sen muutos kuvaavat, kuinka tarkoin aggregoitu vesiallasvarasto on päätyntä alkutilaansa vuoden lopussa.

Taulukko 2. Ohjelmassa käytetyt lyhenteet.

BAL	Tasepoikkeama, \pm etumerkillinen luku
BII	Biopolttoaine
CHC	Sähkön yhteistuotantovoimalaitoksessa tapahtuva lauhdutustuotanto, kaukolämmön yhteydessä
CHP	Sähkön yhteistuotanto kaukolämmön yhteydessä
CIC	Sähkön yhteistuotantovoimalaitoksessa tapahtuva lauhdutustuotanto teollisuudessa
CIP	Sähkön yhteistuotanto teollisuudessa
COA	Hiili
CON	Lauhdutusvoima
DEM	Kokonaiskulutus
DEN	Tanska
EXP	Sähkön vienti Pohjoismaiden ulkopuolelle
EUR	Euro
FIN	Suomi
GAS	Maakaasu
GER	Saksa
GTU	Kaasuturbiinituotanto
HOI	Raskas öljy
HYD	Vesivoima
IMP	Sähkön tuonti Pohjoismaiden ulkopuolelta, taseessa \pm etumerkillinen nettotuonti
JÄT	Jättepolttoaine
LIQ	Mustalipeä
LOI	Kevyt polttoöljy
MWh e	MWh sähköenergiana
MWh pa	MWh polttoaine-energiana
N.A	Ei määritelty
NGA	Maakaasu Norjassa
NOR	Norja
NUC	Ydinvoima, ydinpolttoaine
PEA	Turve
POL	Puola
RUS	Venäjä
SWE	Ruotsi
WIN	Tuulivoima
XXX	Mallin sisäinen varahankintalähde, johon kerätään sellainen tuotanto, jolle ei ole fyysistä hankintalähdettä, käytännössä sähköntuotannon vajaus.
YHT	Yhteensä

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 9:43:15

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case1\
Normaali

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	64	117	0	194
NUC	20	67	0	0	87
CON	6	0	0	0	6
CHP	16	11	0	31	57
CIP	17	6	1	3	28
CHC	0	0	0	0	1
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	1	0	0	14
YHT	86	151	119	41	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	-1	3	-6	5	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	1	0	0	14
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	1	0	0	14

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	87
LOI	0	0	0	0	0
COA	10	3	0	12	25
PEA	8	0	0	0	8
GAS	10	1	0	14	26
N.A	1	0	0	0	2
HOI	1	3	1	5	9
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	10
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	64	117	0	194
YHT	73	150	119	41	383

0 TWh tasepoikkeama (-0.4240700006 MWh)
27.7 EUR/MWh keskihinta
90 -0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 9:48:34

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case1\
Normaali

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	120	0	201
NUC	32	64	0	0	97
CON	1	0	1	0	2
CHP	18	13	0	31	62
CIP	19	7	1	3	30
CHC	1	0	0	0	1
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	0	0	0	13
YHT	97	155	125	41	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	3	1	-6	2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	0	0	0	13
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	0	0	0	13

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	32	64	0	0	97
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	12	20
PEA	6	0	0	0	6
GAS	14	4	0	15	33
HOI	1	2	1	4	7
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	2	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	120	0	201
YHT	85	155	125	41	405

0 TWh tasepoikkeama (19.69269502 MWh)
23.22 EUR/MWh keskihinta
94 -0.4 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 9:50:25

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case1\
Normaali

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	121	0	202
NUC	33	59	0	0	91
CON	4	1	5	0	10
CHP	18	18	0	30	66
CIP	20	7	1	3	31
CHC	2	0	0	0	2
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	12	2	0	0	14
YHT	101	162	130	40	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	2	4	-5	-2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	12	0	2	0	0	14
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	12	0	2	0	0	14

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	91
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	9	17
PEA	7	0	0	0	7
GAS	16	8	0	19	43
HOI	1	3	1	5	9
BI1	5	7	0	1	13
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	5	0	5
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	121	0	202
YHT	89	159	130	40	419

0 TWh tasepoikkeama (-63.30446494 MWh)
29.61 EUR/MWh keskihinta
90 0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 9:57:11

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case2\
Kuiva

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	10	49	89	0	148
NUC	20	67	0	0	88
CON	27	0	0	0	27
CHP	16	12	0	32	59
CIP	18	6	1	3	28
CHC	5	1	0	10	17
CIC	2	1	0	1	3
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	5	0	0	19
YHT	111	143	91	53	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	23	-6	-34	17	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	5	0	0	19
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	5	0	0	19

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	88
LOI	0	0	0	0	0
COA	28	3	0	21	52
PEA	10	0	0	0	10
GAS	15	2	0	15	33
N.A	2	0	0	0	3
HOI	1	4	1	6	12
BI1	2	5	0	4	11
LIQ	9	3	0	0	12
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	2	0	0	2
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	10	49	89	0	148
YHT	98	138	91	53	379

0 TWh tasepoikkeama (-0.4907569289 MWh)
40.03 EUR/MWh keskihinta
93 0 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:4:7

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case2\
Kuiva

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	10	52	91	0	153
NUC	33	64	0	0	97
CON	17	0	3	0	21
CHP	18	15	0	34	66
CIP	20	7	1	3	31
CHC	6	2	0	10	18
CIC	1	0	0	1	2
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	5	0	0	18
YHT	117	149	98	54	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	23	-6	-32	15	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	5	0	0	18
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	5	0	0	18

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	64	0	0	97
LOI	0	0	0	0	0
COA	18	2	0	15	35
PEA	9	0	0	0	9
GAS	20	7	0	24	50
HOI	1	4	1	6	11
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	11
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	4	0	4
XXX	0	0	0	0	0
HYD	10	52	91	0	153
YHT	104	144	98	54	400

0 TWh tasepoikkeama (11.50298196 MWh)
35.29 EUR/MWh keskihinta
95 0.2 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:6:35

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case2\
Kuiva

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	10	52	92	0	153
NUC	33	59	0	0	92
CON	18	8	7	0	33
CHP	18	18	0	31	67
CIP	20	7	1	3	32
CHC	6	3	0	11	19
CIC	1	0	0	1	2
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	5	0	0	18
YHT	119	158	104	52	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	20	1	-30	10	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	5	0	0	18
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	5	0	0	18

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	92
LOI	0	0	0	0	0
COA	16	2	0	11	29
PEA	9	0	0	0	9
GAS	23	17	0	28	67
HOI	1	4	1	5	10
BI1	5	7	0	2	14
LIQ	8	3	0	0	11
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	2	0	0	2
NGA	0	0	8	0	8
XXX	0	0	0	0	0
HYD	10	52	92	0	153
YHT	106	153	104	51	414

0 TWh tasepoikkeama (-50.17559201 MWh)
38.91 EUR/MWh keskihinta
100 0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:10:13

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case3\
Märkä

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	16	79	144	0	238
NUC	20	65	0	0	85
CON	0	0	0	0	0
CHP	11	7	0	16	34
CIP	14	5	0	1	20
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	10	0	0	0	10
YHT	71	158	145	23	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	-16	10	19	-13	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	10	0	0	0	0	10
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	10	0	0	0	0	10

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	65	0	0	85
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	3	0	10	18
PEA	5	0	0	0	5
GAS	4	0	0	3	7
N.A	1	0	0	0	1
HOI	0	0	0	0	1
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	10
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	0	0	0	0
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	0	0	0
XXX	0	0	0	0	0
HYD	16	79	144	0	238
YHT	61	158	145	23	387

0 TWh tasepoikkeama (-5.151051998 MWh)
16.89 EUR/MWh keskihinta
97 0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:12:10

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case3\
Märkä

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	16	84	147	0	247
NUC	32	62	0	0	94
CON	0	0	0	0	0
CHP	12	7	0	15	34
CIP	15	6	0	1	23
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	6	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	8	0	0	0	8
YHT	83	162	150	23	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	-11	8	20	-17	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	8	0	0	0	0	8
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	8	0	0	0	0	8

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	32	62	0	0	94
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	10	16
PEA	5	0	0	0	5
GAS	5	1	0	3	9
HOI	0	0	0	0	0
BI1	4	6	0	3	13
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	6	12
JÄT	0	0	0	0	0
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	0	0	0
XXX	0	0	0	0	0
HYD	16	84	147	0	247
YHT	75	162	150	23	410

0 TWh tasepoikkeama (24.76806283 MWh)
15.3 EUR/MWh keskihinta
97 -0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:13:51

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case3\
Märkä

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	16	84	149	0	249
NUC	32	58	0	0	90
CON	0	0	0	0	0
CHP	16	13	0	19	48
CIP	18	6	1	2	27
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	2	0	0	0	2
YHT	85	168	153	27	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	-14	10	19	-15	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	2	0	0	0	0	2
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	2	0	0	0	0	2

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	32	58	0	0	90
LOI	0	0	0	0	0
COA	4	2	0	9	15
PEA	6	0	0	0	6
GAS	11	4	0	10	25
HOI	0	0	0	1	2
BI1	5	7	0	1	13
LIQ	7	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	16	84	149	0	249
YHT	83	168	153	27	431

0 TWh tasepoikkeama (-13.63247997 MWh)
20.4 EUR/MWh keskihinta
92 -0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:23:41

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case4\
Päästöhinta 0

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	64	117	0	194
NUC	20	67	0	0	87
CON	9	0	0	0	9
CHP	16	11	0	30	57
CIP	17	6	1	3	28
CHC	0	0	0	1	1
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	0	0	0	13
YHT	88	149	119	41	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	1	1	-7	5	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	0	0	0	13
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	0	0	0	13

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	87
LOI	0	0	0	0	0
COA	12	3	0	13	28
PEA	8	0	0	0	8
GAS	10	1	0	13	24
N.A	1	0	0	0	2
HOI	1	2	1	5	9
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	10
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	64	117	0	194
YHT	75	149	119	41	385

0 TWh tasepoikkeama (5.356937051 MWh)
21.57 EUR/MWh keskihinta
96 0 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:25:51

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case4\
Päästöhinta 0

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	119	0	200
NUC	32	64	0	0	96
CON	4	0	0	0	4
CHP	18	13	0	31	62
CIP	19	7	1	3	30
CHC	0	0	0	0	1
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	12	0	0	0	12
YHT	99	155	123	41	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	5	0	-7	2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	12	0	0	0	0	12
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	12	0	0	0	0	12

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	32	64	0	0	96
LOI	0	0	0	0	0
COA	7	2	0	12	22
PEA	7	0	0	0	7
GAS	13	4	0	15	32
HOI	1	2	1	4	8
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	119	0	200
YHT	87	155	123	41	406

0 TWh tasepoikkeama (40.58266294 MWh)
19.08 EUR/MWh keskihinta
97 0.4 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:27:50

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case4\
Päästöhinta 0

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	120	0	201
NUC	33	59	0	0	91
CON	13	1	0	0	14
CHP	18	18	0	31	67
CIP	20	7	1	3	31
CHC	1	0	0	2	3
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	8	1	0	0	8
YHT	106	160	125	42	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	6	2	-9	0	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	8	0	1	0	0	8
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	8	0	1	0	0	8

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	91
LOI	0	0	0	0	0
COA	14	2	0	11	27
PEA	9	0	0	0	9
GAS	15	7	0	19	41
HOI	1	4	1	5	10
BI1	5	7	0	1	13
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	120	0	201
YHT	98	159	125	42	424

0 TWh tasepoikkeama (-31.13026601 MWh)
25.84 EUR/MWh keskihinta
91 0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:29:47

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case5\
Päästöhinta 20

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	64	117	0	194
NUC	20	67	0	0	87
CON	2	0	0	0	2
CHP	16	11	0	31	57
CIP	17	6	1	3	28
CHC	1	0	0	0	1
CIC	1	0	0	0	1
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	3	0	0	17
YHT	83	154	119	41	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	-4	5	-6	5	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	3	0	0	17
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	3	0	0	17

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	87
LOI	0	0	0	0	0
COA	6	3	0	12	21
PEA	6	0	0	0	6
GAS	12	1	0	14	27
N.A	2	0	0	0	2
HOI	1	2	1	5	9
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	11
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	2	0	0	2
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	64	117	0	194
YHT	70	150	119	41	381

0 TWh tasepoikkeama (-26.47004598 MWh)
32.13 EUR/MWh keskihinta
88 -0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:31:28

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case5\
Päästöhinta 20

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	120	0	201
NUC	33	64	0	0	97
CON	0	0	1	0	1
CHP	18	13	0	31	62
CIP	19	7	1	3	30
CHC	1	0	0	0	1
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	1	0	0	14
YHT	97	156	124	41	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	3	1	-6	2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	1	0	0	14
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	1	0	0	14

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	64	0	0	97
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	12	19
PEA	6	0	0	0	6
GAS	14	5	0	15	34
HOI	1	2	1	4	7
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	11
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	2	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	120	0	201
YHT	84	155	124	41	404

0 TWh tasepoikkeama (24.598616 MWh)
26.65 EUR/MWh keskihinta
92 0.2 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:32:53

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case5\
Päästöhinta 20

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	121	0	202
NUC	33	59	0	0	91
CON	1	1	4	0	7
CHP	18	18	0	30	66
CIP	20	7	1	3	31
CHC	2	0	0	0	2
CIC	0	0	0	0	1
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	4	0	0	17
YHT	100	163	129	40	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	1	6	-5	-2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	4	0	0	17
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	4	0	0	17

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	91
LOI	0	0	0	0	0
COA	4	2	0	9	16
PEA	6	0	0	0	6
GAS	17	8	0	19	43
HOI	1	3	1	4	9
BI1	5	7	0	1	14
LIQ	8	3	0	0	11
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	2	0	0	2
NGA	0	0	5	0	5
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	121	0	202
YHT	87	159	129	40	416

0 TWh tasepoikkeama (-58.08216399 MWh)
32.53 EUR/MWh keskihinta
90 0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:37:0

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case6\
Venäjä +1000 MW

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	64	117	0	194
NUC	20	67	0	0	87
CON	3	0	0	0	3
CHP	16	10	0	29	55
CIP	17	6	1	3	27
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	22	1	0	0	22
YHT	91	149	118	39	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	3	1	-7	3	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	22	0	1	0	0	22
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	22	0	1	0	0	22

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	87
LOI	0	0	0	0	0
COA	7	3	0	12	22
PEA	7	0	0	0	7
GAS	10	1	0	13	25
N.A	1	0	0	0	2
HOI	1	2	1	4	7
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	10
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	64	117	0	194
YHT	69	149	118	39	375

0 TWh tasepoikkeama (-11.11965603 MWh)
25.19 EUR/MWh keskihinta
90 0.5 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:38:33

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case6\
Venäjä +1000 MW

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	119	0	200
NUC	32	64	0	0	96
CON	0	0	1	0	1
CHP	17	12	0	28	58
CIP	19	7	1	3	29
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	21	0	0	0	21
YHT	104	153	124	38	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	9	-1	-7	-1	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	21	0	0	0	0	21
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	21	0	0	0	0	21

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	32	64	0	0	96
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	12	19
PEA	6	0	0	0	6
GAS	13	4	0	14	30
HOI	1	1	0	2	4
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	119	0	200
YHT	83	153	124	38	397

0 TWh tasepoikkeama (15.24544191 MWh)
20.91 EUR/MWh keskihinta
95 0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:41:4

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case6\
Venäjä +1000 MW

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	121	0	202
NUC	33	59	0	0	91
CON	2	1	3	0	6
CHP	18	17	0	30	65
CIP	20	7	1	3	31
CHC	1	0	0	0	1
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	19	1	0	0	20
YHT	105	159	128	39	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	6	2	-6	-2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	19	0	1	0	0	20
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	19	0	1	0	0	20

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	91
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	9	16
PEA	7	0	0	0	7
GAS	15	7	0	19	41
HOI	1	3	1	4	8
BI1	5	7	0	1	13
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	4	0	4
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	121	0	202
YHT	87	158	128	39	413

0 TWh tasepoikkeama (-34.19474 MWh)
28.16 EUR/MWh keskihinta
89 0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:54:7

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case7\
Saksan hintataso +-0

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	64	117	0	194
NUC	20	67	0	0	88
CON	5	0	0	0	5
CHP	16	11	0	32	59
CIP	18	6	1	3	28
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	1	0	1	15
YHT	85	151	119	43	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	-2	3	-7	6	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	3	3	0	8	26
EXP	0	2	2	0	7	12
YHT	13	0	0	0	1	15

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	88
LOI	0	0	0	0	0
COA	9	3	0	12	24
PEA	8	0	0	0	8
GAS	10	1	0	14	25
N.A	1	0	0	0	2
HOI	1	3	1	6	10
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	10
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	64	117	0	194
YHT	72	150	119	42	383

0 TWh tasepoikkeama (2.490145922 MWh)
28.15 EUR/MWh keskihinta
89 0.2 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:56:6

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case7\
Saksan hintataso +-0

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	120	0	201
NUC	33	64	0	0	97
CON	0	0	1	0	1
CHP	18	13	0	32	63
CIP	19	7	1	3	31
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	0	0	0	13
YHT	97	155	125	42	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	3	1	-6	2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	2	2	0	7	25
EXP	0	2	2	0	7	12
YHT	13	0	0	0	0	13

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	64	0	0	97
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	12	19
PEA	6	0	0	0	6
GAS	13	5	0	16	33
HOI	1	2	1	4	8
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	2	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	120	0	201
YHT	84	155	125	42	406

0 TWh tasepoikkeama (30.29347295 MWh)
23.39 EUR/MWh keskihinta
92 -0.4 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 10:57:41

MH-vuosiraportti
d:\mh\
.\Case7\
Saksan hintataso +-0

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	121	0	202
NUC	33	59	0	0	92
CON	3	1	5	0	10
CHP	18	18	0	31	67
CIP	20	7	1	3	32
CHC	2	0	0	0	2
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	0	0	0	13
YHT	102	160	131	41	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	2	2	-4	-1	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	2	2	0	8	25
EXP	0	2	2	0	7	12
YHT	13	0	0	0	0	13

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	92
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	9	16
PEA	7	0	0	0	7
GAS	16	7	0	19	42
HOI	1	4	1	5	10
BI1	5	7	0	1	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	6	0	6
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	121	0	202
YHT	89	159	131	40	419

0 TWh tasepoikkeama (-67.43947202 MWh)
30.12 EUR/MWh keskihinta
90 -0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 11:3:19

MH-vuosiraportti

d:\mh\

.\Case8\

Saksan hintataso -5 EUR

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	64	117	0	194
NUC	20	67	0	0	87
CON	1	0	0	0	1
CHP	16	10	0	29	54
CIP	17	6	1	3	27
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	4	0	7	25
YHT	80	153	119	46	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	-7	4	-7	9	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	3	3	0	11	31
EXP	0	1	1	0	4	6
YHT	13	2	2	0	7	25

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	87
LOI	0	0	0	0	0
COA	6	3	0	12	21
PEA	6	0	0	0	6
GAS	10	1	0	13	24
N.A	1	0	0	0	2
HOI	1	1	0	3	6
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	10
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	64	117	0	194
YHT	67	148	119	38	373

0 TWh tasepoikkeama (11.82718706 MWh)

24.04 EUR/MWh keskihinta

96 -0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 11:5:16

MH-vuosiraportti

d:\mh\

.\Case8\

Saksan hintataso -5 EUR

Sähkön hankinta, TWh
2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	120	0	201
NUC	33	64	0	0	97
CON	0	0	0	0	0
CHP	17	11	0	26	55
CIP	19	7	1	3	29
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	5	0	7	25
YHT	95	158	124	42	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	0	3	-7	3	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	3	3	0	11	31
EXP	0	1	1	0	4	6
YHT	13	2	2	0	7	25

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	64	0	0	97
LOI	0	0	0	0	0
COA	5	2	0	12	19
PEA	6	0	0	0	6
GAS	12	4	0	12	28
HOI	0	0	0	1	2
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	120	0	201
YHT	82	153	124	35	393

0 TWh tasepoikkeama (39.22156096 MWh)

19.45 EUR/MWh keskihinta

101 -0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 11:6:32

MH-vuosiraportti

d:\mh\

.\Case8\

Saksan hintataso -5 EUR

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	121	0	202
NUC	33	59	0	0	91
CON	1	0	2	0	3
CHP	18	17	0	29	64
CIP	20	7	1	3	31
CHC	0	0	0	0	0
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	10	6	0	10	25
YHT	95	163	127	48	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	-4	5	-7	6	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	10	4	4	0	12	30
EXP	0	1	1	0	3	5
YHT	10	3	3	0	10	25

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	91
LOI	0	0	0	0	0
COA	4	2	0	9	16
PEA	6	0	0	0	6
GAS	14	6	0	18	39
HOI	1	2	1	4	7
BI1	5	7	0	1	13
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	3	0	3
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	121	0	202
YHT	85	157	127	39	407

0 TWh tasepoikkeama (-48.4923349 MWh)

26.54 EUR/MWh keskihinta

95 -0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 11:13:4

MH-vuosiraportti

d:\mh\

.\Case9\

Saksan hintataso +5 EUR

Sähkön hankinta, TWh
2005

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	65	117	0	195
NUC	20	67	0	0	88
CON	14	0	0	0	14
CHP	16	12	0	32	59
CIP	18	6	1	3	28
CHC	1	0	0	0	1
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	1	1	7	9
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	-4	0	-6	3
YHT	94	148	119	36	397
DEM	87	148	125	36	397
BAL	7	-1	-6	0	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	1	1	0	5	20
EXP	0	3	3	0	11	17
YHT	13	-2	-2	0	-6	3

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	20	67	0	0	88
LOI	0	0	0	0	0
COA	16	3	0	12	31
PEA	9	0	0	0	9
GAS	11	1	0	14	26
N.A	1	0	0	0	2
HOI	1	4	1	6	11
BI1	2	5	0	3	10
LIQ	8	3	0	0	10
WIN	0	1	1	7	9
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	1	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	65	117	0	195
YHT	81	151	119	42	394

0 TWh tasepoikkeama (-4.410264015 MWh)

31.49 EUR/MWh keskihinta

85 -0.4 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 11:16:22

MH-vuosiraportti

d:\mh\

.\Case9\

Saksan hintataso +5 EUR

Sähkön hankinta, TWh

2010

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	120	0	201
NUC	33	64	0	0	97
CON	2	0	3	0	5
CHP	18	14	0	34	66
CIP	20	7	1	3	31
CHC	3	0	0	0	3
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	0	3	3	7	12
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	-4	0	-6	4
YHT	101	153	126	37	418
DEM	94	154	130	39	418
BAL	7	-1	-4	-2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	1	1	0	5	21
EXP	0	3	3	0	11	17
YHT	13	-2	-2	0	-6	4

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	64	0	0	97
LOI	0	0	0	0	0
COA	6	2	0	12	20
PEA	7	0	0	0	7
GAS	16	5	0	16	37
HOI	1	3	1	6	11
BI1	4	6	0	3	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	0	3	3	7	12
JÄT	0	1	0	0	1
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	3	0	3
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	120	0	201
YHT	88	157	126	43	415

0 TWh tasepoikkeama (12.3664239 MWh)

27.13 EUR/MWh keskihinta

85 0.5 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
17.12.2004 11:19:33

MH-vuosiraportti

d:\mh\

.\Case9\

Saksan hintataso +5 EUR

Sähkön hankinta, TWh
2015

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	68	121	0	202
NUC	33	59	0	0	92
CON	8	4	7	0	19
CHP	18	18	0	31	67
CIP	20	7	1	3	32
CHC	4	0	0	0	4
CIC	0	0	0	0	0
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	6	3	6	16
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	-5	0	-7	1
YHT	109	158	132	33	433
DEM	99	157	134	42	433
BAL	10	1	-2	-9	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	1	1	0	4	19
EXP	0	3	4	0	11	18
YHT	13	-2	-2	0	-7	1

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	33	59	0	0	92
LOI	0	0	0	0	0
COA	7	2	0	9	18
PEA	9	0	0	0	9
GAS	20	10	0	19	49
HOI	1	4	1	5	10
BI1	5	7	0	1	14
LIQ	8	3	0	0	10
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	6	3	6	16
JÄT	0	2	0	0	2
MAS	0	1	0	0	1
NGA	0	0	8	0	8
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	68	121	0	202
YHT	96	163	132	41	432

0 TWh tasepoikkeama (-85.38141197 MWh)

33.09 EUR/MWh keskihinta

86 0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 14:20:47

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case1\
Normaali

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	69	122	0	204
NUC	36	34	0	0	70
CON	7	14	6	0	27
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	6	2	0	5	14
CIC	2	1	0	0	3
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	0	0	1	14
YHT	119	158	133	50	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	11	-5	-9	4	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	0	0	1	14
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	0	0	1	14

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	8	2	0	13	23
PEA	6	0	0	0	6
GAS	24	23	7	27	81
HOI	1	4	1	0	5
BI1	7	8	0	3	18
LIQ	10	3	0	0	13
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	2	0	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	69	122	0	204
YHT	106	158	133	49	446

0 TWh tasepoikkeama (102.5333911 MWh)
48.93 EUR/MWh keskihinta
92 -0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 14:36:0

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case2\
Kuiva

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	10	53	93	0	156
NUC	36	34	0	0	70
CON	18	17	9	0	44
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	7	6	0	20	33
CIC	3	1	0	1	5
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	4	0	6	23
YHT	129	152	108	71	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	21	-11	-35	25	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	2	2	0	6	23
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	2	2	0	6	23

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	18	2	0	17	37
PEA	7	0	0	0	7
GAS	25	27	10	39	101
HOI	1	4	1	0	6
BI1	7	10	0	3	21
LIQ	10	3	0	0	13
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	2	0	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	10	53	93	0	156
YHT	116	148	108	65	437

0 TWh tasepoikkeama (77.02019119 MWh)
57.81 EUR/MWh keskihinta
110 -0.5 TWh alkuvaramo ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 14:50:37

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case3\
Märkä

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	16	85	150	0	250
NUC	36	34	0	0	70
CON	2	3	1	0	5
CHP	20	20	0	33	73
CIP	20	7	1	3	31
CHC	1	0	0	0	2
CIC	0	0	0	0	1
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	8	0	0	0	8
YHT	104	158	155	43	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	-4	-6	13	-3	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	8	0	0	0	0	8
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	8	0	0	0	0	8

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	6	2	0	13	21
PEA	6	0	0	0	6
GAS	15	10	1	22	49
HOI	1	2	0	0	3
BI1	6	8	0	2	16
LIQ	9	3	0	0	11
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	1	0	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	16	85	150	0	250
YHT	96	157	155	43	452

0 TWh tasepoikkeama (102.5199752 MWh)
37.07 EUR/MWh keskihinta
90 0.2 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 14:58:44

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case4\
Päästöhinta 0 /t

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	69	122	0	204
NUC	36	34	0	0	70
CON	22	10	4	0	36
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	5	1	0	5	10
CIC	0	0	0	0	1
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	10	0	0	0	10
YHT	128	151	131	49	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	20	-12	-11	3	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	10	0	0	0	0	10
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	10	0	0	0	0	10

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	22	2	0	17	41
PEA	9	0	0	0	9
GAS	22	18	4	24	68
HOI	1	4	1	0	5
BI1	6	8	0	1	15
LIQ	8	3	0	0	11
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	1	0	0	1
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	69	122	0	204
YHT	118	151	131	49	450

0 TWh tasepoikkeama (89.81079417 MWh)
38.33 EUR/MWh keskihinta
99 -0.2 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 15:2:53

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case5\
Päästöhinta 30 /t

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	69	122	0	203
NUC	36	34	0	0	70
CON	6	14	6	0	25
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	6	3	0	4	13
CIC	2	1	0	0	4
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	1	0	2	16
YHT	118	159	132	50	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	10	-4	-10	4	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	0	1	0	2	16
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	13	0	1	0	2	16

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	6	2	0	13	22
PEA	6	0	0	0	6
GAS	24	23	6	26	79
HOI	1	4	1	0	5
BI1	7	10	0	3	20
LIQ	10	3	0	0	13
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	2	0	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	69	122	0	203
YHT	105	158	132	48	444

0 TWh tasepoikkeama (92.06792611 MWh)
53.21 EUR/MWh keskihinta
91 0.5 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 15:11:13

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case6\
Venäjä +1000 MW

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	69	122	0	204
NUC	36	34	0	0	70
CON	6	12	4	0	22
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	6	1	0	4	11
CIC	2	1	0	0	3
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	22	0	0	0	22
YHT	126	155	131	48	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	18	-9	-11	2	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	22	0	0	0	0	22
EXP	0	0	0	0	0	0
YHT	22	0	0	0	0	22

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	7	2	0	13	22
PEA	6	0	0	0	6
GAS	23	20	5	26	74
HOI	1	4	1	0	5
BI1	7	8	0	3	18
LIQ	10	3	0	0	13
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	2	0	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	69	122	0	204
YHT	105	155	131	48	438

0 TWh tasepoikkeama (91.18060917 MWh)
47.23 EUR/MWh keskihinta
90 -0.1 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 15:33:6

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case7\
Saksan hintataso +-0

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	69	122	0	203
NUC	36	34	0	0	70
CON	6	15	7	0	27
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	6	2	0	4	13
CIC	2	1	0	0	3
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	0	0	1	14
YHT	119	159	133	49	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	10	-4	-9	3	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	2	2	0	8	25
EXP	0	2	2	0	7	11
YHT	13	0	0	0	1	14

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	7	2	0	13	22
PEA	6	0	0	0	6
GAS	24	24	7	26	82
HOI	1	4	1	0	5
BI1	7	8	0	3	18
LIQ	10	3	0	0	13
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	2	0	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	69	122	0	203
YHT	106	159	133	48	446

0 TWh tasepoikkeama (78.75088823 MWh)
48.93 EUR/MWh keskihinta
95 0.3 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 16:29:44

MH-vuosiraportti

C:\MH_KTM\

.\Case8\

Saksan hintataso -5 /MWh

Sähkön hankinta, TWh

2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	69	121	0	203
NUC	36	34	0	0	70
CON	5	11	3	0	19
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	6	1	0	2	9
CIC	2	1	0	0	3
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	6	0	9	27
YHT	116	159	130	55	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	8	-4	-13	9	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	4	4	0	12	33
EXP	0	1	1	0	4	6
YHT	13	3	3	0	9	27

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	6	2	0	13	21
PEA	6	0	0	0	6
GAS	23	19	4	24	70
HOI	1	4	1	0	5
BI1	7	8	0	3	18
LIQ	10	3	0	0	13
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	2	0	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	69	121	0	203
YHT	103	154	130	46	433

0 TWh tasepoikkeama (82.75997311 MWh)

46.13 EUR/MWh keskihinta

97 0.7 TWh alkuvarasto ja lisäys

MH-malli VTT Prosessit
28.12.2004 15:48:12

MH-vuosiraportti
C:\MH_KTM\
.\Case9\
Saksan hintataso +5 /MWh

Sähkön hankinta, TWh
2030

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
HYD	13	69	121	0	203
NUC	36	34	0	0	70
CON	9	16	9	0	33
CHP	20	22	0	34	76
CIP	21	7	1	3	32
CHC	7	4	0	12	22
CIC	2	1	0	1	4
GTU	0	0	0	0	0
WIN	1	9	4	6	20
XXX	0	0	0	0	0
IMP	13	-5	0	-9	-1
YHT	122	156	135	47	460
DEM	108	163	142	46	460
BAL	14	-8	-7	1	0

	FIN-RUS	SWE-GER	SWE-POL	NOR-RUS	DEN-GER	YHT
IMP	13	1	1	0	3	18
EXP	0	4	4	0	12	20
YHT	13	-3	-3	0	-9	-1

Sähkön tuotanto polttoaineittain, TWh:

	FIN	SWE	NOR	DEN	YHT
NUC	36	34	0	0	70
LOI	0	0	0	0	0
COA	9	2	0	13	25
PEA	6	0	0	0	6
GAS	24	27	9	34	95
HOI	1	4	1	0	5
BI1	7	8	0	3	18
LIQ	10	3	0	0	13
N.A	1	0	0	0	1
WIN	1	9	4	6	20
JÄT	0	3	0	0	3
MAS	0	2	0	0	2
XXX	0	0	0	0	0
HYD	13	69	121	0	203
YHT	109	161	135	56	461

0 TWh tasepoikkeama (64.60439306 MWh)
52.05 EUR/MWh keskihinta
91 0.8 TWh alkuvarasto ja lisäys

VTT WORKING PAPERS

VTT PROSESSIT – VTT PROSESSER –VTT PROCESSES

- 2 Pingoud, Kim & Soimakallio, Sampo. Puuperäisten tuotteiden ja bioenergian kasvihuonekaasutaseet. 2004. 14 s.
- 5 Monni, Suvi. Uncertainties in the Finnish 2002 Greenhouse Gas Emission Inventory. 2004. 31 p. + app. 18 p.
- 12 Pipatti, Riitta, Korhonen, Riitta & Savolainen, Ilkka. Wood in peat fuel – impact on the reporting of greenhouse gas emissions according to IPCC Guidelines. 2004. 25 p.
- 16 Kekkonen, Veikko & Pursiheimo, Esa. Selvitys sähkön tuontimahdollisuuksista Suomeen pohjoismaisilta sähkömarkkinoilta. 2005. 39 s. + liitt. 53 s.