

TUULIVOIMAN MARKKINAVAIKUTUKSET

SUOMEN TUULIVOIMAYHDISTYS RY

23.3.2014

Selvityksen toteutus:
Energia Kolmio Oy

SISÄLLYSLUETTELO

1.	Johdanto.....	1
2.	Pitkän aikavälin skenaario 2030	2
2.1	Arvio sähköntarpeesta	2
2.2	Arvio tuotantorakenteesta	5
2.3	Arvio siirtokapasiteetista	10
3.	Tuulivoiman vuosivolymin 15 TWh vaikutukset Suomessa	12
3.1	Tuulivoiman vaikutus sähkömarkkinoihin	12
3.1.1	Tuulivoiman vaikutus sähkön hintaan.....	12
3.1.2	Tuulivoiman vaikutus säätövoiman tarpeeseen ja sähkömarkkinan säätäminen tulevaisuudessa	15
3.1.3	Tuulivoiman vaikutus tuontisähköntarpeeseen.....	41
3.1.4	Tuulivoiman vaikutukset päästökauppaan	41
3.2	Tuulivoiman tuennan tarve ja sen kokonaisvaikutus yhteiskunnalle.....	42
3.3	Hiilidioksidineutraali tuotanto 2050 – Tavoitteen saavuttaminen ja kustannukset	47
4.	Muut vaikutukset.....	50
4.1	Tuulivoiman lisäämisen vaikutukset sähköverkkoihin ja sähköverkkoliittymiin	50
4.2	Tuulivoiman työllistävä vaikutus.....	50
5.	Yhteenveto.....	53
6.	Lähteet.....	55

TERMIT JA YKSIKÖT

Aluehinta, aluehintaero	Pohjoismainen sähkömarkkina jakautuu eri hinta-alueisiin, sillä siirtokapasiteetin rajoitteista johtuen sähköä ei aina pystytä tasaamaan kysynnän ja tarjonnan mukaisesti. Eri alueille muodostuu tällöin alueita, joilla on oma systeemihinnasta poikkeava aluehintansa. Aluehintaero on aluehinnan ja systeemihinnan erotus
Rajakustannus	Kustannusten lisäys, jos tuottaja lisää tuotantoaan yhdellä yksiköllä
MW	Megawatti, tehon yksikkö, miljoona wattia
MWe	Megawatti sähkötehoa
MWh	Megawattitunti, energian yksikkö, miljoona wattituntia
Pullonkaula	Kun siirtokapasiteetin sähkön liikkumiselle asettama rajoitus. Vaikka sähkö markkinaehtoisesti liikkuisi alueelta toiselle, ei siirtoa pystytä siirtokapasiteetin rajallisuudesta johtuen täysimääräisesti toteuttamaan
Rajakustannus	Kustannusten lisäys, jos tuottaja lisää tuotantoaan yhdellä yksiköllä
Profiiliriski	Sähkön tuottajan tai kuluttajan riski siitä, että kulutus tai tuotanto ajoittuu epäedullisesti suhteessa tunneittain vaihtelevaan sähkön hintaan
Systeemihinta	Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön hinta määräytyy seuraavan vuorokauden jokaiselle tunnille suljetulla huutokauppamenettelyllä. Tämä kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteestä muodostunut hinta on sähkön systeemihinta.
Tasesähköriski	Riski, joka aiheutuu siitä, etteivät toimijan kulutus- tai tuotantoennuste vastaa toteutunutta kulutusta tai tuotantoa
TWh	Terawattitunti, energian yksikkö, miljoona megawattituntia

11.4.2014

1. JOHDANTO

Euroopan Unionin ilmastotavoitteisiin perustuen Suomi rakentaa mittavan määrän tuulivoimaa lähitulevaisuudessa. Jotta tuulivoimainvestointeja saadaan syntymään, on Suomeen säädetty laki uusiutuvan energian tuotantotuesta. Nykyinen tuotantotuki on mitoitettu 2500 MW:n tuulivoimakapasiteetin rakentamiseen, jolloin tuulienergiaa tuotetaan vuosittain noin 6 TWh vuoteen 2020 mennessä.

Euroopan Komission 22.1.2014 ehdottamat tavoitteet vuoden 2020 jälkeiselle ajalle ovat kasvihuonekaasupäästöjen vähentäminen 40 %:lla vuoteen 2030 mennessä sekä uusiutuvan energian osuuden kasvattaminen vähintään 27 %:iin. Komission ehdotuksessa päästövähennystavoitetta on esitetty säädettävän sitovaksi. Myös uusiutuvan energian tavoite on ehdotettu säädettävän sitovaksi, mutta maakohtaisia tavoitteita ei ehdotukseen ole sisällytetty. Euroopan parlamentti kuitenkin äänesti asiasta 5.2.2014 ja asettui maakohtaisten uusiutuvan energian tavoitteiden taakse. Uusiutuvan energian vähimmäistavoitteen parlamentti nosti 30 %:iin. Tavoitteista käytävä keskustelu jatkuu EU:n eri päätöksentekokoelimissä ja asiaan on tarkoitus saada ratkaisu ennen Pariisin ilmastokokousta vuonna 2015.

Uusiutuvan energian lisärakentaminen tullee jatkumaan Suomessa myös vuoden 2020 jälkeen, sillä EU tähtää voimakkaaseen päästöjen vähentämiseen ja uusiutuvan energiantuotannon lisäämiseen. Suomen Tuulivoimayhdistys Ry:n toimeksiannosta toteutettu selvitys tutkii tuulivoiman markkinavaikutuksia tilanteessa, jossa tuulivoimalla tuotettaisiin sähköä noin 15 TWh vuodessa. Työ tarkastelee tilannetta erityisesti vuonna 2030. Työn loppupuolella luodaan silmäys myös vuoden 2050 energiantuotannon tavoitteisiin. Selvityksen toteuttaa energia-alan asiantuntijayritys Energiakolmio Oy. Energiakolmio Oy on toiminut energiamarkkinoiden asiantuntijana lähes 20 vuotta ja yrityksen asiakaskunta koostuu laajasta joukosta energiayhtiöitä sekä suuria eri alojen sähkönkäyttäjiä. Energiakolmio Oy on Suomen suurin energiamarkkina-alaan erikoistunut palveluyritys ja työllistää noin 95 henkilöä.



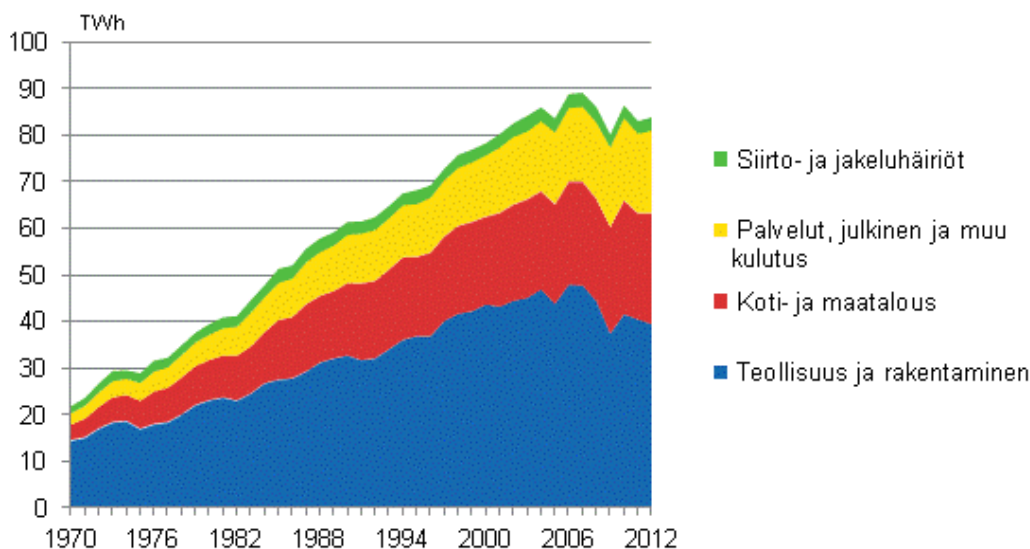
11.4.2014

2. PITKÄN AIKAVÄLIN SKENAARIO 2030

Suomen sähkömarkkinoiden pitkän aikavälin skenaario hahmottuu kansainvälisissä ilmastoneuvotteluissa sovitun tavoitteen ympärille. Jotta maapallon keskilämpötila saadaan rajoitettua sovittuun kahteen asteeseen esiteolliseen aikaan verrattuna, tulee kehittyneiden maiden vähentää kasviuonekaasupäästöjään 80 – 95 % vuoden 1990 tasosta vuoteen 2050 mennessä. Euroopan Unionin komission etenemissuunnitelma siirtymisestä kilpailukykyiseen vähähiiliseen talouteen vuonna 2050 lähtee siitä, että yksin EU-maiden tulee vähentää kasviuonekaasupäästöjä vähintään 80 % vuoden 1990 tasosta 2050 mennessä. Tämän jalkauttamiseksi EU pyrkii luomaan pitkäjänteisen ja kustannuksia minimoivan välitavoitteen vuoteen 2030. Energiantuotannon rooli tässä on erittäin merkittävä, sillä se tuottaa valtaosan kasviuonekaasupäästöistä. Sähkön- ja lämmöntuotanto ovat suurin yksittäinen kasviuonekaasupäästöjen lähde. Vuoden 2050 tavoitteeseen pääsemiseksi sähkön- ja lämmöntuotannon on käytännössä saavutettava hiilineutraalisuus.

2.1 Arvio sähköntarpeesta

Suomen sähkönkulutuksen trendi oli kasvava vielä 2000-luvun alkupuolella, mutta taantui sittemmin haasteellisen talouskehityksen myötä ja on viime vuosina ollut ajoittain jopa laskeva (Kuva 1). Valtioneuvoston vuoden 2008 ilmasto- ja energiastrategia ennakoii sähkönkulutuksen perusuran mukaisesti tasolle 103 TWh vuonna 2020 ja kulutuksen kasvavan tästä 108 TWh:iin vuoteen 2030 mennessä. Kulutuksen kasvun odotettiin pääosin perustuvan teollisuuden ja rakentamisen sähkönkulutuksen kasvuun kuten myös asumisen ja palveluiden kasvavaan sähkönkulutukseen. Perusskenaarion mukainen ennuste näyttää tilanteen, johon päädytään, jos jo päätetyt toimenpiteet viedään loppuun, mutta uusia toimenpiteitä ei tehdä. Samassa strategiassa vuoden 2020 sähkönkulutuksen tavoiteuraksi sekä vuoden 2030 visioksi asetettiin 98 TWh ja 95 TWh. (Valtioneuvosto 2008)



Kuva 1 Suomen sähkönkulutus sektoreittain 1970 – 2012. (Tilastokeskus)

Vuoden 2013 ilmasto- ja energiastrategian taustaraportti päivittää perusuran mukaiset ennusteet. Tässä vaiheessa lukemissa näkyvät jo ne vaikutukset, jotka tulevat vuoden 2008 ilmasto- ja

11.4.2014

energiastrategian mukaisten tavoitteiden perusteella tehtyjen toimenpiteiden myötä. Päivitetyn perusuran mukainen ennuste vuodelle 2020 on 94 TWh ja vuodelle 2030 102 TWh. Ennustetta on siis merkittävässä määrin laskettu erityisesti teollisuuden ja rakentamisen aloilla, kun taas palvelusektorin kulutusennustetta on korotettu. Elektroniikka- ja metsäteollisuuden odotetaan edelleen hiipuvan ja jatkossa kasvua ylläpitäviksi toimialoiksi mainitaan kaivosteollisuus, koneiden ja laitteiden valmistus. Palvelusektorilla kasvua odotetaan kaupanalalla sekä sosiaalipalveluissa väestön ikääntyessä. (Valtioneuvosto 2008, Työ- ja elinkeinoministeriö 2013)

Energiateollisuuden 2010 julkaisema Haasteista mahdollisuuksia – sähkön ja kaukolämmön hiilineutraali visio vuodelle 2050 ennakoii vuoden 2030 sähkön kulutuksen melko vastaavasti kuin ilmasto- ja energiastategiapäivityksen taustaraportti 2013. Suurin epävarmuus arvioissa liittyy teollisuuden sähkönkulutukseen – epävarmuusväli on peräti 7 TWh. (Energiateollisuus ry 2010)

IEA:n World Energy Outlook 2013 on vastaavalla linjalla edellä mainittujen arvioiden kanssa siitä, kuinka eri alojen sähkönkulutus tulevaisuudessa kehittyy. Euroopan OECD-maiden sähkönkulutuksen kasvuvauhdin arvioidaan Current policies –skenaarioon perustuen olevan noin 1 % vuodessa 2011 – 2035 ja noin 0,7 % New policies –skenaarioon perustuen. Nopeimmin sähkönkulutus kasvaa New policies –skenaarioon mukaan liikenteessä. New policies –skenaario on IEA World Energy Outlookin keskeisin pääskenaario. Pääskenaario huomioi vuoden 2013 puoliväliin mennessä päätetyt energiamarkkinoiniin vaikuttavat toimenpiteet sekä muut sellaiset relevantit sitoumukset, jotka on julkaistu, mutta joiden toteutustapa on vielä avoin. Sitoumukset koskevat muun muassa uusiutuvaa energiaa, muuta energiantuotantoa, päästöjä, energiatehokkuutta sekä vaihtoehtoisia polttoaineita ja kulkuneuvoja. Current policies –skenaario huomioi ainoastaan ne toimenpiteet, jotka oli vuoden 2013 puoliväliin mennessä virallisesti sovittu toimeenpantaviksi. (IEA 2013)

Eri lähteistä saatujen arvioiden perusteella voidaan havaita, että palvelualan sähkönkulutuksen odotetaan selvästi kasvavan vuoteen 2030 tultaessa. Erialaisten palveluiden ja teknisten ratkaisujen hyödyntäminen sekä kaupanalan kasvu vaikuttavat näihin voimakkaimmin. Eniten epävarmuutta sekä ristiriitoja eri ennusteiden välillä herättää teollisuuden sähkönkäytön kehitys tulevaisuudessa. Tähän vaikuttavat eri teollisuudenalojen toimintaedellytykset Suomessa. Yksi toimintaedellytyksistä on myös sähkön hinta. Vaikka metsä- ja elektroniikkateollisuuden odotetaan Suomessa pienenevän, voi poistunut sähkönkulutus palautua uusien toimialojen myötä. Yksi esimerkki tällaisesta on kansainvälisten yritysten viimeaikainen kiinnostus Suomea kohtaan palvelinkeskusten sijoituspaikkana. Palvelinkeskukset ovat yksi merkittävä sähkönkulutukseen vaikuttava tekijä. Syksyllä 2013 uutisoitiin esimerkiksi Microsoftin kiinnostuksesta rakentaa Suomeen palvelinkeskus. Datakeskuksen sähkönkulutus voi vuositasolla olla peräti 1 TWh verran.

Muita sähkönkulutukseen liittyviä epävarmuustekijöitä ovat ilmaston lämpötilan muutokset sekä kotitalouksien ja liikenteen mahdolliset kulutusmuutokset. Ilmaston lämpötilan muutokset sekä kotitalouksien lämmitysmenetelmät ja talotekniikka tulevaisuudessa vaikuttavat erittäin merkittävästi siihen, kuinka suuri lämmitystarve kotitalouksissa jatkossa on ja kuinka suurta osaa sähkö näyttää lämmityksessä. Jatkuvasti tiukentuvien normien myötä öljylämmityksestä luovuttaneen. Rakennusten energiatehokkuusvaatimusten myötä lämmönkulutus vähentyy ja maalämpö- ja ilmalämpöpumput yleistyvät. Pumppejen myötä sähkönkulutus kotitalouksissa lisääntyy. Kotitalouksien sähkönkulutusta lisäänee myös kotien entistä parempi varustelutaso, joskin energiatehokkuusvaatimukset todennäköisesti tiukentuvat jatkuvasti myös näiden osalta.

Yksi merkittävä kotitalouksien sähkönkulutusta muuttava tekijä on sähköautojen mahdollinen yleistymisen. Biomeri Oy:n Työ- ja elinkeinoministeriölle vuonna 2009 tekemän selvityksen

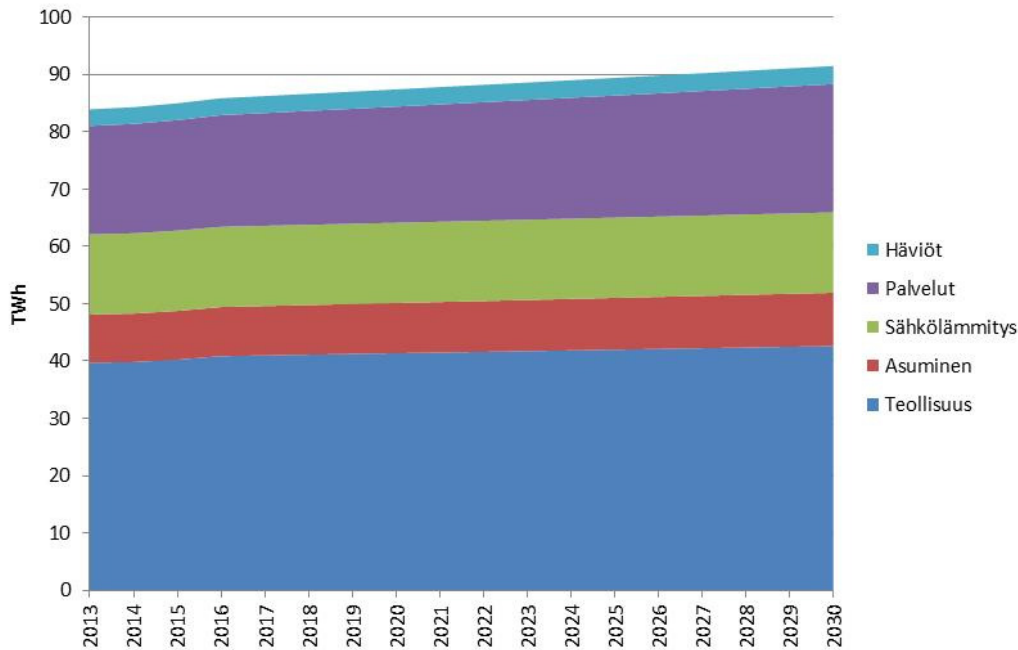
11.4.2014

mukaan ladattavien hybridautojen osuus uusista autoista olisi vuonna 2030 hitaan skenaarion mukaan 20 % ja sähköautojen 10 %. Perusskenaarion mukaan luvut olisivat 50 % ja 20 % ja nopean skenaarion mukaiset lukemat peräti 60 % ja 40 % uusista autoista vuonna 2030. Yleistymiseen keskeisimmin vaikuttavina tekijöinä tutkimuksessa nähdään öljyn hintakehitys sekä tekniikan kehitys, mutta merkittävästi myös sähköautojen käyttöön siirtymisen mahdolliset kannustimet. Esimerkiksi Norjassa verotukien ansiosta sähköautoja rekisteröidään jo nykyisin merkittävästi. Ilmastotavoitteet ja niiden saavuttamiseksi päätettävät keinot määrittelevät, millaisia tukia sähköautoille mahdollisesti tulevaisuudessa asetetaan. Perusskenaarion mukaisessa tapauksessa sähköautojen sähkönkäyttö vuonna 2030 olisi 1,9 TWh, nopeassa skenaariossa 4,2 TWh ja hitaassa skenaariossa 0,9 TWh. Myös Energiategollisuuden visio odottaa liikenteen sähkönkulutuksen kasvavan erityisesti sähköautojen yleistymisen myötä. Myös joukkoliikenteen kehittyminen ja kasvu lisää sähkönkulutusta niin paikallis- kuin kaukoliikenteessä. Liikenteen sähkönkulutuksen kasvua tulee lisäksi raideliikenteestä. Länsimetron rakennustyöt ovat käynnissä ja esimerkiksi Pesararataa suunnitellaan Helsingin kaupunkiliikenteen helpottamiseksi. Myös Tampereen kaupunki suunnittelee kaupunkiraitiotietä. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2009)

Vaikka sähkönkulutuksen kokonaismäärästä käydään kiivasta keskustelua, vallitsee alalla kuitenkin syvä yhteisymmärrys siitä, että sähkönkulutus suhteessa energian kokonaiskulutukseen tulee tulevaisuudessa kasvamaan.

Tässä työssä sähkönkulutuksen ennustetaan kasvavan vuoteen 2030 maltillisesti, noin 0,5 % vuodessa. (Kuva 2) Muissakin lähteissä todetun mukaisesti sähkönkulutuksen odotetaan pysyvän paikallaan tai kasvavan maltillisesti asumisessa, palveluissa sekä lämmityksessä. Sähkönkulutuksen kasvu näillä aloilla aiheutuu tehottomampien lämmitysratkaisujen korvaamisesta, kuten öljyn ja puun pienpolton vaihtumisesta lämpöpumpputeknologioihin. Teollisuuden sähkönkulutuksen odotetaan niin ikään kasvavan maltillisesti. Suurimpana tekijänä tässä on siirtyminen muiden energialajien käytöstä sähköön. Perinteisen teollisuuden ennustetaan vähenevän, mutta tilalle odotetaan syntyvän uusia kaivos Hankkeita sekä palvelinkeskuksia, joiden myötä sähkönkulutus voi kasvaa. Merkittävää kasvua odotetaan liikenteen sähkönkulutukseen, mutta liikenteen sähköistämistä edistävien mahdollisten kannustimien asettamista samoin kuin teknologisten läpimurtojen ajankohtaa on vaikea arvioida.

11.4.2014

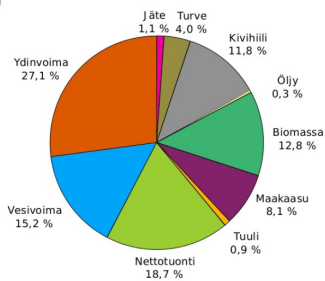


Kuva 2 Energiakolmion arvio kulutuksen kehittämisestä eri osa-alueilla vuoteen 2030 saakka.

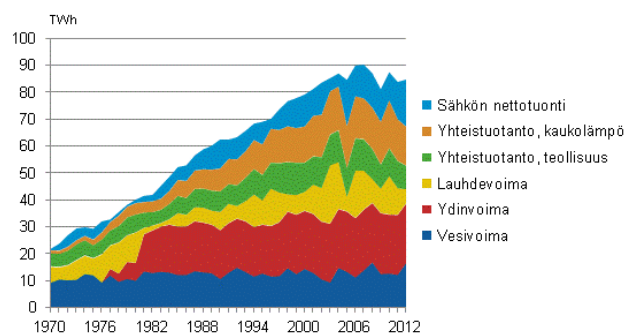
2.2 Arvio tuotantorakenteesta

Sähkön tuotantorakenne Suomessa on hyvin monipuolinen, mutta nojautuu merkittävästi lämpövoimantuotantoon biomassalla, kivihiilellä, maakaasulla sekä turpeella. Noin kolmannes Suomen sähköntuotannosta tuotetaan teollisuuden tai kaukolämmön yhteistuotannolla sekä sähkö erillistuotannolla laudevoimalaitoksissa. Ydinvoiman osuus sähköntuotannosta on noin neljännes, vesivoiman noin viidennes. Kulutuksen kattamiseksi Suomi on sähkön nettotuojaa. Tuonnin määrä vaihtelee voimakkaasti pohjoismaisen vesitilanteen mukaan kattaen hyvänä vesivuonna noin viidenneksen Suomen sähkönkulutuksesta. Suomi on siis vahvasti tuontisähkön varassa ja uutta tuotantoa tarvitaan omavaraisuuden edistämiseksi. Kuva 3 esittää Suomen sähkön hankinta tuotantomuodoittain vuonna 2013 sekä hankinnan kehitys pidemmällä aikavälillä.

Sähkön hankinta energialähteittäin 2013 (83,9 TWh)



päivitetty 23.1.2014

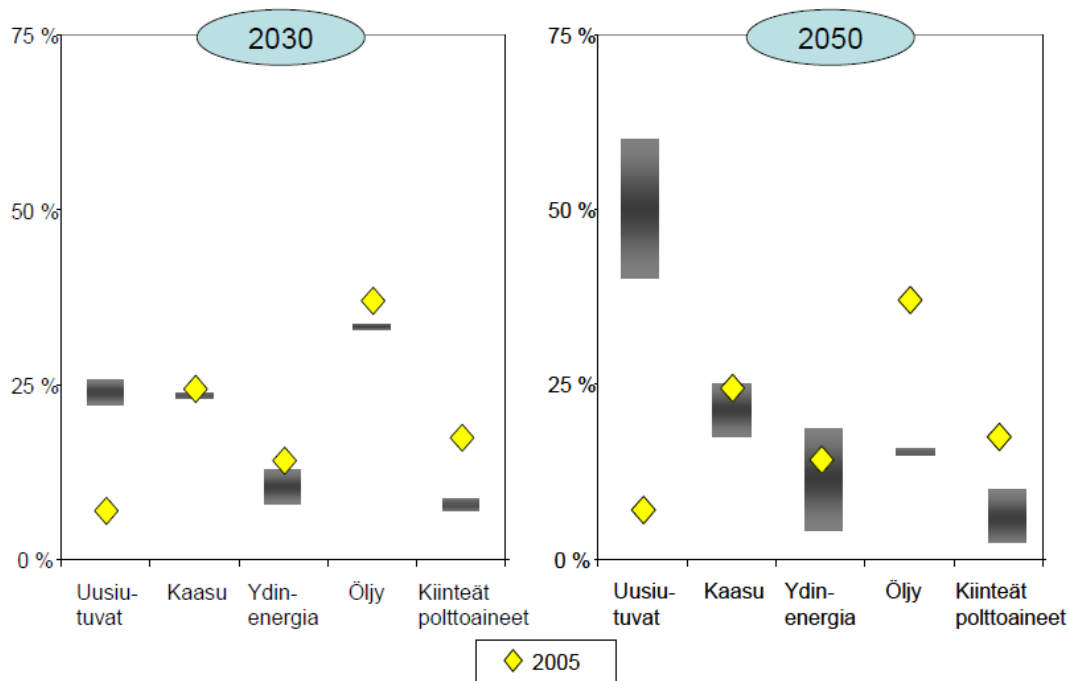


Kuva 3 Sähkön hankinta energialähteittäin vuonna 2013 sekä pidemmän aikavälin kehitys. (Energiateollisuus 2013, Tilastokeskus)

11.4.2014

Valtioneuvoston ilmasto- ja energiastategiat ennustavat sähkön hankintaa tuotantomuodoittain tulevaisuudessa. Perusskenaarion mukaisissa vuosien 2008 ja 2013 ennusteissa suurin muutos on ydinvoimatuotannon merkittävästi suurempi osuus vuoden 2013 raportissa, kun uusien ydinvoimalupien mukaiset voimalaitokset Pyhäjoelle ja Olkiluotoon ovat tuotannossa. Loviisan ydinvoimalaitosyksiköiden 1 ja 2 oletetaan taustaraportin mukaisessa arviossa poistuvan tuotannosta vuosina 2027 ja 2030 käyttölupien päättyessä. Peursskenaario vuoden 2013 raportin mukaan ennakoitiin ydinvoimatuotannoksi 56,4 TWh vuonna 2030. Lisäksi tuulivoimatuotannon määrän on raportissa ennustettu olevan 7 TWh vuonna 2030 tilanteessa, jossa nykyinen tuulivoiman tuotantotukijärjestelmä on päättynyt eikä uusia tukijärjestelmiä tuulivoimalle ole asetettu.

Euroopan Komission tiekartta 2050 ennustaa primäärienergiatuotannon polttoaineiden käytön muuttuvan siten, että uusiutuvan energian käyttö lisääntyy merkittävästi; vuonna 2030 uusiutuvan energian osuus olisi jo 25 %. Öljyn käyttö primäärienergianlähteenä ei kuitenkaan skenaarion mukaan merkittävästi olisi vähentynyt vielä vuoteen 2030 mennessä. Huolimatta esimerkiksi Saksan päätöksestä ydinvoiman alasajosta skenaario ei myöskään usko ydinvoimatuotannon merkittävästi vähenevän. Kiinteiden polttoaineiden, kuten hiilen käytön odotetaan vähenevän maltillisesti (Kuva 4). (Euroopan komissio 12/2011)



Kuva 4 EU:n vähähiilisyyskennariot – 2030 ja 2050 polttoaineiden osuudet primäärienergiakulutuksesta verrattuna vuoteen 2005. (%). (Euroopan komissio 12/2011)

IEA:n World Energy Outlookin 2013 pääskenaarion, (new policies) mukaan nopeimmin kasvavia tuotantomuotoja vuoteen 2035 saakka tulevat olemaan uusiutuvan energian tuotantomuodot, kuten tuulivoima, sähköntuotanto aurinkoenergialla ja geotermisellä energialla sekä merestä saatava sähköntuotanto. Tuulivoimatuotannon vuotuiseksi kasvuprosentiksi odotetaan Euroopassa 5,6 %, kun taas hiilen käytön sähköntuotannossa odotetaan laskevan vuosittain 3,3 %. Skenaario olettaa, että vuonna 2030 tuulivoimatuotanto on 660 TWh ja kattaa noin 16 % EU:n vuotuisesta sähköntuotannosta.

11.4.2014

Hiilen osuus sähköntuotannosta odotetaan olevan noin 501 TWh eli noin 14 %. Sähköntuotannon maakaasulla odotetaan lisääntyvän ja ydinvoimatuotannon hieman vähentyvän (Kuva 5). (IEA 2013)

	Electricity generation (TWh)						Shares (%)		CAAGR (%)
	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011	2035	2011-2035
	New Policies Scenario						NPS	NPS	NPS
Total genera	2 577	3 257	3 357	3 443	3 516	3 610	100	100	0.4
Coal	1 051	884	764	622	501	397	27	11	-3.3
Oil	224	74	37	28	22	20	2	1	-5.3
Gas	193	696	577	696	749	801	21	22	0.6
Nuclear	795	907	866	817	817	812	28	22	-0.5
Hydro	290	311	379	390	397	404	10	11	1.1
Bioenergy	20	153	206	228	248	272	5	8	2.4
Wind	1	179	382	485	576	660	6	18	5.6
Geotherma	3	6	10	13	16	20	0	1	5.2
Solar PV	0	45	125	147	160	172	1	5	5.8
CSP	-	1	10	14	22	31	0	1	14.1
Marine	1	1	1	3	8	23	0	1	16.9

	Electrical capacity (GW)					Shares (%)		CAAGR (%)
	2011	2020	2025	2030	2035	2011	2035	2011-2035
	New Policies Scenario					NPS	NPS	NPS
Total capacity	942	1 092	1 146	1 194	1 247	100	100	1.2
Coal	200	173	146	130	118	21	9	-2.2
Oil	65	40	30	27	26	7	2	-3.8
Gas	216	253	283	298	317	23	25	1.6
Nuclear	131	125	117	116	115	14	9	-0.5
Hydro	147	158	163	166	169	16	14	0.6
Bioenergy	35	43	46	48	50	4	4	1.5
Wind	94	182	222	254	282	10	23	4.7
Geothermal	1	1	2	2	3	0	0	5.1
Solar PV	52	115	133	143	150	6	12	4.5
CSP	1	3	4	7	9	0	1	9.0
Marine	0	1	1	3	9	0	1	16.1

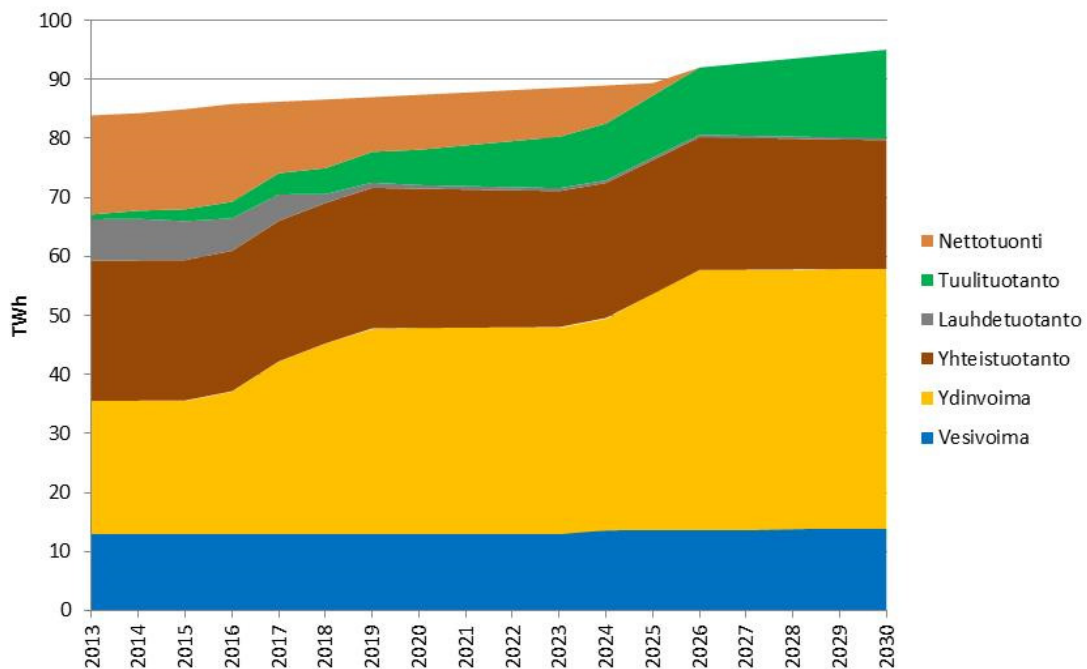
Kuva 5 Sähköntuotannon sekä sähköntuotantokapasiteetin kehittyminen lähteittäin Euroopassa vuoteen 2035 asti. (IEA 2013)

Tässä työssä lähdetään siitä oletuksesta, että Suomessa on vuonna 2030 käytössä kaksi ydinvoiman lisäyksikköä verrattuna nykytilanteeseen ottamatta kantaa siihen, mitkä nämä kaksi lisäyksikköä ovat. Tähän tilanteeseen voidaan päätyä useaa eri polkua. Yhtenä skenaariona on Loviisan ydinvoimayksiköiden käyttö lupien jatkaminen. Tämän lisäksi toinen rakentamislupien mukaisista yksiköistä olisi käytössä, samoin Olkiluoto 3. Toisena vaihtoehtona olisi tilanne, jossa vain toisen Loviisan yksikön käyttö lupaa jatkettaisiin. Tällöin molemmat ydinvoimalupien mukaisista uusista voimaloista rakennettaisiin. Jos molemmat Loviisan ydinvoimayksiköt ajettaisiin alas nykyisen aikataulun mukaisesti, tehtäisiin päätös vielä kolmannen ydinvoimayksikön rakentamisesta. Työssä tarkastellaan, voisiko Suomen sähkömarkkinoille mahtua vuoteen 2030 mennessä Suomen Tuulivoimayhdistys Ry:n tavoitteen mukaisesti 15 TWh tuulivoimatuotantoa, jolloin asennettua tehoa olisi 5000 – 6000 MW. (Kuva 6)

11.4.2014

Vesivoimatuotannon oletetaan kasvavan hieman ja tässä potentiaaliksi arvioidaan noin 200 MW jo rakennettuihin vesistöihin. Lisäksi muodostamalla patoaltaita jo rakennettuihin vesistöihin saavutettaisiin 300 – 400 MW lisätuotantokapasiteettia. Sähköntuotannon kaukolämmön yhteistuotannossa ja teollisuuden vastapainetuotannossa odotetaan laskevan hieman. Aurinkosähkön roolin odotetaan jäävän vähäiseksi Suomen sähköntuotannossa vuonna 2030. Aurinkosähköntuotanto ajoittuu vuorokauden sisällä kovimman kulutuksen aikaan, jolloin se osaltaan vähentää säätötarvetta. Toisaalta, vuodenaikavaihtelu taas on Suomessa kulutukseen nähden epäedullinen.

Lauhdetuotannon vanhimpien laitosten odotetaan poistuvan käytöstä 2030 mennessä laitosten käyttöiän tullessa vastaan sekä uusien tiukempien päästönormien myötä, kun uusia päästönormien mukaisia investointeja ei lähdetä toteuttamaan. Uudempien laitosten käyttö jatkuva-aikaisessa käytössä päättynee kiristyvien ilmastotavoitteiden myötä, mutta laitokset säilynevät reservikapasiteettina. Nykyinen Fingridin ylläpitämä reservimarkkina onkin tarpeellinen myös jatkossa ja sen myötä erillisen kapasiteettimarkkinan käytölle ei ole nähtävissä teknistä pakkoa. Energiapolitiikka on tähän mennessä nähty kansallisena asiana ja tämän myötä pidämme todennäköisenä, että Pohjoismaat pystyvät välttämään kapasiteettimarkkinan. Kuitenkin energiapolitiikka voi ilmastopolitiikan tavoin jatkossa muuttua yhä enemmän Euroopan laajuiseksi, jolloin kapasiteettimarkkinalta ei voida välttyä.

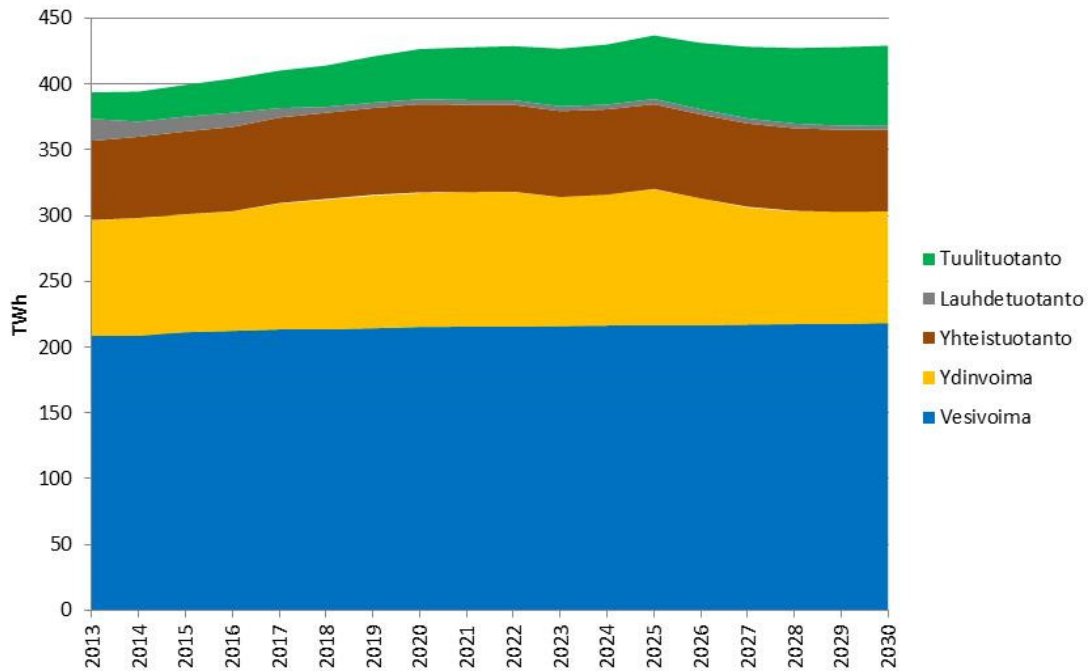


Kuva 6 Energiakolmion arvio sähköntuotannon kehitymisestä tuotantomuodoittain vuoteen 2030 saakka.

Suomi on kuitenkin kiinteä osa Pohjoismaista sähkömarkkinaa ja saadakseen oikean kuvan markkinaan kohdistuvasta muutoksesta on sitä tarkasteltava Pohjoismaisesta näkökulmasta ja luotava silmäys myös lähialueiden tilanteeseen. Pohjoismaiden tuotantokapasiteetti on Norjasta ja Ruotsista johtuen selvästi enemmän vesivoimaan painottuva kuin Suomen. Runsas helposti säädettävä vesivoimakapasiteetti on tasaa erinomaisesti kulutuksen tai säätämättömän tuotannon aiheuttamia hintavaihteluita. Pohjoismaiden tuotannossa on lisääntymässä runsaasti uusiutuvan tuotannon ja erityisesti tuulivoiman määrä. Toteutuva määrä riippuu huomattavasti Euroopan valitsemasta tiestä vuosien 2020 ja 2030 välillä. Perusskenaariossa tuulivoima on lisääntymässä hieman runsaaseen 60

11.4.2014

TWh:n 2030 mennessä. Toinen huomattava asia on, että vanhimmat ydinvoimalat alkavat lähestyä käyttöikänsä päättymistä ja Ruotsista on poistumassa käytöstä Oskarshamn 1 2022, Oskarshamn 2 kenties vuonna 2024 ja Ringhals 2 2025 sekä Ringhals 1 2026. Ilman korvausinvestointeja Ruotsissa ydinvoimaan nämä tasoittavat Pohjoismaista ylijäämäistä energiabalanssia merkittävästi. Hiililauhteen tuotantomäärät ovat laskemassa Suomen tapaan kokonaisuutena Pohjoismaissa varsin nopeasti uusimpienkin laitosten hakeutuessa kantaverkkoyhtiöiden reservisopimusten piiriin. Kuvassa 7 on esitetty Pohjoismaiden sähköntuotantomuotojen kehitys.



Kuva 7 Energiakolmion arvio Pohjoismaiden sähköntuotannon kehittämisestä tuotantomuodoittain vuoteen 2030 saakka.

Vaikka hiililauhteen rooli vähenee huomattavasti Pohjoismaisella tasolla, on se edelleen merkittävä tekijä hinnan asettajana lähialueille olevien siirtoyhteysien kautta. Lähialueiden tuotanto pohjautuu edelleen pääosin lauhdetuotannon varaan. Uusiutuvan tuotannon määrän lisääntymisestä huolimatta säilyy lauhdetuotannon rooli näissä maissa erittäin merkittävänä. Tosin esimerkiksi Saksassa uusiutuvien määrän kasvu on ollut viime vuosina nopeaa, hieman alle 2 %-yksikköä vuodessa. Lähialueen maissa on Saksaa ja Hollantia lukuun ottamatta etenemässä hankkeita ydinvoiman lisärakentamiseksi. Alla olevassa taulukossa on esitetty lähialueiden tuotannon nykyinen jakautuminen. Huomioitavaa on myös lähialueiden markkinoiden yhteenlaskettu noin viisinkertainen koko suhteessa Pohjoismaiseen markkinaan, joka on noin 390 TWh/a.

11.4.2014

Taulukko1 Nykyiset tuotanto-osuudet prosentteina lähialueilla ja markkinan koko.

	Lämpövoima	Ydinvoima	Uusiutuva	Markkina (TWh)
Saksa	60	15	25	560
UK	69	19	12	330
Hollanti	85	0	15	110
Puola	90	0	10	150
Venäjä	68	11	21	1030

2.3 Arvio siirtokapasiteetista

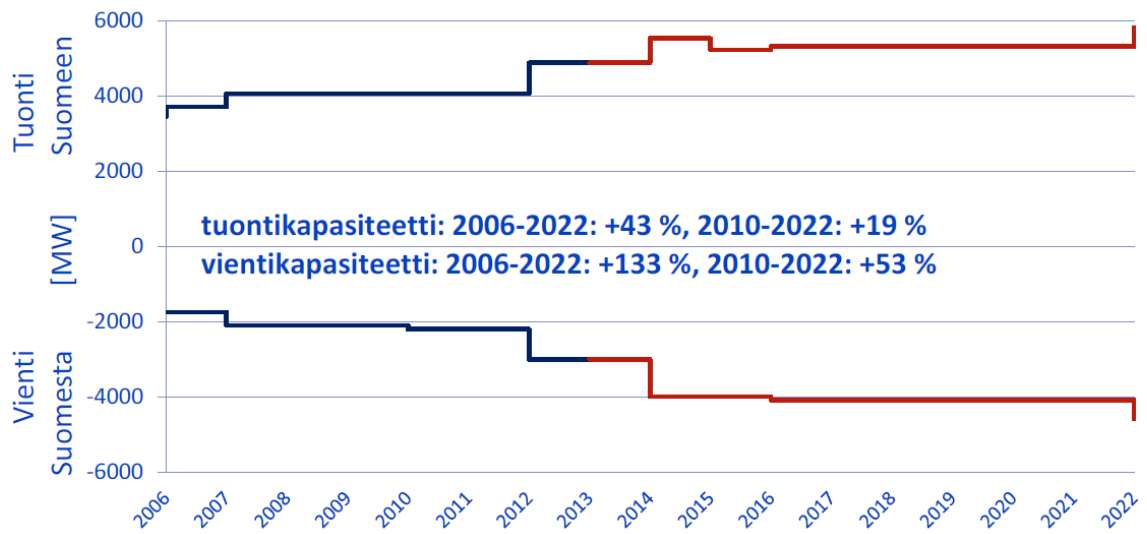
Siirtokapasiteetin odotetaan kehittyvän tulevaisuudessa siten, että pohjoismaiset sähkömarkkinat ovat yhä enemmän kytköksissä Keski-Euroopan sähkömarkkinoihin. Ruotsin ja Liettuan välille odotetaan 700 MW:n siirtokapasiteetin lisäystä loppuvuonna 2015 ja Norjan ja Saksan välille 1400 MW lisäystä vuonna 2018. 2020-luvulla Norjan ja Saksan välille odotetaan vielä toista 1400 MW:n kapasiteetin lisäystä. 2020-luvulle on suunniteltu kahden eri siirtoyhteyden rakentamista Hollannista pohjoismaisille sähkömarkkinoille, Norjaan ja Tanskaan, yhteensä noin 1700 MW. Ruotsista Saksaan on niin ikään suunniteltu kaapelia, jonka kapasiteetista ei vielä ole tietoa. Norjan ja Iso-Britannian välille on suunniteltu 1400 MW siirtokapasiteetin rakentamista vuonna 2020. Tämän lisäksi Pohjoismaiden sisäiset uudet siirtoyhteydet parantavat jo olemassa olevien ja uusien ulkoisten rajajohtojen käytettävyyttä. Suunnitellut yhteensä noin 6500 MW:n uudet siirtoyhteydet mahdollistavat noin 30 TWh:n sähkön viennin kohtuullisella hintaerolla pohjoismaisilta markkinoilta.

Fingrid Oyj:n 10-vuotissuunnitelman mukaisessa esityksessä Fingrid tulee kehittämään Suomen rajasiirtokapasiteettia tulevina vuosina siten, että vientikapasiteetti Suomesta muihin maihin kasvaa 53 % vuoden 2006 tilanteesta ja tuontikapasiteetti 19 % saman ajankohdan tilanteesta. Merkittävimpiä tulevia muutoksia nykyiseen vuodenvaiheen 2013/2014 tilanteeseen nähden ovat Suomen ja Viron välille valmistunut Estlink 2 (650 MW), joka kasvattaa siirtokapasiteetin maiden välillä 1000 MW:iin sekä Venäjän siirron kaksisuuntaisuus vuoden 2014 aikana. Venäjän siirron kaksisuuntaistuksessa maksimikapasiteetti tuotaessa Suomeen on nykyisen 1460 MW verran, mutta jatkossa myös Suomesta on mahdollista siirtää Venäjälle sähköä 350 MW:a. Tässä työssä Suomen viennin Venäjän suuntaan on oletettu olevan 350 MW, mutta pidämme todennäköisenä, että vuoteen 2030 tultaessa koko tasavirtayhteyden 1000 MW olevan kaksisuuntainen. Tämän lisäksi suunnitelmissa on noin 80 MW:n siirtoyhteyden rakentaminen Suomen ja Ahvenanmaan välille vuonna 2015 ja Suomen ja Pohjois-Ruotsin välinen vaihtosähköyhteys 2021, joka Fingridin arvioiden mukaan kasvattaisi Suomen vienti- ja tuontikapasiteettia 500 MW, joka mielestämme on hyvin maltillinen arvio. Suomen ja Ruotsin välisen lisäyhteyden tarkempi ajoittuminen tulee riippumaan tuuli- ja ydinvoimahankkeiden toteutumisesta (Kuva 8).

Näiden lisäksi on huomioitava, että Olkiluoto 3:n valmistuttua tuontikapasiteetti Suomeen pienenee, kun Fenno-Skanista 300 MW varataan häiriötilanteiden varalle verkon mitoittavan vian kasvaessa. Vuoteen 2030 mennessä ehditään lisäksi varmasti suunnitella ja toteuttaa myös muita hankkeita. Epävarmaa on myös, tullaanko Fenno-Skan 1 uusimaan tai korvaamaan ja millaisella aikataululla. Suomen sähkömarkkinoiden kannalta olisi mielekästä lisätä siirtoyhteyksiä Pohjois-Ruotsin hyvin säädettäville vesivoima-alueille.

Siirtoyhteyksien lisääminen markkina-alueiden sisällä ja niiden välillä tasoittaa tuulivoiman vaihteluita. Markkinamekanismi toimii paremmin, kun se optimoi suurempaa järjestelmää.

11.4.2014



Kuva 8 Rajasiirtokapasiteetin suunniteltu kehittäminen vuoteen 2022 saakka. (Fingrid 2012)

11.4.2014

3. TUULIVOIMAN VUOSIVOLYMIN 15 TWH VAIKUTUKSET SUOMESSA

3.1 Tuulivoiman vaikutus sähkömarkkinoihin

Tuulivoiman sähkömarkkinavaikutukset liittyvät tuulivoimatuotannon vaihtuva-aikaisuuteen sekä alhaisiin muuttuviin kustannuksiin. Tuotanto on markkinoilla aina silloin, kun sitä on saatavilla. Tuulivoimatuotanto myydään siis markkinoille aina kun tuulee, jolloin se syrjäyttää konventionaalista tuotantoa. Tällöin yhä useammin tullaan tilanteeseen, jossa sähkön hinta yhteispohjoismaisella sähkömarkkinalla määräytyy edullisemman tuotantomuodon rajakustannushinnan mukaan poiketen nykyisin yleisimmästä tilanteesta, jossa sähkön hinta määräytyy hiililauhteen rajakustannushinnan perusteella. Tuulivoimatuotannon lisääntyessä koetaan yhä useammin tunteja, joina sähkön hinta on edullisempi kuin nykytilanteessa.

Käytännössä tuulivoiman markkinavaikutukset ovat kuitenkin moniulotteisempia. Tämä aiheutuu juuri tuotannon vaihtelusta ja sähkövoimajärjestelmän kyvystä ylläpitää verkon taajuutta sallitussa vaihteluvälissä, vaikka tuotannon määrä verkossa vaihtelee tuulisuuden mukaan.

3.1.1 Tuulivoiman vaikutus sähkön hintaan

Tuulivoiman vaikutus sähkön hintaan muodostuu tuulivoimatuotannon vaikutuksesta spot-markkinaan sekä tuulivoimatuotannon vaikutuksesta säätösähkön hintaan. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla sähkön spot-hinta muodostuu kysynnän ja tarjonnan kohdatessa päivän jokaiselle tunnille. Kun tuotantokustannuksiltaan edullista sähköntuotantoa tulee markkinoille yhä enemmän, tarvitaan kysynnän kattamiseen yhä harvemmin kalliimpia tuotantomuotoja. Näin ollen tuotantokustannuksiltaan edullisen sähköntuotannon lisääminen sähkömarkkinoille keskimäärin alentaa spot-hintaa. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla kulutuksen kattamiseksi sähköä on usein tuotettava hiililauhteella. Hiililauhteen rajakustannushinta antaa optimointiperusteiden hyvin säädettävälle vesivoimalle ja näin sähkön hinta määräytyy välillisesti hiililauhteen rajakustannuksen mukaisesti (Kuva 9). Tuulivoimatuotannon määrän lisääntyessä hiililauhdetta tarvitaan yhä vähemmän eikä hiililauhdetuotanto tule säilymään Pohjoismaisesti merkittävänä tuotantomuotona vaan reservissä poikkeustilanteita varten. Lauhdetuotanto Pohjoismaita ympäröivillä alueilla tulee kuitenkin säilymään myös jatkossa, jolloin lauhdetuotannon asema hinnan asettajana säilyy myös Pohjoismaissa, vaikka Pohjoismaissa lauhdetuotantoa ei enää olisikaan. Spot-hinnan keskimääräisen laskun myötä myös suojaustuotteiden hinnat laskevat vastaavasti. Tuotantokustannuksiltaan edullisen sähköntuotannon osuuden lisääminen Suomeen laskee myös Suomen aluehintaa suhteessa yhteispohjoismaiseen systeemihintaan. Suomi on tuonnin ja viennin osalta nykyistä selvästi tasapainoisemmassa asemassa tuuli- ja ydinvoimatuotannon ansiosta. Tämä laskee aluehintaerotteiden arvostusta. Edellisessä luvussa tehtyjen oletusten perusteella ei aluehintaeron kannalta ole kuitenkaan suurta merkitystä, onko Suomessa tuulivoimaa 2030 7 TWh vai 15 TWh, koska molemmissa tapauksissa tuotannon ja kulutuksen keskinäinen vaihtelu mahtuu pääosin oletettujen siirtoyhteyksien sisälle. Tuulivoiman lisääminen laskee kuitenkin osaltaan energiabalanssiltaan yliomavaraisten Pohjoismaiden keskimääräistä hintaa ja siinä samassa Suomen hintaa noin 2-3 €/MWh.

Vaihteleva tuotanto tulee kuitenkin lisäämään spot-hinnan vaihtelua. Tämä taas kasvattaa profiiliriskiä, joka aiheutuu sähkön hinnan sekä kulutuksen tai tuotannon tunneittaisesta vaihtelusta ja näiden kohdistumisesta. Vastaava ilmiö tullaan kuitenkin joka tapauksessa kohtaamaan,

11.4.2014

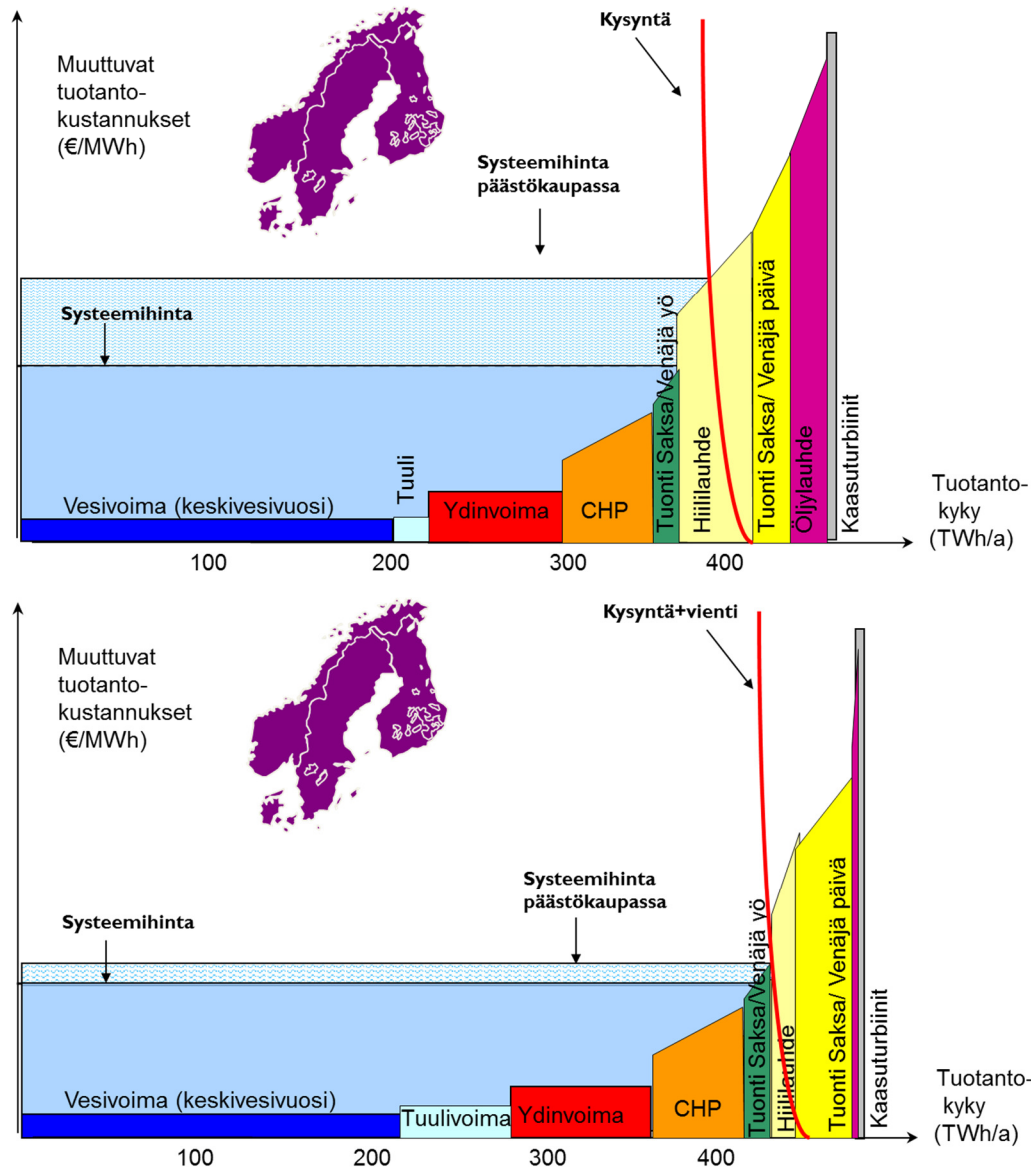
rakennettiin tuulivoimaa Suomeen tai ei. Pohjoismaisesti tuulivoimaa on nykyisin jo noin 25 TWh vuositasolla. Tuulivoimatuotannon odotetaan Pohjoismaissa kasvavan 60 TWh:iin vuoteen 2030 mennessä. Tälläkin hetkellä Norjassa ja Ruotsissa voimassa oleva tavoite on lisätä uusiutuvan energian tuotantoa 26,5 TWh vuoteen 2020 mennessä verrattuna vuoden 2012 lähtötasoon. Mikäli yhä suurempi osa kulutuksesta olisi hinnoiteltu markkinaehtoisesti eli siten, että kuluttaja itse joutuisi kantamaan kulutuksensa profiiliriskin, kasvaisi myös kulutusjouston kiinnostavuus. Sähkösovimukset ovatkin enenevässä määrin siirtymässä tähän suuntaan. Edellä mainitusta sähkön hinnan laskusta pääsisivätkin hyötymään parhaiten ne, jotka pystyvät keskittämään kulutustaan edullisimmille tunneille.

Tuulivoimatuotannon merkittävä lisääminen kasvattaa myös negatiivisten hintojen mahdollisuutta. Esimerkiksi Tanskassa, jossa tuulivoimatuotanto kattoi 35,5 % nettotuotannosta vuonna 2012, koettiin nolla- tai negatiivishintaisia tunteja samana vuonna 34 tuntia DK1-alueella ja 32 tuntia DK2-alueella. Nolla- tai negatiivishintaisia tunteja koettiin siis 0.36 % ja 0.39 % ajasta. Pienin hinta oli molemmilla alueilla markkinan pienin mahdollinen hinta -200 €/MWh ja keskimäärin negatiivinen hinta alueilla oli -55,8 €/MWh. (Energinet.dk 2013)

Nollahintaisten tuntien ei vielä 15 TWh:nkaan tuotannolla kuitenkaan odoteta Suomessa yleistyvän, sillä on erittäin epätodennäköistä, että myös Ruotsissa ja Norjassa olisi samaan aikaan niin paljon ei-säädettyä tuotantoa, että hinta voisi painua negatiiviseksi. Lisäksi tuotantotuen piiristä jo pois tippuneet tuulivoimatuottajat rajoittaisivat tuotantoa ennen negatiivisia hintoja. Kuitenkin simulaatioissa saatiin muutamia kymmeniä tunteja, jolloin siirtokapasiteetti ei riitä ja Suomen hinta painuu erittäin alas. Näiden tuntien vaikutus keskihintaan vuositasolla jää kuitenkin muutama euron kymmenyksiin megawattituntia kohden.



11.4.2014



Kuva 9 Sähkön spot-hinnan muodostuminen pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2013 ja 2030, kun alussa esitettyjen oletusten mukaiset muutokset ovat markkinalla tapahtuneet.

Tuulivoiman vaikutukset säätösähkömarkkinoihin ja säätösähkön hintaan riippuvat siitä, minkä verran sähkömarkkinoilla on säädettävää tuotantoa tai kulutusta ja minkä verran niiden säätäminen maksaa. Säätösähkömarkkinoiden hinnat vaikuttavat tasesähkön osto- ja myyntihintoihin. Tuulivoimatuotannon, kuten myös muun vaihtelevan, marginaalikustannuksiltaan edullisen sähköntuotannon vaikutuksia säätösähkömarkkinoihin voidaan siis tasoittaa edullisen ja nopean säätökapasiteetin avulla. Asiaa voidaan edistää myös siirtokapasiteettia kehittämällä, jos säätövoimaa, tuotantoa tai kulutusta, on saatavilla muista maista. Koska Suomi pysyy pääosin linkittyneenä siirtoyhteyksien kautta Ruotsiin ja Norjaan ei tuulivoiman aiheuttama säätösähkön lisäkustannus nouse kovinkaan suureksi. Syynä tähän on Suomen nykyisin Ruotsia korkeampi tasesähköriski, johtuen Suomen sähköntuotannon aliomavaraisuuden aiheuttamasta siirtoyhteyksipullonkaloista. Eli käytännössä Ruotsin tasesähkötalouden arvioidaan nousevan Suomen nykyiselle tasolle.

11.4.2014

Tasesähkökustannus nousee aavistuksen tuulivoimantuottajilla, joilla tasesähkön määrä korreloi tuulivoiman muutosten aiheuttamien tasehintapoikkeamien kanssa. Käyttäjillä tasesähköriski pysyy hyvin pienenä.

Säätöön osallistuvan lauhdevoimasäädön ja tuulivoimatuotannon ristiriita syntyy skenaariosta, jossa tuulivoimatuotanto painaa sähkön hinnan alle hiililauhteen rajakustannushinnan ja lauhdevoima käy perusvoimantuotannossa kannattamattomaksi. Tällöin voidaan nähdä lauhdevoiman poistuminen pitkällä aikavälillä säätösähkömarkkinalta varavoimakäyttöön.

3.1.2 Tuulivoiman vaikutus säätövoiman tarpeeseen ja sähkömarkkinan säätäminen tulevaisuudessa

Säätövoima on verkkoon syötettävää tehoa, jonka suuruutta voidaan vaihdella joustavasti. Toisaalta, säätövoima on myös verkosta otettavaa tehoa, jolla on vastaavat ominaisuudet. Säätövoimaa tarvitaan sähkövoimajärjestelmässä jatkuvasti, mutta vaihteleva-aikaisen tuotannon lisääntyessä sähköverkossa lisääntyy myös säädön määrä. Kuinka tämä vaikuttaa sähkön hintaan riippuu säätövoiman saatavuudesta ja hinnasta.

Sähkövoimajärjestelmä tarvitsee erilaista säätövoimakapasiteettia erilaisia tilanteita varten. Sähkön kulutus- ja tuotanto-olosuhteet vaihtelevat päivästä toiseen, päivän sisällä ja myös tunnin sisällä, ja tätä vaihtelua voidaan tasapainottaa eri tuotantomuodoin. Erittäin lyhyen aikavälin säätöön käytetään kantaverkkoyhtiö Fingridin taajuusohjattua reserviä. Taajuusohjatusta reservistä valtaosa on vesivoimaa. (ÅF-Consult Ltd 2012)

Vuorokausisäätöä sekä viikon sisäistä säätöä toteutetaan suomalaisella säädettävällä tuotantokapasiteetilla, vesivoimalla sekä lauhde- ja vastapainetuotannolla. Vesivoimatuotanto soveltuu säätövoimaksi erinomaisesti, sillä sen säätäminen on edullista ja nopeaa. Suomalaisen vesivoimakapasiteetin rajallinen säännöstelykapasiteetti kuitenkin aiheuttaa sen, että varsinkaan tulva-aikoina suomalaista vesivoimaa ei voida kaikissa tilanteissa käyttää riittävästi vuorokausisäätöön, jolloin siirtokapasiteettia hyödyntäen säätöön tarvittavaa sähköä joudutaan siirtämään Ruotsin ja Norjan vesivoima-alueilta. ÅF-Consult Ltd:n Energiategollisuus Ry:lle ja Fingrid Oyj:lle vuonna 2012 tekemän selvityksen mukaan säätövoimaan kykenevän vesivoimakapasiteetin on arvioitu olevan noin kaksi kolmannesta suomalaisesta vesivoimakapasiteetista eli noin 2000 MW. Vesivoimatuotannon säätäminen täyteen tehoon vie muutaman minuutin ajan. (ÅF-Consult Ltd 2012)

Lauhde- ja vastapainetuotannon käyttö vuorokausisäätöön riippuukin vahvasti siitä, millainen vesitilanne kulloinkin on ja kuinka paljon vesivoimaa voidaan säädössä hyödyntää. Lauhdevoimalaitosten käynnistäminen on hitaampaa, lämpimän laitoksen käynnistämisestä puhuttaessa käynnistysaika on muutamia tunteja. Lauhde- ja vastapainetuotannon käytettävyyteen vaikuttaa myös käyttöajan pituus. Lauhdevoimatuotantolaitoksen muuttuvat kustannukset ovat edulliset, mutta käynnistyskustannusten takia säädön kokonaiskustannukset suhteessa kasvavat, mitä lyhyempi käyttöaika on. (ÅF-Consult Ltd 2012)

Suomalaisen sähkövoimajärjestelmän nykyistä säätövoimatilannetta sekä tuulivoiman vaikutuksia tarkastellaan tässä työssä kahdessa eri tilanteessa. Työssä tarkastellaan, millainen tilanne on ollut tammikuussa 2014, jaksolla 13.1. – 26.1., kun tehotilanne Suomessa on ollut tiukempi eli kulutus Suomessa on ollut pakkasesta johtuen kovaa ja sähköä on tuotu Ruotsista kulutuksen kattamiseksi. Tässä tilanteessa Suomen ja Ruotsin rajasiirtokapasiteettia ei ole voitu hyödyntää sähkövoimajärjestelmän tasapainottamiseen, vaan sähköä on tuotu Suomeen kaikkina vuorokaudenaikoina lähes täydellä teholla. Tätä tilannetta tarkastelemalla nähdään, millä keinoin

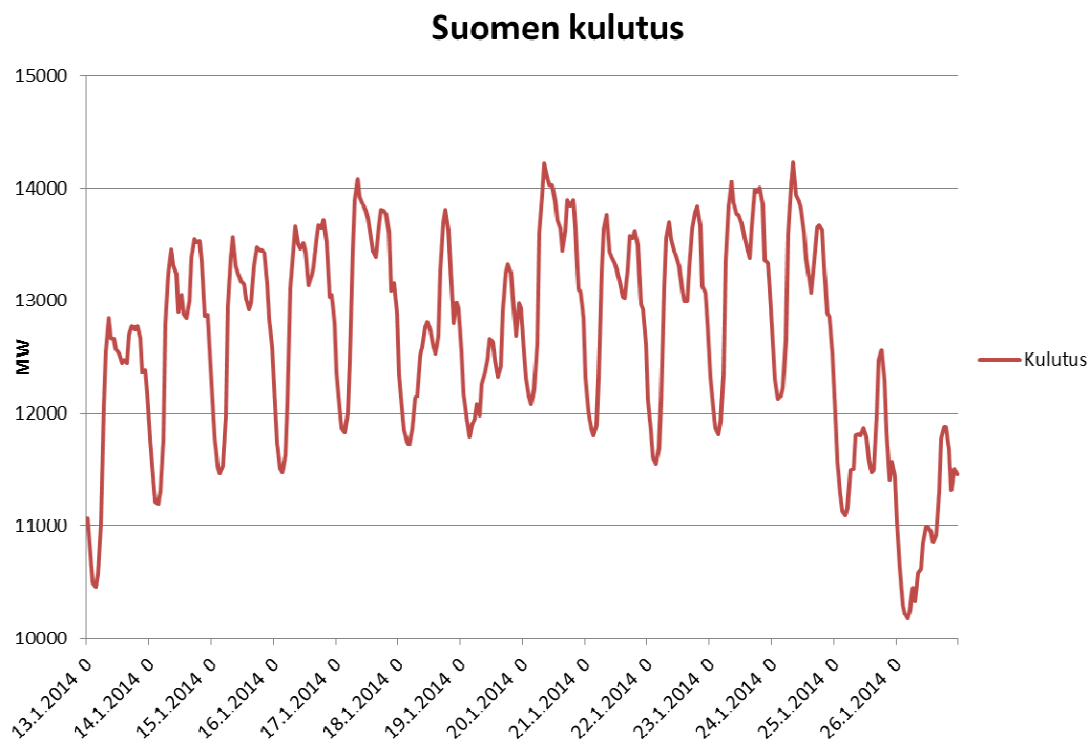
11.4.2014

Suomi on hoitanut sähkövoimajärjestelmän säädön, kun rajasiirtoa ei tähän ole ollut käytettävissä. Vertailuajanjaksona tarkastellaan toista ääripäätä, juhannusta 2013, eli tilannetta, jolloin kulutus on ollut hyvin vähäistä ja tuotanto lähinnä ei niin tyypillisesti säädettävää perusvoimaa. Tarkasteltava jakso juhannuksen osalta on 10.6. – 30.6..

Työssä tarkastellaan, kuinka molemmat ääritilanteet muuttuvat, kun tuotanto- ja kulutustilannetta vaihe vaiheelta muutetaan vastaamaan yhä enemmän vuoden 2030 tilannetta. Tarkastelun pohjalta voidaan arvioida sitä, minkä verran tuulivoimaa mahtuisi sähkövoimajärjestelmään ilman merkittäviä sähkömarkkinavaikutuksia, kun jo tiedossa olevat muutokset sähkövoimajärjestelmään toteutuisivat. Tämän lisäksi käydään läpi, millaisia asioita edistämällä tuulivoimaa mahtuisi sähkövoimajärjestelmään vielä tätäkin enemmän.

3.1.2.1 Suomen nykyinen vuorokausisäätö kovan kulutuksen tilanteessa

Kuten Kuva 10 nähdään, sähkönkulutus Suomessa vaihtelee nykytilassa noin 2000 – 3000 MW päivittäin. Suomen sähkövoimajärjestelmän tulee siis nykyisin selviytyä tällaisesta säätövoimantarpeesta kaikkina aikoina.



Kuva 10 Suomen sähkönkulutus, tammikuu 2014. (Datan lähde Fingrid)

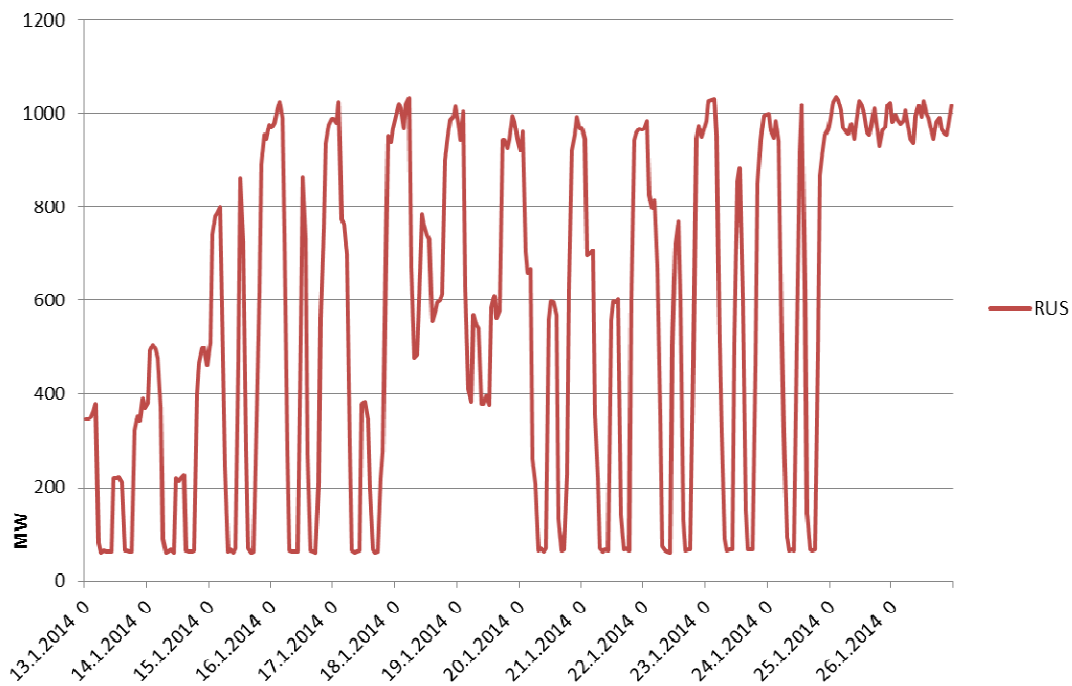
Sähköä voidaan siirtää Suomeen Venäjän siirtokapasiteettia hyödyntäen (1460 MW) ja käytettävissä on myös kaksisuuntainen siirtokapasiteetti Viroon (1000 MW). Venäjän tuonnin tuntiprofiili on kuitenkin nykyisin säätövoiman kannalta haastava, sillä tuonti painottuu niihin ajankohtiin, joina sähkönkulutus Suomessa on vähäisintä ja vähenee vastaavasti korkeimman kulutuksen aikaan Venäjällä käytössä olevasta kapasiteettimarkkinasta johtuen (Kuva 11). Kapasiteettimarkkina aiheuttaa sen, että Suomeen tuodaan sähköä pääosin ainoastaan niinä tunteina, joina kapasiteettimaksut Venäjällä eivät ole voimassa. Näitä ajankohtia ovat tyypillisesti pienimmän kulutuksen ajankohdat sekä venäläiset pyhäpäivät. Venäjän tuonti aiheuttaakin nykytilanteessa sen, että sähkön tarpeen vaihtelu Suomessa on

11.4.2014

peräti suurempaa kuin Kuva 10 oletetaan ja muodostuu Kuva 12 mukaiseksi. Käytännössä päivän sisäinen todellinen säätötarve onkin Suomessa noin 1000 MW suurempi. Baltian hintatasosta johtuen rajasiirto Viroon toteutuu pääosin vientinä, mikä ei helpota säätötilannetta Suomessa.

Tammikuun 2014 pakkasjakson aikana sähkövoimajärjestelmää on Suomessa säädetty eniten Suomen omalla vesivoimatuotannolla. Tuotannon profiili vastaa hyvin selvästi kulutusprofiilia ja vaihtelee noin 1000 MW verran, kuten Kuva 13 havaitaan. Lauhdetuotantokapasiteettia on Suomessa kaikenkaikkiaan noin 3500 MW. Tästä aktiivisessa käytössä on noin 1500 MW. Säätöä lauhdetuotannolla on tammikuuisena pakkasviikkona tehty noin 600 MW:n verran, tuotantoteho on vaihdellut 600 – 1200 MW:n välillä. Myös kaukolämpötuotanto on osallistunut vuorokausisäätöön vaihdellen reilun 500 MW verran päivän ja yön välillä huolimatta siitä, että viikko on ollut erittäin kylmä. Kaukolämmön yhteistuotannon yhteenlaskettu sähköntuotantokapasiteetti Suomessa on noin 4425 MWe. Teollisuuden vastapainetuotanto sen sijaan on tuottanut sähköä melko tasaisesti huolimatta hieman kireämmästä tehotilanteesta. Teollisuuden vastapainetuotannon yhteenlaskettu tuotantokapasiteetti Suomessa on noin 3286 MWe. (Kuva 14, Kuva 15, Kuva 16) (ÅF-Consult Ltd)

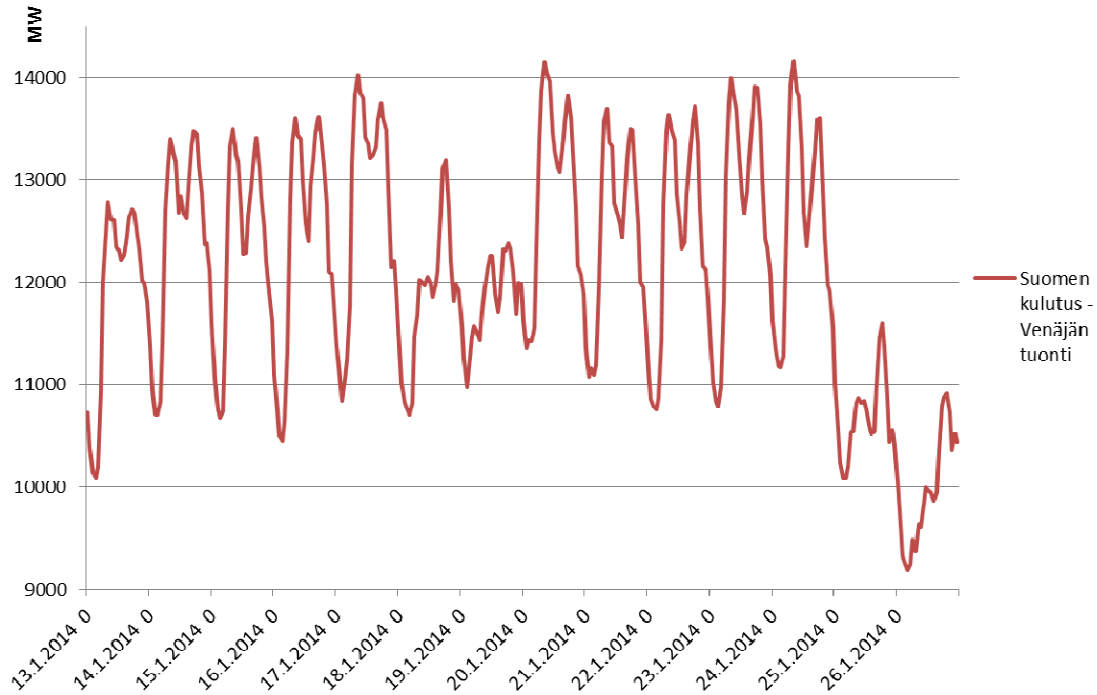
Venäjän tuonti



Kuva 11 Venäjän tuonti, tammikuu 2014. (Datan lähde Fingrid)

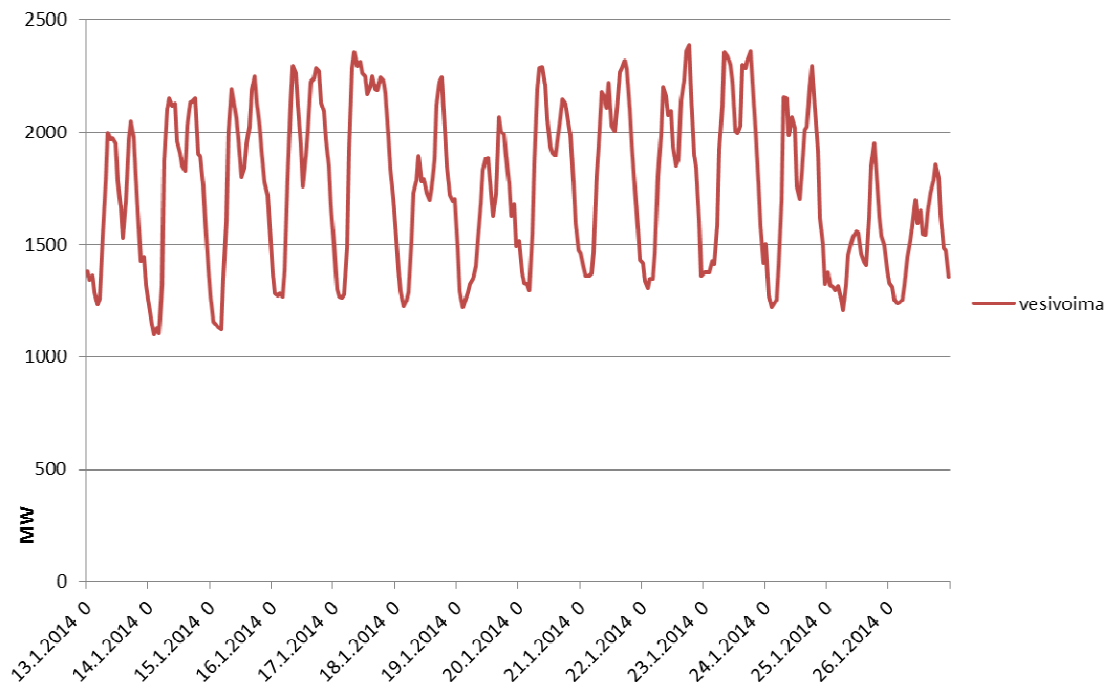
11.4.2014

Suomen kulutus - Venäjän tuonti



Kuva 12 Suomen sähkönkulutus vähennettynä Venäjän tuonnilla, tammikuu 2014. (Datan lähde Fingrid)

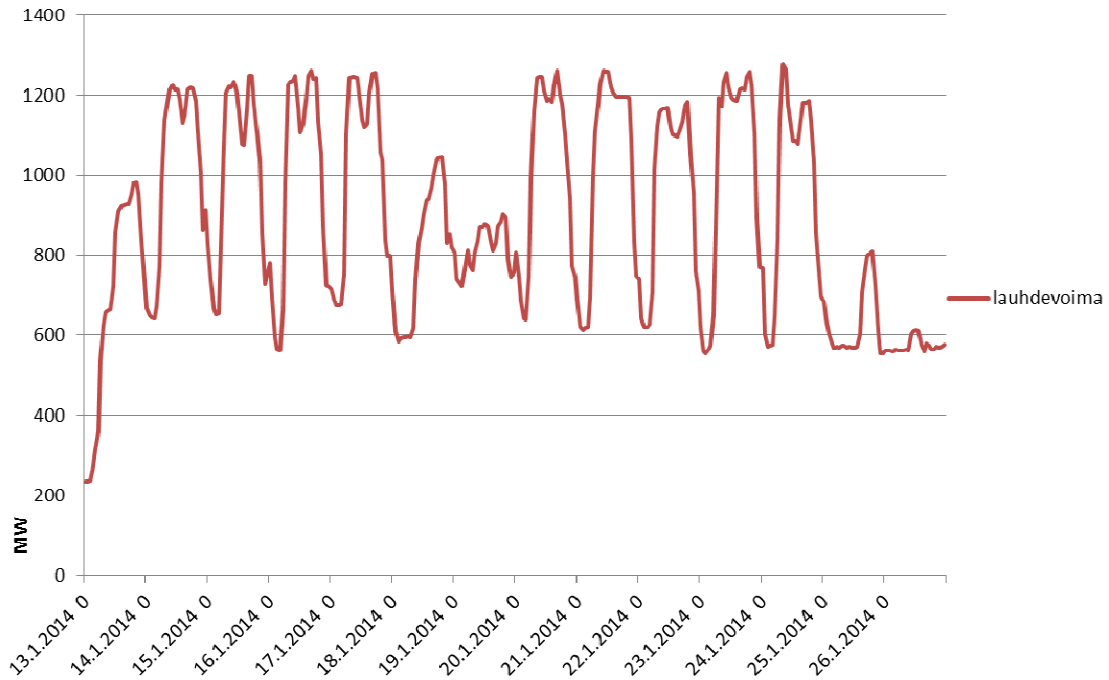
Vesivoimatuotanto Suomessa



Kuva 13 Vesivoimatuotanto Suomessa tammikuussa 2014. (Datan lähde Fingrid)

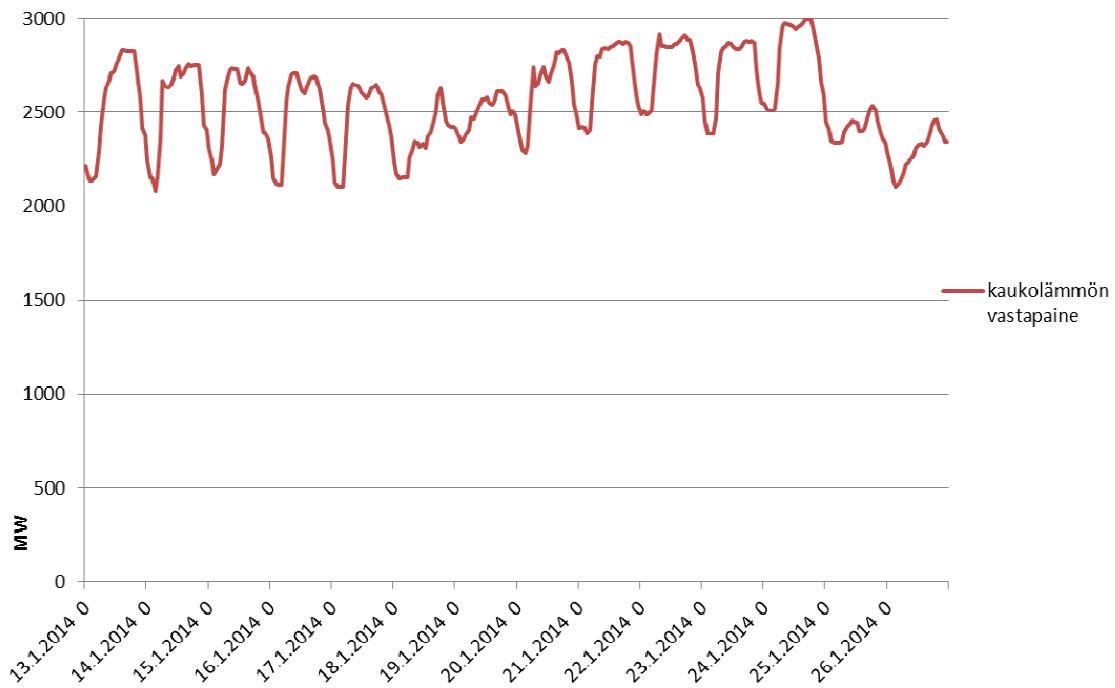
11.4.2014

Lauhdetuotanto Suomessa



Kuva 14 Lauhdetuotanto tammikuussa 2014. (Datan lähde Fingrid)

Kaukolämpötuotanto Suomessa

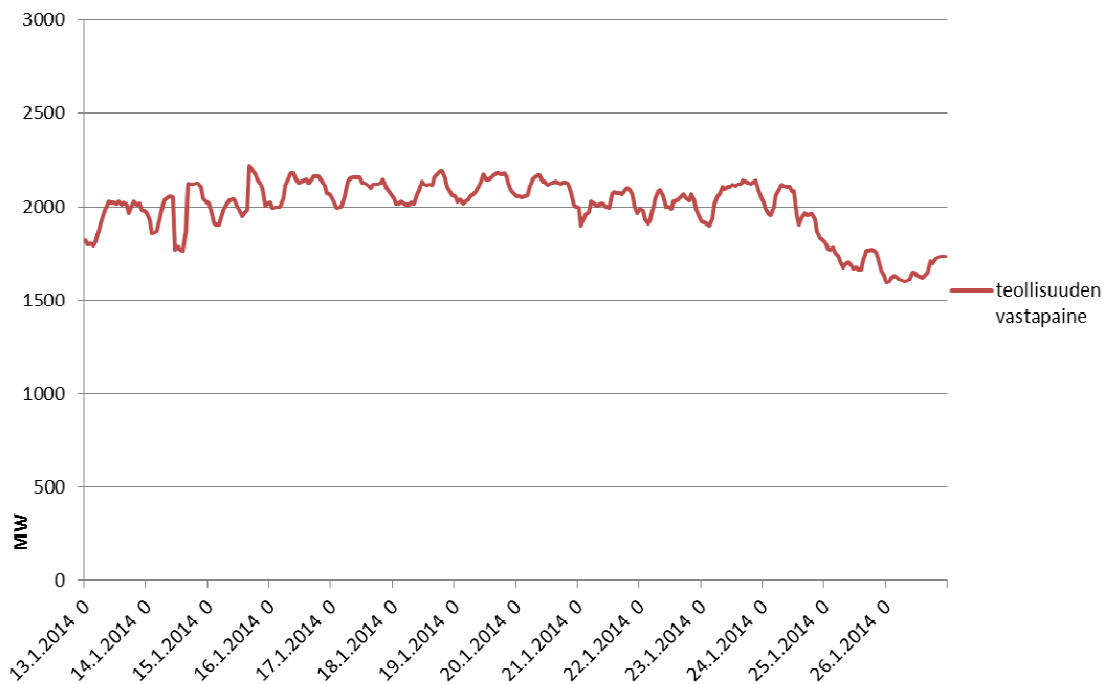


Kuva 15 Kaukolämpötuotanto tammikuussa 2014. (Datan lähde Fingrid)



11.4.2014

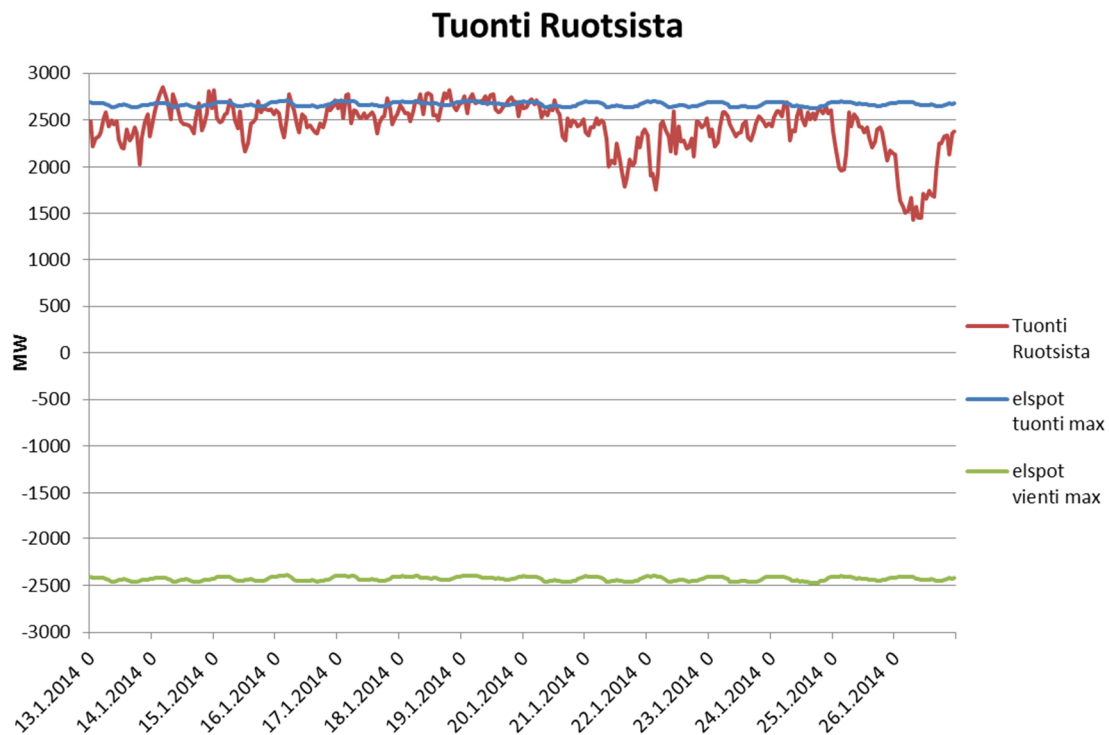
Teollisuuden vastapainetuotanto



Kuva 16 Teollisuuden vastapainetuotanto tammikuussa 2014. (Datan lähde Fingrid)

Normaalitilanteessa suomalaista sähkövoimajärjestelmää säädetään lisäksi voimakkaasti Suomen ja Ruotsin välisen rajasiirtokapasiteetin kautta. Kulutusvaihteluita tasapainotetaan norjalaisella ja ruotsalaisella vesivoimalla, sillä Norjassa ja Ruotsissa valtaosa tuotantokapasiteetista on edullista vesivoimatuotantoa. Säättömahdollisuudet rajakapasiteetin avulla riippuvat siirtokapasiteetin riittävydestä maiden välillä sekä säädettävän sähköntuotannon saatavuudesta. Suomen nykyinen voimajärjestelmä ei ole omavarainen, joten suuren kulutuksen aikaan rajasiirtokapasiteetin avulla tehtävä säätö on selvästi vähäisempää kuin matalamman kulutuksen aikaan. Kuten Kuva 17 nähdään, on korkean kulutuksen aikaan tammikuuisena pakkasviikkona tuonti Ruotsista ollut niin voimakasta, ettei vuorokausisäätöä rajakapasiteetilla ole toteutettu, vaan sähköä on tuotu Suomeen lähes täydellä teholla kaikkina aikoina. Siirron määrä on esimerkiksi jaksolla vaihdellut ainoastaan noin 500 MW verran. Vaikka Ruotsin siirtokapasiteetin säätöominaisuus ei ole ollut käytössä, on sähkövoimajärjestelmä Suomessa ylläpitänyt tuotannon ja kulutuksen tasapainoa tästä huolimatta, maan sisäisesti. Jos tässä tiukassa tehotilanteessa Suomessa olisi ollut käytettävissä enemmän suomalaista tuotantokapasiteettia, olisi se vähentänyt tuontia Ruotsista. Kuvan sininen ja vihreä käyrä kertovat maksimaalisen siirtokapasiteetin, joka on ollut käytettävissä siirtoon Ruotsista Suomeen tai Suomesta Ruotsiin.

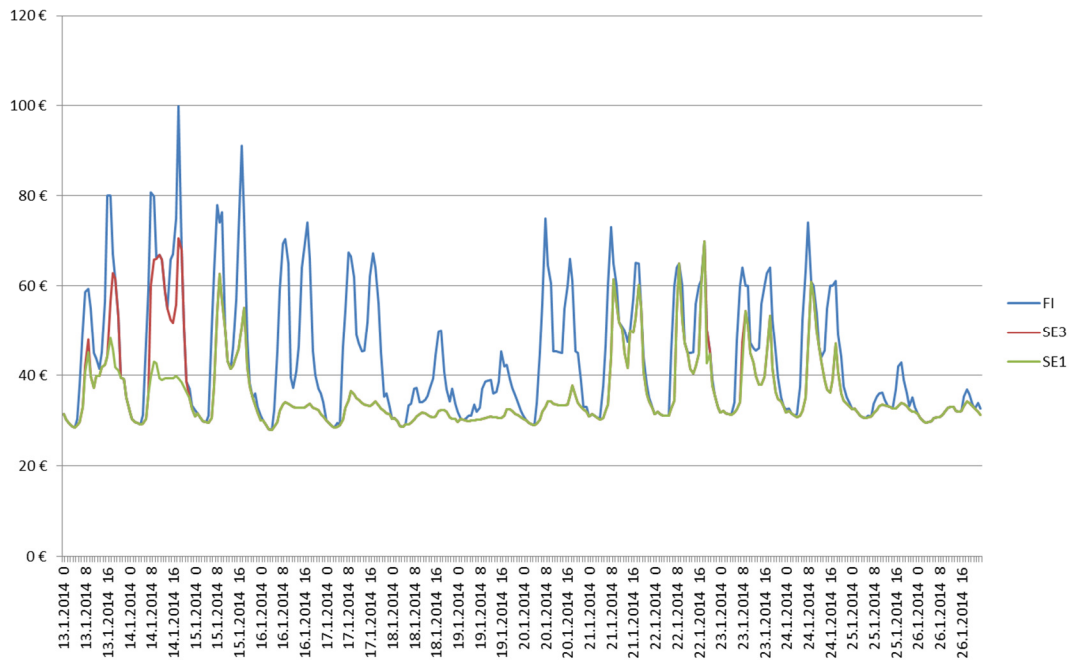
11.4.2014



Kuva 17 Sähköntuonti Ruotsista, kun kulutus Suomessa suurta tammikuussa 2014. (Datan lähde Fingrid)

Suomen riippuvuus sähköntuonnista havaitaan myös Kuva 18. Suomen sähkön hinta poikkeaa voimakkaasti Ruotsin hinnasta, kun siirtoa ei pystytä tekemään niin paljon, kuin kysyntää olisi. Kuvassa nähdään Ruotsin 1 ja 3 hinta-alueiden eli niiden alueiden hinnat, joihin Suomi on siirtojohtoin linkittynyt, sekä Suomen aluehinta. Sähköä joudutaan Suomessa siirtorajoitteista johtuen tuottamaan kalliimmilla tuotantomuodoilla ja hinta nousee Ruotsin hinta-alueiden hintaa korkeammaksi. Suomen sähkövoimajärjestelmään mahtuisikin nykytilantessa esimerkiksi noin 5000 MW tuulivoimaa siirtokapasiteetin puolesta ilman, että muut tuotantomuodot Suomessa alassäätäisivät tuotantoaan.

11.4.2014



Kuva 18 Spot-hinnat Suomessa, sekä Ruotsin kahdella hinta-alueella SE1 ja SE3 tammikuussa 2014.

3.1.2.2 Suomen vuorokausisäätö ääritilanteissa vuoteen 2030 tultaessa

Nykytilanteessa sähkövoimajärjestelmään olisi kovan kulutuksen aikana mahtunut siis merkittävästi tuulivoimatuotantoa. Tulevaisuudessa tuulivoimatuotannon integroitumiseen sähkömarkkinoilla vaikuttaa muun sähköntuotantokapasiteetin, kulutuksen sekä erittäin merkittävästi siirtokapasiteetin kehittyminen, joista jo edeltävässä luvussa on tehty oletuksia. Kun nykyistä tuotanto-, kulutus- ja siirtodataa muokataan vaihe vaiheelta vuoden 2030 tilannetta vastaavaksi, nähdään parhaiten eri tekijöiden vaikutus tuulivoiman sopeutumiseen sähkömarkkinoilla. Seuraavissa kappaleissa tarkastelu tehdään kahden ääritilanteen tapauksessa. Tilanteessa, jossa sähkönkulutus Suomessa on suurta ja tuonti Ruotsista voimakasta sekä tilanteessa, jossa kulutus on vastaavasti vähäistä.

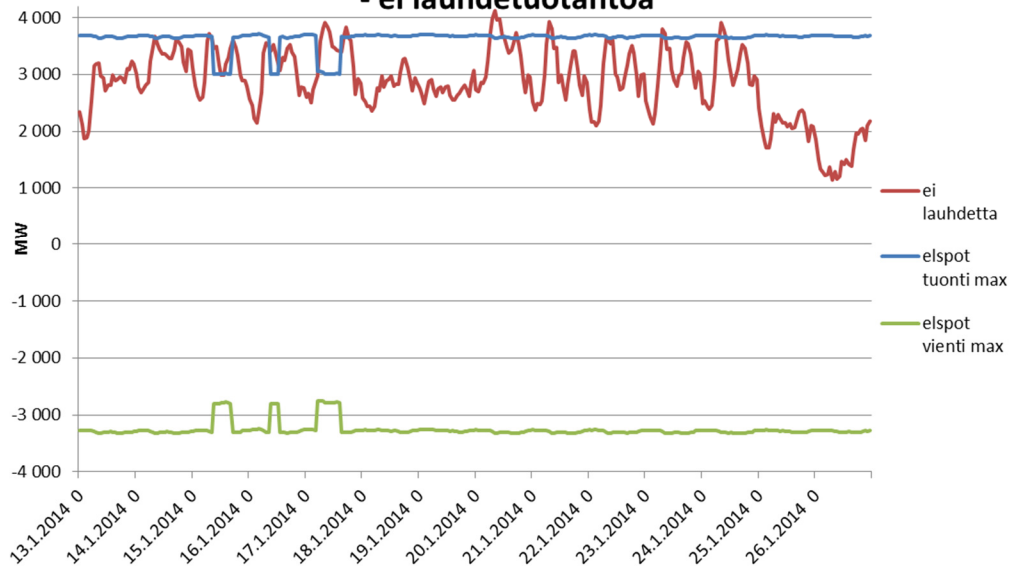
Kuva 19 tarkastellaan Ruotsin ja Viron siirtoa tammikuun 2014 tilanteessa olettaen, että olosuhteet olisivat muuten nykyistä vastaavat, mutta lauhdetuotanto olisi poistunut sähkövoimajärjestelmästä. Tarkastelussa on huomioitu ainoastaan Ruotsin ja Viron siirto, sillä ne toimivat kaksisuuntaisesti ja markkinaehtoisesti toisin kuin Venäjän siirto. Tässä tilanteessa siirtokapasiteetti maiden välillä olisi pääosin auttanut säätötilanteessa, mutta tehontarpeen ollessa suurin siirtokapasiteetti ei olisi riittänyt tarvittavan sähkön siirtoon Ruotsista ja Virosta Suomeen. Lauhdetuotantoa tai jotakin muuta sähköntuotantoa olisi tarvittu tässä tilanteessa kattamaan kulutuksen vaihtelua tiettyinä ajankohtina. Tällaisessa tilanteessa Suomi olisi siis aliomavarainen ja kotimaista tuotantoa tarvittaisiin kulutuksen kattamiseksi. Tuulivoimaa mahtuisi järjestelmään siirtokapasiteetin puitteissa tässä tilanteessa lähes 6000 MW.

Tuotantokapasiteetin odotetaan kuitenkin muuttuvan tulevaisuudessa myös muiden kuin tuulivoimatuotannon osalta. Seuraavista kuvista nähdään, kuinka tehotilanne muuttuu, kun lisätuotantoa tulee markkinalle. Ensin nähdään, millainen vaikutus olisi, jos yksi 1600 MW ydinvoiman lisäyksikkö lisättäisiin sähkövoimajärjestelmään ja sen jälkeen, kuinka tilanne entisestään muuttuisi, jos käytössä olisi toinen, teholtaan 1200 MW:n ydinvoimayksikkö lisää. Lisätuotannon myötä siirtokapasiteetin hyödyntäminen kulutuksen ja tuotannon tasapainottamisessa lisääntyy. Muun

11.4.2014

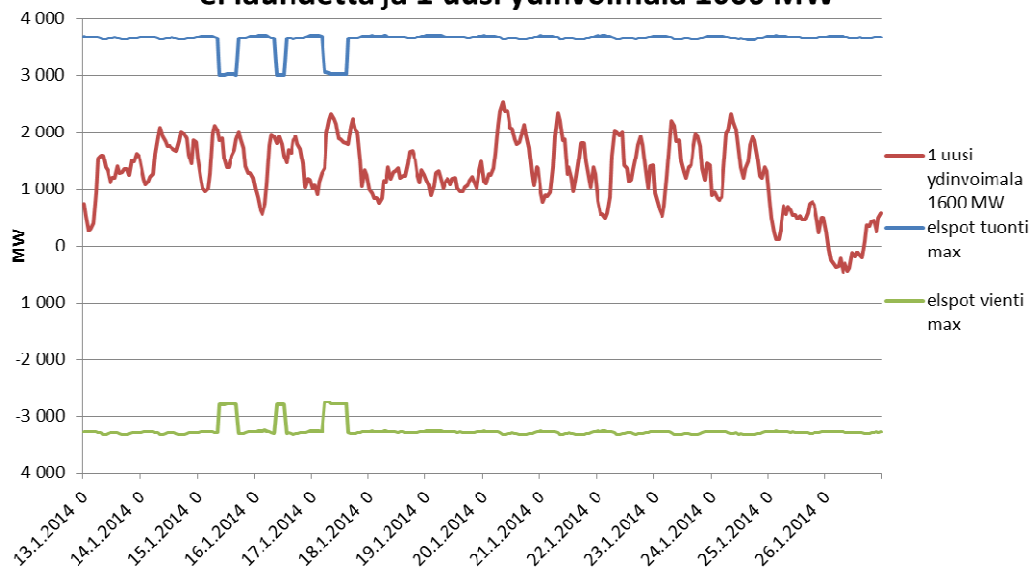
tuotantokapasiteetin voimakkaasti lisääntyessä mahtuisi tuulivoimaa sähkövoimajärjestelmään vähemmän siirtorajoitteiden puitteissa, jos mitkään muut tekijät eivät järjestelmässä muuttuisi.

Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro, nykyiset siirtoyhteydet, - ei lauhdetuotantoa



Kuva 19 Ruotsin ja Viron siirto, jos lauhdetuotanto poistuisi nykytilanteesta.

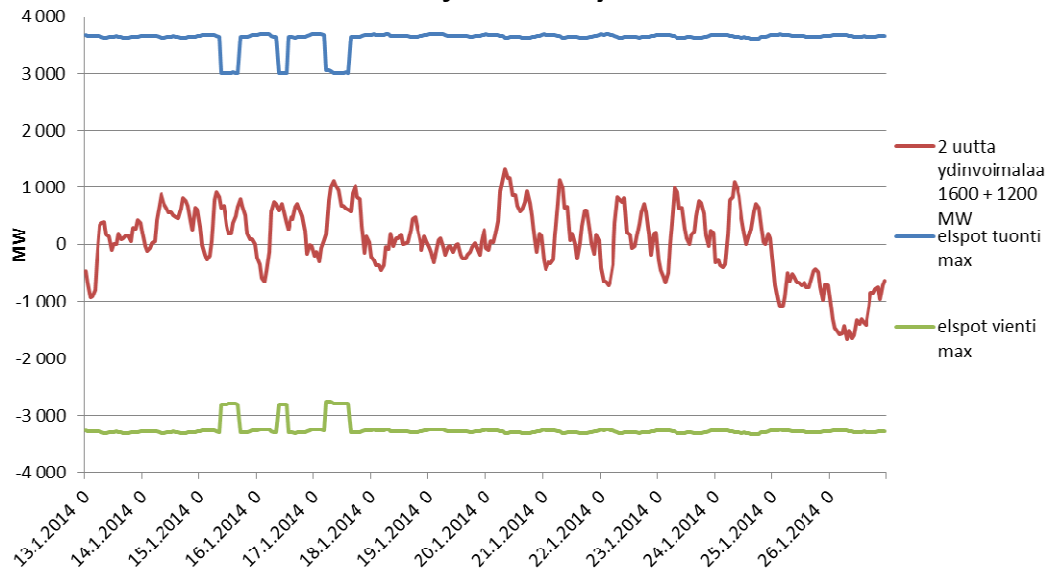
Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro, nykyiset siirtoyhteydet, ei lauhdetta ja 1 uusi ydinvoimala 1600 MW



Kuva 20 Ruotsin ja Viron siirto, jos lauhdetuotanto poistuisi nykytilanteesta ja käytössä olisi 1600 MW ydinvoimayksikkö lisää nykytilanteeseen verrattuna.

11.4.2014

Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro, nykyiset siirtoyhteydet, ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa

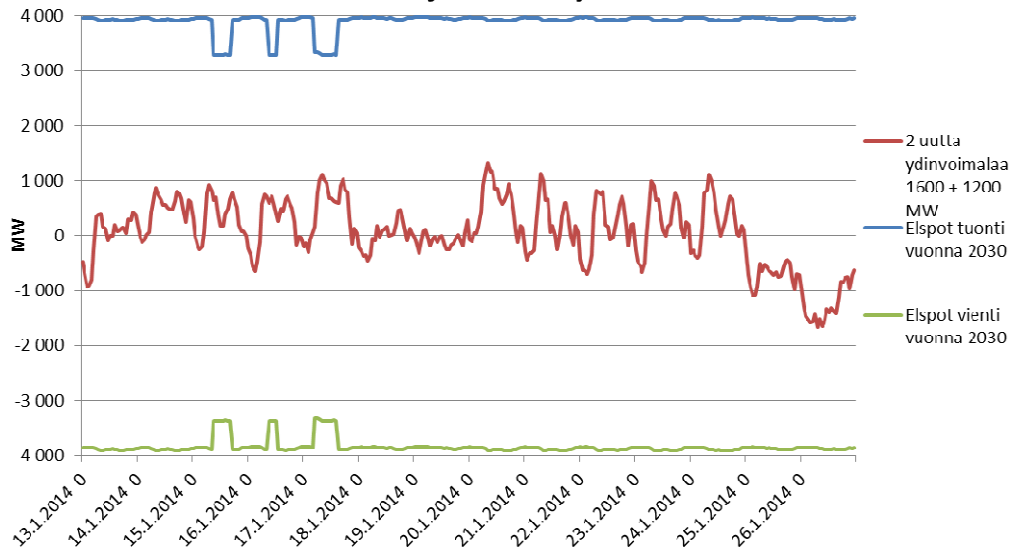


Kuva 21 Ruotsin ja Viron siirto, jos lauhdetuotanto poistuisi nykytilanteesta ja käytössä olisi 1600 MW ja 1200 MW ydinvoimayksiköt lisää nykytilanteeseen verrattuna.

Kuva 22 nähdään, kuinka tehovaihtelun mahdollisuus Suomen ja Ruotsin välillä kasvaa entistä suuremmaksi, kun suunniteltu vähintään 500 MW:n siirtokapasiteetin lisäys Ruotsin ja Suomen välillä on valmistunut. Kun vielä tarkastellaan tilannetta, jossa Venäjän siirto olisi muuttunut markkinaehtoiseksi eikä hankaloitaisi Suomen säätötilannetta nykyiseen tapaan, nähdään, kuinka nykyisen kulutuksen mukainen vaihtelu selvästi tasaantuu verrattuna nykytilanteeseen (Kuva 23). Säätövaraa siirtokapasiteettien avulla on yhä enemmän käytössä.

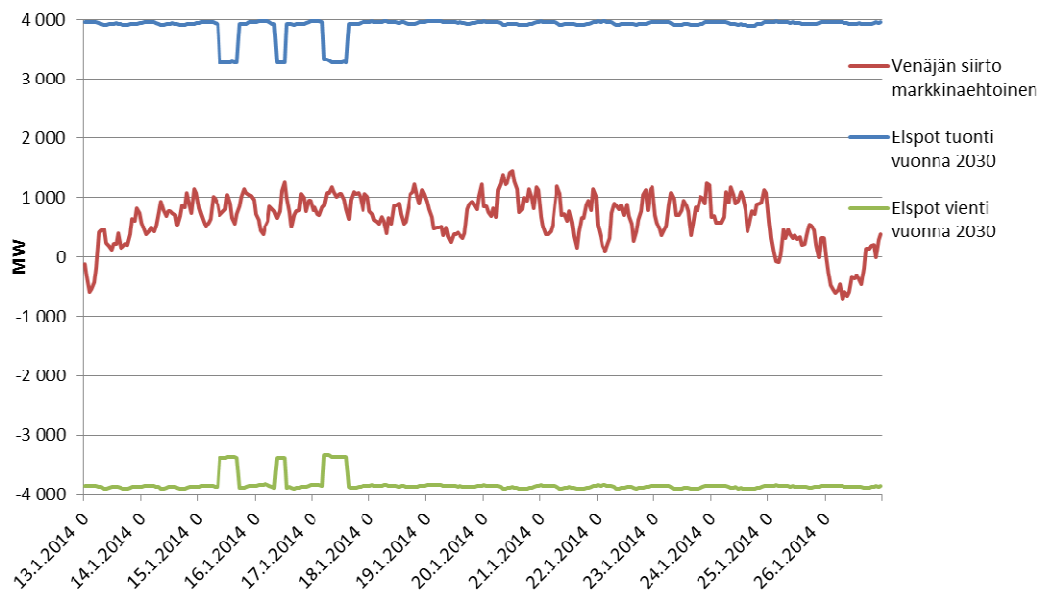
11.4.2014

**Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro,
suunnitellut siirtoyhteydet valmistuneet,
ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa**



Kuva 22 Vastaava tilanne kuin Kuva 21, mutta siirtokapasiteettiin lisätty nykyisin tiedossa olevat, vuoteen 2030 mennessä toteutetut Ruotsin siirtoyhteyden tehonlisäykset.

**Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro,
suunnitellut siirtoyhteydet valmistuneet,
ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa,
Venäjän siirto markkinaehtoinen**



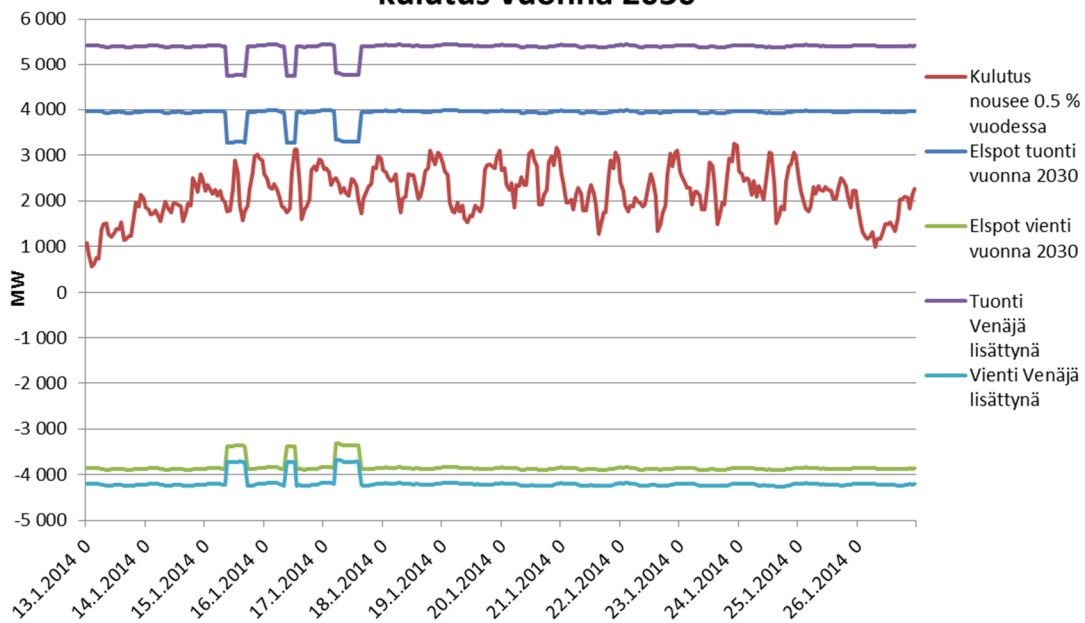
Kuva 23 Vastaava tilanne kuin Kuva 22, mutta Venäjän siirron tarkastelu siten, että siirto toimisi markkinaehtoisesti maiden välillä.

11.4.2014

Kovan kulutuksen tilanteessa sähköntuotantokapasiteetin lisärakentaminen Suomeen siis lisää Suomen omavaraisuutta ja vähentäisi tuonnin tarvetta Ruotsista. Toisaalta, muun tuotantokapasiteetin lisärakentaminen vähentää mahdollisuuksia tasapainottaa vaihtelevaa tuotantoa siirtokapasiteetin avulla.

Kuva 24 nähdään, kuinka tilanne muuttuu, kun huomioidaan, että sähkönkulutus tulee kasvamaan vuoteen 2030 mennessä. Kuvassa kasvuksi on arvioitu 0,5 % vuodessa. Kuvassa näkyvät myös Venäjän siirron maksimirajat ja kaksisuuntaisuus nykytiedon pohjalta. Kuvan perusteella nähdään, että korkean kulutuksen aikaan ainoastaan siirtokapasiteetin säätökyky huomioiden järjestelmään mahtuisi noin 5000 MW vaihtelevaa tuotantoa. Jos Venäjän siirto olisi markkinaehtoista, voitaisiin siirtokapasiteettia hyödyntää säädössä 1460 MW tuontiin ja 350 MW vientiin.

**Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro,
suunnitellut siirtoyhteydet valmistuneet,
ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa,
Venäjän siirto markkinaehtoinen,
kulutus vuonna 2030**

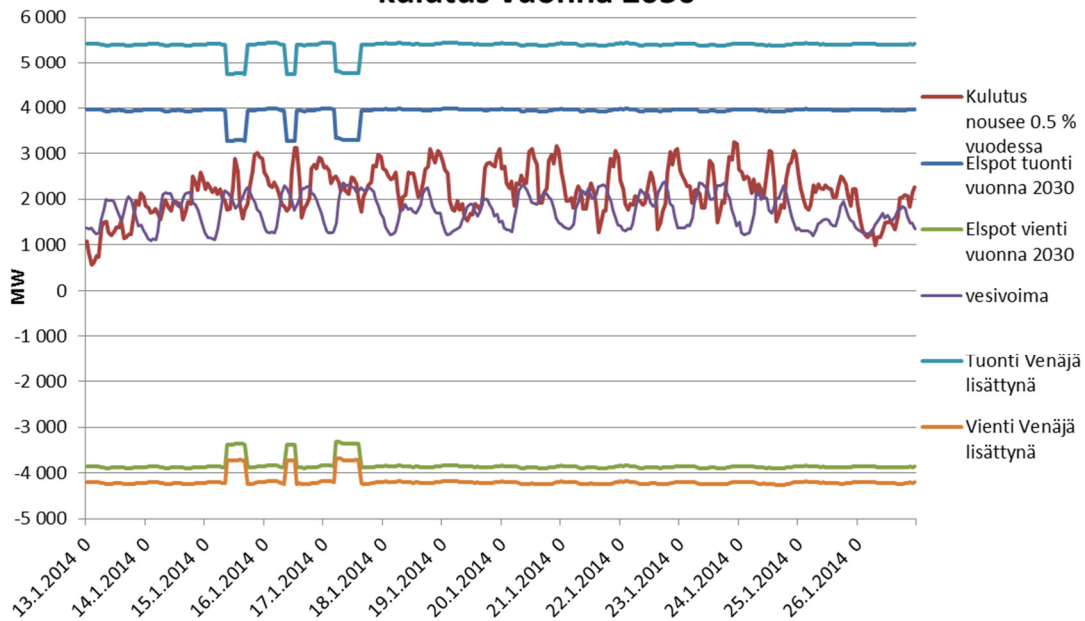


Kuva 24 Vastaava tilanne kuin Kuva 23, mutta Venäjän siirto huomioitu rajasiirtokapasiteetissa ja kulutuksen oletettu kasvaneen 0,5 % vuodessa vuoteen 2030 saakka.

On kuitenkin huomioitava, ettei Kuva 24 vielä huomioi lainkaan muita säätömahdollisuuksia siirtokapasiteetin lisäksi. Esimerkki ei huomioi lainkaan sitä, että muut tuotantomuodot joustavat, kun lisätuotantoa tulee markkinalle. Kuva 25 nähdään, että esimerkiksi vesivoimaa on tuotettu kyseisellä esimerkkijaksolla 1000 – 2000 MW. Tuotantomuodot ohjautuvat markkinaehtoisesti hinnan mukaan, joten kovan tuulivoimatuotannon aikaan myös muu tuotantokapasiteetti olisi joustonut ja tehnyt tilaa vaihtelevalle tuotannolle. Talvijakson esimerkkitalanteessa vuonna 2030 sähkövoimajärjestelmään olisi siis mahtunut noin 5000 – 6000 MW tuulivoimatuotantoa eli hyvinkin 15 TWh vuodessa.

11.4.2014

**Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro,
suunnitellut siirtoyhteydet valmistuneet,
ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa,
Venäjän siirto markkinaehtoinen,
kulutus vuonna 2030**

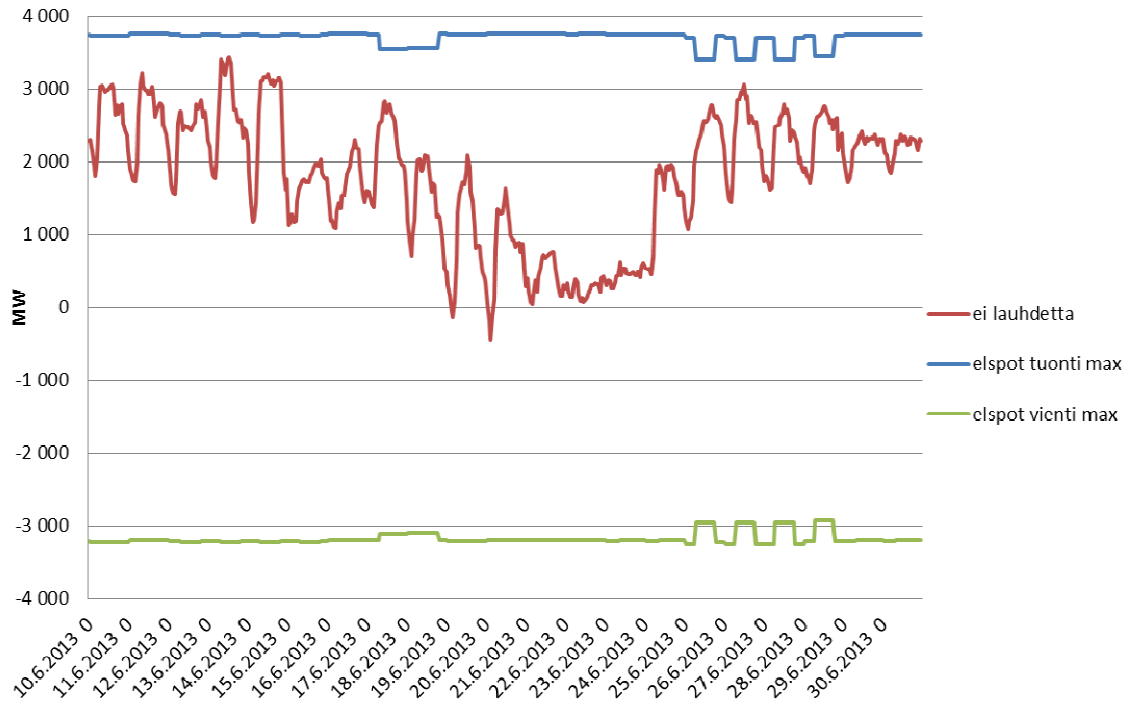


Kuva 25 Kuva 24 tilanne sekä vesivoimatuotanto samalla jaksolla tammikuussa 2014.

Toinen tarkasteltava tilanne on vähäisen sähkönkulutuksen ajanjakso Suomessa kesäkuussa 2013, juhannuksen aikaan. Poistettaessa lauhdetuotannon vaikutus kuvasta havaitaan, että tuonti on selvästi vähäisempää tammikuun tilanteeseen verrattuna ja kääntyy hetkittäin myös vienniksi Ruotsin ja Viron suuntaan. (Kuva 26). Kuvassa siirtoyhteydet on oletettu nykyistä vastaaviksi. Lisätuotanto eli kaksi uutta ydinvoimalaa, 1600 MW ja 1200 MW kääntäisivät tilanteen yhä enemmän vientiin, vaikka kuvassa on oletettu aina toisen olevan pienimmän kulutuksen aikaan vuosihuollossa (Kuva 29). Samaan aikaan tuotannossa on kuitenkin ollut kaukolämmön ja teollisuuden vastapainetuotantoa (Kuva 27). Nämä tuotantomuodot olisivat suuren tuulivoimatuotannon aikaan voineet säätää tuotantoaan alaspäin.

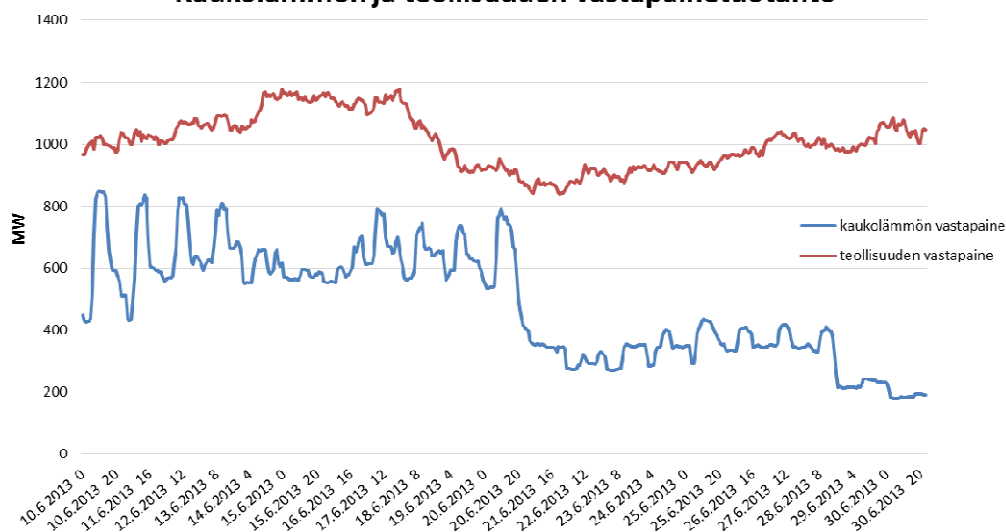
11.4.2014

Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro, nykyiset siirtoyhteydet, - ei lauhdetuotantoa



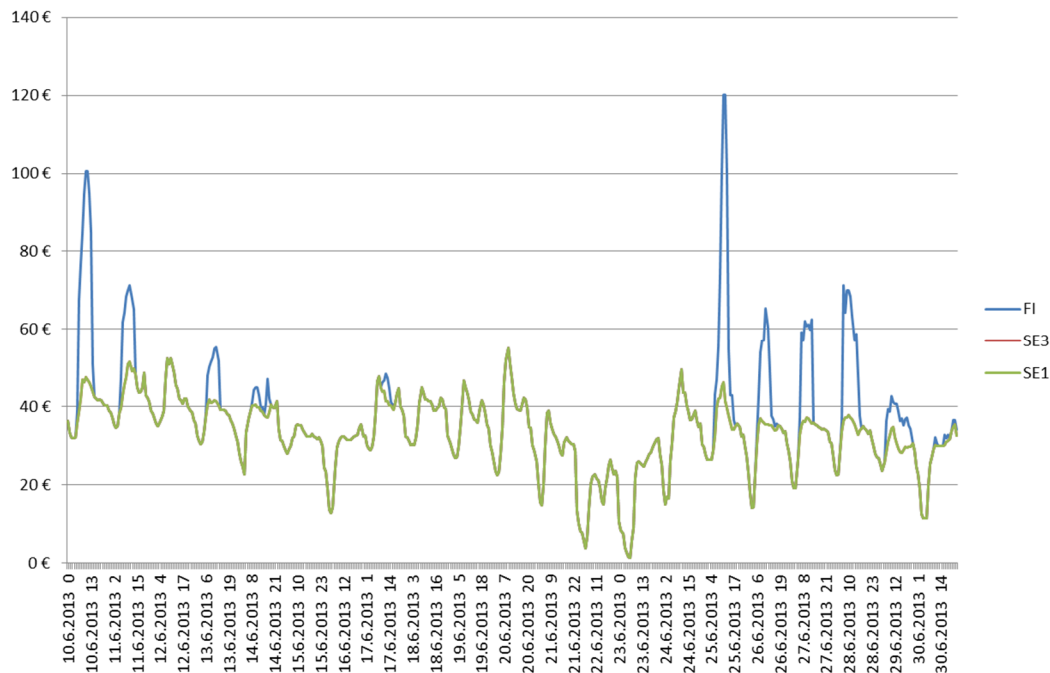
Kuva 26 Ruotsin ja Viron siirto, kun kulutus Suomessa vähäistä kesäkuussa 2013, lauhdetuotanto on poistunut ja siirtoyhteydet vastaavat nykytilaa. (Datan lähde Fingrid)

Kaukolämmön ja teollisuuden vastapainetuotanto



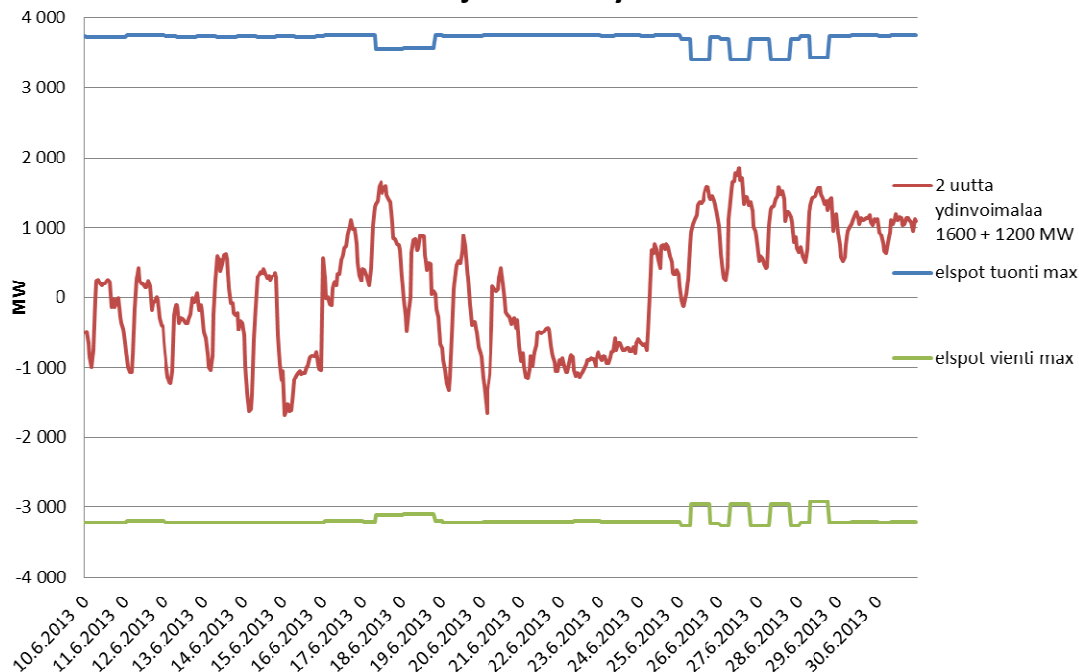
Kuva 27 Kaukolämmön ja teollisuuden vastapainetuotanto juhannuksena 2013 (Datan lähde Fingrid).

11.4.2014



Kuva 28 Spot-hinnat Suomessa sekä Ruotsin kahdella hinta-alueella SE1 ja SE3 kesäkuussa 2013.

Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro, nykyiset siirtoyhteydet, ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa



Kuva 29 Vastaava tilanne kuin Kuva 26, mutta kahden lisäydinvoimalan tuotanto huomioituna.

Tarkasteltaessa jälleen tilannetta, jossa Venäjän siirron profiili olisi muuttunut, vähensisi Suomen nykyisen kulutuksen vaihtelu ja säätäminen jälleen helpottuisi (Kuva 30). Entisestään säätövara

11.4.2014

rajasiirtokapasiteetin kautta helpottuisi kulutuksen kasvun myötä (Kuva 31). Vaihtelevaa tuotantoa mahtuisi tässä tilanteessa järjestelmään noin 3500 – 4000 MW.

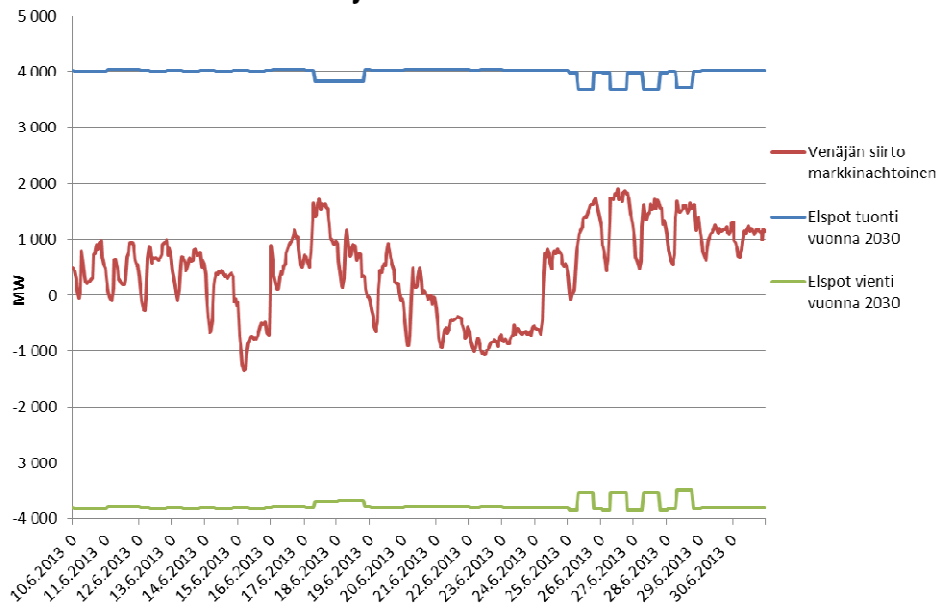
Tämän lisäksi on huomioitava jälleen Suomen oman sähköntuotannon ja kulutuksen joustopotentiaali. Kuva 32 nähdään esimerkiksi saman ajanjakson vesivoimatuotanto. Tuotanto on vaihdellut jaksolla noin 500 – 2000 MW välillä ja olisi voinut tarvittaessa joustaa, jos tuulivoimatuotanto olisi juhannuksena ollut paljon. Tuulivoimatuotanto painottuu VTT:n analysoiman Energiategollisuus ry:n datan mukaan lisäksi edullisesti suhteessa sähkön kulutusprofiilin kausivaihteluun; talvella tuulituotantoa on kesäjaksoa enemmän. Juhannuksena koettavassa ääritilanteessa myös ydinvoima voisi osallistua säätöön. Markkinatilanne viimekädessä määrittelee sen, mitkä sähköntuotantomuodot säätävät tuotantoaan. Lisäksi, juhannus on yksittäinen erikoistilanne. (VTT 2012)

Markkina myös seuraa tuotanto- ja kulutustasapainon kehittymistä ja tilanteessa, jossa on ennustettu kovaa tuulta, on vesivoimatuotantoa myyty spot-markkinalle vähemmän jo lähtökohtaisesti. Myös rajasiirtokapasiteeteissa on tilaa ja Suomi voi jopa viedä sähköä. Jos tällaisessa tilanteessa tuuli tyyntyy eikä spot-markkinalle myyty tuulivoimatuotanto toteudukaan, voidaan vesivoimatuotantoa lisätä ja sähkön vientiä vähentää. Päinvastaisessa tilanteessa, kun tuuliennuste näyttää heikkoa tuulta, on vesivoimaa tuotannossa paljon ja rajasiirtokapasiteetit tuovat sähköä Suomeen päin. Tuulen voimistuessa voidaan vesivoimatuotantoa vähentää. Samoin tuontia voidaan vähentää ja tarvittaessa myös viedä. Elbas-kaupankäynnin merkitys markkinalla korostuu. Suomen tuotantotuki jättää taseriskin tuulivoimatuottajalle, joten tuottajalla on intressi ennustaa tuotantonsa mahdollisimman tarkasti. Tämä edesauttaa myös muun tuotantokapasiteetin valmiutta säätöön. Markkinamekanismin myötä järjestelmä siis pystyy hyvin sopeutumaan tuulivoiman osuuden lisääntymiseen.

Tarkasteluissa on huomioitava sähkövoimajärjestelmän kehittymiseen liittyvät suuret epävarmuudet. Esimerkiksi Suomen kulutuksen profiili voi muuttua selvästikin jatkossa. Yhtenä merkittävänä tekijänä on datasalien rakentaminen Suomeen ja niiden sähkönkulutuksen vaihtelua tasaava vaikutus. Salien kulutusprofiili on tasainen, joten voi olla, että nykykulutuksen kasvattaminen 0,5 % vuodessa vuoteen 2030 antaa vuoden 2030 kulutuksen tilasta liian vaihtelevan kuvan. Toisaalta, raskaan teollisuuden tasaisen kuorman poistuminen vaikuttaa päinvastoin ja tämän vuoksi olemme päätyneet käyttämään esitettyä tarkastelua. Lisäksi kulutusprofiilin mukaisesti kehittyvän sähköntuotannon määrän kasvu vähentää vaihtelua, joskaan esimerkiksi aurinkosähkön merkittävään läpimurtoon Suomessa ei uskota.

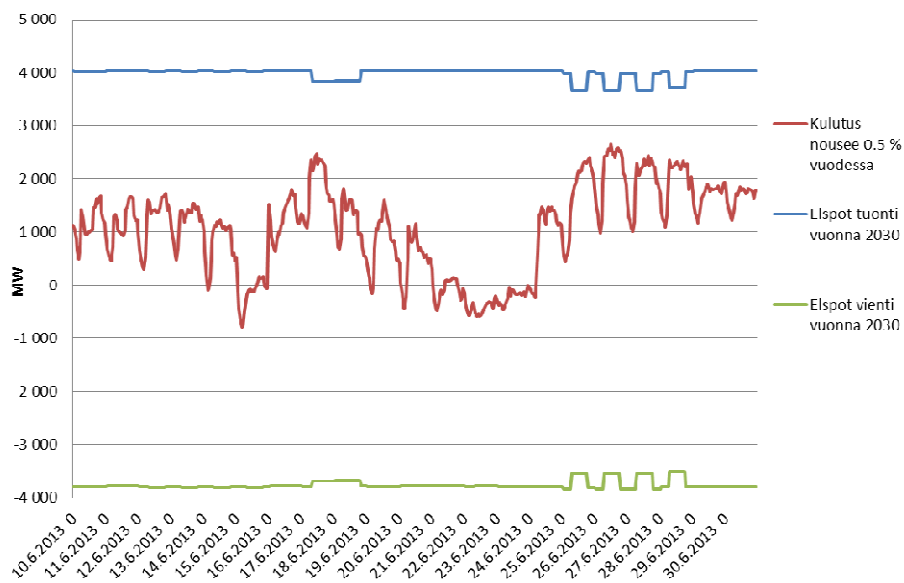
11.4.2014

**Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro,
suunnitellut siirtoyhteydet valmistuneet,
ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa,
Venäjän siirto markkinaehtoinen**



Kuva 30 Vastaava tilanne kuin Kuva 29, mutta Venäjän siirto huomioitu siten, että se olisi markkinaehtoista.

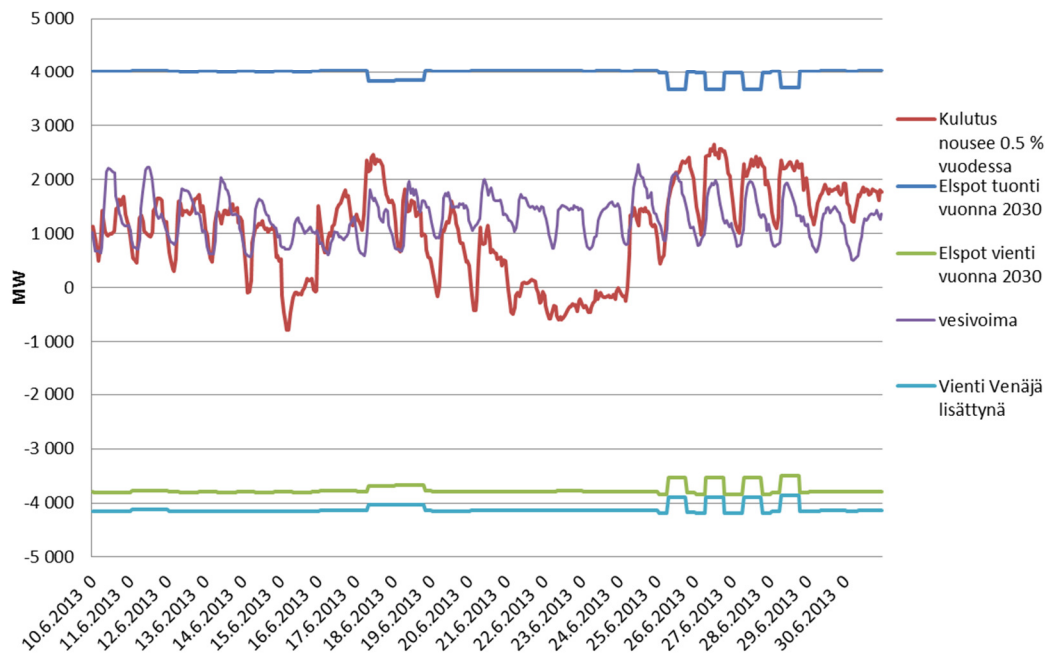
**Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro,
suunnitellut siirtoyhteydet valmistuneet,
ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa,
Venäjän siirto markkinaehtoinen,
kulutus vuonna 2030**



Kuva 31 Vastaava tilanne kuin Kuva 30, mutta kulutuksen oletettu kasvaneen 0,5 % vuodessa vuoteen 2030 saakka.

11.4.2014

**Siirto tulevaisuudessa, Ruotsi ja Viro,
suunnitellut siirtoyhteydet valmistuneet,
ei lauhdetta ja 2 uutta ydinvoimalaa,
Venäjän siirto markkinaehtoinen,
kulutus vuonna 2030**



Kuva 32 Vastaava tilanne kuin Kuva 31, mutta Venäjän siirto huomioitu rajasiirtokapasiteetissa. Lisäksi vesivoimatuotanto samalla jaksolla kesäkuussa 2013.

Edellä esitetyissä tilanteissa on oletettu, että siirto voisi kaikkina ajanhetkinä säätää niin paljon, kuin Suomessa tarvetta olisi. Voidaan kuitenkin kohdata tilanteita, joissa myös naapurimaissa tuulivoimatuotantoa on saatavilla niin paljon, ettei vienti naapurimaihin olekaan mahdollista. Markkinoiden toimiessa tarjonnan lisääntyessä hinta kuitenkin laskee ja aina kohdataan tilanne, jossa hinta on niin matala, että joku tuottaja alkaa vähentää tuotantoaan. Kun hinta on riittävän matala, vesivoimatuottajat sekä kaukolämmön ja teollisuuden vastapaine vähentävät tuotantoaan. Näin myös tuulivoima tuen päättymisen jälkeen. Vastaavasti markkina voi tulevaisuudessa yhä enemmän ohjata myös kulutusta, jolloin hinnan painuessa hyvin alas lisää tämä kulutusta. Tuulivoimatuotannon vaihtelusta saadut kokemukset Suomessa eivät lisäksi vielä huomioi sitä, kuinka suurempi, eri puolille maata rakennettu tuotantokapasiteetti tasaa vaihteluita.

Suuren tuulivoimakapasiteetin tuottaman tehon vaihtelu tuntien välillä sekä tunnin sisällä ja sen vaatima nopea säätökapasiteetti aiheuttavat omat haasteensa sähkövoimajärjestelmälle. Fingridin mukaan tuulivoimatuotannon tuntivaihtelu olisi noin 5 – 10 % asennetusta tehosta ja maksimissaan noin 16 % asennetusta tehosta perustuen Suomen toteutuneisiin tuulivoimatilastoihin vuosina 2005 - 2008. Tällä aikavälillä Suomen tuulivoimatuotannon määrä on kuitenkin ollut vielä hyvin vähäinen. Tuulivoimatuotannon vuorokausivaihtelua ja vaihtelun tasaantumista suuremman tuulivoimakapasiteetin myötä voidaan havainnollistaa Ruotsista saatavan datan perusteella. Ruotsissa tuulivoimatuotannon asennettu kapasiteetti oli Svensk Vindenergin mukaan vuonna 2013 4469 MW ja

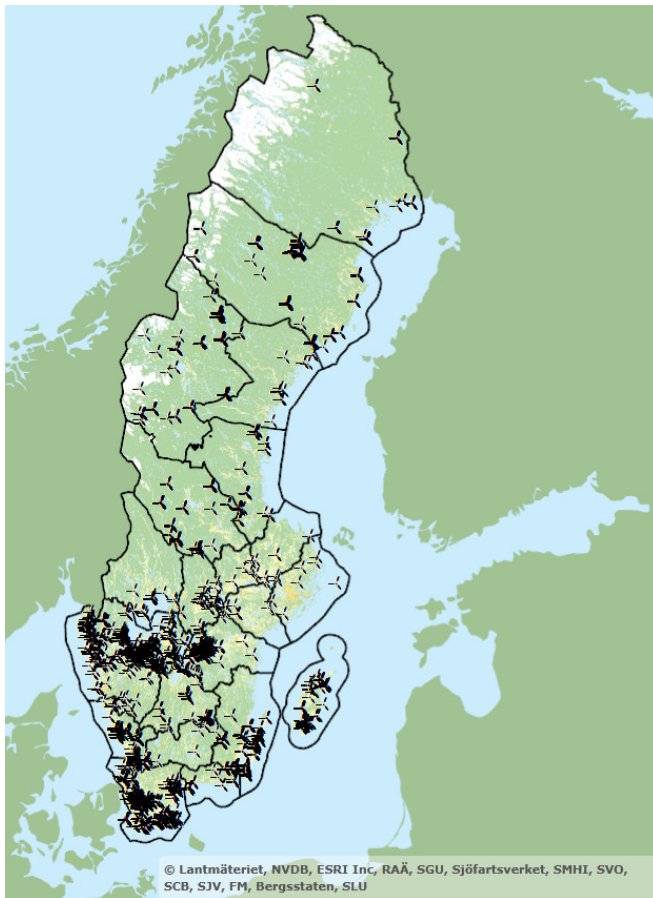
11.4.2014

tuotettu energiamäärä noin 9,9 TWh, kun osa voimaloista valmistui kesken vuoden. Svensk Vindenergi ilmoittaa normaalivuoden vuosituotannoksi noin 10,7 TWh. Tuotantoa on siis selvästi enemmän kuin Suomessa ja se on hajautunut maantieteellisesti laajalle alueelle (Kuva 33).

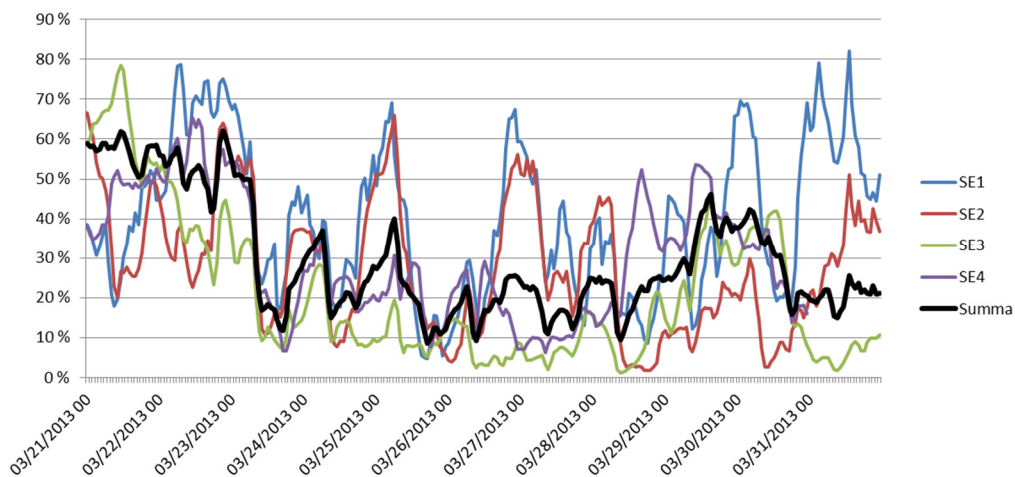
Ruotsin sähkömarkkina on jakautunut neljään eri hinta-alueeseen ja kun tarkastellaan näiden eri alueiden tuulivoimatuotannon tuntidataa erikseen ja verrataan sitä koko Ruotsin tuulivoimatuotannon summan tuntidataan nähdään, että yksittäisellä alueella vaihtelu voi olla rajumpaa, mutta koko maan yhteenlaskettu tuulivoimatuotanto on tasaisempaa. Tuulivoimakapasiteetin ollessa suurempi ja levittäytyttyä laajemmalle maantieteelliselle alueelle vaihtelu tasoittuu. Tarkastelujaksolla summatehon minimi ja maksimi ovat pienemmät kuin yksittäisten alueiden ääriarvojen summat. Eri alueiden minimi- ja maksimituotannot siis sijoittuvat eri ajankohtiin. Esimerkiksi tammi – heinäkuussa 2013 Ruotsin tuulivoimatuotannon maksimiteho tunnissa oli noin 3000 MW, kun eri alueiden maksimitehojen summa samalla jaksolla oli noin 3400 MW. Suurin tuotantoteho siis asettuu eri alueilla eri ajanhetkille ja hetkellinen maksimiteho koko maassa onkin maltillisempi kuin yksittäisten alueiden maksimitehojen summa, vaikka tuotanto painottuuakin SE4-alueelle. Kuva 34 nähdään lyhyt esimerkkijakso Ruotsin eri hinta-alueiden tuulivoimatuotannosta värillisillä käyrillä sekä eri alueiden tuotantojen summa mustalla käyrällä. Kuvastakin havaitaan, mitä tapahtuu, kun eri alueiden tuotanto ajoittuu hieman eri tavoin. Kun siis tarkastellaan Suomen nykyistä, hyvin vähäistä tuulivoimakapasiteettia, ovat tuotannon suhteelliset muutokset selvästi suurempia kuin tilanteessa, jossa tuotantokapasiteettia on enemmän ja se on hajautunut maantieteellisesti laajemmalle alueelle. Tuotantokapasiteetin kasvaessa ja hajautuessa myös tuotannon vaihtelu hajaantuu ajallisesti ja tuotettu summateho vaihteleeikin selvästi vähemmän. (Svensk Vindenergi 2014)



11.4.2014



Kuva 33 Tuulivoimaloiden alueellinen hajautuminen Ruotsissa (Vindlov 2014).



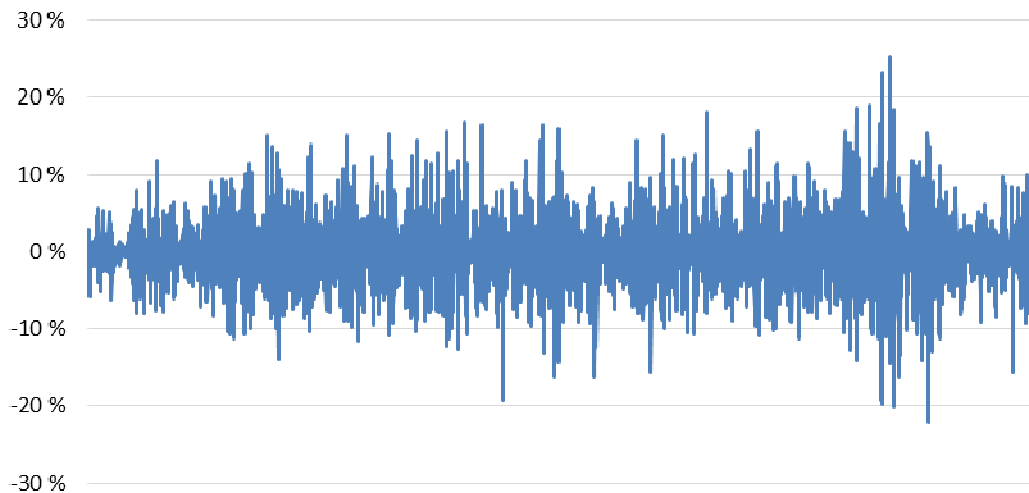
Kuva 34 Tuulivoimatuotanto Ruotsissa maaliskuussa 2013 (21.3.2013 – 31.3.2013) alueittain sekä summana suhteutettuna maksimituotantoon. (Datan lähde SKM Market Predictor).

Vastaava ilmiö voidaan nähdä vertaamalla Suomen viimeaikaista tuulivoiman tuntidataa sekä Ruotsin tuulivoiman tuntidataa vastaavalta jaksolta. Energiateollisuus ry:n jaksolta 1.1.2013 – 31.1.2014 kokoaman tuulivoimadatan mukaan tuntivaihtelu suhteessa jakson maksimitiehen on keskimäärin 2 % (Kuva 35). Suurimmillaan Suomen tuulivoimatuotanto on datan mukaan muuttunut

11.4.2014

25 % suhteessa jakson maksimitehoon (Kuva 36). Tuulivoimatuotanto siis vaihtelee tuntien välillä siis suhteellisen vähän, vaikka edelleenkin tuulivoimatuotannon osuus Suomessa on vähäinen. (VTT ja Fingrid 2008, ÅF-Consult Ltd 2012)

Tuntimuutos suhteessa maksimitehoon

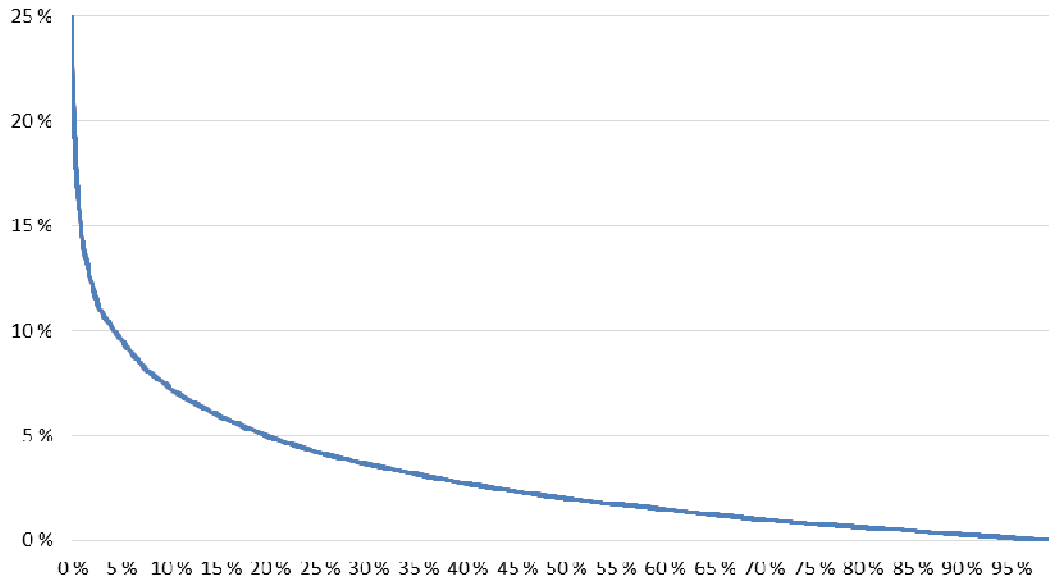


Kuva 35 Tuulivoimatuotannon tuntikeskitehon muutos suhteessa jakson maksimitehoon. (Datan lähde: Energiateollisuus ry)

Vertailtaessa Suomen ja Ruotsin tuntidataa 1.1.2013 – 31.7.2013 ja siitä muodostettua pysyvyysskäyrää, jossa kuvataan tuntimuutos suhteessa jakson maksimitehoon nähdään niin ikään tuotannon tasaantuminen ja suurten muutosten väheneminen, kun tuotantokapasiteettia on enemmän ja se on maantieteellisesti hajautunutta. Suomen tuntimuutokset ovat 99 prosenttisesti olleet 14 % tai alle jakson maksimitehosta ja 96 prosenttisesti 10 % tai alle maksimitehon. Ruotsin tuntimuutoksen pysyvyysskäyrästä havaitaan, että muutokset ovat olleet 99 prosenttisesti 8 % tai vähemmän suhteessa jakson maksimitehoon ja 96 prosenttisesti 6 % tai vähemmän suhteessa maksimitehoon. Ruotsin datassa tehomuutokset ovat siis selvästi pienempiä, kun tuotantokapasiteettia on enemmän ja se on hajautettua.

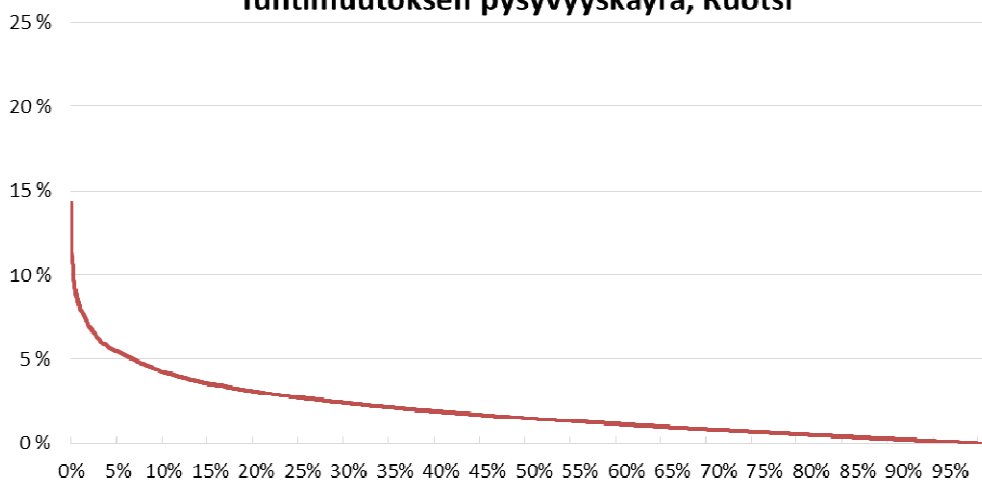
11.4.2014

Tuntimuutoksen pysyvyyskäyrä, Suomi



Kuva 36 Pysyvyyskäyrä tuulivoimatuotannon tuntimuutoksesta suhteessa maksimitehoon jaksolla 1.1.2013 – 31.7.2013. (Datan lähde: Energiateollisuus ry)

Tuntimuutoksen pysyvyyskäyrä, Ruotsi



Kuva 37 Pysyvyyskäyrä Ruotsin tuulivoimatuotannon tuntimuutoksesta suhteessa maksimitehoon jaksolla 1.1.2013 – 31.7.2013. (Datan lähde: SKM Market Predictor)

3.1.2.3 Tuulivoiman tunnin sisäinen vaihtelu

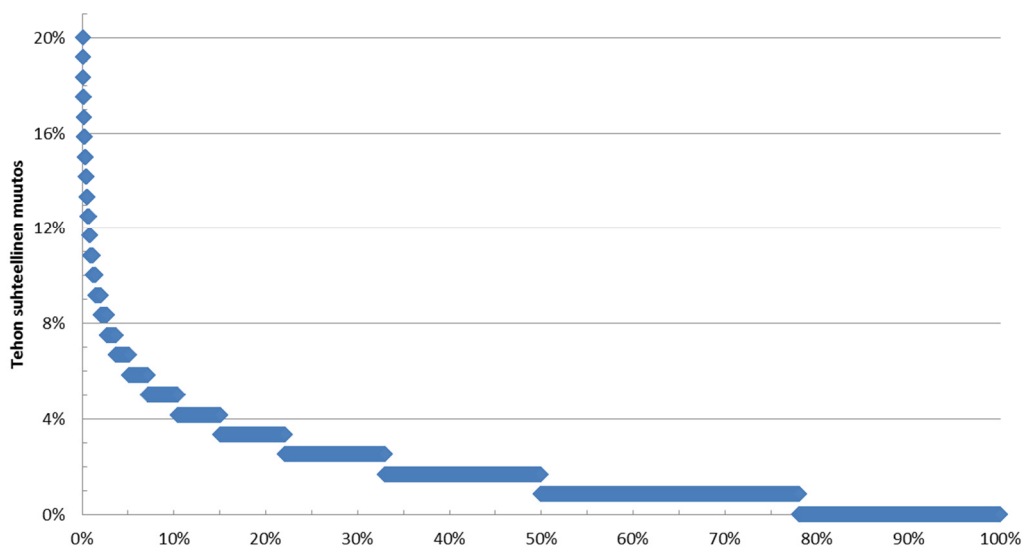
Tuulivoimatuotannon tunninsisäisistä muutoksista arvioita on vähemmän. Tanskasta saatujen kokemusten perusteella tuulivoimatuotanto voi vaihdella enintään 25 % asennetusta kapasiteetista käyttötunnin aikana. Tanskassa tuulivoimatuotanto on Suomeen verrattuna selvästi maantieteellisesti keskittyneempää. (VTT ja Fingrid 2008, ÅF-Consult Ltd 2012)

Tarkasteltaessa Fingridin tietoihin perustuvaa Suomen tuulivoimadataa esimerkkijaksolla 24.9.2013 – 24.1.2014 voidaan tuotannon kolmeminuuttisarvojen perusteella tarkastella lähemmin tuulivoiman tunnin sisäistä vaihtelua. Pysyvyyskäyrät kertovat, kuinka

11.4.2014

todennäköisiä kolmen minuutin välein tarkasteltuna tietyn suuruiset muutokset suhteessa jaksolla tuotettuun maksimitehoon ovat seuraavan 15 minuutin sisällä. Datavirheiden välttämiseksi noin 0,01 % jakson arvoista on poistettu tarkastelusta eli käytössä on 99,99 % jakson datasta. Pysyvyyskäyrästä nähdään, että suurin muutos 15 minuutin päässä toisistaan olevien kolmeminuuttisarvojen välillä on noin 20 % ja muutoksen todennäköisyys häviävän pieni. Tuotantotehon muutos suhteessa maksimitehoon 15 minuutin sisällä on tarkastelujaksolla ollut 99 prosenttisesti 11 % tai vähemmän ja 96 prosenttisesti 7 % tai vähemmän. Mitä lyhyempää aikaväliä tarkastellaan, sitä pienemmiksi suhteelliset muutokset luonnollisesti tulevat. 15 minuutin sisäiset muutokset ovat yli 80 prosenttisesti alle 4 %.

Pysyvyyskäyrä 15 min. muutoksin suhteessa maksimitehoon, aineistona 99.99%

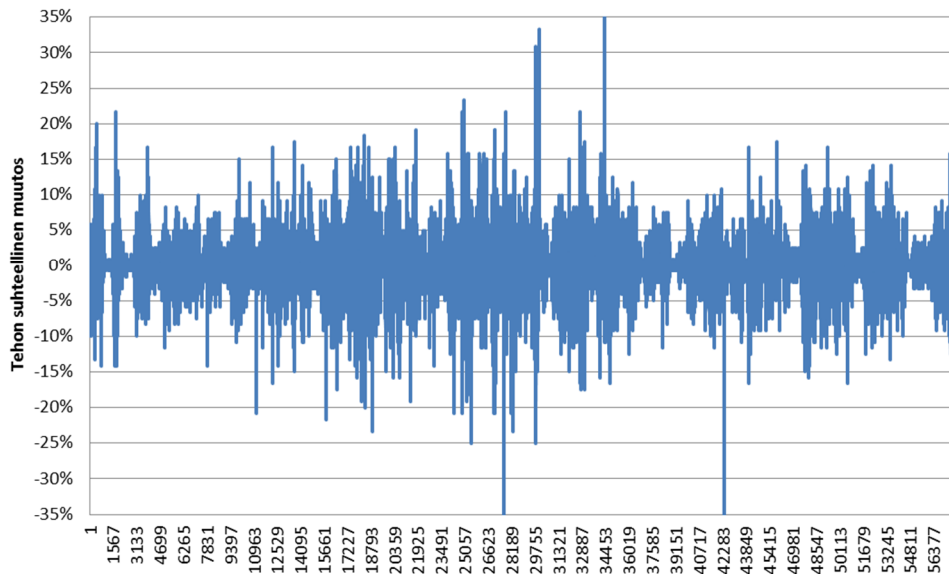


Kuva 38 Pysyvyyskäyrä tuulivoimatuotannon kolmeminuuttisarvon muutoksista 15 minuutin välein suhteessa tarkastelujakson maksimitehoon.

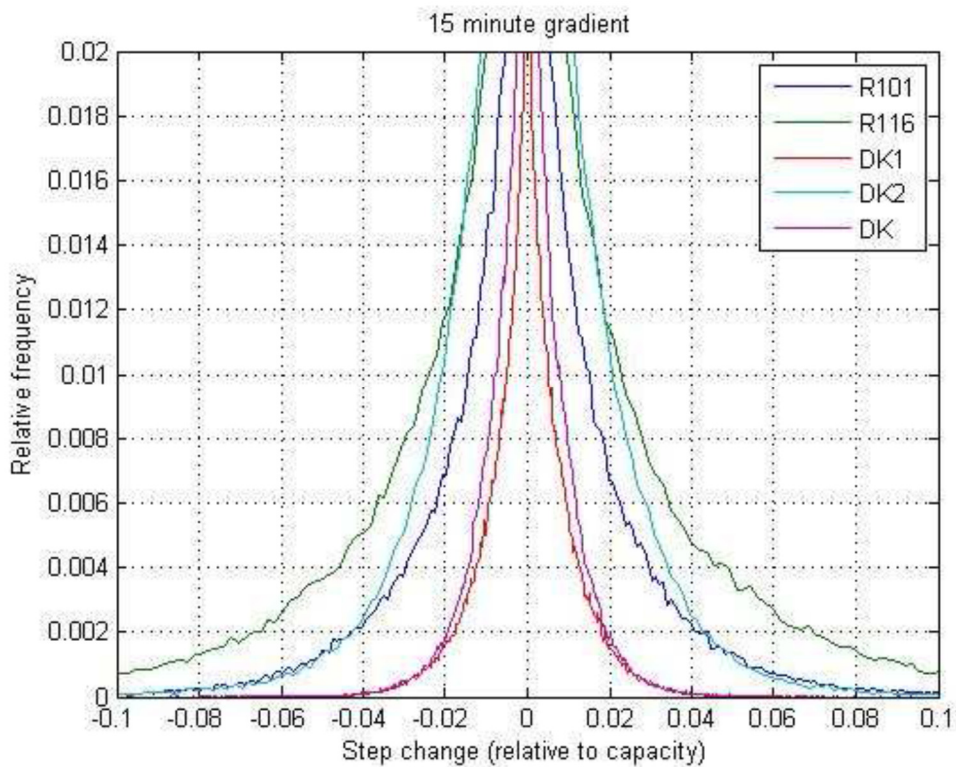
Seuraavissa kuvissa nähdään sama tehon muutos suhteessa maksimitehoon, mutta aikasarjana. Aikasarjan osalta on huomioitava, että sarja voi sisältää mittausvirheitä ja sen osalta tärkeintä on tarkastella muutosten suuruuden trendiä. Valtaosa muutoksista jää alle 10 %:iin.

Vastaavaansuuntaiseen tulokseen on päädytty IEEE Transactions on Sustainable Energy -julkaisun artikkelissa Experience and challenges with short term balancing in systems with large penetration of wind power. Selvityksessä on havaittu, että Tanskassa tuulivoiman tuotantotehon muutos suhteessa asennettuun kapasiteettiin voi vaihdella maksimissaan noin 10%, kun on tarkasteltu 6 kuukauden jaksoa vuonna 2011. Pystyakselilla nähdään muutosten taajuus ja vaaka-akselilla niiden suuruus. Eri käyrät kuvaavat eri tilannetta eri alueilla. (IEEE 2011)

11.4.2014

Tehon muutos suhteessa maksimitehoon, 15 min


Kuva 39 Aikasarja tuulivoimatuotannon kolmeminuuttisarvon muutoksista 15 minuutin välein suhteessa tarkastelujakson maksimitehoon.



Kuva 40 Tuulivoimatuotannon tunnisisäinen vaihtelu Tanskassa 2011. (IEEE 2011)

11.4.2014

3.2.1.4 Säättömahdollisuuksien lisäämisen keinot

Edellä olevassa tarkastelussa on lähdetty tarkastelemaan, mahtuisiko 15 TWh tuulivoimatuotantoa sähköjärjestelmään vuonna 2030 ilman merkittäviä haittoja tai erillisiä investointeja. Selvityksen mukaan tämä määrä mahtuisi järjestelmään, mutta tilannetta entisestään helpottaisi, mitä enemmän järjestelmässä olisi vuonna 2030 säädettävää tuotantoa. Seuraavassa nähdäänkin, millaisilla keinoilla säädettävyyttä voitaisiin lisätä ja mitkä ovat tämän hetken näkymät.

Tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseksi Suomessa keinoina ovat joustavan tuotannon ja joustavan kulutuksen kehittäminen. Tämän lisäksi avainasemassa ovat siirtokapasiteetit muille alueille. Joustavan tuotannon osalta yksinkertaisinta olisi säädettävän vesivoimatuotantokapasiteetin kasvattaminen tehonkorotuksin tai uusien voimalaitosten myötä, sillä vesivoimatuotannon säätöominaisuudet ovat erinomaiset. Suomalaisten vesivoimaloiden säätöön kykenevän kapasiteetin tehonkorotusmahdollisuudeksi on arvioitu noin 200 MW huomioiden koskiensuojelulakien asettamat rajoitukset. ÅF-Consult Ltd:n selvityksen mukaan tehoa vuorokausisäätöön voitaisiin lisätä edellisen lisäksi noin 300 – 400 MW patoaltaiden lisärakentamisen myötä. Tämä säätökapasiteetti olisi käytössä erityisesti niinä aikoina, kun vesivoiman säätökyky olisi muutoin vesitilanteesta johtuen heikkoa. Vesivoimasäätökapasiteetin rajallisuuden myötä on kuitenkin etsittävä myös muita keinoja toteuttaa säätöä. Säättösähkömarkkinan toimiessa markkinaehtoisesti tulee sen kompensoida myös kalliimman säätövoimantuotannon kustannukset ja edesauttaa säätöä myös uusilla keinoilla, kun säätöhinta nousee kiinnostavalle tasolle. (ÅF-Consult Ltd 2012)

Pumppuvoimalat olisivat yksi erinomainen säätövoiman lähde helpon säädettävyytensä ansiosta. Ylituotannon aikaan vettä voitaisiin pumpata altaaseen ja alituotannon aikaan tuottaa sähköä. Näin ollen säätövoimakapasiteetti olisi pumppuvoimalaitoksessa kaksinkertainen generaattoritiehen nähden. Sähköntuotannon kokonaiskustannukseksi pumppuvoimalla arvioidaan ÅF-Consultin selvityksen mukaan noin 55 – 145 €/MWh ja vaihteluvälin aiheuttaa erityisesti epävarmuus käyttöajasta. Esimerkiksi Pyhäsalmen kaivokseen on kaivostoiminnan päättymisen jälkeen suunniteltu pumppuvoimalaitosta, jonka teho voisi olla alustavien arvioiden mukaan noin 200 MW. Toteutuessa Pyhäsalmen pumppuvoimalaitos yksin tarjoaisi 400 MW säätövoimakapasiteettia. Pyhäsalmen kupari- ja sinkkikaivos suljetaan vuonna 2019. (Helsingin Sanomat 2014, ÅF-Consult Ltd 2012)

Ydinvoimaa voidaan myös hyödyntää säätövoimana, vaikka tätä ei Suomessa nykyisin käytännössä tehdä. Esimerkkejä ydinvoimasäädöstä on kuitenkin jo maailmalla. Esimerkiksi Ranskassa ydinvoiman käyttö säätöön on hyvin tavallista. Uudet laitokset voidaan varustaa tekniikalla, joka mahdollistaa niiden käytön säätövoimana. Ydinvoiman investointikustannus suhteessa rajakustannukseen on kuitenkin niin suuri, että voimaloita käytetään yleensä aina täydellä teholla. Ydinvoiman allassäätö kannattaa kuitenkin huomioida yhtenä mahdollisuutena erityisesti tilanteissa, joissa sähkönkulutus on vähäistä ja tuotantoa, esimerkiksi tuulivoimaa markkinalla paljon. Suomeen suunnitellaan uusia ydinvoimaloita ja näiden suunnittelussa tulisi huomioida potentiaali toteuttaa säätöä myös ydinvoiman avulla. (ÅF-Consult Ltd 2012)

Tulevaisuudessa tulisi tarkastella lähemmin myös tuulivoiman hyödyntämistä säätövoimana allassäätötarjouksin. Tuottajat voisivat siis osallistua säättösähkömarkkinoille ja jättää tarjouksensa tuotannon rajoittamisesta ylituotantotilanteissa. Tuotantotuen ollessa voimassa tuulivoimatuottajalle ei kuitenkaan synny intressiä jättää säätötarjouksia ennen kuin spot-hinta on negatiivinen, säätöhinta negatiivisempi kuin takuuhinnan ja spot-hinnan erotus tai säätöhinta enemmän kuin tuotantotuen verran negatiivinen. Tuotantotuki päättyy kuitenkin 12 vuoden jälkeen ja tässä vaiheessa tuotantotuen turva poistuu tuottajalta. Viimeistään tässä vaiheessa säätömarkkinoille

11.4.2014

osallistuminen tulee ajankohtaiseksi myös tuulivoimatuottajille. Tuen päätyttyä tuulivoimatuottajat siis itse takaavat markkinan toimintaa tuulisina päivinä.

Kulutusjoustopotentialin kehittäminen voidaan myös nähdä potentiaalisena säätövoimakapasiteettina. Tähän suuntaan ollaankin jo menossa; sähkömittareiden tuntikohtainen etäluenta on yksi teknologinen ensiaskele tähän suuntaan. Etäluenta mahdollistaa spot-hinnan mukaisen hinnoittelun lisääntymisen sähkötuotteissa, mikä vähitellen ohjaa myös kuluttajia toimimaan yhä enemmän hintaohjautuvasti. Kulutusjoustopotentialia mahdollistavaa teknologiaa kehitetään jatkuvasti. Jatkossa yleistyessään esimerkiksi sähköautot ja niiden lataamiseen liittyvä teknologia voivat osaltaan huolehtia tehotasapainon ylläpitämisestä. Teknologian kehittyessä myös taajuusohjaus kulutuskohteissa kuten esimerkiksi kylmälaitteissa, ilmastoinnissa tai sähköautojen latauksessa voisivat avata uusia mahdollisuuksia. ÅF-Consultin selvityksen mukaan Työ- ja elinkeinoministeriön arvion mukaan teollisuuden kysyntäjoustopotentiali olisi noin 500 MW. ÅF-Consult arvioi kotitalouksien kysyntäjoustopotentialiksi 600 – 1200 MW. Energiakolmion arvion mukaan kysyntäjoustopotentiali voisi vuoteen 2030 mennessä kasvaa 500 MW nykyisestä. (ÅF-Consult Ltd 2012)

Siirtokapasiteetin vaikutus on yksi olennaisimmista tekijöistä, joka antaa sähkövoimajärjestelmälle lisää joustavuutta ja mahdollistaa vaihtelevan tuotannon lisäämisen sähkövoimajärjestelmään. Maiden välisen siirtokapasiteetin lisääminen siis edesauttaa vaihtelevan uusiutuvan tuotannon mittavaa integroimista sähkövoimajärjestelmään. Siirtokapasiteetteja tulisikin voimakkaasti kehittää, jotta pullonkauloja saadaan kitkettyä mahdollisimman tehokkaasti. Esimerkiksi 500-800 MW:n suuruinen siirtoyhteys 2020-luvulla P1-leikkauksen eteläpuolelta, esimerkiksi Vaasan korkeudelta, Ruotsiin SE2 alueelle synnyttäisi entisestään lisää säätökapasiteettia sekä vuorokausisäätöön että tunnin sisäiseen säätöön.

Kuten jo luvussa 2.2 todettiin, siirtokapasiteetin hyödyntämisen osalta myös sillä on tuki väliä, millaista siirtokapasiteetin toisella puolella olevan markkinan tuotanto on ja millaiseksi se on kehittymässä. Suomen ja Ruotsin välinen siirtokapasiteetti palvelee säätötarkoituksessa nykyisin, sillä Ruotsin ja edelleen Norjan sähköntuotannosta merkittävä osa on vesivoimaa. Täten erityisesti Ruotsin ja Norjan sähköntuotantokapasiteetti ja niissä tapahtuvat muutokset vaikuttavat myös Suomessa tehtävään säätöön.

Tuulivoimatuotannon lisääntyminen Ruotsissa aiheuttaisi myös tarvetta Ruotsin sähkövoimajärjestelmän säädölle rajakapasiteettia hyödyntäen. Ruotsin eri alueiden tuulivoimadatasta kuitenkin havaitaan, että eri alueiden tuotantomaksimit kohdistuvat eri ajanhetkiin, joten samalla tavalla myös Suomen ja Ruotsin tuulivoimatuotanto hajaantuu ajallisesti. Lisäksi Ruotsin tuulivoimakapasiteetin rakentamisen odotetaan tulevina vuosina hidastuvan. Syynä tähän on Ruotsissa käytössä olevan uusiutuvan energian sertifikaattimarkkinan matala hintataso yhdessä matalan sähkön hinnan kanssa. Toimijat eivät näe hintoja riittäviksi, jotta tuulivoimahankkeet Ruotsissa etenisivät. Jos siis tuulivoimarakentamisen tuki jatkuu Ruotsissa vastaavanlaisena myös tulevaisuudessa, voi tuulivoimarakentamisen määrä jäädä Ruotsissa odotettua vaatimattomammaksi. Tilanne tuulivoimarakentamisen osalta on vastaava myös Norjassa, jossa käytössä on Ruotsin kanssa yhteinen uusiutuvan energian sertifikaattimarkkina. Toisaalta, odotettavissa on, että Ruotsissa uusiutuvan energian tavoitteet ajavat siihen, että sertifikaattimarkkina on kiristettävä, jolloin hinta nousee ja kannustaa investointeihin.

Myös Suomea ympäröiviin maihin rakennettavat siirtokapasiteetit vaikuttavat Suomen ja ympäröivien maiden välisen siirtokapasiteetin käyttömahdollisuuksiin säädössä. Liettuan ja Ruotsin välille loppuvuonna 2015 valmistuva Norbalt-kaapeli tuo lisäksi siirtokapasiteettia maiden välille 700 MW

11.4.2014

verran. Tämä vapauttaa Suomen ja Ruotsin välistä kapasiteettia yhä enemmän säätömarkkinan käyttöön.

Venäjän ja Suomen siirtokapasiteetin kaksisuuntaisuus ja siirron muuttuminen markkinaehtoisemmaksi olisi yksittäinen, mutta merkittävä muutos, joka helpottaisi vuorokausisäätöä Suomessa. Toistaiseksi tämä ei ole ajankohtaista, mutta vuoteen 2030 mennessä se voi olla mahdollista. Venäjällä sähkön tuotantorakenne pohjautuu pääosin helposti säädettävään maakaasulauhdetuotantoon.

3.1.3 Tuulivoiman vaikutus tuontisähköntarpeeseen

Tuulivoimatuotannon lisääminen Suomen sähkövoimajärjestelmään kasvattaa Suomen sähköntuotannon omavaraisuusastetta. Suomalaisen tuotantokapasiteetin myötä Suomessa tuotettu energiamäärä kasvaa ja sähkön tuonti muista maista vähenee. Tuulivoimatuotannon rakentaminen parantaa Suomen energiaomavaraisuutta vähentäessään hiilen tuontia.

Johtuen tuulivoimatuotannon vaihteleva-aikaisuudesta sähkön siirto ja siirron tarve eri maiden välillä kuitenkin lisääntyy, mutta se on ajoittain myös vientiä. Kuten yllä jo mainittiin, tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseksi sähkön mahdollisimman vapaa liikkuvuus markkina-alueella on tärkeää ja siirto lisääntyy. Siirron avulla tuotannon vaihteluita voidaan tasapainottaa. Siirron määrä seuraa markkinahintaa ja ympäröivien markkinoiden hintaa. Mitä vapaammin sähkö liikkuu markkina-alueella, sitä vähemmän koetaan pullonkaulatilanteita ja niistä aiheutuvia mahdollisia piikkihintoja.

Tuulivoimatuotannon vaikutus Suomen tuontisähköntarpeeseen riippuu siitä, minkä verran tuulivoimatuotanto korvaa tuontisähköä ja minkä verran muuta Suomalaista tuotantoa. Koska tuulivoimatuotannon rajakustannus on hyvin matala, korvaa tuulivoimatuotanto ensisijaisesti Suomalaista lauhdetuotantoa ja vasta tämän jälkeen, kun Suomen aluehinta laskee riittävän matalaksi vähenee tuonti Suomeen. Vuonna 2030 sääolosuhteiden ollessa normaalitasoa Suomi on noin 3 TWh yliomavarainen ydinvoiman ja tuulivoiman myötä.

3.1.4 Tuulivoiman vaikutukset päästökauppaan

Tarkasteltaessa tuulivoiman vaikutuksia päästökauppaan tulee erottaa toisistaan kaksi eri näkökulmaa; itse tuulivoimatuotannon vaikutukset päästökauppaan sekä tuulivoimatuotannon tuennan vaikutukset päästökauppaan. Tuulivoimatuotanto on päästötöntä ja polttoaineista riippumatonta sähköntuotantoa, jolloin tuulivoiman marginaalikustannus on erittäin alhainen. Näin ollen se syrjäyttää sähkömarkkinoilta päästöjä tuottavia sähköntuotantomuotoja, kuten hiililauhdetuotantoa. Tuulivoimatuotannolle Suomessa maksettava tuotantotuki taas mahdollistaa tuulivoimainvestointien syntymisen ja tuulivoimatuotannon merkittävän lisääntymisen sähkömarkkinoilla, vaikka tuulivoimainvestoinnit eivät nykyisellä sähkön hintatasolla olisikaan ilman tukea kannattavia johtuen suuresta investointikustannuksesta. Tuotantotuki mahdollistaa sen, että tuulivoimatuotannon määrä sähkömarkkinoilla kasvaa nopeasti.

Tuulivoimatuotannon osuuden kasvun johdosta päästöjä tuottavaa sähköntuotantoa tarvitaan kulutuksen kattamiseksi yhä vähemmän, jolloin myös päästöoikeuksille on yhä vähemmän kysyntää. Tämän johdosta jo nykyisellään ylijäämäinen markkina tulee entistä ylijäämäisemmäksi. Ilmiö on Euroopassa jo nykyisin nähtävissä. Päästöoikeuden hinta on laskenut talouden taantuman aiheuttaman kulutuksen laskun myötä, mutta myös uusiutuvan energian syrjäyttäessä päästöjä tuottavaa sähköntuotantoa. Päästömarkkina siis toimii markkinaehtoisesti; kysynnän vähentyessä ja

11.4.2014

oikeuksien ylijäämän kasvaessa päästöoikeuden hinta laskee. Samalla yhä suurempi osa sähköntuotannosta on kuitenkin päästötöntä.

Eri asia on, ohjaako päästöoikeuden hinta itsessään päästöttömään tuotantoon. Päästöoikeusmarkkinoiden halutun vaikutuksen saavuttamiseksi päästökauppaa tulisi kehittää. Päästökauppamekanismin tarkoituksena on vähentää päästöjä, kun päästökauppa nostaa päästöoikeuden hinnan niin korkeaksi, että päästöjä tuottava sähköntuotanto käy kannattamattomaksi. Päästökaupan tulisi joustaa markkinatilanteiden muuttuessa, jos ohjausvaikutusta halutaan hallita. Euroopan Unionin tasolla onkin keskusteltu päästökaupan market stability reservestä, jossa päästöjen määrää markkinalla voitaisiin ylijäämätilanteessa muuttaa ja päästöoikeuksien hintataso saada investointeja ohjaavaksi.

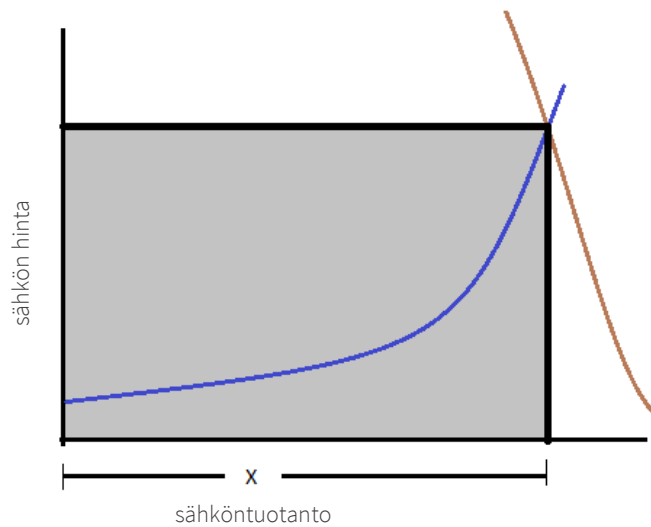
3.2 Tuulivoiman tuennan tarve ja sen kokonaisvaikutus yhteiskunnalle

Ilmastonmuutoksen hidastaminen ja siihen vaadittavat toimenpiteet asetetaan kansainvälisissä päätöksentekoeleimissä. Euroopan unionissa tämän perusteella jäsenmaille annettavat päästövähennyksiä ja/tai uusiutuvaa energiaa sekä energiatehokkuutta koskevat mahdollisesti sitovat tavoitteet asettavat puitteet, joiden perusteella kunkin jäsenmaan tulee viedä eteenpäin omaa energia- ja ilmastopolitiikkaansa.

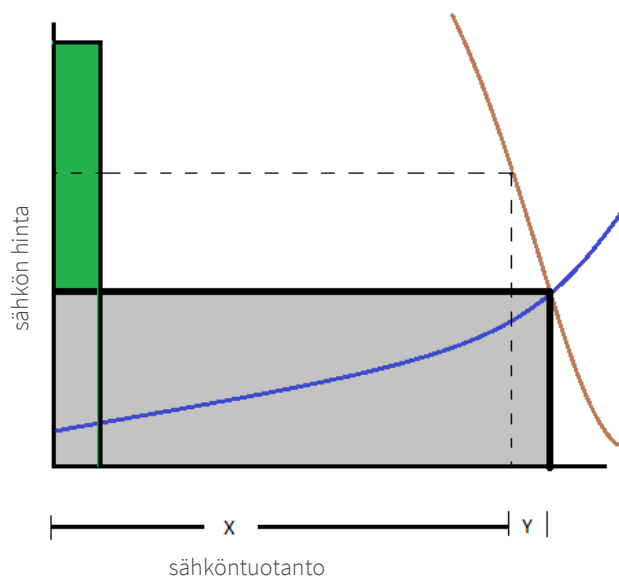
Tuki tuulivoiman vuosituotannon lisäämiseen 6 TWh:n tasolle on asetettu edellisiin EU:n laajuisiin tavoitteisiin pohjautuen. Tästä eteenpäin tarve tuulivoimatuotannon tukemiseen riippuu markkinaehtoisista tekijöistä, kuten sähkön hinnasta ja tuulivoimarakentamisen kustannuksista, mutta myös poliittisista päätöksistä, jotka taas eivät ole luonteeltaan markkinaehtoisia. EU:n tasolla päätetään tavoitteet, jotka ohjaavat energiapolitiikkaa unionin jäsenmaissa.

Päästöoikeusmarkkina ja uusiutuvan energian tuet hiilidioksidipäästöjen vähentämiskeinoina asetetaan usein keskusteluissa vastakkain ja vaihtoehdoiksi toisilleen. Päästöoikeusmarkkina ainoana ohjauskeinona ohjaa markkinaehtoisesti toimiessaan edullisimman päästöttömän sähköntuotannon käyttöön silloin, kun päästöoikeuden hinta nostaa sähkön hinnan niin korkeaksi, että päästöttömän energiantuotannon investoinnit tulevat kannattaviksi. Tällöin yhä suurempi osa sähköntuotannosta korvataan edullisimmalla mahdollisella päästöttömällä sähköntuotannolla. Ohjausvaikutus saavutetaan kuitenkin vasta, kun päästöoikeuden hinta on riittävän korkea. Päästöoikeuden hinnan nousu nostaa sähkön hintaa koko markkina-alueella ja kaikki sähköntuottajat saavat lisäansioita tuotannolleen. Korkeampi sähkön hinta johtaa myös sähkön tuontiin muilta alueilta ja korkeammasta sähkön hinnasta hyötyy myös ulkomainen tuotantokapasiteetti. Puhdas päästöoikeusmarkkina ohjauskeinona kannustaa jo kypsyyneitä päästöttömiä sähköntuotannon teknologioita eikä ota kantaa sähköntuotannon uusiutuvuus- tai omavaraisuusnäkökulmiin. Korkeamman sähkön hinnan kokevat kaikki kuluttajat. Korkeampi sähkön hinta heikentää suomalaisen teollisuuden kilpailukykyä.

11.4.2014



Kuva 41 Skenaario 1: Päästökauppa päästöjä vähennyskeinona, ei uusiutuvan energian tukia.



Kuva 42 Skenaario 2: Päästöoikeuden hinta matala, uusiutuvan energian tuki käytössä.

Tilanne, jossa päästökauppa on ainoa keino kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiseksi sähköntuotannossa, nähdään skenaariossa 1 (Kuva 41). Tilannetta, jossa uusiutuvan energian tuet ovat käytössä ja päästöoikeuden hinta matala, kuvaa skenaario 2 (Kuva 42).

Kuva 42 näkyvä vihreä alue kuvastaa yhteiskunnan uusiutuvan energian tuotannolle maksamaa tukea. Harmaa alue on kummassakin kuvassa sähkön kokonaishankinnan kustannus. Skenaariossa 2 tarkastellaan tilannetta, jossa uusiutuva energia on tuulivoimaa, jota tuotetaan 6 TWh vuodessa ja tälle määrälle valtion vuosittain maksama tuki voisi maksimissaan olla reilu 320 miljoonaa euroa. Tämä määrä tukea maksettaisiin tuulivoimalle vuodessa, jos koko 6 TWh:lle maksettaisiin maksimitukimäärän verran, $83,5 \text{ €/MWh} - 30 \text{ €/MWh} = 53,5 \text{ €/MWh}$, koko vuoden ajan, mikä tarkoittaisi, että markkinahinta kaikilla kvartaaleilla olisi 30 €/MWh tai vähemmän. Päästöoikeuden hinta olisi tässä

11.4.2014

skenaariossa matala, noin 7 €/t koska investointien kautta tapahtuva päästöjen vähennys hoidetaan muuta kautta. Skenaariossa 1 tarkastellaan, millaiseen sähkön ja päästöoikeuden hintaan pelkässä päästökaupamallissa päästäisiin, jos kustannusvaikutus sähkön kuluttajille vastaisi uusiutuvan energian maksimaalista vuotuista tukea, reilua 320 miljoonaa euroa. Skenaariossa 1 päästöoikeuden hinta on laskettu käyttäen Suomen sähkönkulutuksena 90 TWh:a. Uusiutuvan energian lisäämisen kustannusvaikutusta vastaava rahamäärä nostaisi päästöoikeuden hintaa kuitenkin vain noin 4,5 €/t perustasosta 7 €/t jolloin hinta olisi noin 11,5 €/t tasolla. Se, että maksimitukimäärä jonakin vuonna tuulivoimatuotannolle maksettaisiin, on kuitenkin erittäin epätodennäköistä ja vaatisi monen asian yhteensattumaa. Sähkön hinnan tulisi kaikilla kvartaaleilla olla keskimäärin maksimissaan 30 €/MWh, tuulivoiman vuosituotannon 6 TWh ja kaikkien voimaloiden tuen piirissä. Skenaariossa on kuitenkin haluttu osoittaa, millaisen kustannuksen tuotantotuki maksimissaan voisi aiheuttaa ja verrata sitä päästökaupan kustannukseen.

Vastaava karkean tason tarkastelu voitaisiin tehdä myös vuoden 2030 tilanteelle, jolloin tuulivoimatuotantoa olisi vuosittain 15 TWh. Jos oletettaisiin, että vuonna 2030 nykyisen lain mukaiset tuulivoimalat olisivat jo pääsääntöisesti poistuneet tuotantotukijärjestelmästä ja vastaavaa tukea olisi jatkettu kattamaan 9 TWh:n tuulivoimarakentaminen vuoden 2020 jälkeen, maksettaisiin tälle 9 TWh:lle tukea vuosittain maksimissaan noin 480 miljoonaa euroa. Jos päästöoikeuden hinta laskettaisiin tämän kustannusvaikutuksen mukaisesti, nousisi se noin 7 €/t, tasolle 14 €/t.

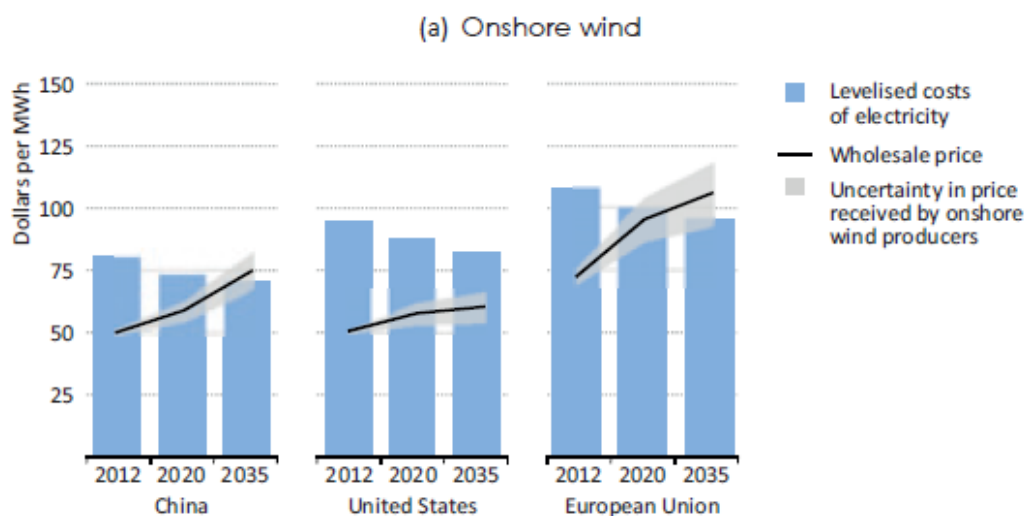
Päästöoikeuden hinnan vaikutus sähkön hintaan hiililauhteen rajakustannushinnan kautta on noin 80 %, eivätkä edellä mainitut päästöoikeuden hinnat, 11,5 €/MWh tai 14 €/TWh vielä noistaisi sähkön hintaa niin, että se kannustaisi investoimaan uuteen, päästöttömään sähköntuotantokapasiteettiin eikä edistäisi hiililauhteen korvaamista uusiutuvalla energialla. Näin ollen sähkön hinta nousisi pelkän päästökaupan skenaariossa uusiutuvan tukien skenaariota korkeammaksi, kun tuotantokapasiteettia markkinalla olisi vähemmän ja päästöoikeuden hinta olisi korkeampi. Jotta päästökaupamallissa saavutettaisiin sama investointikannustin, pitäisi sähkön hinnan nousta 83,5 €/MWh tasolle. Vastaavalla tavalla laskien sen aiheuttama kustannus sähkön käyttäjille olisi 53,5 €/MWh * 90 TWh vuodessa eli yhteensä noin 4815 miljoonaa euroa eli kymmenkertainen skenaariossa 2 esitettyyn tuulivoiman tukeen verrattuna.

Uusiutuvan energian tuennalla voidaan tukea valittuja, kehitysvaiheessa olevia sähköntuotantomuotoja, jotka eivät vielä ole markkinaehtoisesti kannattavia jo kypsien teknologioiden nähdessä. Tuet voidaan kohdistaa myös siten, että uusiutuus- ja omavaraisuusnäkökulmat huomioidaan. Haasteena teknologiakohtaisessa tuennassa on tuen määrän optimointi ja tukitarveajan määrittäminen; investointien syntymiseksi tuen tulee olla hyvin ennakoitavissa ja poliittisen riskin mahdollisimman pieni. Toisaalta ylituentaa pitää pystyä välttämään. Kuten skenaario 2 kertoo, tuulivoiman määrän lisääntyminen laskee sähkön markkinahintaa ja lisää sähköntuotannon omavaraisuusastetta. Edullisempi sähkön hinta edesauttaa suomalaisen teollisuuden kilpailukykyä. Edullisempi sähkön hinta myös lisää sähkön kulutusta. Kustannuksena yhteiskunta maksaa tukeen tarvittavan rahamäärän. Nykyistä tukea uusille, lain ehdot täyttävälle voimaloille maksetaan 12 vuoden ajan. Voimaloiden käyttöänsä ollessa tätä pidempi jäävät voimalat tukiajan jälkeenkin tuottamaan sähköä markkinalle ilman tukea. Päästöttömään sähköntuotantoon siirtyminen siis aiheuttaa yhteiskunnalle kustannuksia kaikissa tilanteissa, mutta eri mekanismien kustannusvaikutus ja kohdentuvuus yhteiskunnalle ovat erilaiset.

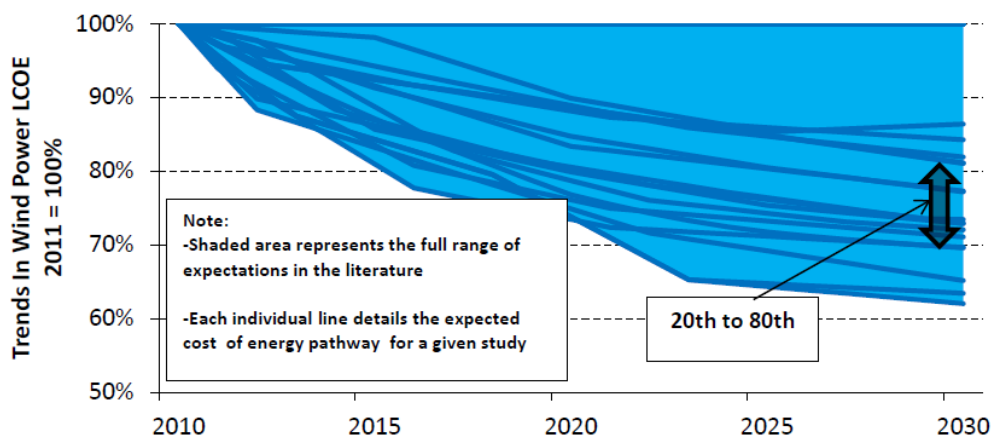
Nykyinen takuuhintajärjestelmä tuulivoimatuotannolle Suomessa siis takaa tuulivoimatuottajan sähköntuotannolle hinnan 83,5 €/MWh 12 vuoden ajan. Vuoden 2015 loppuun

11.4.2014

saakka takuuhinta on korotettu, 105,30 €/MWh. Korotettua tukea maksetaan kuitenkin enintään kolmen vuoden ajan. Takuuhintajärjestelmään hyväksytään uusia voimaloita vuoden 2021 maaliskuun loppuun saakka tai kunnes tuen piiriin hyväksytyjen laitosten kapasiteetti ylittää 2500 MW. Tuulivoiman tuennan tarve Suomessa vuoden 2020 jälkeen riippuu sähkön hinnasta sekä tuulisähkön tuotantokustannuksesta, mutta myös uusiutuvalle energialle ja omavaraisuudelle määritetyistä tavoitteista. IEA:n World Energy Outlookin sekä IEA Wind Task 26 The past and future cost of wind energy selvitysten mukaan tuulivoimalla tuotetun sähkön hinta tulee reaalisesti laskemaan. IEA:n odotusten mukaan vuonna 2035 tuulivoiman tuotantokustannus olisi jo painunut sähkön hinnan alle. IEA Wind esittää hyvin eritasoisia arvioita, joiden mukaan hinta voi laskea noin 10 – 40 % vuoden 2011 tasoon nähden vuoteen 2030 mennessä. (IEA 2013, IEA Wind 2012)



Kuva 43 Maalle rakennettavan tuulivoiman hintakehitys eri alueilla vuoteen 2035 saakka (IEA 2013)



Kuva 44 Arvioita tuulivoiman tuotantokustannuksen muutoksesta vuoden 2011 tasoon nähden. (IEA Wind 2012)

Todennäköistä on, että tuulivoimarakentaminen Suomessa tarvitsee tukea myös nykyisen tuen jälkeen, jos 15 TWh:n vuosituotanto vuoteen 2030 mennessä halutaan tavoittaa. IEA:n ennusteen mukaan tuulivoiman tuenta Euroopan Unionin alueella tulee jatkumaan vahvana vuoteen 2030, mutta tämän jälkeen erityisesti maalle rakennettavan tuulivoiman tukemisen ennakoidaan

11.4.2014

vähenevän selvästi (Kuva 45). Mikäli EU:n ilmastotavoitteisiin 2030 sisällytetään keskusteluissa esiintullut maakohtaisesti sitova uusiutuvan energian lisäämistavoitteesta (27 – 30 % energiantuotannosta uusiutuvaa 2030 mennessä), on uusiutuvan energian tukeminen välttämätöntä tavoitteeseen pääsemiseksi. Myös IEA:n arvio sähkön markkinahinnan kehityksestä vaikuttaa korkealta nykytilanteeseen nähden.

Takuuhintainen tuki varmistaa vakaan investointiympäristön, sillä sähköstä saatava hinta on etukäteen tuottajan tiedossa ja hintariski poistettu lähes kokonaan. Sähkön hinnan laskiessa rajusti voi takuuhinta olla markkinoiden näkökulmasta ylimitoitettu; sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapaino on ylijäämäinen, jolloin sähkön hinta painuu hyvin matalaksi ja indikoi, ettei uutta tuotantokapasiteettia markkinoille tarvita. Ylituennan välttämiseksi Suomen tuotantotukeen onkin liitetty leikkuri, jonka mukaan tuki on aina maksimissaan takuuhinta vähennettynä 30 €/MWh:lla, vaikka sähkön keskihinta kvartaalin ajalla laskisi alle 30 €/MWh. Suomen tuotantotuki on myös reaalisesti laskeva, sillä tuen suuruus pysyy koko tukijakson samana. Tuulivoimainvestoinnit ovat pitkäikäisiä ja pääomaintensiivisiä investointeja, joten niiden läpiviemiseksi tuennan pitkäjänteisyys on erittäin tärkeää. Takuuhintajärjestelmä poistaakin tuottajan suurimmat riskit ja tehokkaasti lisää investointeja.

Myös muut tukimuodot ovat mahdollisia ja niistä löytyy esimerkkejä tuulivoimatuotantoa voimakkaasti rakentaneista maista. Ruotsissa tuulivoiman tukemiseen käytetään sertifikaattijärjestelmää. Kuluttajat ovat velvollisia hankkimaan tietyille osuudelle sähkönkulutuksestaan uusiutuvan energian sertifikaatteja. Osuus vaihtelee vuosittain. Sertifikaatteja myönnetään uusiutuvan energian tuotannolle ja näin uusiutuva energia, myös tuulivoima saa tukea markkinaehtoisesta sertifikaattijärjestelmästä myymällä tuotannolle myönnettyt sertifikaatit. Haasteena sertifikaattijärjestelmässä on epävarmuus saatavan tuen määrästä, kun sertifikaatin ja sähkön hinnat vaihtelevat markkinatilanteen mukaisesti. Investointivaiheessa ei voida tietää, minkäsuuruista tuki tulee toimintavaiheen aikana olemaan. Sertifikaattien ja sähkön hinnan laskiessa investoinnit jäävät eikä toiminta ole pitkäjänteistä. Sertifikaatin ja sähkön hinnan noustessa investointihalukkuus jälleen kasvaa.

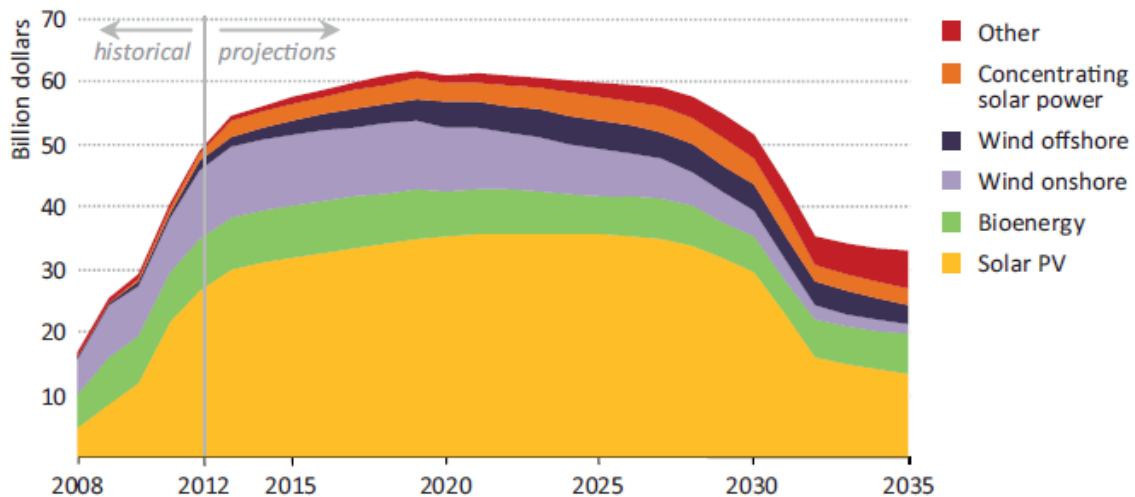
Saksalainen syöttötariffi takaa Suomen takuuhintaisen tuotantotuen tapan tuottajalle tietyn hinnan tuotetusta sähköstä. Saksassa syöttötariffi kuitenkin takaa myös uusiutuvan sähköntuotannon markkinoillepääsyn suoraan kaikissa tilanteissa eikä tuottaja ole velvollinen ennustamaan tuotantoa tai kantamaan taseriskiä. Saksan mallissa verkkoyhtiö on lisäksi velvollinen järjestämään liittynän tuulivoimaloille ja vahvistamaan verkkoa tarpeen vaatiessa. Järjestelmävastaavat maksavat tuottajien tariffin ja myyvät sähkön pörssiin. Järjestelmävastaavat ovat kuitenkin oikeutettuja veloittamaan sähkönmyyjiltä korvauksen perustuen uusiutuvan energian tuottajille maksamansa tariffin ja kustannus ohjautuu sähkönkäyttäjille. Vuonna 2013 saksalaiset kuluttajat maksoivat 52,8 €/MWh uusiutuvan energian tukimaksua sähkön hinnan päälle, vuonna 2014 maksu on 62,4 €/MWh. Sähköintensiivinen teollisuus voi kuitenkin saada vapautuksen maksusta kilpailukyvyyn säilyttämisen perusteella. Tuki Saksassa siis rasittaa ominaisuuksiensa vuoksi kuluttajia voimakkaasti eikä jätä tuulivoimatuottajalle riittävästi investointeja ohjaavia riskejä tai vastuita, kuten tasesähköriskiä.

Mikäli 6 TWh:n tuulivoimatuotannon jälkeen tuulivoiman tukea jatketaan, on tärkeää, että tuki on riittävä ja mahdollisimman kustannustehokas; tuen on ohjattava tehokasta tuulivoimarakentamista, mutta poistettava silti merkittävimmät investointeja hidastavat riskit ja oltava vakaa. Mikäli malli olisi takuuhintajärjestelmä, on takuuhinta uuteen lakiin määritettävä uudelleen sähkön hinnan ja tuulivoiman tuotantokustannuksen perusteella.

IEA Windin selvityksessä on katsottu eri lähteissä esitettyjä arvioita tuulivoimatuotannon kustannusten laskulle vuoteen 2030 tultaessa. Suurin osa arvioista esittää, että tuulivoimatuotannon

11.4.2014

kustannus laskisi 70 – 80 %:iin nykytasosta vuoteen 2030 mennessä. Tämän perusteella takuuhinta tuulivoimalle voisi olla reaalisesti noin 60 – 70 €/MWh. Jos sähkön hinta olisi vuoden 2020 jälkeen esimerkiksi 40 – 45 €/MWh, tuki nykyistä vastaava ja tukea saava tuulivoimatuotanto 9 TWh vuodessa, olisi vuotuinen tukitarve tuulivoimalle noin 135 – 270 miljoonaa euroa vuodessa 12 vuoden ajan. Todellisuudessa voimat valmistuvat eri aikoina, jolloin tuen maksaminen eri voimaloille osittain limittyisi.



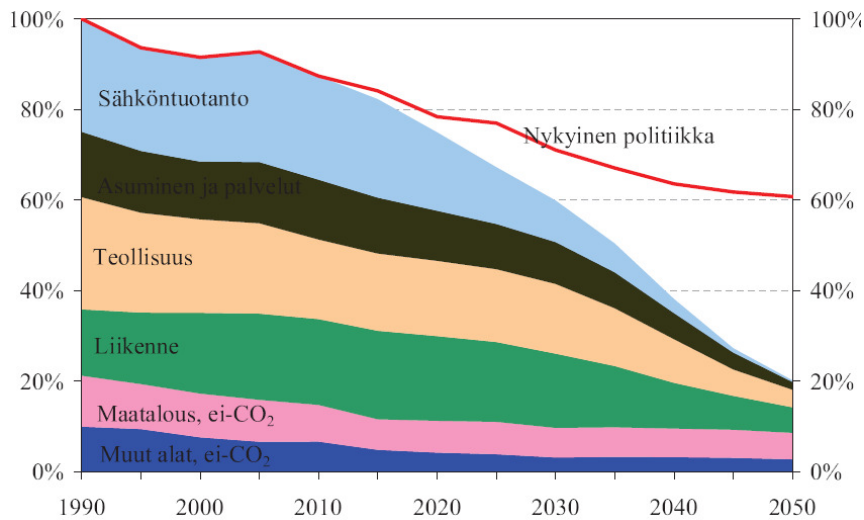
Kuva 45 Uusiutuvan energian tuotantomuodoille maksettavan tuen kehittyminen vuoteen 2035 EU:n alueella. (IEA 2013)

3.3 Hiilidioksidineutraali tuotanto 2050 – Tavoitteen saavuttaminen ja kustannukset

Hiilidioksidineutraaliuden pohtiminen lähtee siitä, minkä toimintojen oletetaan vuonna 2050 vielä aiheuttavan kasvihuonekaasupäästöjä. Tuottaako sähköntuotanto vielä päästöjä vai onko kaikki sähköntuotanto jo hiilidioksidineutraalia? Tuottaako lämmöntuotanto päästöjä, entä prosessiteollisuus tai liikenne?

Euroopan Komission vähähiiliseen talouteen vuonna 2050 siirtymisen suunnitelma lähtee siitä, että sähköntuotanto tuottaa vuonna 2050 enää erittäin vähän päästöjä (Kuva 46). Päästöt vähenevät suunnitelman mukaan 80 % vuoden 1990 tasoon nähden ja kasvihuonekaasupäästöjä tuottaa etenemissuunnitelman mukaan tässä vaiheessa eniten maatalous ja liikenne sekä teollisuus ja muut alat. Näistä hiilidioksidipäästöjä tuottavat eniten liikenne, sitten teollisuus ja asuminen ja palvelut. Suunnitelman mukaan vähähiilisyteen pääsyn mahdollistaa sähkönkäytön suhteellisen osuuden kasvu. Etenemissuunnitelman mukaan sähkön käytön lisääntymisen myötä voitaneen korvata fossiilisia polttoaineita liikenteessä ja lämmityksessä. (Euroopan komissio 3/2011)

11.4.2014



Kuva 46 Kasvihuonekaasupäästöt aloittain vuoteen 2050. (Euroopan komissio 3/2011)

Energia-alan etenemissuunnitelmassaan 2050 Euroopan komissio määrittelee, millaisin keinoin vähähiiliseen energiajärjestelmään voidaan yltää. Suunnitelma esittää erilaisia skenaarioita vähähiilisyden tavoittelemiseksi, mutta suurinta roolia eri vähähiilisysskenaarioissa näyttelee uusiutuvan energian käytön erittäin voimakas kasvu. Energiantuotanto muuttuu yhä pääomaintensiivisemmäksi ja polttoainekustannuksia syntyy vähemmän. (Euroopan komissio 3/2011)

Hiilineutraali Suomi vuonna 2050 voi muodostua eri tavoin riippuen tehtävistä poliittisista päätöksistä. Aurinko- ja aaltoenergiateknologian uskotaan kuitenkin olevan kypsyyntä tai ainakin jo pitkälle kehittyntä vuonna 2050. Aurinkoenergian odotetaan olevan tärkeä osa rakennusten omaa sähköntuotantokapasiteettia. Uusiutuvan energian hyödyntäminen on laajamittaista ja energiaomavaraisuus kasvanut uusiutuvan energian rakentamisen myötä selvästi. Energiankulutuksen odotetaan painottuvan vahvasti sähkön kulutukseen. Myös sähköautoteknologian uskotaan olevan pitkälle kehittyntä ja sähköautoteknologian yleistynyttä.

Vaihtoehtoina hiilidioksidineutraalin Suomen saavuttamiseksi voidaan nähdä sähkön- ja lämmöntuotannon jatkaminen polttotekniikoin – tässä vaihtoehdossa hiilidioksidin talteenoton tai biopottoaineiden tulisi olla jo pitkälle kehittyntä. Jos niin biomassan kuin hiilenkin poltto voimaloissa jatkuisi, olisi näiden myötä järjestelmään melko helppo integroida myös vaihtelevampaa uusiutuvaa energiaa, kuten tuulivoimaa, aurinkovoimaa ja aaltovoimaa. Niiden tasapainottaminen polttotekniikkaa käyttävällä sähköntuotannolla olisi suhteellisen yksinkertaista.

Mikäli hiilen polttoa ei kuitenkaan haluttaisi jatkaa eikä hiilidioksidin varastointi olisi kehittyntä, vaihtoehtona olisi sähkön varastointitekniologioiden kehittäminen. Vaihteleva-aikaista uusiutuvaa energiaa voitaisiin integroida sähkövoimajärjestelmään, jos sähkövoimajärjestelmää voitaisiin sähkön varastoinnin avulla tasapainottaa. Kehitettäviä teknologioita voisivat olla pumppuvoimalaitosten rakentaminen, akkuteknologian kehitys, suprajohtavuus ja vauhtipyörät sekä energian varastointi erilaisiin polttoaineisiin. Näistä yhtenä vaihtoehtona on sähköntuotannon varastointi vedyntuotantoon ja vedyn hyödyntäminen polttoaineena. Vetytalouden osalta edistys on kuitenkin ollut melko hidasta ja olennaisia haasteita on vielä ratkaisematta liittyen niin vedyn tuottamiseen ja varastointiin kuin sen käyttöönkin.

Kulutusjousto tulee olemaan jatkossa olennainen tapa tasapainottaa sähkövoimajärjestelmää Suomessa. Kulutusjousto tulee jo pian avaamaan ovia myös uusiksi

11.4.2014

sähkönvarastointikeinoiksi. Odotettavissa on, että useita uusia automaattisia ratkaisuja kulutusjouoston hyödyntämiseen tullaan kehittämään. Kulutusjoustoon vaadittava teknologia on osittain jo nykyisin käytössä.

Hiilidioksineutraaliutta pohditaan usein myös fossiilisten polttoaineiden riittävyyden näkökulmasta. Kuitenkin on muistettava, ettei kivikausiakaan päättynyt kivien puutteeseen. Luultavasti myös energiantuotannon suhteen käy niin, että uusi teknologia vähitellen ajaa fossiilisten polttoaineiden polton ohitse. Tätä polkua on hyvä tasoittaa ja esimerkiksi Kiina ja Yhdysvallat ovat lähteneet tähän teknologian tukemisen keinoin, eivätkä hinnalla pakottamisen keinoin. Eurooppa on valinnut toisenlaisen reitin, mikä voi heikentää kilpailukykyä. Tämä voi jatkossa saada Euroopan kääntämään polkua toisenlaiseen suuntaan. Ilmastopolitiikassa tarvitaan kuitenkin pitkäjänteisyyttä, sillä investoinnit ovat pitkäikäisiä. Näin ollen EU tuskin voi nopeasti täysin muuttaa toimintaansa säilyttääkseen toimijoiden luottamuksen.

11.4.2014

4. MUUT VAIKUTUKSET

4.1 Tuulivoiman lisäämisen vaikutukset sähköverkkoihin ja sähköverkkoliittymiin

Tuulivoiman lisääminen vaikuttaa sähköverkkojen rakentamistarpeisiin niin maan sisäisesti kuin maiden välillä. Tuulivoimaloiden liittäminen sähköverkkoon on verkonhaltijan velvollisuus ja toimijoille on luotava tähän mahdollisuudet. Samaan aikaan tuottajan tulee huolehtia liittymän vaatimien teknisten reunaehtojen täyttämisestä ja verkon vahvistamiskustannuksista.

Tuulivoiman myötä Suomeen tullaankin rakentamaan merkittävästi uutta siirtokapasiteettia. Toisaalta, Fingrid Oyj:n Petri Parviaiselta saatujen arvioiden mukaan Fennovoiman ja Olkiluoto 4 reaktoreiden rakentamisen vaatima sekä ikääntymisestä aiheutuva rannikon verkon uusiminen ja jännitetaso nostaminen tulee vastaan joka tapauksessa 2020-luvulla. Täten verkkoa vahvistetaan muutenkin ja Parviaisen mukaan tämä mahdollistaa myös tuulivoiman mittavan lisäämisen rannikolle. Parviaisen mukaan tuulivoimasta aiheutuvaa kustannusta uusissa kantaverkkoinvestoinneissa on vaikea arvioida ja vaatisi runsaasti selvittämistä, mutta noin kolmasosa voisi aiheutua näistä. Kustannuksia nopean häiriöreservin osalta tuulivoima ei aiheuta, vaan verkon mitoittavana vikana on suurimman voimalaitoksen vikaantuminen, jatkossa siis 1 600 MW:n Olkiluoto 3:n vikaantuminen. Tuulivoimatuotannon muutos 15 minuutissa jää vielä 5000 – 6000 MW:n tuotannolla selvästi alle mitoittavan vian.

Tuulivoimaloiden tuotanto on ennustettavissa nykyisin jo erittäin tarkasti. Näin ollen tuotannon muutokset eivät tule yhtäkkiä Fingridin tietoon vaan niihin voidaan varautua. Esimerkiksi suurten voimalaitosten vikatilanteisiin varautuminen on mahdotonta. Parviaisen mukaan tuulivoimatuotannon yksittäisiä muutoksia onkin tällaisiin verrattuna helpompi hallita.

Myös Suomen nykyinen tuotantotukijärjestelmä helpottaa kantaverkon toimintaa. Toimijoille maksetaan tukea vain spot-tilauksen mukaiselle energiamäärälle ja taseriski säilyy tuottajalla. Tällöin sähköntuottajalla on intressi ennustaa sähköntuotantonsa etukäteen mahdollisimman tarkasti ja tähän liittyen Suomessa onkin jo pitkälle vietyä osaamista. Tilanne on siis selvästi erilainen kuin esimerkiksi Saksassa, missä tuottajalla ei tällaista intressiä ole.

4.2 Tuulivoiman työllistävä vaikutus

Tuulivoimatuotannon työllistävä vaikutus Suomessa ovat arvioineet useat eri tahot, sillä aihe on herättänyt keskustelua tuulivoiman vaikutuksia arvioitaessa. Ajantasaisia laajempia selvityksiä kokonaistyöllisyysvaikutuksista ei tällä hetkellä kuitenkaan ole, mutta eri osioihin liittyviä valistuneita arvioita on ja painopistealueet on löydettävissä. Käytännön kokemuksia tuulivoiman työllistävästä vaikutuksesta Suomessa alkaa kehittyä vasta vähitellen. Tuulivoiman työllistävä vaikutus tulisi tarkastella nyt jo tuulivoimaa rakentaneiden tai parhaillaan rakentavien tahojen laajemmalla haastattelukierroksella ja näiden tuloksia tarkastelemalla. Työllisyysvaikutusten arviointi ei kuitenkaan ole tämän selvityksen keskeisin aihepiiri.

Teknologiatoiminnan vuonna 2009 julkaisema Tuulivoima-tiekartta on viimeisimpiä laajempia tuulivoiman työllistäviä vaikutuksia arvioinut julkaisu. Tiekartta on arvioinut 100 MW:n tuulivoimatuotantokapasiteetin työllistävän vaikutuksen olevan noin 1180 henkilötyövuotta. Tämä on tutkimuksessa jaoteltu neljään eri kategoriaan; projektikehitys ja asiantuntijapalvelut, infrastruktuurin asentaminen, käyttö ja kunnossapito sekä voimaloiden valmistus, materiaalit, komponentit ja

11.4.2014

järjestelmät. Näistä kaikki muut ovat rakentamisprosessiin liittyviä työllistäjiä, käyttö ja kunnossapito voimalan elinkaaren aikainen työllistäjä. (Teknologiategollisuus 2009)

Voimalainvestoinnin suurin yksittäinen kustannus on itse voimala, jolloin suurin osa investoinnista menee voimalatoimittajalle. Voimaloiden valmistuksen osalta Suomessa tilanne on haastava. Suuria voimalatoimittajia ei Suomessa tällä hetkellä ole vaan suurimmat markkinaosuudet ovat kansainvälisillä toimijoilla. Uusilla teknologisilla ratkaisuilla myös suomalaiset voimalatoimittajat voivat kasvattaa markkinaosuuksiaan. Komponenttivalmistajana Suomi on merkittävä. Suomalaiset komponenttivalmistajat tuottavat komponentteja kansainvälisten voimalavalmistajien tuotantoketjuihin ja työllisyysvaikutukset näiden yritysten myötä ilmenevät tuulivoimarakentamisen yleistyessä globaalisti eikä liity ainoastaan juuri Suomen tuulivoimarakentamisen kasvuun.

Suomalaisen tuulivoimarakentamisen kasvu vaikuttaa suoraan suomalaiseen työllisyyteen erityisesti hankkeiden kehittämiseen, asiantuntijapalveluihin, infrastruktuurin rakentamiseen sekä käyttöön ja kunnossapitoon liittyvillä aloilla. Näiden myötä myös koulutus- ja tutkimustoiminnalle on yhä enemmän kysyntää. Erityisesti infrastruktuurin rakentaminen sekä voimaloiden käyttö työllistävät paikallisia toimijoita. Epäsuorasti tuulivoimahankkeet työllistävät paikallisia toimijoita laajemminkin. Tuulivoimaloiden rakentamisaikakunnilla erilaisten paikallisten palveluiden hyödyntäminen lisääntyy. Rakentamisaikakunnilla välillinen työllistävä vaikutus syntyy myös paikkakunnan saamien verotulojen myötä.

Käytäntö on Suomessa jo tähän mennessä osoittanut, että erityisesti tuulivoiman käytönaikaiselle työvoimalle on suuri kysyntä. Sama on havaittu Euroopassa; osaavalle käyttö- ja huoltohenkilökunnalle on selkeä tarve. Pori Energian Joni Nevalan mukaan voimaloiden käytönaikainen työllistävä vaikutus on noin kaksi henkilöä 15 tuulivoimalaa kohden. Lisäksi useampia henkilöitä tarvitaan kunkin voimalan vuosittaiseen huoltoon. Nevalan kokemuksen mukaan huoltotarve myös kasvaa voimalan elinkaaren myötä. Käyttö- ja kunnossapito ovatkin yksi uudenlainen ja voimakkaasti kasvava työllistäjä Suomessa. Alalla on niin uusia käyttö- ja kunnossapitoa tarjoavia yrityksiä, kuin myös voimalatoimittajia, jotka rekrytoivat paikallista henkilökuntaa käyttöön ja kunnossapitoon. EWEA:n (European Wind Energy Association) Workers wanted: The EU wind energy sector skills gap –selvityksen mukaan Euroopassa on jo tällä hetkellä peräti 7000 henkilön vuotuinen vaje koulutetusta työvoimasta. Selvitys arvioi, että vuoteen 2030 mennessä vaje voi kasvaa peräti 50 000 henkilöön. Osaavalle työvoimalle olisi siis kysyntää. (EWEA 2013)

Jos tarkastellaan Suomeen rakennettuja ja suunnitteilla olevia hankkeita, on vuoden 2012 loppuun mennessä toteutuneiden hankkeiden koko keskimäärin 8,5 MW ja turbiinimäärä keskimäärin kolme. Suunnitteilla on lisäksi yhteensä peräti 7980 – 12529 MW tuulivoimakapasiteettia, jonka puistokohtainen teho tulisi toteutuessaan olemaan keskimäärin 34 – 53 MW tai 13 – 16 tuulivoimalaa. Suunnitelmien perusteella puistokoot tulisivat siis selvästi kasvamaan ja joukossa olisi niin keskivoa pienempiä kuin selvästi suurempiakin puistoja. Suurempi voimalaitos työllistäisi mahdollisesti pienempiä vähemmän. (Suomen Tuulivoimayhdistys ry)

Tuulivoiman työllisyysvaikutusten lisäksi tarkasteluissa on huomioitava myös tuulivoiman yhteiskunnalliset vaikutukset laajemmin. Kuten edellä on jo todettu, muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan edullisen sähköntuotantokapasiteetin lisääntyessä sähkön hinta keskimäärin laskee, mikä edistää teollisuuden toimintaedellytyksiä Suomessa ja välillisesti vaikuttaa myös työllisyyteen. Lisäksi, on huomioitava, että suuri osa tuulivoimainvestointiin käytetystä rahasta palaa paikallisille toimijoille eri tavoin, kuten työllistävän vaikutuksen, maanvuokratulojen sekä verotulojen muodossa. Verrattaessa tätä edellä esitettyyn pelkän päästökaupan malliin, hyödyttään tuulivoimaa

11.4.2014

tuettaessa siitä, että tuki edistää uuden teknologian kehittämistä ja uusien hankkeiden syntymistä ja samalla energiantensiivisen teollisuuden toimintaedellytyksiä. Pelkän päästökaupan mallissa hinnan noustessa koko markkina-alueella kokevat kaikki sähkönkuluttajat korkeamman sähkön hinnan vaikutukset ja korkeasta hinnasta hyötyy pääosin jo kypsynyt teknologia.



11.4.2014

5. YHTEENVETO

Tuulivoimatuotannon voimakas lisärakentaminen Suomeen lisää tuotannon säänmukaista vaihtelua sähkövoimajärjestelmässä. Tilanne on Suomessa melko uusi, sillä tuulivoiman osuus Suomen sähköntuotantokapasiteetista on vielä toistaiseksi alhainen. Suunnitelmien mukaan osuus voisi kuitenkin kasvaa jopa 15 TWh:iin vuoteen 2030 mennessä. Uusiutuvan energian lisääminen Suomessa perustuu EU-tason tavoitteisiin. Vuoden 2030 tavoitteet ovat välitavoitteita, joiden avulla vuoden 2050 tavoitteisiin voidaan yltää.

Tuulivoimatuotanto tulee keskimäärin laskemaan sähkön spot-hintaa Suomessa 2 – 3 €/MWh. Sähkömarkkinoilla tuottajat jättävät tarjouksensa seuraavan päivän tuotannosta tuotantokustannukseensa perustuen ja erittäin edullinen tuulivoimatuotanto on markkinalla aina kun tuuliolosuhteet sallivat, jolloin kalliimpaa tuotantoa poistuu markkinalta.

Vaihteleva tuotanto tulee kuitenkin lisäämään spot-hinnan vaihtelua. Tämä taas kasvattaa profiiliriskiä, joka aiheutuu sähkön hinnan sekä kulutuksen tai tuotannon tunneittaisesta vaihtelusta ja näiden kohdistumisesta. Vastaava ilmiö tullaan kuitenkin joka tapauksessa kohtaamaan, rakennettiin tuulivoimaa Suomeen tai ei. Pohjoismaisesti tuulivoimaa on nykyisin jo noin 25 TWh vuositasolla.

Tuulivoimatuotanto tulee myös lisäämään Suomen sähköntuotannon omavaraisuusastetta. Tuotantokapasiteetin rakentaminen Suomeen vähentää energian kokonaistuotantia muista maista. Markkinoiden integroituminen yhä tiiviimmin toisiinsa edesauttaa kulutuksen ja tuotannon tasapainottamista vaihtelevan tuotannon lisääntyessä. Vaikka säätäminen siirtokapasiteetteja hyödyntäen lisääntyisikin tulevaisuudessa, on Suomi 15 TWh:n tilanteessa välillä myös viejä, jolloin sähkön nettotuonti Suomeen vähenee. Tuulivoiman ja ydinvoiman lisäämisen ansiosta Suomi on vesitilanteen normaalivuonna keskimäärin jopa 3 TWh:n verran yliomavarainen.

Sähkövoimajärjestelmän vuorokausisäätöä on nykyisinkin tehtävä jo merkittävästi ja siihen käytetään tuotantokapasiteettia Suomessa, mutta myös pohjoismaista säädettävää tuotantoa Ruotsin siirtoyhteyksien kautta. Tarkasteltaessa tuulivoiman sovittamista Suomen sähkövoimajärjestelmään vuonna 2030 voidaan sähkövoimajärjestelmästä poimittujen toteutuneiden esimerkkijaksojen ja niistä tehtyjen skaalausten myötä nähdä, että yksin siirtokapasiteetin puitteissa 3500 – 5000 MW tuulivoimakapasiteettia mahtuisi järjestelmään ilman, että muut tuotantomuodot lahdetuotantoa lukuunottamatta vähentäisivät tuotantoaan. Tämän lisäksi nykyiset voimalaitokset voivat säätää tuotantoaan tuulivoiman tuotantotilanteen mukaan. Vuoteen 2030 tultaessa luku voisi olla noin 700 – 1500 MW suurempi, jos huomioitaisiin, että myös uutta säädettävää kapasiteettia olisi käytössä. Säätöä toteutettaisiin tällöin Suomen nykyisellä säädettävällä vesivoimakapasiteetilla sekä mahdollisilla lisätehonkorotuksilla, joiden mahdollisuus on noin 200 – 600 MW. Tämän lisäksi vuoteen 2030 mennessä mahdollisuuksia uuden säätövoimakapasiteetin syntyymiseen löytyy pumppuvoimalaitoksista ja kulutusjoustosta. Jos ydinvoimatuotannon joustomahdollisuuksia hyödynnettäisiin, kuten kansainvälisesti on jo toimittu, olisi säätöpotentiaalia vielä selvästi enemmän. Hinta säätösähkömarkkinoilla ohjaa tuotantomuotojen osallistumista säätöön. Markkina ohjaa lisäsäätöpotentiaalin kehittämistä ja rakentamista sekä näihin tehtäviä investointeja.

Ruotsin esimerkistä voidaan havaita, että tuotannon hajautuessa maantieteellisesti, tasoittuu myös tuotannon vaihtelu. Tuotanto-olosuhteet ovat eri puolilla maata erilaiset ja tehomaksimit ja -minimit ajoittuvat eri ajanhetkille. Myös tuotantomäärän kasvu tasoittaa tuotannon vaihteluita. Suomen tuulivoiman tuotantotehon tunneittainen vaihtelu suhteessa tarkastelujakson (1.1.2013 –

11.4.2014

31.7.2013) maksimitehoon on selvästi suurempaa kuin Ruotsissa. Muutokset ovat Suomessa 99 prosenttisesti 14 % tai vähemmän, Ruotsissa 8 % tai vähemmän.

Tunnin sisäinen säätötarve Suomessa on vähemmän tarkasteltu näkökulma. Suomen tuulivoiman kolmeminuuttisarvoista tehdyn tarkastelun perusteella nähdään, että muutos kolmeminuuttisarvossa 15 minuutin välein suhteessa maksimitehoon on 99 prosenttisesti alle 11 %. Mikä antaa käsityksen tuulivoiman (asennettu teho 5000-6000 MW) säätömarkkinoille asettaman haasteen olevan hieman Olkiluodon nykyisiä yksiköitä pienempi.

Tuulivoimatuotanto ja päästökauppa ovat erillisiä päästövähennysmekanismeja. Ne vaikuttavat toistensa toimintaan, mutta tähtäimessä pitäisi kuitenkin olla halutut tavoitteet ja niihin pääsy mahdollisimman kustannustehokkaasti. Päästökaupan tarkoituksena on nostaa päästöjä tuottavan sähkön tuotantokustannus niin suureksi, ettei se enää ole kannattavaa. Ohjausvaikutuksen saavuttamiseksi sähkön hinta nousee ja kaikki tuottajat saavat päästökaupan tuoman lisän tuottamalleen sähkölle. Tuulivoimatuotannon lisääntyminen sähkömarkkinoilla vähentää päästöoikeuksien tarvetta ja näin ollen sillä on oma alentava vaikutuksensa päästöoikeuden hintaan. Päästökaupan toimintamekanismin tuulivoima ei sinänsä vaikuta.

Pohdittaessa tuulivoiman tuentaa tulevaisuudessa, on huomattava, että tähän vaikuttavat EU-tason poliittiset päätökset päästöjen vähentämiseksi sekä näiden päätösten toimeenpano kansallisesti. Päästökauppa ja uusiutuvan energian tukeminen ovat näissä keskusteluissa usein rinnakkaisina vaihtoehtoina. Tarkasteltaessa päästökaupan kykyä lisätä päästötöntä sähköntuotantoa Suomessa verrattuna nyt käytössä olevaan tuulivoiman tuentaan havaitaan, ettei tuulivoiman tuen yhteiskunnalle aiheuttama kustannus riittäisi päästökauppaan käytettynä synnyttämään uusia investointeja uusiutuvaan energiantuotantoon. EU tulee linjaamaan ennen vuoden 2015 loppua, nostetaanko sähkön hinta päästökaupalla investointien vaatimalle tasolle vai asetetaanko uusiutuvalla energialle omat sitovat tavoitteet. Sähkön käyttäjien näkökulmasta on noin 20 €/MWh edullisempaa tukea uusiutuvan energian investointeja kuin antaa peruste investoinneille korkealla sähkön hinnalla. On odotettavaa, että uudet tuulivoimainvestoinnit tulevat tarvitsemaan tukea myös nykyisen tukijakson päätyttyä. Tuulivoiman kustannus tuskin laskee ja sähkön hinta tuskin nousee niin merkittävästi, että tukitarve poistuisi. Vanhan tuen päättyessä tuleekin miettiä tehokkain tapa tukemiselle ja huomioida silloiset investointiolosuhteet tukitasoa määritettäessä.

11.4.2014

6. LÄHTEET

Altman, Christian, Montelin haastattelussa 9.1.2014

Energiateollisuus ry 2010. Haasteista mahdollisuuksia – sähkön ja kaukolämmön hiilineutraali visio vuodelle 2050. s. 23.

Saatavilla: http://energia.fi/sites/default/files/haasteista_mahdollisuuksia___ja__hiilineutraali_visio_vuodelle_2050_20091112.pdf

Energiateollisuus ry 2013. Energiavuosi 2013. Saatavilla: <http://energia.fi/kalvosarjat/energiavuosi-2013-s-hk>

Energinet.dk 2013. Environmental key figures for electricity. Saatavilla: <http://www.energinet.dk/EN/KLIMA-OG-MILJOE/Sider/Environmental-key-figures-for-electricity.aspx>

Engkvist, Ingemar Montelin haastattelussa 14.1.2014.

Euroopan komissio 12/2011. Energia-alan etenemissuunnitelma 2050. Komission tiedonanto Euroopan parlamentille, Neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaalikomitealle sekä Alueiden komitealle.

Saatavilla: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:FI:PDF>

Euroopan komissio 3/2011. Etenemissuunnitelma – siirtyminen kilpailukykyiseen vähähiiliseen talouteen vuonna 2050. Komission tiedonanto Euroopan parlamentille, neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaalikomitealle sekä Alueiden komitealle. Saatavilla: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0112:FIN:FI:PDF>

EWEA 2013. Workers wanted: The EU wind energy sector skills gap. European Wind Energy Technology Platform. Saatavilla: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Workers_Wanted_TPwind.pdf

Fingrid 2012. Kantaverkon kansallinen 10-vuotissuunnitelma.

Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/voimajohtoliitteet/Kantaverkon_kansallinen_10-vuotissuunnitelma_12-2012.pdf

Helsingin Sanomat 2014 . Saatavilla:

[<http://www.hs.fi/kotimaa/Pyh%C3%A4salmella+kaavaillaan+luolia+Euroopan+syvimm%C3%A4n+kaivoksen+pohjalle/a1389501634330>]

IEA 2013. World Energy Outlook 2013. Second edition. International Energy Agency. p. 172 – 173, p. 229, Annex 2. IEA Publications.

IEA Wind 2012. The past and future cost of wind energy. IEA Wind task 26. Work package 2. P. VI. Saatavilla: http://www.ieawind.org/task_26_public/PDF/WP2_task26.pdf

Jakobsen, Odd Gunnar, Markedskraft Montelin haastattelussa 8.1.2014

IEEE 2011. Experience and challenges with short term balancing in European systems with large share of wind power. IEEE Transactions on Sustainable Energy. Lennart Söder, senior member IEEE, Hans Abildgaard, member IEEE, Ana Estanqueiro, member IEEE, Camille Hamon, Student member IEEE, Hannele Holttinen, Eamonn Lannoye, Student member IEEE, Emilio Gómez Lázaro, member IEEE, Mark O'Malley, fellow IEEE, Uwe Zimmermann

11.4.2014

Suomen Tuulivoimayhdistys ry 2013. Tuulivoimahankkeet Suomessa. Saatavilla:
<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/hankkeet>

Svensk Vindenergi 2014. Vindkraftstatistisk Kvartal 4 2013. Saatavissa: <http://www.vindkraftsbranschen.se/wp-content/uploads/2014/02/Statistik-vindkraft-kvartal-4-2013-20140226.pdf>

Teknologiateollisuus 2009. Tuulivoima-tiekartta 2009. Saatavilla: <http://www.teknologiateollisuus.fi/fi/ryhmat-ja-yhdistykset/tiekartta.html>

Tilastokeskus. Suomen virallinen tilasto (SVT): Energian hankinta ja kulutus [verkkojulkaisu] ISSN=1799-795X. 2012, Liitekuvio 6. Sähkönkulutus sektoreittain 1970–2012. Helsinki: Tilastokeskus [viitattu: 10.1.2014]. Saatavilla:
http://www.stat.fi/til/ehk/2012/ehk_2012_2013-12-12_kuv_006_fi.html

Tilastokeskus. Suomen virallinen tilasto (SVT): Energian hankinta ja kulutus [verkkojulkaisu]. ISSN=1799-795X. 2012, Liitekuvio 5. Sähkön hankinta 1970–2012 . Helsinki: Tilastokeskus [viitattu: 10.1.2014]. Saatavilla: http://www.stat.fi/til/ehk/2012/ehk_2012_2013-12-12_kuv_005_fi.html

Työ- ja elinkeinoministeriö 2009. Sähköajoneuvot Suomessa – selvitys. S.63. Saatavilla:
http://www.tem.fi/files/24099/Sahkoajoneuvot_Suomessa-selvitys.pdf, sivu 63

Työ- ja elinkeinoministeriö 2013. Kansallinen energia- ja ilmastostrategia. Taustaraportti.

Valtioneuvosto 2008. Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategia. Valtioneuvoston selonteko eduskunnalle 6. päivänä marraskuuta 2008.

Vindlov 2014. Saatavissa: <http://www.vindlov.se/Vindbrukskollen/>

VTT ja Fingrid 2008. Lausunto 2000 MW ja 4000 MW tuulivoiman liittäminen Suomen sähköjärjestelmään. Saatavilla:
https://www.tem.fi/files/20191/2000_ja_4000_MW_tuulivoiman_liittaminen_Suomen_sahkojarjestelmaan_Fingrid_ja_VTT_syyskuu_2008.pdf

VTT 2012. Wind energy statistics in Finland 2012.

ÅF-Consult Ltd 2012. Mistä lisäjoustoja sähköjärjestelmään? Loppuraportti. Energiateollisuus ry, Fingrid Oyj.

