



8ETFG1R
Marraskuu 2012

MISTÄ LISÄJOUSTOA SÄHKÖJÄRJESTELMÄÄN?

Loppuraportti



Innovation by experience





Konsultit

Ari Aalto

Niina Honkasalo

Pekka Järvinen

Jaakko Jääskeläinen

Markku Raiko

Anni Sarvaranta

Energiateollisuus ry Fingrid Oyj

Mistä lisäjousto sähköjärjestelmään? Loppuraportti



ALKUSANAT

Tässä raportissa esitetään selvityksen ”Joustavan sähköntuotannon taloudelliset, ympäristö- ja yhteiskuntavaikutukset” tulokset. Selvityksen ovat rahoittaneet Energiateollisuus ry:n ympäristöpooli ja Fingrid Oyj.

Selvityksen laatimiseen ovat osallistuneet Niina Honkasalo, Pekka Järvinen, Jaakko Jääskeläinen, Markku Raiko ja Anni Sarvaranta ÅF-Consult Oy:stä ja Ari Aalto Oy Vesirakentajasta. Työtä on ohjannut ohjausryhmä, jonka jäseniä olivat Pia Oesch, Kati Takala ja Jukka Leskelä Energiateollisuus ry:stä, Minna Laasonen ja Jyrki Uusitalo Fingrid Oyj:stä, Kari Lamminmäki Kemijoki Oy:stä, Sami Rinne työ- ja elinkeinoministeriöstä ja Mikko Rintamäki Suomen Elfi Oy:stä.

Selvityksen tekijät kiittävät ohjausryhmää työn aikana annetuista kommentteista ja ehdotuksista.

Espoossa 16.11.2012

Tekijät



Sisältö

ALKUSANAT	II
TIIVISTELMÄ	V
1 JOHDANTO	7
1.1 HAASTEET SÄHKÖJÄRJESTELMÄLLE.....	7
1.2 SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUS.....	7
1.3 SELVITYKSEN TAVOITTEET.....	9
1.4 SELVITYKSEN SISÄLTÖ JA METODOLOGIA.....	9
2 SÄHKÖN TUOTANNON JA KULUTUKSEN TASAPAINOON LIITTYVÄT KÄSITTEET	11
2.1 TAAJUUS, JOUSTAVUUS JA SÄHKÖTEHON RIITTÄVYYS.....	11
2.2 SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN JAOTTELU KÄYTTÖTAPAAN PERUSTUEN.....	11
2.3 KYSYNNÄN HALLINTA JA KYSYNTÄJOUSTO.....	13
2.4 SÄHKÖMARKKINAN TOIMINTA.....	13
2.5 TAAJUUDEN YLLÄPITO.....	14
2.5.1 Taajuuden ylläpidon reservityypit.....	14
2.5.2 Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi sekä nopea häiriöreservi.....	14
2.5.3 Säättö sähkömarkkina.....	16
2.6 SÄHKÖN KULUTUSHUIPPUJEN KATTAMINEN.....	16
2.6.1 Tehoreservijärjestelmä.....	17
3 SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUS NYKYTILASSA	18
3.1 SÄHKÖNTUOTANTO.....	18
3.1.1 Sähköntuotantomuotojen säätöominaisuudet.....	18
3.1.2 Kotimainen sähköntuotantokapasiteetti ja sen joustavuus.....	20
3.1.3 Viikon sisäinen ja vuorokausisäätö tarkastelluilla aikajaksoilla.....	35
3.1.4 Tunnin sisäinen säätö.....	41
3.2 SÄHKÖMARKKINA JA SÄHKÖN SIIRTOYHTEYDET.....	45
3.3 KYSYNTÄJOUSTO.....	47
3.3.1 Nykyinen kysyntäjoustopotentiaali.....	47
3.3.2 Mahdollisuudet ja haitat.....	49
4 SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUTEEN VAIKUTTAVAT MUUTOKSET	50
4.1 SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN KEHITYS SUOMESSA JA YHTEISELLÄ SÄHKÖMARKKINALLA.....	50
4.2 SÄHKÖMARKKINAN YHDENTYMINEN.....	53
4.3 MUUTOKSET SÄHKÖN KYSYNNÄSSÄ.....	53
4.4 TUULIVOIMA SÄHKÖJÄRJESTELMÄSSÄ.....	54
4.4.1 Tuulivoimantuotannon vaihtelu ja sen vaikutukset.....	54
4.4.2 Lyhytaikaisen säätövoiman tarve jatkossa.....	57
4.4.3 Tuulivoimantuotannon vaihtelu Suomessa ja sen synnyttämä joustotarve.....	58
4.5 TUULIVOIMAN VAIKUTUKSET MUUHUN SÄHKÖNTUOTANTOON.....	68
5 VAIHTOEHDOT SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUDEN LISÄÄMISEKSI	71
5.1 SÄHKÖNTUOTANTOMUODOT.....	71
5.1.1 Vesivoima.....	71
5.1.2 Lämpövoima.....	71
5.1.3 Ydinvoimalaitokset.....	73



5.1.4	Tuulivoima	74
5.1.5	Kustannukset, päästöt ja työllisyysvaikutukset	75
5.2	KYSYNTÄJOUSTO	84
5.2.1	Teollisuus	84
5.2.2	Sähkölämmitteiset kotitaloudet	84
5.2.3	Muut asiakasryhmät	84
5.2.4	Kustannukset, päästöt ja työllisyysvaikutukset	84
5.3	SÄHKÖN JA LÄMMÖN VARASTOINTI	85
5.3.1	Sähkön varastointi	85
5.3.2	Sähköautot	94
5.3.3	Lämmön varastointi	95
5.3.4	Kustannukset, päästöt ja työllisyysvaikutukset	96
5.4	TOTEUTUVATKO INVESTOINNIT SÄÄTÖVOIMAAN JA JOUSTAVATKO KULUTTAJAT SÄHKÖNKÄYTÖSSÄÄN?	97
6	SÄÄTÖVOIMAN LISÄÄMISEN VAIKUTUKSET	99
6.1	YMPÄRISTÖVAIKUTUKSET	99
6.2	PÄÄSTÖVAIKUTUKSET	99
6.3	TYÖLLISYYSVAIKUTUKSET	101
7	SÄÄTÖSÄHKÖN HINTA-ARVIOT	102
7.1	SÄÄTÖSÄHKÖN HINTA	102
7.1.1	Säätösähkön hintahistoria Suomessa	102
7.1.2	Säätösähkön hintaskenaario yhteistuotantotyyppiselle markkinalle	103
7.1.3	Säätösähkön hintaskenaario lauhdetuotantotyyppiselle markkinalle	104
7.2	BIOPOLTTOAINEJALOSTEIDEN KÄYTÖN TALOUDELLISUUSARVIOT	105
7.2.1	Yhteistuotanto	105
7.2.2	Lauhdetuotanto	105
8	YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET	108
8.1	MITÄ TARKOITETAAN SÄÄTÖVOIMALLA?	108
8.2	SÄÄTÖVOIMAN TARVE VUONNA 2030	108
8.3	SÄÄTÖVOIMAN LISÄYSMÄHDOLLISUUDET	111
8.4	JOHTOPÄÄTÖKSET	115
9	POHDINTAA JATKOKEHITYKSESTÄ	117
9.1	RISKISKENAARIOITA	119
10	EHDOTUKSIA JATKOTUTKIMUSAIHEIKSI	120



TIIVISTELMÄ

Tämä selvitys on tehty Energiateollisuus ry:n ympäristöpoolin ja Fingrid Oyj:n toimeksiannosta. Selvityksen tarkoituksena on esitellä eri energiantuotantotapojen ja kulutuksen joustomahdollisuuksia arvioidussa tilanteessa v. 2030, jossa Suomessa on tuulienergiakapasiteettia 4000 MWe ja vastaavasti tuulisähkön vuosituotantoa 10 TWh. Selvitys keskittyy kotimaisiin mahdollisuuksiin säätövoiman tuotannon lisäämiseksi, koska muualla Euroopassa nähtävissä olevat sähkön tuotantorakenteen muutokset lisäävät säätövoiman tarvetta myös muualla, eikä tuontiin voida välttämättä turvautua nykyisessä mitassa.

Työssä käydään läpi keskeiset sähköjärjestelmän joustavuuteen ja sähköntuotannon ja kulutuksen tasapainoon liittyvät tekijät ja käsitteet. Tällainen esittely on tarpeen, koska aihepiiriin liittyviä käsitteitä käytetään usein epätarkasti. Käsitteistön läpikäynti auttaa myös ymmärtämään työn rajauksia.

Selvityksessä käydään läpi keskeiset muutokset, joiden odotetaan vaikuttavan sähköjärjestelmän joustavuuteen vuoteen 2030 mennessä. Selvityksessä esitellään myös viimeaikaiset arviot tulevasta säätövoiman tarpeesta.

Tämän jälkeen tarkastellaan sähköjärjestelmän joustavuutta ja tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitoa Suomessa nykytilassa ja sivutaan tilannetta lähialueilla sekä yhteisen sähkömarkkinan roolia sähkön tuotannon ja kysynnän tasapainon ylläpidossa. Suomen osalta tarkastellaan tuotannon ja kulutuksen tasapainoa tiettyjen esimerkkiviikkojen aikana. Työssä selvitetään eri tuotantotapojen, sähkön varastoinnin ja kysyntäjoustopotentiaaleja, kustannuksia ja muita vaikutuksia.

Tuulivoiman tuotantoteho vaihtelee tuulitilanteen mukaan koko tuulivoimakapasiteetin osalta. Muut osat energiantuotantosysteemistä ja energiankulutuksesta joutuvat kompensoimaan tuulivoiman sääriippuvuuden. Tuotantoon liittyvänä ja ympärivuotisena häiriönä mahdollisuudet sen kompensoimiseen vaihtelevat voimakkaasti muun energiajärjestelmän tilanteen mukaan. Kompensointimahdollisuuksia liittyy säätösähkön tuotantoon, energian varastointiin ja kysyntäjoustoihin. Voimakas tuotannon vaihtelu lisää sähkön hinnan volatilitteettia myös säätösähkömarkkinoilla.

Tarkastelujen perusteella voidaan todeta, että vesivoima tarjoaa parhaimmat mahdollisuudet hiilidioksidipäästöjen kannalta puhtaan säätökapasiteetin tuottamiseen, mutta vesivoimaa on Suomessa käytettävissä rajoitetusti. Säätöön soveltuvaa vesivoimaa on lisättävissä vielä noin 200 MW vuoteen 2020 mennessä, lähinnä konetehtoja nostamalla. Sen jälkeen vesivoiman säätökapasiteettia voidaan lisätä merkittävästi vain rakentamalla varastoaltaat Kemi- ja Iijolle tai pumppuvoimaa siihen soveltuvissa kohteissa.

Tuulivoiman tehomuutokset on mahdollista ennustaa kohtuullisen hyvin parin vuorokauden ennusteella. Pääosa tehokompensoinnista voi siis perustua hitaaseen säätövoimaan, johon sopii lämpövoimaan perustuva yhteis- ja lauhdetuotanto. Lämpövoimalauhde on muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan kallein tuotantomuoto ja



Loppuraportti

VI (123)

8ETFG1R

siksi se tekee ensin tilaa tuulivoimalle. Vaikka lämpövoiman tuotantomäärä vähenee, tarjoaa se kuitenkin merkittävän säätökapasiteetin tuulivoimalle, jos vanhentuvia tuotantolaitoksia ei merkittävästi poistu käytöstä kannattavuussyistä.

Kaukolämmöntuotanto tarjoaa suureksi osaksi vuotta mahdollisuuden varastoida tuulivoimasähköä epäsuorasti niin, että kaukolämpöä varastoidaan uusiin kaukolämpöakkuihin. Tällöin yhteistuotanto voidaan ajoittaa tuulivoiman kannalta optimaalisesti.

Uusinvestointien kautta säätötehomarkkinoille syntyy aikanaan tasapainotilanne. Ilmastopäästöjen kannalta uhkana on se, että öljyn käyttöön perustuvat kaasuturbiinit ja moottorit tulisivat kilpailukykyisimmäksi vaihtoehdoksi myös tuulivoimaan liittyen.

Kysyntäjoustop roolin kasvu edellyttää, että sähkön hinnan vaihtelu myös kasvaa tai muodostuu muita kysyntäjoustop houkuttelevuutta lisääviä mekanismeja.

Säätösähkön tuotannon työllisyysvaikutukset riippuvat toimitusketjun kotimaisesta osuudesta. Biopolttoaineiden ja näitä käyttävien polttolaitosten valmistus tarjoaa huomattavan lisätyöllisyysmahdollisuuden. Myös vesivoiman rakentaminen ja moottorivoimalaitokset on mahdollista toteuttaa pääosin kotimaisella osaamisella.

1 JOHDANTO

1.1 HAASTEET SÄHKÖJÄRJESTELMÄLLE

Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska ovat muodostaneet yhteiset sähkömarkkinat vuodesta 2000 lähtien. Baltian maat ovat parhaillaan yhdentymässä pohjoismaiseen sähkömarkkinaan.

Suomessa on monipuolinen sähköntuotantorakenne. Vesivoimalla, ydinvoimalla, sähkön ja lämmön yhteistuotannolla ja lauhdevoimalla on kaikilla merkittävä osuus sähkön hankinnasta. Kansainvälisesti erityistä on myös sähkön ja lämmön yhteistuotannon keskeinen rooli.

Suomessa sähkön vuosittaiset kulutushuiput esiintyvät talvella kylminä pakkaspäivinä. Kotimaisella sähköntuotantokapasiteetilla ei pystytä kattamaan sähkön kulutushuippuja, vaan Suomi on riippuvainen sähkön tuonnista. Sähkön kokonaiskysynnästä kotimaisen tuotannon osuus on ollut viime vuosina 80–88 %, loppu on katettu tuonnilla.

Lämpövoiman osuus Suomen sähköntuotannosta on ollut viime vuosina tyypillisesti hieman yli puolet. Lauhdevoimalaitosten käyttöaste vaihtelee vuosittain merkittävästi. Kun vesivoimaa on vähän saatavissa pohjoismaisella sähkömarkkinalla, lauhdevoiman käyttö lisääntyy. Vastaavasti hyvinä vesivuosina lauhteen käyttötarve vähenee. Tuulivoiman osuus on puolestaan vielä vähäinen.

Sähkön tuotantojärjestelmä on historiallisesti muotoutunut vastaamaan vaihteluihin, jotka aiheutuvat sähköntuotannon vuodenaikaisvaihteluista sekä kysynnän vuodenaikais-, viikko- ja vuorokausivaihteluista. Parhaiten kysynnän vaihteluihin pystytään vastaamaan joustavalla vesivoiman tuotannolla. Myös sähkön tuonnilla on ollut merkittävä rooli katettaessa vaihtelevaa kysyntää.

Ilmasto- ja energiapolitiikan tavoitteisiin kuuluva tuulivoimantuotannon voimakas lisääminen tuo uudenlaisen vaihtelun sähkömarkkinoille, satunnaisen tuulioloista aiheutuvan tuotannon vaihtelun. Suomen lisäksi tuulivoimalle on suunniteltu merkittävä osa myös Ruotsissa ja Manner-Euroopassa. Tässä tilanteessa ei ole selvää, että nykyisenkaltaisella tuonnilla Pohjoismaista voidaan kaikissa tilanteissa kattaa sähköntuotannon vaihteluja nykyisessä mitassa, vaan Suomessa on varauduttava kotimaisen säätökapasiteetin lisäämiseen.

1.2 SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUS

Tässä selvityksessä tarkastellaan Suomen sähköjärjestelmän joustavuutta ja keinoja joustavuuden ylläpitämiseksi ja lisäämiseksi vuoteen 2030 asti. Koska sähkön varastointi on toistaiseksi vain harvoin taloudellisesti kannattava vaihtoehto, sähkön tuotantotehon ja kulutuksen tehon on käytännössä oltava tasapainossa joka hetki.



Joustavaksi voidaan kutsua sähköjärjestelmää, joka pystyy reagoimaan luotettavasti ja nopeasti suuriin vaihteluihin sähkön tuotannossa ja kulutuksessa (IEA 2008).

Tuotannon joustavuuden ja rajajohdoilla tapahtuvan sähkön siirron avulla voidaan varmistaa, että taajuus pysyy sallituissa rajoissa, vaikka kulutus tai tuotanto muuttuvat nopeasti. Joustavuus on ominaisuus, jota on mukana kaikissa sähköjärjestelmissä. Perinteisesti joustavuutta on saatu sitä kautta, että sähkön tuotantoa on mukautettu muutoksiin sähkön kulutuksessa. Joustavuutta saadaan sähköjärjestelmään myös sähkön kysyntäjoustop, sähkön siirtoyhteyksien ja sähkön varastoinnin avulla.

Sähkön kulutus kunakin hetkenä riippuu monesta tekijästä. Merkittävästi kulutukseen vaikuttavat esimerkiksi teollisuustuotannon määrä sekä lämpötila ja siitä riippuva lämmitystarve, koska sähkölämmitys on yksi keskeisistä lämmitystavoista Suomessa. Kulutuksessa on havaittavissa säännönmukaista vaihtelua: sähköä kuluu kylminä kuukausina enemmän kuin lämpimämpinä ja viikonloppuisin vähemmän kuin arkipäivinä. Lisäksi sähkön kulutuksessa on havaittavissa säännöllisiä piikkejä vuorokauden sisällä. Nämä piikit ajoittuvat esimerkiksi aamutoimiin kodeissa, ruuanlaittoon palattaessa kotiin töiden jälkeen sekä katuvalaistuksen ja varaavan sähkölämmityksen käynnistymiseen illalla. Päivisin sähkön kulutusta lisää yhdessä vuorossa toimiva teollisuus sekä toimistojen ja muiden palveluiden sähkönkulutus.

Sähköjärjestelmissä esiintyy tilanteita, joissa tuotantoa on mukautettava etukäteen ennakoimattomien tapahtumien vuoksi, jotta kulutus ja tuotanto pysyvät tasapainossa. Näitä ovat esimerkiksi tuotantoyksikön tai -yksiköiden tippuminen verkosta, verkonosan vikaantuminen tai tuuliennusteiden ja siten myös tuuliavoiman tuotannon muuttuminen viime hetkellä.

Jotta sähköntuotanto pystyy mukautumaan kulutuksen vaihteluun sekä ennalta arvaamattomiin tapahtumiin, tarvitaan erilaista joustavaa sähköntuotantokapasiteettia. Sähkön tuotantomuotojen ja tekniikoiden ominaisuudet eroavat esimerkiksi sen suhteen, mikä on minimiteho, jolla voimalaitosta voidaan ajaa, kuinka taloudellista on ajaa voimalaitosta vajaalla teholla, tai kuinka nopeasti tuotantotehoa voidaan nostaa tai laskea. Sähköjärjestelmässä tarvitaan aina tuotantokapasiteettia, jonka avulla pystytään reagoimaan nopeisiin kuorman tai tuotannon muutoksiin esimerkiksi tunnin sisällä. Tämän lisäksi tarvitaan kapasiteettia, jonka avulla voidaan huomioida esimerkiksi vuorokauden sisäinen säännöllinen kulutuksen vaihtelu sekä arjen ja viikonloppujen väliset muutokset.

Sähköntuotannon ja kulutuksen tehotasapainoon voidaan myötävaikuttaa myös sähkön varastoinnin tai kysyntäjoustop avulla. On todennäköistä, että jatkossa varastoinnin rooli kasvaa, kun varastointitekniologiat kehittyvät. Kysyntäjoustopissa kysyntää lisätään tai vähennetään siten, että muutos auttaa kulutuksen ja tuotannon tasapainon saavuttamisessa. Kysyntäjoustopia hyödynnetään jo nyt, mutta tulevaisuudessa sitä voidaan edelleen lisätä.

1.3 SELVITYKSEN TAVOITTEET

Sekä kotimaisen, että lähialueiden sähköntuotantokapasiteetin odotetaan muuttuvan merkittävästi seuraavan kahdenkymmenen vuoden aikana, ja muutoksia on odotettavissa myös sähkön kysynnän osalta. Sähköntuotantokapasiteetin muutokset ovat välttämättömiä, jotta kasvihuonekaasupäästöjä voidaan vähentää. Kasvihuonekaasupäästöjen vähentämiseen tähtäävien tavoitteiden ja toimien ohella muutoksia edesauttavat myös EU:n uusiutuvan energian tavoitteet ja niiden saavuttamiseksi käyttöön otetut tuet. Kysynnän muutoksiin voivat johtaa esimerkiksi muutokset lämmitystavoissa (lämpöpumput), sähköautojen lisääntyminen tai teollisuustuotannon muuttuminen.

Suomessa odotetaan tuulivoiman ja ydinvoiman osuuden kasvavan merkittävästi, ja näiden lisääntyvä osuus vaikuttaa sähköjärjestelmän joustavuuteen. Ydinvoimaa pyritään yleensä ajamaan kustannussyistä jatkuvasti täydellä teholla, ja tuulivoimatuotanto puolestaan riippuu tuulisuudesta kunakin hetkenä. Tuulivoiman osuuden odotetaan myös lisääntyvän merkittävästi muualla Pohjois-Euroopassa. Yhteisillä sähkömarkkinoilla myös tällä on merkitystä Suomen kannalta. Myös sähkön kysyntäkäyriin odotetaan muutoksia lähialueilla.

Tuotantokapasiteetin ja kysynnän muutoksista johtuen on ajankohtaista pohtia sähköjärjestelmän joustavuutta jatkossa. Tässä selvityksessä tarkastellaan Suomen sähköjärjestelmän joustavuutta ja keinoja sen ylläpitämiseksi vuoteen 2030 asti. Työn tavoitteena on arvioida, minkälaisia taloudellisia, ympäristö- ja yhteiskunnallisia vaikutuksia liittyy joustaviin sähköntuotantomuotoihin, joiden avulla sähkön tuotannon ja kysynnän tasapaino voidaan ylläpitää. Työn pääpaino on sähkön tuotannossa, mutta myös sähkön kysyntäjoustoa ja sähkön varastointia käsitellään suppeasti.

Selvityksessä ei ole erikseen tarkasteltu aurinkoenergiaa. Sen lisääminen tuo tuotantojärjestelmään vastaavaa satunnaisesti vaihtelevaa tuotantoa kuin tuulivoima, joskin vaihtelussa on myös säännönmukaisempia komponentteja. Kapasiteetin riittävyuden kannalta kriittisinä aikoina aurinkoenergiaa ei juuri ole saatavilla.

1.4 SELVITYKSEN SISÄLTÖ JA METODOLOGIA

Työssä käydään läpi keskeiset sähköjärjestelmän joustavuuteen ja sähköntuotannon ja kulutuksen tasapainoon liittyvät tekijät ja käsitteet. Tavoitteena on tuoda esille taustaa paitsi niille kysymyksille, joihin tämä raportti pyrkii vastaamaan, myös käydä läpi ne sähkön tuotannon ja kysynnän tasapainoon liittyvät aihepiirit, joita tässä raportissa ei käsitellä tarkemmin. Laajempi käsitteistön esittely on tarpeen, koska aihepiiriin liittyviä käsitteitä käytetään usein epätarkasti. Käsitteistön läpikäynti auttaa myös ymmärtämään työn rajauksia.

Tämän jälkeen tarkastellaan sähköjärjestelmän joustavuutta ja tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpitoa Suomessa nykytilassa ja sivutaan tilannetta lähialueilla sekä yhteisen sähkömarkkinan roolia sähkön tuotannon ja kysynnän tasapainon



Loppuraportti

10 (123)

8ETFG1R

ylläpidossa. Suomen osalta tarkastellaan tuotannon ja kulutuksen tasapainoa tiettyjen esimerkkiviikkojen aikana.

Selvityksessä käydään läpi keskeiset muutokset, joiden odotetaan vaikuttavan sähköjärjestelmän joustavuuteen vuoteen 2030 mennessä Suomessa, ja yhteisen sähkömarkkinan vaikutus Suomen tilanteeseen. Tuulivoiman vaihtelua ja säätövoiman tarvetta tulevaisuudessa tarkastellaan perustuen esimerkkiviikkojen antamaan informaatioon sekä odotettavissa oleviin muutoksiin sähkön tuotannossa. Selvityksessä esitellään myös viimeaikaiset arviot säätövoiman tarpeesta jatkossa.

Lopuksi arvioidaan erilaisia vaihtoehtoja sähköntuotannon joustavuuden ylläpitämiseksi. Vaihtoehtojen arvioinnissa käsitellään tuotantomuotojen säätöominaisuuksia, taloudellisia vaikutuksia sekä vaikutuksia ympäristöön ja yhteiskuntaan. Myös sähkön varastointia ja kysyntäjoustoa sekä niiden vaikutuksia käsitellään lyhyesti.



2 SÄHKÖN TUOTANNON JA KULUTUKSEN TASAPAINOON LIITTYVÄT KÄSITTEET

Tässä luvussa kuvataan sähkön tuotannon ja kulutuksen tasapainoon liittyvät käsitteet sekä tuodaan esille sähkömarkkinan ja järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan rooli tuotannon ja kulutuksen tasapainon ylläpidossa.

2.1 TAAJUUS, JOUSTAVUUS JA SÄHKÖTEHON RIITTÄVYYS

Sähköjärjestelmän taajuus kuvaa sähkön tuotannon ja kulutuksen välistä tasapainoa. Mitä paremmin tasapaino säilyy, sitä vähemmän verkon taajuus vaihtelee ja sitä parempi on sähkön laatu. Suomessa ja pohjoismaisessa sähköverkossa taajuuden sallitaan vaihdella 49,9 ja 50,1 Hz välillä. Mikäli verkon taajuus on alle nimellisarvon 50 Hz, on kulutus tuotantoa suurempi. Vastaavasti tuotanto on kulutusta suurempi verkon taajuuden ylittäessä sen nimellisarvon. **Taajuuden ylläpito** on kantaverkkoyhtiön vastuulla ja siinä hyödynnetään järjestelmäreservejä ja säätösähkömarkkinaa. Taajuuden ylläpidossa on kyse hetkellisestä tehotasapainosta.

Sähköjärjestelmän joustavuudella viitataan tässä selvityksessä sähköjärjestelmän kykyyn reagoida vaihteluihin sähkön tuotannossa ja kulutuksessa. Joustavuuden avulla voidaan varmistaa, että kulutuksen ja tuotannon tasapaino säilyy, vaikka kulutus tai tuotanto muuttuu. Joustavuus on epävirallinen käsite, jonka avulla käsitellään tässä selvityksessä etenkin tuulivoiman aiheuttamia haasteita sähköjärjestelmästä.

Joustavuutta sähköjärjestelmään tuovat voimalaitokset, joilla voidaan toteuttaa tehonmuutoksia, sähkön kysyntäjousto, sähkön varastointi ja sähkön siirtoyhteydet. Toisin kuin taajuuden säätö, sähköjärjestelmän kyky joustaa ei ole kantaverkkoyhtiön vastuulla. Sähköjärjestelmään joustavuutta tuovat voimalaitokset, kysyntäjousto ja varastointi ovat markkinatoimijoiden hallussa, ja niiden hyödyntäminen tapahtuu usein normaalisti sähkömarkkinan avulla, vaikka osa yksiköistä voi myös osallistua säätösähkömarkkinalle tai toimia osana järjestelmäreservejä.

Myös **sähkötehon riittävyys** kytkeytyy sähkön kysynnän ja tuotannon tasapainoon. Riittävyystä puhutaan kuitenkin lähinnä sähkön huippukulutustilanteiden yhteydessä.

Tämä selvitys keskittyy vaihtoehtoihin sähköjärjestelmän joustavuuden lisäämiseksi, ei taajuuden hetkelliseen ylläpitoon tai sähkötehon riittävyteen.

2.2 SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN JAOTTELU KÄYTTÖTAPAAN PERUSTUEN

Perusvoima, huippuvoima, varavoima ja säätövoima kuvaavat voimalaitoksen käyttötappaa. Käsitteillä perusvoima, huippuvoima ja varavoima ei ole enää ollut virallista roolia sähkömarkkinan avautumisen jälkeen. Käytännössä näitä käsitteitä



käytetään kuitenkin edelleen kuvaamaan voimalaitoksen käyttötapaa. Tuotantomuodon tyypillinen rooli sähköjärjestelmässä vaihtelee eri maiden ja sähkömarkkinoiden välillä riippuen alueen tuotantorakenteesta. Esimerkiksi hiililauhde on Suomessa usein huippuvoimaa, mutta esimerkiksi Saksassa perusvoimaa. Alla on mainittu esimerkkejä siitä, miten tuotantomuotoja Suomessa tyypillisesti hyödynnetään.

Perusvoimalla tarkoitetaan tuotantokapasiteettia, joka tuottaa melko tasaista ja ennakoitavaa sähkömäärää. Energiatarkastelussa voidaan jakaa tuotantokapasiteetti muuttuvien tuotantokustannusten ja ajojärjestyksen kannalta ensisijaiseen ja toissijaiseen eli perustuotantoon ja täydentävään tuotantoon. (TEM 2010) Perusvoimaa ovat esimerkiksi osa vesivoimasta ja yhdistetystä sähkön ja lämmöntuotannosta sekä ydinvoima.

Huippuvoima vesivoimalaitoksissa ja poikkeustilanteissa myös järjestelmäreserveinä olevilla öljykäyttöisillä kaasuturbiineilla koostuu voimalaitoksista, joiden vuotuinen käyttöaika on tyypillisesti lyhyt ja joita käytetään kulutushuippujen kattamiseen. Huonoina vesivuosina näiden laitosten käyttöaika voi kuitenkin olla pitempikin. (TEM 2010) Tyypillisesti huippuvoimaa tuotetaan hiili- ja öljylaitoksissa.

Varavoimalla korvataan pois käytöstä olevaa perusvoimaa esimerkiksi laitoksen vikaantuessa tai huollon aikana. Sama voimalaitos voi olla sekä vara- että huippuvoimaa. Nämä eroavat toisistaan käyttötarkoituksen osalta.

Säätövoimalla voidaan viitata säätömarkkinalle (ks. kappale 2.5.3) osallistuvaan tuotantoon, tai muuhun joustavaan tuotantokapasiteettiin, jonka avulla sähköntuotanto mukautuu esimerkiksi tuulivoiman vaihteluun tai kulutuksen arkipäivien ja viikonlopun väliseen vaihteluun.

Tässä selvityksessä käytetään säätövoiman ohella selkeyden vuoksi käsitteitä **tunnin sisäinen säätö, vuorokausisäätö ja viikon sisäinen säätö**. Viikon sisäinen säätö viittaa säätöön, jota hyödynnetään vuorokausien välisen tuotannon ja kulutuksen vaihtelun tasapainottamisessa. Vuorokausisäätö viittaa säätöön, jota hyödynnetään tuntien välisen kulutuksen tai tuotannon vaihtelun tasapainottamiseen.

Tunnin sisäinen säätö puolestaan viittaa säätöön, jota tarvitaan käyttötunnin sisäisten kulutuksen ja tuotannon vaihtelun tasapainottamiseen.

Viikon sisäinen säätö saadaan käyttöön sähkömarkkinan kautta. Tunnin sisäinen säätö on kantaverkkoyhtiön vastuulla, ja siinä hyödynnetään säätömarkkinaa ja reservejä. Tyypillisesti tunnin sisäistä säätövoimaa tuotetaan vesivoimalaitoksissa ja poikkeustilanteissa myös järjestelmäreserveinä olevilla öljykäyttöisillä kaasuturbiineilla. Vuorokausisäätöä tuotetaan vesivoiman ohella usein lauhdevoimalla tai sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Nämä soveltuvat myös viikon sisäiseen säätöön.



2.3 KYSYNNÄN HALLINTA JA KYSYNTÄJOUSTO

Kysyntäjoustopilla tarkoitetaan sähkön markkinahintaan reagoivaa sähkön kysyntää. (TEM 2010) Kysyntäjoustopo voi johtaa joko kysynnän siirtymiseen toiseen ajanhetkeen, jolloin sähkön hinta on alhaisempi, tai kysynnän poistumiseen kokonaan. Kysyntäjoustopoilla voi osallistua sähkömarkkinalle ja kysyntäjoustopo voi toimia myös osana Fingridin reservejä. Kysyntäjoustopon käytöstä ja tarpeesta merkittävä osa kohdistuu spot-markkinan lisäksi myös jälkimarkkinahan, säätö-/tasemarkkinahan ja reserveihin (jopa taajuuden säätöön).

Kysyntäjoustopo toteutuu esimerkiksi, kun teollisuuden tuotantolaitos siirtää tuotantoaan pois tunnilta jolloin sähkön hinta on korkealla. Kysyntäjoustopo on kannattava vaihtoehto, jos kyseinen toimija myy aiemmin ostamansa sähkön takaisin markkinalle tai jättää ostamasta hetkellisesti kallista spot-sähköä, ja sähkön arvo on suurempi kuin teollisuustuotannon siirtämisestä tai menettämisestä aiheutuvat menetykset.

2.4 SÄHKÖMARKKINAN TOIMINTA

Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska ovat muodostaneet yhteiset sähkömarkkinat vuodesta 2000 lähtien. Baltian maat ovat parhaillaan yhdyntymässä pohjoismaiseen sähkömarkkinahan. Pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla markkinahinta sähkölle muodostuu sähköpörssissä. Pörssikauppaa käyvät sähkön tuottajat, vähittäismyyjät sekä suuret sähkön käyttäjät. Sähkön tukkuhinta ratkeaa **NordPool Spotin Elspot-markkinalla**. Elspot-markkinalla sähköntuottajat tarjoavat tietyn määrän sähköä myytäväksi ja ilmoittavat, millä hinnalla ovat valmiit sen myymään. Ostajat puolestaan antavat tarjouksen, paljonko haluavat ostaa sähköä ja mihin hintaan. Tarjoukset on annettava joka päivä kello Suomen aikaan klo 13 mennessä. Osto- ja myyntitarjousten perusteella lasketaan kysyntä- ja tarjouksetkäyrät, joiden leikkauspisteessä määräytyy sähkön spot-hinta kullekin käyttötunnille.

Fyysisiin sähkömarkkinoihin kuuluu myös **Elbas-pörssimarkkina**, jossa kaupankäynti jatkuu jopa käyttötuntia edeltävälle tunnille. Elbas-markkinalla on mahdollista korjata tilannetta, kun esimerkiksi kulutusodotukset tai tuuliennuste muuttuvat. Elspot- ja Elbas-markkinoille voi tarjota sähkön tuotannon ohella myös kysynnän joustopoja.

Fyysisten markkinoiden viimeisessä kaupankäynnissä Fingrid ja muut järjestelmävastaavat kantaverkkoyritykset tasapainottavat käyttötunnin aikaisen tuotannon ja kulutuksen. Toimijat osallistuvat jättämällä tarjouksensa pohjoismaisille säätösähkömarkkinoille (ks. kappale 2.5.3).



2.5 TAAJUUDEN YLLÄPITO

2.5.1 Taajuuden ylläpidon reservityypit

Taajuuden ylläpidon takaavat reservit sähköjärjestelmässä voidaan jakaa kolmeen tyyppiin niiden käyttötarkoituksen mukaan (ENTSO-E 2012a):

- FCR frequency containment reserve - taajuuden vakautusreservit
 - o Tuotteita Suomessa: taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi
- taajuuden palautusreservit (Frequency Restoration Reserves, FRR)
 - o Tuotteita Suomessa: säätösähkömarkkinat, nopea häiriöreservi
- korvaavat reservit (Replacement Reserves, RR)

Taajuusohjatut vakautusreservit (FCR) ovat käytössä max kolmen minuutin aikana. Taajuuden palautusreservit (FRR) ovat käytössä max 15 min viiveellä. Esimerkkejä tilanteista, joissa reservejä tarvitaan, ovat suuren tuotantoyksikön tippuminen verkosta, verkonosan vikaantuminen tai tuuliennusteiden ja siten myös tuulivoiman tuotantoennusteen muuttuminen viime hetkellä.

Taajuudenvakautusreservien tarkoitus on nopeasti vakauttaa sähköjärjestelmän taajuus hyväksyttävälle tasolle. Vakauttamisen pitää tapahtua nopeasti, yleensä sekunneissa.

Taajuuden palautusreservit puolestaan palauttavat taajuuden hieman pitemmän ajan kuluessa. Tyypillisesti aikaa kuluu sekunneista viiteentoista minuuttiin.

Korvaavat reservit auttavat järjestelmävastaavaa valmistautumaan mahdollisiin lisähäiriöihin, mikäli muut reservit ovat jo osittain käytössä. Näin voi käydä esimerkiksi, kun markkinatoimijoiden ei ole mahdollista kompensoida ennusteiden epävarmuuksia kulutuksen tai tuulivoiman suhteen. (ENTSO-E 2012a)

Pohjoismaiden alueella on sovittu yhteisistä pelisäännöistä riittävien reservien takaamiseksi, ja reservejä myös hyödynnetään osittain yhdessä.

2.5.2 Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi sekä nopea häiriöreservi

Suomessa taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi ovat taajuuden vakautusreservejä (Frequency Containment Reserve, FCR). Taajuusohjattu käyttöreservi ja taajuusohjattu häiriöreservi ovat taajuudenmuutoksista automaattisesti aktivoituvia pätötehoreservejä. Ne ovat ns. pyörivää reserviä, jota ylläpidetään taajuuden vakautusta varten. (Fingrid Oyj 2012a)

Pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä (Suomi, Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska) ylläpidetään joka hetki yhteensä 600 MW taajuusohjattua käyttöreserviä normaalitilan taajuudensäätöä varten. Taajuusohjattua häiriöreserviä ylläpidetään niin paljon, että voimajärjestelmä kestää esim. suuren tuotantoyksikön irtoamisen verkosta ilman, että



pysyvä taajuuspoikkeama on suurempi kuin 0,5 Hz. Normaalissa käyttötilanteessa pohjoismaisessa yhteiskäyttäjärjestelmässä vaadittava hetkellinen häiriöreserviteho on noin 1200 MW, josta Suomen velvoite on noin 260 MW. (Fingrid Oyj 2012a)

Nopea häiriöreservi on manuaalisesti aktivoitavaa pätö- ja loistehoreserviä, mikä on aktivoitavissa 15 minuutissa. Nopea häiriöreservi luokitellaan myös taajuudenpalautusreserviksi (Frequency Restoration Reserve, FRR). Aktivoimisen jälkeen sähköjärjestelmä on palautettu sellaiseen tilaan, että se kestää uuden mahdollisen häiriön. Yhteispohjoismaisessa verkossa kullakin maalla on oltava nopeaa häiriöreserviä oman maansa mitoittavaa vikatapausta vastaava määrä, mikä Suomen osalta on normaalisti noin 880 MW. Toisin kuin taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin kohdalla, kyseisiä voimalaitoksia tai irtikytkettäviä kuormia ei voida hyödyntää normaalisti sähkömarkkinalla, vaan ne on varattava Fingridin käyttöön. (Fingrid Oyj 2012a)

Kunkin maan kantaverkkoyhtiö hankkii reserviosuutensa parhaaksi katsomallaan tavalla.

Taulukko 2.1 on kuvattu, miten Fingridin reserviosuudet muodostuvat. Reservinhaltijoiden osallistuminen reservin ylläpitoon on täysin vapaaehtoista toimintaa Fingridin maksamien korvausten pohjalta.

Taulukko 2.1 Reservikäytössä oleva kapasiteetti 2012 (Fingrid Oyj)

Reservi	Käytettävissä oleva kapasiteetti	Tarve
Taajuusohjattu käyttöreservi (50,1-49,9 Hz)	Voimalaitokset, vuosihankinta 73 MW Voimalaitokset, tuntimarkkinat 58 MW Viipurin DC-linkki 100 MW Viro, Estlink 50 MW	n. 140 MW *)
Taajuusohjattu häiriöreservi (49,9-49,5 Hz)	Voimalaitokset, vuosihankinta 347 MW Voimalaitokset, tuntimarkkinat 269 MW Irtikytkettävät kuormat 40 MW	n. 260 MW**)
Nopea häiriöreservi (manuaalisesti aktivoitava)	Fingridin varavoimalaitokset 615 MW Käyttösopimuslaitokset 213 MW Irtikytkettävät kuormat 405 MW	n. 880 MW***)

*) Pohjoismaissa yhteensä 600 MW, mikä jaetaan Pohjoismaiden kesken vuosittain vuosienergioiden suhteessa

***) Pohjoismaiden suurinta mitoittavaa vikaa vastaava määrä jaetaan Pohjoismaiden kesken viikoittain mitoittavien vikojen suhteessa

****) Mitoittavaa vikaa vastaava määrä

Pohjoismaissa taajuuden palautusreservejä ovat säätösähkömarkkinan kautta käyttöön saatava tuotanto sekä uusi automaattinen taajuudenpalautusreservi, joka ollaan ottamassa käyttöön koska taajuuden laatu on heikentynyt viime vuosina. Säätösähkömarkkinan toimintaa esitellään tarkemmin seuraavassa kappaleessa. Pohjoismaissa ei ole korvaaviksi reserveiksi (Replacement Reserves, RR)



luokiteltavia reservejä. Pohjoismaisella sähkömarkkinalla päivän sisäinen markkina toimii hyvin, ja näin ollen korvaaville reserveille ei ole ollut tarvetta.

2.5.3 Säätosähkömarkkina

Säätosähkömarkkinoilla tuotannon ja kuorman haltijat voivat antaa säätötarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan. Säätötarjouksia voi antaa kaikista resursseista, jotka kykenevät toteuttamaan 10 MW tehonmuutoksen 15 minuutin kuluessa. Tarjoukset annetaan Fingridille viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia.

Fingridin ylläpitämät säätosähkömarkkinat ovat osa pohjoismaisia säätosähkömarkkinoita. Kaikista säätötarjouksista laaditaan pohjoismainen säätötarjouslista asettamalla tarjoukset hintajärjestykseen.

Alassäätö tarkoittaa joko tuotannon vähentämistä tai kuorman lisäämistä. Siinä toimija ostaa sähköä Fingridiltä. Ylössäätö puolestaan tarkoittaa joko tuotannon lisäämistä tai kuorman vähentämistä. Siinä toimija myy sähköä Fingridille.

Säätosähkön hinnat määräytyvät pohjoismaisilla säätosähkömarkkinoilla sovittujen säätöjen perusteella. Jokaiselle käyttötunnille määritetään ylös- ja alassäätöhinta seuraavasti (Fingrid Oyj 2012c):

- Ylössäätöhinta on kalleimman käytetyn ylössäätötarjouksen hinta, kuitenkin vähintään Elspot FIN (Nord Pool Spotin hinta-alue Suomen hinta)
- Alassäätöhinta on halvimman käytetyn alassäätötarjouksen hinta, kuitenkin enintään Nord Pool Spotin hinta-alue Suomen hinta (Elspot FIN)

Ylössäädön hinnat ovat kyseisellä käyttötunnilla aina korkeammat kuin hinta-alueen tukkumarkkinahinta, mikä tekee säätömarkkinasta houkuttelevan sähkön tuottajille. Vuonna 2011 NordPool Spotin Suomen hinta-alueen keskihinta oli 49,3 €/MWh, kun säätosähkön keskihinta oli 53,85 €/MWh. Vastaavasti vuonna 2010 NordPool Spotin Suomen hinta-alueen keskihinta oli 56,64 €/MWh, kun säätosähkön keskihinta oli 61,06 €/MWh. Säätosähkön kysynnän kasvulla on nostava vaikutus säätosähkön hintaan.

2.6 SÄHKÖN KULUTUSHUIPPUJEN KATTAMINEN

Suomessa sähkön vuosittaiset kulutushuiput esiintyvät talvella kylminä pakkaspäivinä. Kolmen viime talven aikana Suomen kulutushuippu on saavuttanut seuraavat lukemat: 14 320 MW tammikuussa 2010, 14 804 MW helmikuussa 2011 ja 14 304 MW helmikuussa 2012. (Fingrid Oyj 2012b) Kotimaisella sähköntuotantokapasiteetilla ei pystytä kattamaan sähkön kulutushuippuja, vaan



Suomi on riippuvainen sähkön tuonnista. Sähköntuotantokapasiteetiksi huippukuormituskaudella 2012 on arvioitu 13 400 MW¹. (SVT 2012)

2.6.1 Tehoreservijärjestelmä

Korkean kulutuksen aikainen kysyntä pyritään kuten muinakin aikoina kattamaan normaalisti markkinatarjonnalla. Mikäli tarjoukset eivät riitä Pohjoismaisessa sähköpörssissä kattamaan kysyntää, vajeus hoidetaan tehoreservijärjestelmän avulla.

Tehoreservin avulla voidaan turvata sähkön toimitusvarmuus Suomessa sähköjärjestelmän kireissä tilanteissa. Tehoreservinä voivat toimia sekä voimalaitokset että talvesta 2013/14 alkaen myös sähkön kulutuksen joustoon kykenevät kohteet. Tehoreservistä järjestetään tarjouskilpailu, ja Energiamarkkinavirasto valitsee tarjotuista kohteista tehoreserviksi valittavat yksiköt.

Talvikaudella 1.12.–28.2. tehoreservin piiriin kuuluvien yksiköiden käynnistysaika saa olla enintään kaksitoista tuntia. Tuottajille maksetaan korvausta yksiköiden pitämisestä käynnistysvalmiudessa. Tehoreservijärjestelmän piiriin kuuluvien yksiköiden käyttöä muihin tarkoituksiin on rajoitettu.

Periaatteena on, että Suomen tai muiden Pohjoismaiden tehoreservilaitoksia hyödynnetään, mikäli tarjoukset eivät riitä Pohjoismaisella markkinalla. Laitokset voidaan myös käynnistää Fingridin pyynnöstä. Käytännössä tehoreservijärjestelmää on hyödynnetty harvoin, koska markkinatarjonta riittää yleensä kattamaan sähkön kysynnän pohjoismaisella sähkömarkkinalla. Vuonna 2010 tehoreservin piirissä olevaa tuotantoa käytettiin 21 tunnin aikana yhteensä teholla 1633 MWh/h ja vuonna 2011 tuotantoa käytettiin 3 tunnin aikana yhteensä teholla 3 MWh/h. Vuonna 2012 tehoreservijärjestelmää ei ollut hyödynnetty 19.9. mennessä.

¹Sähköntuotantokapasiteettiin huippukuormituskaudella viittaa kovien pakkasten ja huonon vesitilanteen aikana yhtä aikaa käytettävissä olevaan (netto)tehoon, joka pystytään tuottamaan yhden tunnin ajan Suomessa. Raportissa on esillä myös koneistojen nimellistehona ilmoitettu tuotantokapasiteetti. Koneistojen nimellistehon avulla ei voida arvioida, paljonko sähköä voidaan maksimissaan tuottaa Suomessa.



3 SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUS NYKYTILASSA

3.1 SÄHKÖNTUOTANTO

3.1.1 Sähköntuotantomuotojen säätöominaisuudet

Voimalaitosten säätöominaisuuksiin vaikuttavat minimiteho, jolla voimalaitosta voidaan ajaa, käynnistysnopeus ja nopeus, jolla tehonmuutoksia voidaan toteuttaa (lämpövoima taulukossa 3.1 ja vesivoima taulukossa 3.2). Taulukoissa on esitelty voimalaitosten tyypillisiä säätöominaisuuksia.

Taulukoista nähdään, että nopeimmin käynnistettävissä ovat kaasuturbiinit ja moottorit. **Moottorien** tehonmuutosnopeus on selkeästi suurin ja niiden minimiteho on alhainen. Myös **höyry- ja kombivoimalaitosta** voidaan hyödyntää sähköntuotannon suhteellisen nopeassa lisäämisessä, mikäli ne ovat jo käynnissä, ja toimivat vajeateholla. Hitaammat tehonmuutokset ovat mahdollisia myös **ydinvoimalla**, mutta niitä ei voida toteuttaa jatkuvasti.

Taulukko 3.1 Lämpövoimalaitosten säätöominaisuudet

Ominaisuudet	Höyry-voimalaitos	Kombi-voimalaitos	Kaasu-turbiini	Moottori	Ydinvoima
Tyypillinen yksikkökoko					
MWe	600 - 900	60 - 400	10 - 300	1-20	1000 - 1600
Hyötysuhde					
<i>vanha</i>	40 %	50 %	32 %	45 %	33 %
<i>uusi (max)</i>	47 %	61 %	38 %	48 %	37 %
Käynnistysajat					
<i> kylmäkäynnistys </i>	5-10 h	2-3 h	10 min	15 min	2 vrk
<i> lämmin käynnistys </i>	3-5 h	1-1,5 h	10 min	15 min	1 vrk * 8 – 16 h, 60->100 %
<i> kuuma käynnistys </i>	1,3-2,5 h	0,5-1 h	10 min	5 min	2 - 4 h
Minimiteho	40 %	40-50 %	50 % **	30 % **	(15 -)30 %
Tehonmuutosnopeus	3-6 %/min	4-6 %/min	5-10%/min	25%/min	

* useiden tuntien seisokin jälkeen

** Typpioksidipäästöjen raja-arvo ylittyy ajettaessa alempia tehoja. Tekninen minimiteho on n. 10 %.

Lauhdevoimalaitosten käynnistysajat vaihtelevat paljon laitoksen edellisestä käytöstä kuluneen ajan mukaan (kylmäkäynnistys tai lämminkäynnistys). Lämpimän laitoksen käynnistys onnistuu usein parissa tunnissa. Seisovien laitosten käynnistysajat ovat huomattavasti pidempiä (pääsääntöisesti yli kymmenen tuntia). Mikäli laitoksen käynnistysvalmiuden ylläpidosta ei ole huolehdittu, voi laitoksen tuotantoon saanti kestää kuukausia. (Holmgren 2008, Kuusinen 2002, Sederlund 2002)



Taulukko 3.2 Vesivoimalaitosten säätöominaisuudet

Ominaisuudet	Pumpputurbiini-yksikkö	Vesivoima
Hyötysuhde		
<i>vanha</i>	66 %	87 %
<i>uusi</i>	70 %	92 %
Käynnistysajat		
<i>Kylmäkäynnistys</i>	5 – 10 minuuttia	n/a
<i>Lämmin käynnistys</i>	30 sekuntia	1 – 2 minuuttia
<i>Kuuma käynnistys</i>	1 – 2 sekuntia	1 – 2 sekuntia
Minimiteho	5 – 20 %	15 – 20 %
Tehonmuutosnopeus	suuri	suuri

Pumppuvoimayksikkö = yksi pumpputurbiini; kylmäkäynnistys = pumppaustilasta tuotantoon; lämmin käynnistys = seisovasta tilasta tuotantoon; kuuma käynnistys = turbiini jo pyörimässä

Uusien hiilivoimalaitosten säätöominaisuuksia ollaan parhaillaan kehittämässä mm. minimitehon osalta, jossa tavoitteena on n. 20 % osakuorma-ajo mm. epäsuoran hiilenjauhatustyöjärjestelmän ja polttoainejoustavien polttimen avulla. Kehitteillä on myös teknisiä ratkaisuja, jotka sallivat pääkomponenteille suurempia lämpötilannostonopeuksia sekä ratkaisuja, joilla pääkomponenttien lämpötila saadaan pidettyä ylhäällä pysäytysten aikana. **Moottorien** tekniset säätöominaisuudet ovat ylivoimaisia muihin lämpövoimalaitoksiin verrattuna. Moottorivoimalaitosten korkeahkot huoltokustannukset jäävät säätövoimahankkeissa kohtuullisiksi, kun sovellusten elinikäinen käyttöaika jää alle 50 000 h. Tällöin kallein huoltovaihe jää kokonaan pois.

Sähkön ja lämmön yhteistuotannolle CHP, (Combined Heat and Power) on vaikea esittää tyypillisiä tehonmuutosnopeuksia monimuotoisen laitokannan vuoksi. Kun sähkötehoa lasketaan tai nostetaan, tapahtuu lämpötehossa päinvastainen muutos, olettaen, että polttoaineteho pysyy vakiona. Väliottolauhdutuslaitoksissa voidaan sähkötehoa muuttaa myös lämpötehon pysyessä ennallaan. CHP-tuotannon suuri etu toimia reservinä on sen suuri energiapotentiaali. Yhteistuotannon etuna säätökäytössä on, että myös pitkä yhtämittainen tehonsäätö on mahdollista, sillä laitokset ovat joka tapauksessa käytössä lämmöntuotannon tarpeen johdosta. Toisaalta säätömahdollisuudet kaukolämmön yhteistuotantolaitoksilla vaihtelevat vuodenajan ja lämpötilan mukaan.

Yhteistuotannon leijukerroskattiloiden minimiteho-ominaisuudet ovat luontaisesti varsin hyvät, sillä leijukerrospolto on prosessina stabiili. Pysäytyksissä leijukerroskattiloiden lämpimänäpito-ominaisuudet ovat erinomaiset leijukerroskattilan suuren lämpövaraston vuoksi. Leijukerroskattilat ovat lieriökattiloita, mikä lisää niiden lämpö- ja höyryvarastoa nopeitakin porrasmaisia tehonmuutoksia varten. Tällaiset tehonmuutokset ovat tyypillisiä teollisuuden yhteistuotannossa.



Ydinvoimaa on teknisesti mahdollista käyttää säätöön molemmilla suomalaisten ydinvoimayksiköiden reaktorityypeillä; painevesireaktorilla ja kiehutusvesireaktorilla. Säätömahdollisuuksia on kuitenkin rajoitettu Säteilyturvakeskuksen vahvistamalla turvallisuusteknisillä käyttöehdoilla.

Ydinvoimalaitoksen säätökäytössä tuotetun tehon määrää muutetaan vaikuttamalla reaktiivisuuteen eli käytännössä ydinfissioiden määrään. Painevesireaktorin reaktiivisuutta säädetään säätösauvoilla ja reaktoriveden booripitoisuudella. Kiehutusvesireaktorin reaktiivisuutta säädetään säätösauvoilla ja reaktorivettä kierrättävillä pumpuilla.

Eräät fissioreaktoreiden tekniset ominaisuudet rajoittavat ydinvoiman säätökäyttöä. Mahdollisten muutosten nopeutta rajoittava tekijä, ns. ksenonmyrkytys vaikuttaa sydämen tehojakauman stabiilisuuteen. Tehonmuutosten jälkeen ksenonin tasapaino saavutetaan noin 40 tunnissa. Tämä rajoittaa tehonmuutosmahdollisuuksia erityisesti polttoaineen latausjakson lopussa.

Uudet ydinvoimalaitokset on mahdollista suunnitella paremmin säätöön soveltuviksi kuin vanhat.

Vesivoiman säätöominaisuudet ovat erinomaiset muihin tuotantomuotoihin verrattuna. Sähköntuotantomuodoista vesivoima soveltuu parhaiten säätötehtävään, erityisesti kaikkein nopeimpaan säätöön. Tuntitason ja sitä nopeammassa säädössä vesivoima on ylivoimaisesti edullisin vaihtoehto. Pääosa päivittäisten kulutuserojen tasaamisesta hoidetaan vesivoimalla. Suomen vesivoimakapasiteetti on kuitenkin vain osittain käytettävissä nopeaan säätöön, sillä siihen tarvitaan tehokasta lyhytaikaissäännöstelyä ja riittäviä vesivarastoja.

Säätömahdollisuudet riippuvat vesitilanteesta, vuodenajasta, vesistöstä ja turbiinityypistä. Säätö aiheuttaa vedenpinnan korkeuden muutoksia alapuolisessa vesistössä ja säätömahdollisuuksiin vaikuttavat säännöstelyn lupaehdot, jotka rajoittavat vedenpinnan muutoksia ja virtaamaa. Myös jokivoimalla voidaan säätää, mutta sen säätöominaisuudet eivät ole yhtä hyvät kuin allasvesivoiman. Jokivoiman säätökäyttöä voidaan edistää koko vesistön käytön optimoinnilla.

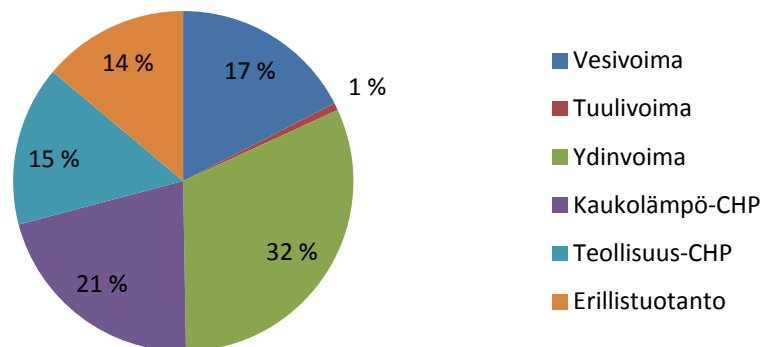
3.1.2 Kotimainen sähköntuotantokapasiteetti ja sen joustavuus

Suomen sähköntuotantorakenne on monipuolinen verrattuna moneen muuhun maahan. Vesivoimalla, ydinvoimalla, sähkön ja lämmön yhteistuotannolla sekä lauhdevoimalla katetaan merkittävä osuus sähkön hankinnasta. Kansainvälisesti erityistä on myös sähkön ja lämmön yhteistuotannon keskeinen rooli tuotantorakenteessa.

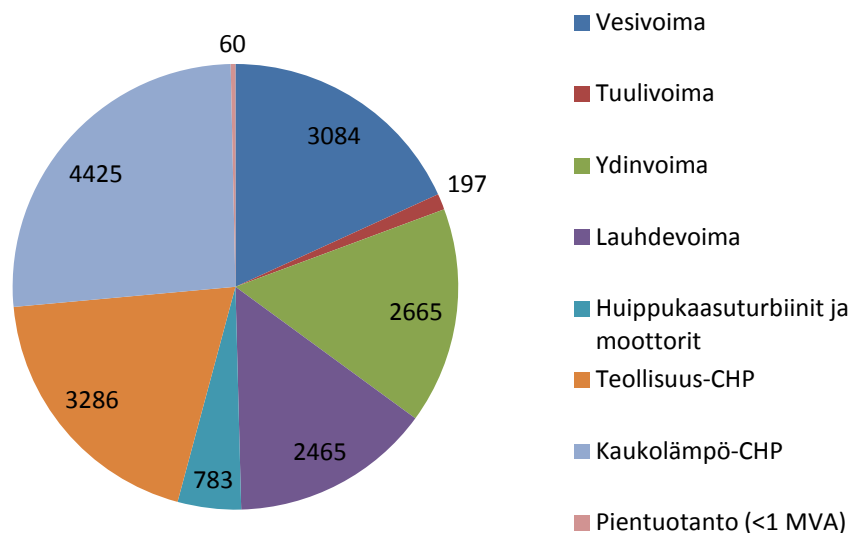
Sähkön kokonaishankinnasta kotimaisen tuotannon osuus on ollut viime vuosina 80–88 %, loppuosa on katettu tuonnilla.

Lämpövoiman osuus Suomen sähköntuotannosta on ollut viime vuosina tyypillisesti hieman yli puolet, vuonna 2011 osuus oli 53 %. Vuonna 2011 yhteistuotannon osuus sähköntuotannosta oli 36 %. Tuulivoiman osuus on vielä vähäinen.

Lauhdevoimalaitosten käyttöaste vaihtelee vuosittain merkittävästi. Kun vesivoimaa on vähän saatavissa pohjoismaisella sähkömarkkinalla, lauhdevoiman käyttö lisääntyy. Vastaavasti hyvinä vesivuosina lauhteen käyttötarve vähenee. Vuosina 2009–2011 lauhdevoiman osuus vaihteli 13 ja 18 %:n välillä sähköntuotannosta. Kuva 3.1 ja Kuva 3.2 on esitetty Suomen sähköntuotanto ja – kapasiteetti tuotantomuodoittain.



Kuva 3.1 Sähköntuotanto tuotantomuodoittain 2011. Sähköä tuotettiin Suomessa yhteensä 70,4 TWh (SVT 2012)



Kuva 3.2 Sähköntuotantokapasiteetti, koneistojen nimellistehot 1.1.2012. Kokonaiskapasiteetti oli 16 965 MW (SVT 2012)

3.1.2.1 Lämpövoima

Lämpövoiman osuus Suomen sähköntuotannosta on ollut viime vuosina tyypillisesti hieman yli puolet, vuonna 2011 tasan 50 %. Vuonna 2011 28 % lämpövoimalla



tuotetusta sähköstä oli tuotettu erillistuotantona, ja 72 % sähkön ja lämmön yhteistuotantona.

3.1.2.2 **Lauhdevoima**

Lauhdevoimalaitosten käyttöaste vaihtelee vuosittain merkittävästi. Kun vesivoimaa on vähän saatavissa pohjoismaisella sähkömarkkinalla, lauhdevoiman käyttö lisääntyy. Vastaavasti hyvinä vesivuosina lauhteen käyttötarve vähenee. Vuosina 2009–2011 lauhdevoiman osuus vaihteli 13 ja 18 %:n välillä sähköntuotannosta.

Suomen lauhdevoimalaitokset perustuvat hiilen tai turpeen poltinpolttoon ja useimmat ovat iältään varsin vanhoja. Naantalin yksiköt (3 x n.110 MWe) on rakennettu 1960–1970-luvuilla ja Inkoon yksiköt (4 x 250 MWe) kaikki 1970-luvulla. Länsirannikon voimalaitokset Tahkoluoto, Kristiina ja Vaskiluoto (3 x n. 240 MWe) valmistuivat alun perin myös 1970-luvulla, mutta niitä on uusittu myöhemmin. Haapaveden turvevoimalaitos (150 MWe) valmistui 1980-luvun lopulla ja Meri-Porin hiilivoimalaitos 1990-luvun alussa. Suomen lauhdetuotantokapasiteetti kokonaisuudessaan on n. 3500 MWe. Taulukko 3.3 on esitetty Suomen poltinpolttolaitokset.

Taulukko 3.3 Suomen poltinpolttolaitokset (ÅF)

Laitos	Polttoaine	Kapasiteetti	Valm.(rev.)	Tuotantotapa
Mussalo1	hiili	75	1966	CHP (ei tuotannossa)
Mussalo 2	kaasu	238	1973	lauhde (ei tuotannossa)
Kristiina 1	öljy	210	1974	lauhde (tehoreservi)
Kristiina 2	hiili	242	1989	lauhde
Tahkoluoto	hiili	235	1976	lauhde
Vaskiluoto 2	hiili	230	1997	CHP
Vaskiluoto 3	öljy	160	1972	CHP (tehoreservi)
Naantali 1	hiili	115	1960	lauhde
Naantali 2	hiili	110	1964	CHP
Naantali 3	hiili	110	1972	CHP
Inkoo 1	hiili	250	1974	lauhde
Inkoo 2	hiili	250	1975	lauhde
Inkoo 3	hiili	250	1976	lauhde (tehoreservi)
Inkoo 4	hiili	250	1978	lauhde (ei tuotannossa)
Meri-Pori	hiili	560	1994	lauhde
Haapavesi	turve+puu	155	1989	lauhde
Kymijärvi	hiili	138	1976	CHP
Hanasaari B	hiili	228 (2x114)	1974	CHP
Salmisaari B	hiili	160	1984	CHP
Martinlaakso 1	kaasu	180 (60+120)	1975	CHP (LCP opt-out)
Martinlaakso	hiili	80	1982	CHP
Suomenoja 1	hiili	242 (80+162)	1977	CHP
Haapaniemi 2	turve	180 (60+120)	1982	CHP

Laitosten käyttötuntimäärät vaihtelevat, mutta teknistä elinikää on vielä kaikilla huomattavan paljon jäljellä. Lauhdelaitoksia voidaan siten hyödyntää esimerkiksi säätö-, huippu- ja varavoimana.



Kaksi Naantalin yksiköistä on muutettu kaukolämmön ja prosessihöyryn yhteistuotantoon soveltuviksi 1980-luvulla. Vaskiluodon voimalaitos on muutettu kaukolämmön tuotantoon soveltuvaksi. Vaskiluotoon rakennetaan parhaillaan biopolttoaineiden kaasutuslinjaa, jonka avulla noin kolmannes polttoainetehosta on mahdollista tuottaa biopolttoaineilla.

Lauhdetuotantokapasiteetin tuotantoarvoa uhkaa vuoden 2016 alusta voimaan tuleva IE-direktiivi (IE, Industrial Emissions), joka edellyttää parhaan käyttökelpoisen tekniikan (Best, Available Technology, BAT) mukaista päästöjen rajoittamista myös vanhoilta laitoksilta. Osalle laitoksista kyseiset vaatimukset edellyttävät uutta rikinpoistolaitosta tai rikinpoistolaitoksen uusimista sekä useimmille uusia typen poistokatalyyttejä. IE-direktiivin sopeuttamismenettely vapauttaa toimijat BAT-tason päästövaatimuksista, mikäli yksiköiden tuotantomääriä rajoitetaan (esim. alle 1500 h/v tai max. 17 500 h). Laitosten haltijat joutuvat harkitsemaan, onko kannattavaa investoida päästörajojen saavuttamiseksi, vai tulisiko laitos sulkea tai rajoittaa sen käyttöä.

3.1.2.3 **Kaukolämmön yhteistuotanto**

Kaukolämmön yhteistuotannon osuus Suomen sähköntuotannosta on varsin suuri, vuonna 2011 21 %. Asumisen lämmöntarpeesta puolet tuotetaan kaukolämmön avulla. Käytännössä lähes kaikki kaupunkialueilla oleva lämmönkulutus on liitetty kaukolämpöverkkoihin.

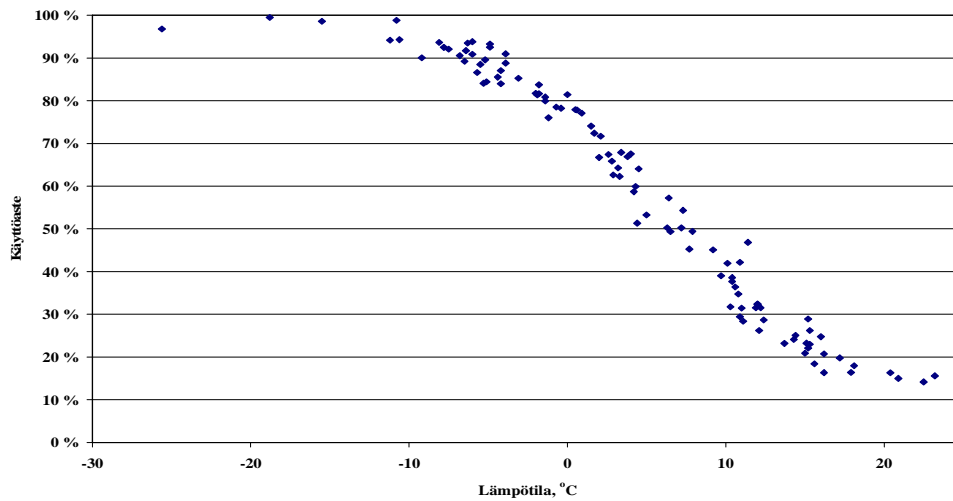
Kaukolämmön tuotanto perustuu lähes kokonaan lämpövoimalaitosten ja lämpökeskusten käyttöön eli polttoaineiden hyödyntämiseen primäärienergiana. Jonkin verran on otettu käyttöön lämpöpumppuja liittyen jätevesien lämmön talteenottoon tai kaukokylmän tuottamiseen. Sellaista suurta roolia kuin Tukholmassa, jossa merkittävä osa kaukolämmöstä tuotetaan lämpöpumpuilla, ei lämpöpumpputuotannolla Suomessa kuitenkaan vielä ole.

Yhteistuotantoteknologia on kehittynyt Suomessa varsin tehokkaaksi. Yhteistuotannossa on mahdollista hyödyntää monia erilaisia polttoaineita. Yhdistetyn tuotannon tyypillinen kokonaishyötysuhde on n. 90 %. Maakaasun käyttöön perustuvissa kombivoimalaitoksissa (esimerkiksi pääkaupunkiseudulla Vuosaari A ja B sekä Suomenoja) sähköä voidaan tuottaa lähes yhtä paljon kuin lämpöä. Rakennusaste eli sähkön tuotannon suhde lämmön tuotantoon on tällöin 0,9–1. Höyryvoimalaitoksissa rakennusaste on suurimmissa tuotantoyksiköissä hieman yli 0,5. Pienimmissä tuotantolaitoksissa rakennusaste jää huomattavasti alemmas eli tasolle 0,3. Suurimpiin tuotantolaitoksiin on taloudellisesti kannattavampaa rakentaa tehokkaampia prosessiratkaisuja kuten höyryn välitulustuspiiri.

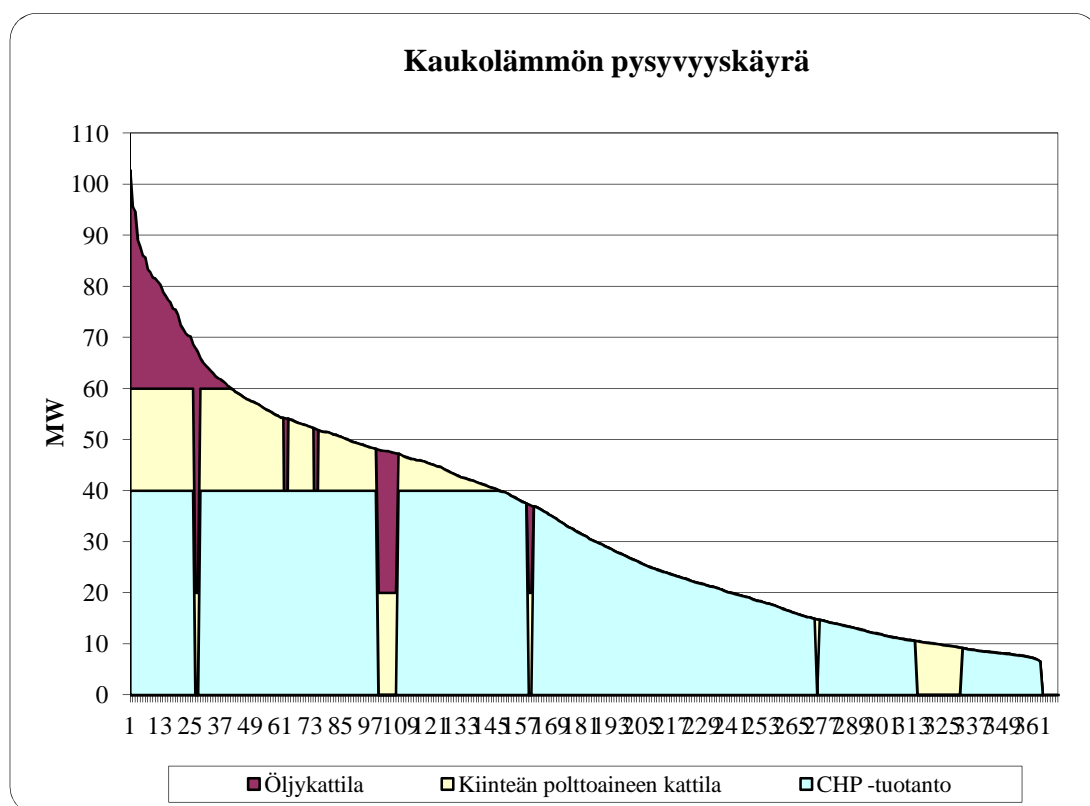
Kaukolämmön tuotannolle on tyypillistä, että laitosten pitää pystyä ajamaan erilaisille tehoilla kaukolämmön kulutuksen vaihdellessa. Kesätilanteessa on usein tyypillistä, että kaukolämmön kulutus jää niin pieneksi, että tuotantolaitos pitää pysäyttää, koska sen minimikapasiteettikin olisi liian suuri. Tästä syystä suurin osa CHP-tuotannosta ei



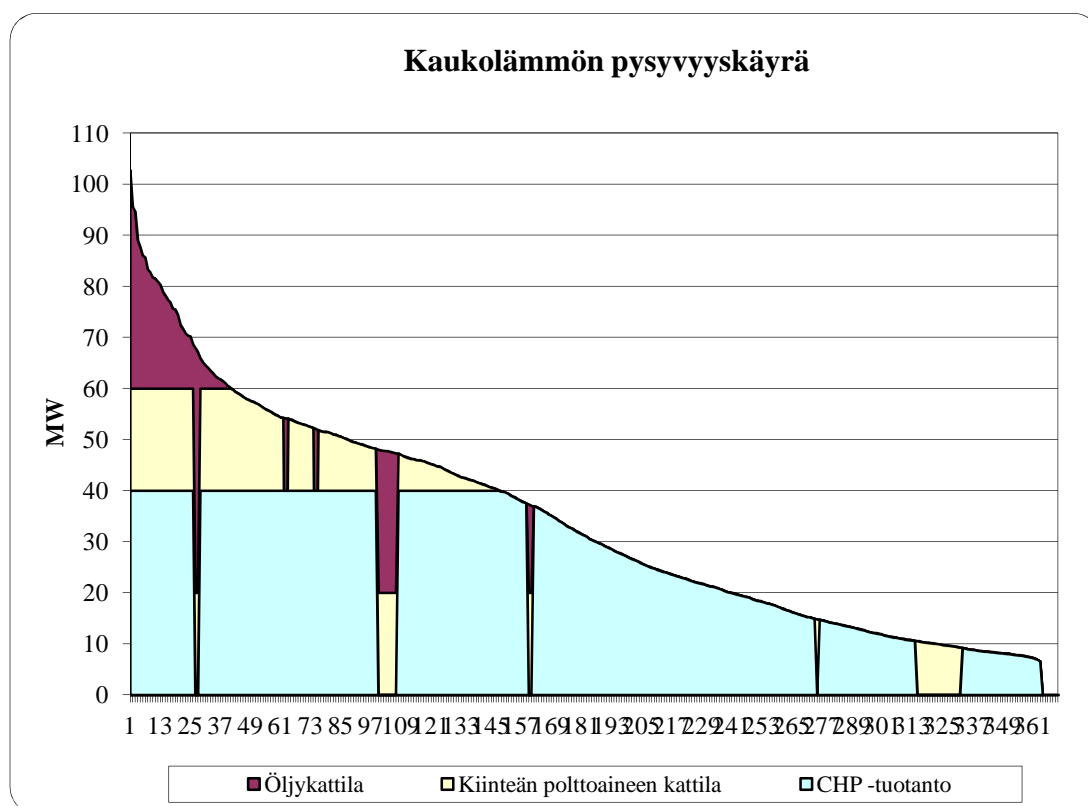
ole ollenkaan käytössä keskikesällä. Kuva 3.3 on esitetty kaukolämpövoimaloiden käyttöasteet eri lämpötiloissa Suomessa.



Kuva 3.3 Kaukolämpövoiman käyttöaste eri lämpötiloissa vuosien 2003–2005 (kesäkuu) viikkotilastojen perusteella Suomessa (Heikkinen & Järvinen 2006)



Kuva 3.4 on esitetty tyypillinen kaukolämmön tuotannon pysyvyyskäyrä ja sen tuotannon jakautuminen erilaisiin tuotantolajeihin. Pisimmän käyttöajan saa edullisin tuotantomuoto eli yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto. Sen jälkeen tuotantomuotona voi olla kiinteän polttoaineen lämpökattila. Lyhyin käyttöaika jää kalleimmille polttoaineille kuten öljy ja maakaasu, joiden investointi puolestaan on halvin. Yhdistetyn tuotannon lämpökapasiteetti mitoitetaan tyypillisesti noin 50–60 %:n tehoosuudelle maksimitilanteen kulutuksesta.



Kuva 3.4 Esimerkki kaukolämpötuotannon pysyvyyskäyrästä. (ÅF)

Yhteistuotannon mahdollisuus osallistua sähköntuotannon säätökapasiteetin tuottamiseen on rajoittunut sen toimiessa maksimiteholla. Myös kesäaikaan voi olla tilanteita, joissa yhteistuotantoa ei kannata käyttää tai voida käyttää esim. huoltoseisokkien vuoksi.

Monilla CHP-laitoksilla on mahdollisuus tuottaa sähköä riippumatta lämmönkulutustilanteesta joko apujäähdytystä tai niin sanottua lauhdehantaa hyödyntämällä. Suurimmissa kaukolämpöverkoissa on mahdollista varastoida kaukolämpöä suuriin vesisäiliöihin eli kaukolämpöakkuihin. Oulussa kaukolämpöakkuna toimii kallioluola, joka toimi ennen nestemäisen polttoaineen varmuusvarastona.

Yleensä yhteistuotantolaitosten tuotantoa ajetaan ensisijaisesti sen mukaan, että lämpöä tuotetaan kullakin hetkellä tarvittava määrä. Kaukolämpöakku tuo joustoa tuotantokapasiteetin käyttöön. Varastoimalla yhteistuotannossa syntyvää lämpöenergiaa pystytään sähköntuotannon ja kaukolämmön välistä riippuvuutta pienentämään. Kun sähkön tarve lisääntyy, voidaan yhteistuotannolla tuotettua lämpöä varastoida kaukolämpöakkuun. Myöhemmin lämpövarasto puretaan käytettäväksi. Lyhytaikaisia lämpövarastoja on käytössä Suomessa useita ja lyhytaikaisessa käytössä niiden energiahyötysuhde on yli 90 %. Taulukko 3.4 on esitetty Suomen nykyiset lämpövarastot.



Taulukko 3.4 Nykyiset lämpövarastot Suomessa. Tilavuus, kapasiteetti ja maksimiteho viittaavat lämmön varastointimahdollisuuteen. (Alanen et al, 2003)

	Tilavuus (m ³)	Kapasiteetti (MWh)	Maksimiteho (MW)	Pää- polttoaine	Käyttöön- ottovuosi
Otaniemi ¹	500	20	10	Kaasu	1974
Oulu	15 000	80	80	Turve	1985
Oulu (kallio)	190 000	10 000	80	Turve	1996
Lahti	10 000	450	40	Hiili	1985
Lahti	200	9	1	Kaasu	1989
Naanatali	15 000	690	82	Hiili	1987
Helsinki					
Salmisaari ²	2*10 000	1 000	130	Hiili	1987
Helsinki					
Vuosaari	26 000	1 400	130	Kaasu	1997
Saarijärvi	350	21	3	Turve	1988
Kouvola	10 000	420	72	Kaasu	1988
Hämeenlinna ²	10 000	320	50	Hiili	1988
Hyvinkää	10 000	350	50	Kaasu	1988
Vantaa ³	20 000	900	50	Hiili	1990
Rovaniemi	10 000	450	30	Turve	1998
Turku ⁴				Hiili, biomassa	2002

¹ paineistettu, ² kytkentä lämmönsiirtimellä, ³ muutettu vanhasta öljy säiliöstä, ⁴ muutettu vanhasta kaasukellosta

Kattilatekniikka perustuu uudemmissa kiinteälle polttoaineelle suunnitelluissa CHP-laitoksissa useimmiten leijukerros polttoon. Leijukerros poltto mahdollistaa monien polttoainevaihtoehtojen käytön. Sen sijaan 1970- ja 1980-luvuilla rakennetut CHP-voimalaitokset perustuvat hiilen tai turpeen poltin polttoon. Tällaisia hiiltä käyttäviä poltin polttolaitoksia ovat mm. Hanasaari B, Salmisaari ja Kymijärvi. Leijukerros teknologia oli näitä laitoksia rakennettaessa vasta kehitysvaiheessa.

Jätteen polttoon tarkoitetuissa CHP-laitoksissa käytetään erityissovelluksina arinakattiloita (Turku, Ekokem, Kotka ja Oulu) ja kaasutusta polton esivaiheena (Lahti).

Kaukolämmön yhteistuotantokapasiteetti muodostuu erilaisista ja eri-ikäisistä yksiköistä, joiden käyttöä optimoidaan jatkuvasti mm. kaukolämmön tarpeen, sähkön ja polttoaineiden hinnan vaihteluiden mukaan.

Kaukolämmön yhteistuotantokapasiteetti Suomessa on 4425 MWe.



3.1.2.4 *Teollisuuden yhteistuotanto*

Teollisuuden yhteistuotannon osuus Suomen sähköntuotannosta vaihtelee teollisuustuotteiden markkinavaihtelun seurauksena. Vuonna 2011 teollisuuden yhteistuotannon osuus sähköntuotannosta oli 15 %. Teollisuuden lämmönkulutus perustuu tyypillisesti prosessihöyryn käyttöön, ja höyryn kulutus on luonteeltaan tasaista ympärivuotisesti. Teollisuuden vastapainevoiman tuottaminen tapahtuu yleisesti lämmöntuotannon ehdoilla ja se on luonteeltaan sekundäärinen tuote. Teollisuuden sähköntuotannon määrää voidaan kuitenkin lisätä ja sen arvoa säätömarkkinoilla voidaan nostaa monin eri keinoin. Tämänsuuntainen kehitys on alkanut jo voimakkaammin Ruotsin metsäteollisuudessa.

Höyryn varastointi on teknisesti vaikeaa. Teollisuuden höyryakkuina toimivat painevesisäiliöt, joiden avulla höyryä on mahdollista tuottaa laskemalla säiliön painetta. Tällöin osa vedestä höyrystyy. Teollisuuden höyryakuista saadaan höyryä valmistusprosessiin. Varastointi on kaukolämmön varastointiin verrattuna huomattavasti kalliimpaa, minkä vuoksi höyryakkuja rakennetaan vain hyvin lyhyttä käyttötarvetta kuten esimerkiksi paperikoneen käynnistysvaihetta tai muuta tilapäistä prosessimuutosta varten. Tyypillisesti höyryakun varastokapasiteetti on noin 15 minuuttia.

Rakennusaste teollisuuden CHP-tuotannossa on merkittävästi alempi kuin kaukolämmön tuotannossa, sillä höyryturbiinin vastapaine on höyryntuotannossa korkeampi kuin kaukolämmön tuotannossa. Tämä johtaa höyryn lyhyempään paisunta-aikaan. Soodakattiloiden osalta lisärajoituksen muodostaa erittäin korrodoiva polttoaine, joka rajoittaa kattilan tuottaman höyryn maksimilämpötilaa ja -painetta.

Teollisuuden yhteistuotanto perustuu suurelta osin leijukerroskattiloiden ja soodakattiloiden käyttöön. Jonkin verran käytetään myös kaasuturbiineja ja öljykattiloita. Soodakattiloiden tuotantoon liittyvä rakennusaste on varsin alhainen eli 0,2–0,25. Kiinteän polttoaineen kattiloiden osalta rakennusaste on tyypillisesti noin 0,3.

Teollisuuden yhteistuotantolaitosten kannattavuuskriteerit ovat kiinteän polttoaineen kattiloiden suunnittelussa ja optimoinnissa usein kovempia kuin kaukolämmöntuotannossa, lähinnä teollisuustuotannon epävarmuuksien vuoksi. Osittain myös tästä syystä johtuen teollisuuden yhteistuotantoon jää enemmän kehityspotentiaaleja kuin kaukolämmön yhteistuotantoon. Varsin merkittäviä mahdollisuuksia liittyy soodakattiloiden rakennusasteiden nostoon (sähkömäärälisä 10 %) ja suurten höyryakkujen rakentamiseen kallioperään. lämpöakut lisäävät sähköntuotannon säätömahdollisuutta.

Metsäteollisuuden yhteistuotantolaitokset voivat säätövoiman tuottamisen ohella toimia varastointikelpoisten polttoainejalosteiden tuottajana. Jalostettu polttoaine toimii haketta tai muuta jalostamatonta biopolttoainetta taloudellisempänä energiavarastona. Yhteistuotantolaitokset soveltuvat erityisen hyvin biopolttoaineiden jalostukseen, sillä niiden sijainti on kuljetuslogistiikan kannalta optimaalinen ja niillä on pitkä käyttöaika. Polttoainejalostus voidaan edullisesti ja lähes häviöttömästi

integroida yhteistuotantolaitoksiin. Lisäksi teollisuusprosessin hukkalämpöjä voidaan hyödyntää puun kuivaukseen ennen esimerkiksi paahtopelletiksi tai pyrolyysiöljyksi jatkoprosessointia.

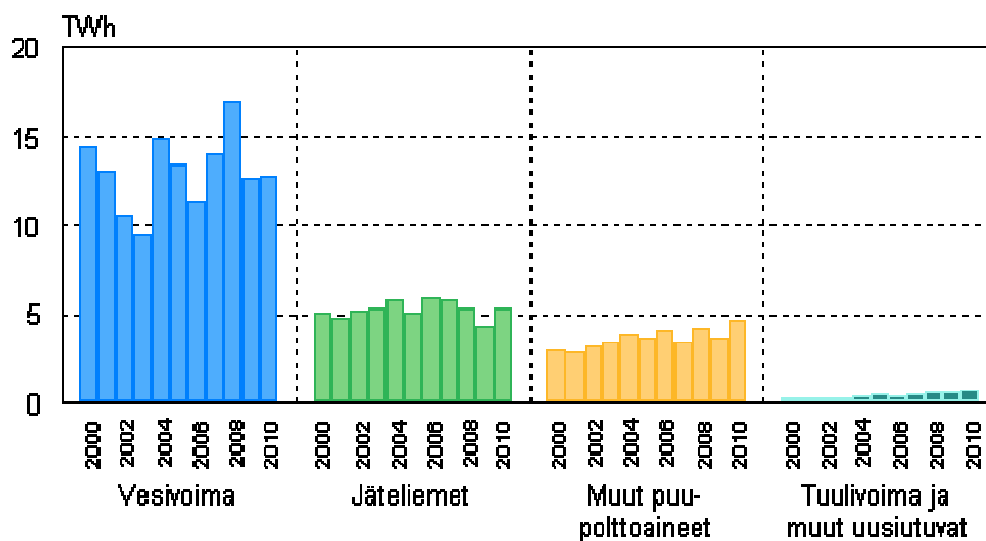
Teollisuuden yhteistuotantokapasiteetti Suomessa on n. 3 286 MWe.

3.1.2.5 Kaasuturbiinit

Huippukaasuturbiinien tuotantomäärät ovat olleet varsin alhaisia eli noin 0,1 % Suomen sähköntuotannosta, sillä niitä hyödynnetään lähinnä järjestelmäreserveinä. Huippukaasuturbiinien ja moottorien kapasiteetti Suomessa on 783 MWe, josta Fingridin omistuksessa on 615 MWe. Fingridin Forssan varavoimalaitoksen valmistuessa syksyllä 2012 kaasuturbiinikapasiteetti kasvaa 300 MWe:a.

3.1.2.6 Vesivoima

Suomen nykyinen rakennettu vesivoimakapasiteetti on n. 3 100 MW ja keskivesivuoden energiantuotanto noin 13 100 GWh. Vesivoiman tuotanto vaihtelee vesivuosien mukaan, kuten Kuva 3.5 käy ilmi.



Kuva 3.5 Sähkön tuotantotrendit eri uusiutuvilla energialähteillä (SVT 2011)

Vesivoima on säädettävyydeltään erittäin hyvä tuotantomuoto. Vesivoimalaitoksen täyteen tehoon saamiseen kuluu aikaa yleisesti ottaen muutama minuutti. Esimerkiksi Kemijoella seisova kone saadaan täyteen tehoon 3–5 minuutissa ja käyvä kone minimistä täyteen tehoon 1–3 minuutissa.

Suomessa valtaosa vesivoimaloista on jokivoimalaitoksia, joiden juoksutuksen säätely on rajallista pienten patoaltaiden vuoksi. Näin ollen jokivoimalaitokset pystyvät suureen tehonsäätöön enimmillään vain muutamia tunteja kerrallaan. Pitkän yhtämittaisen säädön päätteeksi joudutaan odottamaan jokialtaiden täyttymistä, jonka jälkeen laitos on jälleen kykenevä säätöön. (Holmgren 2008, Sederlund 2002)



Sopivalla virtaamatasolla ja riittävän hyvillä tuotantotarve-ennusteilla päästään nykyisellään tehokasta voimalaitosketjun optimointimallia käyttäen jatkuvaankin tehokkaaseen säätöön aivan kulutusvaihteluita vastaten. Suomessahan tehonsäätö on tehty pääasiallisesti tähän sopivilla jokivoimalaitoksilla. Ongelmana ovat varastoaltaiden riittämättömyydestä johtuvat runsaan virtaaman ja toisaalta hyvin pienen virtaaman ajat sekä tulevaisuudessa kenties tuotanto-/säätötarpeen nykyistä huonompi ennustettavuus. (Kemijoki Oy 2012)

Jokivoimaloille on tyypillistä suuri veden virtaaman vuosittainen vaihtelu. Mikäli vesivoimalan sähköntuotantoa halutaan kontrolloida kulutuksen mukaan, tarvitsee voimalaitos riittävän suuren säännöstelyaltaan veden varastointiin. (Holmgren 2008, Partanen 2007)

Vesivoiman tehosäätelyn tapahtuessa aina nollasta nimellistehoon ulottuvalla alueella, on tärkeää, että voimalan hyötysuhde pysyy hyvänä koko säätöalueella Kaplan-turbiinit soveltuvat tähän erittäin hyvin. Kaplan-turbiini säilyttää hyvän hyötysuhteensa pienilläkin osatehoilla, sillä turbiinin juoksupyörän siipiä voidaan säätää. Säädöstä aiheutuva koneiston kuluminen sekä hukkaenergia ovat siis vähäisiä. Kaplan-turbiinin kaltaisen, mutta edullisemmän potkuriturbiinin hyötysuhde heikkenee huomattavasti pienillä osatehoilla. Kaplan-turbiinit ovat yleisesti käytössä Suomen vesivoimaloissa. (Holmgren 2008, Partanen 2007)

Vesioikeuden lupa rajoittaa Vesivoimalan säännöstelymahdollisuuksia. Lupa määrittää voimalaitoksen vedenpinnan minimi- ja maksimikorkeudet sekä mahdollisesti myös vähimmäisjuoksutuksen määrän. Suomessa esiintyy normaalisti kaksi huippua tulovirtaamalle vuoden aikana; toinen syksyllä ja toinen keväällä. Yleisesti kevään tulovirtaama on näistä suurempi. (Holmgren 2008, Sederlund 2002)

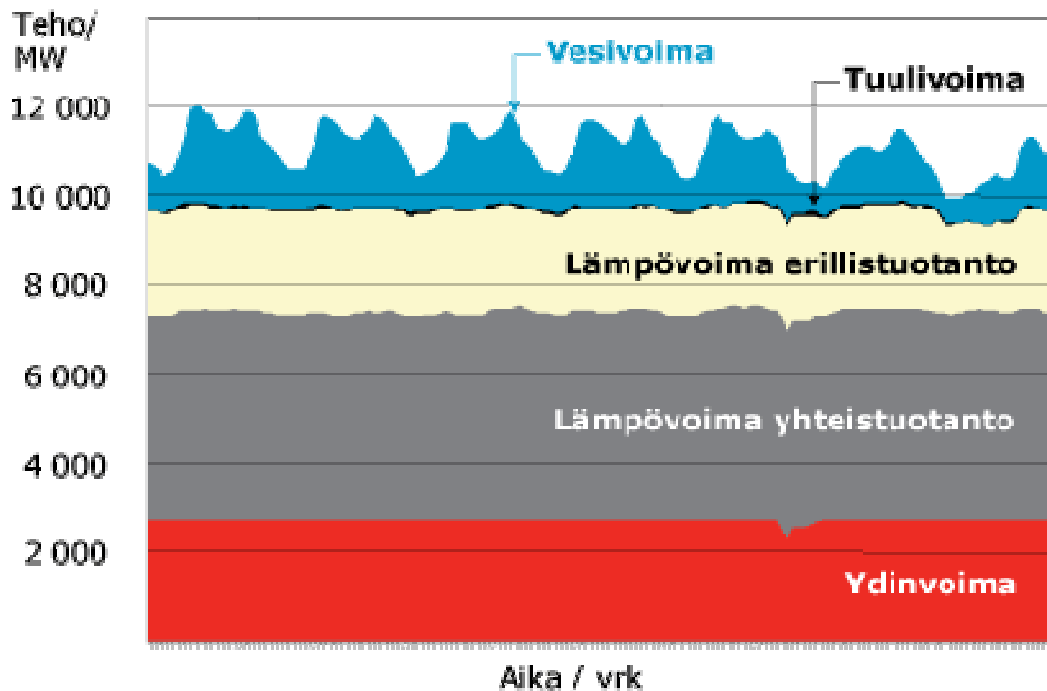
Vesivoimayhtiöt rajoittavat myös vapaaehtoisesti vedenkorkeuksien vaihtelua säännöstelyrajoja tiukemmin, etenkin kesän lomakaudella, mikä rajoittaa käytettävissä olevaa säätökapasiteettia.

Säätöön pystyvään vesivoimaan lasketaan Suomessa noin kaksi kolmannesta vesivoiman koko kapasiteettista eli vesivoiman säätötehoksi arvioidaan kaikkiaan noin 2000 MW.

Vuorokausisäätö

Sähköntuotantomuodoista vesivoima soveltuu parhaiten säätötehtävään, erityisesti kaikkein nopeimpaan säätöön. Tuntitason ja sitä nopeammassa säädössä se on käytännössä ylivoimaisesti edullisin vaihtoehto. Pääosa päivittäisten kulutuserojen tasaamisesta hoidetaan vesivoimalla. Suomen vesivoimakapasiteetti on kuitenkin vain osittain käytettävissä nopeaan säätöön, sillä siihen tarvitaan tehokasta lyhytaikaisäännöstelyä ja riittäviä vesivarastoja. Liian vähäisen säännöstelykapasiteetin vuoksi vuorokausisäätöä joudutaan tuomaan ulkomailta erityisesti tulva-aikana.

Vuorokausisäädön tarve esimerkkiviikolla 5 vuonna 2010 oli keskimäärin noin 2 000 MW, mikä pystyttiin hoitamaan pääosin vesivoimalla. Säättötarve on esitetty Kuva 3.6.



Kuva 3.6 Vuorokausisäädön tarve viikolla 5 vuonna 2010. (Kemijoki Oy 2012)

Nopea säätö

Pohjoismaisen sähköjärjestelmän tehotasapainon jatkuvaan, automaattiseen ylläpitoon käytetään taajuudensäätöä. Tätä varten kantaverkkoyhtiöt ovat velvoitettuja hankkimaan tietyn määrän taajuusohjattua käyttöreserviä. Sähköntuotantojärjestelmän toimintavarmuuden ylläpitämisessä vesivoiman ominaisuudet ovat ylivoimaiset. Vesivoimalla voidaan häiriötilanteisiin reagoida muutamassa sekunnissa. Lisäksi vesivoima on alueellisesti hajautettua tuotantoa, mikä lisää sen toimintavarmuutta. Suomen veloitteesta vesivoimalla katetaankin noin 85 prosenttia. Lisäksi äkilliset häiriötilanteet hoidetaan 90 prosenttisesti vesivoimalla.

3.1.2.7 Ydinvoima

Ydinenergia on suurin yksittäinen energialähde Suomen sähköntuotannossa. Yhteensä ydinvoimalaitokset tuottivat sähköenergiaa 22,6 TWh vuonna 2011 ja ydinvoiman osuus sähköntuotannosta oli 32 %.

Suomessa on neljä ydinvoimayksikköä, joiden yhteenlaskettu teho on 2 700 MW. Lisäksi Suomessa on käynnissä uuden ydinvoimalaitoksen, Teollisuuden Voima Oyj:n

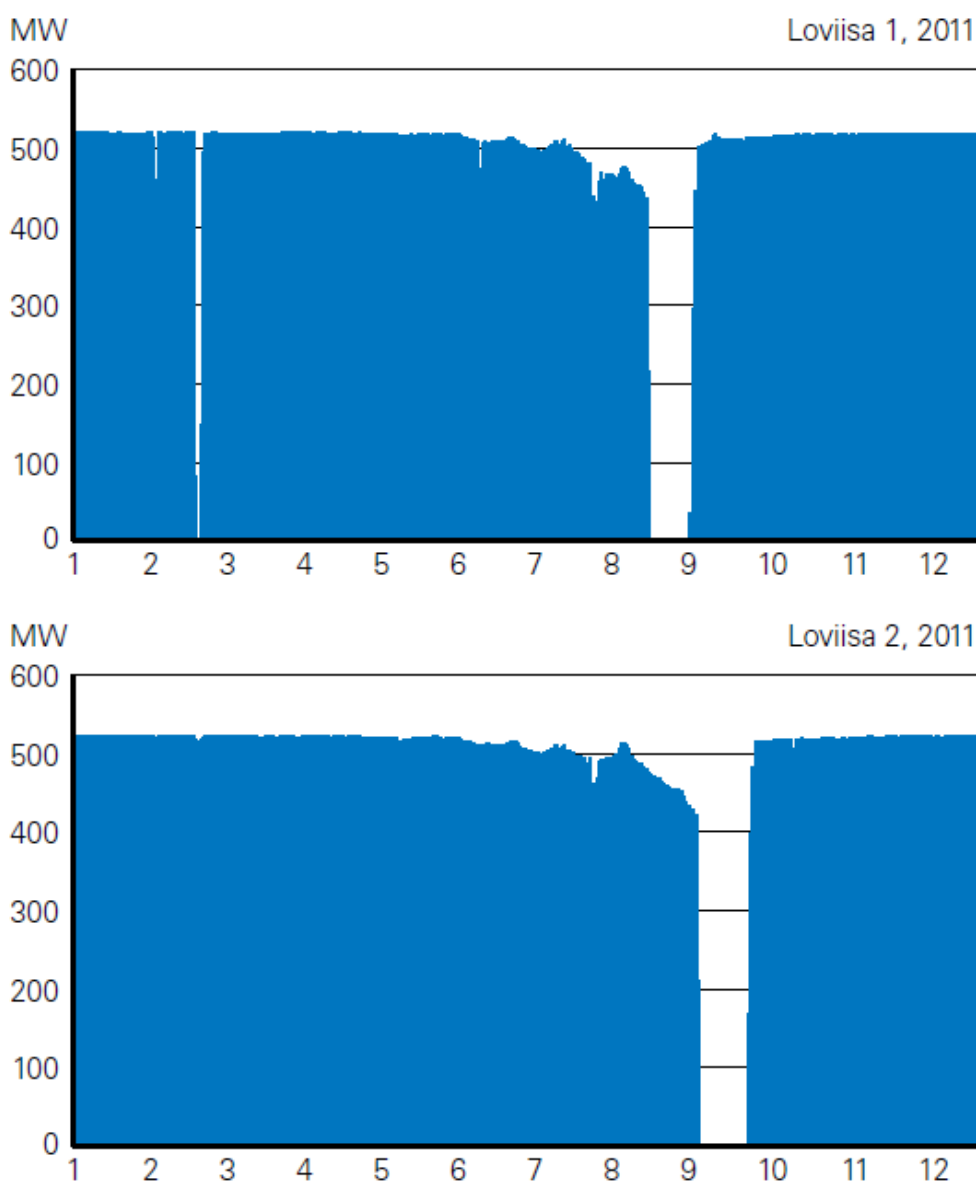


Olkiluoto 3:n, rakentamisprosessi. Nykyiset ydinvoimalaitokset sijaitsevat Loviisassa ja Olkiluodossa, kummassakin kaksi yksikköä.

Fortum Power and Heat Oy omistaa Loviisan Hästholmenissa sijaitsevat kaksi ydinvoimalaitosyksikköä. Loviisa 1 otettiin kaupalliseen käyttöön vuonna 1977 ja Loviisa 2 vuonna 1981. Loviisan voimalaitosyksiköt ovat VVER-440 tyyppisiä painevesireaktoreita. Molempien laitosyksikköjen nettosähköteho on 490 MWe.

Teollisuuden Voima Oy omistaa Eurajoen Olkiluodossa sijaitsevat kaksi laitosyksikköä. Olkiluoto 1 otettiin kaupalliseen käyttöön vuonna 1979 ja Olkiluoto 2 vuonna 1982. TVO:n ydinvoimalaitosyksiköt Olkiluoto 1 ja Olkiluoto 2 (OL1 ja OL2) ovat identtisiä ja ne on varustettu kiehutusvesireaktorilla. Laitosyksiköt ovat ruotsalaisen AB Asea Atomin (nykyisin Westinghouse Electric Sweden AB) toimittamia. Molempien laitosyksiköiden nettosähköteho on 840 MWe.

Ydinvoimalaitosten korkeat investointikustannukset ja pienet käyttökustannukset ohjaavat mahdollisimman maksimaaliseen tuotantoon. Säätokäyttö onkin Suomessa ollut vähäistä, lähinnä satunnaista kesäajan viikonloppusäätöä. *Kuva 3.7* on esitetty Loviisan yksiköiden tehokäyrät vuodelta 2011 esimerkkinä ydinvoiman ajotavasta Suomessa. Eräissä ydinvoimamaissa (Saksa, Ranska, Japani) säätöön on käytetty myös ydinvoimaa muun paremmin säätöön sopivan tuotantokapasiteetin puuttuessa.



Kuva 3.7 Loviisan laitosesiköiden keskimääräinen vuorokautinen bruttosähkötöteho vuonna 2011. (STUK 2011)

Suomen nykyiset ydinvoimayksiköt on suunniteltu tasaiseen tehoajoon ja tästä syystä niiden säätömahdollisuudet ovat pienemmät kuin uusien laitostyyppien. Laitoksia on kokemusten mukaan säädetty 1–2 % nimellistehosta minuutissa. Pitkäaikaisten tehonalennusten jälkeen tehonnosto täydelle teholle joudutaan tekemään pienemmällä nostonopeudella.

Ydinlaitosten käyttöä rytmittävä säännöllisesti ajoittuva vuosihuolto polttoaineenvaihtoineen vähentää niiden mahdollisuutta osallistua säätöön. Huollot on Suomessa ajoitettu kesäkauteen ja siten, että eri laitosten seisokit eivät satu päällekkäin. Vuosihuollot kestävät yleensä noin viikosta kuukauteen. Lyhyissä



vuosihuolloissa vaihdetaan polttoaine ja tehdään vain keskeisimmät tarkastukset ja huoltotoimet. Laajat muutos- ja korjaustyöt ajoitetaan mahdollisuuksien mukaan pitkiin huoltoihin, joissa myös reaktorin sisäosia poistetaan paikaltaan ja esimerkiksi reaktoripaineastia voidaan tarkastaa.

Ydinvoimayksiköiden polttoainelataus suunnitellaan siten, että reaktorin käyttö on taloudellista ja samaan aikaan turvallisuusmarginaalit ovat riittävän suuret. Polttoaineesta pyritään saamaan mahdollisimman paljon energiaa, jolloin myös syntyy vähemmän jätettä, koska polttoaine riittää pidemmäksi aikaa.

Useat tehonmuutokset aiheuttavat sen, että polttoainetta ei käytetä optimaalisesti. On myös muistettava, että mikä tahansa muutos tuotantotehoon lisää häiriötapahtumien riskiä ja voi johtaa ei-toivottuihin seisokkeihin. Laitosten turvallisuustekniset käyttöehdot eivät nykyään mahdollista laitosten jatkuvaa osallistumista säätöön.

3.1.2.8 Tuulivoima

Suomessa on toistaiseksi vasta vähän tuulivoimaa. Tuulivoimakapasiteetti oli 220 MW kesäkuussa 2012. (VTT 2012)

Nykyiset tuulivoimalat pystyvät aktiiviseen pätö- ja loistehon säätöön puiston käytönvalvontajärjestelmän avulla. Tuulivoimalan tehoa voidaan säätää kolmella eri tavalla. Nämä tavat ovat passiivisakkaus, aktiivisakkaus ja lapakulmasäätö.

- **Passiivisakkausta** käytetään kiinteälapaisilla tuulivoimaloilla. Kun tuulen nopeus kasvaa, kasvaa myös tuulen kohtauskulma. Passiivisakkaus on vanhin ja yksinkertaisin menetelmä tuulivoimalan tehonsäätöön, eikä sitä enää juurikaan käytetä.
- **Lapakulmasäädössä** muutetaan lapojen asentoa siten, että hyötysuhde pienenee. Lapakulmasäätö on nykyisin yleisin tapa säätää tuulivoimaloiden tehoa.
- **Aktiivisakkaus** muistuttaa passiivisakkausta, mutta lapakulmaa muuttamalla voidaan säätää sakkauksen määrää, jolloin tuotanto kovilla tuulennopeuksilla on tasaisempaa kuin passiivisakkauksella. Lavan kulmaa säädetään eri suuntaan kuin lapakulmasäädössä.

Alassäätämisen lisäksi myös ylössäätäminen tuulivoimalla on jossain määrin mahdollista, jos tuulivoimaloiden tuotanto on ensin rajoitettu. Ylössäätäminen vaatii hyvät ja vakaat tuuliolosuhteet. Toinen mahdollisuus ylössäädön toteuttamiseen on käyttää hetkellisesti hyväksi laitoksien roottoreiden pyörimisenergiaa. Roottoreiden inertiaa hyödyntämällä voimalat voivat osallistua hetkellisesti taajuuden tukemiseen.

Jotta tuulivoimalan saa liittää verkkoon, siltä edellytetään tiettyjä säätöominaisuuksia. Kantaverkkoyhtiö Fingrid vaatii mm. seuraavia ominaisuuksia yli 10 MVA:n tuulivoimapuistoilta (Fingrid Oyj 2011).



- Tuulivoimalaitoksen on pystyttävä säätämään pätötehon tuotannon ylärajaa. Säädettävällä ylärajalla voidaan tarvittaessa varmistaa, että pätötehotuotanto ei ylitä määriteltyä tasoa.
- Tuulivoimalaitoksen pätötehon tuotannon nostonopeutta on pystyttävä rajoittamaan siten, että tehonmuutosnopeuden on oltava mahdollista ainakin nopeudelle 10 % nimellistehosta minuutissa.
- Tuulivoimalaitoksen pätötehon tuotanto on pystyttävä säätämään alaspäin 100 prosentista 20 prosenttiin nimellistehosta alle viidessä sekunnissa.

Myös pienempiä tuulipuistoja koskevat erilaiset verkko-operaattoreiden järjestelmätekniset vaatimukset. Suomen nykyinen tuulivoimakapasiteetti on rakennettu ennen kuin yllä olevat Fingridin vaatimukset tulivat voimaan, ja on mahdollista, että joiltain osin voimalat eivät täytä vaatimuksia. Osittain jo nykyinenkin tuulivoimakapasiteetti tarjoaa mahdollisuuksia säätöön.

3.1.3 Viikon sisäinen ja vuorokausisäätö tarkastelluilla aikajaksoilla

Sähköntuotantomuotojen ajotapaa ja joustavuutta sekä tuulivoimatuotannon vaihtelua tarkasteltiin neljän esimerkkijakson avulla. Tilastotieto jaksoista on saatu Energiateollisuus ry:ltä. Viikot on valittu edustamaan sähköntuotannon ja sähkön säädön kannalta haastavia viikkoja. Näiden viikkojen avulla pyritään havainnollistamaan tuulivoiman huomattavasta lisäämisestä aiheutuvaa muutoksen suuruutta ja sen vaikutuksia sähköjärjestelmälle.

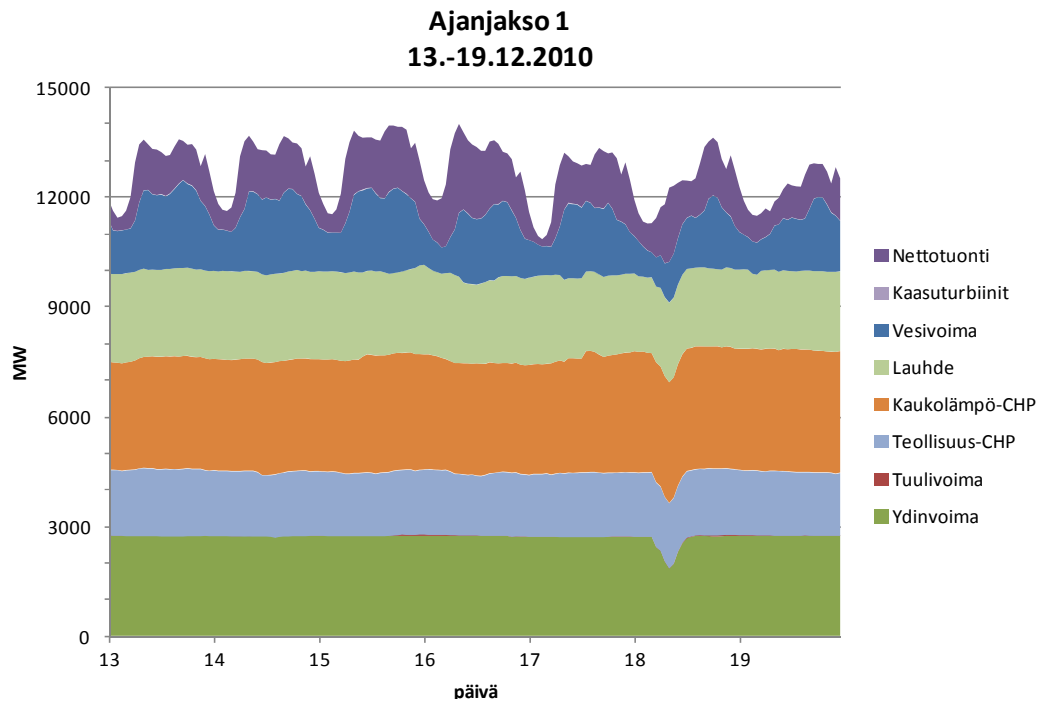
Ajanjaksot ovat seuraavat:

- 13.-19.12.2010, 1 vko
- 14.-20.2.2011, 1 vko
- 13.-26.2.2012, 2 vko
- 14.-20.5.2012, 1 vko

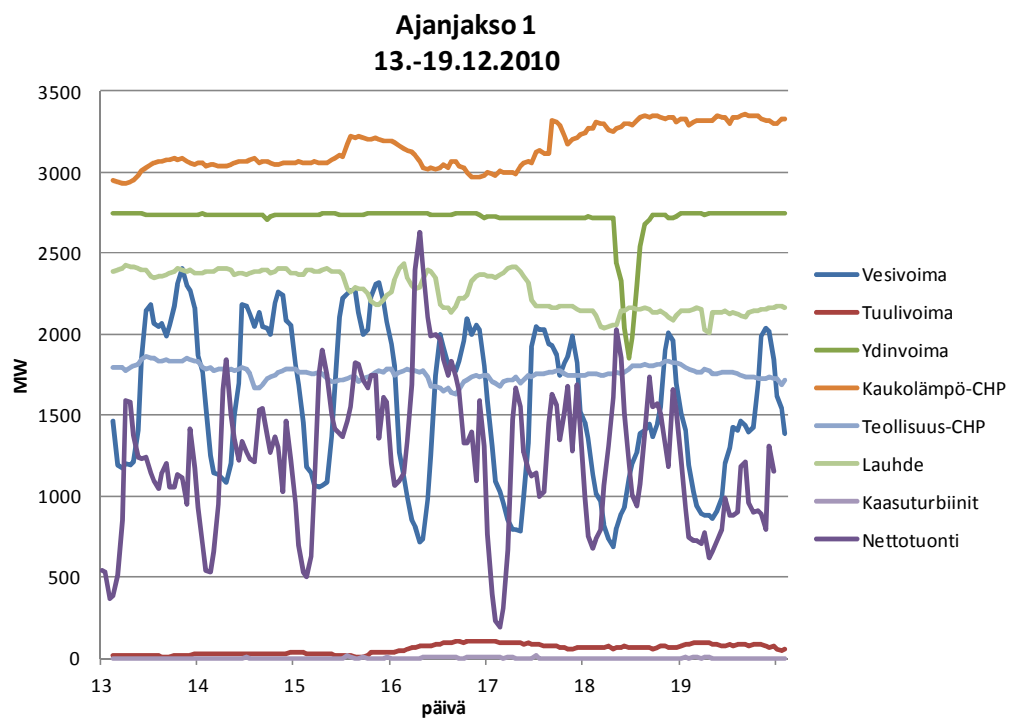
Ajanjaksojen sähköntuotanto ja nettotuonti käy ilmi Kuva 3.8–Kuva 3.15. Kaikkien ajanjaksot havainnollistavat seuraavaa:

- teollisuuden yhteistuotanto ei ole riippuvainen viikonpäivästä tai vuorokaudenajasta
- ydinvoimalla tuotetaan sähköä tasaisesti täydellä teholla, mikäli ydinvoimayksiköt eivät ole huollossa
- tuontia hyödynnetään sekä viikon sisäiseen että vuorokausisäätöön

Ajanjakson eroavat toisistaan ensinnäkin vuodenajan osalta; kolme jaksoa sijoittuu talveen ja yksi kevääseen. Talveen sijoittuvat ajanjaksot eroavat toisistaan siten, että sähkön kulutus on merkittävästi alhaisempi kolmannen ajanjakson aikana. Sen sijaan kaksi ensimmäistä jaksoa ovat huomattavan samanlaisia. Tästä johtuen näitä ajanjaksoja on käsitelty alla yhdessä.



Kuva 3.8 Sähkön hankinta tunneittain ajanjaksolla 1

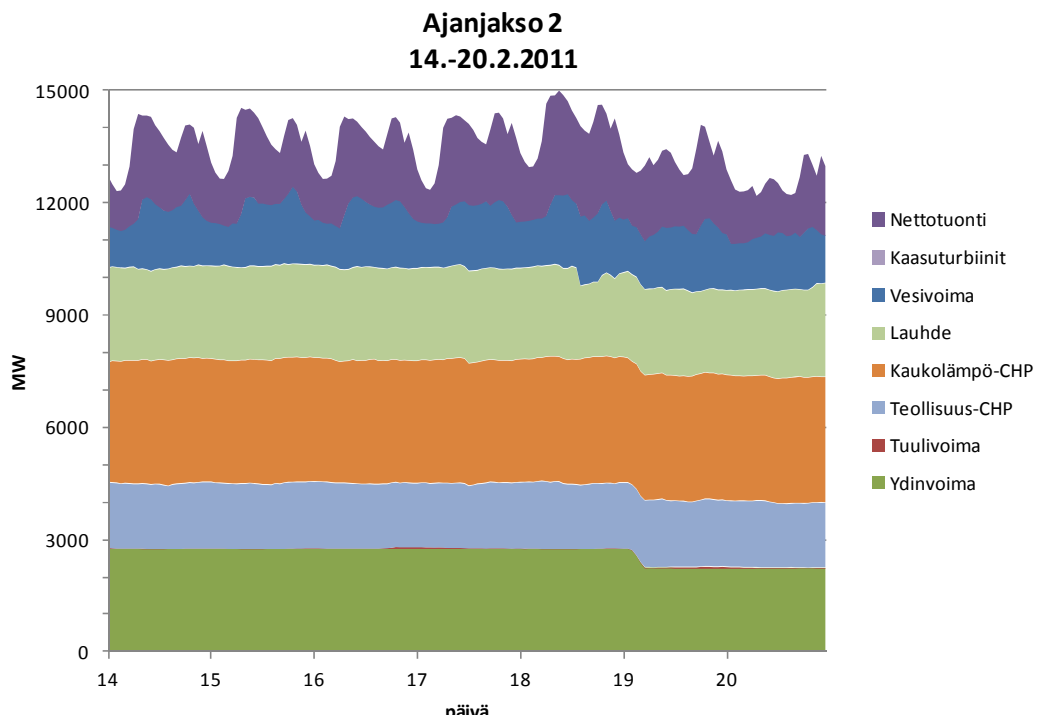


Kuva 3.9 Sähkön tuotantomuodot ja nettotuonti tunneittain ajanjaksolla 1

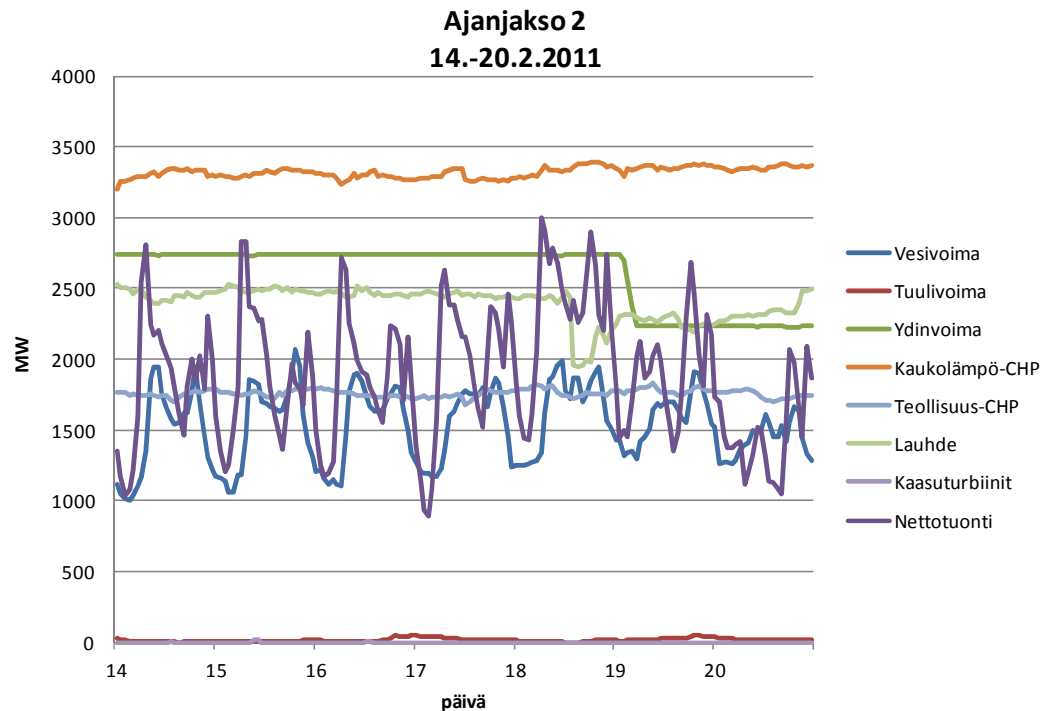


Havainnot ajanjaksosta 1, 13.–19.12.2010

- Kyse on ajanjaksosta joulukuussa ja sähkön kysyntä on korkealla. Joulukuun 2010 kulutus- ja tuotantohiiput (13 768 MW ja 12 143 MW) toteutuivat tämän jakson aikana.
- Kaukolämmön yhteistuotantosähköä on tuotettu melko tasaisesti, eikä sitä ole hyödynnetty säädössä. Tämä johtunee siitä, että kyseisenä ajanjaksoja on ollut kylmää, ja yhteistuotantoa on optimoitu kaukolämmön tuottamiseen ja toisaalta säätöön ei ole jäänyt mahdollisuuksia, kun kapasiteettia on ajettu täydellä teholla.
- Tuotantomuodoista vesivoimaa on hyödynnetty eniten säätöön. Vesivoimalla on tuotettu sekä viikon sisäistä että vuorokausisäätöä. Vesivoimatuotanto vaihteli jakson aikana välillä 688–2404 MWh/h. Vuorokauden sisällä tuotannon maksimin ja minimin erotus oli keskimäärin 1256 MW.
- Lauhdevoimaa on tuotettu melko tasaisesti. Vuorokausisäätö ja viikon sisäinen säätö ei ole yhtä ilmeistä kuin vesivoiman osalta. Käytössä olevia lauhdelaitoksia on luultavasti ajettu melko tasaisesti täydellä teholla kylmästä säästä ja sähkön suuresta kysynnästä johtuen.
- Tuulivoimatuotanto oli kulutushuipun aikana 47 % asennetusta tehosta.
- Olkiluoto 1:llä oli tehonalennusta vaatineita määräaikaikaiskokeita ja välitulistimien huoltoluukun tiivistevuodon korjaus



Kuva 3.10 Sähkön hankinta tunneittain ajanjaksolla 2.



Kuva 3.11 Sähköntuotantomuodot ja nettotuonti tunneittain ajanjaksolla 3

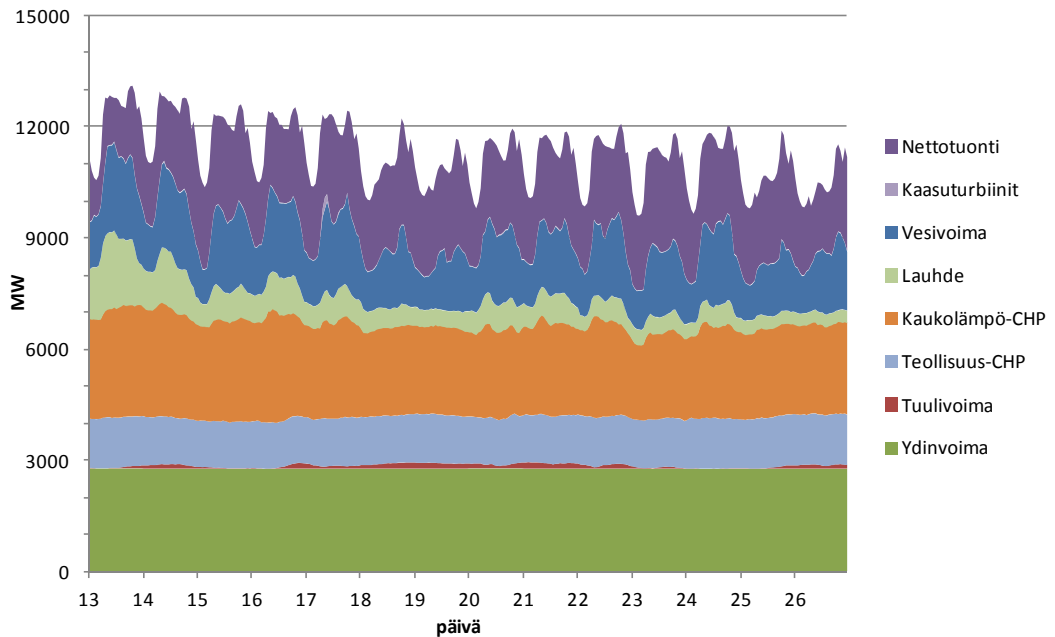
Havainnot ajanjaksosta 2, 14.–20.2.2011

- Kyse on ajanjaksosta helmikuussa, ja sähkön kysyntä on korkealla. Vuoden 2011 kulutus- ja tuotantohiiput (14 804 MW ja 12 261 MW) toteutuivat tämän jakson aikana.
- Kaukolämmön yhteistuotantosähköä on tuotettu melko tasaisesti, eikä sitä ole hyödynnetty säädössä. Tämä johtunee siitä, että kyseisenä ajanjaksoja on ollut kylmää, ja yhteistuotantoa on optimoitu kaukolämmön tuottamiseen ja toisaalta säätöön ei ole jäänyt mahdollisuuksia, kun kapasiteettia on ajettu täydellä teholla.
- Tuotantomuodoista vesivoimaa on hyödynnetty eniten säätöön. Vesivoimalla on tuotettu sekä viikon sisäistä että vuorokausisäätöä. Vesivoimatuotanto vaihteli jakson aikana välillä 1000–2069 MWh/h. Vuorokauden sisällä tuotannon maksimin ja minimin erotus oli keskimäärin 742 MW.
- Lauhdevoimaa on tuotettu melko tasaisesti. Vuorokausisäätö ja viikon sisäinen säätö ei ole yhtä ilmeistä kuin vesivoiman osalta. Käytössä olevia lauhdelaitoksia on luultavasti ajettu täydellä teholla kylmästä säästä ja sähkön suuresta kysynnästä johtuen.
- Tuulivoimatuotanto oli kulutushiipun aikana 3 % asennetusta tehosta. Jakso oli ylipäätään vähätuulinen.



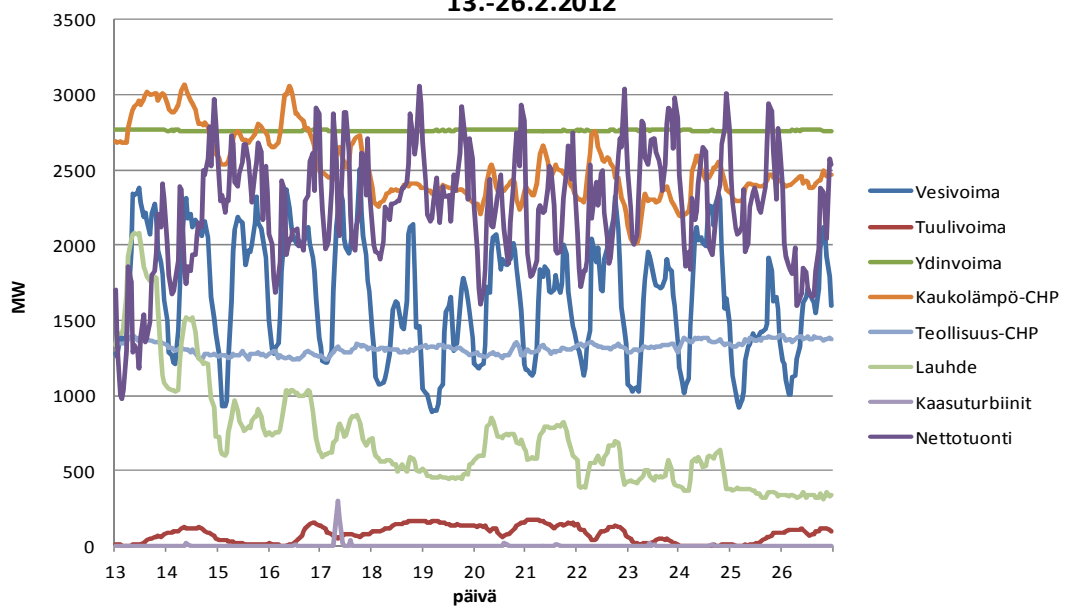
- Loviisa 1 oli kaksi päivää seisokissa höyrystimen laippatiivisteiden vuodon korjaamisen takia.

Ajanjakso 3
13.-26.2.2012



Kuva 3.12 Sähkön hankinta tunneittain ajanjaksolla 3.

Ajanjakso 3
13.-26.2.2012

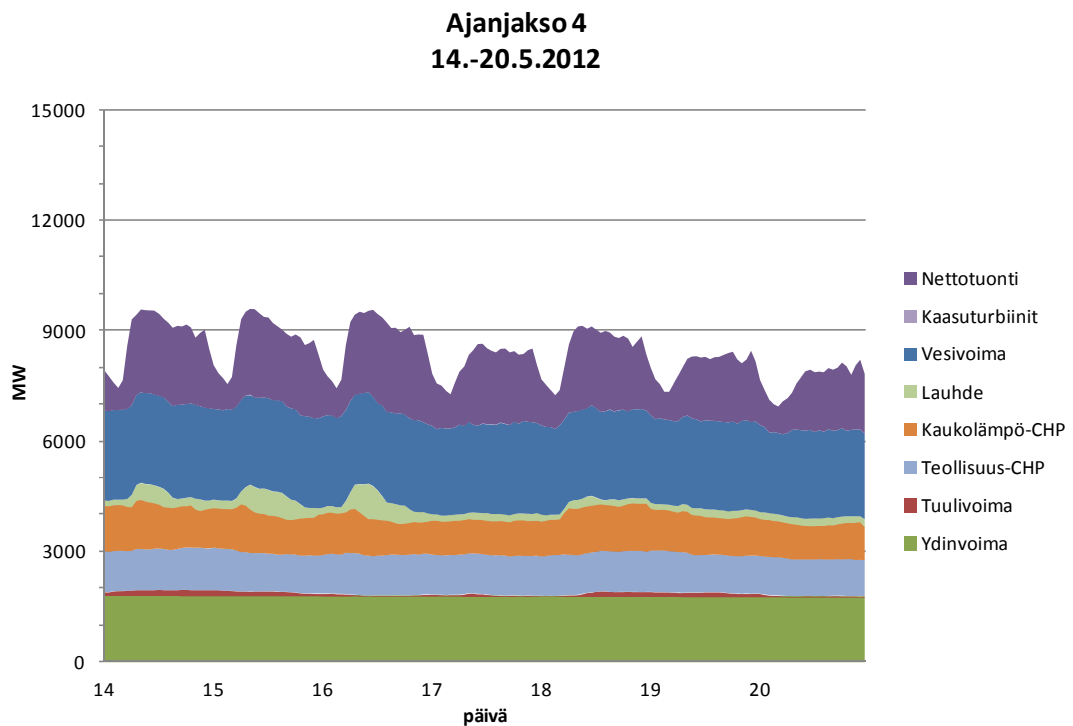


Kuva 3.13 Sähkön tuotantomuodot ja nettotuonti tunneittain ajanjaksolla 3.

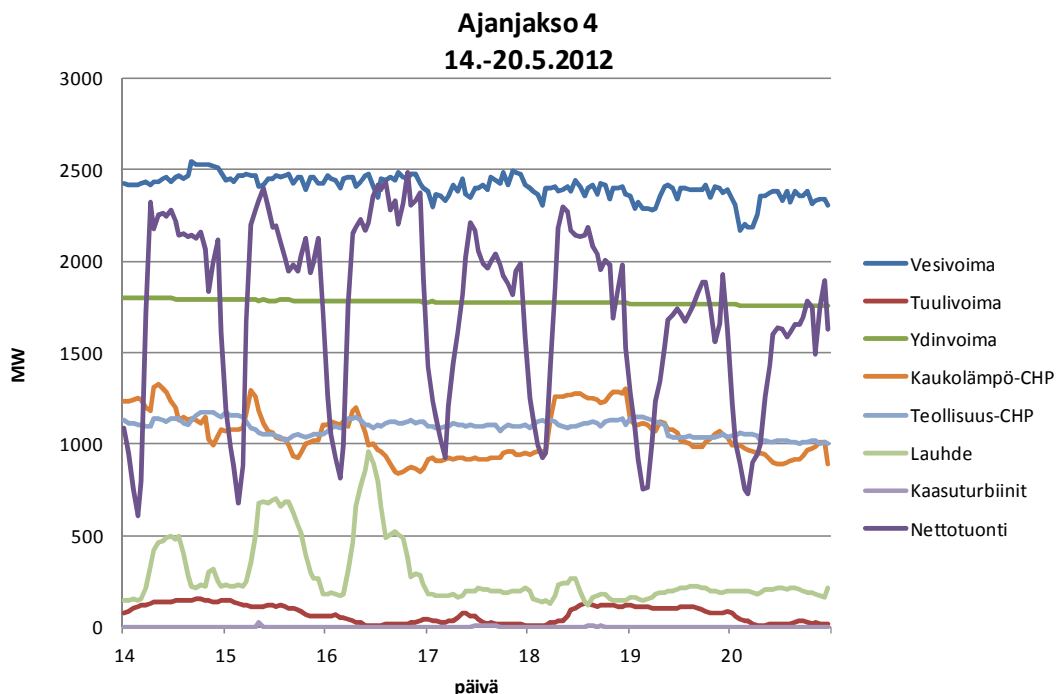


Havainnot ajanjaksosta 3, 13.–26.2.2012

- Kyse on kahden viikon ajanjaksoista helmikuussa, mutta sähkön kysyntä ei ole erityisen korkealla.
- Kaukolämmön yhteistuotantosähköä on hyödynnetty sekä vuorokausisäätöön, että viikon sisäiseen säätöön. Yhteistuotantosähköä on tuotettu vähemmän kuin kahdella ensimmäisellä jaksolla, ja näin ollen kapasiteettia on jäänyt myös säätöön.
- Tuotantomuodoista vesivoimaa on hyödynnetty eniten vuorokausisäätöön. Vesivoimatuotanto vaihteli jakson aikana välillä 921–2341 MWh/h. Vuorokauden sisällä tuotannon maksimin ja minimin erotus oli keskimäärin 1091 MW.
- Lauhdevoimatuotantoa on hyödynnetty sekä vuorokausisäätöön että viikon sisäiseen säätöön. Sekä lauhdetuotannossa että sähkön kysynnässä on laskeva suuntaus koko jakson ajan. Vuorokauden keskilämpötilat nousivat jakson loppua kohden.
- Jakso oli tarkastelluista ajanjaksoista tuulisin. Tuulivoimatuotanto saavutti enimmillään 174 MW, eli 82 % asennetusta tehosta.



Kuva 3.14 Sähkön hankinta tunneittain ajanjaksolla 4.



Kuva 3.15 Sähköntuotantomuodot ja nettotuonti tunneittain ajanjaksolla 3.

Havainnot ajanjaksosta 4, 14.–20.5.2012

- Kyse on ajanjaksosta toukokuussa.
- Kaukolämmön yhteistuotantosähköä on hyödynnetty sekä vuorokausisäätöön että viikon sisäiseen säätöön.
- Vesivoimalla on tuotettu sähköä melko tasaisesti, eikä vesivoimaa ole hyödynnetty viikon sisäiseen säätöön tai vuorokausisäätöön. Kevättulvat sijoittuvat tähän ajanjaksoon, mikä vaikeuttaa vesivoiman hyödyntämistä säädössä. Vesivoimatuotanto vaihteli jakson aikana välillä 2 165–2 543 MWh/h. Vuorokauden sisällä tuotannon maksimin ja minimin erotus oli keskimäärin 148 MW.
- Lauhdevoimatuotantoa on hyödynnetty vuorokausisäätöön.
- Olkiluoto 1 oli jakson ajan suunnitellusti vuosihuollossa.

3.1.4 Tunnin sisäinen säätö

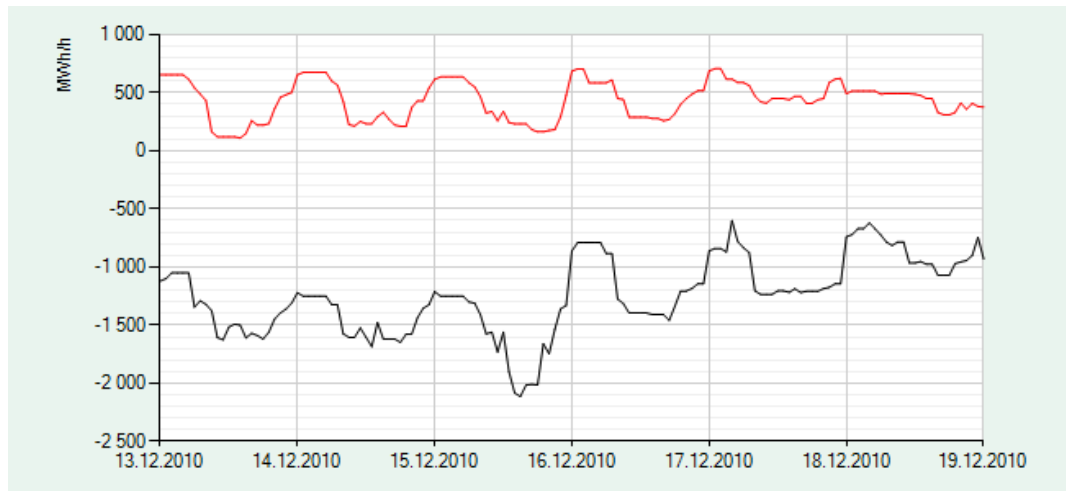
Säätömarkkinalle tehtyjen säätötarjousten määrän voidaan olettaa kuvaavan lyhytaikaiseen säätöön kykenevän kapasiteetin määrää. Kuvissa 3.16–3.19 on esimerkkiajanjaksojen ylös- ja alassäätötarjoukset tunneittain. Tarjouksiin ei sisälly Fingridin järjestelmäreservejä (keskimäärin 1200 MWh/h 2012).



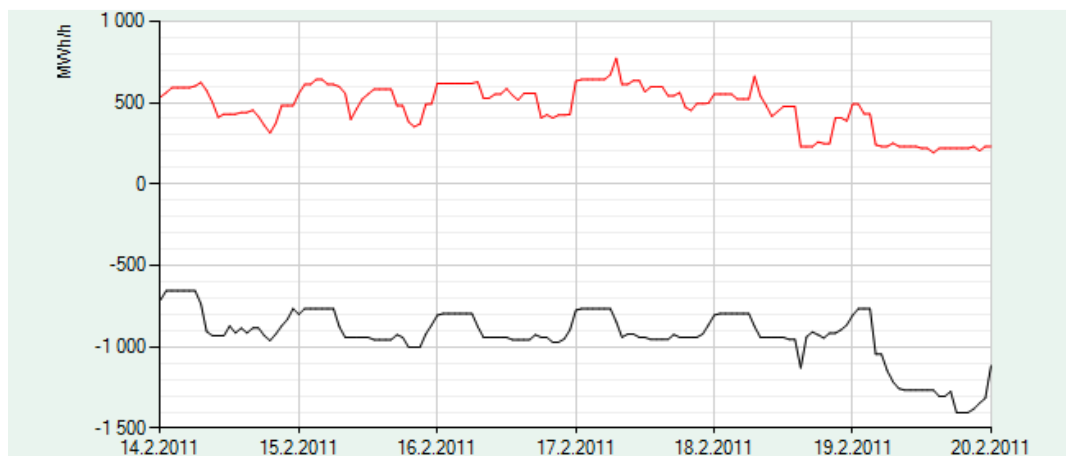
Loppuraportti

42 (123)

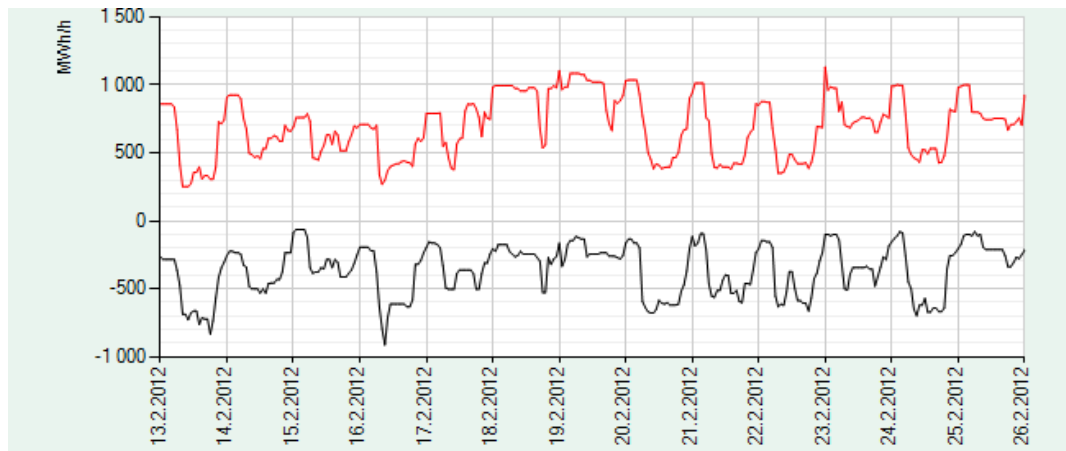
8ETFG1R



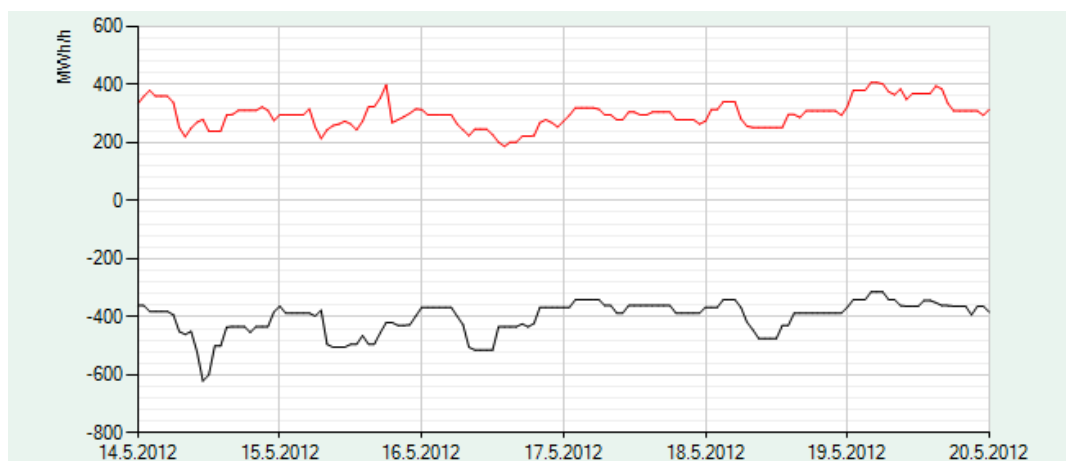
Kuva 3.16 Ylös- ja alassäätötarjoukset tunneittain ajanjaksolla 1. Ylösäätötarjousten volyymin keskiarvo oli 417 MWh/h (Fingrid)



Kuva 3.17 Ylös- ja alassäätötarjoukset tunneittain ajanjaksolla 2. Ylösäätötarjousten volyymin keskiarvo oli 465 MWh/h (Fingrid)

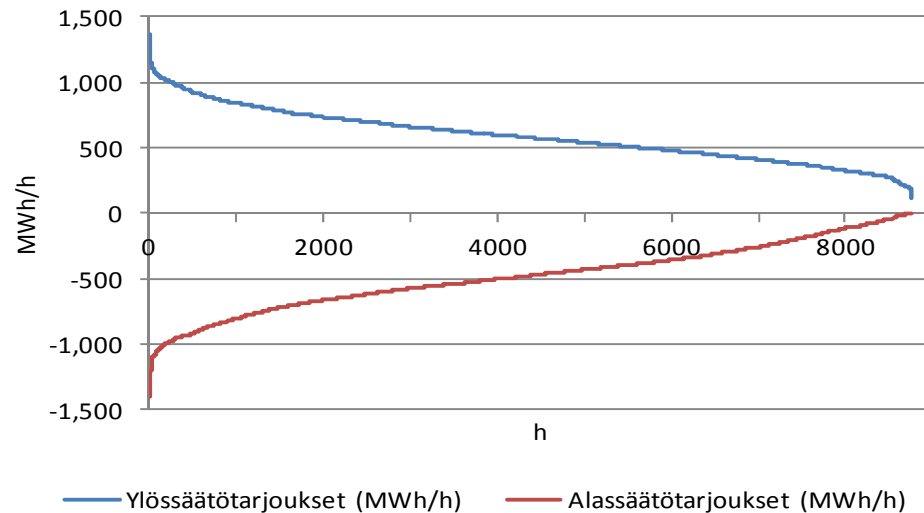


Kuva 3.18 Ylös- ja alassäättötarjoukset tunneittain ajanjaksolla 3. Ylössäättötarjousten volyymin keskiarvo oli 698 MWh/h (Fingrid)



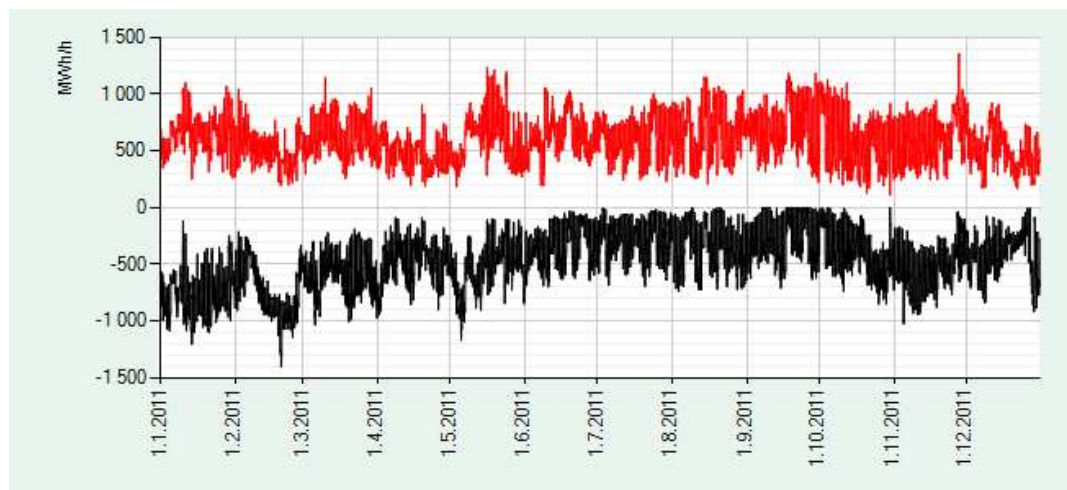
Kuva 3.19 Ylös- ja alassäättötarjoukset tunneittain ajanjaksolla 4. Ylössäättötarjousten volyymin keskiarvo oli 303 MWh/h (Fingrid)

Kuva 3.20 nähdään, että säätötarjousten summa oli keskimäärin noin 600 MWh/h vuonna 2011. Tarkastelluista ajanjaksoista ylössäättötarjousten määrä on ollut tätä alhaisempi jaksoilla 1, 2 ja 4. Kaksi ensimmäistä jaksoa sijoittuvat joulukuuhun ja helmikuuhun ja niiden aikana on ollut kylmää. Aiemmin havaittiin, että lämpövoimaa ei ole juurikaan käytetty vuorokausisäätöön ja viikon sisäiseen säätöön näillä ajanjaksoilla. Neljäs ajanjakso sijoittuu kevättulvien aikaan, ja aiemmin havaittiin, että vesivoimaa ei ole juurikaan käytetty vuorokausisäätöön ja viikon sisäiseen säätöön.



Kuva 3.20 Suomen hinta-alueen säätötarjoukset vuonna 2011, pysyvyyskäyrä

Error! Reference source not found. nähdään, että ylössäätötarjousten määrä on ollut vuonna 2011 vähäisimmillään helmikuussa ja huhtikuussa. Alassäätötarjousten määrä puolestaan on vähäisin kesällä. Alassäätötarjousten alhaista määrää selittää se, että säätövoimaa muina vuodenaikoina markkinoille tarjoavat tuotantolaitokset eivät ole käynnissä, koska sähkön kysyntä on kesällä vähäistä. Sähköä tuottaa niin sanottu perusvoima, eli esimerkiksi ydinvoimalaitokset, joiden hyödyntäminen Suomessa säätökäyttöön on vähäistä.

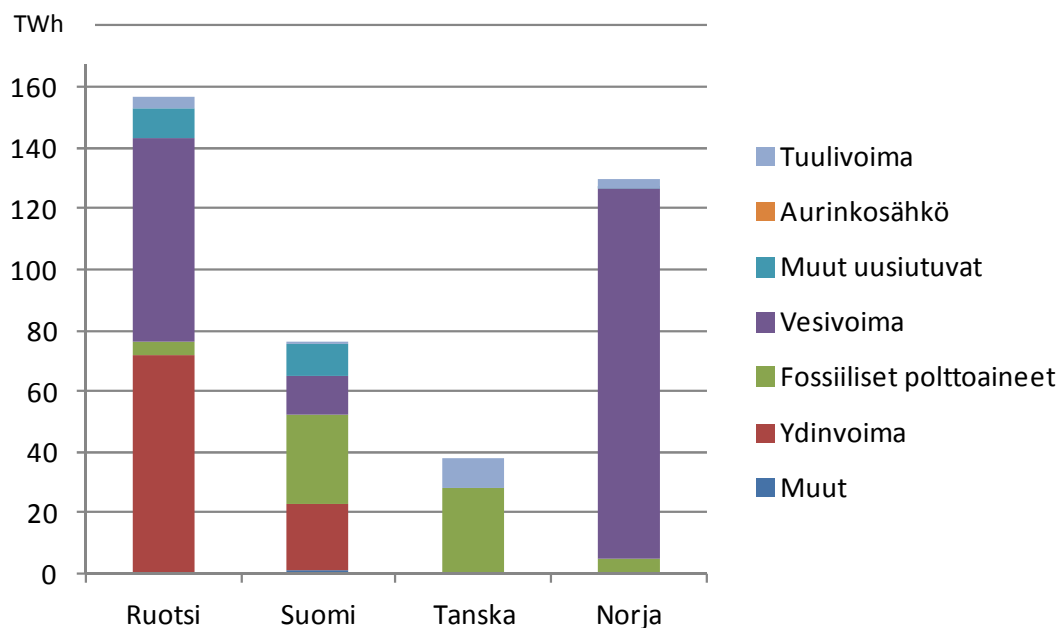


Kuva 3.21 Suomen hinta-alueen säätötarjoukset tunneittain vuonna 2011 (Fingrid)

3.2 SÄHKÖMARKKINA JA SÄHKÖN SIIRTOYHTEYDET

EU:n tavoitteena ovat yhteiset sähkön tukkumarkkinat. Jotta sähkömarkkinoiden integraatio voi toteutua, tarvitaan riittävästi sähkön siirtoyhteyksiä sekä sähkömarkkinoiden pelisääntöjen harmonisointia. Tukkuomarkkinan integraation tarkoituksena on, että sähköntuotantokapasiteettia hyödynnetään optimaalisesti yhä suuremmalla alueella, ja että eri maiden erilaisten tuotantoprofiilien ominaisuudet hyödynnetään.

Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska ovat muodostaneet yhteiset sähkön tukkumarkkinat vuodesta 2000 lähtien. Yhteisen markkinan avulla voidaan hyötyä Pohjoismaiden erilaisista sähköntuotantokapasiteeteista. Kun muuttuvilta kustannuksiltaan halpaa vesivoimaa on saatavilla runsaasti Ruotsista ja Norjasta, esimerkiksi Tanskan ja Suomen hiililauhdelaitoksia, joiden muuttuvat kustannukset ovat huomattavasti kalliimmat, ei tarvitse käynnistää. Toisaalta esiintyy vuosia, jolloin vesivoimaa on vähän saatavilla, ja sähköä tuotetaan enemmän hiililauhteella. Kuvassa 3.22 on esitetty sähköntuotantomuodot Pohjoismaissa vuonna 2009.

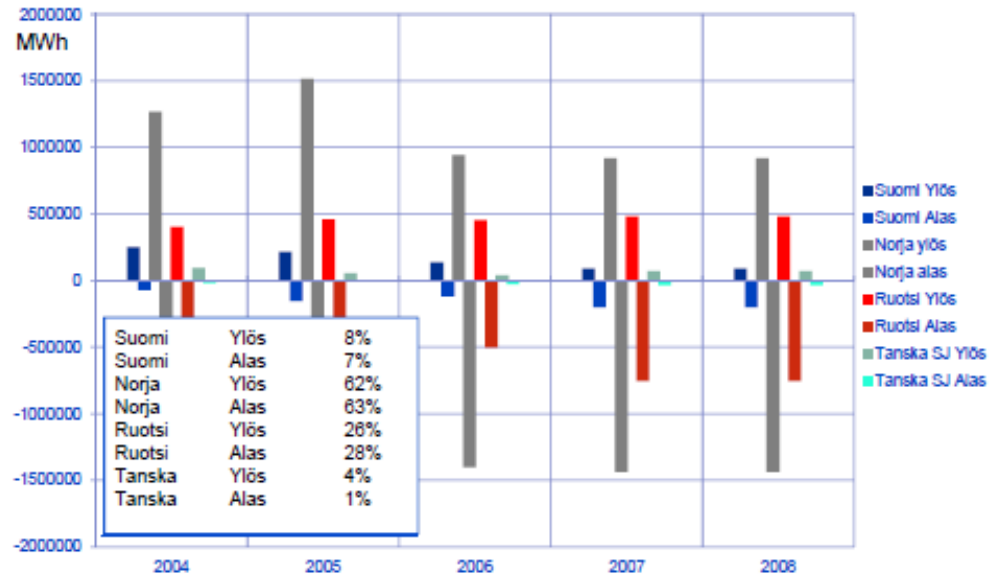


Kuva 3.22 Sähköntuotanto Pohjoismaissa 2009 (Eurelectric 2011a)

Pohjoismaiden tuotantoprofiilit ja yhteinen sähkömarkkina vaikuttavat oleellisesti myös sähköjärjestelmän joustavuuteen Suomessa. Norjassa on paljon vesivoimakapasiteettia, jolla voidaan toteuttaa nopeita tehonmuutoksia. Lisäksi 6 % Norjan vesivoimakapasiteetista on pumppuvoimaa, jonka avulla sähköä voidaan varastoida. Esimerkiksi 62 % pohjoismaisesta ylösäädöstä ja 63 % allassäädöstä

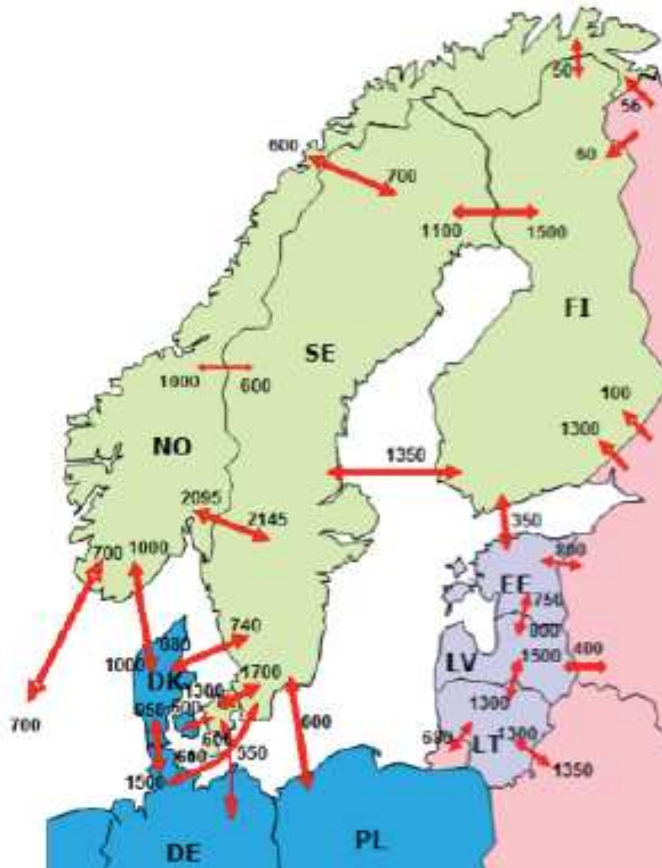


toteutetaan Fingridin mukaan Norjan vesivoimalla. Kuvassa 3.23 on esitetty ylös- ja alassäädön määrä Pohjoismaissa.



Kuva 3.23 Ylös- ja alassäätöjen määrä Pohjoismaissa (Päivinen 2009)

Baltian maat ovat parhaillaan integroitumassa Pohjoismaiseen sähkömarkkinaan. Pohjoismainen sähkömarkkina on yhdentynyt Läntisen Keski-Euroopan markkinaan. Markkinat ovat fyysisesti yhteydessä Ruotsin/Tanskan ja Saksan sekä Norjan ja Alankomaiden välisten siirtoyhteysien kautta. Kuvassa 3.24 on esitetty Pohjoismaiden siirtoyhteyksiä.



Kuva 3.24 Pohjoismaiden siirtoyhteydet (ENTSO-E 2012b)

Suomen ja Venäjän välillä sovelletaan kahdenvälistä kauppaa ja suoraa pörssikauppaa. On odotettavissa, että jatkossa pörssikaupan osuus nousee, ja kauppa toimii molempiin suuntiin.

3.3 KYSYNTÄJOUSTO

3.3.1 Nykyinen kysyntäjoustopotentiaali

Suomessa on kolme pääryhmää, jotka muodostavat merkittävän potentiaalin kysyntäjoustorelle. Näitä ovat suurteollisuus, pieni- ja keskiuriteollisuus sekä sähkölämmittäjät.

Tällä hetkellä Suomessa kysyntäjoustopotentialia käytetään sähkömarkkinoilla suurteollisuudessa. Yleisesti ottaen sopimukset tehdään kantaverkko-yhtiö Fingridin kanssa. NordPool Spot- ja Elbas-markkinoilla voi toteuttaa kysyntäjoustopotentialia myymällä sähköä. NordPool Elspot-markkinalla on myös tuote, joka on suunniteltu erityisesti teollisuuden irti kytkettäviä kuormia varten.



3.3.2 Mahdollisuudet ja haitat

Kuormien irti kytkemiseen ja kysyntäjousto on teollisuudessa liittyy erilaisia mahdollisuuksia ja haittoja riippuen muun muassa teollisuuden alasta ja prosessien tilasta. Aiempien selvitysten mukaan suurin osa suurteollisuudesta on suojannut sähkön hankintansa. Näissä tapauksissa motiivina kuorman irti kytkemiselle ja sähkön käyttämättä jättämisellä on se, että sähkö-/finanssisopimuksen myynnistä saa paremman katteen kuin lopputuotteen myynnistä. Jos sähkön hankintaa ei ole suojattu, motiivina kysyntäjousto on sähkön kallis hinta kyseisellä hetkellä. Jos tuotantoa ei pystytä siirtämään toiseen hetkeen, tarkoittaa kysyntäjousto tuotannon menetystä. Kuormien irti kytkeminen voi myös häiritä valmistavan teollisuuden prosesseja, eikä se ole siten aina mahdollista.

Esimerkiksi talven 2009–2010 hintapiikit osoittavat, että haasteena on kysyntäjousto saaminen mukaan jo spot-markkinalle ja siten vaikuttamaan sähkön tukkuhinnan muodostumiseen. Säätosähkömarkkinalla tapahtuva kysyntäjousto ei laske sähkön tukkuhinnasta. TEM:n sähkötehotyöryhmä (TEM 2010) katsoi, että kysyntäjoustopäätösten lisääminen ja tuotantoprosessien joustomahdollisuuksien läpikäynti voivat edelleen silti lisätä kysyntäjousto, varsinkin jos erot markkinahinnoissa kasvavat.



4 SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUTEEN VAIKUTTAVAT MUUTOKSET

4.1 SÄHKÖNTUOTANTOKAPASITEETIN KEHITYS SUOMESSA JA YHTEISELLÄ SÄHKÖMARKKINALLA

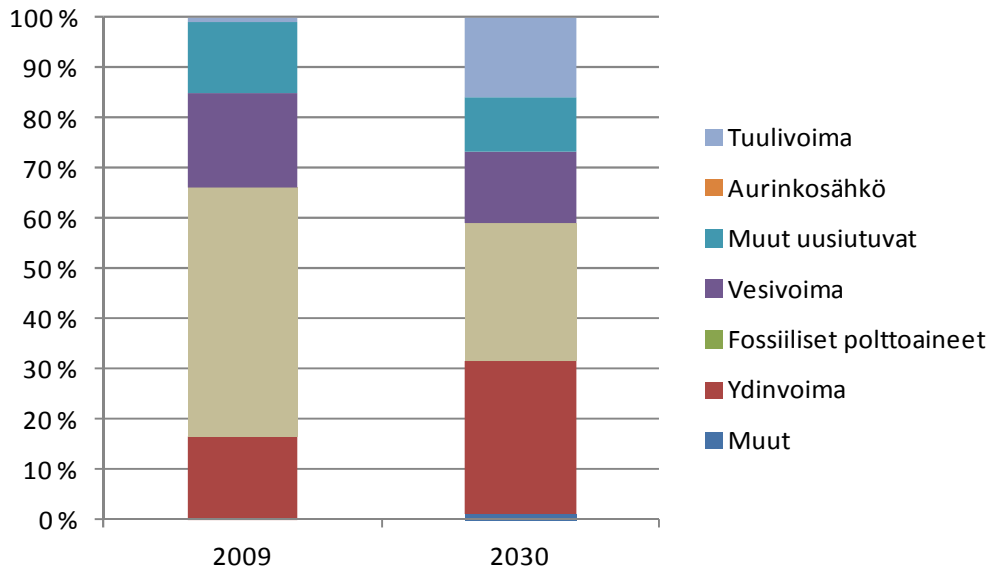
Suomessa odotetaan sähköntuotantokapasiteetin kehittyvän entistä vähäpäästöisempään suuntaan. Periaatepäätökset on myönnetty kahdelle ydinvoimalalle ja tuulivoimainvestointeja on suunnitteilla 7800 MW:n edestä (STY 2012). Toisaalta vanhoja fossiilisia polttoaineita käyttäviä voimalaitoksia tulee todennäköisesti poistumaan päästönormien tiukennuttua ja ikääntymisen vuoksi. Vuoden 2030 loppuun mennessä Suomesta poistuu nykyisen tiedon mukaan kaksi ydinvoimayksikköä: Loviisa 1 vuona 2027 ja Loviisa 2 vuonna 2030.

Suunniteltujen investointien toteutuminen ja tuotantokapasiteetin kehitys vuoteen 2030 riippuu monesta tekijästä ja kehityksen ennustaminen on vaikeaa. Taulukko 4.1 sekä kuvat 4.1 ja 4.2. esittävät tuotantokapasiteetin kehityksestä erään näkemyksen. Tämän näkemyksen avulla voidaan hahmottaa minkä suuntaisiin muutoksiin tulisi varautua tuotantokapasiteetin joustavuuden näkökulmasta. Tuulivoimaa ja ydinvoimaa ei yleensä käytetä joustavana sähköntuotantona (asiaa tarkastellaan enemmän luvussa 5.1) joten niiden osuuden lisääntyminen sähköntuotantokapasiteetista aiheuttaa tarvetta kehittää muun tuotantokapasiteetin joustavuutta, säätökykyä, kysyntäjoustoa ja sähkön varastointia.

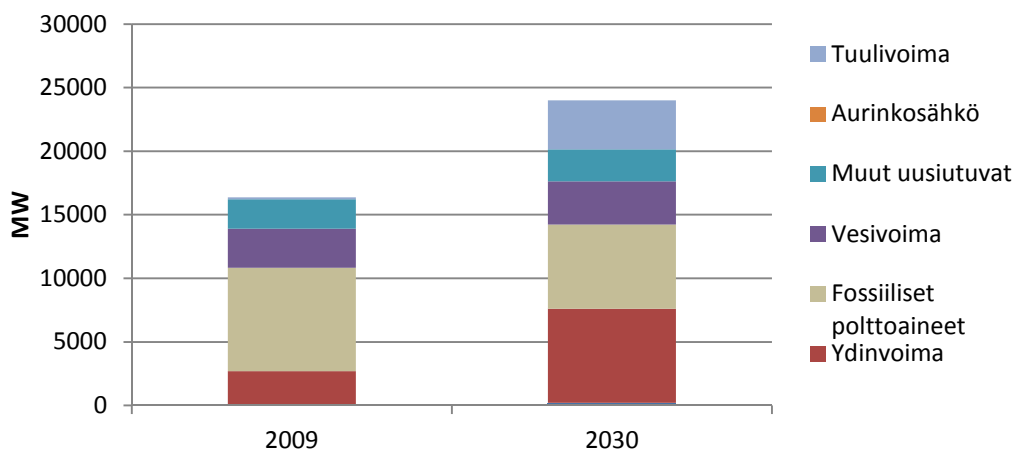
Taulukko 4.1 Suomen sähköntuotantokapasiteetti vuonna 2012 ja tämän selvitystyön yhteydessä arvioidut muutokset

Tuotantomuoto	nykyinen tilanne		tilanne 2030	
	perusvoima MW	säätövoima MW	perusvoima MW	säätövoima MW
Ydinvoima	2 660	-	4000 – 6000	-
Teollisuus-chp	3 300	500	vähenee hieman	ennallaan
Kaukolämpö-chp	4 400	1 000 – 3 000*	vähenee hieman	ennallaan
Lauhde	-	3 300	-	vähenee
Vesivoima	3 100	2 000 *	3 300 -3 370	2 200 – 2 270
Kaasuturbiinit	-	780 + 300	-	kasvaa?
Tuulivoima	220	-	4 000	-
Tuonti				
Venäjä	1 000	-	loppuu?	-
Ruotsi		1 500		vähenee

*käytettävissä oleva kapasiteetti vaihtelee mm. sään, lämpötilan ja vuodenajan mukaan

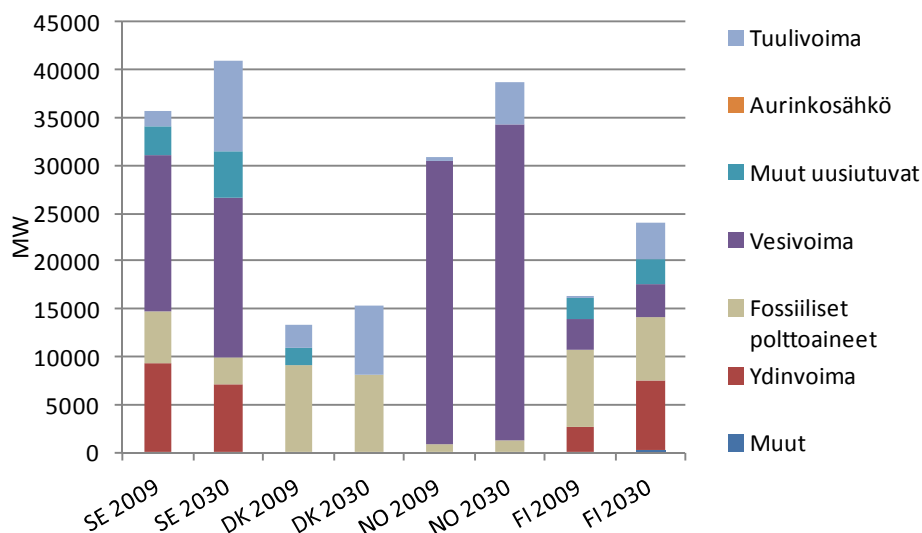


Kuva 4.1 Energialähteiden osuudet Suomen sähköntuotantokapasiteetista 2009 ja 2030 (Eurelectric 2011a)

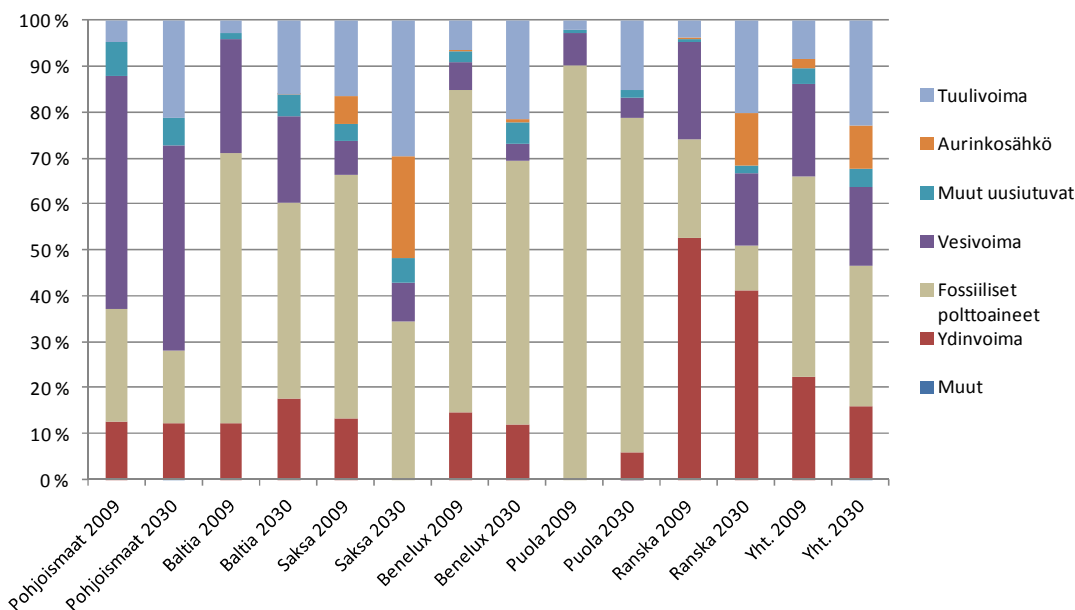


Kuva 4.2 Suomen sähköntuotantokapasiteetti energialähteittäin 2009 ja 2030 (Eurelectric 2011a)

Pohjoismaissa tuulivoiman osuus nousee Eurelectricin arvion mukaan 21 %:iin sähköntuotantokapasiteetista. Fossiilisten polttoaineiden käyttö vähenee kaikissa Pohjoismaissa. Vesivoiman odotetaan kasvavan merkittävästi ainoastaan Norjassa. Kuvassa 4.3 on arvioita energiantuotantomuotojen osuuksista Pohjoismaissa vuonna 2030 ja kuvassa 4.4. on Pohjois- ja Länsi-Euroopan tuotantokapasiteetti energialähteittäin vuonna 2030.



Kuva 4.3 Pohjoismaiden sähköntuotantokapasiteetti energialähteittäin 2010 ja 2030 (Eurelectric 2011a)



Kuva 4.4 Pohjois- ja Länsi-Euroopan sähköntuotantokapasiteetti energialähteittäin 2009 ja 2030 (Eurelectric 2011a)

Koko Pohjois- ja Länsi-Euroopassa tuulivoiman osuuden odotetaan nousevan vuoteen 2030 mennessä 23 %:iin ja tuuli- ja aurinkosähkön osuuden yhteensä 32 %:iin. Aurinkosähköä on arvioiden mukaan tulossa eniten Saksaan ja Ranskaan. Fossiilisten polttoaineiden käyttö on vähenemässä kauttaaltaan. Ydinvoiman osuuden odotetaan



nousevan Suomen ohella Baltiassa ja Puolassa ja Saksan osalta ydinvoiman odotetaan poistuvan poliittisten linjausten mukaisesti.

4.2 SÄHKÖMARKKINAN YHDENTYMINEN

Entso-E on muodostanut näkemyksen keskeisistä siirtoverkon investointitarpeista vuoteen 2025. (ENTSO-E 2012b) Entso-E arvioi, että Itämeren alueen siirtoverkkoon tarvitaan lähivuosina investointeja lähinnä Baltian maiden sähkömarkkinan integroimiseksi Pohjoismaihin ja muuhun Eurooppaan. Pohjoismaiden välille lisäyhteyksiä tarvitaan edelleen, jotta eri maiden erilaisia tuotantoportfolioita pystytään paremmin hyödyntämään.

Pitemmällä aikavälillä siirtoverkon investointitarpeet perustuvat pitkälti uusiutuvan energian ja ydinvoiman lisääntymisen aiheuttamiin uusiin tarpeisiin. Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan välille tarvitaan lisää siirtoyhteyksiä, jotta voidaan vastata Keski-Euroopan ja Saksan lisääntyvän tuulivoimatuotannon aiheuttamiin haasteisiin. Myös Pohjoismaissa tarvitaan lisää siirtoyhteyksiä tuulivoiman lisääntymisen vuoksi. Vuoden 2020 jälkeen potentiaalisia lisäinvestointitarpeita on etenkin Norjan ja Ruotsin ja Keski-Euroopan välillä. (ENTSO-E 2012b)

Siirtoverkkoinvestointien toteutuminen vaikuttaa säätövoiman ja joustavan tuotantokapasiteetin tarpeeseen Suomessa useammalla tavalla. Siirtoyhteyksien avulla pystytään lisääntyvässä määrin hyödyntämään muiden maiden säätökykyistä tuotantokapasiteettia. Toisaalta myös sähkön vientimahdollisuudet kasvavat. On kuitenkin muistettava, että tuulisähkön vienti riippuu oleellisesti muiden sähkömarkkinoilla toimivien maiden tuotantotilanteesta. Lisääntyvien siirtoyhteyksien Keski-Euroopan ja Pohjoismaiden välillä odotetaan johtavan siihen, että säätökykyistä tuotantoa pystytään hyödyntämään entistä laajemmin myös Keski-Euroopan tarpeisiin.

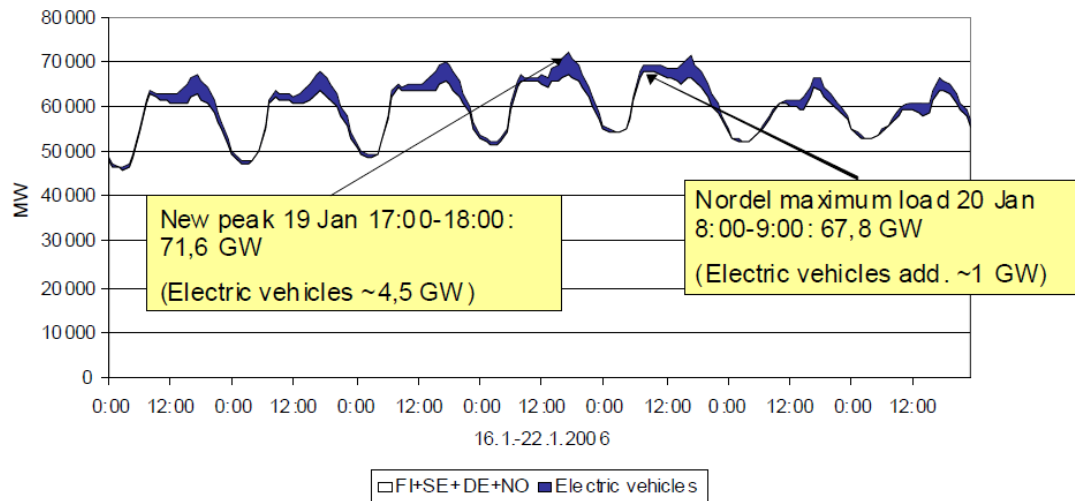
Käytännössä siirtoverkkoinvestointien toteutuminen on usein viivästynyt merkittävästi suunnitellusta. Haasteita aiheuttavat sekä investointien rahoitus, että hankkeiden yleinen hyväksyttävyys.

4.3 MUUTOKSET SÄHKÖN KYSYNNÄSSÄ

Muutokset sähkön kysynnässä, kuten lämpöpumppujen lisääntyminen tai sähköautojen määrän radikaali kasvu aiheuttavat haasteita sähköverkolle.

Esimerkiksi, mikäli sähköautojen yleistyminen toteutuu ennustetusti eikä niiden mukanaan tuomaa uutta sähkönkulutusta pystytä millään tavalla ajallisesti optimoimaan, kasvavat sähköjärjestelmän haasteet. Jos oletetaan, että sähköautojen lataaminen keskittyy alkuiltaan (kuva 4.5), kasvattaa sähköautojen kuorma koko järjestelmän huippukuormaa ja siirtää huipun ilta-aikaiseksi. Tämä kasvattaisi myös jakeluverkkojen huippukuormia, joka puolestaan johtaisi jakeluverkkojen vahvistamistarpeisiin. Myös sähköjärjestelmätason vaatimukset kasvaisivat:

tarvittaisiin lisää voimalaitoskapasiteettia ja mahdollisesti myös siirtoverkon vahvistuksia. (Ruska et al. 2010)



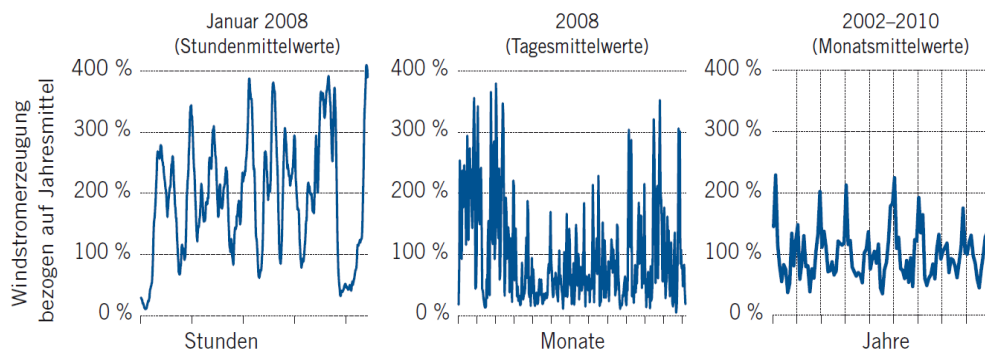
Kuva 4.5 Sähköautojen lataamisen aiheuttamat kysyntäpiikit Pohjoismaissa (Ruska et al. 2010)

4.4 TUULIVOIMA SÄHKÖJÄRJESTELMÄSSÄ

4.4.1 Tuulivoimantuotannon vaihtelu ja sen vaikutukset

Tuulivoimantuotannon vaihtelu aiheuttaa haasteita sähköjärjestelmälle varsinkin, kun tuulivoiman osuus kasvaa. Kun tuulisuus ratkaisee tuulivoiman tuottaman sähkön määrän kullakin hetkellä, tuotannon vaihtelu aiheuttaa sähköjärjestelmään haasteita, jotka aiheutuvat tuulivoimantuotannon vaihteluiden lisäksi sen ennustevirheistä ja toisaalta korvaavan kapasiteetin tarpeesta.

Kuva 4.6 on esitetty tuulivoiman vaihteluja Saksassa tammikuussa 2008 (prosenttia tuntikeskiarvosta), vuonna 2008 (prosenttia päiväkeskiarvosta) ja jaksolla 2002–2010 (prosenttia kuukausikeskiarvosta). Tunti- ja päiväarvojen vaihtelu on ollut likipitäen yhtä suurta, kun taas kuukausiarvojen vaihtelu on noin puolet edellisistä. (WEC 2011)



Quelle: BDEW, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, EnBW Transportnetze AG

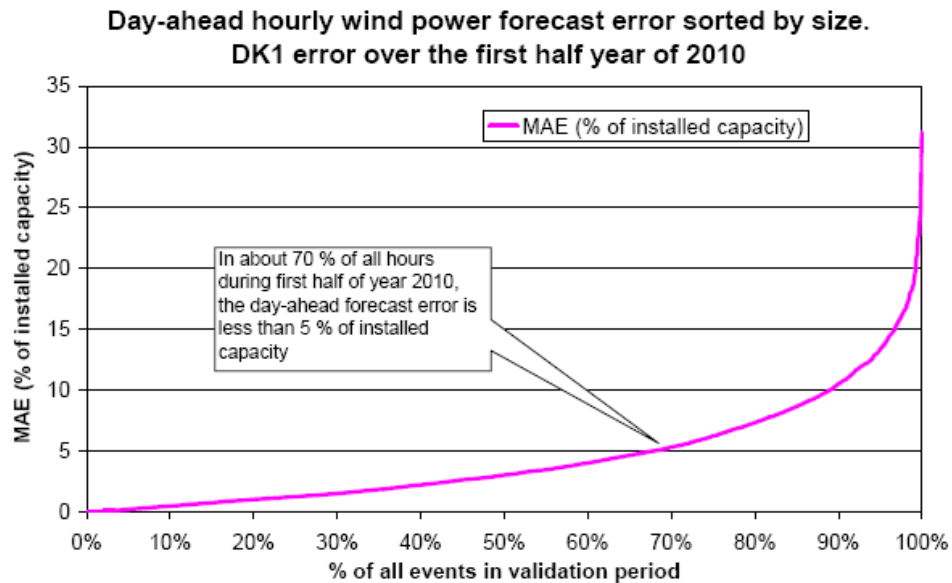


Kuva 4.6 Tuulivoiman vaihteluja Saksassa tammikuussa 2008 ja vuosina 2002–2008 (WEC 2011)

Tuulivoimantuotantoa joudutaan ennustamaan tuulisuusennusteiden pohjalta, ja ennusteet osuvat harvoin täysin kohdalleen. Tästä aiheutuu lisääntyvä tarve muutoksiin vielä sen jälkeen, kun spot-markkina on sulkeutunut kultakin vuorokaudelta. Tuulivoimatuotannon ennusteet paranevat käyttötuntia kohden, ja korjauksia voidaan tehdä Elbas-markkinalla. Riippuen siitä ovatko ennusteet korjaantuneet ylös- vai alaspäin, voidaan tarvita tuotannon ja kysynnän joustoja jompaankumpaan suuntaan. Muutosten aikaikkunasta riippuu, minkälaista joustavaa tuotantokapasiteettia joustotarpeen täyttämiseksi voidaan käyttää. Jos tiedossa on, että muuta sähköntuotantoa tarvitaan lisää neljän tunnin kuluttua, ehditään käynnistää erilainen voimalaitos kuin tilanteessa, jossa tuotantoa tarvitaan jo tunnin kuluttua. Käyttötunnin sisällä korjauksia voidaan tehdä säätösähkömarkkinalla, jossa vaaditaan kykyä nopeampiin tehon muutoksiin (10 MW/15 min).

Toisaalta sähköjärjestelmässä on oltava tarvittava määrä kapasiteettia korvaamaan tuulivoimaa hetkinä, joina tuulisähköä tuotetaan hyvin vähän. Näihin tilanteisiin ei tarvita kapasiteettia, jonka avulla päästään nopeisiin tehonmuutoksiin. Siinä mielessä tarvittavan tuotantokapasiteetin on kuitenkin oltava joustavaa ja käynnistysvalmiudessa, että tuotantoa on pystyttävä lisäämään seuraavaan päivään mennessä.

Tuulivoimantuotantoa on tärkeää pystyä ennustamaan mahdollisimman tarkasti. Ennusteet ovat viime vuosina kehittyneet selvästi, ja ne tarkentuvat käyttötunnin lähetessä. Esimerkiksi Tanskassa ennustevirhe on keskimäärin 5,2 % vuorokautta ennen ja 3,0 % yksi tunti ennen käyttötuntia. Näin ollen Pohjoismaissa Elbas-markkinalla on keskeinen rooli sähkömarkkinan sopeutumisessa tuulivoimantuotantoon. Tanskassa on kuitenkin kohdattu myös tilanteita, joissa Länsi-Tanskan tuulivoimantuotanto, joka ennustettiin vuorokautta ennen lähes nolllaksi, onkin lopulta puolet maksimikapasiteetista. (ENTSO-E 2010) Kuvassa 4.7 on esitetty tuulivoimaennusteiden virheitä Tanskassa.



Kuva 4.7 Vuorokautta aikaisemmin laadittujen tuulivoimaennusteiden virheet niiden suuruuden mukaan kuvattuina, Tanska, hinta-alue DK1 (ENTSO-E 2010)

Tanskan kokemukset osoittavat, että käyttötunnin aikana tuulivoimatuotanto voi vaihdella enintään 25 % tuotantokapasiteetista maatuulivoimalla ja 50 % merituulivoimalla. Käyttötunnin aikana sopeutuminen tuulivoimatuotannon vaihteluihin on kantaverkkoyhtiön vastuulla. Pohjoismaiset kantaverkko-operaattorit pitäisivät hyvänä, että tämä tapahtuisi ensisijaisesti muilla järjestelyillä (manuaalisesti aktivoitavat reservit, säätömarkkina) kuin automaattisesti aktivoituvien reservien avulla. Automaattisesti aktivoituvien reservien käyttö on kallista, ja niiden tulisi olla valmiina reagoimaan tuotannon ja verkon häiriötilanteisiin. (ENTSO-E 2010) Joissain maissa, esim. Tanskassa on otettu käyttöön tunteja lyhyemmät tase- ja kaupankäyntijaksot, joita jo tuotantotaseen osalta käytetään. Tällaiseen ollaan ehkä laajemminkin Euroopassa menossa.

Myrskyllä tuulivoimatuotannon ennustamista vaikeuttaa se, että tuulivoimalat pysähtyvät, kun tuuli nousee liian kovaksi. Yleensä raja on 25 m/s. On kuitenkin todettu, että tuulivoimatuotannon seisahtuminen kokonaan vie useita tunteja, koska se tapahtuu myrskyrintaman etenemisvauhdin mukaan. Yleensä seisahtuminen täydestä tuotannosta nolnaan vie ainakin 4-6 tuntia. Esimerkiksi vuoden 2005 Gudrun-hurrikaani seisautti Länsi-Tanskan tuulivoimatuotannon 2200 MW:sta 100 MW:in kymmenessä tunnissa. (ENTSO-E 2010)

Tyynet jaksot pystytään usein ennustamaan 1-2 vuorokautta aikaisemmin, ja niihin voidaan siten varautua myös hitaammin säädettävissä olevan kapasiteetin avulla. Kokonaisuutena voidaan todeta, että tuulivoimatuotantoa on tärkeää voida ennustaa vuorokausitasolla, tunnista toiseen ja tunnin sisällä. Sekuntien ja minuuttien väliset vaihtelut tasoittuvat, koska voimalat eivät sijaitse kaikki samassa paikassa ja



säärintaman edetessä myrsky vaikuttaa siten niihin eri tavalla samalla ajan hetkellä. Näin ollen kantaverkkoyhtiön kannalta oleellisimpia vaihteluita käyttötunnin sisällä ovat neljännestuntien väliset vaihtelut. (ENTSO-E 2010)

Pohjois-Euroopan (Pohjois-maat, Brittein saaret, Ranska, Benelux-maat, Saksa, Sveitsi, Itävalta, Tšekki, Puola) sähkömarkkinaa ja tuulivoimaa koskevassa selvityksessä todetaan, että tuulivoiman kokonaistuotannon vaihtelu tulee olemaan suurta näinkin laajalla markkina-alueella. Tämä johtuu siitä, että säärintamat, erityisesti talven tyynet ja kylmät rintamat ulottua jopa 1600 km:iin. Näin ollen tuulivoimantuotanto kokonaisuudessaan ei tasaannu laajalla markkina-alueella niin paljon, kuin ehkä aikaisemmin on ajateltu. (Pöyry 2011)

Pohjoismaisella sähkömarkkinalla suuri osa tapauksista, joissa taajuus ylittää sallitut rajat tapahtuu tällä hetkellä yhteyksillä, joille muodostuu usein pullonkauloja. Pohjoismaisen verkon alueella on jatkuvasti tilanteita, joissa siirtoverkko on täysin kuormitettu monessa kohtaa yhtä aikaisesti. Siirtoyhteyksien parantaminen on yksi keskeinen keino tuulivoiman vaikutuksiin sopeutumisessa. On kuitenkin syytä huomioida, että siirtoyhteydet eivät auta tilanteessa, jossa naapurimaissa vallitsevat samanlaiset tuuliolot. (ENTSO-E 2010)

Kantaverkkoyhtiöt katsovat, että pohjoismaisella sähkömarkkinalla tarvitaan muutoksia, jotta suuri määrä tuulivoimaa voidaan integroida markkinalle. Muun muassa tuotannon ja kulutuksen joustoa tulisi lisätä, ja tuulivoiman tuotantoennusteita kehittää. Lisäksi tulisi harkita markkinan ajanjakson lyhentämistä tunnista 15 minuuttiin. Pohjoismainen markkina toimii tällä hetkellä tunnin jaksoissa. (ENTSO-E 2010)

4.4.2 Lyhytaikaisen säätövoiman tarve jatkossa

Ei voida olettaa, että tuulivoimatuotannon lisääntymisen ja sähköntuotantokapasiteetin rakenteen muuttumisen aiheuttamat haasteet ratkaistaan pelkästään yhteisen sähkömarkkinan kautta esimerkiksi Norjan ja Ruotsin säätökykyisen vesivoimatuotannon avulla. Koska tuulivoiman odotetaan lisääntyvän sekä muissa Pohjoismaissa että Keski-Euroopassa, säätövoiman kysyntä lisääntyy siten myös lähialueilla. Volyymiltaan Suomen tuulivoimakapasiteetin kasvu on vähäisempää kuin Keski-Euroopassa, Ruotsissa ja Norjassa. Lisäksi säärintamat voivat ulottua myös laajoille alueille ja kaikki siirtoyhteydet eivät aina ole käytettävissä. Näin ollen myös Suomen omassa energiajärjestelmässä on varauduttava tuulisähkön vaihteluun.

Määrällisten arvioiden tekeminen lyhytaikaisen säätövoiman tai erityyppisen joustavan kapasiteetin tarpeesta on monimutkaista niin Suomen kuin laajemman markkina-alueen osalta. Sähköjärjestelmään sisältyy jo nyt joustavuutta, ja esimerkiksi säätökykyistä vesivoimaa voidaan hyödyntää enemmän ja eri tavoin kuin ennen. On kuitenkin selvää, että tuulivoiman osuuden noustessa riittävän suureksi säätövoiman tarve korostuu.

Tuulivoiman aiheuttama säätötarve on luonteeltaan erilainen kuin perinteinen sähköntuotannon säätö, joka liittyy kulutuksen muutoksiin tai verkon häiriöihin.



Tuulivoiman vaihtelu on riippumaton kulutuksen vaihteluista, ja siksi tuulivoiman säätötarve on ainakin osa-aikaisesti täysimääräistä säätötehon osalta.

VTT ja Fingrid Oyj esittivät 2008 näkemyksensä lyhytaikaisen säätövoiman tarpeesta tuulivoiman lisääntyessä Suomessa. Fingrid arvioi, että 2000 MW:n tuulivoimakapasiteetin edellyttää 300–350 MW lyhytaikaista säätövoimaa. Fingridin arvio perustuu tuulivoiman toteutuneisiin tuntivaihteluihin vuosina 2005–2008. Tuulivoiman tuotannon vaihtelu tasoittuu, kun tuulivoima sijoittuu maantieteellisesti hajautetusti. Yleensä tuntivaihtelu jää 5–10 % asennetusta tehosta ja enintään 16 % asennetusta tehosta. Näillä oletuksella tuulivoiman tuntivaihtelu olisi 320 MW 2000 MW:n tuulivoimakapasiteetilla. Mikäli tuulivoima keskittyy alueellisesti, vaihtelu voi olla suurempi. (VTT & Fingrid Oyj 2008)

VTT:n näkemyksen mukaan 2000 MW:n tuulivoimakapasiteetti edellyttäisi 240–320 MW lyhytaikaista säätövoimaa. Arvion taustalla on oletus siitä, että tuulivoimatuotannon tunnin sisäinen vaihtelu on 80 MW ja ennustevirheet 160–240 MW. 4000 MW:n tuulivoimakapasiteetin arvioitiin edellyttävän 480–640 MW lyhytaikaista säätövoimaa olettaen, että tuulivoimatuotannon tunnin sisäinen vaihtelu 160 MW ja ennustevirheet 320–480 MW. (VTT & Fingrid Oyj 2008)

VTT:n arviot perustuvat tuulivoima- ja kulutusvaihteluiden ja ennustevirheiden yhteisvaikutukseen. VTT:n laskelmissa esitetään minkä verran lisäystä tarvitaan, jotta katetaan 99,9 % vaihtelusta ennen tuulivoimaa ja tuulivoiman jälkeen. Arvioiden alarajalla oletetaan, että tuulivoiman tuotantoarvioita kehitetään Suomen olosuhteisiin ja pahimpia ennustevirheitä korjataan ennen käyttötunnin alkua. (VTT & Fingrid Oyj 2008)

4.4.3 Tuulivoimatuotannon vaihtelu Suomessa ja sen synnyttämä joustotarve

4.4.3.1 Tuulivoimatuotannon vaihtelu

Tuulivoiman tuotanto vaihtelee satunnaisesti. Tästä syystä on vaikeata arvioida todellista lisäsäätötarvetta. Maksimissaan lisäsäätötarve lähestyy tuulivoiman kokonaiskapasiteettia ja minimissään se voi olla jopa negatiivinen.

Jotta tuulivoimatuotannosta ja sen vaihtelusta ja vaikutuksista saataisiin käsitys tilanteessa, jossa tuulivoimakapasiteetti on huomattavasti nykyistä suurempi, tarkastellaan neljää esimerkkiajanjaksoa. Esimerkkien perustana on tuulivoimatuotanto neljän jo aiemmin tässä raportissa esitellyn ajanjakson aikana vuosina 2010–2012. Suomen tuulivoimakapasiteetti kasvoi tuona aikana 150 MW:sta 220 MW:iin.

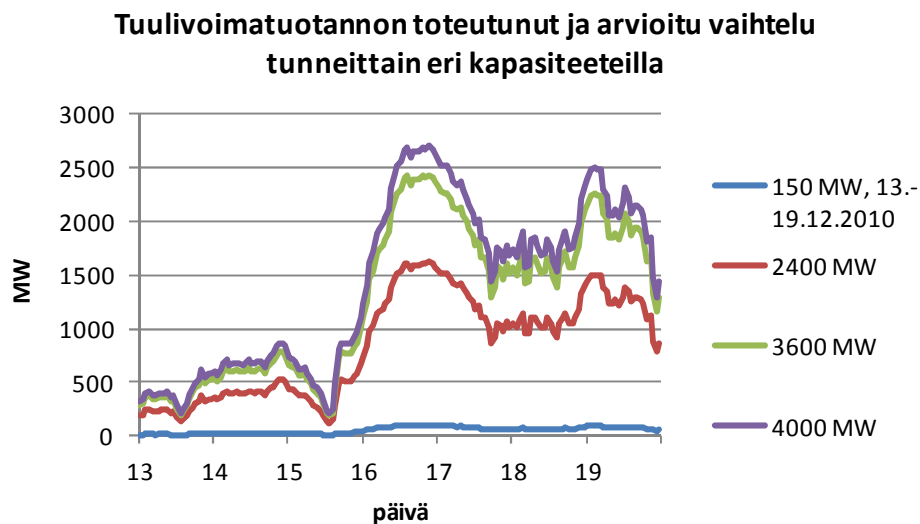
Koska tuulivoiman voidaan investointisuunnitelmien perusteella ajatella sijoittuvan suurin piirtein samoille alueille kuin missä tuulivoimaa tällä hetkellä sijaitsee, katsottiin perustelluksi skaalata suoraan toteutunut vaihtelu suuremman kapasiteetin vaihteluksi. Käytännössä vaihtelu kuitenkin tasoittunee hieman johtuen sekä



voimaloiden kasvavista korkeuksista että kapasiteetin sijoittumisesta hieman eri alueille.

Esimerkkeinä tulevasta tuulivoimakapasiteetista käytetään 2400 MW, 3600 MW ja 4000 MW. Suomen uusiutuvan energian tavoitteen saavuttamiseksi on asetettu tavoite 6 TWh:n tuulivoimatuotannosta vuodelle 2020. Vuoden 2025 osalta on ollut esillä 9 TWh:n tuulivoimatavoite. Nämä tavoitteet on muunnettu kapasiteetiksi käyttämällä 2500 h huipunkäyttöaikaa, ja lisätty vielä 10 TWh:n tuulivoimatuotanto kuvaamaan mahdollista vuoden 2030 tilannetta.

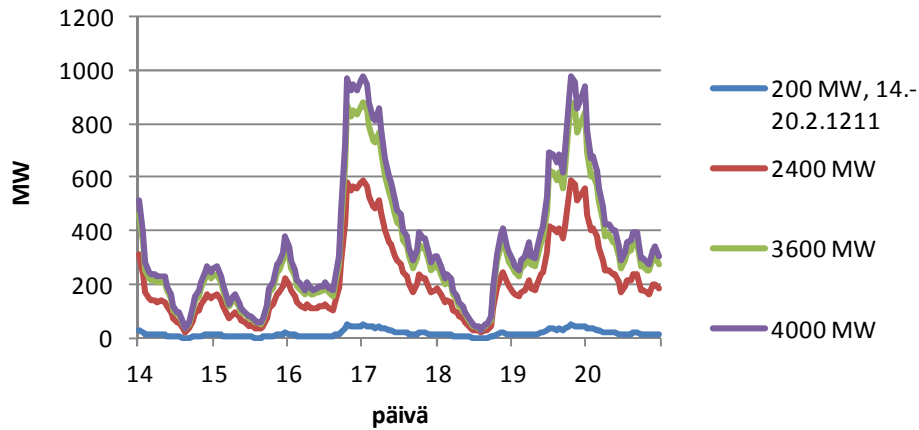
Kuvissa 4.8–4.11 on esitetty tuulivoimantuotannon toteutuneet ja arvioidut vaihtelut tunneittain eri kapasiteeteilla neljälle eri ajanjaksolle.



Kuva 4.8 Tuulivoimatuotanto 13.–19.12.2010 ja arvioitu tuulivoimatuotannon vaihtelu vastaavissa tuuliolosuhteissa suuremmalla tuotantokapasiteetilla

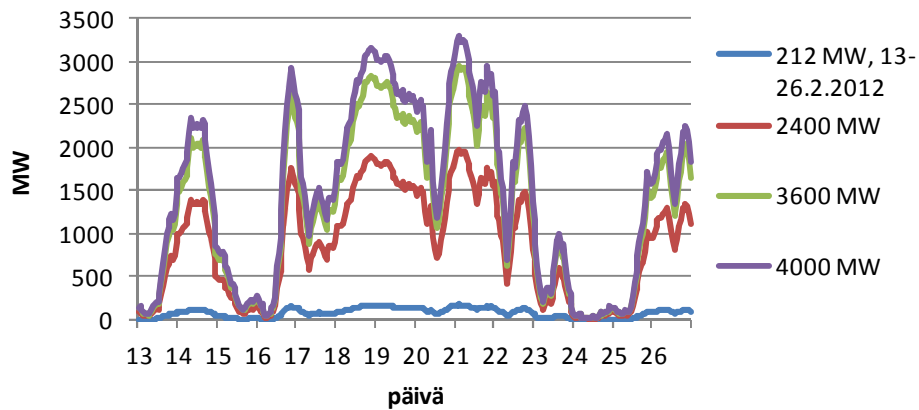


Tuulivoimatuotannon toteutunut ja arvioitu vaihtelu tunneittain eri kapasiteeteilla



Kuva 4.9 Tuulivoimatuotanto 14.–20.2.2011 ja arvioitu tuulivoimatuotannon vaihtelu vastaavissa tuuliolosuhteissa suuremmalla tuotantokapasiteetilla

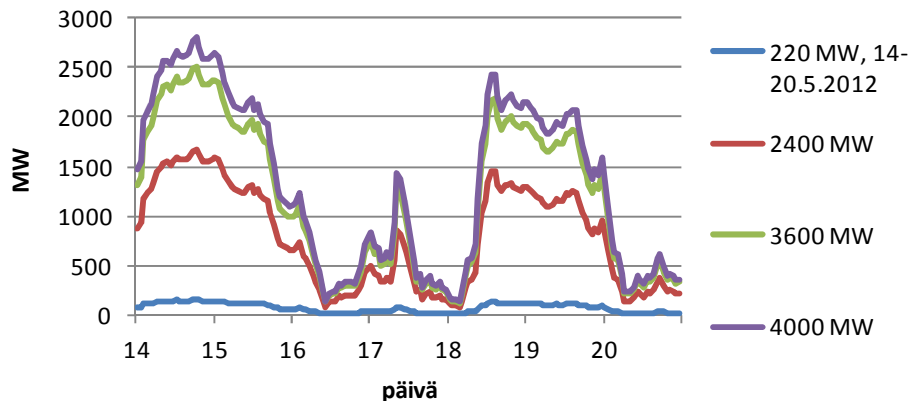
Tuulivoimatuotannon toteutunut ja arvioitu vaihtelu tunneittain eri kapasiteeteilla



Kuva 4.10 Tuulivoimatuotanto 13.–26.2.2012 ja arvioitu tuulivoimatuotannon vaihtelu vastaavissa tuuliolosuhteissa suuremmalla tuotantokapasiteetilla



Tuulivoimatuotannon toteutunut ja arvioitu vaihtelu tunneittain eri kapasiteeteilla



Kuva 4.11 Tuulivoimatuotanto 14.–20.5.2012 ja arvioitu tuulivoimatuotannon vaihtelu vastaavissa tuuliolosuhteissa suuremmalla tuotantokapasiteetilla

Suurimmat muutokset toteutuneessa tuulivoimatuotannossa koetaan kolmannella aikajaksolla, joka oli tuulisempi kuin muut jaksot. Kuuden tunnin kuluessa tuulivoimatuotanto vaihtelee maksimissaan 44 % tuulivoiman kokonaiskapasiteetista ja 24 tunnin kuluessa tuulivoimatuotanto vaihtelee maksimissaan 72 % tuulivoimakapasiteetista, kuten taulukosta 4.2 havaitaan.

Taulukko 4.2 Tuulivoimatuotannon maksimaalinen vaihtelu esimerkkiviikkojen aikana ja suuremmalle tuotantokapasiteetille skaalattu vaihtelu

Tuulivoimakapasiteetti, MW	212	2400	3600	4000
Tuotannon maksimaalinen vaihtelu 6h sisällä, MW	93	1056	1584	1760
Tuotannon maksimaalinen vaihtelu 24 h sisällä, MW	153	1728	2592	2880

On hyvä huomioda, että nämä luvut perustuvat tarkasteltuihin esimerkkiviikkoihin, eikä niiden siten voida olettaa kuvaavan keskimääräistä tilannetta tai ääritilanteita, joita esiintyy harvoin. Kuvattuihin tilanteisiin on kuitenkin varauduttava, jotta sähkön toimitusvarmuus voidaan taata.

Mikäli oletetaan, että tuulivoiman tunnin sisäinen vaihtelu voi olla maksimissaan 16 %, kuten Fingrid oletti omassa arviossaan säätövoiman tarpeesta, muodostuisi tunnin sisäiseksi vaihteluksi oletetuilla tuulivoimakapasiteeteilla:

- tuulivoimakapasiteetti 2400 MW, tunnin sisäinen vaihtelu 384 MW
- tuulivoimakapasiteetti 3600 MW, tunnin sisäinen vaihtelu 576 MW
- tuulivoimakapasiteetti 4000 MW, tunnin sisäinen vaihtelu 640 MW

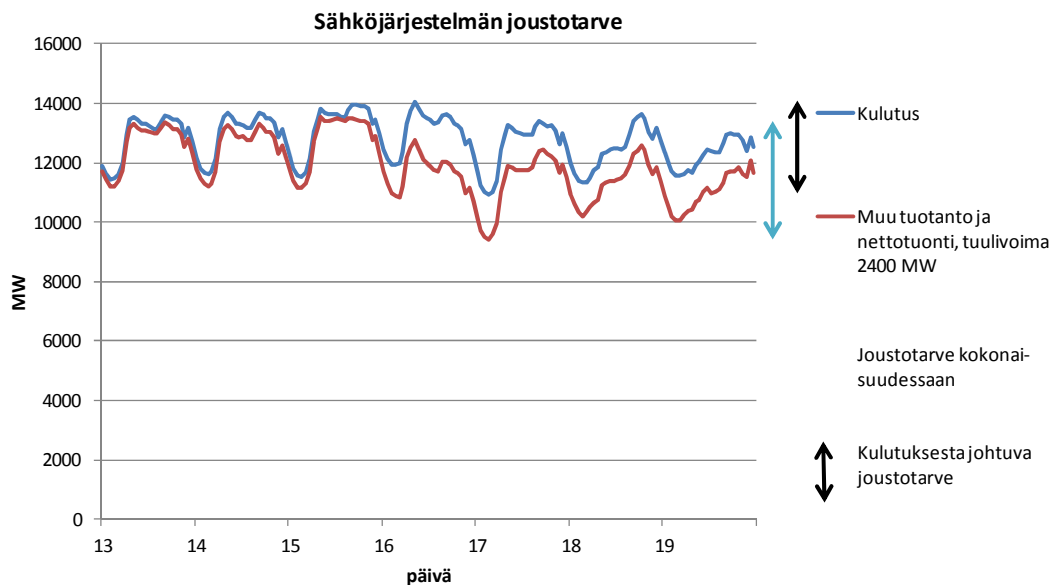


Fingridin arvio tunnin sisäisen vaihtelun suuruudesta sijoittuu VTT:n arvion (80 MW vaihtelu, kun kapasiteetti 2000 MW) ja Tanskan kokemusten (maatuulivoimalle maksimissaan 25 % tuotantokapasiteetista) väliin.

4.4.3.2 Sähköjärjestelmän joustotarve esimerkkiviikoilla

Kuvissa 4.12–4.19 on tarkasteltu joustotarvetta esimerkkiviikoilla tilanteissa, joissa tuulivoiman kapasiteetti on 2400 tai 4000 MW. Kysyntä vastaa esimerkkiviikkojen aikaista kysyntää.

Kuvista voi havaita, että 2400 MW tuulisähköoletuksella eri jaksoilla jaksonsisäinen joustotarve vaihtelee noin 3000 MW:sta runsaaseen 4000 MW:in, 4000 MW tuulivoimatilanteessa 4000 MW:sta noin 6000 MW:in. Tarpeesta noin puolet johtuu kuorman vaihtelusta ja loppuosan aiheuttaa tuulen vaihtelu. Näin suuri jousto edellyttää joinain aikoina myös muun hiilineutraalin tuotannon alassäätöä.



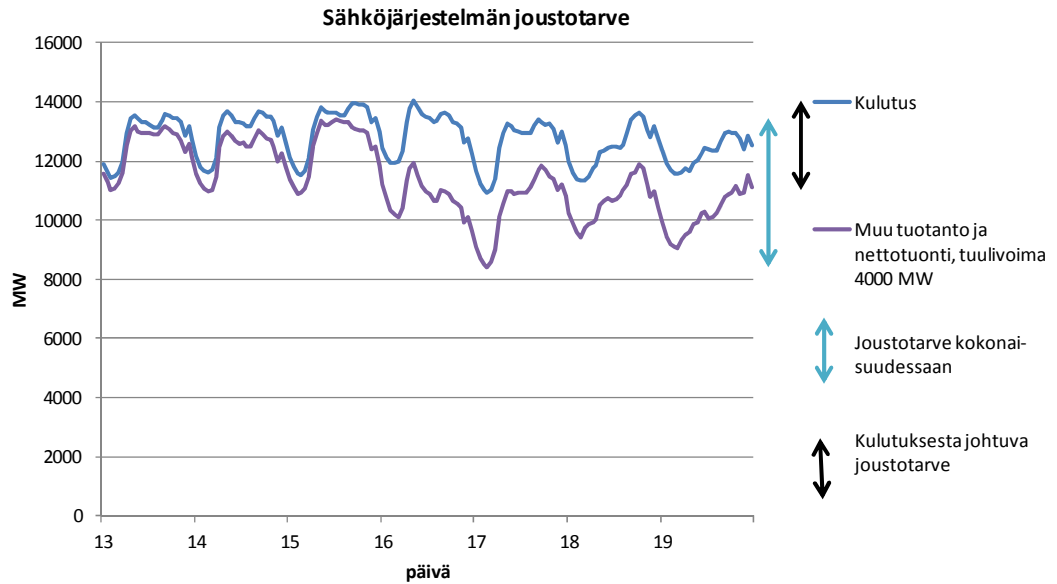
Kuva 4.12 Joustotarve viikolla 1 2400 MW tilanteessa



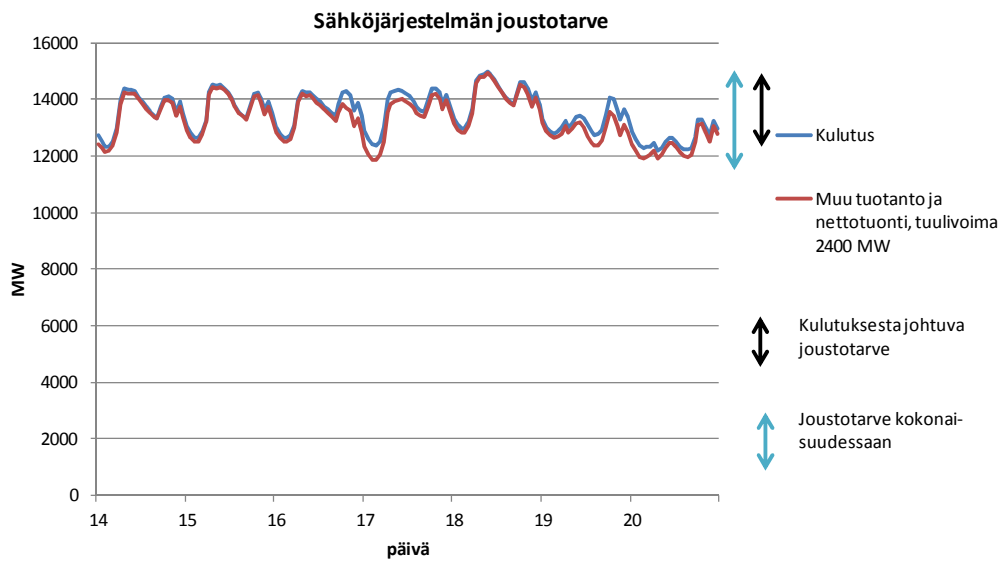
Loppuraportti

63 (123)

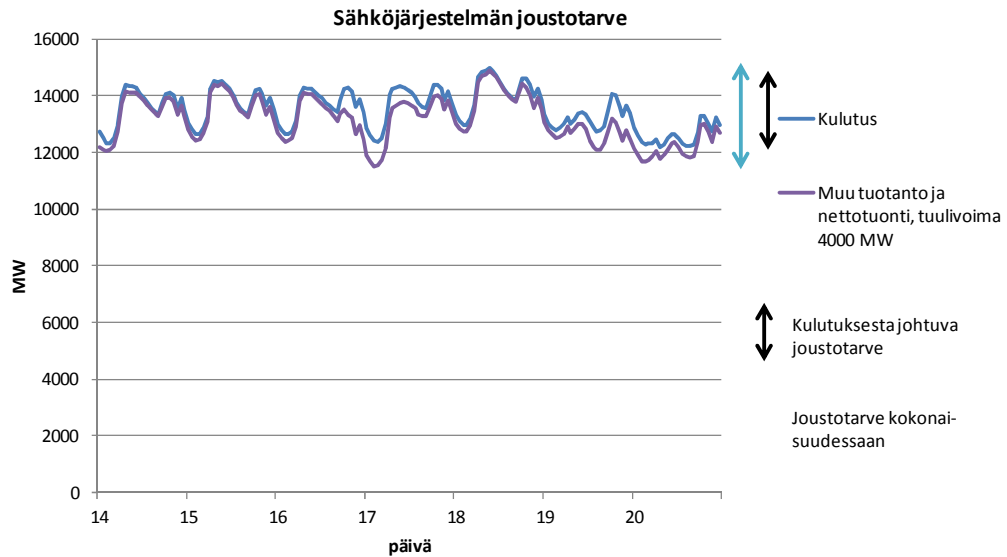
8ETFG1R



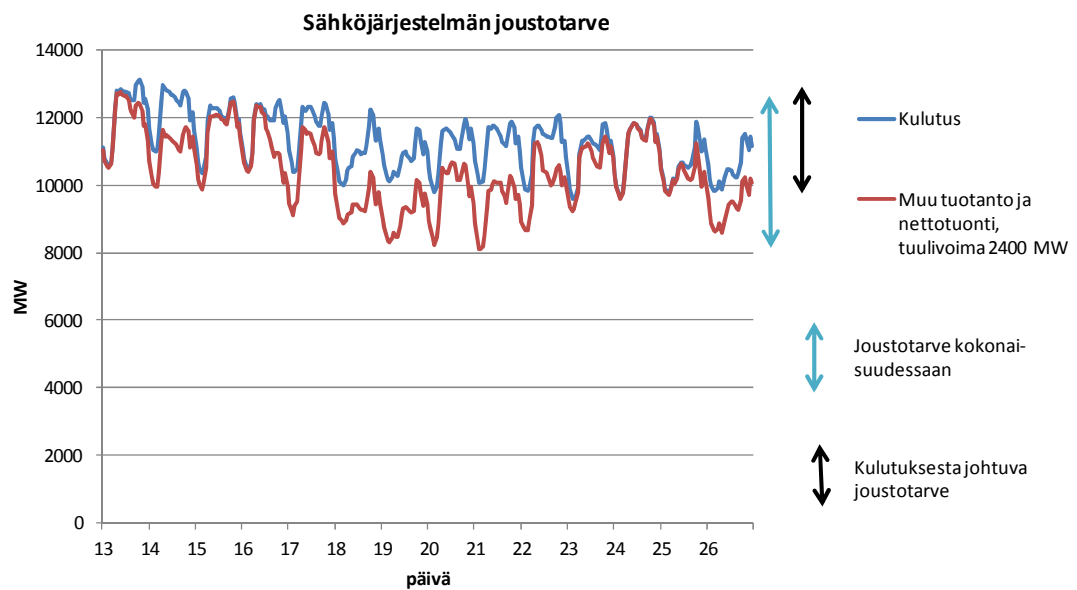
Kuva 4.13 Joustotarve viikolla 1 4000 MW tilanteessa



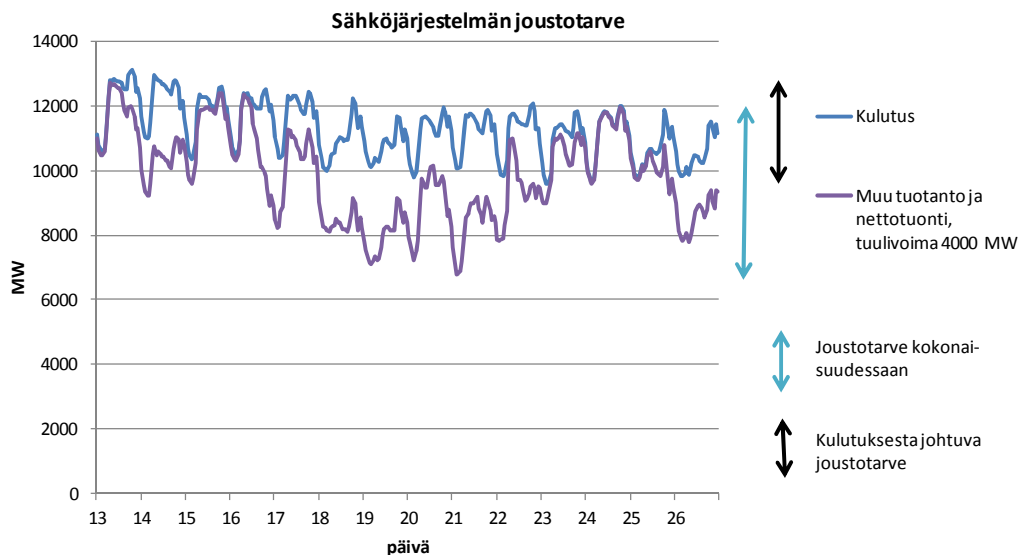
Kuva 4.14 Joustotarve viikolla 2 2400 MW tilanteessa



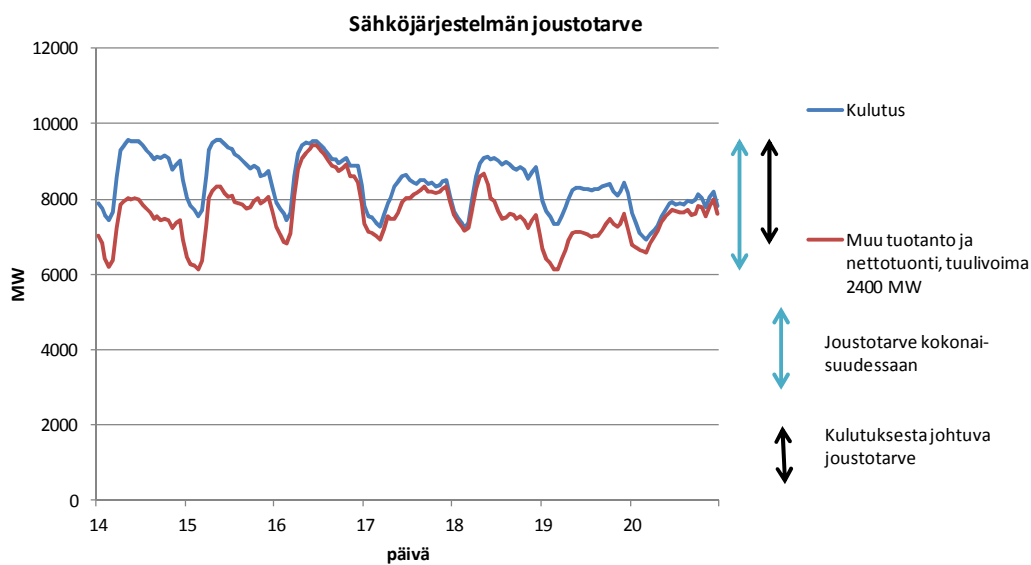
Kuva 4.15 Joustotarve viikolla 2 4000 MW tilanteessa



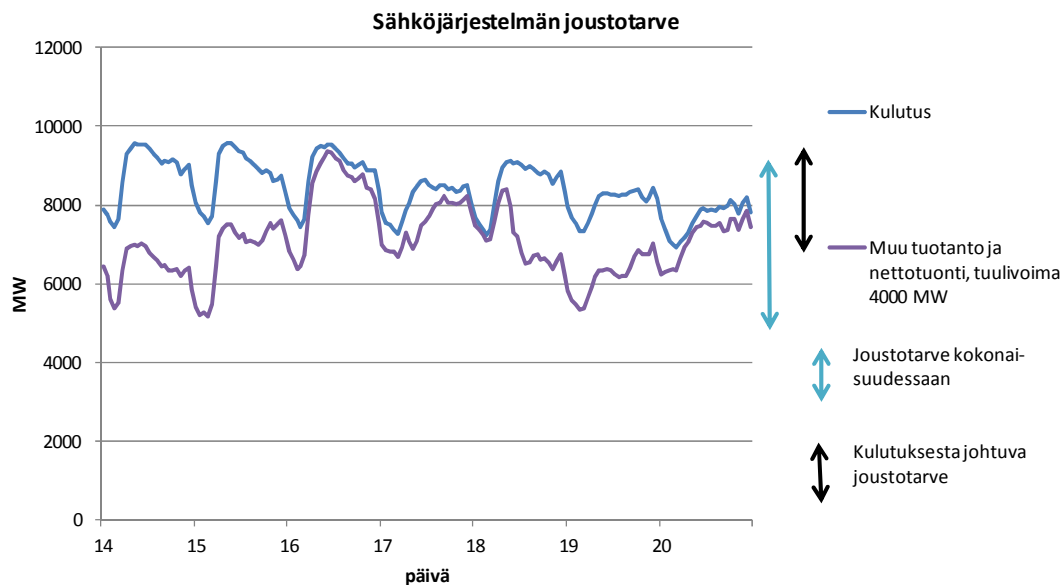
Kuva 4.16 Joustotarve viikolla 3 2400 MW tilanteessa



Kuva 4.17 Joustotarve viikolla 3 4000 MW tilanteessa



Kuva 4.18 Joustotarve viikolla 4 2400 MW tilanteessa



Kuva 4.19 Joustotarve viikolla 4 4000 MW tilanteessa

Kuvissa 4.20–4.22 on esitettyä vielä erikseen referenssiviikon 50/2010 säätötarpeet seuraavasti:

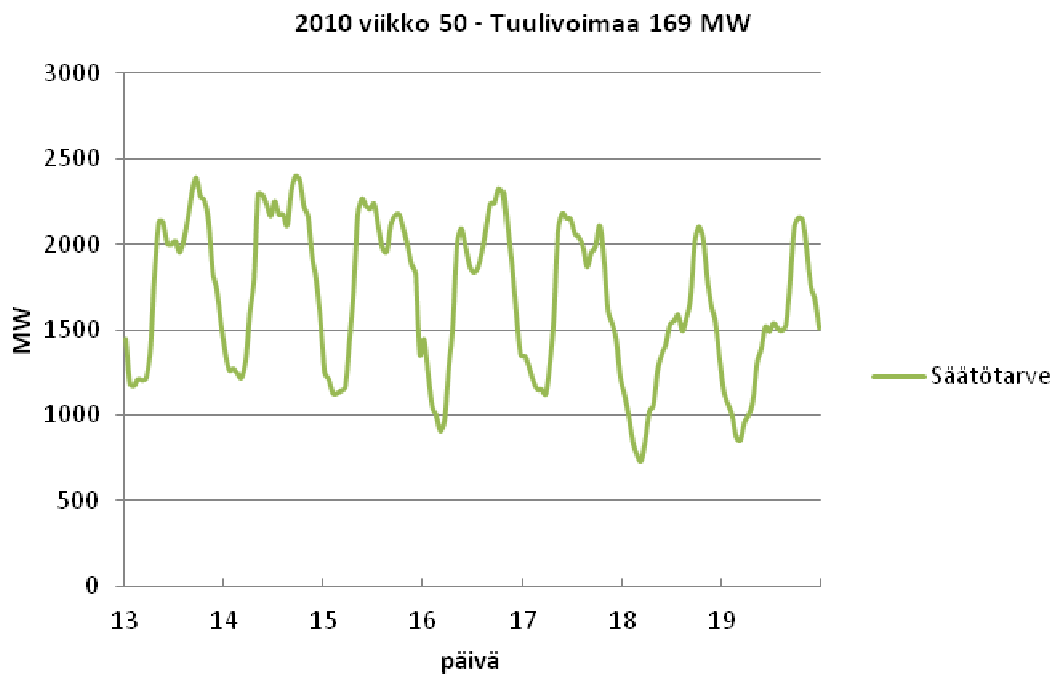
- Tuuli-, vesi- ja lauhdevoimaa (+kaasuturbiinit) lukuun ottamatta tuotanto, kulutus ja vaihtotase on pidetty ennallaan
- Säättämätöntä vesivoimaa on vuorokauden jokaiselle tunnille vuorokauden alin tuotantomäärä
- Säädettyä vesivoimaa on vuorokauden jokaiselle tunnille vuorokauden maksimi- ja minimituotannon erotus
- Säädettyä vesivoimaa käytetään vain, mikäli kaikkea kulutusta ei saada tuotettua säättämättömillä ja vain siihen asti, kunnes säätötarve on nolla
- Lauhdevoima ja kaasuturbiinit on jätetty pois tuotannosta
- Tuulivoima on skaalattu viikolle erikseen vuotuisen kapasiteetin ja viikon tuotantolukujen mukaan vastaamaan myös 2400 ja 4000 MW kapasiteettia



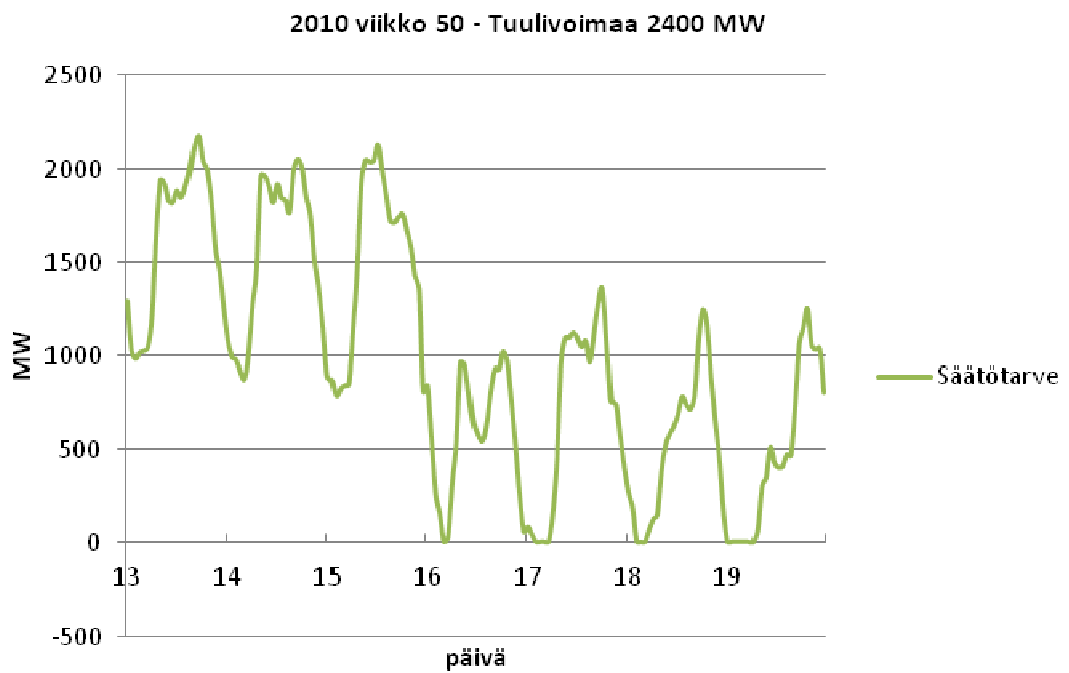
Loppuraportti

67 (123)

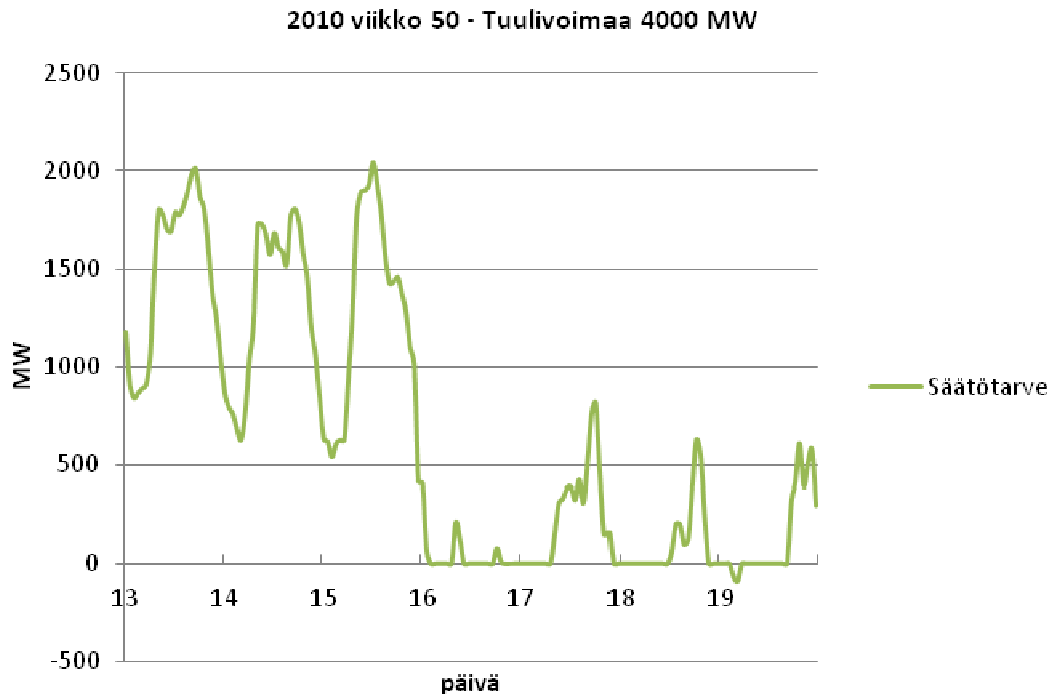
8ETFG1R



Kuva 4.20 Joustotarve 169 MW tilanteessa



Kuva 4.21 Joustotarve 2400 MW tilanteessa



Kuva 4.22 Joustotarve 4000 MW tilanteessa

4.5 TUULIVOIMAN VAIKUTUKSET MUUHUN SÄHKÖNTUOTANTOON

Tuulisina aikoina tuulisähkön tuotanto vähentää kullakin hetkellä muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan kalleinta tuotantomuotoa. Kuvasta 4.23 havaitaan, kuinka lisääntynyt tuulivoima on vähentänyt Espanjassa kombi- ja hiilivoimalaitosten huipunkäyttöaikoja. Talvisaikaan kallein tuotantolaji on lauhdetuotanto. Sen sijaan kesäaikaan tuulivoima korvaa yhteistuotantoa tai sähkön tuontia. Näiltä osin tuulivoiman pienentävä vaikutus hiilidioksidipäästöihin jää olennaisesti pienemmäksi kuin talviaikaan, jolloin lauhdetuotanto on väistävissä roolissa. Kesäaikaan osa tuulivoiman tuotantohuipuista saattaa johtaa siihen, että sillä korvataan lämpökeskuskattiloiden polttoainekäyttöä sähkön markkinahinnan pudotessa hetkellisesti polttoaineiden hinnan tasolle. Tanskassa oli v. 2010 tilanne, jossa Jyllannin alueen NordPool-hinta sähkölle oli joitakin tunteja negatiivinen runsaan tuulivoimatuotannon aikana.

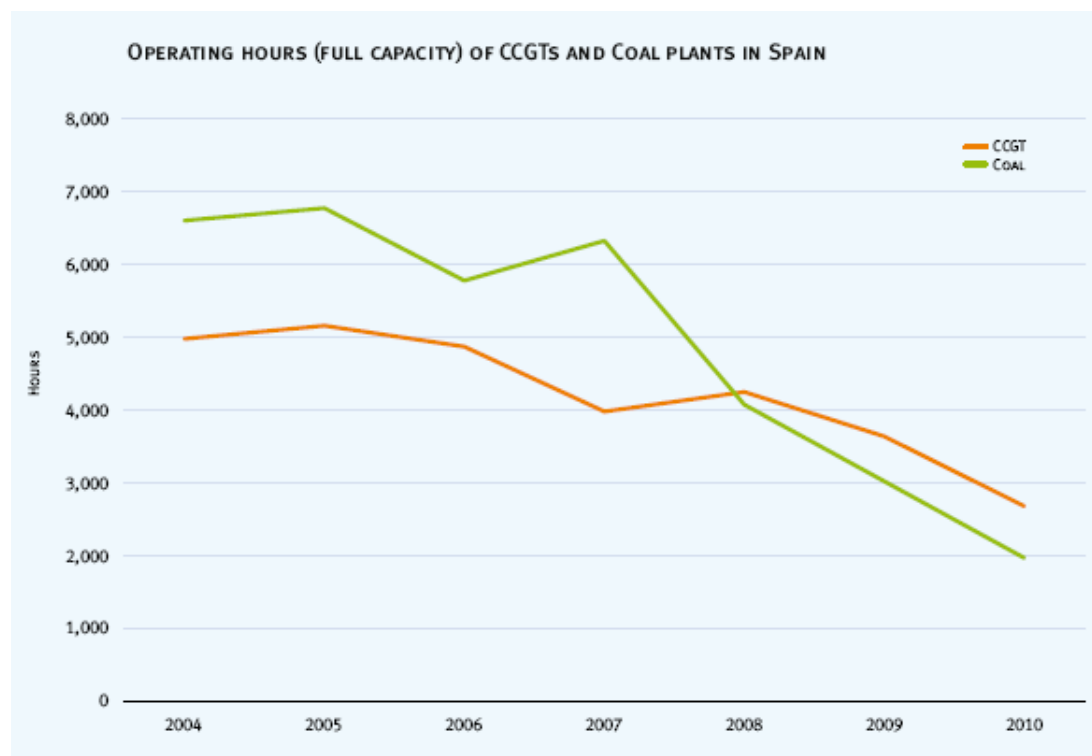
Vesivoiman ja ydinvoiman määrä jäävät ennalleen sekä ajojärjestyssyistä että niiden neutraalin ilmastovaikutuksen vuoksi. Vesivoiman vesivarastojen käytön optimointiin voi tuulivoima vaikuttaa varsinkin kesäaikaan, jolloin lämpövoimatuotanto on suurimmaksi osaksi pois käytöstä. Ruotsissa on tehty arvioita siitä, että vesivoimaa voidaan joutua rajoittamaan mm. ohijuoksutuksin tuulivoiman lisärakentamisen seurauksena. Tilanne korostuisi runsassateisen vuoden aikana.

Vientimahdollisuus Suomeen voi myös rajoittua nykyisestä, jos molemmissa maissa on samaan aikaan hyvät olosuhteet tuulivoiman tuottamiselle.

Tuulivoiman aiheuttama säätötarve on luonteeltaan erilainen kuin nykyinen sähköntuotannon säätötarve, joka liittyy kulutuksen muutoksiin tai verkon häiriöihin. Tuulivoiman tuotanto muuttuu tuulitilanteen mukaan ja on siten riippumaton kulutuksen vaihteluista. Siksi tuulivoiman säätötarve on ainakin osa-aikaisesti täysimääräistä säätötehon osalta.

Tuulivoiman on arvioitu lisäävän sähkön hinnan vaihteluita. (Pöyry 2011) Tunteina, jolloin tuulee paljon, sähkön tukkumarkkinahinta laskee. Toisaalta tuulivoimalla voi olla nostava vaikutus sähkön hintaan niinä tunteina, jolloin tuulisuus on vähäistä. Kun tuulisähköä ei ole saatavissa, kysyntä korvaavalle kapasiteetille on suurta. Toisaalta kyseistä korvaavaa tuotantoa tarvitaan entistä harvemmin, ja sähköntuottajien pitäisi saada riittävästi tuloja, jotta harvemmin käytettyä kapasiteettiä kannattaa ylläpitää, ja siihen kannattaa investoida.

Vesivoimaa tarvitaan kesällä entistä enemmän säätövoimana, koska lämpövoimatuotanto on suurimmaksi osaksi poissa käytöstä. Näin ollen tuulivoima voi vaikuttaa vesivarastojen optimointiin varsinkin kesäaikaan.



Kuva 4.23 Kombi- ja hiilivoimalaitosten käyttöaika Espanjassa. (Eurelectric 2011b) Tuulivoiman osuus sähköntuotannosta on kasvanut Espanjassa voimakkaasti 2000-luvulla, vuonna 2000 osuus oli 2 % ja vuonna 2009 13 %



Loppuraportti

70 (123)

8ETFG1R

Suomen olosuhteissa tuulivoiman edellyttämän lisäsäätökapasiteetin rakennetta ja määrää on vaikea ennustaa, koska tuulivoimatehon osuus kokonaistuotannosta on Suomessa vielä varsin pieni. Suomen tuotantorakenne taas poikkeaa olennaisesti maista, joissa tuulivoiman osuus jo kasvanut 5–10 %:n osuutta vastaavalle tasolle.

Seuraavanlaisia arvioita voidaan kuitenkin tehdä. Voidaan olettaa, että moneen tuotantoyksikköön hajautuneen tuulivoiman säätötarve ei ole erityisen nopeaa. Laiteviat ja tuulitilanteen muutokset vaikuttavat siihen, että tarve tunninsisäiselle kompensoivalle säädölle jäänee Fingridin arvion tasolle (n. 16 %). Sään tyyntyminen ja tuulen voimistuminen tapahtuvat tyypillisesti Suomen kokoisella alueella muutaman tunnin kuluessa, joten lämpövoiman käynnistysajat ja tehonmuutosnopeudet ovat riittäviä tarvittavan säätötehon tuottamiseen. Tuulivoimakapasiteetin suurimmat tehovaihtelut tapahtuvat tyypillisesti aikavakiolla, jonka suuruus vaihtelee muutamasta tunnista 2–3 vuorokauteen. Tuulivoiman tuotantokapasiteetti voitaneen ennustaa kohtuullisella tarkkuudella, kuten sääennusteet yleensäkin, lyhyellä n. parin vuorokauden aikajaksolla.



5 VAIHTOEHDOT SÄHKÖJÄRJESTELMÄN JOUSTAVUUDEN LISÄÄMISEKSI

5.1 SÄHKÖNTUOTANTOMUODOT

5.1.1 Vesivoima

Säätävän vesivoiman lisäysmahdollisuudet

Oy Vesirakentajan tekemän *Voimaa Vedestä 2007* -selvityksen jälkeen uutta vesivoimaa on rakennettu niukasti, mutta suurten voimatalousjokien tehonnostot ovat edistyneet suunnitellusti. Tämä on lisännyt pääosin säätöön soveltuvaa vesivoimakapasiteettia suurten voimatalousjokien pääuomilla vuosina 2007–2012 yhteensä noin 130 MW ja energiantuotantoa keskivesivuotena noin 180 GWh.

Tämän hetken päivetettyjen tietojen mukaan säätöön kykenevää vesivoimaa voidaan vielä koskiensuojelulakien estämättä lisätä jo rakennetuissa joissa noin 200 MW ja näiden hankkeitten säätöenergia on yhteensä runsaat 300 GWh keskimääräisenä vesivuotena. Yhteenvedo vesistöittäin on taulukossa 5.1.

Taulukko 5.1 Säätävän vesivoiman lisäys vesistöittäin 2013–2030 (Oy Vesirakentaja 2012)

2013-2030 suunniteltu säätövoiman lisäys				
Vesistö nro.	Vesistö	Hankkeita Tuotanto		
		kpl	MW	GWh/a
4	Vuoksen vesistöalue	2	0	10
14	Kymijoen vesistöalue	0	0	0
35	Kokemäenjoen vesistöalue	6	55	64
59	Oulujoen vesistöalue	5	24	17
61	Iijoen vesistöalue	2	14	10
65	Kemijoen vesistöalue	9	103	207
	Yhteensä	24	196	308
Lisäksi on suunniteltu				
	Kemihaaran allas + laitos Kemijoella		37	310
	Kollajan allas + laitos Iijoella		32	200
Allashankkeet lisääisivät säätöenergiaa yhteensä noin 500 GWh/a nimenomaan aikoina, jolloin säätömahdollisuus näissä vesistöissä on rajoittunut joko veden vähyyden tai runsauden vuoksi				

5.1.2 Lämpövoima

Tuulivoiman säätötarve ei ole erityisen nopeaa. Sään tyyntyminen ja tuulen voimistuminen tapahtuvat tyypillisesti Suomen kokoisella alueella muutaman tunnin



kuluessa, joten lämpövoiman tyypilliset käynnistysajat ja tehonmuutosnopeudet ovat usein riittäviä tarvittavan säätötehon tuottamiseen. Tuulivoimakapasiteetin suurimmat tehovaihtelut tapahtuvat ovat tyypillisesti 2–3 vrk jaksoissa. Tuulivoiman tuotantokapasiteetti on, kuten sääennusteet yleensäkin, varsin hyvin ennustettavissa lyhyellä aikajänteellä, jopa parin vuorokauden ennusteella.

Vanhaa poltinpolttoon perustuvaa lauhdevoimaa on mahdollista hyödyntää tuulivoiman rinnalla joustavana sähköntuotantokapasiteettina ja myös muuntaa säätöön soveltuviksi. Mikäli lauhdelaitoksia muunnetaan biopolttoainelasteiden (paahtopelletit, pyrolyysiöljy) käyttöön soveltuviksi, niihin ei ole tarpeellista tehdä laajamittaisia IE-direktiivin edellyttämiä ilmansuojeluinvestointeja puhtaamman biopolttoainekäytön vuoksi. Toimitusvarmuuden näkökulmasta olisi hyvä säilyttää myös jatkossa mahdollisuus hiilen käyttöön kriisitilanteiden kuten ilmastomuutoksen aiheuttamien sään ääri-ilmiöiden tai maakaasun tai öljyn käyttöön liittyvien poliittisten kriisien varalta.

Lisäksi olisi syytä selvittää mahdollisuudet liittää lauhdevoimalaitokset osaksi lähintä kaukolämpöverkkoa, jotta niiden tuottama säätövoima saataisiin yhteistuotantomuotoiseksi. Tällaisia mahdollisuuksia liittyy ainakin Mussalon ja Inkoon laitoksiin. Myös Loviisan etäisyys pääkaupunkiseudulta tarjoaa pitkällä tähtäyksellä kaukolämpöyhteysmahdollisuuden, kun energiajärjestelmä joka tapauksessa muuttuu. Tarve lauhdevoimalla tapahtuvaan säätöön vähentyy jatkossa, kun muiden keinojen ja tuotantomuotojen hyödyntäminen sähköjärjestelmän joustavuuden lisäämisessä kasvaa, mutta lauhdelaitokset ovat tarpeen ainakin seuraavan vuosikymmenen ajan.

Myös vanhoja hiilikäyttöisiä CHP-laitoksia (Hanasaari, Salmisaari, Kymijärvi) voidaan hyödyntää joustavana sähköntuotantokapasiteettina Näidenkin osalta varastoitavien biopolttoainelasteiden kuten paahtopellettien ja pyrolyysiöljyn käyttö mahdollistaisi IE-direktiivin edellyttämän BAT-päästötason ilman muita lisäinvestointeja kuin polttoaineen varastointi ja poltinmuutokset.

Tämän kaltaiseen tuulivoiman tuottaman energian varastointiin soveltuu hyvin CHP-tuotanto, jos sen lämmöntuotantoa varten on rakennettu 2 vuorokauden käyttöön mitoitettu lämpöakkukapasiteetti. Lämpöakkujen lisärakentaminen on varsin edullista verrattuna mihin tahansa sähköön varastointiin.

Yhteistuotantolaitoksien tehonsäätöominaisuuksia voidaan parantaa myös lisäjähdyttimien avulla, jolloin ääritilanteissa kaukolämmön tuotantoa voidaan siirtää lämpökattiloille ja siirtyä CHP-voimalaitoksilla yhteistuotannosta lauhdetuotantoon.

Huipputehoa tuottavat kaasuturbiinit ja moottorit kannattaa sijoittaa kaukolämpöverkkojen lähelle, jolloin niiden tuottama sähkö on mahdollista tuottaa yhteistuotantosähköä. Samalla voidaan korvata lämpökattiloilla tuotettua kaukolämmön tuotantoa talvihiippuina ja kesäminimin aikana, jolloin kaukolämmön yhteistuotannon peruskuormalaitosten säätökapasiteetti ei ole käytettävissä. Jos huipputehon tuotanto voidaan tehdä yhteistuotantona, pienenee sen ominaispäästö alle puoleen kulutusasteen muutosta vastaavasti (2,5 → 1,1).



Dieselmoottorit soveltunevat parhaiten pieneen huipputehon tuotantoon liitettynä kaukolämpöverkkoihin. Niissä on mahdollista käyttää polttoaineena heikompilaatuisia öljyjä ja bioöljyjälösteita (mahdollisesti pyrolyysiöljyä) kuin kaasuturbiineissa.

Lämpöpumput vähentävät polttoaineen käyttöä yhteistuotannossa. Olemassa olevat yhteistuotantolaitokset jäävät tällöin tuulivoiman luontevaksi säätökapasiteetiksi. Jos tuulivoiman osuus tulevaisuudessa jatkaa kasvuaan, tulee yhteistuotannosta se energiantuotantomuoto, joka tekee tuulivoimalle tilaa markkinoilla. Siinä tilanteessa lisätuulivoiman arvo putoaa verrattuna nykytilanteeseen, jossa tuulivoima korvaa pääosin lauhdetuotantoa.

5.1.3 Ydinvoimalaitokset

Suomessa on rakenteilla Olkiluotoon AREVAN kehittämä painevesireaktori EPR. Tämän lisäksi eduskunta vahvisti 1.7.2010 TVO:n neljännen ydinvoimalaitoksen ja Fennovoima Oy:n ydinvoimalaitoksen periaatepäätökset. Fennovoiman laitos on määrä rakentaa Pyhäjoelle ja TVO:n Olkiluotoon. Näiden laitosten osalta investointipäätöksiä ei ole vielä tehty.

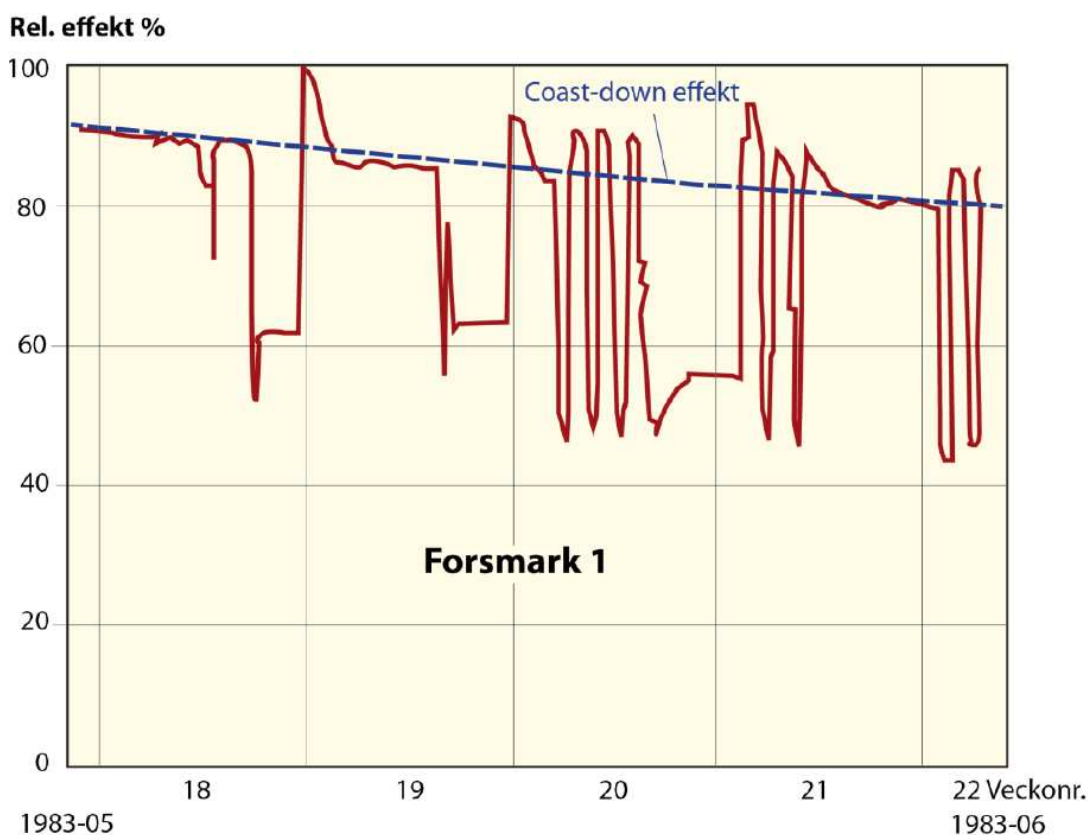
Ruotsissa tehdyn selvityksen mukaan AREVA on ilmoittanut EPR:n säätöominaisuuksiksi seuraavat tehonmuutokset:

- tehonlasku jopa 5 % per minuutti tehoalueella 100 % → 60 % ja takaisin 100 % teholle, päivittäisessä käytössä
- tehonmuutos 100 %: -> 25 % 5 % minuutissa ja 25 % → 60 % nopeudella 2,5 % minuutissa

Myös Mitsubishin, Toshiba ja General Electric-Hitachin uusilla laitoskonstruktioilla on ilmoitettu olevan vastaavat säätöominaisuudet. (Elforsk 2011)

Ranska tuottaa maailmassa suhteellisesti eniten sähköstään ydinvoimalla ja ohjaa rutiininomaisesti laitoksia sähkön kysynnän vaihteluiden mukaan. Ydinvoimaa on Ranskassa käytetty myös taajuudensäätöön. Myös uusien laitosten kehityksessä on otettu huomioon niiden käyttö säätöön. Ydinvoima-alan kansainväliset järjestöt ovat laatineet suosituksia reaktoreiden ominaisuuksista, muun muassa säädettävyydestä.

Ruotsissa käytettiin ydinvoimaa säätöön 1980 – ja 1990 – luvuilla. Esimerkki säädöstä on kuvassa 5.1. Aikajaksolla on tehty vuorokausisäätöä 50 % teholle ja viikonloppusäätöä 60 % teholle.



Kuva 5.1 Forsmark 1:n tehokäyrä viikoilla 18–22 vuonna 1983. (Elforsk 2011)

Ydinvoimayksiköjä ajetaan normaalisti täydellä teholla, sillä ydinvoiman investointikustannukset ovat korkeat ja muuttuvat kustannukset alhaiset polttoaineen alhaisen hinnan vuoksi. Ydinvoiman käyttötuntien väheneminen heikentää investoinnin kannattavuutta. Kun ydinvoimayksiköjä ajetaan useimmiten täydellä teholla, kyseeseen voi tulla lähinnä alassäätö. Tarvetta alassäätöön ydinvoimalla esiintyy todennäköisimmin aikoina, jolloin sähkön kysyntä on vähäistä. Ydinvoiman säätökäyttö onnistuu parhaiten ajankohdaltaan ja kestoaltaan ennakoitussa tehontarpeen laskussa.

Useat tehonmuutokset aiheuttavat sen, että polttoainetta ei käytetä ydinvoimalaitoksessa optimaalisesti. On muistettava, että mikä tahansa muutos tuotantotehoon lisää häiriötapahtumien riskiä ja voi johtaa ei-toivottuihin seisokkeihin. Tehonmuutosten nopeutta, suuruutta ja taajuutta onkin Suomessa rajoitettu Säteilysurvakeskuksen määräyksillä.

5.1.4 Tuulivoima

Taloudellisesta näkökulmasta säätö tuulivoimalla poikkeaa esimerkiksi säätämisestä lämpövoimalla; tuotantoa ei voi suunnitella etukäteen, ja tuulivoiman muuttuvat kustannukset ovat alhaiset. IEA:n (International Energy Agency) analyysin mukaan tuulivoimaloiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat 7–26 €/MWh ja VTT:n



mukaan tuulivoimaloiden käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat viime vuosikymmenen puolivälin jälkeen olleet noin 12–15 €/MWh laskettuna koko voimalan elinkaarelle. (Mikkonen 2011)

Vaikka tuulivoimainvestointien toteutuminen edellyttää Suomessa nykytilanteessa tukitoimia, itse sähköntuotanto tuulivoimalla on edullista. Toisin kuin niiden tuotantomuotojen kohdalla, joiden muuttuvat kustannukset ovat korkeat polttoaineen hinnan vuoksi, tuottamatta jättäminen on tuulivoimalla epäedullinen ratkaisu silloinkin kun sähkön hinnat ovat alhaalla. Lisäksi tuottamatta jättäminen tarkoittaa myös uusiutuvan energian tuen menetystä, jos tuulivoimatuotanto on syöttötariffien piirissä. On mahdollista, että jatkossa uusiutuvan sähköntuotannon tuet eivät ole enää käytössä.

Sekä alassäätö että ylössäätö tuulivoimalla tarkoittaa tuulivoiman kohdalla tuotannon rajoittamista, ja siten myös tulonmenetyksiä, mikäli kyseessä ei ole roottoreiden inertian avulla tuotettu hetkellinen säätö. Näin ollen ei ole kannattavaa hyödyntää tuulivoimaa laajasti säätötarkoituksiin, eikä tuulivoimaa voida ajaa esimerkiksi kulutuksen vuorokausivaihtelun mukaan tai viikon sisäisen vaihtelun mukaan.

Mikäli ylössäädön hinnat säätömarkkinalla nousevat niin korkeiksi, että tuottaja saa säätömarkkinan kautta riittävästi tuloja korvaamaan menetetyt tuotannon, säätäminen ajoittain muodostuu tuottajalle kannattavaksi. Alassäätö tuulivoimalla ei muodostu tuottajalle kannattavaksi vaihtoehdoksi nykyisillä säätövoiman hinnoittelua säätömarkkinalla koskevilla säännöillä. Tämä johtuu siitä, että alassäätöhinta ei voi ylittää kyseisen käyttötunnin Elspot-hintaa, paitsi tilanteissa, joissa alassäätöhinta on negatiivinen. Tällaisessa tilanteessa tuottajalle maksetaan tuotannon vähentämisestä.

Tuulivoiman alassäädölle voi olla tarvetta erityisesti silloin kuin sähkön kysyntä on vähäistä sellaisessa sähköjärjestelmässä, jossa tuulivoiman osuus on suuri. Tällaisia tilanteita voisi esiintyä Suomessa tulevaisuudessa esimerkiksi kesäaikana tai yöllä. Esimerkiksi lämpövoiman tai ydinvoiman alassäätö ei aina ole taloudellisesti ja/tai teknisesti järkevää tai ydinvoiman osalta sallittua, jos kyse on tuotannon vähentämisestä lyhyeksi aikaa.

5.1.5 Kustannukset, päästöt ja työllisyysvaikutukset

Säätövoiman kustannuksia tarkastellaan tässä selvityksessä vesivoimalle, pumppuvoimalle, lämpövoimalle, ydinvoimalle, tuulivoimalle ja energian varastoinnille.

Vesivoima

Vesivoiman osalta ratkaisevaa ovat investointikustannukset. Vuotuisista, jatkuvista kuluista on huomattava kiinteistöverot, jotka ovat luokkaa 4 €/MWh. Muut kulut, kuten käynnissäpitokustannukset ja muut muuttuvat kulut ovat verrattain vähäiset



pääomakustannuksiin verrattuna. Näin on erityisesti, kun ajatellaan vesivoimakapasiteetin lisäämistä jo voimatalouskäyttöön otetuissa vesistöissä.

Vesivoiman investointikustannukset ovat tapauskohtaisia, mutta hiljakkoin toteutettujen ja suunniteltujen hankkeitten voimantuotannon ja kustannusten mukaan voidaan esittää varsin luotettava arvio lisävesivoiman tuotantokustannuksista. Käyttämällä vesivoimalle tyypillistä pitkää 40 vuoden pitoikää ja 5 % korkokantaa voidaan vesivoiman tuotantokustannuksiksi laskea keskimäärin:

Tehonnostot päävesistöissä	15–25 €/MWh
Kemijoen ja Iijoen allashankkeet	30–40 €/MWh
Uusi vesivoima	50–60 €/MWh

Vesivoiman tuotantokustannukset ovat muihin säätövoiman tuotantomuotoihin nähden ylivoimaisesti alhaiset. Sen vuoksi kaikki suunnitellut, säätöön kykenevät, yhteiskunnallisesti hyväksyttävät vesivoimahankkeet tultaneen toteuttamaan jo vuoteen 2020 mennessä.

Pumppuvoima

Realistinen pumppuvoimalaitoksen investointikustannus olisi noin 1000 €/kW. Laskemalla edellä esitetyllä tavalla, käyttäen 40 vuoden pitoikää ja 5 % korkokantaa, saadaan pumppuvoiman investoinnista aiheutuvaksi energiakustannukseksi 1 500–500 tunnin vuotuisella käyttöajalla noin 40–115 €/MWh. Pumppuvoimalaitokseen kohdistunee myös kiinteä vuotuinen kiinteistövero muun vesivoiman tavoin, mikä on otettava huomioon energian hinnassa. Lisäksi on huomioitava muuttuvat käyttökustannukset, joista merkittävin on pumppaukseen tarvittava energia.

Edullisimmillaan pumppausenergia on muuttuvien kustannusten marginaalitasolla (suuruusluokkaa 10 €/MWh) ja edullisissa tuuliolosuhteissa jopa tämän alle. Tuotantoa varten tarvittavan pumppausenergian hinnaksi voidaan siten arvioida noin 15–30 €/MWh. Arviossa on huomioitu 25 % häviöt. Mikäli pumppausta ei voida suorittaa suoraan samaan järjestelmään integroidun tuotantokoneiston avulla omakäyttösähkönä, täytyy lisäkustannuksena ottaa huomioon myös sähkövero. Pumppausenergian hinta voi vaihdella merkittävästi ilman että kannattavuus kärsii, sillä pumppuvoiman kannattavuus riippuu lyhytaikaisista sähkönhinnan vaihteluista enemmän kuin pumppausenergian absoluuttisesta hinnasta.

Edellä sanotun perusteella pumppuvoiman tuotannon kokonaiskustannusten voivat vaihdella huomattavastikin, laskelmien perusteella arviolta 55–145 €/MWh välillä. Pumppuvoimaa voidaan pitää kiinnostavana ja suurella todennäköisyydellä kilpailukykyisenä vaihtoehtona 2020-luvulle tultaessa. Pumppuvoiman kannattavuus perustuu erityisesti kasvavaan säätösähkön tarpeeseen ja sähkön tuntitason hinnanvaihteluihin.

Lämpövoima

Lämpövoiman osalta on tarkasteltu erilaisia voimalaitosvaihtoehtoja 500 tunnin, 1000 tunnin ja 1500 tunnin käyttöajoilla erilliselle sähköntuotannolle ja sähkön ja lämmön yhteistuotannolle. Koska tuulivoimalla ja ydinvoimalla pyritään yleensä tuottamaan mahdollisimman paljon sähköä, valittiin tarkasteltavaksi menetykset, joita tuottajalle koituu sähköntuotannon vähentymisestä. Jotta säätäminen kannattaisi, tuottajan tulisi saada vähintään vastaava korvaus joko säätömarkkinalta tai sähkön tukkumarkkinalta. Taulukossa 5.2 on esitetty kustannusarvion oletukset.

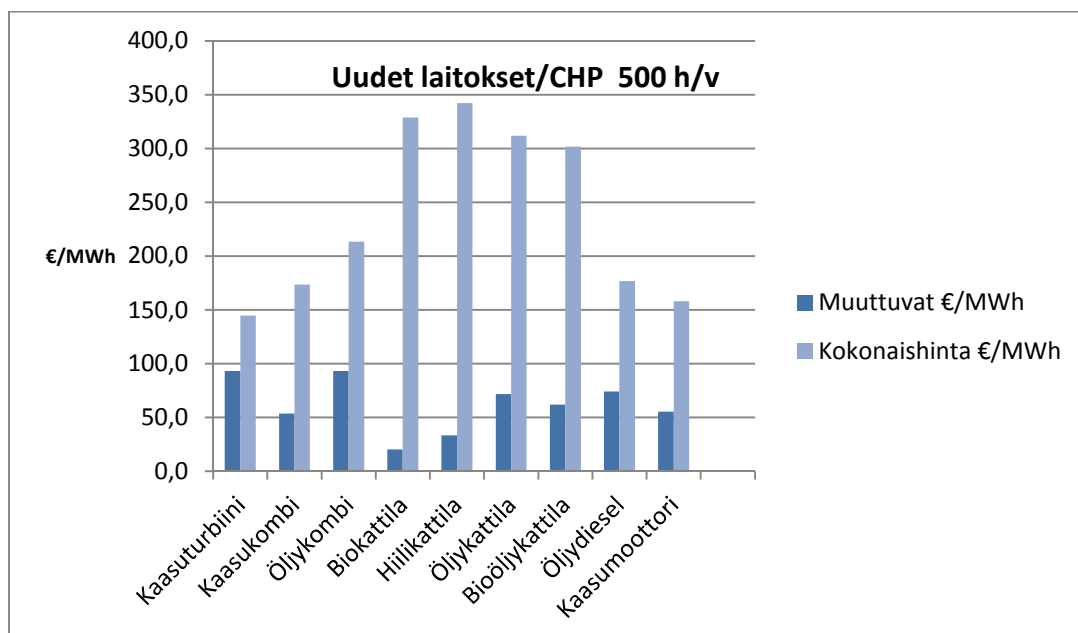
Taulukko 5.2 Kustannusarvion oletukset

Kustannusarviossa käytetyt oletukset		
Päästömaksu		50 €/ton CO ₂
Polttoaineet	kevyt polttoöljy	70 €/MWh
	raskas polttoöljy	50 €/MWh
	maakaasu	38 €/MWh
	hiili	13 €/MWh
	pelletti	35 €/MWh
	hake	18 €/MWh
	paahtopelletti	40 €/MWh
	pyrolyysiöljy	55 €/MWh

Kun investointi on tehty, muuttuvilta kustannuksiltaan edullisempia voimalaitoksia kannattaa ajaa alhaisemmillä sähkön hinnoilla kuin voimalaitoksia, joilla on korkeammat muuttuvat kustannukset. Kokonaiskustannukset huomioivat kaikki kyseisen voimalaitoksen kustannukset, ja antavat arvion siitä, mikä sähkön hinnan tulisi valitulla käyttöajalla olla, jotta investointi tai olemassa olevan voimalaitoksen ylläpito ja mahdolliset investoinnit näihin laitoksiin tulisivat kannattavaksi.

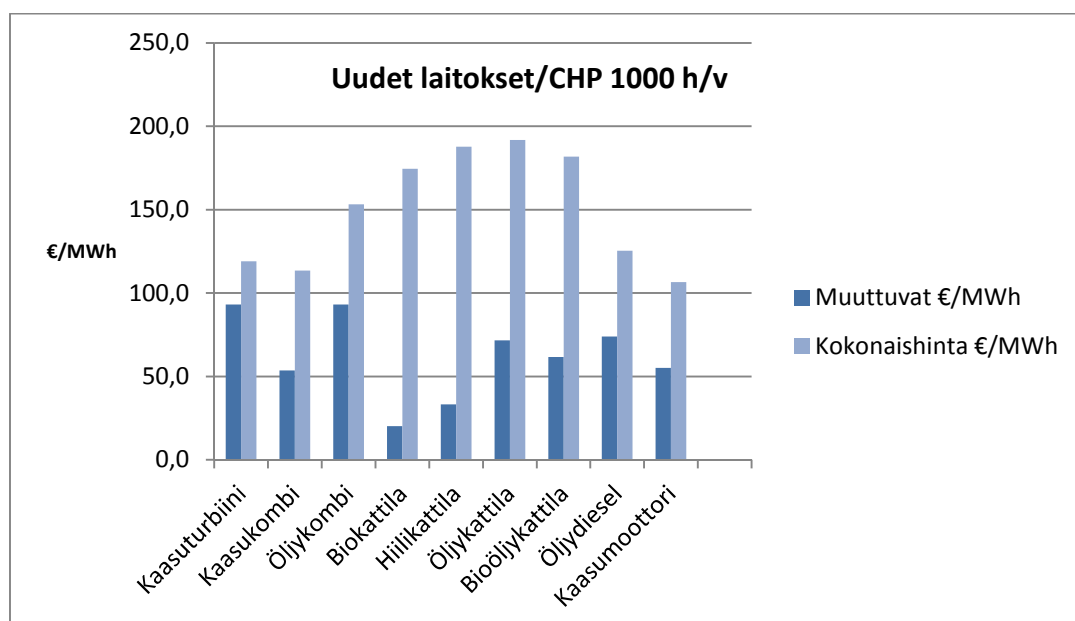
Kuvissa 5.2–5.4 on esitetty säätövoimantuotannon muuttuvat ja kokonaiskustannukset uusinvestoinneissa eri huipun käyttöajoilla. Muuttuvat kustannukset edustavat laitosten ajojärjestystä ja kokonaiskustannukset hintatasoa, jolla ko. tuotantomuoto tulee investointina kannattavaksi. Markkinan tasapainotilanteessa säätövoiman kapasiteettitarve rakentuu eri tuotantomuodoista niin, että säätösähkön markkinahinta vastaa kullekin pysyvyydelle edullisinta tuotantomuotoa.

Kuvan 5.2 mukaan kannattavin yhteistuotantovaihtoehto on kevytöljykäyttöinen kaasuturbiini, kun säätövoimakapasiteetin huipun käyttöaika on 500 h/v. Lähes samaa tasoa ovat myös maakaasukäyttöinen tai raskasöljykäyttöinen moottori sekä maakaasukäyttöinen kombivoimalaitos.



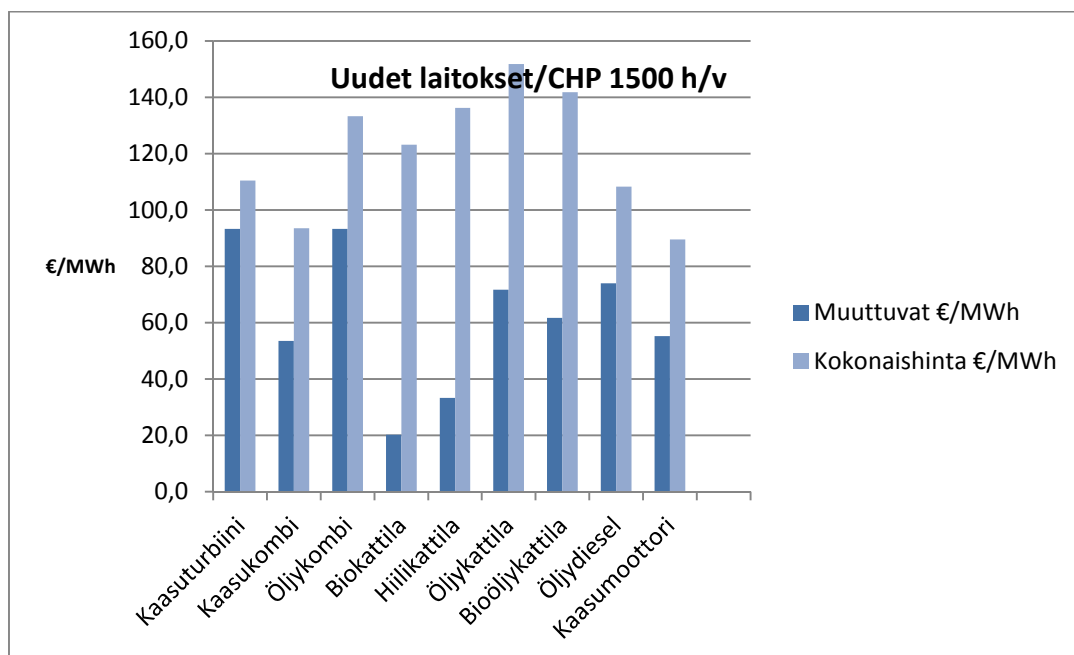
Kuva 5.2 Yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien uusien säätövoimalaitosten tuotantokustannukset käyttöajalla 500 h/v.

Kuvan 5.3 mukaan kannattavin yhteistuotantovaihtoehto on maakaasukäyttöinen moottori, kun säätövoimakapasiteetin huipun käyttöaika on 1000 h/v. Lähes samaa tasoa ovat myös raskasöljykäyttöinen moottori ja kombivoimalaitokset molemmilla polttoainevaihtoehdoilla.



Kuva 5.3 Yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien uusien säätövoimalaitosten tuotantokustannukset käyttöajalla 1000 h/v.

Kuvan 5.4 mukaan kannattavin yhteistuotantovaihtoehto on maakaasukäyttöinen moottori, kun säätövoimakapasiteetin huipun käyttöaika on 1500 h/v. Lähes samaa tasoa on myös maakaasukäyttöinen kombivoimalaitos.

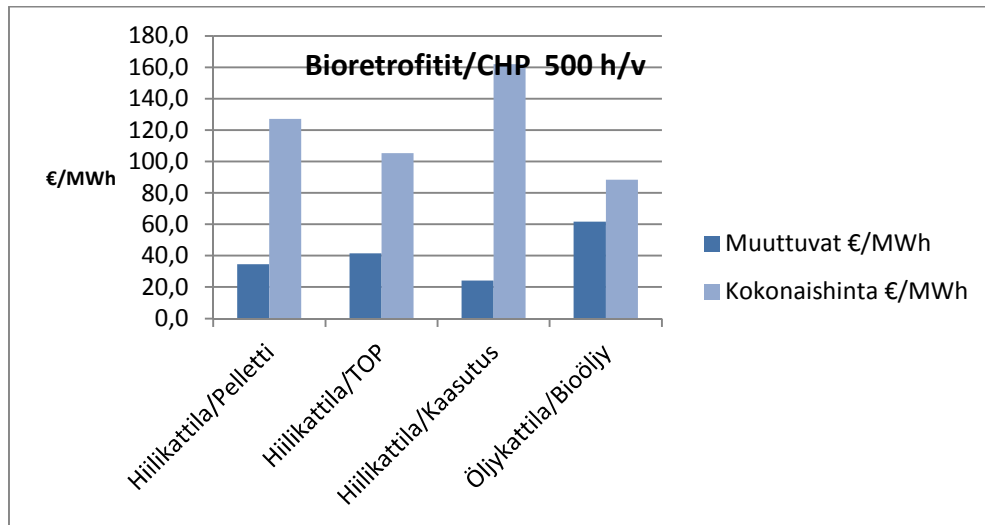


Kuva 5.4 Yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien uusien säätövoimalaitosten tuotantokustannukset käyttöajalla 1500 h/v.

Vanhojen hiililaitosten muutokset

Suomessa on joitakin vanhentuvia kaukolämpövoimalaitoksia, jotka ovat purku-uhan alla. Kuvissa 5.5–5.7 on tarkasteltu eri Retrofit-vaihtoehtoja niiden uudistamiseksi säätövoimatuotantoa varten.

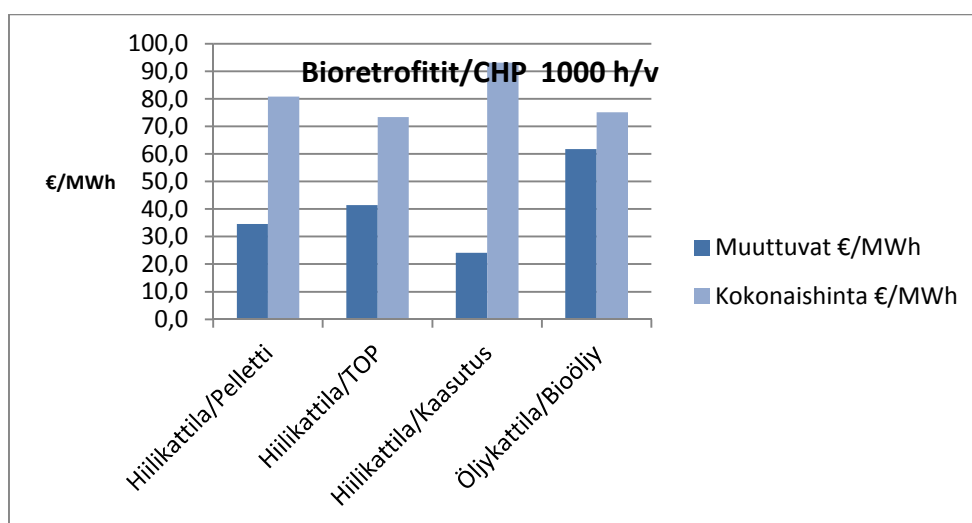
Kuvan 5.5 mukaan kannattavin tuotantovaihtoehto on pyrolyysiöljyn käyttöön perustuva Retrofit-konsepti, kun säätövoimakapasiteetin huipun käyttöaika on 500 h/v. Samaa tasoa ovat myös muut Retrofit-konseptit eli paahtopellettien käyttö ja hiilikäytön jatkaminen lisätynä purupellettien pienimuotoisella käytöllä. Edullisinta uusinvestointia kalliimpi on ainoastaan hakkeen kaasutukseen perustuva muutos.



Kuva 5.5 Vanhojen yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien voimalaitosten uudistamiseen perustuvien säättövoimalaitosten tuotantokustannukset käyttöajalla 500 h/v.

Kuvan 5.6 mukaan yhtä kannattavia ovat paahtopellettien käyttöön perustuva Retrofit-konsepti ja pyrolyysiöljyn käyttöön perustuva Retrofit-konsepti, kun säättövoimakapasiteetin huipun käyttöaika on 1000 h/v. Lähes samaa tasoa ovat myös muut Retrofit-konseptit eli hiilikäytön jatkaminen ja purupellettien pienimuotoinen käyttö ja hakkeen kaasutukseen perustuva konsepti.

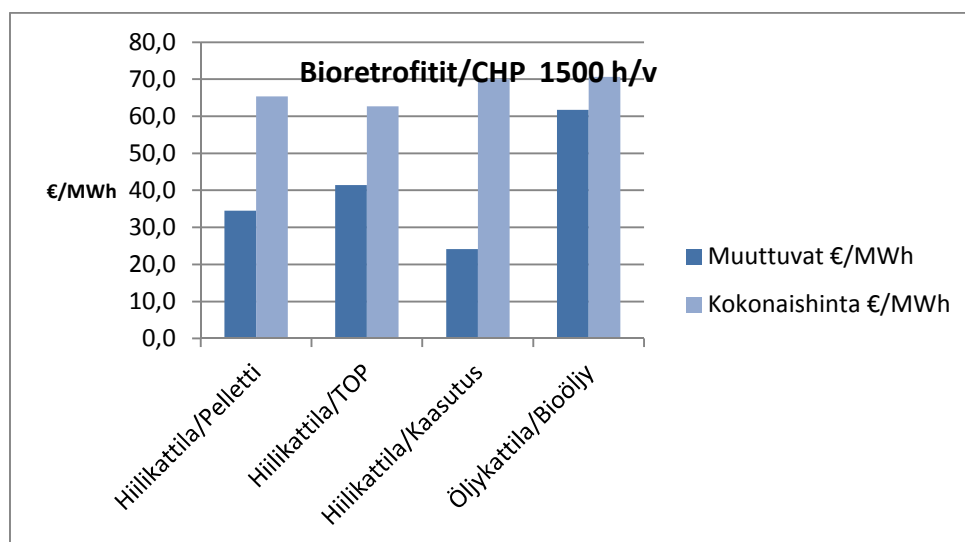
Kaikki vanhojen hiilivoimalaitosten uusimiseen perustuvat Retrofit-konseptit ovat uusinwestointeja edullisempia.



Kuva 5.6 Vanhojen yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien voimalaitosten uudistamiseen perustuvien säättövoimalaitosten tuotantokustannukset käyttöajalla 1000 h/v.

Kuvan 5.7 mukaan kannattavin tuotantovaihtoehto on paahtopellettien käyttöön perustuva Retrofit-konsepti, kun säätövoimakapasiteetin huipun käyttöaika on 1500 h/v. Lähes samaa tasoa ovat myös muut Retrofit-konseptit eli hiilikäytön jatkaminen ja purupellettien pienimuotoinen käyttö, hakkeen esikaasutus sekä pyrolyysiöljyn käyttö.

Vanhentuvien tuotantolaitteistojen modernisointi ja käyttäminen ovat yhteistuotantoon perustuvan säätövoiman tuotannon osalta kannattavampia kuin uusinvestoinnit.



Kuva 5.7 Vanhojen yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien voimalaitosten uudistamiseen perustuvien säätövoimalaitosten tuotantokustannukset käyttöajalla 1500 h/v.

Uudet lämpövoimalaitokset

- 500 tunnin käyttöajalla edullisin ratkaisu on kaasumoottori, jonka kokonaiskustannus on n. 210 €/MWh. Tämän jälkeen edullisimmat ratkaisut ovat kaasukombi (n. 220 €/MWh) ja öljydiesel (n. 250 €/MWh)
- 1500 tunnin käyttöajalla edullisin ratkaisu on kaasukombi, jonka kokonaiskustannus on n. 135 €/MWh. Tämän jälkeen edullisimmat ratkaisut ovat kaasumoottori (n. 140 €/MWh) ja biolauhde (n. 150 €/MWh)
- Edullisimmat muuttuvat kustannukset ovat biolauhde- ja hiililauhdevaihtoehtoilla (45 €/MWh ja 75 €/MWh)
- Käyttöajan lyhentymisen lisää suhteellisesti eniten lauhteen (biolauhde, hiililauhde, öljylauhde ja bioöljylauhde) kokonaiskustannuksia. Käyttöajan väheneminen vaikuttaa vähiten kaasuturbiinin kustannuksiin, joka ei



kuitenkaan ole näillä oletuksilla kovin edullinen vaihtoehto edes 500 tunnin käyttöajalla

Retrofitit

- 500 tunnin käyttöajalla nykyisten voimalaitosten kokonaiskustannukset vaihtelevat välillä 160–190 €/MWh
- Retrofit-vaihtoehtoista 1500 tunnin käyttöajalla edullisin ratkaisu on hiililauhde/kaasutus, jonka kokonaiskustannukset ovat n. 100 €/MWh. Tämän vaihtoehdon kokonaiskustannukset nousevat eniten käyttöajan lyhentyessä, ja siitä tulee epäedullisin vaihtoehto 500 tunnin käyttöajalla.
- 500 tunnin käyttöajalla edullisin ratkaisu on hiililauhde/paahtopelletti, jonka kokonaiskustannukset ovat n. 155 €/MWh.
- Edullisimmat muuttuvat kustannukset ovat hiililauhde/kaasutusvaihtoehdolla.

Retrofitit versus uudet laitokset

- 500 tunnin käyttöajalla kaikki vaihtoehtoiset nykyiset voimalaitokset tulevat säätökäytössä edullisemmiksi kuin vaihtoehdot uusiksi voimalaitoksiksi. Sama koskee 1000 tunnin käyttöaikaa. 1500 tunnin käyttöajalla kaasukombi ja kaasumoottori ovat edullisempia ratkaisuja.

100 tunnin käyttöajalla tarkastellut vaihtoehdot

- Vaihtoehdot tulivat kauttaaltaan erittäin kalliiksi, kokonaiskustannukset vaihtelivat välillä 275–770 €/MWh
- Edullisimmat kokonaiskustannukset olivat bioöljyä polttoaineena käytävässä retrofit-vaihtoehdossa, n. 275 €/MWh

Muita huomioita

- Voimalaitokset, joilla on alhaisemmat muuttuvat kustannukset, ovat edullisia vaihtoehtoja pidemmällä käyttöajalla (1500 h)
- Yhteistuotanto laskee kokonaiskustannuksia kauttaaltaan

Ydinvoima

Pääomavaltaisuuden, alhaisten käyttökustannusten sekä käyttöturvallisuuden takia ydinvoimaa pyritään ajamaan mahdollisimman täydellä teholla. Ydinvoiman säätökäytön kustannuksia tarkastellaan olettamalla säätötarpeen vähentävän tuotantoa 8000 tunnista 7000 tuntiin vuodessa. Tuotetun energian kustannusten arvioidaan nousevan 6 €/MWh, arvosta 40 €/MWh arvoon 46 €/MWh. Tuotannonmenetys esimerkiksi 1600 MW laitoksella on näillä oletuksilla 1,6 TWh ja tuotannonmenetyksen arvo noin 70 milj. euroa.



5.2 KYSYNTÄJOUSTO

5.2.1 Teollisuus

Teollisuuden kysyntäjoustopotentiaalista eikä olemassa olevan potentiaalin hyödyntämisestä ei ole olemassa luotettavia arvioita. Alla on esitetty VTT:n arvio prosessiteollisuuden säästöpotentiaaleista (Kärkkäinen 2007):

Paperiteollisuus	790 MW
Metalliteollisuus	330 MW
Kemian teollisuus	160 MW
yhteensä	1 280 MW

Työ- ja elinkeinoministeriön työryhmä on arvioinut teollisuuden säästöpotentiaalin olevan 500 MW. (TEM 2008)

Kysyntäjoustopotentiaalin kasvu edellyttää sähkön hinnan vaihtelun kasvua, jolloin kulutuksen siirrosta tulee kannattavampaa.

5.2.2 Sähkölämmitteiset kotitaloudet

Kotitalouksissa kysyntäjoustopotentiaalin arvioidaan olevan suurimmat sähkölämmitetyissä taloissa. Suomessa vakinaisia sähkölämmitetyjä asuntoja on noin 600 000. Kysyntäjoustopotentiaalin on arvioitu olevan 1–2 kW / talous, jolloin koko potentiaali olisi 600–1200 MW. Teknisesti helpointa on joustaa käyttöveden lämmityksessä sekä niissä kohteissa, joissa on vesivaraajan lisäksi jokin muu lämmön varastointimahdollisuus.

Kysyntäjoustopotentiaalin toteutuminen edellyttää sen olevan kuluttajalle houkuttelevaa ja teknisiä mahdollisuuksia ohjata sähkön käyttöä ja mitata kulutusta hetkellisesti. Tuntimittauksen käyttöönotto mahdollistaa tariffirakenteen, jolla kysynnän joustamisesta voidaan antaa hyötyä kuluttajalle. (Bröckl et al. 2011)

5.2.3 Muut asiakasryhmät

Sähkölämmittäjien ja suurteollisuuden ulkopuolelle jäävien muiden asiakasryhmien osalta kysyntäjoustopotentiaalin edistämisessä on monia haasteita. Sähkönkäytöltään pienimpien kotitalousasiakkaiden osalta hyvin pienet ohjattavissa olevat kulutukset eivät edes suuremmiksi kokonaisuuksiksi kerättyinä muodosta selkeästi hallittavissa olevaa joustopotentiaalia. Pienten ja keskisuurten yritysten osalta sähkön käyttö vaihtelee suuresti ja käyttökelpoisen kysyntäjoustopotentiaalin kehittäminen on haasteellista.

5.2.4 Kustannukset, päästöt ja työllisyysvaikutukset

Kysyntäjoustopotentiaalin ei tarkoita energian säästämistä vaan kulutuksen siirtämistä toiseen ajankohtaan. Joissain tapauksissa kokonaiskulutus saattaa kasvaakin, jos lämmön



talteenoton ja lämpövaraston purun hyötysuhde ei ole 100 %. Päästöt ympäristöön riippuvat siitä, mitä tuotantokapasiteettia säästyy ja mitä käytetään silloin kun siirretty kulutus toteutuu.

5.3 SÄHKÖN JA LÄMMÖN VARASTOINTI

5.3.1 Sähkön varastointi

Sähkön varastointia pidetään oleellisena teknologiana tulevaisuuden energiajärjestelmille, joissa uusiutuvien energianlähteiden (tuuli, aurinko) käytön osuus on suuri. Mikäli hajautettu ja uusiutuviin energianlähteisiin perustuva sähköntuotanto lisääntyy, kasvaa myös energian varastointitarve; uusiutuvilla energianlähteillä tuotettu energia on luontaisesti vaihtelevaa. Tämän vaihtelun tasaamiseen voidaan käyttää energiavarastoja: tuotannon huippujen aikana energiaa voidaan varastoida ja alhaisen tuotannon aikana siirtää varastoitua energiaa sähköverkkoon. Energiaa voidaan varastojen avulla tuottaa myös korkean hinnan kulutushuippuihin.

Teknisten ja taloudellisten haasteiden vuoksi sähkön varastointi on vielä nykyään harvinaista, mutta sähkön varastoinnin kiinnostavuus keinona lisätä sähköntuotannon joustavuutta kasvaa jatkuvasti. Tätä tukee myös alan tutkimuksen lisääntyminen.

Energiaa voidaan varastoida sähköisesti, kemiallisesti tai potentiaalienergiana. Suprajohteet tarjoavat mahdollisuuden varastoida sähköä suoraan käyttökelpoisessa muodossa ilman, että sitä konvertoidaan kemialliseksi tai potentiaalienergiaksi tai muunnetaan tasasähköksi. Edestakaisin konvertoinnissa hyötysuhde alenee.

Sähkön varastointiteknologian valinta riippuu muun muassa järjestelmän koosta, tarpeesta ja energianlähteistä. Suuren kokoluokan sähkön kysyntään vastaavat pumpatut vesivarastot ja paineilmarvarastot, joista molemmat hyödyntävät potentiaalienergiaa. Esimerkkejä muista olemassa olevista ja kehitteillä olevista varastointiteknologioista ovat vauhtipyörät, erilaiset akut, superkondensaattorit ja suprajohtavat magneettiset energiavarastot ja sähköautot. Sähköautojen eli liikkuvien sähkövarastojen akkuteknologian kehittyminen on eräs varastointiteknologian tärkeimmistä ajureista.

Maissa joissa on suuri tuulienergiapotentiaali, sopivia varastointitapoja ovat pumppuvoima ja paineilma-akut (CAES). Akustojen kustannukset ovat toistaiseksi suuremmat kuin pumppuvoiman ja CAESin. Sähköautojen kehittyminen voi nopeuttaa akkujen kehitystä ja alentaa kustannuksia lähitulevaisuudessa. Sähköautojen ja säätösähkön varastoinnin vaatimukset ovat kuitenkin erilaisia eivätkä autojen akut ole ominaisuuksiltaan optimaalisia säätösähkön varastoja. (IEA 2009)

5.3.1.1 Varastointiteknologiat

Sähkön varastointi tarjoaa mahdollisuuden sekä ylös- että alassäätöön, ylös- ja alassäätöön varastoa purettaessa ja alassäätöön varastoa täytettäessä. Varastointi on haastavaa,

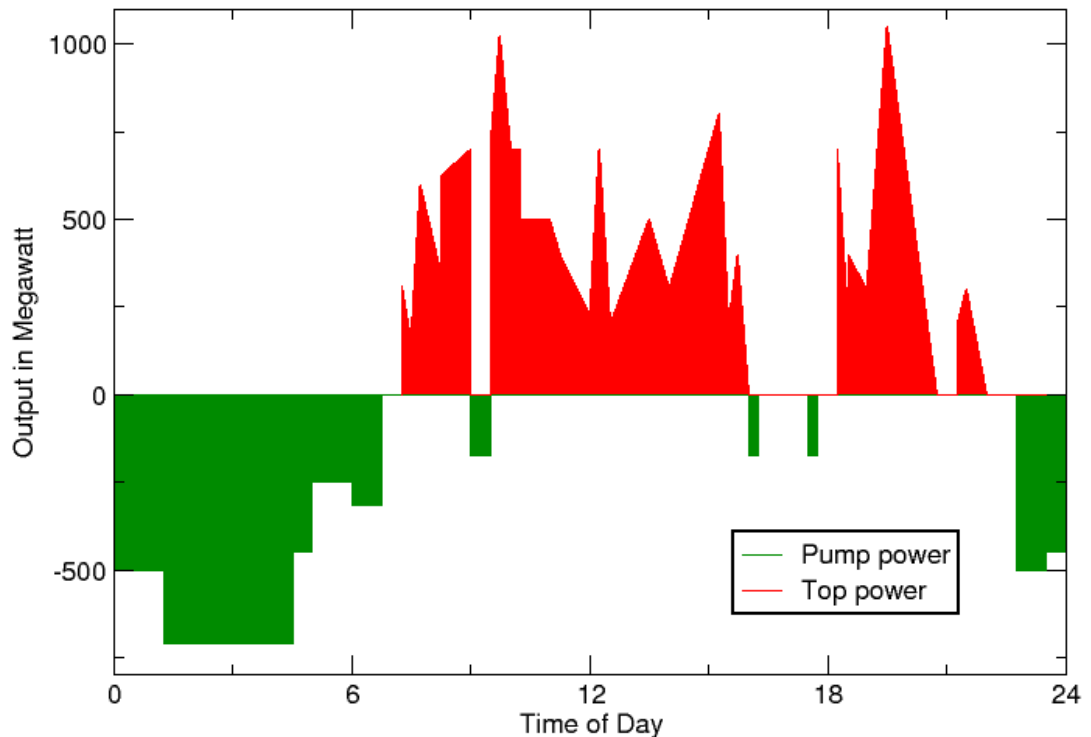


sillä joitakin poikkeuksia lukuun ottamatta sähköä voidaan varastoida ainoastaan sen jälkeen, kun se on muutettu toiseen energiamuotoon. Tämä tarkoittaa kalliita prosesseja ja häviöitä. Pumpatut vesivarastot (pumppuvesivoima) on toistaiseksi ainoa laajasti hyödynnetty ja kaupallinen teknologia sähköön varastointiin.

- Varastointitekniologioiden keskeisimpiä ominaisuuksia ovat (IREANA 2012): varastointikapasiteetti (kWh)
- lataus- ja purkunopeus (kW)
- vasteaika eli aika joka vaaditaan ennen kuin varastoidusta energiamuodosta saadaan sähköä kulutukseen
- tehokkuus (%)
- käyttöikä eli vuosien tai latauskertojen määrä, jonka ajan teknologiaa voidaan hyödyntää
- energiatiheys (kWh/kg) ja tehokkuus (kW/kg). Näillä on merkitystä sovelluksissa, joiden tilavuudella on merkitystä.

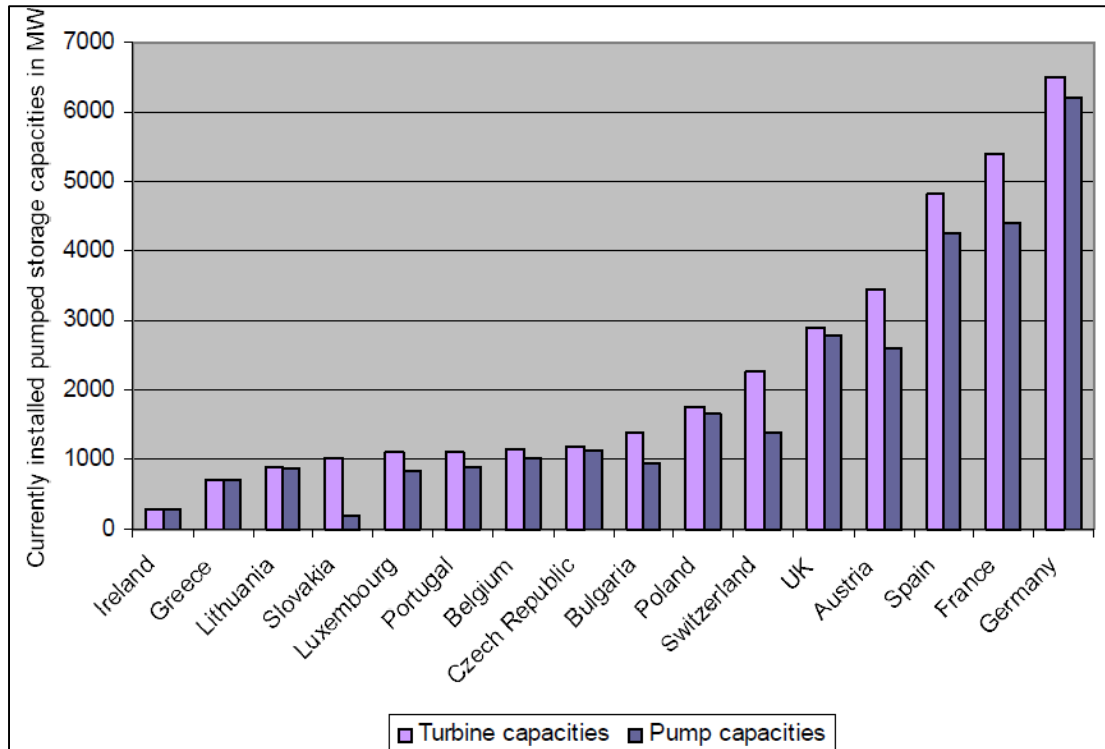
Pumppuvoima

Pumpatut vesivarastot muodostuvat ala- ja yläaltaasta. Pumpatuissa vesivarastoissa vettä pumpataan matalan sähkön kysynnän ja hinnan aikana alavarastosta ylävarastoon. Kun kysyntä kasvaa, vesi lasketaan turbiinin läpi alavarastoon. Varastoidun energian määrä riippuu veden tilavuudesta ja vesiputouksen korkeudesta. Hyötysuhde on tavallisesti noin 70–80 %. Pumpatut vesivarastot ovat kohtuullisen helposti sijoitettavia ja ne toimivat myös merivedellä. Pumppuvoimalaitoksien käynnistysvaste on nopea. Toisaalta niiden käyttö edellyttää usein suurta sähkön hinnan vuorokausivaihtelua. Tällä hetkellä 95 % maailman varastointikapasiteetista on toteutettu pumpattuina vesivarastoina. Kuvassa 5.8 on esitetty tyypillinen pumppuvoimalaitoksen vuorokauden ajokäyrä. (IREANA 2012)



Kuva 5.8 Tyypillinen pumppuvoimalaitoksen vuorokauden ajokäyrä (Cypenv 2012)

Pumppuvoimalaitoksessa vettä pumpataan ala-altaasta yläaltaaseen silloin, kun sähköä on järjestelmässä kulutukseen nähden runsaasti ja sen hinta on edullinen. Voimakkaitakin hintavaihteluita tapahtuu tunneittain ja päivittäin eri maissa riippuen ennen muuta järjestelmän tuotantorakenteesta ja kulutusvaihteluista. Suurissa sähköjärjestelmissä Keski-Euroopassa edullista pumppausenergiaa on tarjolla erityisesti, kun suuret lauhdeyksiköt käyvät häiriöittä ja hyvien tuuliolosuhteiden johdosta tarjolla on runsaasti tuulivoimaa.



Kuva 5.9 Eri maiden pumppuvesivoimakapasiteetit (Eurelectric 2011c)

Pumppuvoimaa on rakennettu laajalti eri puolilla Eurooppaa, yhteensä noin 44.500 MW, mutta ei vielä Suomessa. Tämä johtuu ennen muuta siitä, että vesivoimaa on toistaiseksi ollut riittävästi käytettävissä. Pohjoismaisella sähkömarkkinalla pumppuvoimaa on ainoastaan Norjassa ja Ruotsissa (Taulukko 5.3).

Taulukko 5.3 Eri maiden vesivoimakapasiteetteja suhteessa kysyntöihin (Eurelectric database 2008)

	GB	NO	SE	FI	LT	AT	GE	F	CH	IT	ES
Peak demand (MW)	66'672	21'589	24'500	13'800	1'390	9'413	76'800	84'420	9'858	55'292	45'783
Total demand (TWh)	368	128	144	87	11	67	568	495	63	339	291
Total hydro (MW)	4'283	29'482	16'195	3'122	836	12'383	10'904	25'360	13'464	21'276	18'755
Conventional hydro (MW)	1'539	28'212	15'861	3'122	76	5'375	5'194	21'114	3'464	13'732	13'855
Pumped and mixed (MW)	2'744	1'270	334	0	760	7'008	5'710	4'246	10'000	7'544	4'900
Population (Mio)	61.38	4.737	9.256	5.326	5.326	3.35	8.337	82.26	62.47	7.702	60.05
Pump-peak power ratio (-)	4.1%	5.9%	1.4%	0.0%	39.4%	74.5%	7.4%	5.0%	101.4%	31.6%	10.7%
Hydro-peak power ratio (-)	2.3%	130.7%	64.7%	22.6%	3.9%	57.1%	6.8%	25.0%	35.1%	24.8%	30.3%
Installed hydro/inh. (W/Inh)	25	5956	1714	586	23	645	63	338	450	229	306
Installed pump/inh. (W/Inh)	45	268	36	0	227	841	69	68	1298	126	108



Taulukossa 5.4 on esitetty Keski-Eurooppaan suunniteltujen pumppuvoimalaitosten investointikustannuksia. Näissä tyypillinen putous- ja nostokorkeus on 200–300 m ja investointikustannus luokkaa 1 milj. €/MW.

Taulukko 5.4 Keski-Euroopan suunniteltujen pumppuvoimalaitosten investointikustannuksia

Plant project	State ^a	Head (m)	Capacity (MW)	Costs (€M)	Planned completion
Vianden M 11	(Lux)	280	200	155	2013
Ruhr spoil tip plants	NW	50-100	15/200 ^b	n.a.	2014/n.a. ^b
Blautal (Ulm)	BW	170	60	60	2015-2016
Waldeck 2 plus	HE	360	300	150	2016
Schweich (Trier)	RP	200	300	300-400	2015-2017
Riedl	BY	350	300	350	2018
Forbach	BW	320-360	200	350	2018
Atdorf	BW	600	1400	1200	2019
Heimbach (Mainz)	RP	500	400-600	500-700	2019
Simmerath	NW	140	640	700	2019
Nethe (Höxter)	NW	220	390	500+	2019
Schamalwasser	TH	200-300	400	500+	2019

a) BW=Baden-Württemberg, BY=Bayern, HE=Hesse, Lux=Luxemburg, NW=Nordrhein-Westphalen, RP=Rheinland-Pfalz, TH=Thüringen

b) pilottilaitos / kaikki suunnitellut laitokset

Paineilmavarastot (CAES, Compressed Air Energy Storage)

CAES-järjestelmässä paineilmaa varastoidaan maanalaisiin varastoihin sähkön kysynnän ollessa alhainen. Kun kysyntä kasvaa, paineilma vapautetaan lämmittämällä ja johdetaan turbiiniin. Paineilmavarastot ovat tavallisesti kooltaan suuria. Tyypillisen CAES-laitoksen hyötysuhde (simple-cycle gas turbine) on 50 % (IEA 2009). Hyötysuhdetta voidaan parantaa esimerkiksi käyttämällä kaasukombiturbiineita ja hyödyntämällä kompressiossa syntyvää lämpöä.

Paineilmavarastoja voidaan sijoittaa monenlaiseen luonnolliseen muodostelmaan (esim. maanalainen suolakiviesiintymä, suolavesiesiintymä) tai käytöstä poistettuun kaivokseen, mutta sijoituspaikan ehdot myös rajoittavat CAES-laitosten yleistymistä. CAES-laitosten tehot liikkuvat yleensä sadoissa megawateissa. Varaston purkaminen ja sähkön tuotanto pystytään käynnistämään noin 15 minuutissa. Purkuajat ovat useita tunteja. Suomessa tutkittiin 1990-luvulla vanhan sinkkikaivoksen hyödyntämistä paineilmaravastona. Hanke ei edennyt taloudellisista syistä. (Alanen et al. 2003)

Vauhtipyörät

Vauhtipyörissä sähkö varastoidaan mekaaniseksi energiaksi, joka tarvittaessa muutetaan takaisin sähköksi. Vauhtipyörän soveltuu tuulivoiman tueksi erityisesti pieniin sähköverkkoihin. Vauhtipyöriä sovelletaan myös taajuuden säätöön ja



varavoimana kohteisiin, joiden sähköjakelu ei saa missään nimessä katketa (sairaalat ym.). (IREANA 2012)

Erilaiset akut

Akku on uudelleen ladattava sähkökemiallinen energiavarasto, jonka voi ladata uudelleen sähkövirtaa käyttämällä. Akun toiminta perustuu palautuvaan (reversiibeliin) hapetus-pelkistysreaktioon.

Akut nimetään yleensä niissä käytettävien materiaalien mukaan. Käytetyimpiä akkutyyppejä ovat nikkeli-kadmiumakut ja lyijyakut. Muita akkutyyppejä ovat litiumioniakut, metalli-ilma-akut, alumiini-rikkiakut ja nikkeli-metallihybridiakut, litiumpolymeeriakut ja natriumrikkiakut. Uusia akkutyyppejä kehitetään jatkuvasti, mutta akkujen kehitystyö on hidasta ja niiden käyttöönototestit saattavat kestää jopa monia vuosia. Akkujen kehitystyössä on kuitenkin paljon potentiaalia materiaaliteknologian kehityksen myötä. Teknologian kehitystä tarvitaan, jotta akkujen kustannukset saataisiin alhaisemmalle tasolle ja suorituskyky paremmaksi.

Potentiaalisia akkuja sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseen ovat muun muassa natriumrikkiakku ja litiumakku. Natriumrikkiakut perustuvat natrium-rikkireaktioon, ja ne vaativat korkeita lämpötiloja (300 °C). Natriumrikkiakun ominaisuudet ovat hyvät. Ne ovat suuremmat mittakaavan sovelluksia, jotka sopivat hyvin esimerkiksi tuuli- ja aurinkosähkön varastointiin. (IREANA 2012)

Litiumioniakkuihin kuuluu useita erilaisia akkuja, joissa litiumionit liikkuvat anodilta katodille elektrolyyttiliuoksessa akkua purettaessa. Materiaalit, kemiallinen reaktio, ominaisuudet, kustannukset ja turvallisuus vaihtelevat litiumioniakun tyypistä riippuen. (IREANA 2012): Mikäli litiumakuista tulee johtava teknologia sähköautoihin, niiden kustannukset voivat laskea merkittävästi. Toisaalta sähköautossa sovellettavalta litiumioniakuilta vaaditaan osittain eri ominaisuuksia kuin sähköverkon taajuuden säätöön hyödynnettävältä litiumioniakulta, eivätkä sähköautojen käyttöön kehitetyt ratkaisut välttämättä sovi sähköverkkoihin. Litiumioniakkujen hyödyntäminen sähköverkoissa edellyttää turvallisen ja riittävän edullisen ratkaisun löytymistä. (IREANA 2012)

Virtausakuissa teholähteenä on akkuyksikkö, mutta energiavarastona on periaatteessa elektrolyttisäiliö. Näihin akkuihin kuuluu muun muassa vanadiumredoksivirtausakku (Vanadium redox flow cells/batteries, VRB). Akut varastoivat energiaa positiiviseen ja negatiiviseen elektrolyyttiin, joka voi olla esimerkiksi vanadiumin rikkihappoliuosta. Akkuja kutsutaan virtausakuiksi, koska elektrolyyttiä kierrätetään kennon ja varastointisäiliön välillä. Käytännössä järjestelmä muodostuu useista toisiinsa linkitetyistä kennoista. Keskeisiä ominaisuuksia ovat pitkä elinikä ja lyhyt vasteaika. Vanadiumredoksivirtausakun energiatiheys on alhainen verrattuna natriumrikkiakkuun ja litiumioniakkuun. (Sipilä et al. 2010)



Superkondensaattorit

























Superkondensaattorit varastoivat sähköä elektrostaattiseksi energiaksi. Superkondensaattori koostuu elektrolyytistä, elektrodeista ja eristeestä. Ne varastoivat energiaa kahden hiilielektrodin väliseen sähkökenttään.





Suprajohtavat magneettiset varastot (SMES, superconducting magnetic energy storage)

Suprajohtavat magneettiset varastot varastoivat sähköä sen alkuperäisessä muodossa. SMES-teknologia perustuu suprajohtavassa käämissä kiertävään tasavirtaan (lähes häviötön) ja energian varastointiin virran synnyttämään magneettikenttään. Suprajohtavia materiaalien rakenne- ja jäähdytystekniikoita ja tehoelektronikan ratkaisuja on kehitetty kaupallisten SMES-järjestelmien kehittämisessä. Tyypilliset SMES-järjestelmät ovat teholtaan suuria (10–100 MW), mutta myös pienempiä järjestelmiä (1-10 MW) on kehitetty. Hyviä puolia ovat suuri virtatiheys, lyhyt vasteaika, korkea hyötysuhde (>95 %) ja pitkäikäisyys. Haasteita aiheuttavat jäähdytysjärjestelmät ja saavutettava pieni energiatiheys (pienempi kuin akuilla). SMES-järjestelmän ainoana ympäristövaikutuksena pidetään järjestelmän ympärilleen levittämää magneettikenttää. Tätä voidaan ehkäistä koteloidamalla ja sijoittamalla syvälle maaperään. Jäähdytysjärjestelmän korkeiden kustannusten takia SMES järjestelmät ovat viime aikoina syrjään. (Sipilä et al. 2010)

Taulukossa 5.5 on luonnehdittu eri varastointitapojen ominaisuuksia.

Taulukko 5.5 Erialaisten sähkönvarastointiteknologioiden vertailu. (Calo 2011)

Storage technology	Advantage (relative)	Disadvantage (Relative)	Power (App)	Energy (App)
PSH	High capacity. Low costs.	Special site requirement.		
CAES	High capacity. Low costs.	Special site requirement.		
Flow batteries (PSB, VRBm ZnBr)	High capacity (Independent power and energy ratings).	Low energy density.		
Metal-Air	Very high energy density	Difficult electric charging.		
NaS	High power and energy density. High efficiency.	High production costs.		
Li-Ion	High power and energy density. High efficiency.	Requires a special charging circuit.		
Ni-Cd	High power and energy density. Efficiency.			
Other advanced batteries	High power and energy density. High efficiency.	High production costs.		
Lead-Acid	Low capital costs	Limited life cycle when deeply discharged.		
Fly-wheels	High power	Low energy density.		
SMES, SDMES	High power	Low energy density. High production costs.		
E.C. Capacitors	Long life cycle. High efficiency	Low energy density.		

-  Technologically fully capable and reasonable
-  Reasonable for the indicated application
-  Feasible but not practical or economical
-  Not feasible or economical

PSH = Pumped Storage Hydro; CAES = Compressed Air Energy Storage; SMES = Superconducting Magnetic Energy Storage; DSMES = Distributed Superconducting Magnetic Energy Storage

5.3.1.2 Varastointiteknologioiden soveltuminen Suomen olosuhteisiin

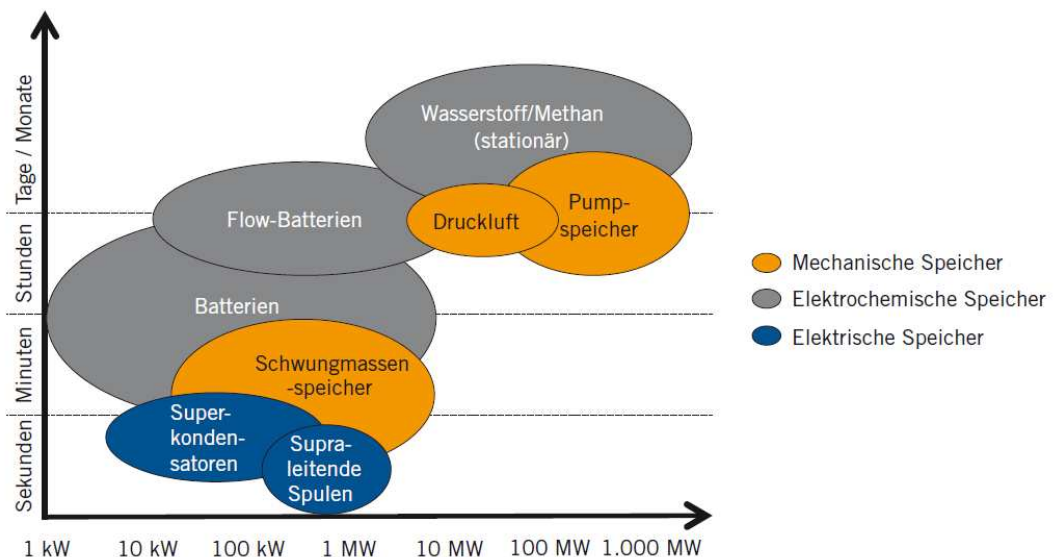
IEA on arvioinut varastointiteknologioiden soveltuvuutta Länsi-Euroopan olosuhteisiin. (IEA 2009) IEA:n selvityksessä käsitellään varastoinnin tarvetta, joka

aiheutuu tunnin sisäisestä vaihtelusta. Tuulivoimantuotannossa on päivän sisäistä vaihtelua koko ajan Länsi-Euroopassa. IEA:n mukaan erityisen soveltuvia teknologioita ovat pumppuvesivoima, paineilmaenergian varastot ja erilaiset akut. Suprajohtavat magneettiset varastot tarjoavat paljon potentiaalia, mutta ne edellyttävät vielä lisätutkimuksia.

Pumppuvoimahankkeissa tuotannon taloudellisuus edellyttää tavallisesti suurta putoukorketta, mieluummin useita satoja metrejä. Suomen olosuhteissa tällaisia paikkoja on vaikea löytää. Parhaiten kyseeseen saattaisivat tulla käytöstä poistetut kaivokset. Matalammissa putouksissa pumppuvoima tulee kyseeseen vain, jos voidaan hyödyntää jo olemassa olevia rakenteita, kuten vesivoimalaitoksia tai valmiita tunneleita. Asiaa tulisi Suomessa pikaisesti selvittää lisää.

Suomessa Fingrid on tutkinut akkuvarastoinnin mahdollisuuksia. Helsingissä Kalasataman energiajärjestelmän osaksi rakennetaan Suomen ensimmäinen uusilla akuilla toimiva sähkövarasto, jonka tarkoitus on tasapainottaa sähkönjakelua. Varaston muodostaa 10 000 litiumioni-akkuja, yhteiseltä kapasiteetiltaan 0,5 MWh. (T&T 2012)

Tässä selvityksessä käsitellään viikon sisäisiä, päivän sisäisiä ja tunnin sisäisiä vaihteluita. Tällä alueella potentiaalisimpia varastointisovelluksia ovat pumpatut vesivarastot, paineilma- ja akut. Eri varastointitapojen ominaisuuksia on esitetty kuvassa 5.10.

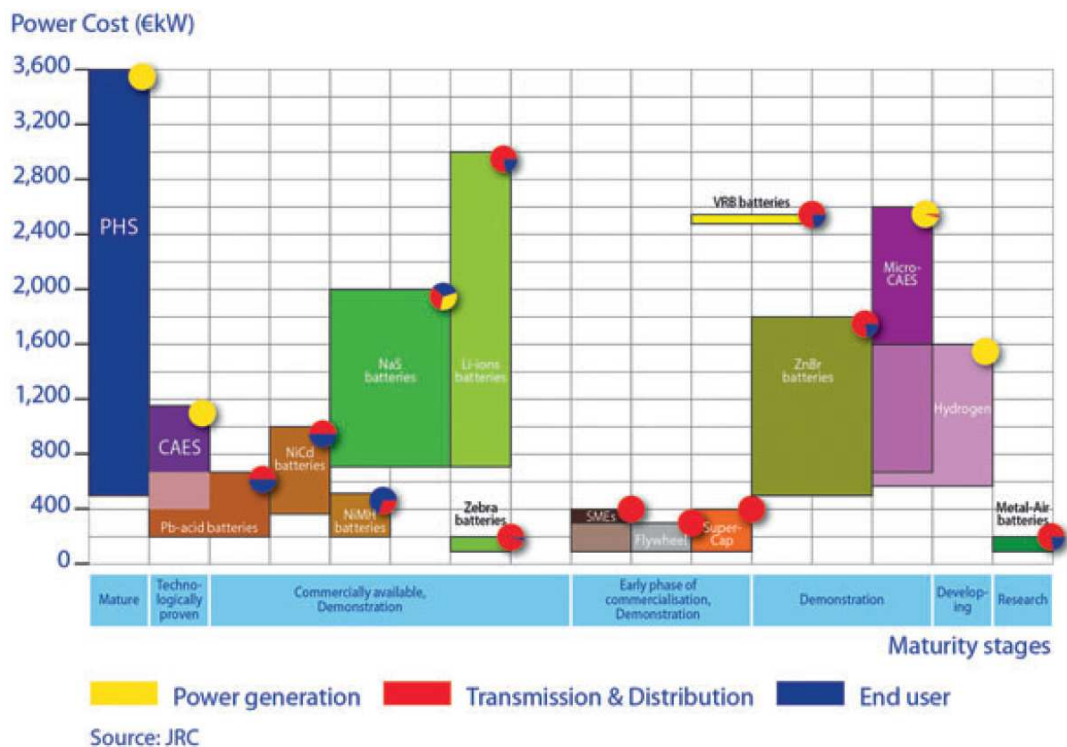


Kuva 5.10 Sähkön varastointiteknologioiden kapasiteetti ja purkunopeus. (WEC 2011)

Akkusovelluksilla kapasiteetti on akkutyypistä riippuen kilowattitunneista satoihin megawattitunteihin ja purkuaika sekunneista tunteihin. Paineilma- ja vesivarastoilla vastaavasti varastointikapasiteetti voi olla kymmenistä megawattitunneista pariin

gigawattituntiin ja purkuaika tunteja. Pumppuvoimalaitoksen varastokapasiteetti riippuu paikallisista olosuhteista ja voi olla hyvinkin suuri. Saatava teho voi olla 1000 MW suuruusluokkaa ja purkuaika kymmeniäkin tunteja.

Kuvassa 5.11 on esitetty eri varastointimenetelmien teknistä kypsyyttä ja varastokapasiteetin kustannuksia.



Source: JRC
 Kuva 5.11 Eri sähkön varastointiteknologioiden teknisiä kypsyyksiä ja kustannuksia (IREANA 2012)

5.3.2 Sähköautot

Sähköautojen määrän lisääntyminen vaikuttaisi sähköjärjestelmään monin tavoin. Suuri sähköautojen määrä lisäisi sähkön kulutusta. Olettaen kulutukseksi 20 kWh / 100 km ja vuotuiseksi ajomatkaksi 15 000 km saadaan sähköautokannan sähkönkulutusarvioksi taulukon 5.6 luvut:



Taulukko 5.6 Sähköautokannan sähkönkulutusarviot

Sähköautojen määrä	Sähkön vuosikulutus /TWh
10 000	0,03
100 000	0,3
500 000	1,5
1 000 000	3
2 500 000	7,5

Tämän mukaan koko Suomen henkilöautokannan korvaaminen sähköautoilla lisäisi sähkönkäyttöä 7,5 TWh vuodessa, mikä suurin piirtein vastaa kaavailuja tuulisähkön tuotantomäärästä tulevaisuudessa.

Sähköautojen akustoja voidaan periaatteessa käyttää jossain määrin kulutuksen tasaamiseen, esimerkiksi ohjaamalla lataus tapahtuvaksi sähkön ylituotantotilanteissa. Normaali käyttäjä käyttää autoaan päivällä ja lataa sen yöllä. Tuulisähkön tasaamisen kannalta ongelmallista on se, että yleensä tuuli on voimakkaampaa päivällä kuin yöllä.

Akut muodostavat myös sähkövaraston, jota voidaan ajatella hyödynnettävän säätökäytössä. Autot ovat suurimman osan päivästä paikallaan ja jos ne tuolloin ovat kytkettyinä verkkoon, voidaan niistä saada esimerkiksi miljoonan auton tapauksessa jopa 20 GWh varasto. Systeemissä käytännön ongelmia aiheuttaisi tarvittava liitännöiden määrä ja korvauskäytännön määrittäminen. Tiheään toistuva akustojen purkaminen ja lataus lyhentävät akuston ikää selvästi, minkä korvaaminen kuluttajalle oikeudenmukaisesti edellyttää monimutkaista järjestelmää.

Käytännössä kuluttajien autojen akkujen käyttöä lupaavamman varastointimahdollisuuden tarjoaa mm. Renaultin käyttöönottama vaihtoakkujärjestelmä, jossa varastona voidaan hyödyntää käytössä olevien autojen akustojen sijaan vaihtoasemilla olevia akustoja. Näin ei tarvittaisi miljoonaa lataus-syöttö-mittaus-korvaus -tiedonsiirtoliittymää vaan muutama sata riittäisi. Järjestelmässä vältetään paremmin myös riski siitä, että auton akku on tyhjä omistajan tarvitessa autoaan.

5.3.3 Lämmön varastointi

Kaukolämmön tuotannolle on tyypillistä se, että laitosten pitää pystyä ajamaan erilaisissa ajopisteissä kaukolämmön kulutuksen vaihdellessa. Kesätilanteessa on usein tyypillistä, että kaukolämmön kulutus jää niin pieneksi, että tuotantolaitos pitää pysäyttää, koska sen minimikapasiteettikin olisi liian suuri. Tästä syystä suurin osa kaukolämmön yhteistuotannosta ei ole ollenkaan käytössä keskikesällä. Pienestä kaukolämmön kausikulutuksesta johtuen suunnitellut huoltoseisokit ajoitetaan kesäaikaan tapahtuviksi. Voimalaitosten seisokkien aikainen kaukolämpötarve voidaan kesällä tuottaa huippukäyttöön tarkoitetuilla lämpökattiloilla.



Monilla yhteistuotantolaitoksilla on mahdollisuus tuottaa sähköä riippumatta lämmönkulutustilanteesta joko apujäähdytystä tai ns. lauhdehöntää hyödyntämällä. Suurimmissa kaukolämpöverkoissa on mahdollista varastoida kaukolämpöä suuriin vesisäiliöihin ns. kaukolämpöakkuihin. Oulussa kaukolämpöakkuna toimii kallioluola, joka toimi ennen nestemäisen polttoaineen varmuusvarastona.

Kaukolämmön yhteistuotantokapasiteetti Suomessa on nyt n. 4 400 MWe.

Teollisuuden yhteistuotannon osuus Suomen sähköntuotannosta vaihtelee taloudellisten suhdanteiden mukaisesti 10–15 %. Teollisuuden lämmönkulutus perustuu tyypillisesti prosessihöyryn käyttöön ja prosessiteollisuudessa höyryn kulutus on luonteeltaan tasaista ympärivuotisesti.

Höyryn varastointi on huomattavasti kalliimpaa kuin kaukolämpöveden. Teollisuuden höyryakkuina toimivat painevesisäiliöt, joiden avulla höyryä on mahdollista tuottaa laskemalla säiliön painetta, jolloin osa vedestä höyrystyy. Höyryn varastointi on kaukolämmön varastointiin verrattuna huomattavasti kalliimpaa, minkä vuoksi höyryakkuja rakennetaan vain hyvin lyhyttä käyttötarvetta kuten esim. paperikoneen käynnistysvaihetta tai muuta tilapäistä prosessimuutosta varten. Tyypillisesti höyryakun varastokapasiteetti on noin 15 min.

5.3.4 Kustannukset, päästöt ja työllisyysvaikutukset

Sähkön varastointitekniologioiden laitteiston valmistukseen tarvittavien raaka-aineiden käsittely, itse laitteistojen valmistus sekä muut valmistuksen tai rakentamisen aikaiset vaikutukset lienee suurimmat sähkön varastoinnin ympäristöä kuormittavat tekijät. Esimerkiksi pumpattujen vesivarastojen ympäristövaikutukset koostuvat suurimmilta osin rakennusvaiheesta aiheutuvasta ympäristörasituksesta ja käytönaikaisesta vedenpinnan vaihtelusta (virtaukset jne.). Toisaalta mm. lyijyakut, nikkelikadmiumakut ja elohopeaa sisältävät paristot ja akut sisältävät ympäristölle erittäin haitallisia raskasmetalleja. Akkujen tärkeimmät ympäristöriskit ovatkin haitallisten aineiden mahdollinen pääsy ympäristöön. Yleisesti ottaen voi kuitenkin sanoa, että sähkön varastointitekniologiat eivät ole kovinkaan ympäristöä kuormittavia. Varastojen sijoittaminen on myös hyvin paikkariippuvaista eikä yksittäisten ympäristöä kuormittavien tekijöiden analysointi ei ole työn tavoitteiden kannalta oleellista.

Suurin sähkön varastoinnin ympäristövaikutus liittyy varastoon syötettävän sähkön tuotantovaiheeseen. Varastointi ”syö” sähköä, koska hyötysuhde on parhaimmillaankin selvästi alle 100 %. Elinkaariajattelun mukaan tämä hävikki luetaan varastoinnin vaikutuksiin.



5.4 TOTEUTUVATKO INVESTOINNIT SÄÄTÖVOIMAAN JA JOUSTAVATKO KULUTTAJAT SÄHKÖNKÄYTTÖSSÄÄN?

Säätövoimana toimivan voimalaitoksen kannattavuuteen vaikuttavat paitsi käyttöaika, voimalaitosten käytön ajoittuminen, investointikustannukset, polttoainekustannukset, päästöoikeuden hinnat ja sähkön tukkumarkkinahinnat, myös säätösähkön hinnat tai korvaukset muussa vastaavassa järjestelyssä. Säätövoimaa ajetaan yleensä tunteina ja ajanjaksoina, jolloin sähkön tukkumarkkinahinnat ovat keskimääräistä korkeammalla. Kuten jo aikaisemmin todettiin, markkinalla jossa tuulivoiman osuus on merkittävä, voidaan lisäksi olettaa tukkumarkkinahintojen volatilitietin lisääntyvän ja hintojen nousevan vähätuulisten tuntien aikana ja laskevan tuulisten tuntien ajaksi. Tuulivoimalla on myös nostava vaikutus säätömarkkinalla säätösähkön hintaan, kun kysyntä säätövoimasta kasvaa.

Edellä mainituista syistä johtuen on erittäin vaikeaa arvioida, pidetäänkö Suomessa yllä nykyisiä voimalaitoksia, joita tarvittaisiin jatkossa lähinnä säätö- ja varavoimana, ja tuleeko Suomen toisaalta uutta säätökykyistä kapasiteettia. Myös kysyntäjousten toteutuminen riippuu sähkön tukkumarkkinahintojen vaikeasti arvioitavien hintapiikkien toteutumistiheydestä ja tasosta sekä säätösähkön hinnoista. Laajempien johtopäätösten tekeminen resurssien riittävydestä viikon sisäiseen, vuorokausisäätöön ja tunnin sisäiseen säätöön edellyttäisi myös joko laajemman, Pohjoismaat ja Keski-Euroopan maita kattavan arvion tekemistä, ja/tai valintoja siitä, kuinka suurelta osin Suomessa tulee kyetä kattamaan säätövoiman tarpeet kotimaisilla resursseilla.

Voidaan kuitenkin päätellä, että suurimmat riskit säätövoiman riittävydestä ja muiden joustavuutta lisäävien elementtien toteutumisesta liittyvät muutosvaiheeseen. Muutosvaiheessa tuulivoiman osuus kasvaa ja nousee merkittäväksi, mutta markkinalta tulevat säätövoiman ja kysyntäjousten tarpeesta kertovat signaalit eivät ole vielä olleet riittävän vahvoja tai toimijat eivät ole vielä ehtineet reagoida niihin.

Mikäli Suomessa arvioidaan, että säätövoimaa ei tule olemaan riittävästi muutosvaiheessa, ja markkinaehtoiset toimet tuulivoiman integroimiseksi eivät riitä, on mahdollista tukitoimin edistää säätövoimaksi soveltuvan kapasiteetin ylläpitoa ja rakentamista. Tukimekanismeja, joilla edistetään joustavan sähköntuotantokapasiteetin ja varakapasiteetin säilymistä ja/tai investointeja, on käytössä eräissä maissa. Tunnin sisäiseen säätöön pohjoismaiset verkkoyhtiöt hankkivat mitoitusperiaatteidensa mukaisen määrän nopeaa häiriöreserviä.

Yhteistä kapasiteetin tukimekanismeille on, että tuen avulla sähköntuottajat saavat riittävästi tuloja, jotta tuotantokapasiteetin säilyminen ja/tai uudet investoinnit voidaan varmistaa. Osaa tukimekanismeista kutsutaan kapasiteettimarkkinaksi, koska tuessa on markkinaehtoisia piirteitä ja sitä sovelletaan laajasti. Kapasiteettimarkkinalla tuottaja saa tuloja myös tuotantokapasiteetista, eikä ainoastaan sähköenergian myynnistä kuten niin sanotulla ”energy only” -markkinalla, joka on käytössä myös Pohjoismaissa. Myös Suomen tehoreservijärjestelmä on tukimekanismi



sähköntuotantokapasiteetille. Tehoreservijärjestelmä on kuitenkin suppea verrattuna monen muun maan tukimekanismeihin.

Tukien positiivisia vaikutuksia ovat kannustimet kapasiteetin ylläpitoon ja investointien toteuttamiseen ja sitä kautta toimitusvarmuuden parantuminen. Tuet vähentävät hintapiikkejä, millä on sekä positiivisia että negatiivisia vaikutuksia. Sähkönkäyttäjille, jotka toivovat sähkön hintaan ennustettavuutta, hintapiikkien väheneminen on positiivinen asia. Toisaalta tuen kustannukset tulevat tavalla tai toisella sähkönkäyttäjien maksettavaksi, eikä hintapiikkien väheneminen siten tarkoita sähkönkäyttäjän kustannusten laskua vaan kustannusten ennustettavuutta.

Hintapiikkien väheneminen tukkumarkkinalla poistaa kannustimia sähkön kysyntäjouksoon ja markkinaehtoisiin tuotantoinvestointeihin. Tuen toteuttaminen edellyttää, että päättäjät tekevät valintoja tuettavan kapasiteetin määrästä ja tyypistä. Näiden kautta voidaan päätyä häiritsemään laajalti markkinan toimintaa ja tuloksena voi olla virheinvestointeja, mikäli valinnat epäonnistuvat.

Mikäli Suomessa katsotaan, että tukia tarvitaan, niitä tulisi harkita ensisijaisesti vanhalle lauhdekapasiteetille. Vanhaa lauhdekapasiteettia voitaisiin ylläpitää kunnes ehditään sopeutua muilla keinoin tuulivoiman lisääntyneeseen osuuteen ja vaikutuksiin. Lauhdetuotantoa on jo nyt tehoreservijärjestelmän piirissä. Tuulivoiman lisääntyminen johtaa lauhdevoiman käyttötuntien vähenemiseen, mikä heikentää lauhdevoiman kannattavuutta, ja vauhdittanee laitosten sulkemista. Myös IE-direktiivi johtaa siihen, että sähköntuottajat joutuvat harkitsemaan laitosten sulkemisen, käytön rajoittamisen ja päästöjä vähentävien investointien välillä. Toisaalta lauhdevoima on huomattavasti edullisempaa säätövoimaa kuin uudet investoinnit ensisijaisesti säätövoimana toimiviin voimalaitoksiin.

Lauhdelaitosten säätöominaisuuksia on mahdollista parantaa, mikä kannattaisi huomioida mahdollisten tukitoimien suunnittelussa. Tukitoimet tulisi suunnitella siten, että niiden haitalliset vaikutukset sähkön tukkumarkkinaan, kysyntäjouksoon ja markkinaehtoisiin investointeihin jäisivät mahdollisimman vähäisiksi. Tuista tulisi luopua jonkin ajan kuluttua. Huomionarvoista on myös, että merkittävä osuus sähköntuotantokapasiteetista tulee jo tehtyjen päätösten perusteella tukien piiriin uusiutuvan energian tukijärjestelmien kautta.



6 SÄÄTÖVOIMAN LISÄÄMISEN VAIKUTUKSET

6.1 YMPÄRISTÖVAIKUTUKSET

Vaihtoehtojen ympäristövaikutuksia vertailtiin tässä selvityksessä hiilidioksidipäästöjen osalta.

Tuulivoiman, vesivoiman, ydinvoiman ja kokonaan bioenergialla tuotetun sähkön hiilidioksidipäästöt ovat nolla. Päästöjen näkökulmasta olisi suositeltavaa, että myös säätövoima olisi mahdollisimman pitkälti päästötöntä tuotantoa.

Mikäli tuulivoimaa tai ydinvoimaa hyödynnetään alassäätöön, menetetään päästötöntä tuotantoa. Taloudellisten syiden lisäksi on siten myös ympäristösyistä syytä rajoittaa näillä toteutettava säätö minimiin. Myös ylössäätö tarkoittaa ensin tuotannon rajoittamista näillä tuotantomuodoilla, joilla normaalisti tuotetaan niin paljon sähköä kuin on mahdollista.

Tulva-aikaan vesivoimaa voidaan säätää vain alaspäin, ohijuoksuuttamalla konevesiä. Tällöin menetetään päästötöntä energiaa. Tulva-ajan säätökäyttöä vesivoimalla koetetaan kuitenkin välttää, eikä siihen vesistöjemme eri aikaan sattuvista tulvista johtuen ole jouduttu toistaiseksi turvautumaan poikkeustilanteita lukuun ottamatta.

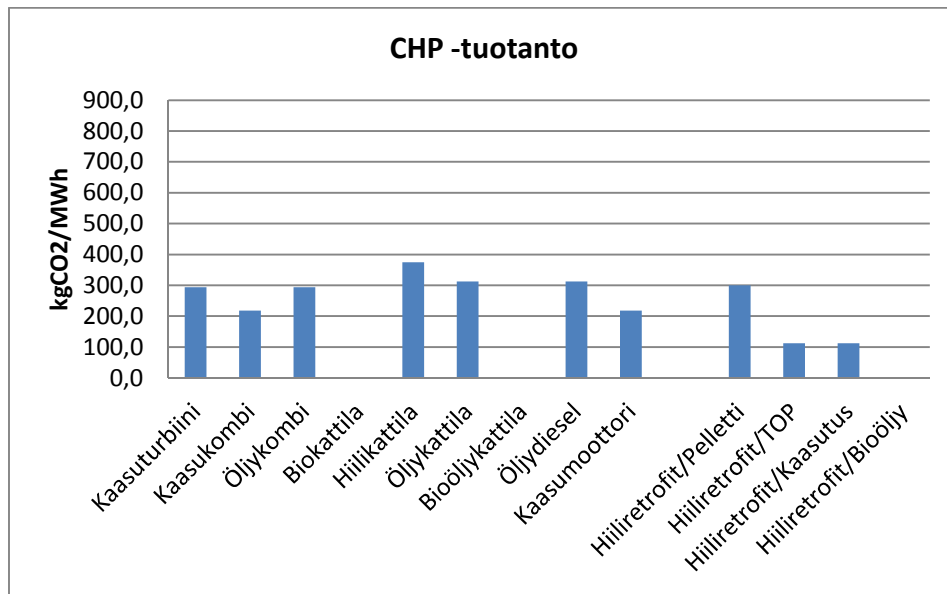
Sähkön kysyntäjoustopäästövaikutuksia voidaan pitää nollana. Kysyntäjoustopäästötarkoituksena ei ole toiminnon peruuntuminen ja siitä seuraava energiansäästö, vaikka näin voikin käytännössä tapahtua. Kysyntäjoustopäästöt voi olla siinä mielessä vähentävä vaikutus päästöihin, jos sen avulla voidaan välttää tarvetta fossiiliselle sähköntuotannolle hetkellä, jolla sähkön kysyntä on korkealla. Säätövoima voi kuitenkin olla esimerkiksi vesivoimaa, tai tulevaisuudessa myös yhä useammin biopolttoaineisiin perustuvaa sähköntuotantoa.

Pumppuvoiman päästövaikutukset riippuvat varastoinnin hyötysuhteesta, ja varastointiin käytetyn sähkön päästöistä. Tämän sähkön osalta päästöjen voidaan arvioida vastaavan kotimaisen sähköntuotannon keskimääräisiä päästöjä, jotka olivat vuonna 2009 189 kgCO₂/MWh, mutta voivat vuoteen 2030 mennessä laskea esimerkiksi 75 kgCO₂/MWh. (Eurelectric 2011a)

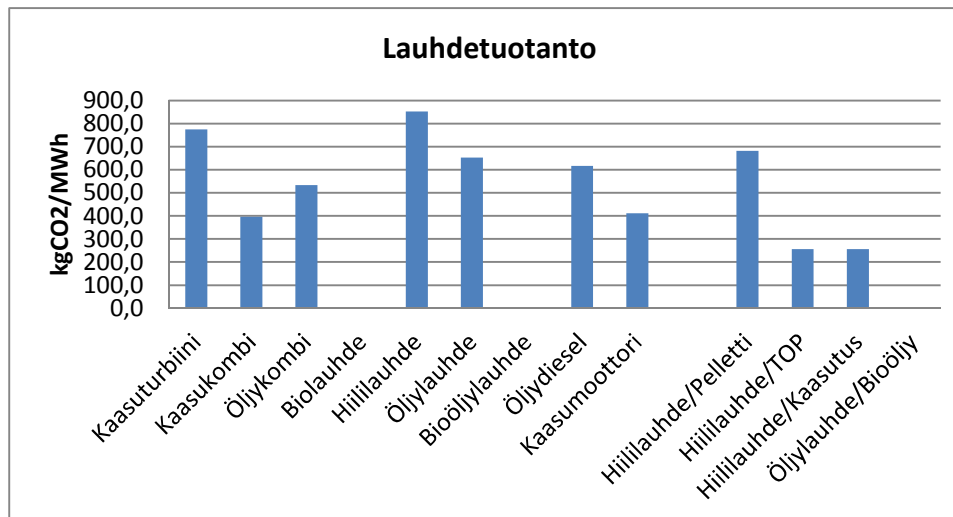
6.2 PÄÄSTÖVAIKUTUKSET

Säätövoiman rakentaminen hyödyntämällä yhteistuotantotapaa ja vanhoja laitosinvestointeja vähentäisi merkittävästi säätövoiman hiilidioksidipäästöjä. Näin tuulivoiman päästöttömyysominaisuus ei heikkene, jos siitä aiheutuva säätövoima olisi mahdollista toteuttaa myös mahdollisimman pienellä ominaispäästötasolla biopolttoaineita hyödyntäen. Laitosten hyötysuhde huononee ja päästöt lisääntyvät jonkin verran käyttötavan muuttuessa lyhytsykliseksi. Myös käyttöikä lyhenee.

Myös säädettävän vesivoiman lisääminen edesauttaa tuulivoiman lisäämisen päästöttömyyden hyödyntämistä täysimittaisesti. Sitä vastoin fossiilisen säätövoiman lisäkäyttö voi ääritapauksessa merkittävästi vähentää tuulivoiman päästöttömyyden etua.



Kuva 6.1 Yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien säätövoimalaitosten hiilidioksidin ominaispäästöt.



Kuva 6.2 Lauhdetuotantoon perustuvien säätövoimalaitosten hiilidioksidin ominaispäästöt.

Kuten kuvista 6.1 ja 6.2 havaitaan, on yhteistuotanto selkeästi parempi säätövoiman tuotantomuoto minimoitaessa energian tuotannon kasvihuonekaasupäästöjä ja koko



järjestelmän polttoainetarvetta. Yhteistuotannon avulla voidaan kestävyysyistä varsin rajallisen biopolttoainemäärän systeemiosuutta ja vaikuttavuutta kasvattaa.

Biopolttoaineet, niiden jalostus ja varastointi pitääkin nähdä edullisimpana puhtaan energian varastointimuotona ja lämpövoima keinona sen muuttamiseksi säätösähkökapasiteetiksi.

6.3 TYÖLLISYYSVAIKUTUKSET

Kvantitatiivisen arvion säätötuotantokoneiston rakentamisen ja käytön työllistävästä vaikutuksesta tekeminen edellyttäisi tuotantoskenaarion tekemistä, mikä ei kuulu tämän raportin piiriin. Kvantitatiivisen arvion sijaan seuraavassa luonnehditaan lyhyesti eri vaihtoehtoja työllisyysmerkitystä.

Säätösähkön tuotannon työllisyysvaikutukset riippuvat toimitusketjun kotimaisesta osuudesta. Biopolttoaineidenmahdollinen lisäys työllistää koko tuotantoketjun osalta huomattavasti, etenkin pitemmälle jalostettujen polttoaineiden kohdalla. Tällaisia ovat esim. pelletit, paahtopelletit ja pyrolyysiöljy. Tuotantoketju mahdollistaa myös kotimaisen laitevalmistuksen.

Suomessa Wärtsilä on maailman mittakaavassakin merkittävä diesel- ja kaasumoottoreiden valmistaja. Näiden lisääminen säätösähkön tuotannon tarpeisiin tarjoaa merkittävän lisätyöllisyysmahdollisuuden, myös vientimarkkinoille.

Vesivoiman varastoaltaiden ja pumppuvoimalaitosten rakentaminen ovat merkittäviä työllistäjiä suunnittelu- ja rakentamisvaiheessa.

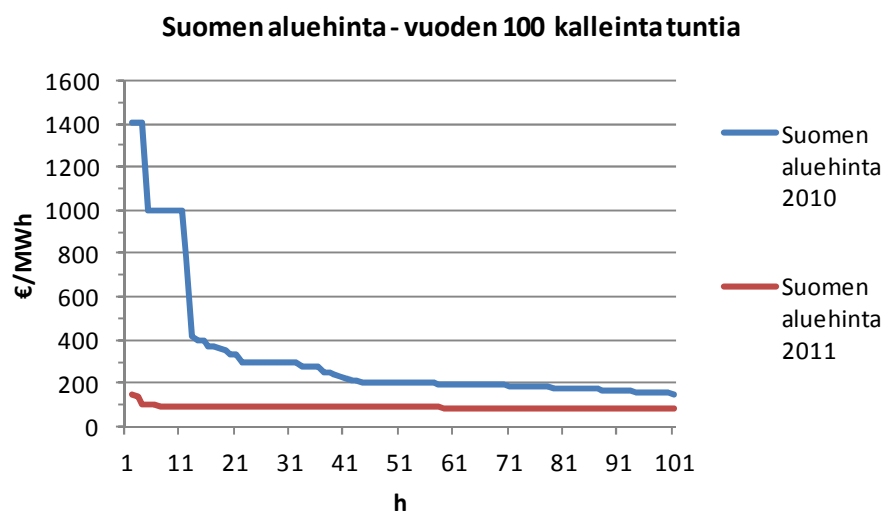
Olemassa olevien laitosten käyttöön tai käyttötavan muutokseen ei arvioida liittyvän merkittäviä työllisyysvaikutuksia.

7 SÄÄTÖSÄHKÖN HINTA-ARVIOT

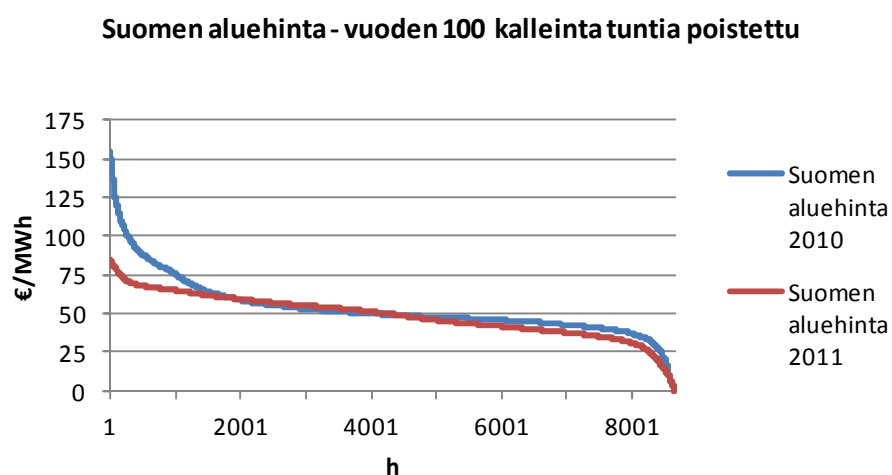
7.1 SÄÄTÖSÄHKÖN HINTA

7.1.1 Säättösähkön hintahistoria Suomessa

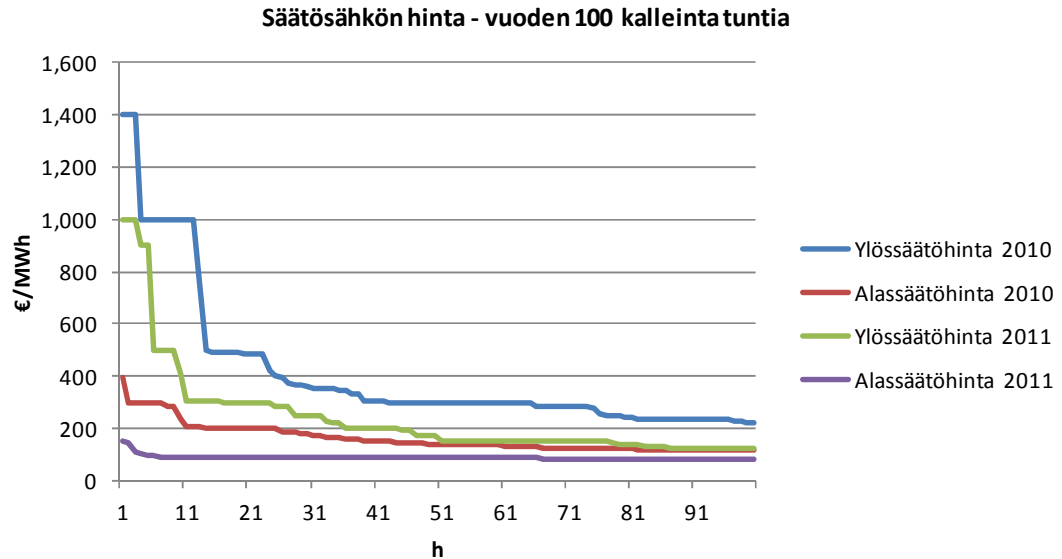
Nykyhinta kuvaa tilannetta, jossa tuulivoimaa ei ole vielä merkittävästi markkinoilla ja säättötarve syntyy pääasiassa kulutuksen vaihtelusta. Kuviin 7.1–7.4 on kerätty Nord Pool -markkinoiden (Elspot) hintatiedot säättösähkölle viimeiseltä kahdelta vuodelta.



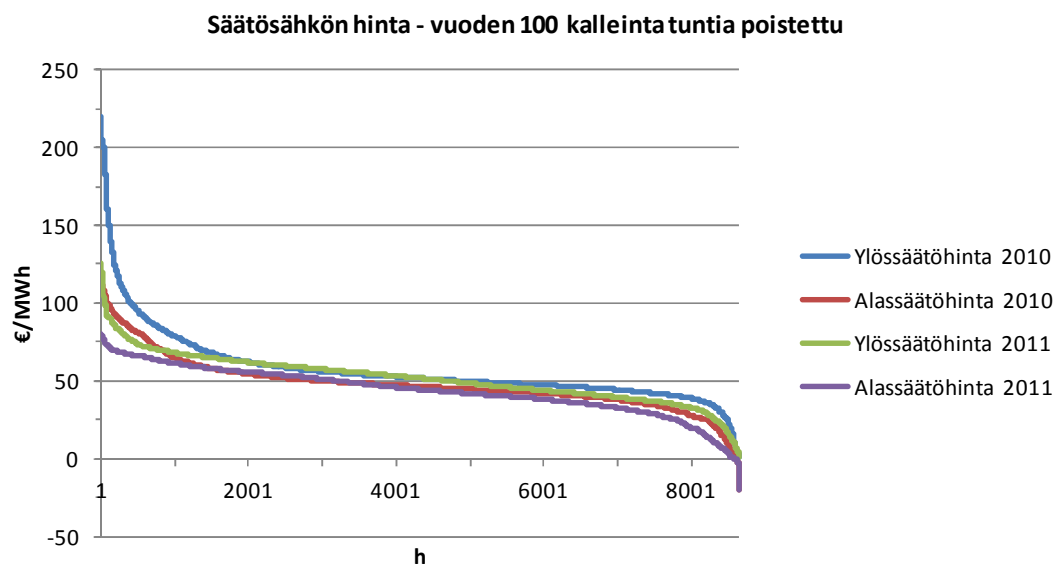
Kuva 7.1 Suomen aluehinnat 2010 ja 2011 – vuoden 100 kalleinta tuntia (Nordpool)



Kuva 7.2 Suomen aluehinnat 2010 ja 2011 – vuoden 100 kalleinta tuntia poistettu (Nordpool)



Kuva 7.3 Säätösähkön hinnat 2010 ja 2011 – vuoden 100 kalleinta tuntia (Fingrid)



Kuva 7.4 Säätösähkön hinnat 2010 ja 2011 – vuoden 100 kalleinta tuntia poistettu (Fingrid)

7.1.2 Säätösähkön hintaskenaario yhteistuotantotyyppiselle markkinalle

Tuulivoiman lisärakentamisen edetessä kasvaa säätötehon tarve nykyisestä arviolta kaksinkertaiseksi. Jossain vaiheessa joudutaan tekemään uusinwestointeja säätövoimaan liittyen. Suomen tilanteessa kannattavimmat uusinwestoinnit löytyvät

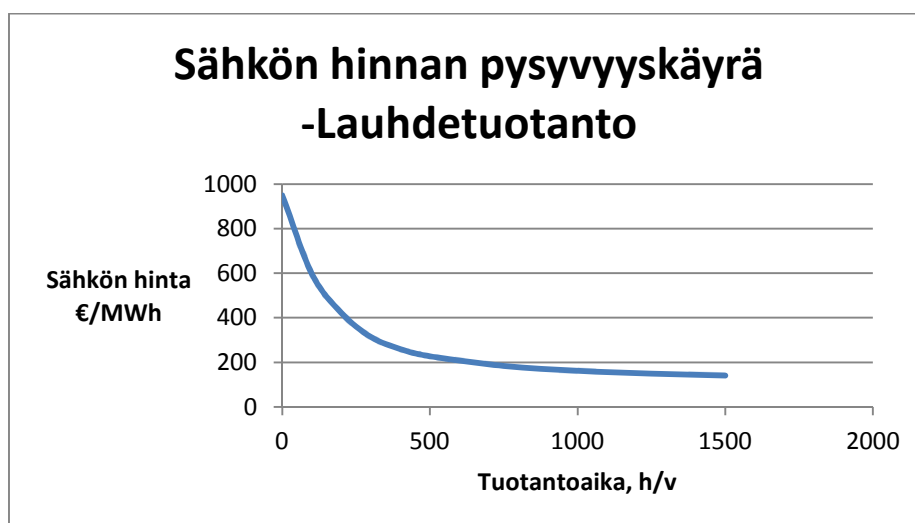
kaukolämpöverkkojen yhteydestä. Kuvassa 7.5 on esitetty uusien CHP-säätövoimalaitosten avulla määritetty kustannuskäyrä.



Kuva 7.5 Yhdistettyyn tuotantotapaan perustuvien uusien säätövoimalaitosten avulla määritetty tuotantokustannuskäyrä.

7.1.3 Säätösähkön hintaskenaario lauhdetuotantotyyppiselle markkinalle

Alla olevassa kuvassa on esitetty säätösähkön hinnan muodostustilanne tehtäessä lämpövoimaan perustuvia uusinvestointeja maissa, joissa yhteistuotannolla ei ole merkittävää roolia tai siihen liittyvät potentiaalit on jo hyödynnetty. Kuvassa 7.6 on esitetty uusien lauhdetuotantosäätölaitosten avulla määritetty kustannuskäyrä.



Kuva 7.6 Lauhdetuotantoon perustuvien uusien säätövoimalaitosten avulla määritetty tuotantokustannuskäyrä.

7.2 BIOPOLTTOAINEJALOSTEIDEN KÄYTÖN TALOUDELLISUUSARVIOT

7.2.1 Yhteistuotanto

Taulukossa 7.1 on esitetty arvioitu biojalosteiden tuotantokustannuksiin perustuva säätösähkön hinta yhteistuotantolaitoksilla.

Taulukon 7.1 mukaan mitään erityisiä taloudellisia kannustimia vanhojen hiililaitosten modernisoimiseksi nykymarkkinoilla ole näkyvissä, vaikka joillakin laitoksilla muutostyö voisi jo nyt olla taloudellisesti kannattavaa. Sen sijaan tuulivoiman lisärakentamiseen liittyvä uusi säätötehomarkkina näyttäisi synnyttävän hyvin kannattavan modernisointimarkkinan ja biojalostemarkkinan vanhojen yhteistuotantolaitosten osalta.

Taulukko 7.1 Sähkön tuotantokustannukset vanhoissa yhteistuotannon hiilivoimalaitoksissa.

Käyttö- aika h/v	Hiili+	Hiili+	Hiili+	Bioöljy	Hintaskenaario	Elspot	CHP	Lauhde
	puru	TOP	hake			€/MWh	€/MWh	€/MWh
500	127,1	105,1	162,1	88,4		90	121,1	217,4
1000	80,8	73,3	93,1	75		75	87,3	157,3
1500	65,4	62,7	70,1	70,6		70	76	137,3

7.2.2 Lauhdetuotanto

Lauhdetuotantolaitosten modernisointi hyödynnettäväksi pelkästään säätötehon tuotantoon ei näyttäisi vielä olevan kannattavaa nykyisessä Suomen alueen sähkön



markkinatilanteessa. Kannattavuus syntyy vasta, kun tuulivoimaan liittyvä säätötehomarkkina kasvaa kooltaan merkittäväksi.

Lauhdetuotantolaitoksia kannattaa modernisoida vastaten säätöteho-osuutta, jossa rajahinnan muodostaa lauhdetuotanto. Tällaista kapasiteettia syntyy tuulivoiman lisärakentamisen seurauksena Suomessa talven huippukulutuksen aikana ja todennäköisesti Keski-Euroopan olosuhteissa myös muina aikoina.

Taulukossa 7.2 on kuvattu sähkön tuotantokustannukset vanhoissa lauhdetuotannon hiilivoimalaitoksissa

Taulukko 7.2 Sähkön tuotantokustannukset vanhoissa lauhdetuotannon hiilivoimalaitoksissa.

Käyttö- aika	Hiili+	Hiili+	Hiili+	Bioöljy	Hintaskenaario	Elspot	CHP	Lauhde
	puru	TOP	hake			€/MWh	€/MWh	€/MWh
h/v	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh		€/MWh	€/MWh	€/MWh
500	171,1	157,9	192,7	166,9		90	121,1	217,4
1000	124,8	126	123,8	153,6		75	87,3	157,3
1500	109,3	115,4	100,8	149,1		70	76	137,3

Biopolttoainjalosteiden arvoon voimalaitoksella vaikuttaa moni osatekijä, jotka kaikki pitäisi ottaa huomioon. Tuotetun sähkön hintatasoa voidaan tarkastella joko historiatietojen avulla tai tekemällä ennusteita siitä, mikä tuotantomuoto määrittää tulevaisuuden markkinoille rajahinnat. Markkinatasapainotilanteessa sähkön tuotantokoneiston jakautuma vastaa tilannetta, jossa kaikki tuotantomuodot toimivat siinä optimaalisesti ja ovat samalla yhtä kannattavia. Säätötehon osalta suurin tarkkuus saadaan, kun tarkastellaan lyhyelle huipun käyttöajalle soveltuvia tuotantomuotoja ja niiden tuotantokustannuksia.

Yhteistuotannon osuus on Suomessa erityisen suuri. Säätösähköinvestoinnitkin on mahdollista kohdentaa kaukolämmöntuotannon yhteyteen. Siksi säätösähkön tulevaisuuden hintaskenaario Suomessa on tehty yhteistuotannon uusinvestointien perusteella.

Keski-Euroopan maissa, kuten Saksassa, sähkön markkinahinta muodostuu useimmiten lauhdetuotannosta. Yhteistuotannon osuus jää niin pieneksi, ettei se vaikuta sähkön markkinahintaan. Saksan osalta säätösähkön tulevaisuuden hintaskenaario on arvioitu lauhdetuotannon uusinvestointien perusteella. Yksittäisinä sovellutuksina Saksan osalta voidaan tarkastella myös yhteistuotantolaitoksia biopolttoainjalosteiden käyttäjinä.

Pyrolyysiöljyn maksukykyisin ostaja on suomalainen yhteistuotantolaitos, mutta todennäköisesti Keski-Euroopan markkinoilta löytyy lauhdetuotantoon perustuvia vanhoja voimalaitoksia, joissa pyrolyysiöljyn käyttöön siirtyminen olisi kannattavaa.



Loppuraportti

107 (123)

8ETFG1R

Paahtopellettien osalta kilpailukykytilanne on selkeä kaikissa säätötehoa tuottavissa yhteistuotantosovelluksissa. Lauhdetuotantolaitoksissakin paahtopelletti on kilpailukykyinen vaihtoehto, jos säätövoiman rajahinta määräytyy lauhdetuotannon mukaan.



8 YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

8.1 MITÄ TARKOITETAAN SÄÄTÖVOIMALLA?

Tässä selvityksessä käytetään säätövoiman ohella selkeyden vuoksi käsitteitä **tunnin sisäinen säätö, vuorokausisäätö ja viikon sisäinen säätö**. Viikon sisäinen säätö viittaa säätöön, jota hyödynnetään vuorokausien välisen tuotannon ja kulutuksen vaihtelun tasapainottamisessa. Vuorokausisäätö viittaa säätöön, jota hyödynnetään tuntien välisen kulutuksen tai tuotannon vaihtelun tasapainottamiseen. Tunnin sisäinen säätö puolestaan viittaa säätöön, jota tarvitaan käyttötunnin sisäisten kulutuksen ja tuotannon vaihtelun tasapainottamiseen.

Viikon sisäinen säätö saadaan käyttöön sähkömarkkinan kautta. Tunnin sisäinen säätö on kantaverkkoyhtiön vastuulla, ja siinä hyödynnetään säätömarkkinaa ja reservejä. Tyypillisesti tunnin sisäistä säätövoimaa tuotetaan vesivoimalaitoksissa ja poikkeustilanteissa myös järjestelmäreserveinä olevilla öljykäyttöisillä kaasuturbiineilla. Vuorokausisäätöä tuotetaan vesivoiman ohella usein lauhdevoimalla tai sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Nämä soveltuvat myös viikon sisäiseen säätöön.

Säätösähkömarkkinoilla tuotannon ja kuorman haltijat voivat antaa säätötarjouksia säätökykyisestä kapasiteetistaan. Säätötarjouksia voi antaa kaikista resursseista, jotka kykenevät toteuttamaan 10 MW tehonmuutoksen 15 minuutin kuluessa. Tarjoukset annetaan Fingridille viimeistään 45 minuuttia ennen käyttötuntia.

Fingridin ylläpitämät säätösähkömarkkinat ovat osa pohjoismaisia säätösähkömarkkinoita. Kaikista säätötarjouksista laaditaan pohjoismainen säätötarjouslista asettamalla tarjoukset hintajärjestykseen.

Alassäätö tarkoittaa joko tuotannon vähentämistä tai kuorman lisäämistä. Siinä toimija ostaa sähköä Fingridiltä. Ylössäätö puolestaan tarkoittaa joko tuotannon lisäämistä tai kuorman vähentämistä. Siinä toimija myy sähköä Fingridille.

8.2 SÄÄTÖVOIMAN TARVE VUONNA 2030

Entso-E on muodostanut näkemyksen keskeisistä siirtoverkon investointitarpeista vuoteen 2025. Entso-E arvioi, että Itämeren alueen siirtoverkkoon tarvitaan lähivuosina investointeja lähinnä Baltian maiden sähkömarkkinan integroimiseksi Pohjoismaihin ja muuhun Eurooppaan. Pohjoismaiden välille lisäyhteyksiä tarvitaan edelleen, jotta eri maiden erilaisia tuotantoportfolioita pystytään paremmin hyödyntämään.

Pidemmällä aikavälillä siirtoverkon investointitarpeet perustuvat pitkälti uusiutuvan energian ja ydinvoiman lisääntymisen aiheuttamiin uusiin tarpeisiin. Pohjoismaiden ja Keski-Euroopan välille tarvitaan lisää siirtoyhteyksiä, jotta voidaan vastata Keski-



Euroopan ja Saksan lisääntyvän tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon aiheuttamiin haasteisiin. Myös Pohjoismaissa tarvitaan lisää siirtoyhteyksiä

Suomen omassa energiajärjestelmässä on varauduttava tuulisähkön tuotannon vaihteluun, koska tuulivoiman odotetaan lisääntyvän Suomen lisäksi sekä muissa Pohjoismaissa että Keski-Euroopassa ja säätövoiman kysyntä lisääntyy myös lähialueilla. Ei voida olettaa, että tuulivoimatuotannon lisääntymisen ja sähköntuotantokapasiteetin rakenteen muuttumisen aiheuttamat haasteet ratkaistaan pelkästään yhteisen sähkömarkkinan kautta esimerkiksi Norjan ja Ruotsin säätökykyisen vesivoimatuotannon avulla. Volyymiltaan Suomen tuulivoimakapasiteetin kasvu on vähäisempää kuin Keski-Euroopassa, Ruotsissa ja Norjassa. Lisäksi säärintamat voivat ulottua myös laajoille alueille ja kaikki siirtoyhteydet eivät aina ole käytettävissä.

Määrällisten arvioiden tekeminen lyhytaikaisen säätövoiman tai erityyppisen joustavan kapasiteetin tarpeesta on monimutkaista niin Suomen kuin laajemman markkina-alueen osalta. Sähköjärjestelmään sisältyy jo nyt joustavuutta, ja esimerkiksi säätökykyistä vesivoimaa voidaan hyödyntää enemmän ja eri tavoin kuin ennen. On kuitenkin selvää, että tuulivoiman osuuden noustessa riittävän suureksi säätövoiman lisäämistarve korostuu.

Säätösähkön tarvetta vuonna 2030 arvioidaan tässä työssä neljän esimerkkiviikon avulla. Viikot on valittu edustamaan sähköntuotannon ja sähkön säädön kannalta haastavia viikkoja vuosilta 2011–2012. Suomen tuulivoimakapasiteetti kasvoi tuona aikana 150 MW:sta 220 MW:iin. Valittujen esimerkkiviikkojen avulla havainnollistetaan tuulivoiman huomattavasta lisäämisestä aiheutuvan tuotantorakenteen muutoksen suuruutta ja sen vaikutuksia sähköjärjestelmälle.

Kaikki ajanjaksot havainnollistavat seuraavaa:

- teollisuuden yhteistuotanto ei ole riippuvainen viikonpäivästä tai vuorokaudenajasta
- ydinvoimalla tuotetaan sähköä tasaisesti täydellä teholla, mikäli ydinvoimayksiköt eivät ole huollossa
- tuontia hyödynnetään sekä viikon sisäiseen että vuorokausisäätöön

Ajanjaksot eroavat toisistaan ensinnäkin vuodenajan osalta, kolme jaksoa sijoittuu talveen ja yksi kevääseen. Talveen sijoittuvat ajanjaksot eroavat toisistaan siten, että sähkön kulutus on merkittävästi alhaisempi kolmannen ajanjakson aikana.

Koska tuulivoiman voidaan investointisuunnitelmien perusteella ajatella sijoittuvan suurin piirtein samoille alueille kuin missä tuulivoimaa tällä hetkellä sijaitsee, katsottiin perustelluksi skaalata suoraan toteutunut vaihtelu suuremman kapasiteetin vaihteluksi. Käytännössä vaihtelu kuitenkin tasoittunee hieman johtuen sekä voimaloiden kasvavista korkeuksista että kapasiteetin sijoittumisesta hieman eri alueille.



Esimerkkeinä tulevasta tuulivoimakapasiteetista käytettiin 2400 MW, 3600 MW ja 4000 MW. Suomen uusiutuvan energian tavoitteen saavuttamiseksi on asetettu tavoite 6 TWh:n tuulivoimatuotannosta vuodelle 2020. Vuoden 2025 osalta on ollut esillä 9 TWh:n tuulivoimatavoite. Nämä tavoitteet muunnettiin kapasiteetiksi käyttämällä 2500 h huipunkäyttöaika, ja lisättiin vielä 10 TWh:n tuulivoimatuotanto kuvaamaan mahdollista vuoden 2030 tilannetta. Toteutunutta ja tarkasteluja varten arvioitua tuulivoiman tuotannon vaihtelun suuruutta on havainnollistettu taulukossa 8.1.

Taulukko 8.1 Tuulivoimatuotannon maksimaalinen vaihtelu esimerkkiviikkojen aikana ja suuremmalle tuotantokapasiteetille skaalattu vaihtelu

Tuulivoimakapasiteetti, MW	212	2400	3600	4000
Tuotannon maksimaalinen vaihtelu 6h sisällä, MW	93	1056	1584	1760
Tuotannon maksimaalinen vaihtelu 24 h sisällä, MW	153	1728	2592	2880

On syytä huomauttaa, että nämä luvut perustuvat tarkasteltuihin esimerkkiviikkoihin, eikä niiden siten voida olettaa kuvaavan keskimääräistä tilannetta tai ääritilanteita, joita esiintyy harvoin, mutta joihin on kuitenkin varauduttava, jotta sähkön toimitusvarmuus voidaan taata.

Mikäli oletetaan, että tuulivoiman tunnin sisäinen vaihtelu voi olla maksimissaan 16 %, kuten Fingrid oletti omassa arviossaan säätövoiman tarpeesta, muodostuisi tunnin sisäiseksi vaihteluksi oletetuilla tuulivoimakapasiteeteilla:

- tuulivoimakapasiteetti 2400 MW, tunnin sisäinen vaihtelu 384 MW
- tuulivoimakapasiteetti 3600 MW, tunnin sisäinen vaihtelu 576 MW
- tuulivoimakapasiteetti 4000 MW, tunnin sisäinen vaihtelu 640 MW

Tarkasteluvuoroilla 2400 MW tuulisähköletuksella eri jaksoilla jaksonsisäinen joustotarve vaihtelee noin 3000 MW:sta runsaaseen 4000 MW:iin, 4000 MW tuulivoimatilanteessa 4000 MW:sta noin 6000 MW:iin. Tarpeesta noin puolet johtuu kuorman vaihtelusta ja loppuosan aiheuttaa tuulen vaihtelu. Näin suuri jousto edellyttäisi joinain aikoina myös hiilineutraalin tuotannon alassäättöä.

Voidaan olettaa, että moneen tuotantoyksikköön hajautuneen tuulivoiman säätötarve ei ole erityisen nopeaa. Sään tyyntyminen ja tuulen voimistuminen tapahtuvat tyypillisesti Suomen kokoisella alueella muutaman tunnin kuluessa, joten lämpövoiman käynnistysajat ja tehonmuutosnopeudet ovat riittäviä tarvittavan säätötehon tuottamiseen. Tuulivoimakapasiteetin suurimmat tehovaihtelut tapahtuvat tyypillisesti aikavakiolla, jonka suuruus vaihtelee muutamasta tunnista 2–3 vuorokauteen. Tuulivoiman tuotantokapasiteetti voitaneen ennustaa kohtuullisella tarkkuudella, kuten sääennusteet yleensäkin, lyhyellä noin parin vuorokauden aikajaksolla.

Kasvava tuulivoimakapasiteetti edellyttää muutoksia sähköjärjestelmässä. Jatkossa tarvitaan nykyistä enemmän joustavaa sähköntuotantokapasiteettia, energian



varastointia ja kysyntäjoustoja. Tuulivoiman lisäämisen vaikutuksiin tulisi kiinnittää erityisesti huomiota välitilanteessa, jossa tuulivoimakapasiteetti kasvaa nopeasti, ja tuulivoiman edellyttämien muutosten toteutuminen on vielä kesken.

Säätövoiman riittävyys voi muodostua haasteeksi erityisesti seuraavina ajanjaksoina Suomessa

- Kevättulvien aikana tai erityisen kuivina aikoina, jolloin vesivoimaa ei voida hyödyntää säätötarkoituksiin normaaliin tapaan.
- Kesällä, jolloin suuri osa lämpövoimasta on poissa käytöstä. Vesivoiman hyödyntämistä voidaan jossain määrin optimoida enemmän kesän tarpeita ajatellen. Erityisesti kesällä myös tuulivoimalla säätö voi olla tarpeen.
- Kylminä aikoina talvella, jolloin lämpövoimaa ajetaan täydellä teholla, eikä säätövaraa löydy tavalliseen tapaan.

8.3 SÄÄTÖVOIMAN LISÄYSMÄHDOLLISUUDET

Kotimaisen sähköntuotantokapasiteetin kehitysnäkymiä

Suomessa odotetaan sähköntuotantokapasiteetin kehittyvän entistä vähäpäästöisempään suuntaan. Periaatepäätökset on myönnetty kahdelle ydinvoimalalle, tuulivoimainvestointeja on suunnitteilla 7800 MW ja myös bioenergian käytön arvioidaan lisääntyvän. Toisaalta vanhoja fossiilisia polttoaineita käyttäviä voimalaitoksia tulee todennäköisesti poistumaan päästönormien tiukennuttua ja ikääntymisen vuoksi. Vuoden 2030 loppuun mennessä Suomesta poistuu nykyisen tiedon mukaan kaksi ydinvoimayksikköä: Loviisa 1 vuona 2027 ja Loviisa 2 vuonna 2030.

Suunniteltujen investointien toteutuminen ja tuotantokapasiteetin kehitys vuoteen 2030 riippuu monesta tekijästä ja kehityksen ennustaminen on vaikeaa. Tuulivoimaa ja ydinvoimaa ei yleensä käytetä joustavana sähköntuotantona, ja näin ollen niiden osuuden lisääntyminen sähköntuotantokapasiteetista aiheuttaa tarvetta kehittää muun tuotantokapasiteetin joustavuutta ja säätökykyä, kysyntäjoustoja ja sähkön varastointia.

Tuulivoiman suunnitellun lisäämisen lisäksi Suomen sähköntuotantokapasiteetissa on tapahtumassa runsaasti muutoksia muista syistä. Osa näistä muutoksista vähentää tuotannon joustomahdollisuuksia. Taulukossa 8.2 on esitetty tuotantokapasiteetin kehityksestä arvio, jonka avulla voidaan hahmottaa, minkä suuntaisiin muutoksiin tulisi varautua tuotantokapasiteetin joustavuutta kehitettäessä.



Taulukko 8.2 Suomen sähköntuotantokapasiteetti 2012 ja arvioidut muutokset vuodelle 2030

Tuotantomuoto	nykyinen tilanne		tilanne 2030	
	perusvoima MW	säätövoima MW	perusvoima MW	säätövoima MW
Ydinvoima	2 660	-	4000 – 6000	-
Teollisuus-chp	3 300	500	vähenee hieman	ennallaan
Kaukolämpö-chp	4 400	1 000 – 3 000*	vähenee hieman	ennallaan
Lauhde	-	3 300	-	vähenee
Vesivoima	3 100	2 000 *	3 300 -3 370	2 200 – 2 270
Kaasuturbiinit	-	780 + 300	-	kasvaa?
Tuulivoima	220	-	4 000	-
Tuonti				
Venäjä	1 000	-	loppuu?	-
Ruotsi		1 500		vähenee

*käytettävissä oleva kapasiteetti vaihtelee mm. sään, lämpötilan ja vuodenajan mukaan

Vesivoima

Säätöön pystyvään vesivoimaan lasketaan Suomessa noin kaksi kolmannesta vesivoiman koko kapasiteetista eli vesivoiman säätötehoksi arvioidaan kaikkiaan noin 2 000 MW. Vesivoiman osallistumista säätösähkön tuottamiseen rajoittaa varastoaltaiden kapasiteetti, koska suomalainen vesivoima on luonteeltaan jokivesivoimaa. Allaskapasiteettia ja pumppuvoimaa hyödyntämällä voidaan vesivoimaan perustuvaa säätökapasiteettia lisätä.

Tämän hetken päivitettyjen tietojen mukaan säätöön kykenevää vesivoimaa voidaan vielä koskiensuojelulakien estämättä lisätä jo rakennetuissa joissa noin 200 MW ja näiden hankkeitten säätöenergia on yhteensä runsaat 300 GWh keskimääräisenä vesivuotena. Suunnitellut Kemihaaran ja Kollajan altaat lisäisivät suoraan 3 % valtakunnan säätötehoa ja tarjoaisivat merkittävää synergiaetua tulvasuojeluun. Mutta erityisen tärkeitä olisi säätöenergian lisäys, kun vesi voitaisiin ajaa jo rakennettujen pääuoman laitosten läpi, Kemijoella lähes 1 000 MW koneteholla ja Iijoella yli 250 MW teholla nimenomaan säädön kannalta tarpeelliseen aikaan vesistön luontaisten virtaamavaihteluiden estämättä. Näin voitaisiin vuorokausisäätötehoa lisätä noin 300–400 MW erityisesti sellaisina aikoina, jolloin säätökyky olisi muutoin vesitilanteesta johtuen rajoittunut.

Lämpövoima

Lämpövoimalauhde on muuttuvilta tuotantokustannuksiltaan kallein tuotantomuoto ja siksi se tekee ensin tilaa tuulivoimalle. Vaikka lämpövoiman tuotantomäärä vähenee, tarjoaa se kuitenkin merkittävän säätökapasiteetin tuulivoimalle, jos vanhentuvia tuotantolaitoksia ei merkittävästi poisteta käytöstä kannattavuussyistä.

Kaukolämmöntuotanto tarjoaa suureksi osaksi vuotta mahdollisuuden varastoida tuulivoimasähköä epäsuorasti niin, että kaukolämpöä varastoidaan uusiin kauko-



lämpöakkuihin. Tällöin yhteistuotanto voidaan ajoittaa tuulivoiman kannalta optimaalisesti.

Kysyntäjousto

Teollisuuden ja kotitalouksien kysyntäjoustopotentiaalista ei ole olemassa luotettavia arvioita, ei myöskään siitä, miten suurta osaa tästä potentiaalista on jo hyödynnetty. Potentiaali on kuitenkin merkittävä.

Alla on esitetty VTT:n arviot prosessiteollisuuden säästöpotentiaaleista:

Paperiteollisuus	790 MW
Metalliteollisuus	330 MW
Kemian teollisuus	160 MW
yhteensä	1 280 MW

Työ- ja elinkeinoministeriön työryhmä on arvioinut teollisuuden säästöpotentiaalin olevan 500 MW. Sähkön kysyntäjouston lisääntyminen on kiinni sekä sen kiinnostavuudesta taloudellisesti, että sähkökäyttäjille tarjotuista mahdollisuuksista. Suurteollisuudella on jo hyvät mahdollisuudet tarjota markkinalle kysyntäjoustoja, ja kysyntäjouston lisääntyminen on kiinni lähinnä asenteesta, tiedosta ja kysyntäjouston tukkumarkkinalla saatavasta korvauksesta. Myös keskisuurella ja pienemmällä teollisuudella on mahdollisuudet joustaa sähkön kysynnässään. Sopimusrakenteen muokkaaminen kysyntäjoustoja tukevaksi on tarpeen.

Sähkön varastointi

Sähkön varastointia pidetään oleellisena teknologiana tulevaisuuden energiajärjestelmille, joissa uusiutuvien energianlähteiden (tuuli, aurinko) käytön osuus on suuri. Mikäli hajautettu ja uusiutuviin energianlähteisiin perustuva sähköntuotanto lisääntyy, kasvaa myös energian varastointitarve, sillä uusiutuvilla energianlähteillä tuotettu energia on luontaisesti vaihtelevaa. Tämän vaihtelun tasaamiseen voidaan käyttää energiavarastoja: tuotannon huippujen aikana energiaa voidaan varastoida ja alhaisen tuotannon aikana siirtää varastoitua energiaa sähköverkkoon. Energiaa voidaan varastojen avulla tuottaa myös korkean hinnan kulutushuippuihin.

Teknisten ja taloudellisten haasteiden vuoksi sähkön varastointi on vielä nykyään harvinaista, mutta sähkön varastoinnin kiinnostavuus keinona lisätä sähköntuotannon joustavuutta kasvaa jatkuvasti. Tätä tukee myös alan tutkimuksen lisääntyminen viime vuosina.

Työllisyysvaikutukset

Säätösähkön tuotannon työllisyysvaikutukset riippuvat toimitusketjun kotimaisesta osuudesta. Biopolttoaineiden ja näitä käyttävien polttolaitosten valmistus tarjoaa huomattavan lisätyöllisyysmahdollisuuden. Myös vesivoiman rakentaminen ja moottorivoimalaitokset voidaan toteuttaa pääosin kotimaisella osaamisella.

Selvityksen keskeiset tulokset on koottu taulukkoon 8.3.



Loppuraportti

114 (123)

8ETFG1R

Taulukko 8.3 Eri tuotantomuotojen ominaisuudet, hinnat ja vaikutukset

Vaihtoehto	Ominaisuudet			Hinta		Vaikutukset	
	Yksikkökoko /MW	Minimikuorma (%)	Kuorman muutosnopeus (% / min)	1000 € /MW	€/MWh	CO ₂ -päästöt	Työllisyys polttoaine + laitevalmistus
Höyryvoimalaitos	600 - 900	40	3 - 6			ETS***	
Biolauhde				1800	100 – 200 **		suuri
Bioyhteistuotanto				1800	65 – 160 **		suuri
Kombivoimalaitos	60 - 400	40 - 50	4 - 6	700	90 – 170 **	ETS***	pieni
Kaasuturbiini-chp	10 - 300	50	5 - 10	300	115 – 150 **	ETS***	pieni
Moottori	1 - 20	30	25	600			suuri (kotim. valmistus)
Diesel					110-180**		
Kaasu					90– 160**		
Vesivoima	1 - 100	15 - 20	suuri	800 - 4000 *	20 - 50	0	suuri (kotim. rakentamispanos)
Pumppuvoima	kymmenistä useisiin satoihin	5 - 20	suuri	1000 (500 - 3600)	45 – 145 ** (1)	1)	suuri (kotim. rakentamis-
Ydinvoima	1000 - 1600	(15-)30	2,5 - 5	3000 - 4000	40 - 46	0	suuri
Tuulivoima	2 - 5				83,5	0	pieni (jos ulkomainen valmistaja)
Akut	kilowateista kymmeneen megawatteihin			200 - 2000 +	2)	3)	
CAES	kymmeniä megawatteja			400 - 1200	2)	3)	
Suprajohtavatelat	megawattiluokkaa			300 - 400	2)	3)	
Superkondensaattorit	kymmeniä – satoja kilowatteja			100 - 400	2)	3)	
Vauhtipyörä	kymmenistä kilowateista megawatteihin			200	2)	3)	
Kesyntäjousto			suuri	pieni	?	vähenee	
teollisuus	500 - 1000	-				...	
kotitaloudet	600 - 1200	-				ennallaan	

* alaraja tehonnostolle, yläraja uudelle vesivoimalle



** säätötuotannossa, käyttöaika 1 500 - 500 h/a

*** päästökaupan piirissä fossiilisten päästöjen osalta

1) riippuu varastointiin käytettävän sähkön hinnasta, hyötysuhdetappio mukana

2) riippuu varastointiin käytettävän sähkön hinnasta, hyötysuhdetappio lisittävä

3) riippuu varastointiin käytettävän sähkön tuotantotavasta, hyötysuhdetappio lisittävä

8.4 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tuulivoiman rooli kasvu osana energiantuotantokoneistoa vaikuttaa eniten lämpövoimalaitosten tuotantoon. Lämpövoimalaitokset tekevät tilaa tuulienergialle ja muuttuvat vähitellen tuulivoiman vaihteluja kompensoivan säätövoiman tuottajiksi.

Tuulivoiman sähköjärjestelmälle aiheuttamien haasteiden kohtaamiseen tulisi panostaa erityisesti välitilanteessa, jossa tuulivoimakapasiteetti kasvaa, ja markkinatoimijat ja sähköjärjestelmä eivät ole vielä sopeutuneet tuulivoiman suureen osuuteen. Tämä tarkoittaa muun muassa mahdollisten tukijärjestelmien tarpeen selvittämistä olemassa olevan kapasiteetin muokkaamiseksi paremmin joustavaan tuotantoon soveltuvaksi.

Ajoaikojen lyhentyessä on mahdollista nähdä riskinä se, että lauhdetuotannon kannattavuus putoaa. Tuulivoiman sääriippuvuuden vuoksi koko lauhdetuotantokapasiteetti kuitenkin tarvitaan. Nyt uhkaksi nousee se, että osa lauhdetuotantokapasiteetista puretaan ja joudutaan myöhemmin korvaamaan kalliimmilla uusinvestoinneilla, joita ovat mm. kaasuturbiinit ja moottorit.

Vesivoiman säätökapasiteettia on koskiensuojelun estämättä lisättävissä tehona laskien noin 200 MW eli noin 10 % nykyisestä. Koneistojen uusimishjelmat tullevat toteutumaan tuottajayhtiöiden suunnittelemissa aikatauluissa pääosin jo vuoteen 2020 mennessä. Niistä ei ole kuitenkaan apua vesivoiman tehokasta käyttöä estäviin virtaaman vuotuisiin kausivaihteluihin.

Vesivoimaa ei tulisi käyttää säätöön ohijuoksuttamalla, sillä silloin menetetään ilmaista, hiilineutraalia energiaa.

Suunnitellut Kemihaaran ja Kollajan altaat olisivat erityisen tärkeitä säätövoiman lisäyksen kannalta. Niiden vesi voitaisiin ajaa jo rakennettujen pääuoman laitosten läpi. Näiden altaiden toteuttaminen jo rakennettujen vesivoimalaitosten hyödyntämiseksi ja säätövoiman tuotannon lisäämiseksi olisi kansallisesti ensiarvoisen tärkeitä.

Altaiden rakentamisen vaihtoehtona on pumppuvoiman rakentaminen joko olemassa olevien vesivoimalaitosten yhteyteen tai erikseen siihen soveltuvissa kohteissa, esimerkiksi käytöstä poistuviin kaivoksiin. Pumppuvoimaa on rakennettu Euroopassa runsaasti, yhteensä noin 44 500 MW, muttei vielä Suomessa, jossa perinteistä vesivoimaa on toistaiseksi ollut riittävästi käytettävissä.

Säätöä ei kannata tehdä ydinvoimaa rajoittamalla, koska silloin menetettäisiin tuotantokustannuksiltaan erittäin edullista ja hiilineutraalia tuotantoa.



Tuulivoiman tuotantomäärä vaihtelee koko sen kapasiteetin alueella. Tuulivoiman tuotanto edellyttää lähes täysimääräistä tehokompensointia, jota voidaan tehdä monin eri keinoin. Muun tuotannon säätäminen on tärkein keino, mutta kulutusjoustot ja sähkön varastointi ovat myös mahdollisia kompensointitapoja. Kulutusjoustojen syntyminen seuraa siitä, että tuulivoimatuotanto lisää sähkön markkinahinnan vaihteluja.

Sähkön varastointiin löytyy monia tapoja. Yksi yleisimmistä ovat pumppuvoimalaitokset, mutta myös erilaiset sähköakkuosovellutukset (mm. sähköautot) tarjoavat mahdollisia keinoja varastoida sähköä. Sähkön laajamittainen varastointi on vielä kehitysasteella ja on siksi varsin kallista. Huomattavasti edullisempaa on varastoida lämpöä. Kaukolämmön tuotannon yhteydessä lämmön varastointi tarjoaa mahdollisuuden ajoittaa koko yhteistuotantokapasiteetti tuulivoiman tehovaihteluiden kompensointiin.

Energian varastointimahdollisuudet paranevat materiaalitekniikan kehityksen myötä. Esimerkiksi faasinmuutosmateriaalit ja uudet kylmäaineet luovat parempia varastointimahdollisuuksia.

Kaikkein edullisin tapa varastoida energiaa on kuitenkin polttoaineiden varastoiminen. Siksi lämpövoima säilyttää keskeisen roolinsa energiantuotantojärjestelmissä, vaikka tuulivoiman ja aurinkosähkön osuudet jatkossa lisääntyvätkin.

Yhteistuotanto, sen vanhat voimalaitokset ja biojalosteiden valikoitu käyttö tarjoavat merkittävän kilpailuedun tuulivoimaan liittyvän säätövoiman tuotannossa. Suomelle edellä kuvattu tarkoittaa mahdollisuutta kasvattaa tuulivoiman osuutta ilman merkittäviä lisäkustannuksia suuremmaksi kuin useimmissa muissa maissa. Lisäksi tuulivoiman lisärakentamiseen liittyvä kasvava säätövoiman tarve eurooppalaisella markkina-alueella tarjoaa merkittävän markkinapotentiaalin suomalaisille biopolttoainejalostetuotannolle. Maksukykyisin säätövoimamarkkinasektori biopolttoainejalosteille on Keski-Euroopassa sijaitseva yhteistuotantokapasiteetti.

Biopolttoainejalosteet ovat jo nyt kilpailukykyisiä säätövoiman tuotannossa vanhoissa yhteistuotannon polttokattiloissa Suomessa ja vanhoissa lauhdetuotannon polttokattiloissa Keski-Euroopassa.

Vanhoissa kivihiilivoimalaitoksissa pyrolyysiöljy on kilpailukykyistä alle 500 h/v käyttöajalla, paahtopelletti alle 1000–1500 h/v käyttöajalla ja hake (+kaasutus): yli 1000–1500 h/v käyttöajalla.



9 POHDINTAA JATKOKEHITYKSESTÄ

Tuulivoiman lisääntyessä päästäneen pitemmällä aikavälillä sähkömarkkinalla ja sähköjärjestelmässä tasapainoon, jossa tuulivoiman edellyttämät sähköjärjestelmän joustavuutta edistävät ratkaisut saavat riittävän korvauksen markkinalta ja tulevat siten kannattaviksi. Tätä kehitystä edistää myös teknologian kehitys. Tasapainon saavuttaminen edellyttää kuitenkin, että sähkön hintojen nykyistä suurempi vaihtelu ja ajoittaiset markkinalla muodostuvat hintapiikit hyväksytään ja sallitaan.

Vesivoiman tuotantokustannukset ovat muihin säätövoiman tuotantomuotoihin nähden ylivertaisen alhaiset. Sen vuoksi kaikki suunnitellut, säätöön kykenevät, yhteiskunnallisesti hyväksyttävät vesivoimahankkeet tultaneen toteuttamaan jo vuoteen 2020 mennessä. Säätökapasiteettia voidaan lisätä rakentamalla riittävän suuria lisävarastoaltaita vähäjärvisiin vesistöihin, kuten Kemijoelle ja Iijoelle. Tällä saataisiin päästötöntä, edullista ja ominaisuuksiltaan erinomaista säätötehoa nimenomaan sellaisiin aikoihin, jolloin siitä on suuri puute.

Pumppuvoiman kannattavuus kasvaa säätötarpeen lisääntyessä. Pumppuvoiman rakentamismahdollisuudet 2020-luvulla Suomessa kannattaa selvittää pikaisesti. Avoimia kysymyksiä ovat paitsi soveltuvat kohteet, tekniikka ja kannattavuus, myös verotus ja lupakysymykset, jotka tunnetusti vievät aikaa vuosia ellei vuosikymmeniä.

Olemassa olevan lämpövoimakapasiteetin säilyttäminen ja mahdollinen muokkaus paremmin säätökäyttöön sopivaksi muodostaa edullisimman tavan huomattavaan säätösähkön lisätuotantoon.

Investoinnit erilliseen lämpövoiman tuotantoon, jota voitaisiin käyttää tuulivoiman rinnalla säätövoimana, ovat kalliita. Jotta nämä investoinnit toteutuisivat, vaaditaan nykyistä korkeampia sähkön hintoja tai muita kannusteita.

Nykyisen lauhdetuotannon ylläpito säätötarkoituksiin on huomattavasti halvempaa kuin uuden kapasiteetin rakentaminen. Näitä laitoksia on mahdollista muuntaa myös suhteellisen edullisesti siten, että ne voivat hyödyntää pyrolyysiöljyä tai paahtopellettejä. Kyseiset polttoaineet tulevat edullisemmiksi kuin kivihiili, mikäli päästöoikeuden hinnat ovat riittävän korkeat. Osaan lauhdevoimasta (Kotka, Inkoo, Pori) liittyy mahdollisuus liittää ne osaksi kaukolämpöverkkoa, jolloin niiden tuottama säätövoima saataisiin yhteistuotantomuotoiseksi.

Suomen erikoisuus muihin maihin verrattuna on sähkön ja lämmön yhteistuotannon suuri osuus. Yhteistuotantoon liittyy mahdollisuus hyödyntää kaukolämpöakkuja lämmön varastointiin, jolloin pystytään pienentämään sähköntuotannon ja kaukolämmön välistä riippuvuutta. Kun sähkön tarve lisääntyy, voidaan yhteistuotannolla tuotettua lämpöä varastoida kaukolämpöakkuun. Kasvattamalla kaukolämpöakkujen varastointikapasiteettia esimerkiksi kahteen päivään, pystytään kaukolämpöakkuja hyödyntämään myös säätövoiman lisäämisessä.

Lämpövoiman käyttöaikojen lyhentyminen vähentää hiilidioksidin talteenoton ja varastoinnin ratkaisujen kiinnostavuutta. Kallista investointia on vaikea saada kannattavaksi lyhyillä käyttöajoilla. Ympäristön näkökulmasta tämä johtaa



tilanteeseen, jossa yksittäinen fossiilisia polttoaineita käyttävä laitos, jota hyödynnetään säätövoimana tai huippukapasiteettina, tuottaa enemmän hiilidioksidipäästöjä kuin peruskuormana toimiva lämpövoima, jossa olisi investoitu hiilidioksidin talteenottoon.

Biojalosteiden tuotantotavoista, käytettävistä raaka-aineista ja tuotteen laatutavoitteista ei toistaiseksi ole laajaa kokemusta. Sama koskee niiden käyttöä polttoaineena. Siksi olisi erityisen tärkeää, että käyttökokemuksia olisi mahdollista hankkia erilaisista tuotanto- ja käyttötavoista ennen kuin tuulivoiman osuus tuotantokoneistosta kasvaa merkittävälle tasolle.

Biojalosteiden käyttö energiantuotannossa olisi ehkä syytä keskittää säätövoiman tuotantoon mm. siksi, että siinä korvattavien polttoaineiden hinta on korkea. Näin biomassaraaka-aineelle olisi mahdollista saada varsin korkea jalostusaste ja hakekäyttöä merkittävämpi taloudellinen vaikutus Suomen kansantaloudelle.

Biojalosteiden kuljetus- ja varastointi helpottuu ja jalosteiden vientimahdollisuudet paranevat. Jalosteviennin arvo kansantaloudelle on myös suurempi kuin puuhakkeen viennissä.

Hajautettu ja ympärivuotinen tuotanto olisi mahdollista puuta jalostavan teollisuuden yhteydessä sen logistiikkaa hyödyntäen.

CHP -tuotannollekin sen tuotantokapasiteetin reservit ja prosessi-integraatiomahdollisuudet saattaisivat tarjota kilpailukykyisiä investointimahdollisuuksia jalostetuotantolinjan rakentamiselle.

Säätösähkökapasiteetin rakentamiselle tulee turvata samat hallinnolliset edellytykset kuin tuulisähkön tuotannolle.

Olisi selvitettävä säätösähkön riittävyyden turvaamiseksi tarvittavat tuet. Mallina voisi esimerkiksi olla ylimenokaudella lyhyen käyttöajan säätövoimalle tuulivoiman tukea vastaava tuki, joka olisi degressiivinen käyttöajan kasvaessa.

Tuulivoiman voimakas kasvu pohjoismaisella yhteismarkkina-alueella ja ennakoitu vanhenevan kapasiteetin poistuminen voi johtaa tilanteeseen, jossa nykyisenkaltainen pohjoismainen tehoreservi ei riitä kattamaan mahdollisia häiriötilanteita. Markkinalähtöisen kapasiteettimekanismin kehittäminen olemassa olevan kapasiteetin säilyttämiseksi tulisi ottaa selvityskohteeksi, jotta vältetään vaara tuotantokapasiteetin sulkemisesta johtuville kalliille lyhyen käyttöajan uusinwestoinneille.

Sähkön jakelun kustannusrakennetta ja sen läpinäkyvyyttä vastaisi paremmin jakelutariffin muuttaminen vuosimaksupohjaiseksi:

Energian tuntihintojen muutos näkyisi paremmin kotitalouksissa ja syntyisi parempia kannustimia mm. lämmön ja kylmän varastointiin, akkujen lataukseen jne..



Uusien säätöratkaisujen tuomiseksi markkinoille on tarpeen tukea niiden kehittämistä. Kun ratkaisu on toimijoille tuttu, ei synny esteitä kannattavimpien ratkaisujen yleistymiseen markkinalähtöisesti

Tällaisia demonstroitavia ja kehitettäviä asioita voisivat olla esim.

Biojalosteiden valmistus- ja käyttösovellutukset

Pumppuvoimalaitos (esim. tuulivoimaan integroituna)

Asumisen energiavarastointitavat

9.1 RISKISKENAARIOITA

- Tuulivoiman hintavaikutus tulee markkinoille aluksi ylisuurena, koska säätökapasiteettiin ei ole uskallettu investoida etukäteen
- Tuulivoimalla korvataan merkittävästi jotain muuta kuin hiililauhdetta:
 - CHP-tuotantoa, hiilineutraalia tuotantoa tai varsinkin kesäaikaan sähkökattiloilla kaukolämpöä
- Säättövoima rakennetaan fossiilisten polttoaineiden käyttöön perustuvina uusinvestointeina
 - Kaasuturbiinit, kombi, dieselit
 - Säättövoimaratkaisut kopioidaan ulkomailta
- Otetaan käyttöön erittäin kalliita varastointiteknologioita (CAES yms.)
- Biomassan kestävyyskriteerit estävät käytön huomattavan laajentamisen



10

EHDOTUKSIA JATKOTUTKIMUSAIHEIKSI

- 1) Pumpuvoimalaitosten optimointi Suomen olosuhteisiin
- 2) Kaukolämmön varastoinnin teknologiat ja niiden kannattavuudet
- 3) Tuulivoiman optimaalinen osuus Suomen energiantuotannossa päästövähennysten kannalta
- 4) Hiilen erottaminen polttoaineista
- 5) Tuulivoiman ja säätövoiman dynaamisen tasapainon selvittäminen
- 6) Biopolttoainjalosteiden viennin vaikutukset Suomen päästötavoitteisiin
- 7) Energiantuotantovaihtoehtojen työllisyysvaikutukset
- 8) Lämpöpumppujen optimaalinen osuus joustavassa kaukolämmöntuotannossa
- 9) Lauhdevoiman jäähdytysvesien ja teollisuuden jätelämpöjen hyödyntäminen
- 10) Siirto- ja jakelujärjestelmän kehitystarpeet mm. sähkön varastoinnin ohjaamiseksi
- 11) Kysyntäjouaston lisäämistä tukeva sopimusrakenne
- 12) Toimijakohtaiset strategiaselvitykset



Viitteet

Alanen, R., Koljonen, T., Hukari, S. & Saari, P. (2003). VTT. Teknologian tutkimuskeskus. Energian varastoinnin nykytila. VTT tiedotteita 2199. Espoo 2003.

<<http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2003/T2199.pdf>>

Bröckl, M., Vehviläinen, I., Virtanen, E. & Keppo, J. (2011). Examining and proposing measures to activate demand flexibility on the Nordic wholesale electricity market.

<https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Public%20Consultations/Promoting_demand_response.pdf>

Calo, A. (2011). Assessing the potential for smart energy grids in the northern periphery, Master's Thesis, Antonio Caló, Oulun yliopisto, syyskuu 2011.

Cypenv (2011) World environment and energy <<http://www.cypenv.info/worldee/>>

Elforsk (2011). Lastföljning i kärnkraftverk - Möjliga effektregeringar för svenska kärnkraftverk utifrån ett internationellt perspektiv. Elforsk rapport.

ENTSO-E (2010). European network of transmission system operators for electricity. Impact of increased amounts of renewable energy on Nordic power system operation.

ENTSO-E (2012a). European network of transmission system operators for electricity. Operational reserve ad hoc team report, final version.

ENTSO-E (2012b). European network of transmission system operators for electricity. Baltic Sea regional investment plan –report.

Eurelectric database 2008 – vesivoimakapasiteettien suhteet kysyntöihin

Eurelectric (2011a). Power statistics and trends 2011.

Eurelectric (2011b). RES Integration and market design - Are capacity remuneration mechanisms needed to ensure generation adequacy.

Eurelectric (2011c), Hydro in Europe: Powering Renewables

Fingrid Oyj (2008). Taajuuden ylläpito.

<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/jarjestelmapalvelut/taajuuden_yllapito/>

Fingrid Oyj (2011). Tuulivoimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset 21.12.2011.

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/vjv2007_liite_2_-_tuulivoimalaitosten_jarjestelmatekniset_vaatimukset.pdf>

Fingrid Oyj (2012a). Kulutuksen ja tuotannon tasapainon eli taajuuden ylläpito.

<<http://www.fingrid.fi/fi/voimajarjestelma/voimaj%20a4rjestelm%20a4nhallinta/kulutuksen%20ja%20tuotannon%20tasapainon%20yll%20a4pito/Sivut/default.aspx>>

Fingrid Oyj (2012b). Kulutus ja tuotanto. <<http://www.fingrid.fi/fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/Sivut/default.aspx>>

Fingrid Oyj (2012c). Säätosähkömarkkinat.

<<http://www.fingrid.fi/portal/suomeksi/palvelut/tasepalvelut/saatosahkomarkkinat/>>



Heikkinen, A & Järvinen, P. (2006). Enprima Oy. Asuinrakennusten lämmitystapavalintojen vaikutukset energia- ja ympäristötavoitteisiin. ET:n ympäristöpoolin seminaari 19.1.2006

Holmgren, M. (2008). Tuulivoiman tarvitsemat säätöresurssit ja niiden tekniset toteuttamismahdollisuudet Suomessa. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta <<http://lib.tkk.fi/Dipl/2008/urn012502.pdf>>

IEA (2008). International Energy Agency. Empowering variable renewables - Options for flexible electricity systems.

IEA (2009). International Energy Agency. Prospects for large-scale energy storage in decarbonised power grids.

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy_storage.pdf>

IREANA (2012). International Energy Agency Energy Technology Systems Analysis Programme. International Renewable Energy Agency. Electricity Storage. Technology Brief. Report. 28 p. JRC. 2011 Technology map of the European Strategic Energy Technology plan (SET-Plan).

Kemijoki Oy (2012). Vesivirtaa! PPT-esitys.

<<http://www.slideshare.net/Vesivoima/vesivirtaa>>

KTM (2007). Kauppa- ja teollisuusministeriö. Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimus. Energiapalvelujen toimenpideohjelma.

Kuusinen (2002). Kantaverkon peruskoulutus. Luku 4.2 – Taajuuden ja jännitteen hallinta. Viitattu Holmgren 2008 kautta.

Kärkkäinen, S. (2007). VTT. Teknologian tutkimuskeskus. DSM, experience in Nordic countries. TAIEX Workshop on demand side management in energy efficiency. Ankara -22-23/11/2007 PPT. <<http://www.eie.gov.tr/verimlilik/document/SeppoKarkkainen.pdf>>

Mikkonen, A. (2011). Mitä tuulivoima maksaa? Tuulivoimalan investointi-, käyttö-, kunnossapito- ja tuotantokustannukset Suomessa, pro gradu-työ.

Partanen J. (2007). Sähköenergiatekniikan perusteet – Luku 3. Viitattu Holmgren 2008 kautta.

Päivinen, R. (2009). Fingrid Oyj. Säätösähkömarkkinat uusien haasteiden edessä. Sähkömarkkinapäivä 21.4.2009. PPT-esitys.

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Seminaarit/S%C3%A4hk%C3%B6markkinap%C3%A4iv%C3%A4/2009/reima_paivinen.pdf>

Pöyry (2011). The challenges of intermittency in North West European power markets – The impacts when wind and solar deployment reach their target levels

<<http://www.smartpowergeneration.com/spg/files/library/Poyry%20The%20challenges%20of%20intermittency%20in%20North%20West%20European%20power%20markets%20March2011.pdf>>

Ruska, M., Kiviluoma, J., Koreneff, G. (2010). Sähköautojen laajan käyttöönoton skenaarioita ja vaikutuksia sähköjärjestelmään. VTT, Teknologian tutkimuskeskus. Working papers 155. <<http://www.vtt.fi/inf/pdf/workingpapers/2010/W155.pdf>>



Sederlund J. (2002). Kantaverkon peruskoulutus. Luku 5.2.1 – Sähkön tuotantomuodot ja niiden käyttöominaisuudet. Viitattu Holmgren 2008 kautta.

Sipilä, K., Hänninen, S., Alanen, R., Heimonen, I., Lahti, P., Pihala, H. (2010). VTT, Teknologian tutkimuskeskus. Aurinkosähkön mahdollisuudet Helsingin Östersundomin alueella. Tutkimusraportti VTT-R-06910-10 <http://www.hel2.fi/ksv/julkaisut/yos_2011-12.pdf>

STUK (2012). Säteilyturvakeskus. Ydinenergian käytön turvallisuusvalvonta. Vuosiraportti 2011. Toim. Erja Kainulainen. <<http://www.stuk.fi/julkaisut/stuk-b/stuk-b145.pdf>>

STY (2009). Suomen Tuulivoimayhdistys ry. Lehdistötiedote 15.6.2009 <<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tiedotteet>>

SVT (2011). Suomen virallinen tilasto. Sähkön ja lämmön tuotanto. Sähkön tuotanto uusiutuvilla energialähteillä 2000–2010 <http://tilastokeskus.fi/til/salatuo/2010/salatuo_2010_2011-10-06_kuv_004_fi.html>

SVT (2012). Suomen virallinen tilasto, Energiatilasto, vuosikirja 2011.

TEM (2008). Työ- ja elinkeinoministeriö. Sähkön kysyntäjouaston edistäminen. Sähkön kysyntäjouaston roolia ja tavoitteita sähkömarkkinoilla selvittäneen työryhmän mietintö, 14.3.2008.

TEM (2010). Työ- ja elinkeinoministeriö. Sähkötehotyöryhmän loppuraportti. 31.3.2010. <http://www.tem.fi/files/26800/Sahkotehotyoryhman_loppuraportti_31.3._2010.pdf>

TEM (2011). Työ- ja elinkeinoministeriö. Finland's second national energy efficiency action plan. Report for the European Commission under Article 14 of the Energy Services Directive (32/2006/EC).

T&T (2012). Tekniikka ja talous. Sähkö kesyyntyy vaikeasti varastoon. 18.5.2012

Oy Vesirakentaja (2012). Voimaa vedestä. Selvitys vesivoiman lisäämismahdollisuuksista. <http://www.tem.fi/files/18565/Voimaa_vedesta_2007.pdf>

VTT & Fingrid Oyj (2008). Teknologian tutkimuskeskus. 2000 ja 4000 MW tuulivoiman liittäminen Suomen sähköjärjestelmään. <http://www.tem.fi/files/20191/2000_ja_4000_MW_tuulivoiman_liittaminen_Suomen_sah_kojarjestelmaan_Fingrid_ja_VTT_syyskuu_2008.pdf>

VTT (2012). Teknologian tutkimuskeskus. Suomen tuulivoimatilastot. <<http://www.vtt.fi/proj/windenergystatistics/>>

Vuorinen, A. (2009). Planning of optimal power systems, 2009 edition. Vammalan kirjapaino.

WEC (2011). World Energy Council. Energie für Deutschland 2011 Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Schwerpunktthema: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. <http://www.worldenergy.org/documents/energie_fr_deutschland_2011.pdf>