



TYÖ- JA ELINKEINOMINISTERIÖ  
ARBETS- OCH NÄRINGSMINISTERIET  
MINISTRY OF EMPLOYMENT AND THE ECONOMY

# EHDOTUS TUULIVOIMAN SYÖTTÖTARIFFIKSI

Syöttötariffityöryhmän väliraportti  
2.4.2009

## Alkusanat

Pitkän aikavälin ilmasto- ja energiastrategiassa (myöh. ilmasto- ja energiastrategia) asetetaan haastavat tavoitteet uusiutuvan energian lisäämiselle. Tavoitteiden täyttäminen edellyttää uusiutuvaa energiaa koskevien tukitoimien uudistamista ja uusiutuvan energian syöttötariffin käyttöönottamista.

Työ- ja elinkeinoministeriö asetti 5.11.2008 työryhmän tekemään ehdotuksen uusiutuvaa energiaa koskevan syöttötariffin rakenteesta ja suuruudesta. Samalla asetettiin työryhmän mietinnön määräajaksi tuulivoiman syöttötariffia koskevien ehdotusten osalta 31.3.2009 ja muilta osin 30.6.2009. Tässä väliraportissa esitetään työryhmän ehdotus tuulivoiman syöttötariffiksi.

Työryhmän puheenjohtajana on toiminut yli-insinööri Petteri Kuuva (työ- ja elinkeinoministeriö). Työryhmän jäseninä ovat olleet ylitarkastaja Pekka Tervo (varapuheenjohtaja, työ- ja elinkeinoministeriö), ryhmäpäällikkö Antti Paananen (Energiamarkkinavirasto), neuvotteleva virkamies Birgitta Vainio-Mattila (maa- ja metsätalousministeriö), yli-insinööri Risto Kuusisto (ympäristöministeriö), neuvotteleva virkamies Seija Kivinen (valtiovarainministeriö), apulaisjohtaja Päivi Seppälä (Kuluttajavirasto) ja energia-asiantuntija Maiju Westergren (Metsäteollisuus ry). Työryhmän pysyvinä asiantuntijoina ovat toimineet asiantuntija Niina Honkasalo (Energiateollisuus ry), asiantuntija Mikael Ohlström (Elinkeinoelämän keskusliitto), energia- ja ympäristöjohtaja Toni Hemminki (Teknologiateollisuus ry), suunnittelupäällikkö Kaija Niskala (Fingrid Oyj), hallituksen puheenjohtaja Jari Ihonen (Tuulivoimayhdistys ry) ja asiantuntija Ippo Mattila (Maa- ja metsätaloustuottajain keskusliitto MTK ry). Työryhmän asiantuntijasihteerinä on toiminut ylitarkastaja Antti Linna (työ- ja elinkeinoministeriö). Toisena asiantuntijasihteerinä on toiminut tutkija Juha Kiviluoma (VTT). Lisäksi työhön ovat VTT:ltä osallistuneet asiakaspäällikkö Esa Peltola ja tutkija Maija Ruska. Raportissa esiintyvät laskelmat ovat pääosin VTT:n tekemiä.

Työryhmä on kuullut seuraavia tahoja:

Yksikönjohtaja Juha Honkatukia (VATT)  
Inspektör Henrik Juslin (Ålands landskapsregering)  
Verkställande direktör Jan Kahlroth (Kraftnät Åland)  
Johtaja Risto Leukkunen (Huoltovarmuuskeskus)  
Puheenjohtaja Lauri Luopajarvi (Energiateollisuus, tuulivoimatoimikunta)  
Puheenjohtaja Toni Kilpeläinen (Teknologiateollisuus ry, tuulivoima-alan toimittajat -toimialaryhmä)  
Toimitusjohtaja Antti Koskelainen (ElFi ry)  
Tutkimuspäällikkö Valteri Virtanen (Kilpailuvirasto)  
professori Matti Liski (HKKK)

Työryhmä kiittää kaikkia tahoja, jotka ovat toimittaneet pohja-aineistoa työn tekemiseksi.

Saatuaan haastavan ja aikataulultaan erityisen tiukan tehtävänsä valmiiksi työryhmä luovuttaa kunnioittaen väliraporttinsa työ- ja elinkeinoministeriölle.

Helsingissä 2.4.2009

<b>1. JOHDANTO.....</b>	<b>4</b>
<b>2. NYKYTILA JA TARVE UUELLE JÄRJESTELMÄLLE.....</b>	<b>5</b>
2.1. NYKYINEN ENERGIAVERO- JA TUKIJÄRJESTELMÄ .....	5
2.1.1. Energiaverot.....	5
2.1.2. Energiatuet.....	6
2.2. TURPEEN SYÖTTÖTARIFFI .....	6
2.3. PÄÄSTÖKAUPPA .....	7
2.4. TAVOITE UUSIUTUVALLE ENERGIAN TUOTANNOLLE.....	7
<b>3. SÄHKÖMARKKINAT JA TUULIVOIMAINVESTOINNIT .....</b>	<b>8</b>
3.1. SÄHKÖMARKKINOIDEN TOIMINTA.....	8
3.2. SÄHKÖMARKKINOIDEN KEHITYSNÄKYMIÄ .....	10
3.3. TUULIVOIMAN ERITYISPIIRTEET .....	11
3.4. TUULIVOIMAN INVESTOINTINÄKÖKOHDAT .....	13
<b>4. TARIFFIN TOTEUTTAMISVAIHTOEHDOT JA KANSAINVÄLISET KOKEMUKSET .....</b>	<b>16</b>
4.1. KIINTEÄHINTAINEN SYÖTTÖTARIFFI .....	16
4.2. HINTAPREEMIO .....	18
4.3. TAKUUHINTA .....	18
4.4. MARKKINAEHTOINEN TAKUUHINTA.....	19
4.5. TARIFFITASON MÄÄRITTÄMINEN .....	20
4.5.1. Tariffitason asettaminen hallinnollisesti .....	21
4.5.2. Tariffitason asettaminen kilpailuttamalla .....	23
4.6. YHTEENVETO EU-MAIDEN TARIIFI- JA TUKIJÄRJESTELMISTÄ.....	25
<b>5. TYÖRYHMÄN EHDOTUS TARIIFIJÄRJESTELMÄKSI.....</b>	<b>28</b>
5.1. TARIIFIJÄRJESTELMÄLLE ASETETUT TAVOITTEET JA EDELLYTYKSET .....	28
5.2. TARIFFIN MÄÄRÄYTYMISTAPA.....	29
5.3. TARIFFITASON ASETTAMINEN .....	30
5.3.1. Työryhmän ehdotus tariffin tasosta.....	30
5.3.2. Merituulivoima ja muu uusi teknologia.....	33
5.4. TARIFFIN RAHOITUS .....	33
5.5. TARIFFIN SEURANTA .....	34
5.6. TARIIFIJÄRJESTELMÄN KÄYTÄNNÖN ORGANISOINTI.....	34
5.6.1. Toimijoiden roolit.....	34
5.6.2. Tariffikelpoisuuden ehdot.....	34
5.6.3. Maksatus ja laskutus käytännössä.....	35
5.6.4. Ahvenanmaan erityiskysymykset .....	38
5.7. VANHOJEN TUULIVOIMALAITOSTEN KOHTELU.....	38
<b>6. EHDOTUKSEN VAIKUTUKSET.....</b>	<b>39</b>
6.1. TALOUDELLISET VAIKUTUKSET .....	39
6.2. MUUT VAIKUTUKSET .....	41
<b>7. KESKEISET EHDOTUKSET JA VAIKUTUKSET .....</b>	<b>43</b>
7.1. KESKEISET EHDOTUKSET .....	43
7.2. KESKEISET VAIKUTUKSET .....	44

# 1. Johdanto

Euroopan Unionin tavoitteena on ilmaston lämpenemisen pysäyttäminen pitkällä aikavälillä kahteen asteeseen. Tavoitteen saavuttaminen edellyttää globaalin energiajärjestelmän muuttamista liki 0-päästöiseksi, mikä aiheuttaa valtavia muutoksia energian tuotannossa ja kulutuksessa. EU on asettanut jäsenvaltioilleen välitavoitteeksi vuodelle 2020 ns. 20-20-20 –tavoitteet, joilla tarkoitetaan kasvihuonekaasupäästöjen vähentämistä 20 prosentilla vuoden 1990 tasosta, uusiutuvien energialähteiden osuuden lisäämistä 20 prosenttiin sekä energiatehokkuuden parantamista 20 prosentilla vuoteen 2020 mennessä. Tavoitteet uusiutuvien energialähteiden käytön lisäämisestä ja kasvihuonekaasujen vähentämisestä ovat jäsenvaltioita oikeudellisesti sitovia.

Valtioneuvosto hyväksyi 6.11.2008 kansallisen ilmasto- ja energiastrategian (VNS 6/2008 vp), jäljempänä ilmasto- ja energiastrategia. Strategia pohjautuu EU:n ilmasto- ja energiapoliittisiin linjauksiin ja velvoitteisiin. Uusiutuvan energian osalta RES-direktiivissä (direktiivi uusiutuvista energialähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä) Suomelle hyväksytyt velvoitteet, 38 % (nyt 28,5 %) energian loppukulutuksesta vuoteen 2020 mennessä, merkitsee uusiutuvan energian lisäämistä yli 30 TWh:lla. Direktiivien asettamat velvoitteet ovat hyvin haastavia, ja niiden toteuttamiseksi tarvitaan laajalla rintamalla erilaisten uusiutuvien energialähteiden käyttöönottoa, energiansäästöä ja energian käytön tehokkuutta. Syöttötariffista strategiassa todetaan, että Suomessa otetaan käyttöön kustannustehokas ja markkinaehtoinen syöttötariffijärjestelmä uusiutuvien energialähteiden käytön edistämiseksi. Tariffit suunnitellaan ja mitoitetaan niin, että ne johtavat uusiutuvan sähkön tuotannon riittävän nopeaan lisäykseen. Tavoitteena on, että selvitystyö jatkuu välittömästi tarvittavana lainsäädäntötyönä. Järjestelmän suunnittelu tehdään huolella, koska syöttötariffeista on muista maista sekä hyviä että huonoja kokemuksia.

Tuulivoimalle strategiassa on asetettu tavoitteeksi nostaa asennettu kokonaisteho nykyisestä (2008) noin 143 MW:n tasosta noin 2000 MW:iin vuoteen 2020 mennessä. Tällöin vuotuinen sähkön tuotanto tuulivoimalla olisi noin 6 TWh.

Luvussa 2 kuvataan lyhyesti uusiutuvan energian tuet sekä olemassa oleva turpeen syöttötariffijärjestelmä. Lisäksi luvussa 2 esitellään EU:n tavoitteet sekä valtioneuvoston vuoden 2008 ilmasto- ja energiastrategia. Luvussa 3 esitellään lyhyesti sähkömarkkinoiden toiminta olennaisilta osiltaan ja tuulivoiman erityispiirteet sähkömarkkinoilla. Luvussa 4 kuvataan tariffijärjestelmien toteuttamisvaihtoehtoja ja kansainvälisiä kokemuksia näistä järjestelmistä. Työryhmän ehdotus Suomessa käyttöön otettavaksi järjestelmäksi on kuvattu luvussa 5. Luvussa 6 on esitetty lyhyesti tariffijärjestelmän vaikutuksia. Yhteenveto työryhmän ehdotuksesta ja sen vaikutuksista on luvussa 7.

## 2. Nykytila ja tarve uudelle järjestelmälle

Tämän luvun alkupuolella kuvaillaan nykyisiä uusiutuvan energian tukijärjestelmiä ja esitellään lyhyesti käytössä oleva turpeen syöttötariffijärjestelmä sekä päästökauppa pääpiirteittäin. Lopussa esitetään Suomen tavoitteet uusiutuvan energian käytön lisäämiselle ja edelleen tarve uudelle järjestelmälle.

### 2.1. Nykyinen energiavero- ja tukijärjestelmä

Nykyisin käytössä olevat uusiutuvien energialähteiden edistämiskeinot ovat pääosin investointitukia tai verotukia. Energiatuki on tällä hetkellä keskeinen keino, jolla vaikutetaan uusiutuvien energialähteiden käytön lisääntymiseen, uuden tehokkaan energiateknologian käyttöönoton edistämiseen sekä energian tuotannon ja käytön ympäristöhaittojen vähentämiseen. Energiatuki on harkinnanvarainen edistämismuoto, ja sitä voidaan myöntää yrityksille ja yhteisöille, esimerkiksi kunnille.

#### 2.1.1. Energiaverot

Energiaverotusta säädellään lailla sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta (1260/1996), sekä lailla nestemäisten polttoaineiden valmisteverosta (1472/1994). Fiskaalisen eli valtiontaloudellisen merkityksensä lisäksi energiavero on keskeinen energia- ja ympäristöpolitiikan väline. Sillä pyritään hillitsemään energiankulutuksen kasvua ja ohjaamaan energian tuotantoa ja käyttöä sellaisiin vaihtoehtoihin, jotka aiheuttavat vähemmän päästöjä. Nykyinen energiaverojärjestelmä on ollut käytössä vuodesta 1997. Energiaverot ovat valmisteveroja, ja niitä kannetaan liikenne- ja lämmityspolttoaineista sekä sähköstä. Energiaveron lisäksi energiatuotteista kannetaan huoltovarmuusmaksu. Energiavero jakautuu perusveroon ja lisäveroon. Perusvero on luonteeltaan fiskaalinen ja sitä kannetaan ainoastaan öljytuotteista. Bensiinin ja dieselöljyn perusvero on porrastettu niiden laadun ja ympäristöominaisuuksien mukaan. Lisäveroa kannetaan öljytuotteista ja lisäksi myös muista fossiilisista polttoaineista ja sähköstä. Polttoaineiden lisävero määräytyy niiden hiilisisällön perusteella. Poikkeuksen muodostaa maakaasu, jolla on 50 prosentin alennus lisäverosta. Turpeelta lisävero poistettiin 1.7.2005 lähtien. Sähköä verotetaan sen kulutusvaiheessa. Sähköntuotannossa käytetyt polttoaineet ovat verottomia. Sähkön vero on jaettu kahteen veroluokkaan, joista alemman, II-luokan mukaista veroa maksavat teollisuus ja ammattimainen kasvihuoneviljely. Muut käyttäjät maksavat korkeampaa, I-luokan mukaista veroa.

Energiaverojärjestelmään sisältyy lisäksi erilaisia tukia. Näistä energiapoliittisesti tärkeimpiä ovat **verotuet**, joita maksetaan uusiutuviin energialähteisiin perustuvalla sähköntuotannolle. Sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta annetun lain (1260/1996) 8 §:n mukaan sillä, joka tuottaa sähköä tuulivoimalla, nimellisteholtaan enintään 1 MVA:n tehoisessa vesivoimalaitoksessa, kierrätyspolttoaineilla, biokaasulla tai metsähakkeella, on oikeus hakemuksesta saada tukea tuottamastaan sähköstä. Tuotetusta sähköstä on kuitenkin vähennettävä kaikki veroton omakäyttösähkö (niin itse tuotettu kuin myös verkosta verottomasti ostettu). Omakäytössä kulutetusta sähköstä ei siis saa tukea. Tukea ei myöskään saa, mikäli sähköä on tuotettu alle 2 MVA:n

generaattorissa ja sähköä ei ole toimitettu sähköverkkoon (tässä tilanteessa sähkö on verotonta). **Tuulivoimalla tuotetun sähkön tuki on 6,9 euroa/MWh.**

### 2.1.2. Energiatuet

**Energiatuen** myöntämiseen sovelletaan yleislakina valtionavustuslakia (688/2001). Tuen talousarvion mukaisesta myöntämisestä, maksamisesta ja käytöstä säädetään tarkemmin energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista annetulla valtioneuvoston asetuksella (1313/2007). Tukea voidaan hankekohtaisen harkinnan perusteella myöntää yrityksille, kunnille ja muille yhteisöille sellaisiin ilmasto- ja ympäristömyönteisiin investointi- ja selvityshankkeisiin, jotka edistävät uusiutuvan energian käyttöä (**ml. tuulivoimahankkeet**), energiansäästöä, energiantuotannon tai käytön tehostamista, vähentävät energian tuotannon tai käytön ympäristöhaittoja. Energiatukea voidaan myöntää myös sellaisiin investointi- ja selvityshankkeisiin, jotka edistävät energiahuollon varmuutta ja monipuolisuutta.

Taulukosta Taulukko 1 näkyy energiatuen myöntövaltuudet ja energiatukien käyttö tuulivoiman tukemiseen. Myöntövaltuudet koskevat kaikkia uusiutuvan energian muotoja. Vuonna 2008 käyttämättä jäänyt myöntövaltuus (noin 26,8 milj. €) siirrettiin vuodelle 2009. Vuoden 2009 talousarviossa myöntövaltuutta on 60,1 milj. € jonka lisäksi vuoden 2009 lisätalousarviossa energiatuen myöntövaltuutta on 8 milj. € Näin ollen vuoden 2009 myöntövaltuuden suuruus on kokonaisuudessaan 94,9 milj. €

**Taulukko 1. Energiatukien myöntövaltuudet uusiutuvan energian tukemiseen ja käyttö tuulivoiman tukemiseen 2006-2008.**

	2006	2007	2008
Energiatuen myöntövaltuus		30,2 milj. €	55,1 milj. €
Tuulivoiman energiatuki	4,4 milj. €	4,5 milj. €	1,6 milj. €
Demonstraatiotuki	9,6 milj. €	-	-
Sähköveron palautustuki	1,0 milj. €	1,3 milj. €	*
<b>Yhteensä</b>	<b>15,0 milj. €</b>	<b>5,8 milj. €</b>	*

\*tieto ei vielä saatavilla

## 2.2. Turpeen syöttötariffi

Toistaiseksi ainoa syöttötariffia koskeva lainsäädäntö on polttoturpeesta lauhdutusvoimalaitoksissa tuotetun sähkön syöttötariffista annettu laki (322/2007). Lain tarkoituksena on sähköntoimitusvarmuuden turvaamiseksi määrätä, että Suomen sähköjärjestelmässä annetaan voimalaitosten ajojärjestyksessä etusija kotimaista polttoturvetta polttoaineena käyttäville lauhdutusvoimalaitoksille kivihiltä, maakaasua ja polttoöljyä polttoaineena käyttäviin lauhdutusvoimalaitoksiin verrattuna. Ajojärjestyksen etusijan mahdollistamiseksi maksetaan kotimaisesta polttoturpeesta lauhdutusvoimalaitoksessa tuotetulle sähkölle syöttötariffia. Syöttötariffia maksetaan lailla säädetyin tavoin verkonhaltijan verkkoon syötetylle sähkölle, joka on tuotettu kotimaista polttoturvetta polttoaineena käyttäen joko sellaisessa lauhdutusvoimalaitoksessa, jonka pääasiallinen polttoaine on polttoturpe ja jonka generaattorin teho on vähintään 120 megavolttiampeeria taikka lauhdutusvoimalaitoksessa, jonka pääasiallinen polttoaine on polttoturpe ja jonka generaattorin teho on vähintään 120 megavolttiampeeria. Työ- ja elinkeinoministeriö on valmistelemaan esitystä lain voimassaolon jatkamisesta ilmasto-

ja energiastrategian mukaisesti, sillä laki on tällä hetkellä voimassa 2010 vuoden loppuun saakka.

## 2.3. Päästökauppa

Yksi keskeisistä päästöttömän sähkön tuotannon tukimuodoista on vuoden 2005 alussa alkanut EU:n päästökauppa. Päästökaupan ensimmäinen kausi oli vuosina 2005–2007, ja toinen kausi vuosina 2008–2012. Päästökaupan myötä fossiilisilla polttoaineilla tuotetun sähkön kustannukset ovat kasvaneet kunkin tuotantolaitoksen ominaispäästöjen ja kulloisenkin päästöoikeuden hinnan mukaisesti.

Päästökauppa on heikentänyt fossiilisten polttoaineiden kilpailukykyä ja parantanut uusiutuvien energiamuotojen kilpailukykyä. Vuonna 2013 alkavalla kolmannella päästökauppakaudella tämä ohjausvaikutus voimistuu, koska päästöoikeuksien niukkuus kasvaa kohti vuotta 2020.

## 2.4. Tavoite uusiutuvalle energiantuotannolle

EU:n ilmasto- ja energiapolitiittisena tavoitteena on, että uusiutuvan energian osuus energiankulutuksesta on 20 prosenttia vuonna 2020. EU:n tavoitteet on säädetty direktiivissä uusiutuvista energialähteistä peräisin olevan energian käytön edistämisestä (RES-direktiivi). Suomen kansallinen kokonaistavoite vuodelle 2020 on 38 % energian loppukulutuksesta. Tämä merkitsee uusiutuvan energian käytön lisäämistä 9,5 prosenttiyksikköä.

RES-direktiivillä ei säädellä jäsenmaiden tukijärjestelmiä. Kukin jäsenmaa voi päättää itse, missä laajuudessa ne tukevat uusiutuvista energialähteistä tuotettuja energian muotoja. Direktiiviin on luotu mahdollisuus jäsenmaiden vapaaehtoiseen yhteistyöhön, jotta jäsenmaalla on mahdollisuus päästä tavoitteeseensa kustannustehokkaasti. Näitä yhteistyömekanismeja ovat tilastollinen uusiutuvan energian siirto jäsenmaiden välillä sekä niin sanotut yhteiset hankkeet. Ensimmäisellä tarkoitetaan uusiutuvan energian kirjaamista siirron vastaanottavan jäsenmaan taseeseen, vaikka uusiutuva energia on todellisuudessa kulutettu siirron toteuttavassa maassa. Jälkimmäisellä tarkoitetaan puolestaan jäsenmaiden yhteistä sopimista tietyssä jäsenmaassa toteutetun hankkeen uusiutuvan energian jakamisesta. Yhteisiä hankkeita voidaan toteuttaa tietyn ehdoin myös kolmansien maiden kanssa.

Valtioneuvoston 6.11.2008 hyväksymässä kansallisessa ilmasto- ja energiastrategiassa (VNS 6/2008 vp) asetetaan tuulivoimalle tavoitteeksi nostaa asennettu kokonaisteho nykyisestä noin 143 MW:n tasosta noin 2000 MW:iin vuoteen 2020 mennessä. Strategia arvioi että, tällöin vuotuinen sähkön tuotanto tuulivoimalla olisi noin 6 TWh. Rannikkoalueille tyypillisellä huipunkäyttöajalla (2400 h/a) 2000 MW tuottaisi noin 4,8 TWh/a. Lisäksi tarvittaisiin esimerkiksi 400 MW merituulivoimaa, jonka huipunkäyttöaika olisi 3000 h/a.

Tuulivoimalla tuotetun sähkön edistäminen perustuu Suomessa nykyisin verotukiin ja harkinnanvaraisiin investointitukiin. Tuulivoimatavoitteen saavuttaminen edellyttää ohjauskeinojen tehostamista ja rakenteiden kehittämistä. Tämän lisäksi kaavoitusta ja ympäristöluvitusta tulisi tehostaa.

## 3. Sähkömarkkinat ja tuulivoimainvestoinnit

### 3.1. Sähkömarkkinoiden toiminta

Suomi, Ruotsi, Norja ja Tanska muodostavat pohjoismaisen sähkömarkkina-alueen, jossa sähköllä käydään kauppaa sähköpörssi Nord Poolissa. Vuonna 2007 maat kuluttivat sähköä yhteensä 401 TWh. Sähkön tuotannosta noin puolet on vesivoimaa, viidennes ydinvoimaa ja viidennes konventionaalista lämpövoimaa. Tuulivoimalla tuotetun sähkön määrä oli vuonna 2007 9,7 TWh mikä vastaa noin 2,5 prosenttia sähkön kulutuksesta.

Pohjoismaisten sähkömarkkinoiden sähkön markkinahinta vaihtelee vuosittain voimakkaasti. Merkittävä hinnanvaihteluja selittävä tekijä on sademäärän vaihtelu. 30 vuoden valumatilastojen perusteella pohjoismaisen vesivoiman vuosituotanto voi vaihdella välillä 160–240 TWh. Muita hintaan vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa polttoaineiden ja päästöoikeuksien hinnat, käytettävissä oleva tuotantokapasiteetti, siirtoyhteydet muille markkina-alueille sekä sähkön kysynnän suuruus.

Sähköpörssi Nord Poolissa käydään kauppaa sekä fyysisillä sähkön toimituksilla (Nord Pool Spot) että johdannaisilla (Nord Pool ASA). Fyysisen sähkön päämarkkina on Elspot-markkina, jonka hintaa käytetään yleisesti referenssihintana myös pörssin ulkopuolisille kaupoille. Myös finanssimarkkinoiden johdannaiset hinnoitellaan suhteessa spot-hintoihin. Elspotin kautta myydään noin 70 prosenttia pohjoismaisella markkina-alueella käytetystä sähköstä. Suomessa noin puolet sähköstä myydään Elspotin kautta.

Elspot-markkinalla käydään kauppaa seuraavan vuorokauden tunneittaisista sähköntoimituksista, joten kaupankäynnin kohteena ovat yhtä aikaa 24 eri tunnin sähköntoimitukset. Markkinaosapuolet jättävät kerran vuorokaudessa tarjoukset seuraavan vuorokauden tunneittaisista myynti- ja ostohinnoista sekä määristä. Seuraavan päivän spot-markkinat suljetaan Ruotsin ja Norjan aikaa keskipäivällä. Kunkin tunnin osto- ja myyntitarjoukset yhdistetään käyriksi, ja käyrien leikkauspiste määrää systeemihinnan, jolla kyseisen tunnin sähkökauppa käydään edellyttäen, että siirtoyhteyksien kapasiteetti riittää kauppojen toteuttamiseen vaadittavalla siirrolle. Leikkauspiste määrää myös vaihdon suuruuden.

Seuraavan vuorokauden spot-markkinat suljetaan keskipäivällä, jolloin varsinaiseen sähköntoimitukseen on vielä aikaa 12–36 tuntia. Markkinan sulkemisen takia tarve sähköntoimituksille saattaa muuttua esimerkiksi ennakoitua suuremman lämpötilan muutoksen takia. Elspot-markkinoiden sulkemisen jälkeen käydään kauppaa päivän sisäisillä Elbas-markkinoilla, joilla kauppaa voidaan käydä aina toimitustuntia edeltävään tuntiin asti.

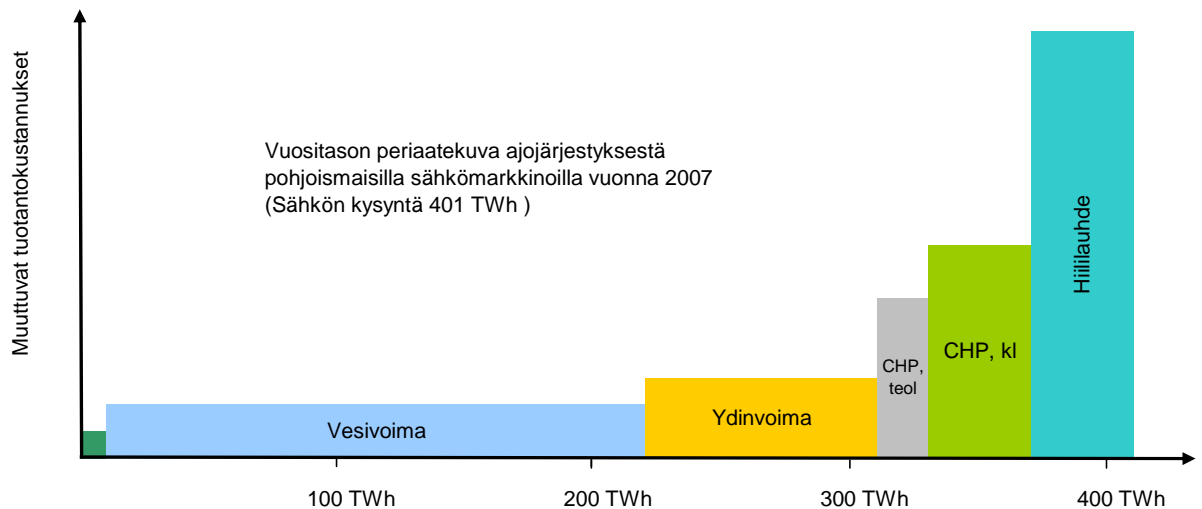
Sähköverkossa tuotanto ja kulutus tulee aina pitää hetkellisesti tasapainossa. Jos kulutus äkillisesti kasvaa tai tuotanto pienenee esimerkiksi suuren voimalaitoksen vikaantuessa, tulee vastaava teho tuottaa jossain muualla. Eri maiden järjestelmävastaavat (Suomessa kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj) ovat viime kädessä vastuussa tunnin sisäisestä tehotasapainosta. Järjestelmävastaavat ylläpitävät säätösähkömarkkinoita, joilla toisena osapuolena on järjestelmävastaava ja toisena osapuolena säädettävissä olevan voimalaitoksen tai sähkökuorman haltija. Säätöön osallistuvat tuottajat ja käyttäjät

valitaan tarjousten perusteella, ja ne saavat kapasiteetin käytöstä korvauksen. Järjestelmävastaava maksaa korvauksen tasesähkökaupasta saamallaan tuloilla, joten kaikki sähkömarkkinaosapuolet osallistuvat kustannuksiin.

Toimitusajankohdan jälkeen tehdään taseselvitys, jonka tuloksena saadaan kaikkien sähkökaupan osapuolten sähkötase. Osapuolten toteutuneiden toimitusten ja hankintojen välisen tasepoikkeaman korjaamiseksi käydään järjestelmävastaavan ja tasevastaavien välillä tasesähkökauppaa.

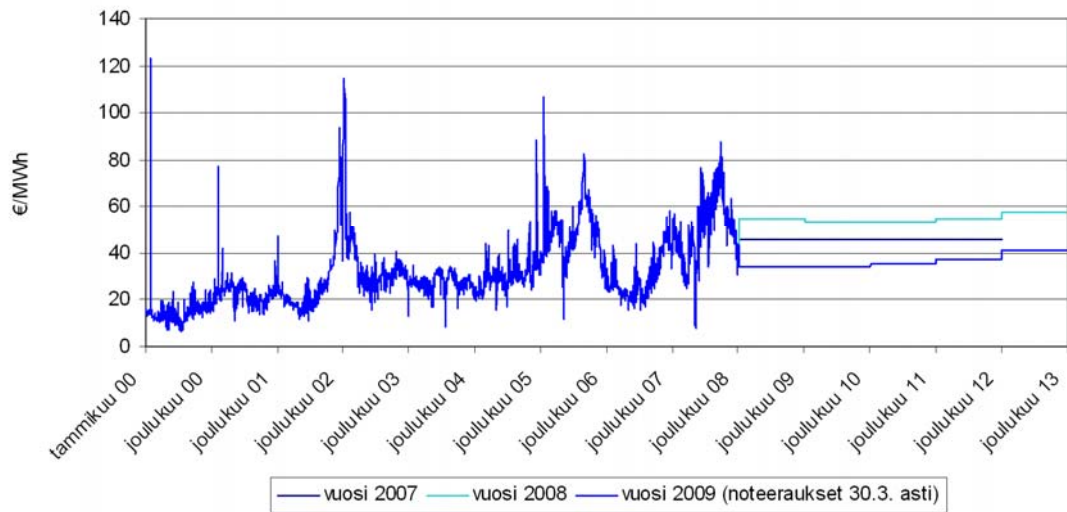
Erilaisia voimalaitoksia käytetään markkinoilla lyhyen aikavälin muuttuvien kustannusten mukaisessa edullisuusjärjestyksessä. Periaatekuva vuositasen sähkön kysynnän ja tuotannon mukaisesta ajojärjestyksestä on esitetty kuvassa (Kuva 1). Sähkön kysyntä ja siten marginaalituottajat vaihtelevat tunneittain. Viimeistä kunkin tunnin sähkön kysynnän kattamiseen tarvittavaa sähkön tuottajaa kutsutaan marginaalituottajaksi. Pohjoismaisilla markkinoilla tämä marginaalituottaja on viime vuosina usein ollut hiililauhdevoimalaitos.

Kunkin tunnin marginaalituottaja saa katetta vain tuotantonsa muuttuville kustannuksille. Tätä edullisemmin sähköä tuottavat toimijat saavat kyseiseltä tunnilta katetta myös pääomakustannuksilleen. Esimerkiksi ydinvoima (tai tuulivoima) on erittäin pääomaintensiivinen sähköntuotantomuoto, jonka muuttuvat kustannukset ovat suhteellisen pienet. Ydinvoimatuottaja saa katetta investoinnilleen kunkin tunnin aikana sähkön markkinahinnan ja voimalaitoksen muuttuvien kustannusten erotuksen verran.



**Kuva 1. Periaatekuva ajojärjestyksestä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2007. Kuvassa ei ole huomioitu sähkön tuontia tai vientiä.**

Kuvassa (Kuva 2) on esitetty toteutuneita sähkön hintoja vuosilta 2000–2008 ja vuoden 2009 aikana noteerattujen vuosiforwardien hintojen minimi, keskiarvo ja maksimi vuosille 2009-2013.



**Kuva 2. Sähkön hinta (vuorokauden keskihintana) Nord Poolissa vuosina 2000–2008 ja vuoden 2008 aikaisten sähkön vuosiforward -hintojen noteerausten keskiarvo, minimi ja maksimi vuosille 2009–2013. (Lähde: VTT)**

### 3.2. Sähkömarkkinoiden kehitysnäkymiä

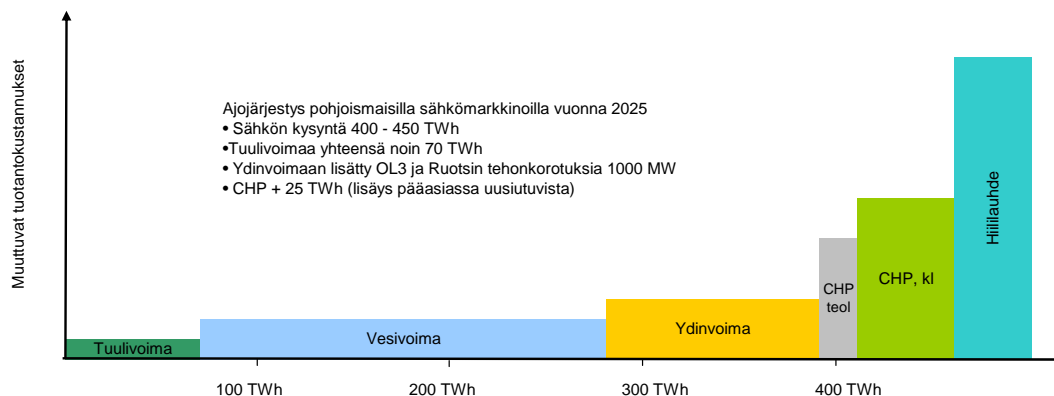
Pitkällä aikavälillä sähkön markkinahintaan vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa päästöoikeuden ja polttoaineiden hinnat, sähkön tuotantokapasiteetin kehitys, sähkön kysynnän suuruus ja muille markkina-alueille rakennettavat siirtoyhteydet. Seuraavassa on esitetty lyhyesti tärkeimpiä sähkön markkinahintaan vaikuttavia tekijöitä lähivuosikymmenten aikana:

- Polttoaineiden hinnat vaikuttavat suoraan voimalaitosten muuttuviin kustannuksiin. Fossiilisten polttoaineiden hinnat olivat huomattavan korkeita vielä kesällä 2008, ja tämän jälkeen hinnat laskivat erittäin voimakkaasti.
- Vuoden 2005 alussa alkanut päästökauppa toi uuden elementin sähkön hintaan. Päästöoikeuden hinta nostaa fossiilisia polttoaineita käyttävien voimalaitosten muuttuvia kustannuksia. Erityisesti hiililauhdevoiman muuttuvat kustannukset ovat muuttuneet päästökaupan alettua. Päästöoikeuden hinta tulee todennäköisesti nousemaan EU:n päästövähennystavoitteiden tiukentuessa. Päästöoikeuden hinnan nousu nostaa sähkön markkinahintaa.
- Pohjoismaisen sähkön kysynnän oletetaan pitkällä aikavälillä jatkavan hidasta kasvua. Kasvava kysyntä nostaa sähkön markkinahintaa.
- Vanhoja voimalaitoksia poistuu käytöstä ja tämä nostaa sähkön markkinahinnan keskiarvoa, ellei korvaavia laitoksia rakenneta.
- Mahdolliset lisäsiirtoyhteydet Manner-Euroopan kalliimmille markkina-alueille. Siirtoyhteyksien lisääminen yhdentää alueiden välisiä sähkön markkinahintoja.
- Pohjoismaiden ydinvoimakapasiteetti kasvaa merkittävästi. Suomessa käyttöön otetaan ainakin Olkiluodon kolmas ydinvoimalaitosyksikkö noin vuonna 2012. Suomessa on tällä hetkellä vireillä kolme periaatepäätöshakemuksesta, ja mahdollinen lisäydinvoima voinee valmistua aikaisintaan vuonna 2020. Ruotsissa olemassa oleviin ydinvoimalaitosyksiköihin tehdään tehonkorotuksia,

- Tuulivoimakapasiteetti kasvaa merkittävästi kaikissa Pohjoismaissa. Ruotsissa tavoitteena on rakentaa 20–25 TWh tuulivoimaa vuoteen 2020 mennessä, Tanskassa tavoitteena on tuottaa tuulivoimalla puolet kulutetusta sähköstä vuonna 2025 (noin 18 TWh) ja Norjaan tavoitellaan noin 20 TWh tuulivoimaa vuoteen 2025 mennessä. Suomessa tavoitteena on 6 TWh tuulivoimalla tuotettua sähköä vuonna 2020. Tuulivoima laskee sähkön markkinahintaa (Toisaalta tuulivoiman tukeminen myös lisää sähkön loppukäyttäjien kustannuksia).

Kuvassa (Kuva 3) on esitetty periaatekuva voimalaitosten ajojärjestyksestä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2025. Kuva on piirretty vuoden 2007 tuotantotietojen perusteella, ja näihin on lisätty tiedossa olevat tuulivoimainvestointitavoitteet sekä muita sähkön tuotantoinvestointeja. Kuvassa ei ole huomioitu Suomeen mahdollisesti rakennettavaa lisäydinvoimaa. Tuulivoimalla tuotetun sähkön osuus on vuonna 2025 merkittävä, mikäli tuulivoiman investointitavoitteet toteutuvat.

Tuulivoima tulee ajojärjestyksessä ensimmäisenä, sillä tuulivoiman muuttuvat kustannukset ovat erittäin pienet ilmaisen polttoaineen (tuulen) ansiosta. Tuulivoima siis vähentää fossiilisten polttoaineiden käyttöä, ja alentaa sähkön markkinahintaa. Toisaalta syöttötariffista aiheutuvat kustannukset kasvavat, jolloin loppukäyttäjän sähkön hinta ei laske vastaavasti.



**Kuva 3. Periaatekuva ajojärjestyksestä pohjoismaisilla sähkömarkkinoilla vuonna 2025. Kuva on piirretty vuositason kysynnän ja tuotannon mukaan, eikä siinä ole huomioitu sähkön tuontia tai vientiä.**

Tässä väliraportissa on käytetty sähkön pitkän aikavälin markkinahinnalle arviota 50 €/MWh.

### 3.3. Tuulivoiman erityispiirteet

Globaali tuulivoimakapasiteetti vuoden 2008 lopussa oli noin 121 000 MW ja tästä Euroopassa noin 65 000 MW. Viime vuonna tuulivoimakapasiteettia rakennettiin Eurooppaan noin 8 500 MW. Pohjoismaissa kapasiteettia oli 2008 lopussa seuraavasti: Suomi 143 MW, Ruotsi 1024 MW, Tanska 3 202 MW, Norja 428 MW eli yhteensä noin 4 800 MW. Merituulivoimaa oli Euroopassa vuoden 2008 lopussa 1 471 MW eli

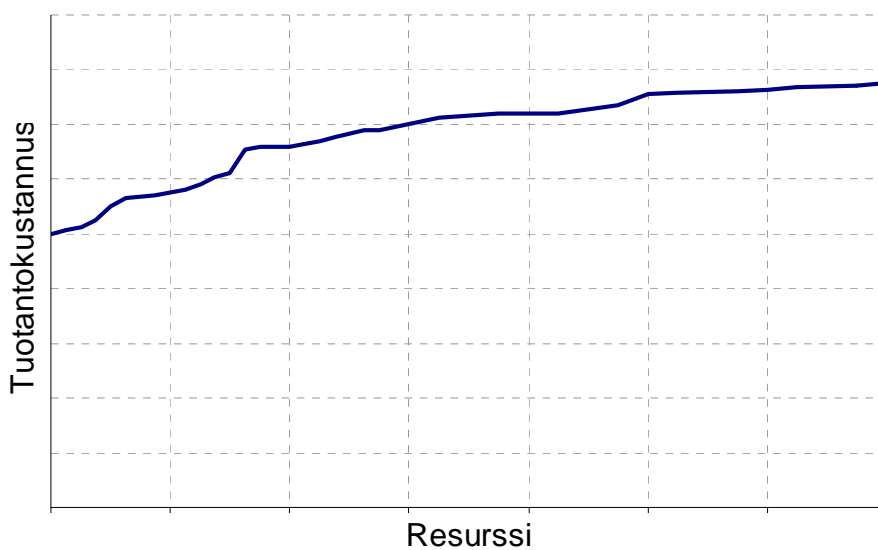
noin 2 % kokonaiskapasiteetista. Suomessa ei ole yhtäkään varsinaista merituulivoimalaitosta, jos rannan lähelle rakennettuja voimaloita ei lasketa mukaan.

Tuulivoima on pääomaintensiivinen sähköntuotantomuoto, sillä kustannukset muodostuvat pääosin investointikustannuksista. Tuulivoimala on sähkömarkkinoilla hinnanottaja, koska sen lyhyen aikavälin muuttuva kustannus on pieni, käytännössä nolla. Kun sähkön markkinahinta ylittää tuulivoiman muuttuvan kustannuksen, kannattaa tuulivoimalan tuottaa ja myydä sähköä markkinoille. Tariffista saatava lisätulo tarkoittaa, että jopa sähkön markkinahinnan ollessa negatiivinen tuulivoimalan kannattaa tuottaa.

Tuulivoiman tuotantopaikat ovat keskenään eriarvoisia. Parhailta paikoilla tuotanto on kannattavampaa kuin huonommilla paikoilla ja kannattavampia paikkoja on rajallinen määrä. Tämä voidaan ilmaista resurssin ja kustannuksen välisenä riippuvuutena kuten kuvassa (Kuva 4). Projektikehitys vie paikasta riippuen tyypillisesti 2-5 vuotta. Kaavoitus- ja ympäristöluvituspäätökset saattavat joissain tapauksissa viedä enemmänkin aikaa. Tällä hetkellä julkistettuja projekteja on suuri määrä, mutta näiden kannattavuutta ei välttämättä aina tarkkaan tunneta ja projektien toteuttaminen on epävarmaa.

Mitä voimakkaammin tuulivoima keskittyy pienelle alueelle, sitä suurempia ovat tuulivoiman aiheuttamat sähköntuotannon heilahtelut. Nämä heilahtelut täytyy kattaa säätämällä muuta tuotantoa tai kulutusta. Tämä aiheuttaa kustannuksia. Näiden kustannusten pienentämiseksi voi olla kustannustehokasta hajauttaa tuulivoimatuotantoa laajemmalle alueelle. Lisäksi tuulivoiman hajauttaminen pienentää ennustevirheitä, mikä puolestaan pienentää säätösähkön tarvetta ja kustannuksia. Toisaalta, jos hyvätuuliset paikat sijaitsevat lähellä toisiaan, tuulivoiman hajauttaminen voi lisätä kokonaiskustannuksia. On tässä vaiheessa epäselvää, miten suuret hyödyt hajauttamisesta voitaisiin Suomessa saada suhteessa sen aiheuttamiin kustannuksiin, kun tuulivoimaa rakennetaan ilmasto- ja energiastrategian tavoitteen verran.

Hajauttamisen vaikutusta laajamittaisen tuulivoiman järjestelmävaikutuksiin tulisi tutkia tarkemmin.



Kuva 4. Periaatteellinen käyrä käytettävissä olevan tuulivoimaresurssin määrästä suhteessa kustannustasoon. Todellisuudessa käyrä koostuu sadoista erillisistä projekteista. Edullisimmat paikat sijaitsevat rannikolla ja tuntureilla, kalliimmat paikat sisämaassa ja merellä.

Tuulivoiman asetetun kokonaistavoitteen saavuttamiseen eivät todennäköisesti riitä rannikon parhaat kohteet ja tunturit, vaan tavoitteen saavuttamiseksi on tuulivoimaa rakennettava myös sisämaahan ja merelle. Luotettavaa tietoa tuuliresursseista ei ole ollut käytössä syöttötariffijärjestelmän suunnittelussa, sillä tuuliatlas valmistuu vasta vuoden 2009 lopussa. Maalle on tällä hetkellä tiedossa olevia hankkeita alle 1000 MW:n edestä. Näistä osa on rannikon parhaita paikkoja, osa lähellä rantavyöhykettä ja osa käytännössä sisämaassa. Merelle hankkeita on noin 3 700 MW. Tuntureiden rakentamista rajoittavat maankäytöllisten syiden lisäksi pohjoisen heikko sähköverkko, joka kaipaasi vahvistusta ennen merkittävää tuulivoimarakentamista sekä useissa tapauksissa myös muun infrastruktuurin puuttuminen.

Tuulivoimarakentamisessa merkittävänä hidasteina saattaa toimia lupaprosessien venyminen ja kaavoituksen hidas eteneminen. Näihin tulisi kiinnittää erityistä huomiota syöttötariffilainsäädännön ohella. Lupa- ja kaavoitusprosesseja tulisi nopeuttaa ja kehittää pitäen kuitenkin samalla huolta, että niiden tavoitteista ei tingitä.

Jos aluetta ei ole merkitty kaavassa tuulivoimalle sopivaksi, hidastuu hankkeen eteneminen merkittävästi. Kaavoittamattomien alueiden hyödyntämiseen olisi hyvä saada toimintaa nopeuttavat ja selkeyttävät pelisäännöt.

Tuuliolosuhteet Suomen rannikolla ovat hyvät, mutta maan metsäisyydestä johtuen hyvät tuuliolosuhteet nousevat rannikkoviivan jälkeen selvästi korkeammalle. Tämän vuoksi sisämaan olosuhteet ovat keskimäärin heikommät kuin vähemmän metsäisissä maissa. Suomen aluevesillä on hyvät olosuhteet merituulivoimalle, mutta rakentamisen ylimääräisenä haasteena ovat jääkuormat. Merituulivoiman resurssi on erittäin suuri. Myös EU komissio on korostanut merituulivoiman merkitystä (European Commission 2008, Offshore Wind Energy: Action needed to deliver on the Energy Policy Objectives for 2020 and beyond).

Nykyisen kokoisista (2-3 MW) tuulivoimaloista ei ole vielä pitkää käyttökokemusta, joten tuulivoimalainvestointeihin liittyy teknologiariskejä. Voimalatyypit on normaalisti suunniteltu 20 vuoden elinikää varten, mutta esimerkiksi takuu aika on yleensä tavallisesti enimmillään vain 5 vuotta. Joillain laityypeillä on ollut suuria määriä lisäkustannuksia aiheuttaneita tyyppivikoja.

### 3.4. Tuulivoiman investointinäkökohdat

Tässä luvussa on lyhyesti esitelty olennaisimmat tuulivoiman investointiin vaikuttavat kustannustekijät.

#### **Tuotannon ja investointikustannusten arviointi**

Investointikustannuksiin vaikuttavat tuulivoimaloiden hinta sekä muun tarvittavan infrastruktuurin kustannukset (kuten teiden ja sähköverkko liittynän rakentaminen). Investointikustannusarviot perustuvat tuoreisiin toteutuneisiin kustannuksiin. Toteutuneista kustannuksista on saatu tietoa sekä kotimaisista investointitukipäätöksistä että kansainvälisistä tuulivoima-alan julkaisuista ja haastattelemalla riippumattomia asiantuntijoita. Kotimaisten investointitukipäätösten tuotantokustannustaso on ollut jonkun verran kansainvälistä tasoa korkeampi, koska projektikoko on ollut melko pieni.

Tuotanto ja investointikustannus (€/kW) ovat sidoksissa toisiinsa, koska tuotanto vaihtelee voimalatyypistä riippuen. Samalla paikalla suurempaan tuotantoon pystyvä voimala maksaa normaalisti enemmän. Suurempi tuotanto saavutetaan pääasiallisesti suuremman pyyhkäisy pinta-alan avulla, mutta myös tornin korkeudella ja voimalan

teknisellä tehokkuudella voidaan vaikuttaa tuotantoon. Tuotannon optimoinnin lisäksi teknologian valintaan vaikuttavat muun muassa turvallisuus- ja käytettävyystekijät.

Investointikustannuksen suuruuteen vaikuttaa myös hankekoko. Pienten hankkeiden kustannukset ovat suuremmat suhteessa tuotantoon, koska rakennus- ja pystytysvaiheissa saavutetaan vähemmän skaalaetuja. Lisäksi voimalavalmistajat myyvät voimaloita edullisemmin isoille projekteille skaalaetujen vuoksi. Suurin osa skaalaeduista saavutetaan, kun projekti sisältää useita kymmeniä voimaloita.

### **Oma pääoma ja tuottovaatimukset**

Normaalisti investoija pyrkii mahdollisimman pieneen oman pääoman asteeseen, koska tällöin oman pääoman tuotto-odotus voidaan saada korkeammaksi. Käytännössä pankit ovat haluttomia rahoittamaan enempää kuin 70 % hankkeesta. Omalle pääomalle vaadittava tuotto vaihtelee investoijasta toiseen riippuen riskinkantokyvystä ja siitä, miten suureksi investoija riskit arvioi. Tuulivoimainvestointien kohdalla riskitasoon vaikuttavat epävarmuudet tuotantoarviosta, investointikustannuksista, huolto- ja käyttökustannuksista sekä sähkön hinnasta. Mikäli projektin alkuvuosina on keskimääräistä huonompia tuulivuosia, voi tämä aiheuttaa likviditeettiongelmia. Tämä on projektitaloudelle raskaampaa kuin myöhemmin tapahtuvat keskimääräistä huonommat vuodet.

### **Lainaehdot**

Merkittävä osuus normaalin tuulivoimainvestoinnin rahoituksesta on lainarahaa. Lainan ehdot ovat tällöin tärkeä parametri tuotantokustannusten ja tarvittavan tariffin määrittelyssä. Projektin kokonaisriski määrittää lainakoron marginaalin suuruuden. Asianmukaista huolellisuutta käyttäen suunniteltu hanke saa yleensä alhaisemman marginaalin. Tuulisuuden arviointi on tärkeässä roolissa, koska merkittävä osa projektin kokonaisriskistä syntyy tuulisuuden epävarmuuksista. Tariffijärjestelmä auttaa pienentämään riskejä huomattavasti, koska tällöin sähköstä saatavat tulot ovat suurelta osin ennalta määrättyjä. Kun hanke on huolellisesti toteutettu ja tulorahoitus on syöttötariffin varassa, on lainan marginaali Euroopassa ollut 2-3 %.

Laina-aikaan ja osittain myös lainamarginaaliin vaikuttaa tariffin kesto. Pidempi tariffi pienentää riskejä, koska tällöin projekti on vähemmän riippuvainen tariffiajan jälkeisestä sähkön hinnasta, johon liittyy merkittäviä epävarmuuksia. Huomattavasti tariffin kestoa pidempiä lainoja on vaikea saada.

### **Sähkön markkinahinta tariffiajan jälkeen**

Tariffiajan jälkeisen sähkön myynnin osuus diskontatuista kokonaistuloista on noin 20 %, jos tariffiaika on 10–12 vuotta ja laitoksen elinikä 20 vuotta. Sähkön markkinahinta pohjoismaisilla markkinoilla on vaikeasti ennustettava kuten todettu luvussa 3.2. Viime vuosina sähkön markkinahinnan pitkän aikavälin keskiarvo on ollut noin 40 €/MWh.

### **Voimalan elinikä ja käyttökustannukset**

Tariffitasoon tulisi vaikuttaa myös laitoksen oletettu käyttöikä sekä huolto- ja korjauskustannukset. Nykyisien tuulivoimaloiden osalta ei ole käyttökokemuksia riittävän pitkältä ajalta, jotta todellinen käyttöikä ja käyttökustannukset olisivat selvillä. Voimalat on kuitenkin yleisimmin suunniteltu 20 vuoden käyttöikää ajatellen, joissain tapauksissa suunniteltu käyttöikä on pidempi, mutta tällöin voimalat ovat vastaavasti kalliimpia. Vuosittaisten huolto- ja korjauskustannusten arvioidaan usein olevan 2-3 %

projektin alkuperäisestä investointikustannuksesta. Tämä vastaa noin 12-18 €/MWh tuotantokustannuksia (tuotanto 2400 h/a, investointikustannus 1400 €/kW).

Suomessa huolto- ja korjauskustannukset ovat olleet suhteellisen korkeita. Korkeammat kustannukset tulevat kyseeseen paikoille, joissa esimerkiksi voimaloiden hankala sijainti nostaa kustannuksia tai tuulen poikkeuksellinen turbulentsisuus rasittaa voimalaa tavallista enemmän. Maissa, joissa tuulivoimaa on rakennettu paljon, käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat laskeneet.

### **Tasesähkökustannukset**

Tasesähkökustannusten merkitys syöttötariffin tariffitasolle on kohtalaisen pieni. Ylös- ja alassäädön keskimääräinen poikkeama spot-hinnasta vuonna 2008 oli noin 9 €/MWh ja aiempina vuosina se on ollut tätä selvästi matalampi. Tuulivoiman ennustevirhe on noin puolet ajasta samaan suuntaan kuin systeemivirhe. Nykyisessä tasejärjestelmässä tuulivoimatuottajan tasevastaavalle kertyy kustannuksia ainoastaan tällöin. Maanlaajuisesti aggregoituun tuulivoimatuotantoon pääsee syntymään arviolta noin 30 % keskimääräinen virhe sähkön spot-markkinoiden sulkeutumisen jälkeen. Jos tuulivoimaa tuotettaisiin Suomessa 6 TWh/a, olisi tasesähkökustannus VTT:n arvion mukaan keskimäärin alle 2 €/MWh nykyisten tietojen perusteella. Näin laskettu tasevirhe olettaa, että tuulivoiman tasevirhe korjataan erillään tasevastaavan muista tasevirheistä. Tämä pitää paikkaansa, jos tuulivoimatuottajan tasevastaavalla ei ole muuta vastattavaa tuotantoa kuin tuulivoimatuotantoa tai jos tuulivoimatuottaja toimii itse tasevastaavana. Jos tuulivoimatuottajan tasevastaavalla on muutakin tuotantoa vastattavanaan, muun tuotannon tasevirheet pienentävät myös tuulivoiman keskimääräistä tasesähkökustannusta.

Mitä enemmän järjestelmässä on tuulivoimaa, sitä korkeammaksi tasesähkökustannus tuotettua MWh kohti nousee, koska tuulivoiman ennustevirhe on tällöin useammin samansuuntainen systeemivirheen kanssa. Tasesähkökustannus olisi huomattavasti suurempi, lähes kaksinkertainen, jos yksittäinen pieni toimija hoitaisi vain oman ennustevirheensä. Puistokohtaiset ennustevirheet ovat maanlaajuisesti aggregoitua virhettä huomattavasti suurempia.

Tuulivoimalla on tekniset edellytykset erityisesti alassäätöön, mutta tarvittaessa myös ylössäätöön, jos voimalan tuotantoa on ensin rajoitettu. Tällöin menetetään tuulesta potentiaalisesti saatavaa tuotantoa, mutta se voi joissain tilanteissa olla järjestelmän kannalta kustannustehokkain ratkaisu.

### **Kiinteistövero**

Tuulivoimalaitosten nimellisteho on alle 10 MVA:n ja niihin sovelletaan tämän vuoksi yleistä kiinteistöveroprosenttia, joka saa vaihdella 0,5-1,0 %:n välillä. Tuulivoimalaitoksesta kiinteistöveron piirissä voi olla yhteensä noin 20-40 % kokonaisinvestointikustannuksesta. Kiinteistövero nostaa tuotantokustannuksia arviolta 0,5-2 €/MWh.

## 4. Tariffin toteuttamisvaihtoehdot ja kansainväliset kokemukset

Tällä hetkellä 21 maassa 27 EU-maasta on käytössä syöttötariffi, joskin osassa näistä jonkin muun järjestelmän ohella. Syöttötariffien käyttö on lisääntymässä myös muualla maailmassa.

Syöttötariffi sana on ongelmallinen, koska termi ”syöttö” viittaa pakko-ostovelvoitteeseen, jota ei kaikissa syöttötariffijärjestelmissä ole mukana. Koska termi on kuitenkin vakiintunut, käytetään sitä tässä raportissa. Usein raportissa käytetään myös pelkkää ”tariffi” -sanaa.

Syöttötariffilla tarkoitetaan verkkoon syötetylle sähkölle maksettavaa tukea, jonka maksavat sähkön käyttäjät. Erilaisia tapoja tuen organisointiin on monia: kiinteähintainen, takuuhinta, premio sekä näiden yhdistelmät. Tavat eroavat toisistaan erityisesti siinä, miten sähkön markkinahinnan vaihtelusta seuraava hintariski jaetaan sähkön tuottajan ja kuluttajien kesken. Lisäksi tariffin organisointitavat vaikuttavat siihen, miten hyvin sähkön markkinahinnan antama signaali pääsee ohjaamaan sähkön tuottamista sekä tuotantoon liittyviä investointeja. Ohjausvaikutus riippuu siitä, vaikuttavatko sähkön markkinahinnan tuntivaihtelut ja tasesähkön kustannukset tuottajan taloudelliseen tulokseen.

Kun kyseessä on kiinteähintainen tai pohjahintainen järjestelmä, tuen antaja maksaa tariffitason ja sähkön markkinahinnan välisen erotuksen. Sähkön voi myydä joko tuottaja itse tai tariffijärjestelmästä vastaava taho. Jos sähkön myy tuottaja, sähkön myyntihinta tariffin määrittämistä varten lasketaan sähkön pörssihinnan perusteella. Tariffi voi myös olla premio, joka maksetaan tuottajan sähkön myynnistä saamien tulojen päälle vakiosuuruisena tukena. Tariffi voi olla myös markkinasuureiden mukana muuttuva dynaaminen premio tai markkinaehtoinen takuuhinta.

Luvussa 4.1–4.4 esitellään yllä kuvatut tariffijärjestelmät. Kohdassa 4.5 esitellään tariffin tason määrittämistapoja. Luvussa 4.6 käydään vielä läpi kansainvälisiä uusiutuvan energian tukijärjestelmiä ja niistä saatuja kokemuksia.

Tariffijärjestelmien osapuolia ovat:

- Tariffin antajalla tarkoitetaan hallinnollista tahoja, joka päättää tariffin myöntämisestä
- Järjestelmän hoitaja koordinoi tariffijärjestelmää
- Tariffin saaja on tariffijärjestelmään kuuluva sähkön tuottaja
- Tariffin maksajina ovat yleensä kaikki sähkön käyttäjät
- Tariffijärjestelmää valvova taho

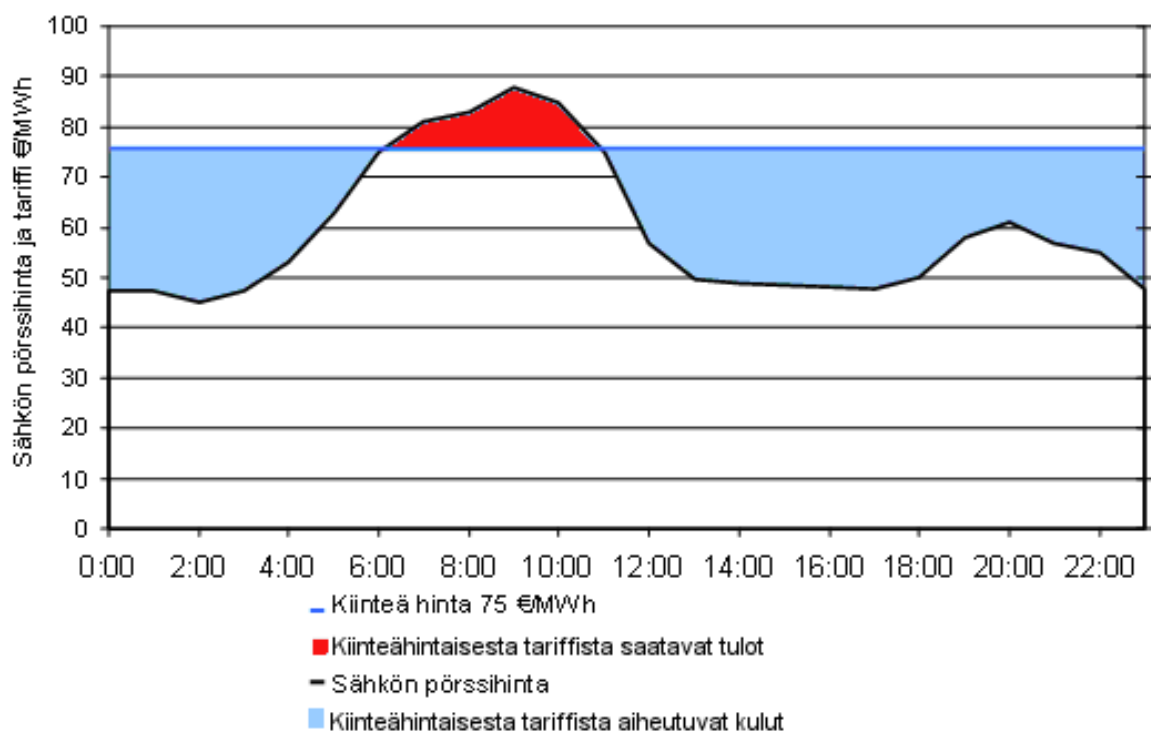
### 4.1. Kiinteähintainen syöttötariffi

Kiinteähintainen syöttötariffi tarkoittaa järjestelyä, jossa tariffijärjestelmään kuuluva sähkön tuottaja saa ennalta sovitun hinnan tuottamastaan sähköstä (Kuva 5). Kiinteähintainen järjestelmä voidaan toteuttaa kahdella tavalla.

- Tuottaja saa tariffijärjestelmän hoitajalta tuen. Tuotetun sähkön myynnistä ja ennustevirheistä aiheutuneista tasesähkökustannuksista vastaa tariffijärjestelmän hoitaja (pakko-ostovelvoite).
- Tuottaja myy itse sähkön tukkumarkkinoille ja saa tariffitason ja sähkön markkinahinnan välisen erotuksen tariffimaksuna. Tuottajalla on vastuu tasesähkökustannuksista.

Pakko-ostovelvoite on yleisemmin käytössä oleva tapa, ja sitä käytetään esimerkiksi Saksassa. Pakko-ostovelvoite olisi Suomen nykyisen sähkömarkkinalain vastainen, sillä järjestelmässä sähkön ostovelvoite olisi yleensä verkonhaltijalla. Verkonhaltijat voivat sähkömarkkinalain perusteella hankkia sähköä omakäytön ohella vain verkon häviöenergiaa ja sähköverkkonsa käyttöä palveleva varavoimaa varten eivätkä ne normaalisti käy sähkökauppaa. Pakko-ostovelvoitteen asettaminen esimerkiksi toimitusvelvollisille sähkömyyjille puolestaan asettaisi eri sähkömyyjät kilpailullisesti hyvin eriarvoiseen asemaan Kiinteähintaisessa järjestelmässä, jossa sovelletaan myös sähkön pakko-ostovelvoitetta, tuottajalta puuttuvat normaalit tuottajiin sähkömarkkinoilla kohdistuvat kannustimet ja velvoitteet, mikä vaikuttaa negatiivisesti sähköjärjestelmän toimintaan.

Kiinteähintaisessa järjestelmässä sähkön markkinahinnan vaihtelusta aiheutuva hintariski on kokonaisuudessaan tariffin maksajalla. Sähkön markkinahinnan vaihtelulla ei ole merkitystä sähkön tuottajalle, joten tuotantoa ei kannata pyrkiä ajoittamaan aikoihin, jolloin sähkön markkinahinta on korkea.

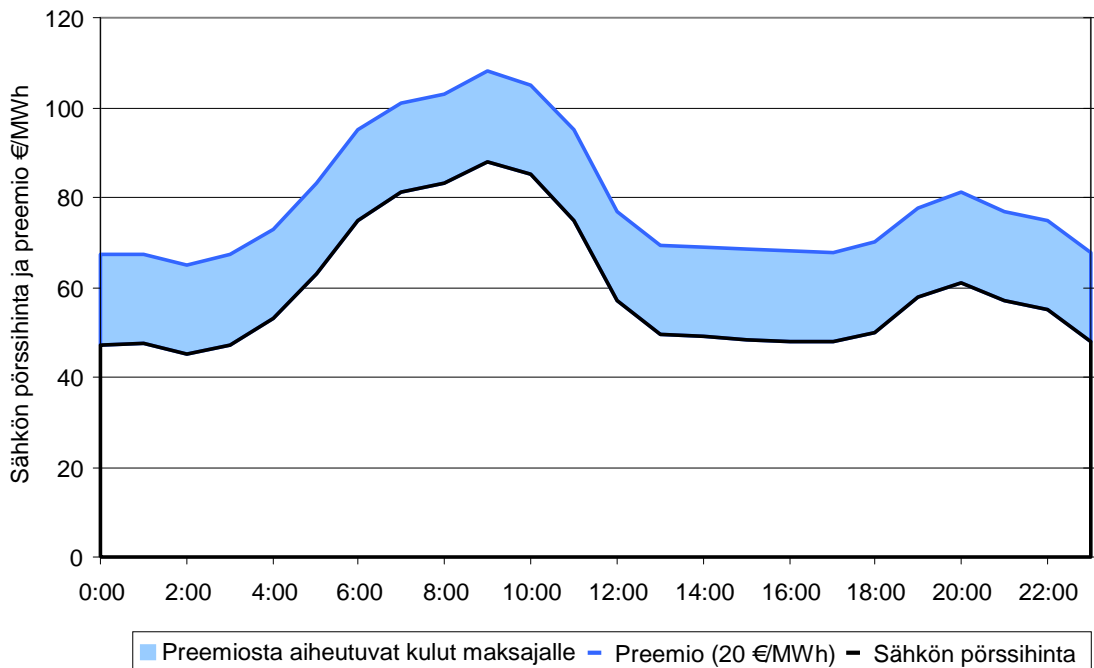


Kuva 5. Kiinteähintainen tariffi.

## 4.2. Hintapremio

Hintapremio-järjestelmässä tariffia saava sähkön tuottaja myy tuottamansa sähkön markkinoille, ja saa markkinahinnan päälle ennalta sovitun tuen eli premion (Kuva 6).

Hintapremio-järjestelmässä riski sähkön markkinahinnan vaihtelusta on täysin tuottajalla. Premion korottamisella voidaan nostaa tuoton odotusarvoa ja pienentää hankkeen epäonnistumisen riskiä. Premion pitää pystyä nostamaan tuoton odotusarvo niin korkealle, että se kompensoi sähkön hinnan muutoksista syntyvän riskin. Maksettavan tuen määrä riippuu vain tuotannon suuruudesta, eli tariffin maksajalla ei ole riskiä sähkön markkinahinnan vaihtelusta.



**Kuva 6. Hintapremiojärjestelmä.**

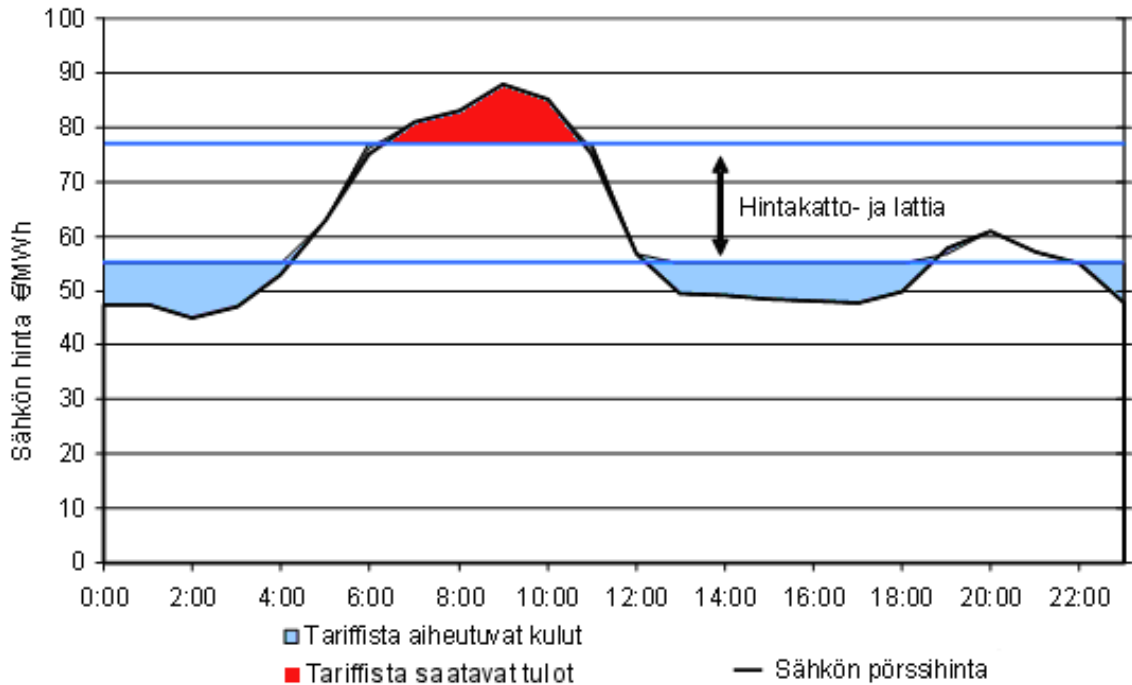
Premio on mahdollista toteuttaa myös dynaamisena versiona, jossa tariffin suuruus vaihtelee riippuen yhdestä tai useammasta markkinasuureesta. Tariffin suuruus voidaan sitoa esimerkiksi sähkön- tai päästöoikeuden hintaan.

## 4.3. Takuuhinta

Takuuhinta-järjestelmässä tuulivoimasähkön tuottajalle taataan minimihinta, jonka tuottaja saa tuottamastaan sähköstä. Jos sähkön markkinahinta on alhaisempi kuin minimihinta, saa tuottaja takuuhinnan ja pörssihinnan välisen erotuksen tariffimaksuna. Jos markkinahinta on korkeampi kuin minimihinta, tuottaja saa pörssihinnan ja tariffimaksua ei tarvitse maksaa. Järjestelmään on mahdollista rakentaa myös katto, eli jos markkinahinta menee yli tietyn maksimihinnan, pienentää ylimenevä tulo tulevia tariffimaksuja vastaavalla määrällä. Tällöin tuottajan saamat tulot sähköstä vaihtelevat rajatun putken sisällä. Takuuhintajärjestelmä on esitetty kuvassa (Kuva 7).

Takuuhinta ohjaa tuottamaan sähköä kaikkein kalleimpien tuntien aikana, mutta ohjausvaikutusta ei ole minimihinnan alittaville tunneille. Minimihinta pitää asettaa riittävän korkealle, jotta tuoton odotusarvo on riittävä. Pohjoismainen sähkön markkinahinta on ollut melko alhainen, joten minimihinta ylittyisi tässä järjestelmässä

vain harvoin. Tämän varaan ei voi projektitaloutta juurikaan laskea, joten takuuhinnan tulisi olla hyvin lähellä kiinteähintaisen tariffin tasoa.



Kuva 7. Takuuhintajärjestelmä, jossa tariffilla on hintakatto 77 €/MWh ja hintalattia 55 €/MWh.

#### 4.4. Markkinaehtoinen takuuhinta

Markkinaehtoinen takuuhinta-järjestelmä yhdistää sekä takuuhinnan että preemion piirteitä. Järjestelmässä pyritään säilyttämään sekä markkinaehtoisuus että takaamaan tasainen tulotaso tuulivoimatuottajalle. Tasainen tulotaso siirtää sähkön hintariskin tuottajalta tariffin maksajalle ja laskee järjestelmän kustannuksia tuottajan riskin pienentyessä verrattuna preemiojärjestelmään. Alhaisempi riskitaso tarkoittaa, että alhaisempi tariffitaso riittää saman investointimäärän aikaansaamiseksi. Tällainen järjestelmä on käytössä Hollannissa.

Järjestelmässä tuottajat myyvät tuotetun sähkön normaalisti sähkömarkkinoille ja ovat velvollisia hoitamaan tasesähkösä. Sähkön myynnistä saatujen tulojen lisäksi tuottajalle maksetaan tariffi, joka määräytyy sovitun tavoitetason ja sähkön pörssihinnan vuosikeskiarvon erotuksesta. Tämä erotus kerrotaan tuottajan vuoden aikana tuottamalla sähkömäärällä ja maksetaan tuottajalle. Näin tuottajan yhteenlasketut tulot ovat lähellä sovittua tavoitetasoa. Jos tuottaja on vuoden aikana onnistunut tuottamaan enemmän keskimääräistä kalliimpien tuntien aikana, tuottajan tulot ovat tavoitetasoa korkeammat. Näin järjestelmä ohjaa tuottamaan enemmän, kun sähkön markkinahinta on korkea (Kuva 8). Järjestelmä on ollut Hollannissa käytössä vasta lyhyen aikaa ja kokemuksista ei ole vielä raportoitu.

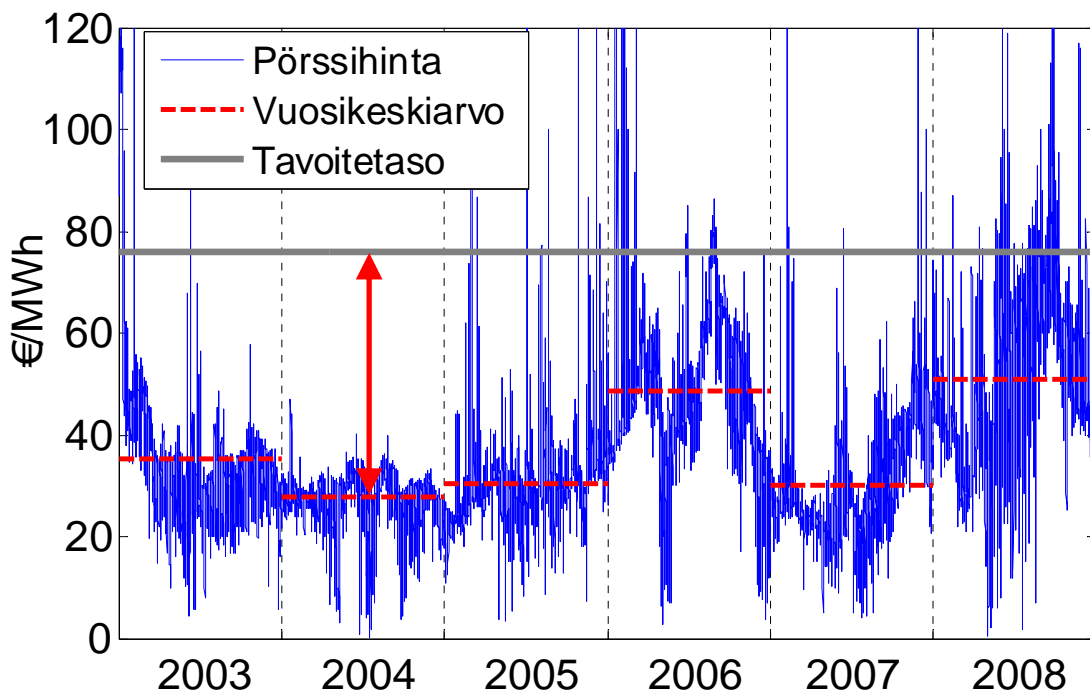
Tuulivoimatuottaja tuottaa käytännössä aina niin paljon kuin voi, koska marginaalikustannukset ovat hyvin pienet. Tällöin ohjaava vaikutus ei kohdistu olemassa olevan kapasiteetin käyttöön. Markkinaehtoinen takuuhinta kuitenkin ohjaa

investointivaiheen päätöksiä. Tulee esimerkiksi kannattavammaksi varmistaa, että voimalat toimivat ja tuottavat mahdollisimman hyvin kovilla pakkasilla, jolloin sähkön kulutus ja sen seurauksena sähkön markkinahinta ovat korkeita.

Järjestelmässä tariffin maksajat hyötyisivät sähkön markkinahinnan piikeistä, sillä nämä nostavat sähkön markkinahinnan keskiarvoa tariffijaksolla, jolloin tuottajille jaksolta maksettava tariffi pienenee vastaavasti.

Markkinaehtoinen takuuhinta -järjestelmällä on myös teoriassa tuulivoimaa hajauttava vaikutus. Jos pienelle alueelle, kuten Perämeren pohjukkaan, on rakennettu paljon tuulivoimakapasiteettia, laskee sähkön markkinahintaa, kun tällä alueella tuulee voimakkaasti. Periaatteessa järjestelmä siis ohjaa tuulivoiman hajauttamista alueille, joiden tuulisuus poikkeaisi Perämeren tuulisuusolosuhteista. Hajauttavasta vaikutuksesta ei kuitenkaan vielä ole kokemuksia.

Vuosikeskiarvon sijaan laskentajakso (tariffijakso) voi myös olla lyhyempi. Tuotantoa ohjaava vaikutus rajoittuu valitun ajanjakson sisälle. Toisaalta vuosi on pitkä aika tuottajalle odottaa merkittävää osaa tuloistaan.



Kuva 8. Tariffimaksun suuruus muuttuva premio -järjestelmässä määräytyy sähkön hinnan vuosikeskiarvon ja tavoitetason välisestä erotuksesta.

#### 4.5. Tariffitason määrittäminen

Tariffin toteuttamisjärjestelmästä riippumatta tulee tariffitaso määrittää. Määrittäminen voidaan tehdä kahdella tavalla, hallinnollisesti tai kilpailuttamalla. **Tariffitason hallinnollinen määrittäminen** tarkoittaa sitä, että tariffitaso määritetään säädöksellä. **Tariffitason määrittäminen kilpailuttamalla** tarkoittaa sitä, että tuulivoimatuottajat tarjoavat hankkeitaan kilpailuun, ja edullisimmille hankkeille myönnetään tariffi.

#### 4.5.1. Tariffitason asettaminen hallinnollisesti

Tariffitason hallinnolliseen asettamiseen tarvitaan tiedot kokonaistavoitteen toteutumisen kannalta kalleimman projektin kustannuksista. Suomen osalta tariffitason hallinnollisessa määrittämisessä pitäisi siis pystyä määrittämään, millainen kustannustaso on projektilla, joka on kustannuksiltaan suurin, joka tarvitaan täyttämään tuulivoimalle asetettu kokonaistavoite. Projektin kustannuksiin vaikuttavat tekijät on esitelty luvussa 3.4. Tariffitason hallinnollisen asettamisen haasteet liittyvät suurelta osin näiden parametrien epävarmuuksiin ja siihen, että tuotantokustannukset muuttuvat ajan myötä. Hallinnollinen päätös tariffitasosta on periaatteessa mahdollista tehdä varsin nopeasti, mutta sen laatua parantaisi huolellinen valmistelu.

Ilmeisesti kaikissa eurooppalaisissa järjestelmissä tariffitaso on asetettu hallinnollisesti. Tässä on sekä onnistuttu että epäonnistuttu. Selkeitä epäonnistumisia ovat tilanteet, joissa uutta kapasiteettia ei ole rakennettu. Tällaisessa tilanteessa vaikuttaa olevan Slovenia. Liettuassa tariffitaso oli vielä viime vuonna liian alhainen, mutta sitä nostettiin lähes 1,5 -kertaiseksi tämän vuoden alusta. Liian alhaista tariffia on mahdollista korottaa, mikäli hankkeita ei lähde syntymään. Kannattavienkin rakennuspaikkojen oikeuksien haltijat jäävät helposti odottamaan korkeampaa tariffitasoa, jos on vahva epäily myöhemmästä tariffitason nostosta.

Liian korkeasta tariffitasosta löytyy hyvä esimerkki Espanjasta, jossa aurinkosähkölle asetettiin muiden maiden kompensaatiotasoa korkeampi tariffi ja vuoden ajan noin puolet maailman aurinkopaneeleista toimitettiin Espanjaan. Tämän jälkeen järjestelmää muutettiin ja aurinkopaneelien hintataso romahti. Tuulivoiman osalta usein käytetty esimerkki on Saksassa ollut suhteellisen korkea tariffitaso, joka on mahdollistanut rakentamisen heikoillekin paikoille.

Tariffitason hallinnolliseen asettamiseen liittyviä näkökohtia:

- Tariffitason määrittämiseen tarvittavien parametrien arviointi on haastavaa. Porrastamisen tai laskevan tariffitason soveltaminen lisäävät arvioinnin haastavuutta, koska arvioitavien parametrien määrä kasvaa.
- Jos tariffitaso määritetään alussa liian matalaksi, eikä projekteja synny, voidaan tariffitasoa korottaa. Matala tariffitaso voi johtaa investoijien haluun odottaa investointien toteuttamista korkeamman tuoton toivossa.
- Jos asetettu tariffitaso on liian korkea, pyritään tuulivoimaa mahdollisimman nopeasti, jolloin tuulivoiman sijoittuminen ei toteudu tuottavimmille paikoille.
- Tariffitasoa joudutaan muuttamaan ajan myötä, kun tuotantokustannukset muuttuvat.

#### **Porrastettu tariffi**

Tariffijärjestelmän kustannustehokkuutta voidaan lisätä vähentämällä tariffin määrää erityisen hyvätuulisille paikoille rakennettavilta tuulivoimaloilta. Tällaisia erityisen hyvätuulisia paikkoja on esimerkiksi rannikoilla ja tuntureiden lakialueilla, ja ne muodostavat rajallisen resurssin.

- Ei porrasteta, jolloin erityisen hyvätuulisille paikoille rakennettavien tuulivoimaloiden tuotto (sähkön myynti tukkumarkkinoille + saatu tariffi) ylittää normaalin tuotto-odotuksen. Voimalaitokset siis rakennettaisiin, vaikka niiden tuottamasta sähköstä saatu tariffi olisi pienempi. Mikäli järjestelmää ei porrasteta, aiheutuu tästä tarpeeton tulonsiirto tuen maksajilta erityisen

- Porrastetaan, jolloin erityisen hyvätuulisille paikoille rakennettava tuulivoima saa pienemmän tariffin kuin vähemmän edullisille paikoille rakennettu tuulivoima. Parhaiden paikkojen tulisi kuitenkin säilyä huonompia paikkoja kannattavampina. Porrastukseen tarvittavien parametrien määrittäminen voi olla vaikeaa.

Porrastamisen myötä järjestelmän monimutkaisuus kasvaa ja se voi ohjata investointeja epäoptimaalisiin voimalaitostyyppisiin ja tuulusuudeltaan heikompiin paikkoihin, jolloin joudutaan rakentamaan enemmän tuulivoimaa kuin muuten olisi tarve tavoitteiden saavuttamiseksi. Tuulusuudeltaan heikompien paikkojen hyödyntäminen vaikuttaa nostavasti järjestelmän kustannuksiin.

Porrastus ohjaa teknologian valintaa, ja voi johtaa kokonaisuuden kannalta epäedullisiin ratkaisuihin, kun tuottajat suosivat tuen määrän maksimoivia teknologioita. Teknologian valintojen kautta porrastus voi myös ohjata teknologian kehitystä tiettyyn suuntaan.

Porrastus voidaan toteuttaa joko pienentämällä tukea tai lyhentämällä tuen kestoa. Näistä tuen keston lyhentäminen on yksiselitteisempi toteuttaa. Porrastus voidaan sitoa voimalan huipunkäyttöaikaan tai pyyhkäisyypinta-alaan.

Porrastuksen huonoja puolia ovat sen asettamiseen liittyvät haasteet, teknologiavalintoja vääristävä vaikutus sekä investointikustannuksiltaan ja tuotannoltaan korkeiden paikkojen epätasapuolinen kohtelu. Porrastuksen hyötynä saavutettaisiin kustannussäästöjä tariffin maksajalle.

### **Tariffin tason tarkistaminen / laskeva tariffi (degressio)**

Jotta tuulivoimatuotanto lisääntyisi nopeasti, on tärkeää saada projektit mahdollisimman nopeasti liikkeelle. Nopean liikellelähdon edistämiseksi voidaan soveltaa uusille projekteille etukäteen sovittua ajan tai rakennetun kapasiteetin myötä laskevaa tariffitasoa. Toisaalta tavoitteeseen pääsemiseksi viimeisen tarvittavan projektin tariffitasolle tulee taata riittävä kannattavuus, joten laskeva tariffi on periaatteessa jonkin verran kalliimpi kuin ei laskeva tariffi.

Aleneva tariffitaso toimii parhaiten tilanteessa, jossa teknologian kustannukset laskevat tekniikan kehityksen myötä ja johtavat investointikustannusten laskuun. Tuulivoiman kustannuksiin on kuitenkin viime vuosina vaikuttanut ensisijaisesti kysyntä eikä teknologian kehitys. On myös huomioitava, että kun parhaat paikat tuulivoimalle on hyödynnetty, investointien kannattavuus heikkenee, ja tuen tarve nousee.

Tuulivoimalaitokselle kerran myönnettyä tariffitasoa ei tulisi jälkikäteen muuttaa, koska investoinnit vaativat tukijärjestelmältä luotettavuutta. Sen sijaan uusien projektien tuulivoimalaitoksille tariffitaso voi kuitenkin olla alhaisempi kuin aiemmille projekteille. Tariffi voi siis laskea etukäteen sovittulla tavalla ajan, rakennetun kapasiteetin tai rakennetun pyyhkäisyypinta-alan myötä. Tämä lisäisi halukkuutta saada projektit mahdollisimman nopeasti liikkeelle, koska nopeimmat toimijat saisivat korkeamman tariffitason.

Jos laskevuus tapahtuu ajan funktiona, tuotantokapasiteetti voi poiketa huomattavasti tavoitellusta määrästä. Lähemmäs tavoiteltua määrää päästään, jos laskevuus määräytyy

rakennetun tuotantokapasiteetin mukaan. Laskevuus voidaan toteuttaa lyhentämällä tariffin kestoja tai pienentämällä tariffin tasoa.

Laskevan tariffin rinnalla tai sen sijaan tulisi tariffitasoa tarkistaa aika ajoin vastaamaan muuttuneita tuotantokustannuksia. Tarkastus tulisi tehdä riittävän usein, koska voimaloiden markkinatilanne ja rakentamisen kustannukset voivat muuttua kohtuullisen nopeasti. Kun tuotantokustannusten taso muuttuu, olisi tariffitason periaatteessa hyvä seurata perässä siten, että vertailukelpoisen projektin tuotto ei muuttuisi. Hankkeiden kehittäminen voi viedä useita vuosia ja oikein toimiessaan tariffitason tarkastukset voisivat pienentää projektikehitykseen liittyviä riskejä. Jos tariffitason muutokset kuitenkin muuttavat vertailukelpoisen projektin tuotto-odotusta, projektikehityksen riskit saattavatkin kasvaa verrattuna tilanteeseen jossa tarkistuksia ei tehdä. Joka tapauksessa tariffitason mahdollinen muutos tulee aiheuttamaan epävarmuutta investoijien keskuudessa ja voi lykätä investointipäätöksiä.

Ennakolta laskevaksi määrätty tariffi voi osaltaan pyrkiä ennakoimaan teknologian kehityksen vaikutusta hintatasoon, mutta käytännössä tällainen ennakointi ei onnistu kuin sattumalta. Kilpailutuksessa tariffitason tarkastus vastaamaan muuttuneita tuotantokustannuksia tapahtuu aina uuden kilpailutuksen yhteydessä.

Laskevaa tariffia ja tariffitason muutoksia voidaan soveltaa ainoastaan uusille laitoksille. Niiden laitosten, jotka ovat jo päässeet järjestelmän piiriin, tariffitasoa tai tariffin määräytymisperusteita ei pidä muuttaa jälkikäteen. Jälkikäteen tehdyt muutokset heikentäisivät merkittävästi investoijien luottamusta järjestelmään ja estäisivät siten investointien toteutumista.

#### **4.5.2. Tariffitason asettaminen kilpailuttamalla**

Kilpailutuksella ("tender") tarkoitetaan tariffitason määrittämistä kilpailuttamalla. Kilpailuttamisella pyritään kannustamaan kannattavimpien hankkeiden rakentamista ja välttämään hallinnollisen tariffitason määrittämiseen liittyvät ongelmat.

Yleensä ennen kilpailuttamista on päätetty, kuinka suuri määrä tuotantokapasiteettia kyseisellä kilpailutuksella halutaan saada aikaan, mutta päätös voidaan tehdä myös saatujen tarjousten perusteella. Kilpailutuksessa projektikehittäjät tekevät tarjouksen tuotantokapasiteetin määrästä ja tariffin tasosta, jolla olisivat valmiit toteuttamaan projektin. On myös mahdollista kilpailuttaa tuotetun sähkön määrää. Saadut tarjoukset asetetaan hintajärjestykseen ja katsotaan, millä tariffitasolla haluttu tuotantokapasiteetti saadaan rakennettua. Tämä tariffitaso luvataan kaikille hinnan alittaneille projekteille.

Yksi suurimmista kilpailutukseen liittyvistä ongelmista on, että kilpailutukseen voivat osallistua vain kilpailutuksen aikaan tarpeeksi pitkälle kehitetyt hankkeet. Käytännössä voimaloilla pitäisi olla tarvittavat luvat, jotta projekti voisi osallistua kilpailutukseen. Varsinkin tariffijärjestelmän alkuvaiheessa osallistuvia hankkeita ei saataisi kilpailutukseen mukaan riittävästi.

Kilpailutus on hallinnollista päätöstä hitaampi tapa saada uutta kapasiteettia rakenteille. Kilpailutuksen järjestämisessä pitää olla erityisen huolellinen, koska kilpailutus on herkkä oikeustoimenpiteille ja kilpailutuksen säännöillä pitää varmistaa kilpailutuksen mahdollisimman hyvä toiminta.

Kilpailutus on ollut EU-maista käytössä Englannissa, Irlannissa ja Ranskassa. Tuulivoiman NFFO (Non-Fossil Fuel Obligation) kilpailutukset Englannissa tuottivat varsin edullisia tariffitasoja tuulivoimalle etenkin järjestelmän viimeisinä vuosina.

Järjestelmää voisi tästä syystä pitää onnistuneena. Suurin osa kapasiteetista jäi kuitenkin rakentamatta ja pääsyyinä oli ilmeisesti liian alhainen tariffitaso. Kilpailutukseen ei liittynyt sanktioita.

Irlannissa tarjoavilta projekteilta ei edellytetty kaikkia tarvittavia lupia. Tämän seurauksena suurin osa hyväksytyistä projekteista jäi rakentamatta vaaditussa aikataulussa. Tilannetta korjattiin jossain määrin kahteen viimeiseen kilpailutukseen, mutta edelleen suurin osa hyväksytystä kapasiteetista jäi rakentamatta verkkoliitännäluvan puuttumisen takia. Irlantiin kuitenkin rakennettiin kilpailutusjärjestelmän rinnalla huomattavasti enemmän tuulivoimakapasiteettia kuin mitä kilpailutus sai aikaan. Tämä toteutui Irlannin erinomaisten tuuliolosuhteiden ansiosta ja pitkäaikaisten vihreän sähkön myyntisopimusten avustamina.

Ranskassa oli 1990-luvulla käytössä kilpailutus, joka oli pitkälti kopioitu Englannin esimerkin pohjalta. Järjestelmä lopetettiin vuonna 2000. Ongelmiksi mainittiin prosessin nykivä luonne, liian alhaiset tarjoukset, hallinnollinen kompleksisuus ja korkean hylkäysasteen mukanaan tuoma riskin kasvu, joka vaikeutti pienten toimijoiden osallistumista järjestelmään.

Useissa Yhdysvaltojen osavaltioissa ja Kanadan territorioissa käytetään hankinta-menettelyä ("procurement"). Näistä moni perustuu yksityisten toimijoiden kilpailuttamiseen halutun tuotantokapasiteetin rakentamiseksi ("request for proposal") ja parhaiden tarjousten kanssa tehdään pitkäaikainen hankintasopimus ("power purchase agreement"). Järjestelmä on periaatteeltaan samankaltainen kuin kilpailutukseen perustuva tariffi. Näissä osavaltioissa muukin sähkön tuotanto perustuu toimintamalliin, jossa kuluttajien sähkön hankinnasta vastaa itsenäinen toimielin ("regulator"). Tällä toimielimellä on sähköntuotannosta ja kilpailuttamisesta pitkäaikainen asiantuntemus.

Kansainvälisten kokemusten perusteella voidaan sanoa, että onnistuneen kilpailutuksen edellytyksiä ovat riittävä velvoite toteuttaa hanke, määritellyt ehdot kilpailutukseen osallistuville hankkeille (erityisesti luvitus ja taloudelliset edellytykset toteuttaa hanke) sekä hallinnollinen kyky järjestää kilpailutus.

Tariffitason kilpailuttamiseen liittyviä näkökohtia:

- Teoriassa kilpailuttaminen johtaa tehokkaimpaan tariffitasoon ja pienimpiin mahdollisiin kustannuksiin tariffin maksajille.
- Kilpailutukseen perustuvassa tariffijärjestelmässä tuen taso mukautuu hankkeiden kustannusten muutoksiin.
- Käytännössä kilpailutus voi johtaa hallinnollista määrittämistä suurempaan tarffiin ja siten suurempiin kustannuksiin tariffin maksajille.
- Kilpailutuksiin osallistuvien hankkeiden määrä saattaa jäädä pieneksi, jolloin tariffitaso ei määräydy tehokkaasti.
- Toimiva toteuttaminen on kansainvälisten kokemusten perusteella vaikeaa. Toimiva toteuttaminen edellyttäisi huolellista valmistelua ja muiden maiden kokemuksista oppimista.
- Työryhmän kuulemien taloustieteen asiantuntijoiden mielestä kilpailutus olisi markkinoiden toimivuuden kannalta suositeltavin ratkaisu

## 4.6. Yhteenveto EU-maiden tariffi- ja tukijärjestelmistä

EU-maissa on ollut käytössä useita erilaisia tukijärjestelmiä. Nämä voidaan karkeasti jakaa neljään eri luokkaan: tuotantotuki/tariffi, investointituki, sertifikaattimarkkina ja kilpailutus. Tariffeja ja kilpailutusta on jo käsitelty aiemmin. Investointituki on ollut Suomen lisäksi käytössä muutamassa muussa maassa muiden tukitoimien ohella tai suunnattuna erityisille kohteille.

Sertifikaattimarkkina tai uusiutuvalle energialle asetettu kiintiö on käytössä Belgiassa, Italiassa, Puolassa, Romaniassa, Ruotsissa ja Yhdistyneessä kuningaskunnassa. Sertifikaattimarkkinaa käytettäessä sähkön käyttäjille tai jälleenmyyjille asetetaan uusiutuvaa sähköä koskeva kiintiö. Sertifikaatteja markkinoille myyvät tahot, joilla on uusiutuvaa tuotantoa.

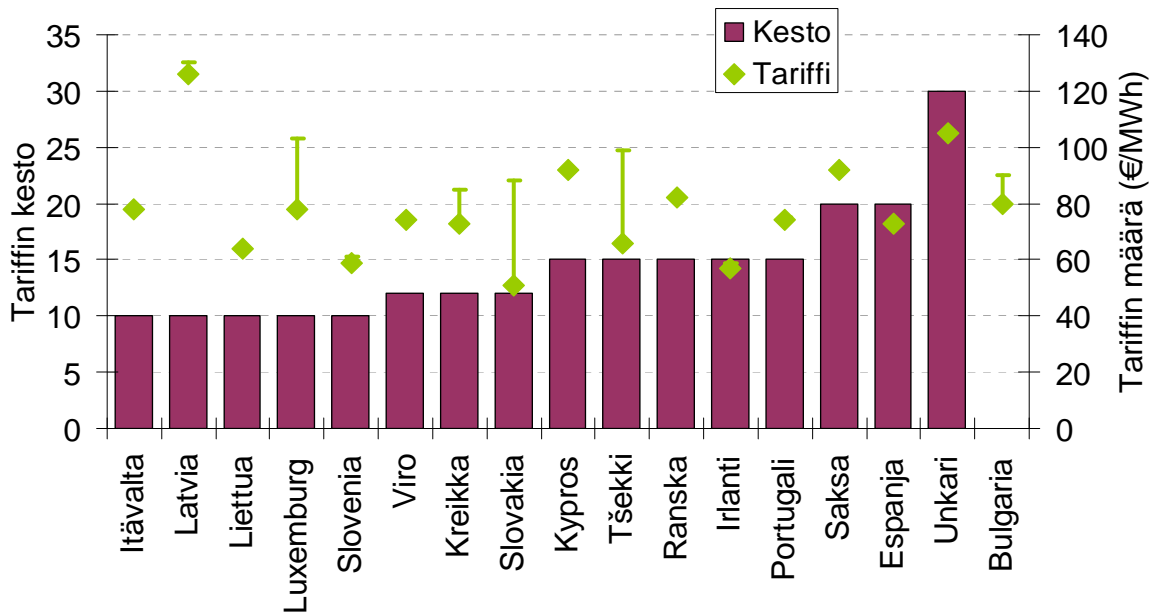
Kiinteähintainen syöttötariffijärjestelmä oli vuonna 2008 julkaistun tutkimuksen (Klein et al. Evaluation of different feed-in tariff design options) mukaan käytössä 14 EU maassa 20 tutkitusta. Lopuissa tariffi perustui preemioon. Kiinteähintainen tariffi on useassa maassa ollut tehokas tuottamaan uutta kapasiteettia. On kuitenkin tärkeää huomioida tariffitaso ja toimintaympäristön vaikutukset hankkeiden toteutumiseen. Saksassa tariffitaso on ollut korkea ja luotettava sekä samanaikaisesti lupien saaminen on ollut kohtuullisen helppoa. Tämä yhdistelmä on tuottanut suuren määrän tuulivoimakapasiteettia.

Espanjassa on paremmat tuuliolosuhteet kuin suuressa osassa Saksaa. Siellä tuulivoimarakentaminen käynnistyi laajamittaisesti, kun syöttötariffijärjestelmä tuli voimaan 1998. Tanskassa voimakkaan tuulivoimarakentamisen kausi ajoittuu kiinteähintaisen syöttötariffin voimassaoloaikaan. Vuonna 2003 Tanskassa siirryttiin kiinteähintaisesta preemioon ja investoinnit romahtivat, mutta syy tähän on ennen kaikkea alhaisessa tariffitasossa.

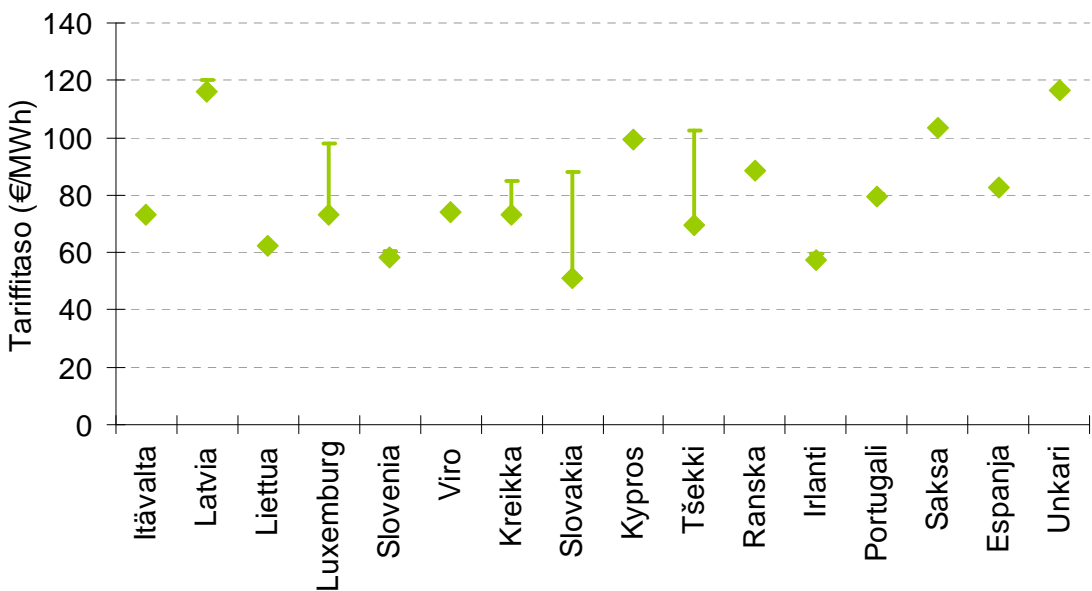
Hollannissa oli erilaisia heikosti ennakoitavia järjestelmiä käytössä vuoteen 2002 asti ja tuulivoimarakentaminen oli vähäistä. Vuoden 2001 kuluessa käynnistyi sertifikaattimarkkina pohjahinnalla. Samanaikaisesti sähkömarkkinat avattiin vain vihreälle sähkölle. Tämä yhdistelmä riitti käynnistämään merkittävän tuulivoimarakentamisen Hollannissa. Käytännössä Hollannissa oli vuosina 2002–2006 sertifikaattimarkkinan ja pohjahintaisen syöttötariffin yhdistelmä. Järjestelmä uusittiin vastikään ja se muuttui aiemmin kuvatun järjestelmän kaltaiseksi.

Tuulivoimarakentaminen vaatii riittävän varmuuden investoinnin kannattavuudesta. Lupaprosessien toimivuus nopeuttaa hankkeiden etenemistä. Hankala lupaprosessi voi myös olla suoranainen este rakentamiselle. Verkkoliitântäluvan saanti on useassa maassa muodostunut pullonkaulaksi, kun lupahakemuksia on tehty paljon enemmän kuin verkkoyhtiö on ehtinyt käsitellä.

Kuvasta 9 näkyy tariffitaso eri maissa suhteessa tariffin keston. Periaatteessa lyhyempi kestoinen syöttötariffi vaatii korkeamman tariffin. Tariffitaso tulisi vaihdella maiden välillä, koska eri maissa on erilaiset tuulusuhteet ja sähkön hinta tariffiajan jälkeen. Kuvassa 10 tariffitaso on muutettu vastaamaan 12 vuotta kestävästä tariffista.

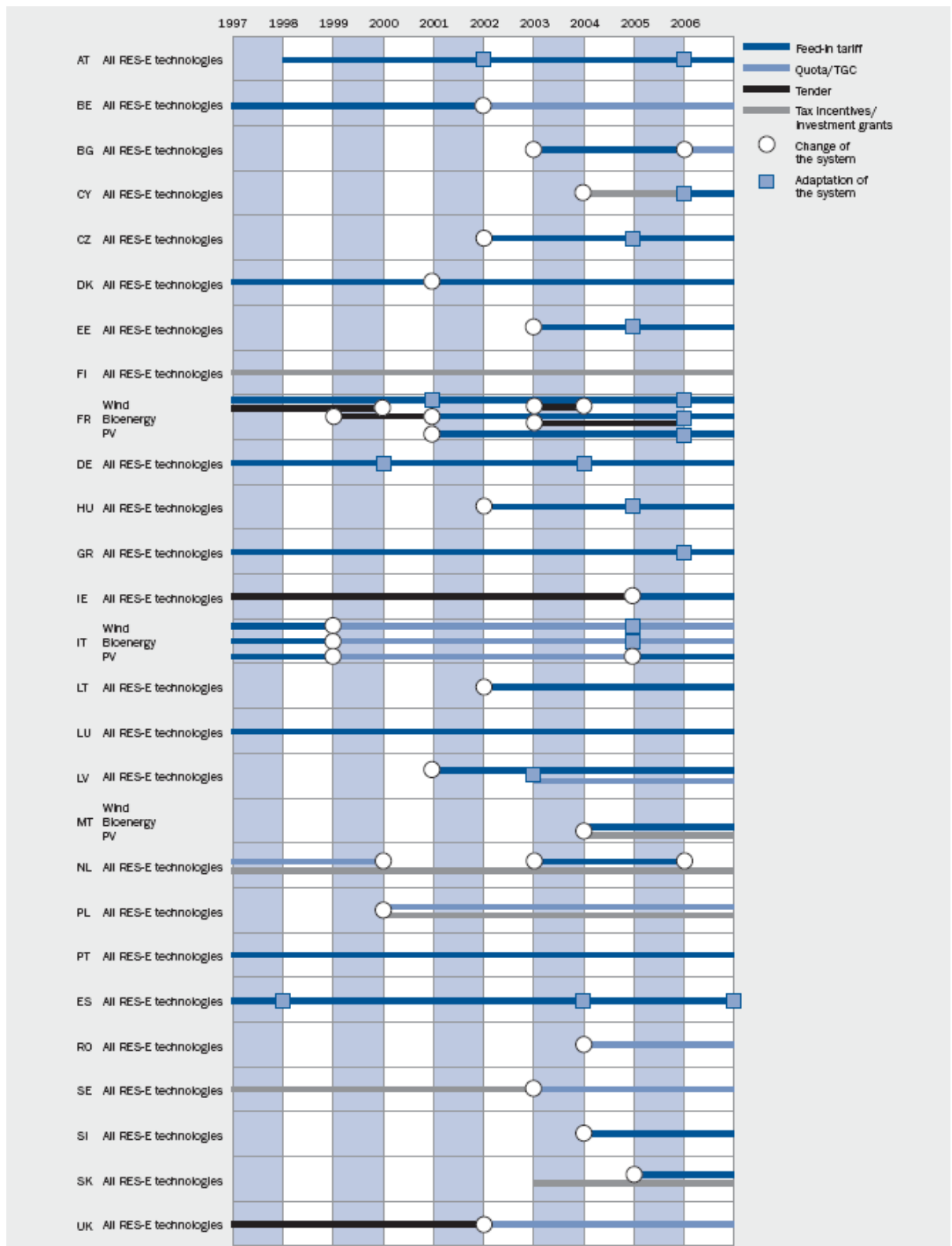


Kuva 9. Tariffitaso ja tariffin kesto eri EU-maissa (Lähde: Klein et al 2008).



Kuva 10. Tariffitaso eri EU-maissa. Eri kestoiset tariffit (10–30 vuotta) on normeerattu vastaamaan 12 vuoden tariffitasoa. (Lähde: Klein et al 2008)

Kuvassa 11 on esitetty uusiutuvan sähköntuotannon tukijärjestelmien kehitys EU-maissa.



Kuva 11. Uusiutuvan sähköntuotannon tukijärjestelmien kehitys EU-maissa (lähde: EWEA 2009: The economics of wind power).

## 5. Työryhmän ehdotus tariffijärjestelmäksi

Tässä luvussa esitetään työryhmän ehdotus tuulivoiman syöttötariffijärjestelmäksi ja käytännön toteutustavaksi. Luvussa esitetään muun muassa tariffijärjestelmälle asetetut tavoitteet ja edellytykset, tariffin määräytymistapa ja tariffin tason määrittämisen periaatteet.

### 5.1. Tariffijärjestelmälle asetetut tavoitteet ja edellytykset

Ilmasto- ja energiastrategiassa asetetaan tuulivoiman osalta tavoitteeksi nostaa asennettu kokonaisteho nykyisestä (joulukuu 2008) noin 143 MW:n tasosta noin 2000 MW:iin vuoteen 2020 mennessä, jolloin vuotuinen sähkön tuotanto olisi noin 6 TWh. Strategiassa esitetään seuraavia vaatimuksia tariffijärjestelmälle:

- Järjestelmän tulee olla kustannustehokas ja markkinaehtoinen
- Tariffit suunnitellaan ja mitoitetaan niin, että ne johtavat uusiutuvan sähkön tuotannon riittävän nopeaan lisäykseen
- Järjestelmän suunnittelutyö tehdään huolella, koska syöttötariffeista on muista maista sekä hyviä että huonoja kokemuksia.

Seuraavassa on esitetty työryhmän asettamia tavoitteita ja edellytyksiä järjestelmälle.

#### **Kustannustehokkuus**

Maksajan näkökulmasta kustannustehokas järjestelmä on sellainen, joka saa aikaan halutun määrän tuotantoa pienimmällä mahdollisella yhteenlasketulla tuella. Teoriassa kustannustehokkaassa järjestelmässä tariffin taso määritetään siten, että jokainen projekti saa vain investoinnin toteuttamiseen vaadittavan kannattavuuden. Tämä kuitenkin johtaisi äärimmäiseen monimutkaisuuteen ja sitä kautta korkeisiin hallinnollisiin kustannuksiin, joten yksinkertaistaminen on välttämätöntä. Samojen tariffiehtojen koskiessa kaikkia voimaloita tulee tariffin taso määrittää siten, että viimeinen kokonaistavoitteeseen tarvittava projekti on juuri ja juuri kannattava. Tuulivoiman kustannuksista valtaosa muodostuu investointikustannuksista. Tariffin diskontatun nykyarvon tulisi asettua tasolle, joka kattaa ne investointikustannukset, joita myydystä sähköstä saadut tulot eivät kata. Tariffin tason asettaminen oikealle tasolle on haastava tehtävä.

Kustannustehokkuudella voidaan myös viitata siihen, että järjestelmä ei muuta hankkeiden välistä kannattavuutta. Tällä tarkoitetaan esimerkiksi sitä, ettei järjestelmä vaikuta väärin tavalla teknologian valintaan, rakennettavien tuulipuistojen tai tuulivoimaloiden kokoon, investointien sijoittumiseen tai johda muuten kokonaisuuden kannalta epätoivottaviin vaikutuksiin.

Kustannustehokkuudella viitataan myös siihen, että järjestelmällä aiheutetaan mahdollisimman vähän oheiskustannuksia. Näitä saattavat olla mm. verkon rakentaminen ja optimointi, lisääntynyt säätö- ja tasesähkön tarve sekä järjestelmän hallinnointiin liittyvät kustannukset.

## **Markkinaehtoisuus**

Järjestelmän tulisi olla myös markkinaehtoinen. Tämän voi ymmärtää tarkoittavan montaa eri asiaa. Tariffia saavan tuotannon tulisi osallistua sähkömarkkinoille ja kohdata sähkön markkinahinnasta tulevan signaalin ohjaava vaikutus tuottaa eniten sähköä niinä tunteina, kun sähkön markkinahinta on korkeimmillaan. Järjestelmän tulisi kannustaa kilpailuun laitetoimittajien välillä sekä säilyttää kannustin kehittää teknologiaa.

Markkinaehtoisuus tarkoittaa myös sitä, että sähköntuottaja myy itse sähkönsä markkinoille ja vastaa sähkötaseestaan, ja että tariffin piirissä olevaa tuotantoa koskevat samat pelisäännöt ja velvoitteet kuin muitakin sähköntuottajia.

Mikäli tariffitaso asetetaan tehdään kilpailutuksen avulla, tulisi kilpailutilanteen olla aito, jolloin kilpailutus olisi mahdollisimman markkinaehtoinen. Onnistunut kilpailutus myös lisää järjestelmän markkinaehtoisuutta.

## **Muita tavoitteita**

Lisäksi työryhmän tavoitteena on, että tariffijärjestelmä olisi ennakoitava ja pitkäjänteinen, tasapuolinen ja hallinnointijärjestelmältään kevyt. Järjestelmä ei saisi olla uusien toimijoiden poissulkeva.

Järjestelmän tulisi olla myös läpinäkyvä. Tällä tarkoitetaan myös sitä, että järjestelmän kustannukset ja saavutetut hyödyt tulisi esittää selkeästi järjestelmän maksajille.

Mikäli mahdollista, järjestelmän tulisi olla luonteeltaan sellainen, että se ohjaisi tuulivoiman rakentajia hajauttamaan tuotantoa maantieteellisesti. Järjestelmän tulisi johtaa tähän vain, jos hajauttaminen on kokonaistaloudellisesti järkevää.

Järjestelmän tulisi olla sellainen, että jo tehneen investoijan tariffia ei muutettaisi ennakoimattomasti kesken tariffin kestoajan. Myönnettävän tariffin määrää uusille hankkeille sen sijaan voitaisiin tarkistaa.

## **5.2. Tariffin määräytymistapa**

Työryhmä ehdottaa, että Suomessa otettaisiin käyttöön markkinaehtoinen takuuhinta järjestelmä, jossa tuulivoimatuottajat osallistuisivat sähkömarkkinoille, mutta samalla järjestelmä poistaisi tuottajalta sähkön hintariskin miltei kokonaan tariffin keston ajalta. Hollannissa käytössä olevaan järjestelmään verrattuna mallia muutettaisiin siten, että sähkön pörssihinnan keskiarvo laskettaisiin kvartaaleittain vuosikeskiarvon sijaan. Kvartaaleittain laskettuna toimijat saisivat tariffitulon nopeammin itselleen, mikä pienentäisi rahoituskustannuksia. Tosin näin menetettäisiin kannuste tuottaa paremmin talvikvartaalina kuin kesäkvartaalina. Kannuste kvartaalien sisäisten huippukulutustuntien aikaiseen tuotantoon kuitenkin säilyisi.

Ehdotetussa mallissa vastuu ennustevirheistä ja tasevastuu säilyisivät tuottajalla. Tuotettu sähkö myytäisiin markkinoille ja tuottaja saisi markkinahinnan muutosten sisältämän ohjaussignaalin tuotannolleen. Sama toteutuisi puhtaassa preemiomallissa, mutta tällöin myös riski sähkön markkinahinnan muutoksista olisi kokonaan tuottajalla ja siten tuottajan riskit olisivat korkeampia kuin ehdotetussa mallissa. Korkeampi riskitaso vaatisi kompensatioksi korkeampaa tariffitasoa ja tämä ei ole maksajan näkökulmasta tarkoituksenmukaista, koska uusiutuvan energian tavoitteet tulee joka tapauksessa saavuttaa.

Tariffin suuruus laskettaisiin pohjoismaisen sähköpörssin Suomen aluehinnasta. Mikäli sähkön markkinahinnan keskiarvo olisi jollain tariffijaksolla suurempi kuin tariffin tavoitetaso, toimisi tuottaja jakson aikana täysin sähkön markkinahinnan puitteissa eikä tariffia maksettaisi tuottajalle tältä jaksolta.

### 5.3. Tariffitason asettaminen

Työryhmä ehdottaa, että tariffin taso määritettäisiin **hallinnollisesti**. Tässä luvussa esitetään työryhmän näkemys siitä, miten tariffitaso tulisi asettaa. Tariffitaso määräytyisi lainsäädäntöön otettavan säännöksen nojalla.

Lisäksi työryhmä ehdottaa, että työ- ja elinkeinoministeriö käynnistäisi **selvityksen siitä, miten voitaisiin siirtyä tariffitason määrittämiseen kilpailuttamalla**. Työryhmä ehdottaa, että kilpailutus voitaisiin järjestää sitten, kun aidon kilpailutuksen edellytykset ovat olemassa. Päätös tariffitason kilpailutuksen järjestämisestä voitaisiin tehdä sen jälkeen kun on saatu varmuus kilpailutuksen toimivuudesta.

Työryhmä ehdottaa, että hallinnollisesti asetettavan tariffin tasoa tarkistettaisiin tarvittaessa. Tariffin tasoa tarkistettaisiin, jotta voitaisiin huomioida muuttunut kustannustaso, ja muutettu tariffitaso koskisi vain uusia tuottajia.

Työryhmä ehdottaa, että tariffijärjestelmä ei sisältäisi tariffitason porrastusta. Porrastuksen kustannuksia pienentävää vaikutusta pidettiin työryhmässä hyvänä asiana, mutta porrastus monimutkaistaisi järjestelmää, ja porrastuksen tehokas suunnittelu on hankalaa. Järjestelmän hallinnolliset kulut kasvaisivat, mikäli porrastus otettaisiin käyttöön. Lisäksi porrastus aiheuttaisi joissain tapauksissa vääristymiä käytettävään teknologiaan ja projektien sijoitukseen. Porrastuksen puuttuminen otettaisiin huomioon tariffitasoa pienentävänä tekijänä.

Tietylle tuulivoimalaitokselle kerran myönnettyä tariffia ei saisi muuttaa eikä sen saisi olla laskeva. Tariffijärjestelmään myöhemmin tulevat laitokset voisivat kuitenkin saada alhaisemman tariffitason. Jos tariffitaso laskisi ennakolta määrätyllä tavalla, tulisi laskeminen sitoa ennemmin rakennettuun kapasiteettiin kuin aikaan. Näin saataisiin huomattavasti paremmin kontrolloitua, miten paljon tuulivoimakapasiteettia rakennetaan.

Työryhmä ottaa kantaa ennakolta määrätyllä tavalla laskevaan tarffiin työryhmän loppuraportissa. Työryhmä kuitenkin ehdottaa, että tariffitaso olisi järjestelmän alussa jonkin verran korkeampi seuraavassa luvussa esitetyistä syistä.

#### 5.3.1. Työryhmän ehdotus tariffin tasosta

Työryhmä ehdottaa, että tariffi kattaisi investointi-, käyttö- ja ylläpitokustannukset verrattuna tuottajan saamiin tuloihin sähkön myynnistä sähkömarkkinoille ja syöttötariffista siten, että tuottaja saisi investoinnistaan riittävän katteen.

Työryhmä ehdottaa edelleen, että tariffitaso ei merkittävästi poikkeaisi eurooppalaisesta tariffitasosta. Suomessa tariffitason tulisi olla jonkin verran keskimääräistä eurooppalaista tasoa korkeampi, sillä Suomessa tuotantokustannukset ovat eurooppalaista keskiarvoa korkeammat. Lisäksi sähkön markkinahinta Pohjoismaissa on Manner-Euroopan hintatasoa alempi.

Työryhmä ehdottaa, että tariffi asetettaisiin tasolle, jolla tuulivoimaa saataisiin rakennettua riittävästi. Tariffitason asettamisessa lähtökohtana pidettäisiin kannattavimpia paikkoja, joista suuri osa sijaitsee rannikkoalueilla. Mikäli kokonaistavoitteeseen ei päästä, rakennettaisiin tavoitteesta jäävä osuus mahdollisesti merialueille tai sisämaan kohteisiin erillisen lisäkannustimen avulla. Mahdollisten lisäkannustimien tarvetta voidaan tarkastella myöhemmin erikseen.

Ehdotettu tariffijärjestelmä takaisi sen, että tuottajan saamat tulot (sähkön myynti tukkumarkkinoille ja tariffi vähennettynä tasehallinnan kustannuksilla) pysyisivät vähintään asetetulla tariffitasolla riippumatta sähkön markkinahinnan vaihtelusta. Näin tariffitason määrittämisessä ei tarvitse ottaa huomioon sähkön markkinahinnan vaihtelua tariffiajan aikana. Tämä toki vaikuttaa järjestelmän kustannuksiin tariffin maksajille. Tariffiajan jälkeinen sähkön markkinahinta sen sijaan vaikuttaa projektin kannattavuuteen.

Tariffitasoa asetettaessa olisi arvioitava millaisia tuulivoimakohhteita tulisi rakentaa tavoitteen saavuttamiseksi ja millainen tariffi näissä kohteissa kannustaisi investointeihin. Taulukossa 2 esitetään VTT:n arvioimia tyypillisiä arvoja erityyppisille kohteille Suomessa. Esitettyihin kustannus- ja tuotantotietoihin liittyy merkittävää epävarmuutta ja vaihtelua.

**Taulukko 2. Tariffitason asettamisessa käytettävät parametrit ja niiden arvot erilaisille kohteille. Taulukon arvoihin liittyy merkittävää epävarmuutta ja vaihtelua.**

Tyypillisiä arvoja eri paikoille	Rannikko	Tunturit	Sisämaan parhaat paikat	Merellä
<b>Tekniset parametrit</b>				
Investointikustannukset (€/kWh)	1300	1400	1400	2500
Huipunkäyttöaika (h/a)	2400	2500	2100	3300
Laitosten tekninen käyttöikä (a)	20	20	20	20
Käyttö- ja huoltokustannukset (€/kW,a)	26	35	28	75
Tasehallinnan kustannukset (€/MWh)	2	2	2	2
Sähkön markkinahinta (€/MWh)	50	50	50	50
<b>Taloudelliset parametrit</b>				
Kiinteistöveron kuluerä (€/MWh)	1.4	1.6	1.6	2
Oman pääoman osuus (%)	30	30	30	30
Oman pääoman tuottovaatimus (%)	10	10	10	10
Lainapääoman korko (%)	5	5	5	5
Kirjanpidollinen poistoaika (a)	15	15	15	15
Laina-aika (a)	12	12	12	12
Tuen maksatusaika (a)	12	12	12	12
<b>Tarvittava tariffitaso (€/MWh)</b>	<b>76.8</b>	<b>83.2</b>	<b>96.8</b>	<b>118.9</b>
Maksettava tariffi, jos sähkön hinta 50 €/MWh (€/MWh)	26.8	33.2	46.8	58.9

VTT:n arvio nykyisen tiedon valossa on, että rannikkoviivan välittömästä läheisyydestä ei löydy riittävä määrä hankkeita tavoitteeseen pääsemiseksi. Tämän vuoksi tariffitaso tulisi asettaa tasolle, joka huomioisi rannikkokohteiden kohtuullisen kustannusten vaihtelun ja mahdollistaisi myös joidenkin hieman vähemmän kannattavien paikkojen

rakentamisen. Investointikustannusarviota tulisi tariffitasoa asetettaessa nostaa rannikkopaikkojen kustannuksiin verrattuna. (Taulukko 3)

Työryhmä katsoo, että tariffitasoa ei tule määrittellä erisuureksi erilaisille sijaintipaikoille, koska tämä voisi ohjata tuulivoimarakentamista kokonaisedun kannalta tehottomasti.

Työryhmä ehdottaa, että tariffin kesto olisi 12 vuotta. Tariffitason ja tariffin kesto ovat yhteydessä toisiinsa.

**Taulukko 3. Työryhmän arvio sen tuulivoimahankkeen kustannuksista, joka määrittää tariffitason. Arvio sisältää epävarmuuksia ja on siksi vielä alustava.**

Parametri	Tariffitason määrittävä kustannustaso
<b>Tekniset parametrit</b>	
Investointikustannukset (€/kWh)	1400
Huipunkäyttöaika (h/a)	2400
Laitosten tekninen käyttöikä (a)	20
Käyttö- ja huoltokustannukset (e/kW,a)	28
Tasehallinnan kustannukset (€/MWh)	2
Sähkön markkinahinta (€/MWh)	50
<b>Taloudelliset parametrit</b>	
Kiinteistöveron kuluerä (€/MWh)	1.6
Oman pääoman osuus (%)	30
Oman pääoman tuottovaatimus (%)	10
Lainapääoman korko (%)	5
Kirjanpidollinen poisto-aika (a)	15
Laina-aika (a)	12
Tuen maksatusaika (a)	12
<b>Tarvittava tariffitaso (€/MWh)</b>	<b>83.5</b>
Maksettava tariffi, jos sähkön hinta 50 €/MWh	33.5

Taulukon 3 esimerkkiarvojen perusteella syöttötariffin tavoitehinnan tulisi olla tasolla **83,5 €/MWh** tariffin keston ollessa 12 vuotta. Tämä taso johtaa 33,5 €/MWh suuruiseen premioon sähkön markkinahinnan ollessa 50 €/MWh. Tariffiin ei tehtäisi inflaatiokorjausta.

Alkuvaiheessa tariffitason tulisi olla korkeampi, koska tällä hetkellä pitkälle kehitetyt hankkeet eivät ole suuria, joten kustannuksissa ei saavuteta skaalaetuja. Hankkeiden riskitaso on verrattain korkea, sillä Suomen tuulivoimamarkkinat ovat vasta kehittymässä. Lisäksi tuulivoimarakentamisessa haetaan kokemuksia erilaisista toimintatavoista, mikä myös nostaa kustannuksia. Korkeampi taso olisi voimassa järjestelmän alkuvaiheessa. Työryhmä ottaa tähän kantaa loppuraportissa. Tässä väliraportissa myöhemmin esitetyt kustannusarviot perustuvat taulukon 3 kustannustasoon.

Tariffitaso ja tariffin kesto olisi sama kaikille laitoksille. Tähän päädyttiin, koska tuotantokustannusten eron ei pitäisi olla erityisen suuri tavoitteeseen tarvittavien

tuulivoimalaitosten välillä (joitain poikkeuksia lukuun ottamatta) ja koska porrastukseen liittyy luvussa 4.5.1 kuvattuja ongelmia.

### **5.3.2. Merituulivoima ja muu uusi teknologia**

Merituulivoimaan ja muuhun uuteen teknologiaan liittyy erityispiirteitä. Niiden toteuttaminen edellyttää teknologian kehittymistä ja kokemusten saamista. Merituulivoiman kustannusten arviointi on vaikeaa.

Merituulivoiman ja muun uuden teknologian laajempi hyödyntäminen myöhemmin edellyttäisi demonstraatiohankkeita, joiden avulla voitaisiin edistää uusien toimivien ratkaisujen kehittämistä sekä samalla saada tarkempia tietoja kustannuksista.

Työryhmä ehdottaa, että työ- ja elinkeinoministeriö selvittäisi merituulivoiman ja muun uuden teknologian demonstroinnin tukemista.

## **5.4. Tariffin rahoitus**

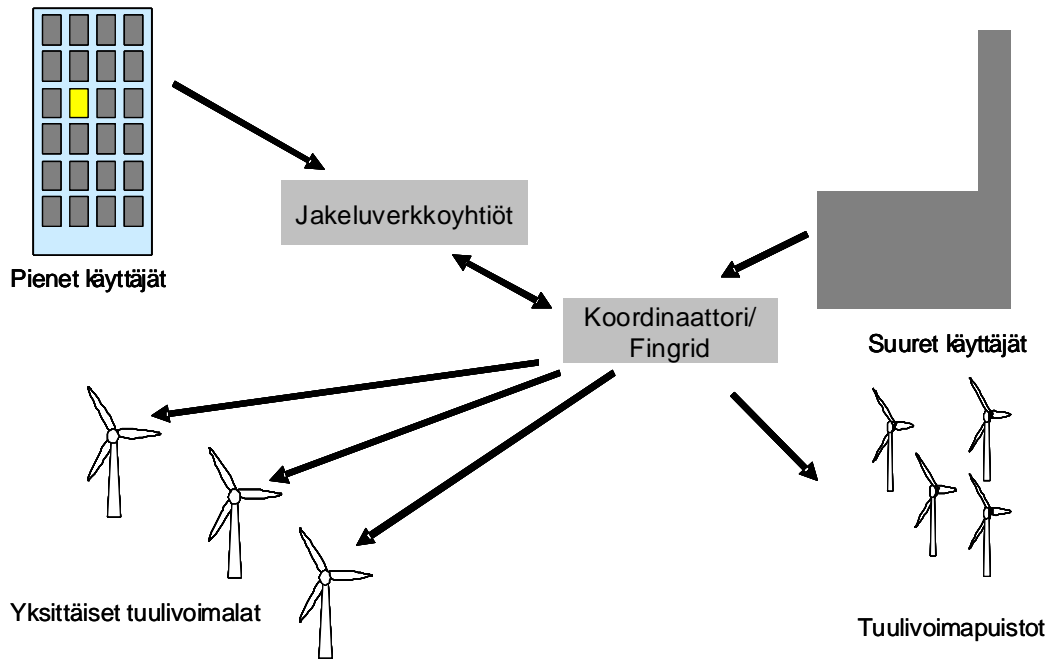
Ilmasto- ja energiastrategiassa esitetään, että uusiutuvan energian syöttötariffi rahoitetaan valtion talousarvion ulkopuolelta suoraan sähkön käyttäjiltä kerättävällä maksulla.

Joissain EU-maissa sovelletaan poikkeuksia syöttötariffimaksujen keräämisessä tai vihreiden sertifikaattien velvoitteissa (syöttötariffimaista Hollanti, Tanska, Saksa ja Itävalta ja sertifikaattimaista Ruotsi). Useissa järjestelmissä energiaintensiivinen teollisuus on vapautettu maksuvelvoitteesta tai sille on annettu helpotuksia.

Tiettyjen käyttäjäryhmien helpotukset syöttötariffin maksamisesta on kustannustenjakokysymys, joka ei vaikuta tuulivoimatuottajien saamaan tarffiin. Arvioitaessa eri sähkökäyttäjryhmiä tulisi huomioida käyttäjäryhmien asema uusiutuvan energian tuottajana ja syöttötariffien maksuvelvoitteiden heikentävä vaikutus uusiutuvan energian uusinvestointeihin. Myös tulisi huomioida, että kansainvälisillä markkinoilla toimiva energiaintensiivinen teollisuus ei voi siirtää lopputuotteiden hintoihin kansallisesti määrättyjä lisämaksuja.

Asiaa käsitellään edelleen loppuraportissa.

Työryhmä ehdottaa, että kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj tai sen täysin omistama tytäryhtiö perisi maksun asiakkailtaan. Kantaverkkoyhtiön asiakkaita ovat suuret sähkökäyttäjät ja jakelu- sekä alueverkkoyhtiöt. Jakelu- ja alueverkkoyhtiöt laskuttaisivat edelleen syöttötariffirahat verkkoihinsa liittyneiltä sähkön käyttäjiltä. Vastaavaa menettelyä noudatetaan jo nykyisin polttoturpeen syöttötariffin ja tehoreservimaksun perimisessä. Kuvassa (Kuva 12) on esitetty periaatekaavio rahavirroista.



Kuva 12. Periaatekuva tuulivoiman syöttötariffin rahoituksesta.

## 5.5. Tariffin seuranta

Työryhmä ehdottaa, että tariffijärjestelmän tehokkuutta, kustannuksia ja hyötyjä seurattaisiin ja näistä tiedotettaisiin esimerkiksi internet-sivuilla. Järjestelmän seurannasta vastaisi Energiamarkkinavirasto.

Lisäksi tulisi seurata projektikohtaisia investointikustannuksia. Tätä varten tariffijärjestelmään tuleville hankkeille tulisi asettaa kustannustiedon luovutusvelvollisuus. Tieto käsiteltäisiin ja analysoidaisiin luottamuksellisesti viranomaisten toimesta. Tieto voisi koskea sekä koko hanketta että pelkkiä voimalahintoja. Tiedon pääasiallinen käyttötarkoitus on seurata vastaako tariffitaso toteutuneita kustannuksia.

## 5.6. Tariffijärjestelmän käytännön organisointi

### 5.6.1. Toimijoiden roolit

Syöttötariffityöryhmä ehdottaa, että kantaverkkoyhtiö Fingrid tai sen kokonaan omistama tytäryhtiö koordinoisi järjestelmää. Mikäli yksittäisiä tuottajia syntyy paljon, arvioidaan tilanne uudestaan. Fingrid tuottaisi tietoa järjestelmän kustannuksista ja tariffia saavien tahojen tuotannosta ja niiden saamasta tariffista.

Syöttötariffityöryhmä ehdottaa, että Energiamarkkinaviraston tehtäviin sisällytettäisiin tariffijärjestelmän tiedotus ja neuvonta, seuranta ja raportointi sekä lain noudattamisen valvonta. Energiamarkkinavirasto vahvistaisi voimalaitosten saaman tariffitason ja tariffin keston lainsäädännön perusteella. Lisäksi Energiamarkkinavirasto julkaisisi sähkön käyttäjiltä perityn maksun suuruuden määrittävän ennakkohinnan.

### 5.6.2. Tariffikelpoisuuden ehdot

Työryhmä ehdottaa tariffikelpoisuuden ehdoiksi seuraavaa:

## **Voimalan sijainti**

Tariffia saavan tuulivoimalan tulisi sijaita Suomessa tai Suomen aluevesillä ja liittyä sähköverkkoon Suomen alueella.

## **Uusi voimala**

Tariffin piiriin pääsisivät ainoastaan uutena rakennettavat tuulivoimalat.

## **Todentamisvelvoite**

Tuulivoiman syöttötariffin maksaminen edellyttäisi sähkön tuotantotavan todentamista. Tuotantotapa tulisi todentaa voimalan käynnistysvaiheessa tai muussa muuttuneessa tilanteessa. Energiamarkkinavirasto valtuuttaisi todentajat. Tuottaja vastaisi todentamisen aiheuttamista kustannuksista.

## **Sähkötuotannon mittaus**

Tuulivoimalat kytketään verkkoon verkonhaltijan omistaman mittarin läpi. Maksettavan tariffin määrä määräytyisi tämän mittarin mittaaman tuotannon mukaisesti kuten myös sähkön myynti ja tasesähkö. Mittarin tulisi olla kulloinkin voimassaolevan sähkömarkkinalain sekä sen nojalla annettujen asetusten mukainen. Mittarin takana ei saisi olla toista sähkönsiirtoyhteyttä eikä muuta sähkön tuotantoa kuin tuulivoimatuotantoa.

Tariffin saaminen edellyttäisi myös tuotetun tehon tuntimittausten lähettämistä päivittäin Fingridille.

## **Tariffin aloitusajankohtaan liittyvät haasteet**

Yksittäisen tuulivoimalan tariffitason ja tariffin keston tulisi periaatteessa määräytyä siitä ajankohdasta, kun kyseessä oleva voimala alkaa tuottaa sähköä verkkoon. Tuulivoimapuiston kohdalla voi kuitenkin tulla ongelmia, kun voimaloita liittyy verkkoon yksi kerrallaan ja kesken tuulipuiston rakentamisen tariffitaso tai tariffin kesto voivat muuttua. Voimalat ovat yleensä kytketty verkkoon saman verkonhaltijan omistaman mittarin läpi.

Tariffin aloitusajankohtaan liittyvät ongelmat tulee huomioida ja ratkaista ennen järjestelmän käyttöönottoa.

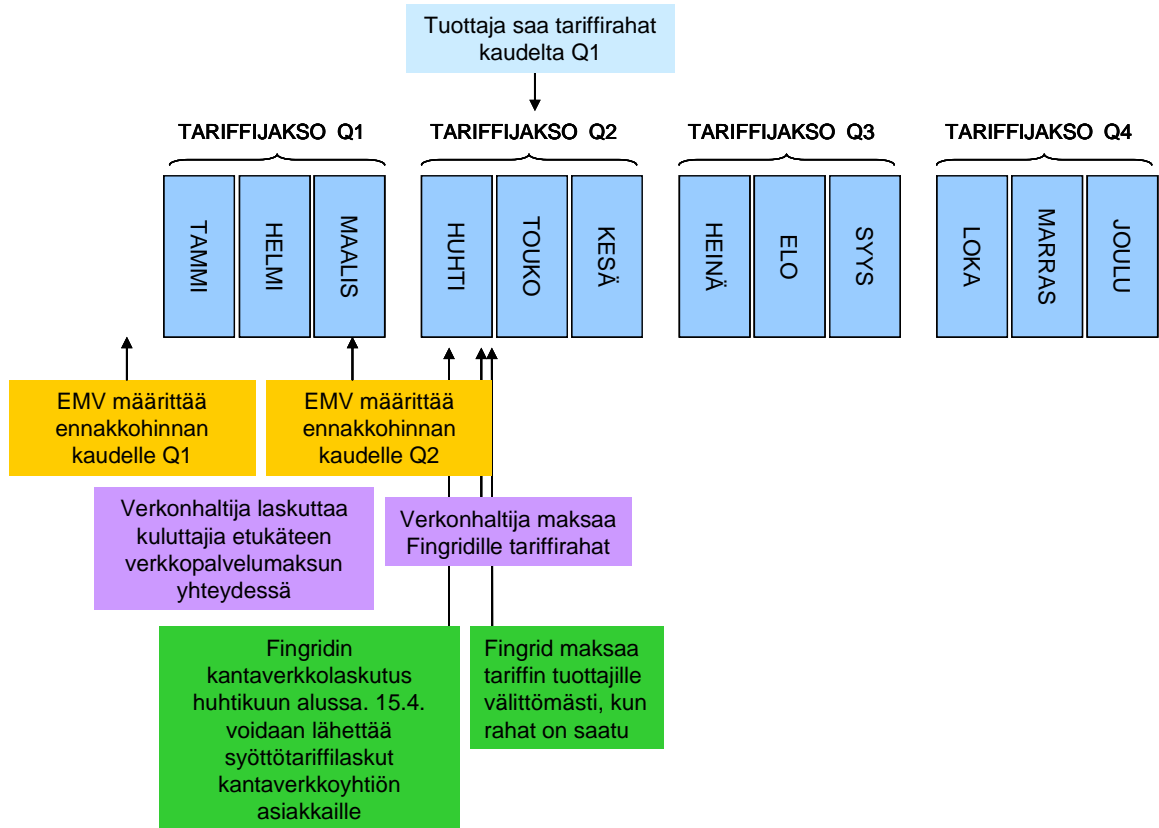
## **Voimaloiden aiheuttamat hallinnolliset kulut**

Tariffin saamisesta aiheutuvat hallinnolliset kulut eivät saisi olla suurempia kuin maksettavan tariffin määrä. Tariffijärjestelmän ei tulisi tehdä heikommin tuottavien voimaloiden liittämistä järjestelmään kannattavaksi. Työryhmä ottaa loppuraportissaan kantaa siihen tulisiko järjestelmään pääsevälle laitoksen kokoluokalle asettaa raja tai vaihtoehtoisesti asettaa hallinnollinen maksu jokaiselle laitokselle.

### **5.6.3. Maksatus ja laskutus käytännössä**

Syöttötariffityöryhmä ehdottaa, että Fingrid Oyj tai sen kokonaan omistama tytäryhtiö hoitaisi tuulivoiman syöttötariffin laskutuksen ja tuen maksamisen. Fingrid Oyj laskuttaa jo nykyisin Suomen sähkön käyttäjiltä kaksi eri julkisen palvelun tehtäviin liittyvää maksua. Näitä maksuja ovat tehoreservimaksu ja polttoturpeen syöttötariffi. Nämä maksut poikkeavat kuitenkin työryhmän ehdottamasta ennakko hinnasta ja sen määrittämisestä siten, että niiden suuruutta ei vahvisteta etukäteen viranomaispäätöksellä.

Työryhmän ehdottama tuulivoiman syöttötariffin rahoitusperiaate ja laskutus- ja maksatusaikataulu on esitetty kuvassa 13. Ehdotuksen mukaan tuottaja saa tariffimaksun kolmen kuukauden välein. Käytännössä vuoden ensimmäisten kolmen kuukauden tariffi voitaisiin maksaa tuottajalle toukokuussa.



**Kuva 13. Rahoitusaikataulu.**

Seuraavassa kuvataan vuoden ensimmäisen tariffijakson rahoitus- ja maksatusaikataulu sekä kunkin toimijan rooli:

- Kaksi viikkoa ennen kauden Q1 alkamista Energiamarkkinavirasto vahvistaa ja julkaisee ennakkohinnan (Ennakkohinnan määrittämistä on kuvattu tarkemmin erikseen)
- Kauden Q1 aikana jakelu- ja alueverkonhaltijat laskuttavat verkkoonsa liittyneitä sähkön käyttäjiä ennakkohinnan mukaisesti verkkopalvelumaksun yhteydessä
- Huhtikuun alussa Fingrid laskuttaa asiakkaitaan edellisen kuukauden kantaverkkopalvelusta. Kuun puolivälissä voidaan lähettää laskut julkisen palvelun maksuista kantaverkkoyhtiön asiakkaille. Laskun maksuaika on 14 päivää.
- Fingridin asiakkaat maksavat Fingridille tuulivoiman syöttötariffiin liittyvät julkisen palvelun maksut huhtikuun loppupuolen aikana.
- Fingrid maksaa tariffin tuottajille välittömästi, kun yhtiön on saanut rahat kantaverkon asiakkailta.

## Ennakkohinta

Jotta tuottaja saisi tariffimaksun kohtuullisessa ajassa, joudutaan sähkön käyttäjiä laskuttamaan tariffista jo etukäteen. Tariffin tarkkaa määrää ei voida etukäteen tietää, sillä tariffin suuruus riippuu tietyn kolmen kuukauden aikana toteutuneesta sähkön hinnasta, tariffijärjestelmän piiriin kuuluvasta tuulivoimantuotannosta ja kunkin käyttäjän sähkön kulutuksesta kyseisen kauden aikana.

Työryhmä ehdottaa, että jakelu- ja alueverkonhaltijat laskuttaisivat verkkoonsa liittyneitä sähkön käyttäjiä ennakkoon yhdenmukaisesti ja sähkön käyttäjiltä veloittettavan maksun (snt/kWh) vahvistaisi Energiamarkkinavirasto. Etukäteisarviota maksun suuruudesta kutsutaan seuraavassa ennakkohinnaksi. Ennakkohinnan vahvistaminen ja julkaiseminen sisällytettäisiin Energiamarkkinaviraston tehtäviin. Fingrid tuottaisi Energiamarkkinavirastolle tietoja, joita tarvitaan ennakkohinnan määrittämisessä. Ennakkohinta vahvistettaisiin Energiamarkkinaviraston päätöksellä kaksi viikkoa ennen kunkin tariffijakson (3 kk) alkamista. Ennakkohinnan muutos perustuisi viranomaispäätökseen, jolloin ennakkohinnasta ilmoittamisessa asiakkaille ei tarvitse noudattaa sähkömarkkinalainsäädännön mukaista etukäteisilmoitusmenettelyä. Energiamarkkinavirasto tiedottaisi uudesta ennakkohinnasta. Ennakkohinnan muutoksista verkonhaltijoiden olisi kuitenkin pyrittävä ilmoittamaan asiakkaille mahdollisimman pian, esimerkiksi seuraavan laskun tai asiakaslehden yhteydessä. Lisäksi verkonhaltijat voisivat tiedottaa uudesta ennakkohinnasta esimerkiksi omilla Internet-sivuillaan.

Ennakkohinta perustuisi seuraaviin arvioihin:

- Arvio sähkön markkinahinnasta kyseiselle tariffikaudelle,
- arvio syöttötariffijärjestelmän piiriin kuuluvien tuottajien tuotannon suuruudesta kyseisenä tariffikautena,
- arvio sähkön kulutuksesta kyseisenä tariffikautena ja
- liukuva korjaus edellisten kausien ennakkohintojen ja toteutuneiden hintojen erotuksesta.

Lisäksi ennakkohintalaskennassa tulee arvioida jatkuvasti myös syöttötariffijärjestelmään liittyviä hallinnollisia kuluja ja muita kuluja.

Tanskassa kantaverkkoyhtiö Energinet.dk julkaisee etukäteisarvion julkisen palvelun maksujen (public service obligation, PSO-maksut) suuruudesta. Tanskassa huomattava osa sähköstä tuotetaan tuulivoimalla, ja sähkön markkinahinta vaihtelee tuulisuuden mukaan voimakkaasti. Kovatuulisina aikoina sähkön markkinahinta voi olla 0 €/MWh, ja jopa negatiiviset sähkönhinnat sallitaan. Toisaalta sähkön hinta voi nousta hyvinkin korkeaksi, jos tuulisuus on heikko. Sähkön markkinahinnan volatiilisuus aiheuttaa suuren vaihtelun myös PSO-maksuihin.

Syöttötariffityöryhmän ehdotuksen mukaan sähkön käyttäjiltä laskutettaisiin tuulivoiman syöttötariffista Energiamarkkinaviraston vahvistaman ennakkohinnan mukaan. Hinta sisältäisi myös liukuvan korjauksen edellisten kausien toteutuneiden ja ennakkohintojen väliltä. Ennakkohintajärjestelmän etuna on, että PSO-maksujen volatiilisuus kuluttajille vähenee.

#### 5.6.4. Ahvenanmaan erityiskysymykset

Ahvenanmaan maakuntahallitus on osoittanut mielenkiintoa liittyä mahdolliseen syöttötariffijärjestelmään. Työryhmä on kuullut Ahvenanmaan maakuntahallituksen sekä Kraftnät Ålandsin edustajaa suunnitellun syöttötariffin peruspiirteistä. Myöhemmin on tarpeellista käydä lisäksi keskusteluja syöttötariffin asettamisen menettelytavoista Ahvenanmaan ja Manner-Suomen välillä.

Tällä hetkellä Ahvenanmaalta ei ole merkittävää sähkön siirtoyhteyttä Manner-Suomeen. Suunnitteilla on suuruusluokaltaan 100 MW:n yhteys. Ahvenanmaalla tuotettu uusiutuva energia lasketaan joka tapauksessa mukaan Suomen uusiutuvan energian tavoitteeseen.

#### 5.7. Vanhojen tuulivoimalaitosten kohtelu

Ennen järjestelmän voimaantuloa rakennettujen voimaloiden kohdalla lähtökohtana tulisi olla, että niiden asema ei heikkene uuden järjestelmän vuoksi. Tässä mielessä voimalat voidaan jakaa kahteen ryhmään.

On voimaloita, jotka on rakennettu ennen kuin tariffijärjestelmä oli rakenteilla. Näiden voimaloiden tulisi jatkossakin saada nykyistä verotukea tai sitä vastaava tukea jossain muussa muodossa.

Toisaalta elinkeinoministeri on linjannut, että voimalaprojektit kannattaa saattaa loppuun, vaikka tariffijärjestelmä ei olisi vielä voimassa. Näille projekteille on luvattu, ettei niiden asema tule olemaan heikompi kuin suoraan tariffijärjestelmään pääsevien voimaloiden.

Käytännön malli siirtymävaiheelle esitetään työryhmän loppuraportissa.

## 6. Ehdotuksen vaikutukset

### 6.1. Taloudelliset vaikutukset

Taloudellisten vaikutusten arvioinnin lähtökohtana tulisi olla tilanne, jossa tuulivoimaa ei rakenneta ja EU:n 20-20-20 tavoitteet joudutaan tältä osin saavuttamaan muilla keinoin. Yksiselitteisin vertailukohta on päästöoikeuksien ostaminen.

Tämän lisäksi tuulivoiman rakentaminen tulee aiheuttamaan suoria ja epäsuoria kustannuksia ja hyötyjä. Tässä esitetään vain suoria kustannuksia ja hyötyjä, koska kokonaistaloudellisia vaikutuksia ei ole voitu määrittää käytettävissä olevan ajan puitteissa. Tässä esitettävät laskelmat ovat VTT:n tekemiä.

Syöttötariffin kustannukset muodostuisivat kahdesta tekijästä:

- Sähkön hinnan päälle maksettavasta preemiosta. Jos tariffin tavoitetaso olisi työryhmän ehdottama 83,5 €/MWh ja sähkön markkinahinta keskimäärin 50 €/MWh, tuulivoimatuottajille maksettaisiin tariffina näiden erotus 33,5 €/MWh. Sähkön markkinahinnan muuttuessa preemio muuttuisi vastaavasti.
- Tariffikustannusten keräämisestä ja preemion maksatuksesta aiheutuvista hallinnointikustannuksista.

Preemion kattamisen aiheuttama kustannus sähkön käyttäjille on aluksi noin 10 milj. €/a (0,3 TWh) ja suurimmillaan 200 milj. €/a (6 TWh) olettaen, että sähkön markkinahinta on koko tariffin maksatuksen ajan 50 €/MWh. Luvut on laskettu nykyrahassa ilman diskonttausta. Vuosikustannus 200 milj. € vastaa kaikelle kulutukselle tasan jaettuna noin 2,2 €/MWh lisäkustannusta. Luvussa ei ole huomioitu mahdollisia helpotuksia tietyille käyttäjäryhmille. Keskimääräiselle kerrostalokäyttäjälle (2 000 kWh, tyyppikäyttäjä K1) tämä merkitsee 4,4 € vuotuista lisälaskua ja sähkölämmityskäyttäjälle (18 000 kWh, tyyppikäyttäjä L1) 39,6 € vuotuista lisälaskua, mikäli kustannukset kerätään tasaisesti kaikilta sähkönkäyttäjiltä. Laskelma ei sisällä hallinnollisia kuluja.

Tuulivoimatuotannon lisääminen 6 TWh:lla alentaa sähkön markkinahintaa pohjoismaisilla markkinoilla arviolta noin 1,2 €/MWh. Hinta-arvio perustuu pohjoismaisen sähköjärjestelmän markkinahintamallin käyttökokemuksiin VTT:llä. Arvio on herkkä muille järjestelmässä tapahtuville muutoksille ja kuvaa vain suuruusluokkaa. Hintaa laskeva vaikutus koskee myös muita Pohjoismaita ja jatkuu tariffiajan jälkeen kunnes voimalat puretaan.

VTT:llä on arvioitu, että tuulivoima vähentää hiilidioksidipäästöjä pohjoismaisessa järjestelmässä noin 0,62 tCO<sub>2</sub>/MWh, kun tuulivoima kattaa 12 % sähkön kulutuksesta koko järjestelmässä (Holtinen 2004, The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system). Jos oletetaan päästöoikeuksien keskimääräisen hinnan asettuvan 20–50 €/tCO<sub>2</sub> välille, pienentää 6 TWh tuulivoimatuotantoa vuodessa päästöoikeuksien ostamiseen tarvittavaa rahoitusta 74–186 milj. €/a.

Jos investointien kokonaismäärä olisi noin 3,5 mrd. euroa, kotimaisen työn osuus olisi tuulivoimaloiden kotimaisuusasteesta riippuen 1,9 – 2,5 mrd. €. Hankkeiden kotimaisuusaste vaihtelee teknologiavalinnoista riippuen

- hankkeissa, joissa käytetään ulkomaista valmistetta olevia turbiineja, joissa ei ole suomalaista teknologiaa kotimaisuusaste voi jäädä tasolle 35 – 40 %
- hankkeissa, joissa käytetään ulkomaista valmistetta olevia turbiineja, joissa on suomalaista teknologiaa kotimaisuusaste on noin 50 % tai sen yli
- hankkeissa, joissa käytetään kotimaista valmistetta olevia turbiineja, joissa on suomalaista teknologiaa kotimaisuusaste voi nousta 80 %-tasolle.

Vuotuiset käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat VTT:n arvion mukaan suurimmillaan luokkaa 80 milj. €/a ja yhteensä laitosten 20 vuoden elinaikana 1,6 mrd. euroa. Nämä kustannukset sisältyvät tariffin kustannuksiin.

Tuulivoimatuotannon lisääminen korvaa joko sähkön tuontia tai fossiilisten polttoaineiden käyttöä, jolloin päästöoikeuksien ja polttoainetuonnin tarve vähenee. Syöttötariffijärjestelmään liittyy myös muita taloudellisia vaikutuksia kuten työllisyysvaikutukset ja vaikutukset kiinteistöveroista saataviin tuloihin kunnissa.

### **Vertailu nykyjärjestelmään**

Tariffijärjestelmän tullessa käyttöön jäisivät nykyiset investointi- ja verotuet pois uusien tuulivoimalaitosten osalta. Seuraavassa tarkastellaan investointituen ja ehdotetun tariffin taloudellista merkitystä tuulivoimainvestoijan näkökulmasta. Tuulivoimainvestoinneille myönnetään voimassa olevan lainsäädännön puitteissa investointitukea, jonka määrä on vaihdellut hankkeesta riippuen 30 – 35 % hyväksytyistä investointikustannuksista. Lisäksi tuulivoiman tuottaja on oikeutettu sähköveron palautukseen, joka on 6,9 €/MWh. Tätä vastaava investointituki on noin 10 % eli vertailukelpoinen nykytuki investointitueksi laskettuna on noin 40 – 45 %, koska tariffin piiriin tulevat tuulivoimalaitokset eivät tule saamaan sähköveron palautusta.

Jos sähkön markkinahinta olisi 50 €/MWh, niin tariffia maksettaisiin tällöin ehdotuksen mukaisesti 33,5 €/MWh 12 vuoden ajan. Nämä tulot vastaisivat esimerkkilaskelman mukaisilla tyypillisillä lukuarvoilla seuraavia investointitukiprosentteja

- rannikolle rakennettavalle tuulivoimalle 44 %,
- tuntureille rakennettavalle tuulivoimalle 43 %,
- sisämaahan rakennettavalle tuulivoimalle 36 % ja
- merituulivoimalle 40 %.

Tariffin piirissä olevat laitokset eivät saisi verotukea, joten vertailukelpoinen luku nykyiselle investointituelle olisi yllä mainittu 40 – 45 %. Lisäksi on otettava huomioon, että syöttötariffijärjestelmä vähentää investoijille sähkön markkinahinnan vaihtelusta aiheutuvaa riskiä.

Vertailu on erittäin herkkä oletukselle siitä, mikä olisi investoijan vaihtoehtoinen tuotto tuulivoimahankkeeseen sijoittamalleen pääomalle. Tässä on käytetty 10 % vaihtoehtoistuottoa.

Toisin päin laskien 30 % investointituki 6,9 €/MWh verotuen kera tarkoittaisi 82,8 €/MWh tariffitasoa (tariffitason asettamisessa käytetyt hankeparametrit: 1400 €/kW ja 2400 h/a). 35 % investointituki olisi vastaavasti vertailukelpoinen 86,9 €/MWh tariffitason kanssa.

## **Hallinnolliset kulut**

Syöttötariffijärjestelmästä aiheutuisi hallinnollisia kuluja Fingridille ja Energiamarkkinavirastolle. Kulujen määrää selvitetään loppuraportissa.

Lisäksi kuluja aiheutuisi alue- ja jakeluverkkoyhtiöille.

## **6.2. Muut vaikutukset**

### **Ympäristö**

Asetettu 6 TWh:n tuulivoimatuotantotavoite v. 2020 tarkoittaa toteutuessaan noin 3,7 MtCO<sub>2</sub>-vähennyksiä vuodessa, jos lähtökohtana on aiemmin mainittu 0,62 tCO<sub>2</sub>/MWh päästövähennys.

Tuulivoimalaitokset muuttavat maisemaa, ne tuottavat ääntä ja voivat aiheuttaa lintujen kuolemia. Suomeen rakennettavien tuulivoimaloiden on arvioitu aiheuttavan keskimäärin yhden lintukuoleman vuodessa voimalaa kohden (Koistinen 2004, Tuulivoimaloiden linnustovaikutukset). Tuulivoimaloiden meluvaikutusten vuoksi tarvittavaa suojaetäisyyttä on arvioitu ympäristöministeriön toimesta (Di Napoli 2007, Tuulivoimaloiden melun syntyvät ja leviäminen).

6 TWh tuulivoimatuotantoa tarkoittaa yhteensä vajaan tuhannen 3 MW voimalan rakentamista. Maalla nämä tulevat sijoittumaan tavallisesti 5-15 voimalan muodostamiin puistoihin. Merelle rakennettavat hankkeet tulevat demonstraatiohankkeiden jälkeen olemaan taloudellisuussyistä suurempia. Tällä perusteella tarvitaan suuruusluokkaa 80 – 100 tuulipuistoa.

### **Viranomaiset ja muut toimijat**

Syöttötariffijärjestelmän käyttöönotto lisää tehtäviä Energiamarkkinavirastossa, Fingridissä ja jakelu- ja alueverkonhaltijoilla.

Jos järjestelmä otetaan käyttöön jo vuoden 2010 alussa, edellyttää tämä valmistelutyötä ja kustannuksia jo vuoden 2009 aikana.

Syöttötariffijärjestelmän tarkoituksena on kannustaa tuulivoimainvestointeja. Tuuliatlaksen valmistuessa tuulipuistojen hankekehitys voi käynnistyä kokonaan uusilla alueilla tai lisääntyä esimerkiksi rannikkoalueilla. Tämä lisää kaavoitustyön tarvetta kunnissa.

### **EU-tavoitteiden toteutuminen**

Syöttötariffijärjestelmä tukee sekä päästövähennyksiä että uusiutuvien energialähteiden lisäämistä koskevien EU-tavoitteiden toteutumista.

Ilmasto- ja energiastrategian perusurassa uusiutuvilla energialähteillä katettaisiin loppukulutuksesta arviolta 106 TWh vuonna 2020. Tuulivoimaa perusurassa oli 1 TWh. Tavoiteurassa, jossa tuulivoimatuotantoa oli 6 TWh, uusiutuvien energialähteiden osuus loppukulutuksesta oli ennakoitu olevan 118 TWh. Näin tuulivoiman 5 TWh lisäys täyttäisi noin 42 % tavoiteuran uusiutuvan energian lisäyksestä perusuraan verrattuna. Tämä kuitenkin edellyttää energian loppukulutuksen kääntymistä laskuun strategiassa esitetyllä tavalla. Vuonna 2006 uusiutuvien energialähteillä katettiin loppukulutuksesta 93 TWh. Tähän nähden tavoiteuraan pääsemiseksi lisäystä tarvittaisiin 25 TWh, josta tuulivoiman osuus olisi siis noin 24 %, jos tuulivoimaa olisi 6 TWh vuonna 2020.

## **Sähkön toimitusvarmuus**

Fingrid tekee osana joka vuosi laskelmat kapasiteetin riittävydestä sähkön huippukulutuksen aikana. Tuulivoiman tehon käytettävyyden määritelmät käytettävissä olevan kapasiteetin arvioimiseksi vaativat vielä tarkempaa selvittämistä.

Arviot 2000 MW tuulivoiman tarvitsemasta säätötarpeesta ovat 240–350 MW, sen sijaan häiriöreservikapasiteetin tarve ei lisääntynyt merkittävästi. Säätösähkö- ja reservitarpeet ovat kuitenkin suuremmat, jos valtaosa tuulivoimasta rakennetaan keskitetysti esim. Perämeren pohjukkaan. Säätösähkökapasiteettia voidaan lisätä hyödyntämällä olemassa olevien voimalaitosten säätömahdollisuuksia, käyttämällä tuulivoimalaitosten säätömahdollisuuksia, lisäämällä kulutuksen joustomahdollisuuksia tai rakentamalla uutta säätöön kykenevää voimalaitoskapasiteettia. (Fingridin ja VTT:n lausunto: 2000 ja 4000 MW tuulivoiman liittäminen Suomen sähköjärjestelmään. 26.9.2008)

Tuulivoima tulisi myös lisäämään energiahuollon omavaraisuutta, koska ulkomaisten polttoaineiden käyttö tulisi pienenevään.

## 7. Keskeiset ehdotukset ja vaikutukset

Tässä luvussa esitetään yhteenveto työryhmän ehdotuksista ja sen vaikutuksista. Työryhmä on pyrkinyt laatimaan ehdotuksen joka täyttäisi syöttötariffijärjestelmälle ilmasto- ja energiastrategiassa asetetut kriteerit mahdollisimman hyvin.

Työryhmä haluaa kuitenkin painottaa, että tariffijärjestelmä ei ole yksinään riittävä tuulivoimakapasiteetin merkittävään kasvuun. Syöttötariffilainsäädännön ohella olisi syytä varmistaa, että tuulivoimahankkeet voidaan toteuttaa kohtuullisessa aikataulussa. Aikataulut saattavat nykytilanteessa venyä erityisesti lupaprosessien ja kaavoituksen hitauden vuoksi.

Tariffitason asettamiseen tarvittaviin parametreihin liittyy huomattavia epävarmuuksia. Merkittävä haaste on Suomen tuuliolosuhteiden riittämätön tuntemus.

### 7.1. Keskeiset ehdotukset

#### Tariffijärjestelmän muoto

Työryhmä ehdottaa, että Suomessa otettaisiin käyttöön markkinaehtoinen takuuhinta järjestelmä, jossa tuulivoimatuottajat osallistuisivat sähkömarkkinoille, mutta samalla järjestelmä poistaisi tuottajalta sähkön hintariskin miltei kokonaan tariffin keston ajalta.

Ehdotetussa mallissa vastuu ennustevirheistä ja tasevastuu säilyisivät tuottajalla.

#### Tariffitaso

Työryhmä ehdottaa, että tariffin taso määritettäisiin **hallinnollisesti**. Lisäksi työryhmä ehdottaa, että työ- ja elinkeinoministeriö käynnistäisi **selvityksen siitä, miten voitaisiin siirtyä tariffitason määrittämiseen kilpailuttamalla**. Työryhmä ehdottaa, että kilpailutus voitaisiin järjestää sitten, kun aidon kilpailutuksen edellytykset ovat olemassa.

Työryhmä ehdottaa, että syöttötariffin tavoitehintana olisi 83,5 €/MWh tariffin keston ollessa 12 vuotta. Tariffiin ei tehtäisi inflaatiokorjausta. Tariffina maksetaan vain sähkön markkinahinnan ja tariffitason välinen erotus luvuissa 4.4 ja 5.2 kuvatulla tavalla. Loppuosan tuloista tuulivoimatuottaja saa tuottamansa sähkön myynnistä.

Työryhmä ehdottaa, että tariffitaso olisi järjestelmän alussa jonkin verran tässä ehdotettua korkeampi luvussa 5.3.1 esitetyistä syistä. Työryhmä ottaa tähän kantaa loppuraportissa.

Työryhmä ehdottaa, että hallinnollisesti asetettavan tariffin tasoa tarkistettaisiin tarvittaessa. Tariffin tasoa tarkistettaisiin, jotta voitaisiin huomioida muuttunut kustannustaso, ja muutettu tariffitaso koskisi vain uusia tuottajia.

Tietylle tuulivoimalaitokselle kerran myönnettyä tariffia ei saisi muuttaa eikä sen saisi olla laskeva. Tariffijärjestelmään myöhemmin tulevat laitokset voisivat kuitenkin saada alhaisemman tariffitaso. Jos tariffitaso laskisi ennakolta määrättyllä tavalla, tulisi laskeminen sitoa ennemmin rakennettuun kapasiteettiin kuin aikaan. Näin saataisiin huomattavasti paremmin kontrolloitua, miten paljon tuulivoimakapasiteettia rakennetaan. Työryhmä ottaa kantaa ennakolta määrättyllä tavalla laskevaan tariffiin työryhmän loppuraportissa.

## **Porrastus**

Työryhmä ehdottaa, että tariffijärjestelmää ei sisältäisi tariffitason porrastusta. Porrastuksen kustannuksia pienentävää vaikutusta pidettiin työryhmässä hyvänä asiana, mutta porrastus monimutkaistaisi järjestelmää, ja porrastuksen tehokas suunnittelu on hankalaa. Lisäksi porrastus aiheuttaisi joissain tapauksissa vääristymiä käytettävään teknologiaan ja projektien sijoitukseen.

## **Tariffin rahoitus**

Ilmasto- ja energiastrategiassa esitetään, että uusiutuvan energian syöttötariffi rahoitetaan valtion talousarvion ulkopuolelta suoraan sähkön käyttäjiltä kerättävällä maksulla. Tiettyjen käyttäjäryhmien helpotukset syöttötariffin maksamisesta on kustannustenjakokysymys, joka ei vaikuta tuulivoimatuottajien saamaan tarffiin. Asiaa käsitellään edelleen työryhmän loppuraportissa.

## **Toimijoiden roolit**

Syöttötariffityöryhmä ehdottaa, että kantaverkkoyhtiö Fingrid tai sen kokonaan omistama tytäryhtiö koordinoisi järjestelmää. Syöttötariffityöryhmä ehdottaa, että Energiamarkkinaviraston tehtäviin sisällytettäisiin tariffijärjestelmän tiedotus ja neuvonta, seuranta ja raportointi sekä lain noudattamisen valvonta.

## **Tariffikelpoisuuden ehdot**

Tariffia saavan voimalan tulisi sijaita Suomessa tai Suomen aluevesillä ja liittyä sähköverkkoon Suomen alueella. Tariffin piiriin pääsisivät ainoastaan uutena rakennettavat voimalat.

Ennen järjestelmän voimaantuloa rakennettujen voimaloiden kohdalla lähtökohtana tulisi olla, että niiden asema ei heikkene uuden järjestelmän vuoksi.

## **7.2. Keskeiset vaikutukset**

### **EU 20-20-20**

Syöttötariffijärjestelmän myötä rakennettava tuulivoimakapasiteetti auttaa Suomea saavuttamaan EU:n 20-20-20 tavoitteita. Jos tuulivoimatuotanto on vuonna 2020 noin 6 TWh, sen CO<sub>2</sub> päästövähennys on arviolta noin 3,7 MtCO<sub>2</sub>. Suomen kasvihuonepäästöt vuonna 2006 olivat 81 MtCO<sub>2</sub>.

Vuonna 2006 uusiutuvien energialähteillä katettiin loppukulutuksesta 93 TWh. Tähän tarvittaisiin lisäystä noin 25 TWh lisäystä vuoteen 2020 mennessä, jotta saavutettaisiin ilmasto- ja energiastrategian asettama tavoite. Tuulivoiman osuus olisi tällöin noin 24 %, jos tuulivoimaa olisi 6 TWh vuonna 2020.

### **Yhteenveto lasketuista kustannuksista ja hyödyistä**

Kun tuulivoimatuotantoa on tariffin piirissä noin 6 TWh vuodessa, on tariffin vuosikustannus noin 200 miljoonan euroa, jos sähkön markkinahinta on keskimäärin 50 €/MWh. Tasaisesti kulutukselle jaettuna tämä merkitsee noin 2,2 €/MWh lisäkustannusta. Jos sähkön hinta on korkeampi, ovat kustannukset pienemmät.

Tuulivoimatuotannon lisääminen 6 TWh:lla alentaa sähkön markkinahintaa pohjoismaisilla markkinoilla arviolta noin 1,2 €/MWh. Hinta-arvio perustuu pohjoismaisen sähköjärjestelmän markkinahintamallin käyttökokemuksiin VTT:llä. Arvio on herkkä muille järjestelmässä tapahtuville muutoksille ja kuvaa vain

suuruusluokkaa. Hintaa laskeva vaikutus koskee myös muita Pohjoismaita ja jatkuu tariffiajan jälkeen kunnes voimalat puretaan.

VTT:llä on arvioitu, että tuulivoima vähentää hiilidioksidipäästöjä pohjoismaisessa järjestelmässä noin 0,62 tCO<sub>2</sub>/MWh, kun tuulivoima kattaa 12 % sähkön kulutuksesta koko järjestelmässä. Jos oletetaan päästöoikeuksien keskimääräisen hinnan asettuvan 20–50 €/tCO<sub>2</sub> välille, pienentää 6 TWh tuulivoimatuotantoa vuodessa päästöoikeuksien ostamiseen tarvittavaa rahoitusta 74–186 milj. €a.

Jos investointien kokonaismäärä olisi noin 3,5 mrd. euroa, kotimaisen työn osuus olisi tuulivoimaloiden kotimaisuusasteesta riippuen 1,9 – 2,5 mrd. €

Tuulivoiman rakentamisella ja tuulivoiman tuotannolla on myös epäsuoria vaikutuksia, mutta näitä ei ole voitu määrittää työryhmän käytettävissä olleen ajan puitteissa.