

LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
LAPPEENRANTA UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Teknillinen tiedekunta
LUT Energia

Faculty of Technology
LUT Energy

Tutkimusraportti | Research Report 27

Vakkilainen Esa, Kivistö Aija, Tarjanne Risto

Sähkön tuotantokustannusvertailu

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta. LUT Energia
Tutkimusraportti 27

Lappeenranta University of Technology
Faculty of Technology. LUT Energy
Research report 27

Vakkilainen Esa, Kivistö Aija, Tarjanne Risto

Sähkön tuotantokustannusvertailu

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta. LUT Energia
PI 20
53851 LAPPEENRANTA

ISBN 978-952-265-340-6
ISBN 978-952-265-341-3 (PDF)
ISSN 1798-1328

Lappeenranta 2012

TIIVISTELMÄ

Tekijät: Esa Vakkilainen, Aija Kivistö, Risto Tarjanne

Työn nimi: Sähkön tuotantokustannusvertailu

Vuosi: 2012

Paikkakunta: Lappeenranta

Tutkimusraportti, Lappeenrannan teknillinen yliopisto
20 sivua, 8 kuvaa ja 5 taulukkoa

Avainsanat: voimalaitokset, kilpailukyky, sähköntuotantokustannus

Työssä vertaillaan eri sähköntuotantovaihtoehtojen taloudellista kannattavuutta. Kannattavuusvertailu suoritetaan pelkkää sähköä tuottaville voimalaitoksille. Raportti on jatkoa aikaisemmille tutkimuksille, joista viimeisin julkaistiin 2008.

Tutkittavat voimalaitostyypit ovat: ydinvoimalaitos, maakaasukombilauhdevoimalaitos, kivihiililauhdevoimalaitos, turvelauhdevoimalaitos, puulauhdevoimalaitos, tuulivoimala ja uutena aurinkovoimala.

Kannattavuustarkastelu suoritetaan annuiteettimenetelmällä käyttäen 5 % reaalikorkoa ja maaliskuun 2012 hintatasoa. Laskelmien perusteella 8000 tunnin huipunkäyttöajalla ydinsähkön tuotantokustannus, kun laitos rakennetaan olemassaolevalle tontille olisi 43,7 €/MWh, täysin uuden ydinvoimalaitoksen 57,9 €/MWh, kaasusähkön 75,4 €/MWh, turvelauhteen 75,4 €/MWh ja hiilisähkön hiilidioksidin talteenotolla 64,4 €/MWh, kun hiilidioksidipäästöoikeuden hintana käytetään 23 €/t. Vastaavasti uusiutuvista puupolttoainelauhdesähkön tuotantokustannus olisi 70,2 €/MWh kun taas 2200 tunnin huipunkäyttöajalla maalla sijaitsevan tuulivoimalaitoksen sähkön tuotantokustannus 52,7 €/MWh ja merellä sijaitsevan tuulivoimalaitoksen 76,8 €/MWh.

Erillistarkastelussa arvioitiin suurien keskittävää teknologiaa käyttävän aurinkovoimalaitoksen tuotantokustannuksen ylittävän 100 €/MWh ollen todennäköisesti lähempänä 150 €/MWh. Arvio piensähkön tuotantokustannuksista aurinkosähköisillä paneeleilla vaihtelee 90 – 130 €/MWh. Merkittävin kustannussäästö syntyy, jos aurinkosähkypaketteja voidaan tarjota kuluttajalle kokonaistoimituksena avaimet käteen. Aurinkosähkön tuottaminen kotikeräimillä näyttääkin olevan vaiheessa, jossa se on selkeästi pienkäyttäjälle edullista mikäli sijoitettava pääoma 6000 – 18000 € ei vaadi ulkopuolista rahoitusta.

ABSTRACT

Authors: Esa Vakkilainen, Aija Kivistö, Risto Tarjanne

Subject: Comparison of electricity generation costs

Year: 2012

Location: Lappeenranta

Research Report, Lappeenranta University of technology
20 pages, 8 figures and 5 tables

Keywords: power plants, competitiveness, electricity generation costs

The economical competitiveness of various power plant alternatives is compared. The comparison comprises merely electricity producing power plants. This report is a continuation of previous research reported lastly 2008.

The following types of power plants are studied: nuclear power plant, combined cycle gas turbine plant, coal-fired condensing power plant, peat-fired condensing power plant, wood-fired condensing power plant, wind power plant and solar power plant.

The calculations are carried out by using the annuity method with a real interest rate of 5 % per annum and with a fixed price level as of March 2012. With the annual peak load utilization time of 8000 hours (corresponding to a load factor of 91,3 %) the production costs would be for nuclear electricity 43,7 €/MWh, for natural gas based electricity 75,4 €/MWh, condensing peat based electricity 75,4 €/MWh and for coal based electricity with CCS 64,4 €/MWh, when using a price of 23 €/tonCO₂ for the carbon dioxide emission trading. Of renewable electricity condensing wood based electricity the production cost 70,2 €/MWh, with the annual peak load utilization time of 2200 hours that of land based wind electricity 52,7 €/MWh and sea 76,8 €/MWh.

In a separate substudy the price of electricity by large concentrating solar tower plants was estimated to exceed 100 €/MWh being most probably close to 150 €/MWh. The current estimate for electricity production costs with domestic solar photovoltaic panels is 90 – 130 €/MWh. The largest cost savings can be achieved if consumer can buy complete solar electricity packages including installation and connection. Production of solar electricity with domestic solar photovoltaic panels seems to be profitable to small consumers if they don't need to borrow to make the required 6000 – 18000 €investment.

SISÄLLYSLUETTELO

1	TARKASTELUN LÄHTÖKOHDAT.....	5
2	LÄHTÖTIEDOT	6
3	LASKENTAMENETELMÄT.....	10
4	TULOKSET.....	11
4.1	Sähköntuotantokustannukset ilman päästökauppaa	11
4.2	Sähköntuotantokustannukset kun päästökauppa on mukana	12
5	SÄHKÖN MARKKINAHINNAN KEHITYS.....	15
5.1	Tukkusähkön hinta	15
5.2	Kuluttajasähkön kokonaishinta	17
6	AURINKOSÄHKÖN HINTA.....	19
6.1	Keskittävä aurinkovoimalaitos	20
6.2	Aurinkosähköä kotikeräimillä	21
7	JOHTOPÄÄTÖKSET	22
8	KIRJALLISUUSVIITTEET.....	23

1 TARKASTELUN LÄHTÖKOHDAT

Eri voimalaitosvaihtoehtojen sähköntuotantokustannusten vertailu muodostaa pohjan uusien voimalaitosinvestointien valmistelulle ja päätöksenteolle. Tässä työssä suoritetaan kannattavuusvertailu Suomessa kysymykseen tulevien pelkkää sähköä tuottavien voimalaitosten kesken. Tehtävänä on tutkia perusvoiman lisätuotannon vaihtoehtojen kustannusvaikutuksia. Sähköä ja lämpöä tuottavia (CHP) laitoksia ei ole otettu mukaan tarkasteluun, sillä niiden kannattavuus perustuu lämmön tuotantoon ja siitä saatavaan hintaan. Merkittävästi ei vesivoimaakaan voida rakentaa. Hyvissä kohteissa CHP-laitokset ovat erittäin kannattavia, mutta uusien käyttökohteiden kokonaispotentiaali on varsin rajallinen. Sähkön ja lämmön yhteistuotannon lisärakentaminen tulee kattamaan vain rajoitetun osuuden lähitulevaisuuden sähkön hankinnan vajeesta. Merkittävä uusi trendi on tuulivoimalaitosten rakentaminen. Seuraavan vuosikymmenen aikana Suomeen rakennetaan 8 – 12 TWh/a tuulivoimatuotantokapasiteettia valtiovallan tukemana. Uutena tarkasteltavana kohteena on otettu mukaan aurinkovoimalaitokset joiden kustannuksia on arvioitu Suomen oloissa.

Tutkittavat voimalaitostyyppit ovat:

- ydinvoimalaitos
- maakaasukombilauhdevoimalaitos
- kivihiihilauhdevoimalaitos, joka on varustettu hiilidioksidin talteenotolla
- turvelauhdevoimalaitos
- puulauhdevoimalaitos
- tuulivoimala maalla ja merellä
- aurinkovoimalaitos

Kaikki laitokset ovat nykyteknologian mukaisia voimalaitoksia ja niiden koot on valittu niin suuriksi, että suuren yksikkökoon kustannuksia alentava skaalaetu tulee mahdollisimman hyvin hyödynnetyksi. Turve- ja puuvoimalaitoksilla polttoaineen hankinta muodostaa rajoituksen voimalaitoksen suuruudelle. Polttoaine on hankittava noin 100 km säteellä voimalaitoksesta, jottei polttoaineen kuljetuskustannus nosta merkittävästi polttoaineen hintaa. Tuuli- ja aurinkovoimalaitokset ovat maksimiteholtaan pieniä, siten tarkastellut vaihtoehdot ovakin useiden pienten yksikköjen muodostamia kokonaisuuksia.

Fossiilisia polttoaineita ja turvetta polttavat voimalaitokset tuottavat hiilidioksidia, minkä päästöjä on rajoitettava Suomen energiapolitiikan mukaisesti. Kasvihuonekaasupäästöjen rajoituksen vaikutus voimalaitosvalintoihin tulee esiin laskennassa käytettävän päästöoikeuden hinnan kautta.

Lakennassa ei ole otettu huomioon mahdollista vara- ja säätötehon tarvetta.

2 LÄHTÖTIEDOT

Voimalaitosrakentamisen hintataso on viime vuosina pysytellyt vakaana. Hintatason vakautta selittää maailmanlaajuinen lama. Rakennuskustannusten, metallien (teräs, kupari ja alumiini) ja voimalaitoskomponenttien hinnan muutokset ovat olleet maltillisia tai jopa negatiivisia. Voimalaitosrakentamisen markkinoilla, kysynnän ja tarjonnan välillä on vallinnut tasapaino. Myös polttoaineiden hinnat ovat olleet viime vuosina vakaita, toki lievää nousua on ollut havaittavissa. Poikkeuksena on maakaasua, jonka hinta on noussut voimakkaasti. Yleinen kustannustason nousu Suomessa nostaa käyttö- ja kunnossapitokustannuksia.

Laskelmissa on käytetty maaliskuun 2012 hintatasoa. Investointikustannukset ovat arvonnisäverottomia ja ne sisältävät myös rakennusaikaiset korot ja omistajan kaikki kustannukset. Voimalaitoksen investointikustannus on siten avaimet käteen-periaatteella toimitetun voimalaitoksen täysimääräinen hinta laitoksen kaupallisen käytön alkuhetkellä. Ydinvoimalaitokselle on käytetty kuuden vuoden rakennusaikaa ja muille laitoksille lyhyempiä aikoja. Kunkin voimalaitoksen sähkötuotannon hyötysuhde ilmaistaan vuosihyötysuhteena, millä tarkoitetaan koko vuoden keskimääräistä hyötysuhdetta. Laskelmissa ei ole otettu huomioon uusiutuvien voimalaitosten puu-, aurinko- ja tuulivoimalaitosten valtiovallalta saatavia tukia (mm. investointituki). Laskelmista puuttuu myös eri voimalaitoksiin kohdistuvat verot (mm. mahdollinen windfall vero).

Ydinvoimalaitos on kevytvesireaktorivoimalaitos (painevesireaktori, PWR tai kiehutusvesireaktori, BWR). Laitoksen tehoksi on valittu 1650 MW, mikä edustaa suurimpien tarjolla olevien ydinvoimalaitosten kokoluokkaa, jolloin laskelmissa käytettävä tehoyksikköä kohti laskettu investointikustannus (euroa per kilowatti, €/kW) sisältää skaalaedun täysimääräisenä. Ydinpolttoaineen alkulataus on mukana ydinvoimalaitoksen investointikustannuksessa. Tässä laskelmassa ydinvoimalaitoksen investointi on määritelty kahdella tavalla; sen mukaisesti, että laitos rakennettaisiin uuteen sijoituspaikkaan tai että laitos rakennetaan olemassa olevan ydinvoimalaitoksen viereen, jolloin osa vaadittavista rakenteista voi olla yhteistä olemassa olevan laitoksen kanssa. Laitoksen investointikustannus rakennusaikaisine korkoineen uuteen paikkaan on 8,560 miljardia euroa (5190 €/kW) ja olemassa olevaan paikkaan 6,250 miljardia euroa (3780 €/kW). Viimeisin Suomeen rakennettava vastaava laitos on Olkiluoto 3.

Ydinvoimalaitoksen käytöstäpoistokustannus ja käytetyn ydinpolttoaineen käsittely- ja loppusijoituskustannus sisältyvät ydinvoimalaitoksen käyttökustannuksiin ydinjäterahastomaksun muodossa. Näiden osuus on noin neljännes käyttö- ja kunnossapitokustannuksista. Myös laitoksen ylläpitoinvestoinnit sisältyvät käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin. Ydinvoimalaitoksen hyötysuhteena käytetään 37 %.

Kaasukombilaitos oletetaan rakennettavan nykyisen kaasuverkon läheisyyteen, jolloin liittymismaksu kaasuverkkoon ei vaikuta merkittävästi investointikustannuksiin. Kaasukombilauhdelaitos koostuu kahdesta yhden kaasuturbiinin, jätelämpökattilan ja höyryturbiinin blokista. Sähköteholtaan laitos on 848 MW. Kaasu- ja höyryturbiinin kombikytkentä ja kaasuturbiinien kehittynyt tekniikka mahdollistavat korkean sähkötuotannon hyötysuhteen. Tässä tarkastelussa kaasukombivoimalaitoksen

hyötysuhteena käytetään arvoa 58.3 %. Laitoksen investointikustannus on 875 miljoonaa euroa (1030 €/kW). Viimeisin Suomeen rakennettu kaasukombilaitos on Fortumin Espooseen Suomenojalle rakentama.

Puhdas hiilivoimalaitos olisi teholtaan 500 MW ja se perustuu kiertoleijutekniikkaan. Rannikolle sijoitettava laitos on varustettu tarpeellisilla rikin- ja typenpoistolaitteilla ja sen hyötysuhde hiiliajossa on 42 %. Laitoksen pääoman tarve on 730 miljoonaa euroa (1460 €/kW). Realistisemmaksi vaihtoehdoksi onkin valittu saman laitoksen happipolttoinen variantti, jossa hiilidioksidi otetaan talteen savukaasuista (CCS). Lisäprosessi alentaa sähköntuotannon hyötysuhteen 33.5 %. Laitoksen pääoman tarve on 870 miljoonaa euroa (1740 €/kW). Suomeen ei viimeaikoina ole rakennettu hiililauhdelaitoksia. Kustannuksia onkin tarkasteltu turvelauhdelaitoksen kautta.

Turvelaitos perustuu kiertoleijukerrostekniikkaan ja sijaitsee sisämaassa. Turvevoimalaitoksen teho on 150 MW ja vuosihyötysuhde 40 %. Matala kapasiteetti johtuu polttoaineen kuljetuksen kalleudesta, joka ei Suomen oloissa mahdollista juurikaan suurempaa yksikköä. Laitoksen investointi olisi 295 miljoonaa euroa (1970 €/kW). Viimeisiä isohkoja bioCHP-voimalaitoksia Suomessa on rakennettu mm. Jyväskylällä Keljonlahti ja KaukaanVoima Lappeenranta.

Nykyisin puuta käytetään Suomessa voimalaitospolttoaineena vain yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon (CHP) voimalaitoksissa. Erilaisia puupolttoaineita on tarjolla mutta tyypillisesti niitä käytetään seospolttoaineena jyrshinturpeen kanssa. Pelkkää sähköä tuottavia puuvoimalaitoksia ei ole käytössä Suomessa, koska niiden sähköntuotantokustannus olisi muita vaihtoehtoja ja sähkön markkinahintaa korkeampi. Puupohjainen laitos on kattilaltaan hieman pienempi kuin turvepohjainen laitos, mutta vaatii merkittävästi laajemmat polttoaineenkäsittelyjärjestelmät. Tässä työssä on rannikolle sijoitettavan 150 MW pääosin tuontipuulla toimivan, puuvoimalaitoksen hinnaksi oletettu 310 miljoonaa euroa (2070 €/kW) ja hyötysuhteeksi 40 %. Korkeasta hinnasta huolimatta on usea euromaa ilmoittanut lähivuosina rakentavansa tällaisia laitoksia uusiutuvan energiansa lisäämiseksi.

Tuulivoimalaitosten investointikustannustaso on laskenut Suomessa rannikkoseuduille rakennetuissa kohteissa aina viime vuosiin saakka. Hinta on muuttunut 1990-luvun loppupuolelta 2000 – 2500 €/kW tasolle 1500 €/kW. Pääsyy on ollut tuulivoimaloiden koon kasvu, komponenttien hinnan lasku ja kokonaishyötysuhteen kasvu. Tuulivoiman investointikustannustaso eri puolilla Suomea vaihtelee. Se määräytyy mm. markkinavolyymistä, kilpailutilanteesta, projektien koosta ja sijoituspaikan olosuhteista. Rannikkoseudulle rakennettavien n. kymmenen 5 MW yksikön tuulivoimapuiston investointikustannukseksi on arvioitu 68 miljoonaa euroa (1360 €/kW) ja huipunkäyttöajaksi 2200 h/a. Merelle rakennettaessa ovat mm. perustuskustannukset merkittävästi suuremmat. Tässä tutkimuksessa käytetään lähes samankokoisen, mutta merelle rakennettavan 45 MW tuulivoimapuiston investointikustannuksena 87 miljoonaa euroa (1930 €/kW) ja huipunkäyttöaikana 2200 h/a. Markkinanäkymien, yksittäisen voimalan koon kasvun ja lisääntyvän kilpailun kautta maalille vuonna 2020 perustettavan tulevaisuuden 50 MW laitoksen investointikulu on 62 miljoonaa euroa (1240 €/kW).

Nykyisten tuulivoimalaitosten käyttökokemukseen perustuva käyttö- ja kunnossapitokustannus vaihtelee välillä 10 - 15 €/MWh, josta pääosan muodostaa

ennakkohuolto ja vikakorjaus. Laitoksen suurempi yksikkökoko ja yksittäisten laitosten sijoittelu suuremmiksi tuulipuistoiksi alentaneet tulevaisuudessa käyttö- ja kunnossapitokustannuksia. Tässä tutkimuksessa käytetään maatuulivoiman käyttö- ja kunnossapitokustannuksena 8.9 €/MWh, merituulivoiman 14.45 €/MWh ja tulevaisuuden tuulivoiman 8.4 €/MWh.

Polttoaineen hinnat ovat vaihdelleet viime aikoina melko voimakkaasti. Öljyn maailmanmarkkinahinnan nousu heijastuu selvästi maakaasun hintaan, joskin vaikutusmekanismi sisältää viivettä. Kivihiilen hintaa on nostanut öljyn hinta ja hiilen kasvanut kysyntä, joskin hinta on nyt laskussa. Ydinpolttoaineen hinta muodostuu luonnonuraanin, väkevöintityön ja polttoaine-elementtien valmistuskustannuksista. Laskelmissa on käytetty seuraavia polttoainehintoja: ydinpolttoaine 1,90 €/MWh, kaasu 29,8 €/MWh, hiili 12,0 €/MWh, turve 10,20 €/MWh ja puupolttoaine 18,0 €/MWh. Tuulelle ja auringolle polttoaineen hinta on 0 €/MWh. Huomionarvoista on, että ydinpolttoaineen hinta on vain murto-osa muiden polttoaineiden hintatasosta ja että kaasun hinta on selvästi korkeampi kuin hiilen, turpeen ja puun.

Kasvihuonekaasupäästöjen rajoituksen vaikutus sähköntuotantokustannuksiin tulee näkyviin päästökaupassa määräytyvän hiilidioksidin päästöoikeuden hinnan välityksellä. Tästä aiheutuu lisäys kaasu-, hiili- ja turvevoiman tuotantokustannuksiin, mutta ydinvoimalle, tuulivoimalle, aurinkovoimalle ja puuvoimalle ei aiheudu mitään lisäkustannuksia. Laskelmissa käytetään perustapauksessa päästöoikeudelle hintaa 23 €/tonniCO₂. Kaukaisemman tulevaisuuden hintana on eräissä EU-komission taustaselvityksessä käytetty lähes 60 €/tonniCO₂ hintaa. Nyt on ETS yllälokoinnin takia päästöoikeuden hinta romahtanut alle 10 €/tonniCO₂. Seuraavalle päästökaupakaudelle 2013-2017 odotetaan hinnan kuitenkin nousevan.

Suomen ydinvoimalaitosten huipunkäyttöajat ovat keskimäärin olleet yli 8000 tuntia vuodessa ja ylittäneet jopa 8400 tuntiin. Turve ja puupohjaisten voimalaitosten huipunkäyttöaika on harvoin yli 6000 tuntia. Kaikille höyryvoimalaitoksille – tuulivoimaa ja aurinkovoimaa lukuunottamatta - käytetään kuitenkin vertailussa 8000 tunnin vuotuista huipunkäyttöaika.

Voimalaitosten taloudelliset eliniät (pitoajat) kuvaavat sitä aikaa, jonka kuluessa voimalaitosinvestoinnin on maksettava itsensä takaisin. Voimalaitosten tekninen elinikä on yleensä tätä pidempi. Ydinvoimalaitoksen tekninen elinikä on 60 vuotta ja taloudellisena elinikänä käytetään 40 vuotta. Tämän saavuttamiseksi tarvittavat vuotuiset ylläpitoinvestoinnit sisältyvät käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin. Muille voimalaitoksille käytetään 25 vuoden taloudellista elinikää eikä niiden käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin sisällä erityisiä laajoja ylläpitoinvestointeja. Aurinkovoimalaitoksilla monet sähköiset komponentit vanhenevat ja vaativat uusimista 5- 15 vuoden välein.

Taulukkoon 1 on koottu eri voimalaitosvaihtoehtojen suorituskyky- ja kustannustiedot perustapauksessa ja liitteessä 1 on esitetty graafisesti laskelman lähtötiedot.

Taulukko 1. Perusvoimalaitosten suorituskyky- ja kustannustiedot. Hintataso 3/2012

	YDIN	KAASU	HIILI	TURVE	PUU	TUULI
SÄHKÖTEHO [MW]	1650	848	500	150	150	50
VUOSIHYÖTYSUHDE [%]	37.0	58.3	33.5	40.0	40.0	100.0*
INVESTOINTIKUSTANNUS [milj.€]	6250.0	875.0	870.0	295.0	310.0	68.0
OMINAISINVESTOINTI-KUSTANNUS [€/kW]	3788	1032	1740	1967	2067	1360
POLTTOAINEEN HINTA [€/MWh]	1.90	29.80	12.00	10.20	18.00	0.00
SÄHKÖNTUOTANNON POLTTOAINEKUSTANNUS [€/MWh sähköä]	5.14	51.11	35.82	25.50	45.00	0.00
KÄYTTÖ JA KUNNOSSAPITOKUSTANNUKSET, KUN 8000 h/a [€/MWh]	10.94	7.37	10.71	10.49	6.89	8.85
MUUTTUVIEN K&K-KUST. OSUUS [%]	50	65	70	50	40	40
TALOUDELLINEN ELINIKÄ [a]	40	25	25	25	25	25
REAALIKORKO [%]	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00
ANNUITEETTITEKIJÄ [%]	5.83	7.10	7.10	7.10	7.10	7.10
PÄÄSTÖOIKEUDEN HINTA [€/t CO2]	23	23	23	23	23	23
HUIPUNKÄYTTÖAIKA [h/a]	8000	8000	8000	8000	8000	2200
KÄYTTÖKERROIN [%]	91,3	91,3	91,3	91,3	91,3	25,1

*Tuulen vuosihyötysuhde lasketaan tuotetusta tehosta

3 LASKENTAMENETELMÄT

Sähkön tuotantokustannukset lasketaan annuiteettimenetelmällä, minkä periaatteena on laskea investoinnista aiheutuva vuotuinen pääomakustannus tasasuurina erinä koko laitoksen taloudelliselle eliniälle. Näillä erillä maksetaan investointi korkoineen takaisin tasaerinä laitoksen taloudellisen eliniän loppuun mennessä. Laskenta suoritetaan kiinteillä hinnoilla (maaliskuun 2012 hintataso) ja reaalikorkoa käyttäen. Reaalikoron suuruus on likimäärin nimelliskorko vähennettynä inflaatioprosentilla, kun inflaatio on pieni. Rahamarkkinoiden nimelliskorkoon perustuva reaalikorko on tällä vuosikymmenellä ollut suuruusluokkaa 2-3 %.

Perustapauksessa käytetään 5 prosentin reaalikorkoa, missä on parin prosentin marginaali todelliseen reaalikorkoon verrattuna. Tämä aiheuttaa 100 prosentin lainarahoituksen tapauksessa todellisuutta suuremman pääomakustannuksen. Laskelma on siten jonkin verran konservatiivinen. Toisaalta on järkevää pitää laskentakorossa pieni marginaali, millä voidaan kompensoida toiseen suuntaan vaikuttavia lähtötietojen muutoksia. Vaihtoehtoisesti reaalikoron marginaalin voidaan katsoa antavan lievää liikevoittoa laitokselle 40 vuoden taloudellisen eliniän aikana.

Perustapauksessa annuiteettimenetelmässä käytettävä annuiteettitekijä on ydinvoimalle (5 %, 40 vuotta) 5,83 % ja muille vaihtoehdoille (5 %, 25 vuotta) 7,10 %.

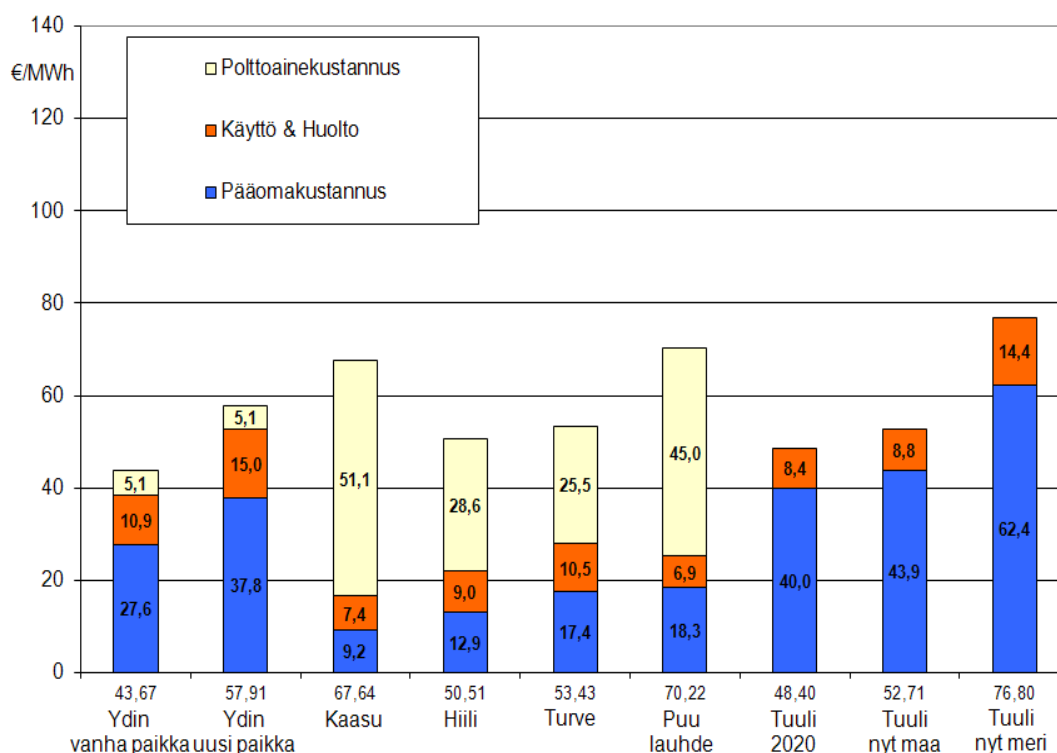
Kullekin laitosvaihtoehdolle lasketaan sähkön omakustannushinta ilman liikevoittoa ja siitä aiheutuvaa veroa. Tulokseksi saadaan sähkön tuotantokustannus ("omakustannushinta"), minkä mukaisella tulokassavirralla katetaan vuotuiset kassamenot sekä maksetaan koko investoinnin suuruisen lainan korot ja lyhennykset taloudellisen eliniän loppuun mennessä.

Lasketut sähkön omakustannushinnat soveltuvat eri laitosvaihtoehtojen väliseen kannattavuusvertailuun, mutta ne eivät sellaisenaan ilmaise liiketaloudellista kannattavuutta. Sähkön markkinahinnan ja omakustannushinnan välinen hintaero laitoksen taloudellisen eliniän aikana määrää liiketaloudellisen kannattavuuden.

4 TULOKSET

4.1 Sähköntuotantokustannukset ilman päästökauppaa

Kuvassa 1 ja taulukossa 2 on esitetty sähköntuotantokustannukset ilman päästökauppaa. Ydinsähkön hinnaksi saadaan 43,7 €/MWh ja se on tutkituista sähköntuotantovaihtoehdoista edullisin. Turvesähkön hinnaksi muodostuu 53,4 €/MWh, hiilisähkön 50,5 €/MWh ja kaasusähkön 67,6 €/MWh. Tuulisähkön hinta on 52,7 €/MWh ja puusähkön hinta 70,2 €/MWh.



Kuva 1. Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset ilman päästökauppaa.

Pääomakustannus muodostaa suurimman osan ydinsähkön ja tuulisähkön hinnasta. Tuulisähkön pääomakustannus on lähes kaksinkertainen ydinvoimaan verrattuna. Puuvoiman ja turvevoiman pääomakustannus on jonkin verran pienempi kuin ydinvoiman. Kaasuvoiman pääomakustannus on pieni. Kaasulla ja puulla polttoainekustannus on erittäin merkittävä – yli 40 €/MWh, kun taas ydinvoimalla ja tuulivoimalla polttoainekustannus on alhainen. Hiilivoiman kustannukset ja hyötysuhde on laskettu sellaisen vaihtoehdon mukaan, jossa ei ole mukana hiilidioksidin talteenottoa (CCS).

Ydinvoimassa on myös esitetty optio jossa voimala rakennetaan täysin uuteen paikkaan. Tällöin toimijalle tulee vanhalle paikalle rakentamiseen verrattuna lisäkuluja mm. maa-alueen valmisteleminen, laajemmasta lauhdutusveden otto- ja purkuputkistosta, työvoiman majoittamiseen liittyvistä kuluista yms. Lisähinta ei

perustu laskelmiin koska uusi ydinvoimalaitospaikka on perustettu Suomessa viimeksi 1970-luvulla vaan IEAn arvioon ko. lisäkulusta.

Tuulivoimasta on arvioitu myös merituulivoiman vaatimia lisäkustannuksia. Merituulella rasitteena on laaja perustuskustannus ja jäiden liikkeen aiheuttamien rasitusten kompensointi. Näyttää siltä että tuulivoimalla on mahdollisuuksia muodostua edullisimmaksi sähköntuotantotavaksi noin kymmenen vuoden aikajänteellä.

On huomattava, että ydinvoima poisluettuna tukkusähkön hinnan tarvitsee kohota reilusti yli 50 €/MWh, ennen kuin ilman erityistukia kannattaa rakentaa uusia voimalaitoksia vain sähköntuotantoon.

Taulukko 2. Voimalaitosten sähköntuotantokustannukset (€/MWh) ilman päästökauppaa. Reaalikorko on 5 prosenttia.

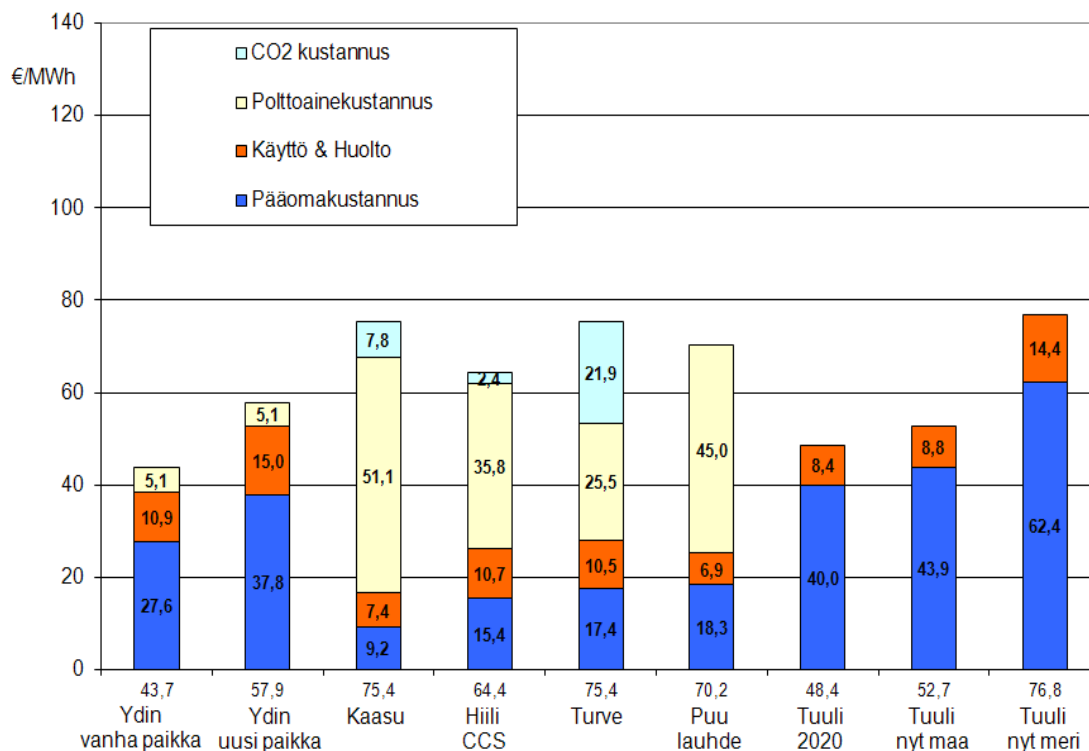
KUSTANNUSKOMPONENTTI	YDIN	KAASU	HIILI*	TURVE	PUU	TUULI
PÄÄOMAKUSTANNUKSET	27.59	9.15	12.95	17.44	18.33	43.86
KÄYTTÖ JA KUNNOSSAPITO	10.94	7.37	8.99	10.49	6.89	8.85
POLTTOAINE	5.14	51.11	28.57	25.50	45.00	0.00
YHTEENSÄ	43.67	67.64	50.51	53.43	70.22	52.71

*hiililaitos ilman CCS

4.2 Sähköntuotantokustannukset kun päästökauppa on mukana

Päästörajoitusten johdosta hiili ja turve soveltuvat huonosti perusvoiman lisätuotantoon. Myös vuoden 2009 kansallisen ilmastostrategian mukaan kivihiilen käyttöä tulee rajoittaa voimakkaasti. (Päästökaupan aiheuttama hintalissä jäljempänä esitetyissä tuloksissa tuo konkreettisesti esiin hiilen ja turpeen kilpailukyvyyn heikentymisen.) Hiilidioksidipäästöjen rajoittamiseksi EU on aloittanut päästökaupan, jolla fossiilista hiilidioksidia tuottaville laitoksille aiheutetaan lisäkustannuksia. Päästöttömistä vaihtoehdoista puun kilpailukyky on heikko (päästökauppa huomioidenkin). Vähäpäästöinen tuulisähkö halvimpana on tuotantokustannuksiltaan vähän yli 50 €/MWh ja siten lähes 10 €/MWh kalliimpaa kuin ydinsähkö.

Kuvassa 2 ja taulukossa 3 on esitetty sähköntuotantokustannukset eri laitosvaihtoehdoilla, kun päästökaupan vaikutus on mukana. Hiilidioksidipäästöoikeuden hinnalla 23 €/tCO₂ kaasusähkön hinnaksi saadaan 75,4 €/MWh hiilisähkön hiilidioksidin talteenotolla 64,4 €/MWh, ja turvesähkön 75,4 €/MWh ydinsähkön hinnan pysyessä ennallaan arvossa 43,7 €/MWh.



Kuva 2. Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset päästöoikeuden hinnalla 23 €/tCO₂.

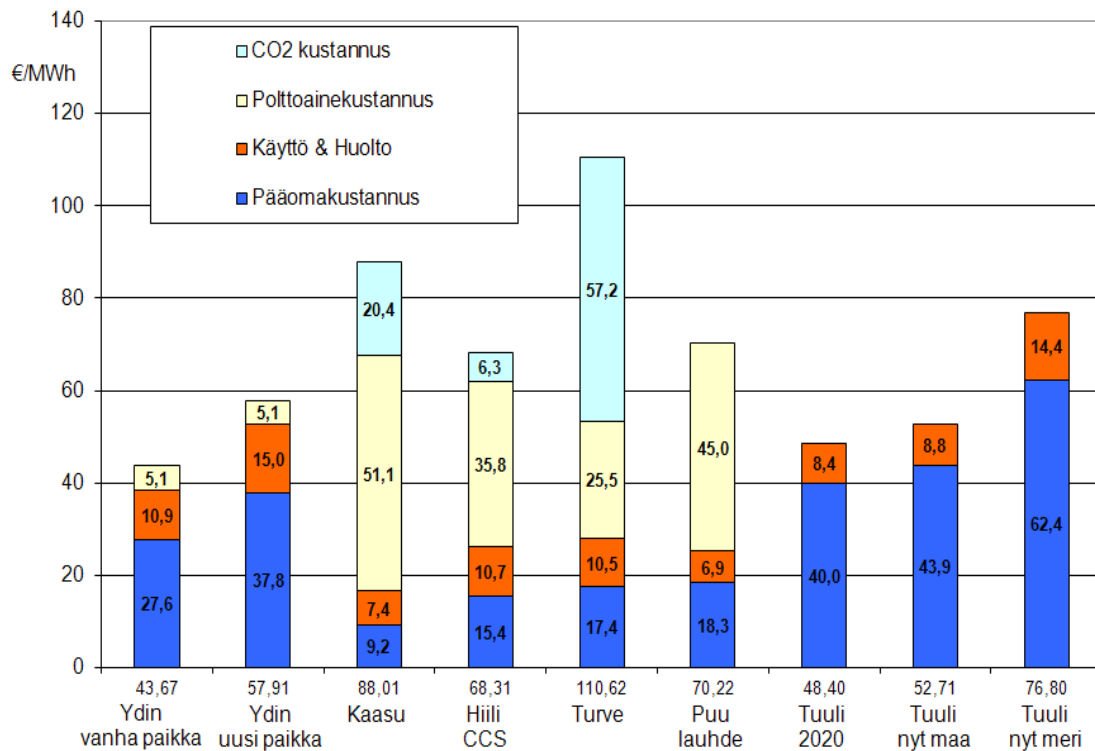
Päästökauppa heikentää merkittävästi turpeen asemaa. Turvelauhde alkaa hävitä puulauhteelle. Kaasusähkössä ei hiilidioksidin hinta näyttele yhtä merkittävää osaa. Vaikka hiililaitokseksi on valittu hiilidioksidin talteenotolla varustettu voimala, on tuotantokustannus noussut vain reilun 10 €/MWh. Tämä on 10 €/MWh vähemmän kuin jos päästöoikeuden hinnalla 23 €/tCO₂, tuotettaisiin sähköä hiilivoimalaitoksella jota ei ole varustettu hiilidioksidin talteenotolla.

Taulukko 3. Voimalaitosten sähköntuotantokustannukset (€/MWh) päästökaupan hinnalla 23 €/tCO₂. Reaalikorko on 5 prosenttia.

KUSTANNUSKOMPONENTTI	YDIN	KAASU	HIILI	TURVE	PUU	TUULI
PÄÄOMAKUSTANNUKSET	27.59	9.15	15.43	17.44	18.33	43.86
KÄYTTÖ JA KUNNOSSAPITO	10.94	7.37	10.71	10.49	6.89	8.85
POLTTOAINE	5.14	51.11	35.82	25.50	45.00	0.00
PÄÄSTÖKAUPPA	0.10	7.81	2.43	21.92	0.00	0.00
YHTEENSÄ	43.77	75.45	64.39	75.35	70.22	52.71

Kuvassa 3 on esitetty sähkön tuotantokustannukset päästöoikeuden hinnalla 60 €/tCO₂. Merkittävästi korkeampi päästöoikeuden hinta ei muuta sähkön tuotantokustannusvertailua. Päästökauppa parantaa hiilidioksidivapaiden sähköntuotantomuotojen kilpailukykyä suhteessa fossiilisia polttoaineita ja turvetta

käyttäviin tuotantomuotoihin. Ydin- ja tuulivoiman kilpailukyky kaasu-, hiili- ja turvesähköön nähden kasvaa.



Kuva 3. Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset päästöoikeuden hinnalla 60 €/t CO₂.

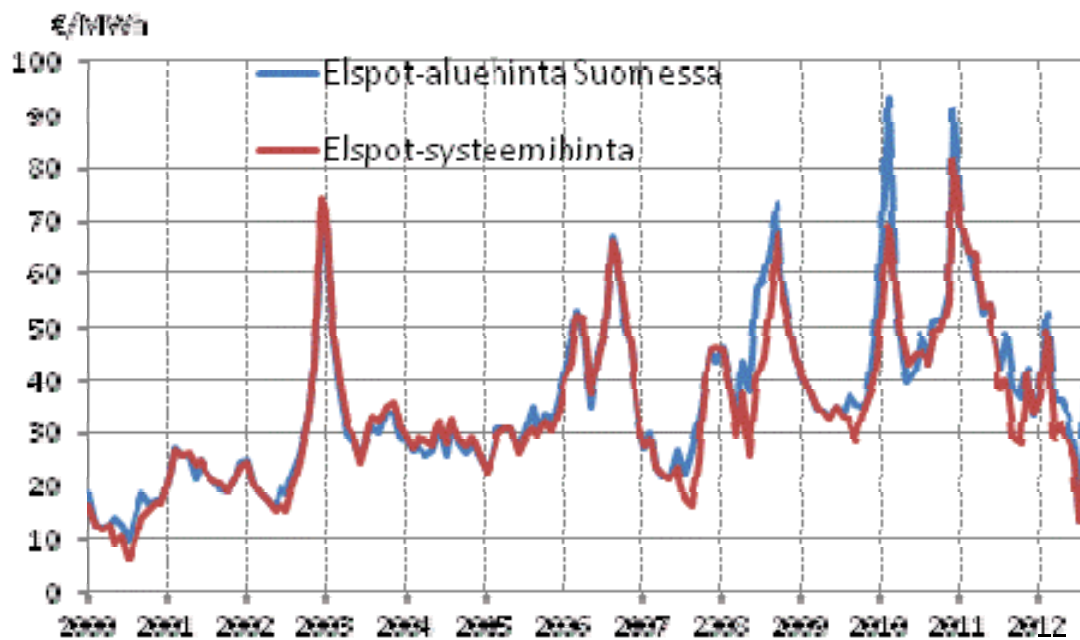
Vertailtaessa kuvia 1, 2 ja 3 voidaan päätellä että päästöoikeuden hinnan ollessa matala fossiilinen sähköntuotanto on kannattavaa ja kun se on luokkaa 20 €/t CO₂ tai sen yli on vähäpäästöinen sähköntuotanto kannattavaa.

5 SÄHKÖN MARKKINAHINNAN KEHITYS

Eri sähköntuotantovaihtoehtojen kannattavuustarkastelut perustuvat aina jossain määrin epävarmoihin ja likimääräisiin laskentatietoihin. Lisäksi tulevaisuus asettaa omat epävarmuustekijänsä.

5.1 Tukkusähkön hinta

Kuva 4 esittää tukkusähköenergian hinnan kehitystä. Suomen tukkusähkön hinta on pääosin seurannut pohjoismaisessa sähköpörssissä muodostuvaa hintaa. Poikkeamat johtuvat pääosin rajasiirtolinjojen kapasiteetin puutteesta. Sähkön hintaa heiluttaa pääasiassa kysynnän ja tarjonnan epäsuhta sekä vesivoiman saatavuus. Varsinkin viimeaikoina on esiintynyt huippukysynnän aikoina voimakkaita hintapiikkejä. Hintaa on yritetty tasoittaa mm. rakentamalla lisää siirtolinjoja Ruotsiin ja Viroon.



Kuva 4. Tukkusähköenergian hinnan kehitys, Nord Pool Spot-sähköpörssin kuukausikeskiarvot, €/MWh. (Tilastokeskus 2012).

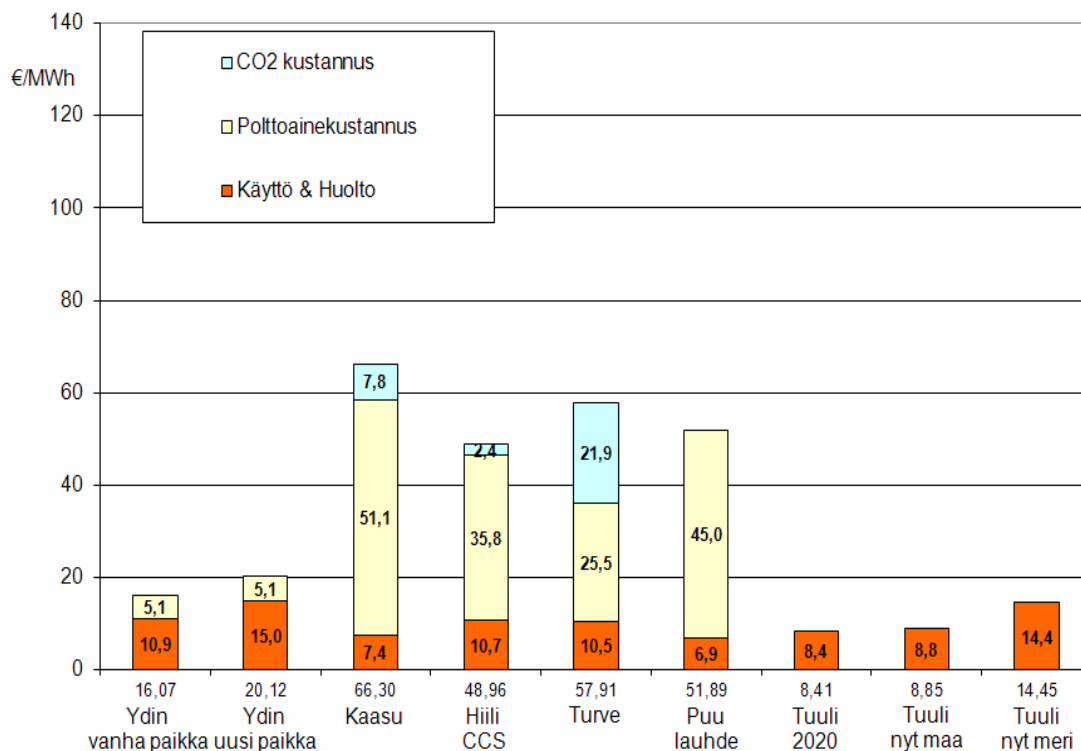
On huomattava, että uusien pelkästään sähköntuotantoon tarkoitettujen voimalaitosten rakentaminen Suomeen on haastavaa jos luotetaan siihen että nykyinen taso tukkusähkön hinnassa pysyy ennallaan.

Taulukko 4. Voimalaitosten ylösajohinnat (€/MWh) päästökaupan hinnalla 23 €/tCO₂.

KUSTANNUSKOMPONENTTI	YDIN	KAASU	HIILI	TURVE	PUU	TUULI
KÄYTTÖ JA KUNNOSSAPITO	10.94	7.37	8.99	10.49	6.89	8.85
POLTTOAINE	5.14	51.11	28.57	25.50	45.00	0.00
PÄÄSTÖKAUPPA	0.10	7.81	18.65	21.92	0.00	0.00
YHTEENSÄ	16.18	66.30	56.21	57.91	51.89	8.85

Kuvassa 5 ja taulukossa 4 on esitetty voimalaitoksen ylösajohinnat päästöoikeuden hinnalla 23 €/tCO₂. Jo rakennettua voimalaitosta kannattaa käyttää jos sen tuottamasta sähköstä saadaan käyttö- ja kunnossapitokulut sekä polttoaine ja päästökaupan kustannus katettua. Myytävän sähköenergian hinnan pitäisi ylittää kaasu-, hiili- ja turvesähkön ylösajokustannus, jotta näitä käytettäisiin. Tukkusähkön hinnan ollessa alhaalla ei viimeaikoina näin ole tehty. Päästökauppa jo päästöoikeuden hinnalla 23 €/tCO₂ parantaa merkittävästi hiilidioksidivapaiden sähköntuotantomuotojen kilpailukykyä suhteessa fossiilisia polttoaineita ja turvetta käyttäviin tuotantomuotoihin.

Ydin- ja tuulivoiman kilpailukyky kaasu-, hiili- ja turvesähkөөn nähden kasvaa päästökaupan ansiosta fossiilisia polttoaineita ja turvetta käyttäviin tuotantomuotoihin. Siksi valtiolta on perustellut erityisen windfall veron käyttöönottoa jolla lisäverotetaan ydin- ja vesisähköä. Samalla perusteella pitäisi taulukon 4 mukaan lisäverottaa myös vanhaa tuulivoimaa. Vastoin hiilidioksidipäästöjen vähentämistavoitetta hiilidioksidivapaiden sähköntuotantomuotojen kilpailukyvyyn heikentäminen fossiilisia polttoaineita ja turvetta käyttäviin tuotantomuotoihin verrattuna nostanee Suomen hiilidioksidipäästöjä.



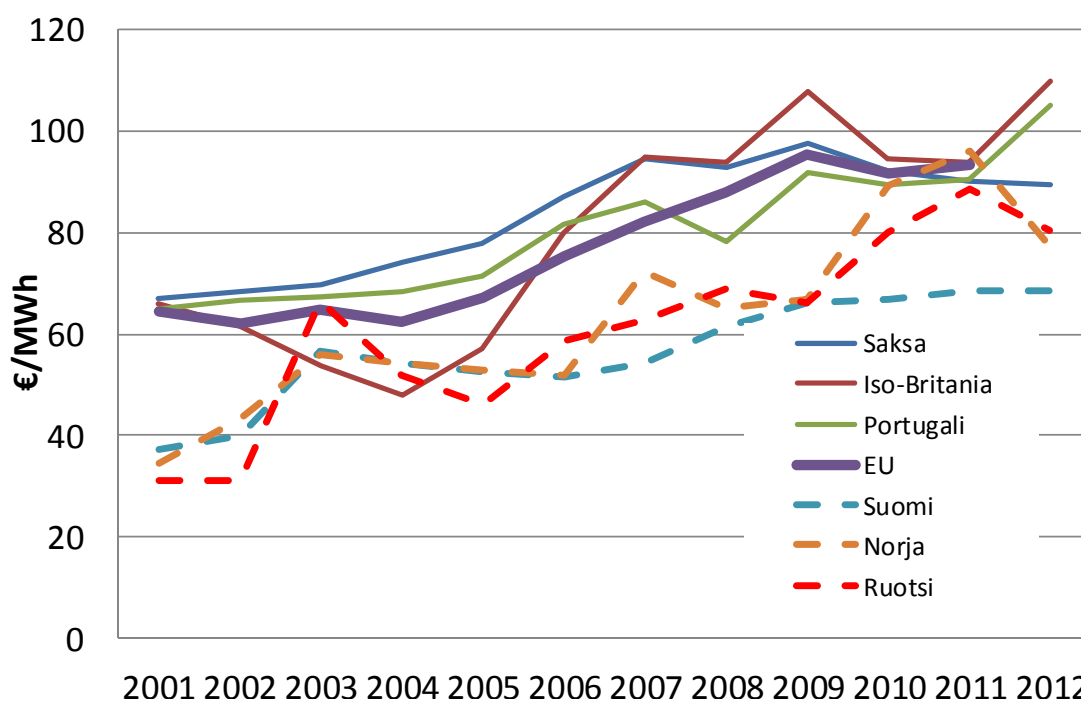
Kuva 5. Eri voimalaitostyyppien ylösajohinnat päästöoikeuden hinnalla 23 €/t CO₂.

5.2 Kuluttajasähkön kokonaishinta

Kuva 6 ja taulukko 5 esittää teollisuuden kuluttajan (2000 MWh/a) maksaman sähköenergian hinnan kehitystä eri Euroopan maissa ja Euroopan keskihintaa. Kolme pohjoismaata Suomi, Ruotsi ja Norja ovat voineet taata teollisuudelle edullisempaa sähköä kuin muualla EU:ssa. Tärkeimpänä syynä on ollut siirtokapasiteetin puute pohjoisesta Keski-Eurooppaan sekä laaja vesi- ja ydinsähkön tuotanto. Vesi ja ydinsähkön ylösajokustannus on merkittävästi alempi eli niitä kannattaa ajaa vaikka sähkön hinta on matala. Vaikka kaikissa Euroopan maissa kuluttajan maksaman sähkön hinta on ollut nousussa, niin hintaero on pysynyt samansuuruisena.

Taulukko 5. Teollisuuden kuluttajan (2000 MWh/a) sähköenergian hinta, €/MWh. (Eurostat 2012)

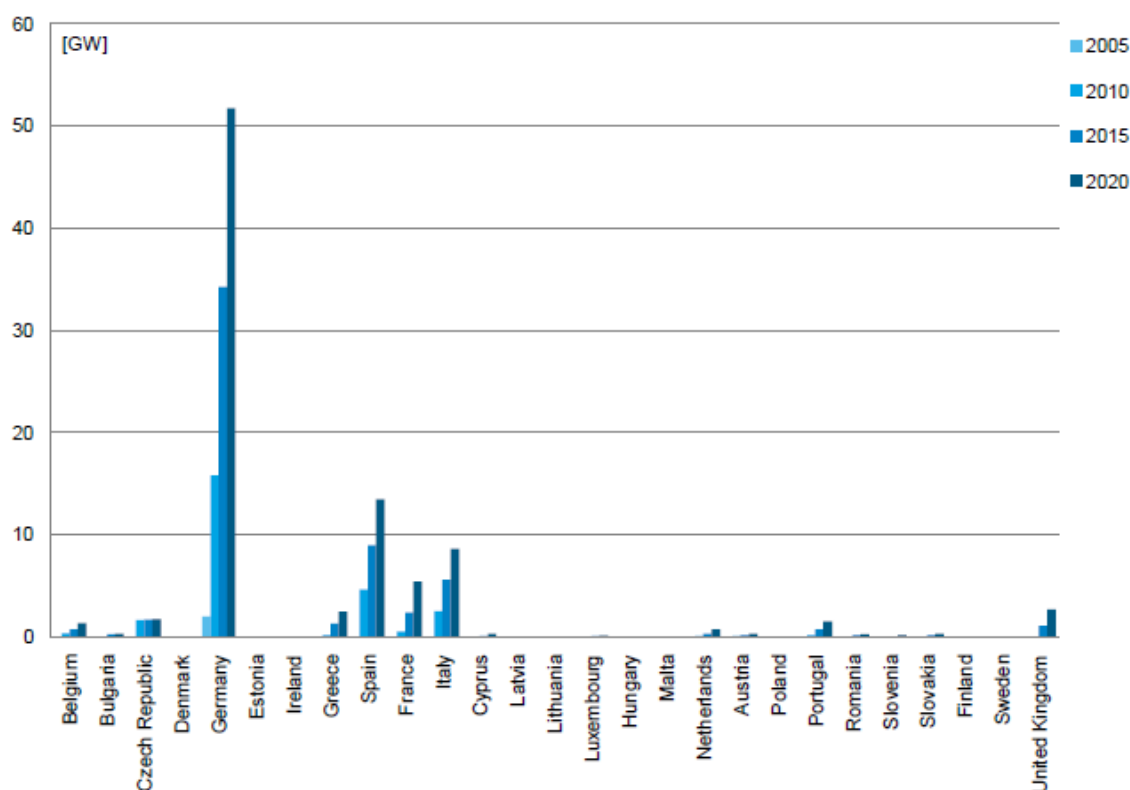
VUOSI	SAKSA	UK	PORTUGALI	EU	SUOMI	NORJA	RUOTSI
2001	66.9	66.1	65.1	64.4	37.2	34.4	31.3
2002	68.5	61.4	66.5	62.0	40.1	43.3	31.0
2003	69.7	53.9	67.3	64.8	56.6	56.0	66.6
2004	74.0	47.8	68.4	62.3	54.3	54.2	52.0
2005	78.0	57.0	71.3	67.2	52.7	52.8	46.2
2006	87.1	79.9	81.7	75.2	51.7	52.0	58.7
2007	94.6	95.0	86.0	82.0	54.2	72.4	62.6
2008	92.9	93.7	78.2	87.9	61.4	65.2	68.8
2009	97.5	107.7	91.9	95.4	66.3	66.9	66.2
2010	92.1	94.7	89.6	91.6	66.7	89.3	80.0
2011	90.0	93.9	90.3	93.4	68.6	96.2	88.7
2012	89.5	109.7	105.0	-	68.4	77.4	80.4



Kuva 6. Teollisuuden kuluttajan (2000 MWh/a) sähköenergian hinnan kehitys, €/MWh. (Eurostat 2012)

6 AURINKOSÄHKÖN HINTA

Suomeen eikä muihinkaan Pohjoismaihin ole vielä rakennettu isoja aurinkosähköä tuottavia voimalaitoksia. Lähimmät suuret laitokset löytyvät Espanjasta ja Saksasta. Uusiutuvien energioiden lisäämissuunnitelmissaan (NREAP) EU-jäsenvaltiot tavoittelevat yli 90 GW installoitua aurinkosähkötehoa vuonna 2020 (Beruskens et al., 2011), kuva 7.



Kuva 7. NREAP mukainen aurinkosähkötehon kasvu EU-jäsenvaltioissa, (Beruskens et al., 2011).

Mikäli projektioihin pystytään, niin EU keskimääräinen aurinkosähkötehon kasvu olisi yli 13 % ja eräillä jäsenmailla huikkea; Bulgaria, Kypros ja Iso-Britannia yli 40 %; Kreikka, Espanja Liettua ja Slovenia lähes 30 %. Merkittävin tehon kasvu tulisi kuitenkin Saksasta, jossa 2010 oli lähes 16 GW installoitua aurinkosähkötehoa. Vuoteen 2020 mennessä Saksa aikoo kasvattaa aurinkosähkötehoa lähes 52 GW.

Samassa raportissa Suomen tavoite on vaatimattomat 10 MW. Mutta tilanne voi olla muuttumassa hallituksen uuden energia- ja ympäristöpoliittisen selonteon myötä.

6.1 Keskittävä aurinkovoimalaitos

Keskittävässä aurinkovoimalaitoksessa liikuteltavat peilit keskittävät auringonsäteitä keskustornissa olevaan keräimeen, joka lämmittää väliainetta höyryksi. Höyry paisuu turbiinissa tuottaen sähköä. Esimerkki keskittävästä aurinkovoimalaitoksesta on Tonopah Solar Energy, kuva 8. IRENA (International Renewable Energy Agency) mukaan keskittävää teknologiaa käyttävät aurinkovoimalaitokset voivat saavuttaa 7 – 20 % vuotuisen hyötysuhteen auringon valosta sähköksi ja käyttää hyödyksi jopa 55 % tulevasta säteilystä. Ongelmia ovat peilipintojen pitäminen puhtaana ja heijastavana. Maailmalla on rakennettu vasta 1900 MWe keskittävää teknologiaa käyttäviä aurinkovoimalaitoksia, joten teknologiassa on vielä paljon tutkittavaa ja kehitettävää.



Kuva 8. Keskittävä aurinkovoimalaitos, Tonopah Solar Energy (Tonopah Solar Energy, 2009).

IRENAn arvion mukaan keskittävän teknologian aurinkovoimalaitokset maksaisivat 3700 – 6500 €/kW ilman lämmön varastoa ja aina 2500 €/kW enemmän, jos vuosihyötysuhteen parantamiseksi käytetään lämpövarastoa. Vastaavasti muuttuviksi käyttö – ja huoltokustannuksiksi annetaan 2 – 4 €/MWh. Toisaalta vuotuisen vakuutuksen arvioidaan vaativan 1 % investoinnista. Tämä on helposti yli 10 €/MWh. Optimistisillakin investointikustannuksilla keskittävää teknologiaa käyttävien aurinkovoimalaitoksien sähkön tuotantokustannuksen voidaan arvioida ylittävän 100 €/MWh ollen todennäköisesti lähempänä 150 €/MWh.

6.2 Aurinkosähköä kotikeräimillä

Aurinkosähkön tuottamista paneeleilla on esitetty jo nyt lähes kannattavaksi tuotantomuodoksi. Alan pioneeri on ollut ABB joka on asentanut toimistotalonsa katolle Pitäjänmäkeen 1200 m² aurinkosähköpaneelia nimellisteholtaan 180 kW. Pienkuluttajille tarkoitettu aurinkosähkön tuotanto on jo nyt leviämässä voimakkaasti. Suomessa esimerkiksi Fortum tarjoaa kuluttajille Fortum Aurinkopakettia, joka sisältää kaiken, mitä kuluttaja tarvitsee ryhtyäksään aurinkosähkön omatuottajaksi. Pakettiin sisältyy aurinkopaneelilaitteisto, konsultointikäynti, kuljetus, asennus ja käyttöönoton opastus. Lappeenrannan teknillisen yliopiston professori Jero Ahola on toteuttanut omin voimin vastaavan paketin. Arvio sähkön tuotantokustannuksista vaihtelee 90 – 130 €/MWh. Merkittävin kustannussäästö syntyy, jos aurinkosähköpaketteja voidaan tarjota kuluttajalle kokonaistoimituksena avaimet käteen. Aurinkosähkön tuottaminen kotikeräimillä näyttääkin olevan vaiheessa, jossa se on selkeästi pienkäyttäjälle edullista mikäli sijoitettava pääoma 6000 – 18000 € ei vaadi ulkopuolista rahoitusta.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä vertailtiin eri sähköntuotantovaihtoehtojen taloudellista kannattavuutta Suomessa hintatasolla maaliskuu 2012. Kannattavuusvertailu suoritettiin pelkkää sähköä tuottaville voimalaitoksille. Raportti on jatkoa aikaisemmille tutkimuksille, joista viimeisin julkaistiin 2008.

Tutkittavat voimalaitostyyppit olivat: ydinvoimalaitos, maakaasukombilauhdevoimalaitos, kivihiililauhdevoimalaitos, turvelauhdevoimalaitos, puulauhdevoimalaitos, tuulivoimala ja uutena aurinkovoimala.

Kannattavuustarkastelu suoritetaan annuiteettimenetelmällä käyttäen 5 % reaalkorkoa, joka on perinteisesti katsottu isojen sähkövoimalaitosten toteuttajien kannalta sopivaksi tasoksi. Laskelmien perusteella 8000 tunnin huipunkäyttöajalla ydinsähkön tuotantokustannus, kun laitos rakennetaan olemassa olevalle tontille, olisi 43,7 €/MWh, täysin uuden ydinvoimalaitoksen 57,9 €/MWh, kaasusähkön 75,4 €/MWh, turvelauhteen 75,4 €/MWh ja hiilisähkön hiilidioksidin talteenotolla 64,4 €/MWh, kun hiilidioksidipäästöoikeuden hintana käytetään 23 €/tonni CO₂. Vastaavasti uusiutuvista sähköä tuottavista voimalaitoksista puupolttoainetta käyttävän lauhdesähkön tuotantokustannus olisi 70,2 €/MWh, 2200 tunnin huipunkäyttöajalla maalla sijaitsevan tuulivoimalan sähkön tuotantokustannus 52,7 €/MWh ja merellä sijaitsevan tuulivoimalan sähkön tuotantokustannus 76,8 €/MWh.

Erillistarkastelussa arvioitiin suuren keskittävää teknologiaa käyttävän aurinkovoimalaitoksen tuotantokustannuksen ylittävän 100 €/MWh ollen todennäköisesti lähempänä 150 €/MWh. Oikean tason arviointia vaikeuttaa teknologian uutuus ja vastaavien laitosten puute Pohjoismaista. Arvio sähkön tuotantokustannuksista aurinkosähköisillä paneeleilla vaihtelee 90 – 130 €/MWh. Selkeästi merkittävin kustannussäästö syntyy, jos aurinkosähköpaketteja voidaan tarjota kuluttajalle kokonaistoimituksena avaimet käteen. Aurinkosähkön tuottaminen kotikeräimillä näyttääkin olevan vaiheessa, jossa se on selkeästi pienkäyttäjälle edullista mikäli sijoitettavan pääoma 6000 – 18000 € ei vaadi ulkopuolista rahoitusta.

8 KIRJALLISUUSVIITTEET

Ahola Jero, 2012, Aurinkosähköä Suomeen. esitys 31.10.2012. saatavissa verkosta <http://www.slideshare.net/SitraEkologia/jero-ahola-31102012-aurinkoshk-suomeen> [verkkojulkaisu]. [viitattu 15.11.2012].

Beurskens, L. W. M.; Hekkenberg, M. and Vethman, P., 2011, Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States; Covering all 27 EU Member States with updates for 20 Member States. Report ECN-E--10-069, The Energy research Centre of the Netherlands, 28 November 2011, 270 p.

Eurostat, 2012 Electricity prices for industrial consumers (ten00114). 2012. saatavissa verkosta <http://eurostat.ec.europa.eu> [verkkojulkaisu]. [viitattu 25.9.2012].

International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012, Concentrating Solar Power. Renewable energy technologies: cost analysis series, Volume 1: Power Sector Issue 2/5, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, United Arab Emirates, June 2012, 48 p.

International Energy Agency, 2011, Technology Roadmaps: CCS roadmap foldout. International Energy Agency, Paris, France, 1 p.

International Energy Agency, 2011, World energy outlook 2010. OECD/IEA; November 2010, 731 p. ISBN-13: 978-9264086241

Kivistö Aija, Vakkilainen Esa, 2011, Uusiutuvan sähkön lisäämiseen käytettyjen energiaverojen vaikutus kuluttajan maksamaan sähkön hintaan. Tutkimusraportti Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Lappeenranta, 39 p.

Tarjanne, Risto, Kivistö, Aija, 2008, Comparison of the electricity generation costs. Lappeenranta University of Technology, Research Report En A-56, 24 p. ISBN 952-214-588-8

Tarjanne, Risto, Luostarinen Kari, 2003, Sähköntuotantovaihtoehtojen taloudellinen vertailu (hintataso 3/2003). Lappeenrannan teknillinen yliopisto, tutkimusraportti EN B-155. ISBN 951-764-894-4. ISSN 1459-2630. Lappeenranta 2003.

Tilastokeskus. Energian hinnat. 2012. ISSN=1799-7984. 2. vuosineljännes 2012, Liitekuvio 6. Nord Pool Spot -sähköpörssin kuukausikeskiarvot. [verkkojulkaisu]. [viitattu 25.9.2012].

Tonopah Solar Energy, 2009, Crescent Dunes Solar Energy Project. Plan of development N-86292, Rev. A, November 21, 2009, 244 p.

Vakkilainen Esa, Helin Tuomas, Soukka Risto, 2009, Comparison of Finnish renewable energy targets and their effect on society. Research report, Lappeenranta University of Technology, Faculty of Technology. Department of Energy Technology, 53 p.

ISBN 978-952-265-340-6

ISBN 978-952-265-341-3 (PDF)

ISSN 1798-1328

Lappeenranta 2012


Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology