Pörssisähkön vaikutus aurinkovoimaloiden investointeihin

Effect of spot market electricity on PV power plant investments

Dimitri Postari

Kandidaatintyö

19.2.2019

LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

TIIVISTELMÄ

LUT Yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

Dimitri Postari

Pörssisähkön vaikutus aurinkovoimaloiden investointeihin

Kandidaatintyö, 2019.
44 sivua, 24 kuvaa, 8 taulukkoa, 3 liitettä.
Hakusanat: Aurinkosähkö, pörssisähkö, sähkömarkkinat, sähköntuotanto.

Tarkastaja: Tutkijaopettaja Antti Kosonen
Ohjaajat: Antti Kosonen (LUT University), Toni Hannula (Etelä-Savon Energia Oy)

Tässä opinnäytetyössä tarkastellaan pörssisähkön ja aurinkovoimaloiden investointien välistä yhteyttä. Työn aihe saatiin Etelä-Savon Energia Oy:ltä. Tavoitteena on muodostaa aurinkosähkölle pörssisähköstä saatava hinta sekä mallintaa aurinkosähkölle muodostuvan hinnan kehitystä aurinkosähkön asennetun kapasiteetin kasvaessa. Saatujen tuloksien vaikutusta aurinkovoimaloiden investointeihin selvitetään esimerkkilaskelman avulla.

Toteutuvan hinnan muodostus toteutetaan tarkastelemalla sähkön spot-markkinoita ja Suomen sähköntuotantojärjestelmää. Lisäksi tarkastellaan aurinkosähköntuotantoon ja investointeihin liittyviä tekijöitä, sekä mallinnetaan aurinkosähköntuotantoa.

Hintakehityksen tarkastelu toteutetaan tarkastelemalla tuulivoiman ja sähkön tuntitasoisen hinnan välistä yhteyttä. Lisäksi luodaan mallinnus sähkön hinnan muodostumisesta, jonka avulla tehdään vertaileva tarkastelu aurinkosähkön kapasiteetin kasvun ja sähkön hinnan väliseen yhteyteen. Saatujen tulosten perusteella muodostetaan esimerkkilaskelma aurinkosähköinvestoinnista, ja tarkastellaan aurinkosähkön hinnan ja pörssisähkön keskiarvon välisen kehityksen vaikutusta investointiin.

Tutkimuksen perusteella saatiin aurinkosähkölle hinnanmallinnuksella 1 GW:n ja tuulivoiman tarkastelulla 1,2 GW:n rajakapasiteetti, jonka ylittyessä aurinkosähkön toteutuva hinta on matalampi kuin pörssisähkön keskiarvo. Aurinkosähkölle muodostui tarkasteluvuosien aikana keskimäärin 13,85 %:a vuotuista keskiarvoa korkeampi hinta. Pörssisähköllä investointia laskettaessa saatiin esimerkkikohteessa sisäiseksi korkokannaksi aurinkosähkön toteutuneella hinnalla 2,08 %:a ja pörssisähkön keskiarvolla 1,46 %:a. Lisäksi tarkastellaan aurinkosähkön kapasiteetin kasvun vaikutusta sisäiseen korkokantaan.

Ratkaistut rajakapasiteetit ovat aurinkosähkön nykyisellä kehitystahdilla saavutettavissa jopa kolmessa vuodessa, joten sille tällä hetkellä muodostuvan korkeamman hinnan vaikutukset investointiin sen koko pitoaikana jäävät suhteellisen pieniksi. Kehitykseen ja kapasiteettirajoihin vaikuttavat kuitenkin myös moninaiset tässä työssä esitetyn tarkastelun ulkopuolelle rajatut tekijät sähköntuotantojärjestelmän sekä sähkön kulutuksen muutoksista sosiopoliittisiin päätöksiin.

ABSTRACT

LUT University
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Dimitri Postari

Effect of spot market electricity on PV power plant investments

Bachelor's Thesis, 2019.
44 pages, 24 graphs, 8 tables, 3 appendices.
Keywords: Photovoltaics, spot market electricity, electricity markets, electricity production.

Examiner: Associate professor Antti Kosonen
Instructors: Antti Kosonen (LUT University), Toni Hannula (Etelä-Savon Energia Oy)

This bachelor's thesis studies the effect of spot-priced electricity on photovoltaics investments. The subject was given by Etelä-Savon Energia Oy. The objective is to form the actual price for solar electricity on spot-markets and to model the development of the price when PV capacity is increased. The results are used in calculations of an example investment.

Forming the actual price of solar electricity is accomplished by studying the spot-market and Finland's electricity production system. In addition, issues regarding investments and production of solar electricity are examined and the production of solar electricity is modelled.

The analysis of the development of solar price is achieved by inspecting wind power and the effects it has on spot-prices of electricity. A model for forming the spot-price of electricity is also made, which is used to form a comparison analysis on the effect that increased PV capacity has on the price of spot-electricity. Results of the research are used in the forming of an example PV investment calculation, which is then used to examine the effect that the difference between the average spot-price of solar electricity and the average spot-price of electricity has on the investment.

The results of the research on price model are that with over 1 GW installed solar capacity, and with wind power's examination 1.2 GW, the spot-price of solar electricity will fall below the average spot-price of electricity. The average solar price was examined to be on average 13.85 % higher than the average spot-price of electricity. The internal rate of return on the example investment was calculated to be 2.08 % when using actual solar spot-price, and 1.46 % when using the average spot-price of electricity. Additionally, the effect of increasing PV capacity on example calculation is studied.

The solved capacity limitations on PV could be reached promptly with the current state of development in PV capacity, so the effects of the higher spot-price of solar electricity on PV investment during its lifetime are limited. However, there are numerous variables that are not examined in this research, which vary for example from changes to the system of electricity production or its consumption to sociopolitical decisions, that could end up having a major impact on the achieved results.

SISÄLLYSLUETTELO

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

1. Johdanto ... 6
2. Sähkön hinta Suomessa ... 7
   2.1 Sähkömarkkinat Suomessa ... 7
      2.1.1 Kuluttajasähkön hinta ... 8
   2.2 Sähköntuotanto Suomessa ... 8
      2.2.1 Tuotettu energia ... 8
      2.2.2 Kokonaiskapasiteetti ... 9
      2.2.3 Tuotannon kustannukset ... 11
   2.3 Aurinkosähkö ... 12
      2.3.1 Aurinkosähköntuotanto ... 12
      2.3.2 Käyttö, huolto ja kunnossapito ... 13
      2.3.3 Aurinkosähkön tuotto ... 14
      2.3.4 Tuet ja vähennykset ... 14
3. Menetelmät ... 16
   3.1 Käytettävät ohjelmistot ja mittaustiedot ... 16
      3.1.1 Sähkön hintatiedot ... 16
      3.1.2 Tuotettu sähköenergia ja kapasiteetti ... 18
      3.1.3 Aurinkosähköntuotanto ... 19
   3.2 Tuotantomuotojen toteutuneet hinnat pörssisähköllä ... 20
   3.3 Tuulivoiman vaikutus sähkön hintaan ... 22
      3.3.1 Tuulivoiman vaikutus päiväsähköön ... 25
      3.3.2 Tuulivoiman vaikutus vuositasolla ... 25
   3.4 Mallinnus sähkön spot-hinnan muodostumisesta ... 25
   3.5 Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuuden laskenta ... 28
4. Tulokset ... 30
   4.1 Tuulivoiman päiväparit ... 30
   4.2 Tuulivoiman liukuva viikkokeskiarvo ... 31
   4.3 Sähkön hintakehitysmalli ... 31
   4.4 Pörssisähkön kehityksen vaikutus aurinkosähköinvestointiin ... 37
5. Yhteenveto ja johtopäätökset ... 38
   5.1 Mallinnuksen tarkkuus ... 39
   5.2 Potentiaaliset jatkotoimenpiteet ... 39

Lähteet ... 40

Liitteet: 3 kpl

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

ALV – Arvonlisävero

CCS – Carbon Capture and Storage eli hiilidioksidin talteenotto

CHP – Combined heat and power eli lämmön ja sähkön yhteistuotanto

CET – Central European Time, UTC + 1

Elspot – Sähkön tuntikohtainen spot-hinta Nord Pool Spot-markkinoilla

Elspot FIN – Suomen alueellinen spot-hinta Nord Pool Spot-markkinoilla

IRR – Internal Rate of Return eli sisäinen korkokanta

PV – Photovoltaics

UTC – Universal Time Coordinated

1. JOHDANTO

Aurinkosähkön kapasiteetti on EU:ssa kasvanut vuodesta 2008 lähtien merkittävästi. Vuosittainen tuotanto oli jo 2015 kasvanut alle 11,6 TWh:sta yli 93 TWh:n (EEA). Vastaavanlaisena kasvukehityksenä Suomessa aurinkosähkön pientuotannon kapasiteetti on kasvanut vuoden 2015 lopun kahdeksasta megawatista vuoden 2017 lopun 66,2 MW:iin. Pientuotanto koostuu mm. kauppakeskusten ja tehtaiden sekä asumiskiinteistöjen aurinkopaneelijärjestelmistä. Yleinen kiinnostus aurinkosähkön käyttöön on selkeästi lisääntynyt.

Aurinkosähköntuotanto on energialähteen ominaiskäyttäytymisen huomioiden joustamatonta, eli sen tuotannon ohjaus on korkeintaan tarpeen mukaan syöttövirran kuristamista tai järjestelmän sulkemista esimerkiksi saareketilanteessa. Säätöä voitaisiin toteuttaa akustolla, mutta tällöin järjestelmän investointikulut kasvaisivat nykytilanteessa huomattavasti. Tuotettava teho määrittyy auringon senhetkisen säteilytehon sekä paneelien nimellistehon, pinta-alan ja lämpötilan mukaisesti. Vastaava joustamaton tuotantotapa on syöttötariffien kannustamana huomattavasti nopeammin kasvaneella tuulivoimalla, jonka asennettu kapasiteetti Suomessa on vuonna 2018 vajaat 2 GW:a (Energiavirasto B). Syöttötariffeilla tarkoitetaan tuulivoimalla tuotetulle sähkölle voimalaitoksen 12 ensimmäisen vuoden aikana maksettavaa korvausta sähkön hinnan erotuksesta tavoitehinnasta 83,5 €/MWh (Finlex b).

Saksassa tuulivoima on aiheuttanut tilanteita, joissa sähkön spot-hinta on laskenut negatiiviseksi (Berke). Tällöin periaatteessa sähkön kuluttaja saa korvausta sähkön käytöstä sen tuottajalta. Vastaavaa tilannetta ei Suomessa ole tapahtunut, mutta säätösähkön hinta on käynyt jopa −1000 €/MWh:ssa usean tunnin ajan 7.5.2017 (Fingrid e). Kyseinen ilmiö kuvaa joustamattoman sähköntuotannon voimakasta vaikutusta hetkellisiin pörssisähkön hintoihin.

Pörssisähkön arvo vaihtelee huomattavasti. Jopa vuorokauden sisällä voi sähkön hinta vaihdella useita kymmeniä euroja megawattitunnilta. Esimerkiksi 10.8.2018 sähkön spot-hinnat Nord Pool Spotissa saivat arvoja välillä 38 – 73 €/MWh. Hinnan heilahtelulla on kuitenkin selkeästi toistuvia ominaispiirteitä, kuten hinnan korkeammat arvot päivisin ja matalammat yöaikaan sähkön kulutuksen vaihtelun mukaisesti. Kyseiset toistuvat trendit näkyvät sähkön hinnassa paitsi vuorokauden sisällä, myös viikkotasolla eri päivien hintatasoissa sekä laajemmin kausiluonteisina vaihteluina.

Tässä tutkimuksessa tarkastellaan pörssisähkön vaikutusta aurinkosähkön investointeihin, eli tutkitaan kuinka pörssisähkölle ominaiset vuorokausi-, viikko- ja vuodenaikakohtaiset trendit vaikuttavat aurinkosähköstä saatavaan tuottoon. Toisaalta tarkastellaan myös aurinkosähkön potentiaalisen kasvun vaikutusta pörssisähkön hintaan – eli kuinka lisääntyvä aurinkosähkön kapasiteetti vaikuttaa pörssisähkön toistuviin trendeihin ja siten aurinkosähköstä saatavaan tuottoon – tutkimalla tarkemmin sähkön pörssihinnan muodostumista, Suomen sähköjärjestelmää sekä tuulivoiman vaikutusta pörssisähköön.

Tavoitteena on muodostaa aurinkosähkölle spot-sähkömarkkinoilta saatava keskimääräinen hinta, sekä mallintaa sähkön hintakehitystä valituissa muutostilanteissa, kuten aurinkosähkön kasvulla Suomen sähköntuotannossa. Hintakehityksen mallinnuksen sekä keskimääräisen toteutuneen hinnan avulla tarkastellaan lisäksi hinnan muutosten vaikutusta aurinkosähköinvestointien kannattavuuteen.

2. SÄHKÖN HINTA SUOMESSA

Tässä kappaleessa tarkastellaan sähkömarkkinoiden toimintamekanismeja, pörssisähkön hintaan vaikuttavia tekijöitä sekä hinnan muodostumista. Lisäksi tarkastellaan Suomen tämänhetkistä sähköntuotantojärjestelmää sekä aurinkosähköntuotantoa ja sen investointeihin liittyviä tekijöitä.

2.1 Sähkömarkkinat Suomessa

Suomessa sähkömarkkinat toteutuvat norjalaisessa Nord Pool Spotissa, joka on hyväksytty sähkömarkkinaoperaattoriksi (Nominated Electricity Market Operator, NEMO) Itävallassa, Belgiassa, Tanskassa, Virossa, Suomessa, Ranskassa, Saksassa, Iso-Britanniassa, Irlannissa, Latviassa, Liettuassa, Luxemburgissa, Alankomaissa, Puolassa sekä Ruotsissa. Nord Poolin omistajuus jakautuu neljän pohjoismaisen kantaverkkoyhtiön, mukaan lukien Suomen Fingrid Oy, sekä kolmen baltian maiden kantaverkkoyhtiön kesken. (Nord Pool a)

Kaupankäynti Nord Pool Spotissa tapahtuu ”day-ahead” eli ”Elspot”-kaupankäynnillä sekä ”intraday” eli ”Elbas”-kaupankäynnillä. Elspot-hinta perustuu järjestelmään tehtyihin osto- ja myyntitarjouksiin, jotka tulee olla jätetty 12:00 CET (Central European Time) mennessä sähkön varsinaista toimituspäivää edeltävänä päivänä. Järjestelmä yhdistää anonyymisti jätetyt osto- ja myyntitarjoukset pyrkien mahdollisimman edulliseen lopputulokseen ja muodostunut sähkön hinta julkaistaan tyypillisesti 12:42 CET tai myöhemmin. Muodostunutta sähkön spot-hintaa korkeammat myynti- ja matalammat ostotarjoukset hylätään, ja kyseisten toimijoiden on ostettava tai myytävä sähkönsä muilla keinoilla. Kaikki sähkönmyyjät saavat kalleinta toteutunutta tarjousta vastaavan hinnan sähköntuotannostaan, eli sähkön tuntikohtainen spot-hinta määrittyy kyseisenä tuntina tarjotun kalleimman toteutuneen tuotantomuodon mukaan. Intraday-kaupankäynti on sähkön toimituspäivän aikana tapahtuvaa kaupankäyntiä, jossa osto- ja myyntitarjoukset tulee jättää viimeistään tuntia ennen toimitusajankohtaa. (Nord Pool b, Nord Pool d)

Nord Pool Spot-markkinoille osallistuvien maiden sähköverkkojen keskeiset yhteydet toisiinsa mahdollistavat sähkön tukkukaupan eri maissa sijaitsevien toimijoiden välillä. Kyseinen mekanismi tasoittaa maakohtaisten aluehintojen eroja, mutta johtuen siirtolinjojen kapasiteettien puutteesta on Suomen aluehinta välillä eri kuin Nord Pool Spotin systeemihinta sekä muiden alueiden, jopa suoraan yhteydessä olevien maiden kuten Ruotsin, aluehinnat. Myös Venäjän ja Suomen välillä on käytössä oleva siirtoyhteys, mutta Venäjä ei osallistu Nord Pool Spot-markkinoiden hinnan laskentamenettelyyn, vaan Fingridin ja venäläisten osapuolten tekemät bilateraalikaupat tarjotaan hintariippumattomina tarjouksina sähköpörssiin. Venäjän lisäksi Suomesta on aktiiviset siirtoyhteydet kahteen markkina-alueeseen Ruotsissa, Norjaan ja Viroon. (Energiavirasto, Nord Pool c, Nordpool e, Fingrid e)

Suomen alueellisen tehotasapainon ylläpitäminen tapahtuu sähkömarkkinaosapuolten tasesuunnittelulla sekä kantaverkkoyhtiön, eli Suomessa Fingridin, ylläpitämillä säätösähkömarkkinoilla ja reserveillä. Sähköjärjestelmän taajuuden poiketessa 50 Hz:stä aktivoidaan sähkön tuottajien ja kuluttajien säätösähkömarkkinoille antamia ylös- tai alassäätötarjouksia, jotta sähkön tuotanto ja kulutus saadaan tasapainoon. Osallistuvan osapuolen on kyettävä aktivoimaan säätöteho 15 minuutissa, ja markkinoille voi esittää tarjouksia viimeistään 45 minuuttia ennen toimitustuntia. Säätösähkön hinta on ylössäädölle vähintään ja alassäädölle enintään Suomen aluehinta elspot FIN. Säätösähkön kustannukset katetaan avoimien sähköntoimittajien tasemaksujen avulla. (Fingrid a)

Säätösähkömarkkinoiden lisäksi Fingrid ylläpitää erilaisia tunti-, vuosi- ja pidempiaikaisia reservimarkkinoita, joille osallistuvan sähköntuottajan tai -käyttäjän tulee täyttää kyseiselle

reservityypille olennaiset vaatimukset kuten 3 minuutin aktivoitumisaika tehonsäädölle tai säädön porrastus 1–30 sekunnissa 100 %:iin nimellisestä säätötehosta verkon taajuuspoikkeamasta riippuen. (Fingrid d)

Sähkömarkkinoiden ulkopuolella sähköä voidaan myydä kahdenkeskeisenä kauppana sähköntuottajan ja esimerkiksi sähköpörssiin osallistuvan yrityksen tai sähkön pienkäyttäjän kesken. Kuitenkin sähköntuottajan käyttäessä siirtoyhteytenä yleistä sähköverkkoa tulee sillä olla avoin sähköntoimittaja, joka ylläpitää tehotasapainoa ja käsittelee taseselvityksessään sähköntuottajalta ostetun sähkön. (Motiva 2012)

Sähkömarkkinoiden toimintaperiaatteen perusteella voidaan päätellä, että sähkön spot-hintaan vaikuttaa huomattavasti paitsi sähkön tuotantokulujen suuruus myös tuotannon ja kulutuksen, eli kysynnän ja tarjonnan, tasapaino. Tuotantokuluihin vaikuttavat muuttuvina tekijöinä mm. fossiilisten tuotantomuotojen ja ydinvoiman polttoaineen, joihin itseensä vaikuttavaa dollarin ja euron kurssi, sekä päästöoikeuksien hinnat. Uusiutuvien energiatuotantojen tuotantomääriin, eli tarjontaan, vaikuttavat vuodenaika ja sääolosuhteet sekä vesivoimaan lisäksi vesireservien määrä, jonka voidaan arvioida myös vaikuttavan vesivoiman arvostukseen.

2.1.1 Kuluttajasähkön hinta

Kuluttajan sähkön hinta koostuu kahdesta hyödykkeestä, siirtopalvelusta ja sähköenergiasta. Lisäksi kuluttaja maksaa sähkölaskussa arvonlisäveroa sekä sähköveroa ja huoltovarmuusmaksua (Energiavirasto e).

Sähkönkuluttajan sähköenergian hinta riippuu sähkösopimuksesta. Jaotteluna voi olla joko kiinteä hinta kulutettua kilowattituntia kohden, eroava hinta päivä- ja yösähkölle ja/tai eroava hinta kesä- ja talvisähkölle. (SSSOY). Nykyään on myös tarjolla pörssisähköön rinnastettuja sopimuksia, jolloin käytetystä sähköenergiasta maksettava hinta on sama kuin Suomen alueen spot-hinta, johon on lisätty kiinteä lisäkulu (Helen). Muitakin hinnoittelutapoja on käytössä sähköyhtiöistä riippuen.

Myös sähkönsiirtosopimuksissa on mahdollisuuksia samantyyppisiin hinnoitteluperiaatteisiin eli vakiohintaan, päivä/yö-hinnoitteluun sekä kausihinnoitteluun (ESE). Sekä sähköenergian että sähkönsiirron maksuihin sisältyy myös kiinteitä maksuja, kuten kuukausimaksut sulakekoon perusteella.

Sähkövero on kahteen veroluokkaan jaettu valmistevero, joka koostuu energiaverosta sekä huoltovarmuusmaksusta. Alempaan II veroluokkaan kuuluvat teollisuus, konesalit sekä ammattimainen kasvihuoneviljely, joille veron suuruus on 0,703 snt/kWh. Veroluokkaan I kuuluvat kaikki muut sähkön kuluttajat, joille vero on kokonaisuudessaan 2,253 snt/kWh. Huoltovarmuusmaksut on sisällytetty esitettyihin sähköveron arvoihin (Verohallinto A). Esitetyt arvot eivät sisällä arvonlisäveroa, joten sovelluskohteesta riippuen niihin lisätään arvonlisävero 24 %:a.

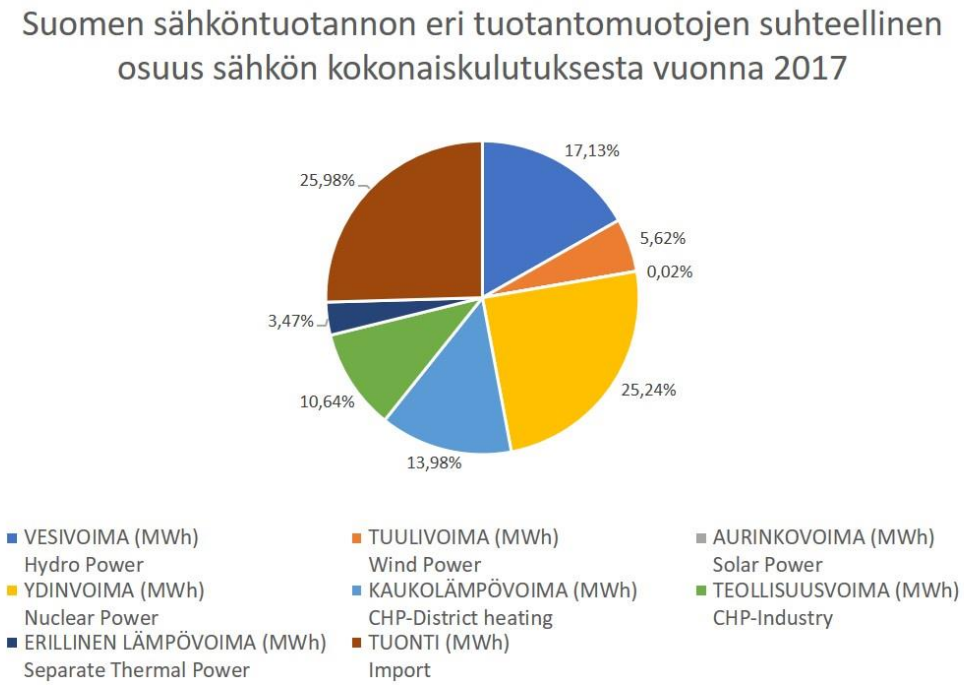
2.2 Sähköntuotanto Suomessa

Tarkastellaan Suomen sähköenergian nimellisiä tuotantokapasiteetteja eri tuotantomuodoilla, tuotetun sähköenergian jakaumaa sekä eri tuotantomuotojen hintarakennetta.

2.2.1 Tuotettu energia

Suomen sähköenergian tuotantojakauma vuonna 2017 suhteellisena osuutena kokonaiskulutuksesta 85,48 TWh:a on esitetty kuvassa 1. Kokonaiskulutuksen määrässä on huomioitu

vientisähkö, jota ei varsinaisesti kuluteta Suomessa. Kuva on muodostettu Energiateollisuuden ”sähkön tunti-data” -mittaustietojen perusteella (Energiateollisuus).



Kuva 1: Suomen sähköenergian kokonaistuotanto tuotantomuodoittain vuonna 2017

Kuvasta 1 nähdään tuontisähkön mittava osuus Suomen sähkön kokonaiskulutuksesta. Jopa yli neljännes kaikesta Suomessa kulutetusta sähköstä oli tuontisähköä, eli enemmän kuin millään tuotantomuodolla Suomessa tuotetaan sähköä. Miltei yhtä paljon tuotettiin ydinvoimalla sekä yhdistetysti kaukolämmön ja teollisuuden CHP:llä ja viimeinen neljännes Suomen sähköenergian kulutuksesta vuonna 2017 tuotettiin tuulivoimalla sekä tyypillisesti säätösähkönä käytettävillä vesivoimalla ja erillisellä lämpövoimalla. Lisäksi tuotantoon osallistui aurinkosähkö, jolla tuotettiin sähköä 0,02 %:a kokonaiskulutuksesta.

2.2.2 Kokonaiskapasiteetti

Vähintään 1 MVA:n voimalaitosten on Suomessa rekisteröidyttävä Energiaviraston voimalaitosrekisteriin sähkömarkkinalain velvoitteesta (Energiavirasto b). Kyseisestä rekisteristä saadut kokonaiskapasiteetit tuotantomuodoittain ajankohtana 7.6.2018 on esitetty taulukossa 1. Lisäksi taulukossa 1 on esitetty 7.6.2018 nimellistehoilla lasketut huipunkäyttöajat vuoden 2017 tuotetuille sähköenergiamäärille, joiden suhteelliset osuudet esitetään kuvassa 1. Aurinkosähkön nimellistehona on käytetty taulukossa 2 esitettyä nimellistehoa 27,2 MW:a. Huipunkäyttöajat eivät ole täysin tarkkoja, sillä nimellistehon ovat vuoden 2018 rekisteristä ja tuotetut energiamäärät vuoden 2017 arvoja. Lisäksi aurinkosähköntuotannon mittaustiedot on dokumentoitu vuonna 2017 vasta helmikuun puolivälin jälkeen. Huipunkäyttöajalla tarkoitetaan vuotuista tuntimäärää, jonka tuotantomuodon tulee toimia nimellistehollaan, jotta kyseisenä vuonna tuotettu sähköenergian määrä saadaan tuotettua.

Taulukko 1: Sähkön tuotantokapasiteetti tuotantomuodoittain voimalaitosrekisterissä 7.6.2018 (Energiavirasto b)

Tuotantomuoto	**Nimellisteho [MW] 7.6.2018**	**Huipunkäyttöaika [h]**
Aurinkovoima	3,6	764
Tuulivoima	1994,9	2407
Teollisuus CHP	2879,3	3160
Kaukolämpö CHP	4013,82	2978
Erillistuotanto	1977,7	1450
Ydinvoima	2779	7764
Vesivoima	3058,35	4650

Taulukosta 1 nähdään suuntaa-antavien huipunkäyttöaikojen eroavan huomattavasti eri tuotantolaitoksilla. Lisäksi taulukon 1 mukaisesti aurinkosähkön kapasiteetti on Suomessa yksittäistä 3,6 MW:n tuotantoyksikköä lukuun ottamatta pientuotantoa, eli sen tuotantokapasiteetti ei ylitä 2 MVA:a (Finlex a, Sähkömarkkinalaki 3 §). Energiaviraston julkaisemat alle 1 MVA:n pientuotannon (Energiavirasto c) kapasiteetit vuonna 2016 ja 2017 on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2: Sähkön alle 1 MVA:n pientuotannon kapasiteetit energialähteittäin vuosilta 2016–2017 (Energiavirasto c)

Tuotantomuoto	**Nimellisteho [MW] Huom! Alustavat luvut 31.12.2017**	**Nimellisteho [MW] 31.12.2016**
Aurinko	66,2	27,2
Tuuli	17,5	15,5
Bio	16,3	15,3
Vesi	36,2	34,2
Diesel	38,2	37,4
Muut	3,3	2,8
Yhteensä	177,7	132,4

Taulukosta 2 nähdään aurinkosähkön pientuotannon voimakas kasvu. Lisäksi energiaviraston vuoden 2015 kyselyn mukaan aurinkosähkön nimellisteho oli kyseisenä vuonna noin 8 MW:a (Energiavirasto d). Vuosittain asennettu aurinkosähkön kapasiteetti Suomessa on siis keskimäärin miltei kolminkertaistunut kahtena peräkkäisenä vuotena.

Aurinkosähkön sähköverkkoon liitetty kokonaiskapasiteetti oli vuoden 2017 lopussa kokonaisuudessaan 69,8 MW:a. Lisäksi off-grid toteutuksena, eli ilman liitosta sähköverkkoon, on Suomessa 10,6 MW:a aurinkosähkön kapasiteettia, joten koko asennettu aurinkosähkön kapasiteetti on 80,4 MW:a. Suurten aurinkosähkön asennusten tarjoajien haastattelun perusteella kyseinen kokonaiskapasiteetti jakautuu arvioidusti siten, että 30 %:a on kotitalouksissa, 35 %:a toimitiloissa ja 35 %:a teollisuuskohteissa. (IEA)

2.2.3 Tuotannon kustannukset

Sähkön tuotantokustannusvertailun (Vakkilainen & Kivistö) mukaan uusien sähköntuotantoon tarkoitettujen laitosten rakentaminen nykyisellä tukkusähkön hintatasolla ei ole kannattavaa, vaan tukkusähkön hinnan on noustava 50 €/MWh tasolle, jotta investoinnit kannattavat ilman erityistukia. Tutkimusraportissa esitetyt voimalaitosten sähköntuotantokustannukset on esitetty taulukossa 3. Hiilivoimalaitoksen kustannukset perustuvat oletukseen, että voimalaitos on varustettu CCS-tekniikalla (Carbon Capture and Storage eli hiilidioksidin talteenotto).

Taulukko 3*:* Voimalaitosten sähköntuotantokustannukset (€/MWh) päästökaupan hinnalla 15 €/tCI2. Reaalikorko 5 prosenttia. (Vakkilainen & Kivistö)

Kustannuskomponentti	Ydin	Kaasu	Hiili*	Turve	Puu	Aurinko	Tuuli
Pääomakustannukset	26,27	8,74	23,95	17,44	18,33	84,71	33,74
Käyttö ja kunnossapito	10,41	7,03	16,62	10,49	6,89	14,85	7,70
Polttoaine	5,68	48,03	33,78	33,50	51,00	0,00	0,00
Päästökauppa	0,00	5,09	1,59	14,30	0,00	0,00	0,00
Yhteensä	42,36	68,89	75,93	75,73	76,22	99,56	41,44

Mikäli tuotetusta sähköstä saatava hinta kilowattitunnilta ylittää taulukossa 3 esitetyn arvon, niin voimalaitos tuottaa siihen sijoitetulle pääomalle voittoa. Lisäksi energialähteisiin tai tuotantomuotoihin perustuvat tuet vaikuttavat sähköntuotannon kannattavuuteen. Taulukossa 4 on esitetty voimalaitosten ylösajokustannukset, eli käytönaikaiset kustannukset, jotka tulee kattaa jotta sijoitetulle pääomalle saadaan minkäänlaista korvausta.

Taulukko 4: Voimalaistosten ylösajokustannukset (€/MWh) päästökaupan hinnalla 15€/tCO2. Reaalikorko 5 prosenttia. (Vakkilainen & Kivistö)

Kustannuskomponentti	Ydin	Kaasu	Hiili*	Turve	Puu	Aurinko	Tuuli
Käyttö ja kunnossapito	10,41	7,03	16,62	10,49	6,89	14,85	7,70
Polttoaine	5,68	48,03	33,78	33,50	51,00	0,00	0,00
Päästökauppa	0,00	5,09	1,59	14,30	0,00	0,00	0,00
Yhteensä	16,09	60,15	51,99	58,29	57,89	14,85	7,70

Taulukoista 3 ja 4 nähdään, että fossiilisia polttoaineita käyttävillä voimalaitoksilla ylösajokustannukset ovat huomattavasti suuremmat kuin uusiutuvilla sekä ydinvoimalla. Käytännössä voimalaitos on taloudellisesti kannattavaa pitää toiminnassa aina kun sillä tuotetusta sähköstä saatava kokonaiskorvaus ylittää sen ylösajokustannukset. Ylösajokustannukset ylittävästä sähkön hinnasta saadaan tuottoa, jolla voidaan korvata laitokseen sitoutuneen pääoman kustannuksia. Mikäli sähkön hinta on matalampi kuin sähköntuotantokustannukset, niin ylösajokustannukset ylittävä osuus vähentää sijoitetun pääoman tappiota ja tuotantokustannukset ylittävä osa on sijoituksesta saatavaa tuottoa.

Taulukoista nähdään lisäksi eroavuus fossiilisten polttoaineiden tuotantomuotojen, sekä uusiutuvien tuotantomuotojen ja ydinvoiman hintarakenteiden välillä. Fossiilisilla ylösajokustannukset ovat korkeat, mutta pääoman kustannukset uusiutuvia ja ydinvoimaa pienemmät. Aurinko-, tuuli- ja ydinvoimalla pääomakustannukset ovat merkittävässä osassa ja ylösajokustannukset matalat. Kyseisillä tuotantomuodoilla on kynnys sähköntuotannon käynnissä pitämiselle sähkön spot-hinnan vaihdellessa huomattavasti matalampi fossiilisia polttoaineita energialähteinä käyttäviin tuotantomuotoihin nähden.

Taulukoista 3 ja 4 on huomioitava, että ne esittävät uusien laitosinvestointejen kustannusrakennetta. Jo käytössä olevien laitosten kustannusrakenne on samankaltainen, mutta ikääntyvien laitosten käyttö- ja kunnossapitokustannukset voivat olla huomattavasti korkeammat sekä polttoaineen käytön hyötysuhde matalampi, mikä kasvattaa paitsi polttoaineista aiheutuvia kuluja myös päästökaupan osuutta. Toisaalta laitokset voivat olla vielä käyttökelpoisessa kunnossa alkuperäisen pitoaikansa lopussa, jolloin pääomakustannukset lähestyvät nollaa.

2.3 Aurinkosähkö

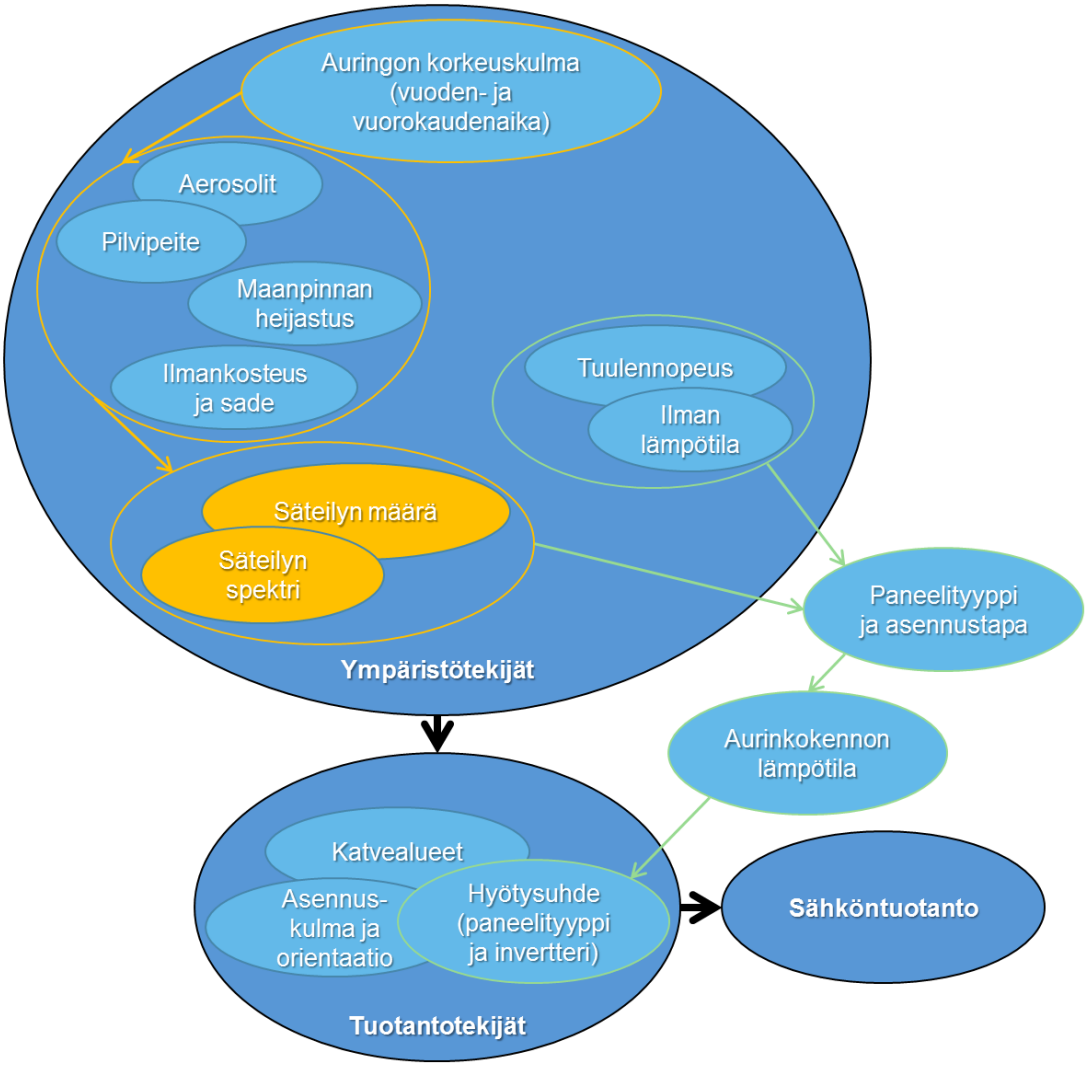
Kappaleessa käsitellään aurinkosähköntuotantoa sekä aurinkosähkön käyttöön ja kunnossapitoon liittyviä toimenpiteitä. Lisäksi tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmän investointeihin liittyviä tukia ja rajoitteita.

2.3.1 Aurinkosähköntuotanto

Aurinkosähköntuotannon arvioinnissa on huomioitava sen sähköntuotannon rajoittuminen auringon säteilytehon mukaan. Vuorokauden hyödynnettävissä olevat tunnit sekä säteilyn intensiteetti vaihtelevat eri vuodenaikoina, ja myös paneelin suuntaus suhteessa aurinkoon vaikuttaa huomattavasti siitä saatavaan sähköenergiaan. Vuorokauden sisäisessä tuotannon mallinnuksessa tulee huomioida paitsi säteilyn kulma paneeliin auringon liikeradan mukaisesti, myös auringon liikeradan kausiluonteinen muuttuminen. Lisäksi lämpötilalla on käänteinen vaikutus aurinkopaneelin hyötysuhteeseen, eli kylmässä ympäristössä saadaan samasta säteilymäärästä enemmän tuotettua sähköä kuin lämpimässä (Suntekno, Homer Energy).

Mikäli aurinkosähköntuotannon nimellisteho ylittää 500 MW:a ja kytketään tai on kytketty Suomen sähköjärjestelmään, tulee sen täyttää ja ylläpitää siihen kohdistuvia liittymissopimuksen teon aikaan voimassa olleita Fingridin järjestelmäteknisiä vaatimuksia. Vaatimukset eroavat voimantuotantomuodon, voimalaitoksen mitoitustehon ja maantieteellisen sijainnin perusteella. (Fingrid f)

Talvisin aurinkosähköntuotantoon vaikuttaa Suomessa satava lumi. Kuitenkin aurinkosähköntuotanto on talvella vähäistä, joten lumipeitteiden poistaminen ei vaikuta huomattavasti sähköntuotantoon, ja lisäksi lumipeitteitä poistettaessa on vaarana paneelien pinnan vahingoittaminen (Motiva 2016). Muita aurinkosähköntuotantoon vaikuttavia tekijöitä on esitetty vaikutustekijöiden mukaan eriteltynä kuvassa 2 (Böök 2016).



Kuva 2: Aurinkosähköntuotantoon vaikuttavia tekijöitä (Böök 2016)

Tässä työssä aurinkosähköntuotantoa tarkastellaan Fingridin keräämillä Suomeen asennetun kapasiteetin mitatuilla ja arvioiduilla arvoilla (Fingrid b) sekä Homer-ohjelmiston tuotantoennusteella. Homer on sähköverkkojen ja -tuotannon mallintamista varten luotu ohjelmisto, joka käyttää auringon säteilytietoina NASA:n mittaustietoja ja pilvisyysindeksinä sekä auringon kulmien muodostukseen Duffle & Beckhamin Solar Engineering for Thermal Processes 2nd Edition – teoksessa esitettyjä yhtälöitä sekä indeksilukuja (Homer Energy). Tuntikohtaisen ennusteen luominen itse olisi mahdollista käyttäen laskennassa auringon kokonaissäteilyn intensiteettiä, laskennallisia auringon kulmia paneelin asennuskulmiin nähden sekä aurinkopaneelin sähköteknisiä ominaisuuksia, mutta ajan säästämiseksi käytetään Homer-ohjelmistolla mallinnettua tuotantoa.

2.3.2 Käyttö, huolto ja kunnossapito

Aurinkopaneelien huolto on vähäistä. Niiden pintaan kertyvän lian ja pölyn voi ajoittain pestä vedellä tai harjata pehmeällä harjalla. Paneelin pintaa peittävät irtonaiset kappaleet, kuten risut ja lehdet, kannattaa lisäksi poistaa. Invertteri täytyy todennäköisesti vaihtaa kerran paneelien eliniän aikana. Vaihtotyö tulee toteuttaa sähköurakoitsijalla, kuten sähköosien vaihto- ja korjaustyöt muutenkin. Kuitenkin liittimien, johtojen ym. sään vaikutuksen alaisuudessa olevien sähköosien kunnon voi tarkastaa itse silmämääräisesti. (Motiva 2016)

2.3.3 Aurinkosähkön tuotto

Aurinkosähköstä saatavan rahallisen tuoton muodostamisessa on huomioitava eroavat verotuskäytännöt mikro-, pien- ja suurtuotannolle, sekä tuotannon omakäyttöaste, eli kuinka suuri osa tuotetusta sähköstä käytetään itse. Alle 100 kVA:n nimellistehon voimalaitokset on vapautettu kaikista sähköverotuksen velvollisuuksista. Yli 100 kVA:n nimellistehoiset mutta alle 800 MWh:a vuodessa tuottavat sähkön pientuottajat ilmoittautuvat verovelvollisiksi, mutta antavat veroilmoituksen tuotetusta sähköstä vain kerran vuodessa tammikuussa, eivätkä maksa veroa omaan käyttöön tuotetusta sähköstä. Yli 100 kVA:n nimellistehoisen voimalaitoksen, jonka vuosituotanto ylittää 800 MWh:a vuodessa ilmoittautuvat verovelvolliseksi ja antavat normaalin veroilmoituksen kuukausittain (Verohallinto B). Sähkön verotus tapahtuu tuotannon määrästä riippumatta kuluttajakohtaisesti, eli verkkoon syötetyn sähkön verojen maksaminen kuuluu sähkön ostaneen sähkökauppiaan kuluttaja-asiakkaalle. Edellä mainitulla verolla tarkoitetaan sähköveroa, eikä arvonlisäveroa.

Vuosittaisella alle 800 MWh:n sähköntuotannolla voidaan täten verottomasti korvata omaan käyttöön verkosta ostettavaa sähköä, eikä itse tuotetusta ja käytetystä sähköstä makseta myöskään siirtomaksuja. Kyseinen tilanne vaatii, että sähkön kulutus tapahtuu ajanhetkinä, jolloin aurinkosähkö tuotetaan, eli typistettynä päiväsaikaan kesällä, ja että sähkönkulutuksen mittaus ja raportointi tuntitasolla sähköyhtiölle on kohteessa teknisesti mahdollista.

Arvonlisävero maksetaan tuotetusta sähköstä, mikäli sen tuottajan vuosittainen arvonlisäveron piiriin kuuluva tuotto ylittää 8500 €:a. Pienemmän vuosituoton saavuttavat pientuottajat eivät maksa arvonlisäveroa myydystä sähköstä, eivätkä voi vähentää tuotantoon liittyvien kulujen arvonlisäveroja. Lisäksi asuntona käytettävään kiinteistöön tehdyt pientuotantoinvestointien arvonlisäverot eivät ole vähennyskelpoisia. (TEM 2014)

Mikäli tuotettu aurinkosähkö myydään pörssisähkönä, niin tuottoennustetta laskettaessa on huomioitava tuotannon kohdistuminen tietyille tunneille ja sen kausikohtaiset vaihtelut sekä pörssisähkön hinnan vaihtelut. Tällöin tarkan tuottoennusteen saavuttaminen vaatii hintojen ja tuotannon tuntitasoista tarkastelua ja esimerkiksi tuotannon mukaisesti painotetulla keskiarvolla muodostetun sähkön keskihinnan muodostamista. Pientuotannossa saatavaan tuottoon vaikuttavat laskevasti käytetyn sähkökauppiaan välityspalkkio sekä mahdolliset kiinteät kuukausittaiset maksut. Esimerkiksi Lappeenrannan Energian ostosähkön 2018 välityspalkkio on 0,3 snt/kWh ja kuukausittainen perusmaksu 0 €/kk (Lappeenrannan Energia oy). Pientuotantosähkön syöttämisestä jakeluverkkoon voidaan myös periä korvausta, joka on enimmillään keskimäärin 0,07 snt/kWh vuodessa (Valtioneuvosto 65/2009), joka on arvonlisäveron kanssa ~0,09 snt/kWh.

2.3.4 Tuet ja vähennykset

Aurinkosähkön investoinneille on rakennuskohteen mukaan mahdollista saada seuraavia tukia tai vähennyksiä (Motiva C).

- Kotitalousvähennys, mikäli aurinkosähköön investoi kotitalous. Verotuksessa vähennettävä enimmäismäärä on 50 %:a investoinnin työn osuudesta ja maksimissaan 2400 € vuodessa/henkilö. Omavastuu kotitalousvähennyksessä on 100 €:a. (Verohallinto c)
- Energiatuki, mikäli aurinkosähköön investoi yritys, mukaan lukien ammatin- ja liikkeenharjoittajat sekä toiminimet, tai yhteisö, kuten kunnat, seurakunnat ja säätiöt. Tuen määrä on aurinkosähköhankkeille 25 %:a investointikuluista alle 1 MW:n nimellistehoisille kohteille. Tuen määrä laskee 1.5.2019 alkaen 20 %:iin. Yli 1 MW:n kohteille tukea voidaan myöntää vain ylimääräisiin kustannuksiin. Tuen osuus on

yrityksen koosta riippuen mahdollisesti korkeampi, mikäli aurinkosähköhanke on innovatiivinen projekti, eli esimerkiksi liittyy uuden teknologian kehitykseen tai testaukseen. (Business Finland)

- Investointituki maatalouskohteille, joka on 40 %:a uusiutuvan energiatuotannon investoinnin kustannuksista siltä osin kuin energiaa käytetään maatalouden tuotantotoiminnassa. (Ruokavirasto, Finlex d)

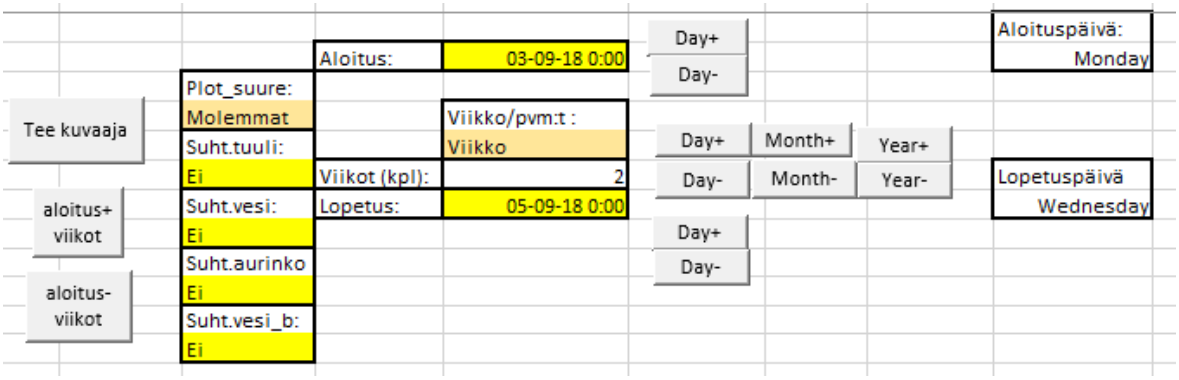
3. MENETELMÄT

Tässä kappaleessa esitellään tutkimuksessa käytettyjä menetelmiä, kerättyä dataa sekä sen käsittelyä.

3.1 Käytettävät ohjelmistot ja mittaustiedot

Mittausdatan käsittely ja tutkiminen suoritetaan Microsoft Excel-ohjelmistolla. Mallinnuksiin tarvittavat tiedot muutetaan eri aikaformaateista ja mittausaikaväleistä UTC+3 (Universal Time Coordinated) tuntikohtaiseksi dataksi, eli tutkittavana aineistona on 50376 mittauspistettä aikaväliltä 1.1.2013–30.9.2018 jokaisesta tarkasteltavasta tuotantomuodosta ja hinnasta.

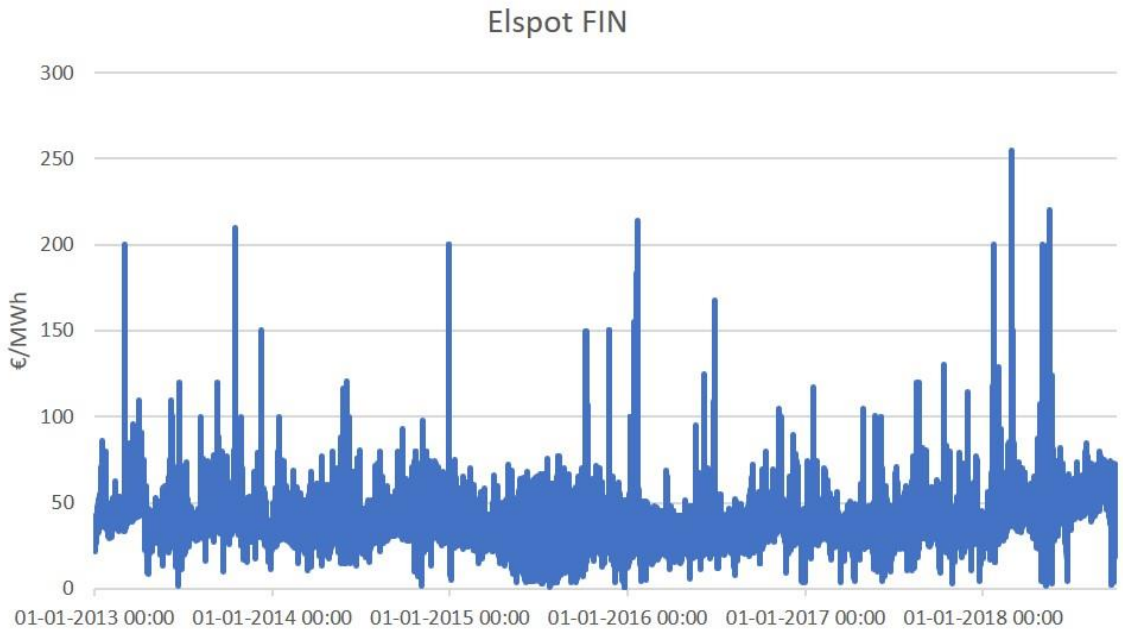
Kerättyjen tietojen tarkastelun nopeuttamiseksi luotiin Excel-ohjelmaan makroja hyödyntäen yksinkertainen työkalu kuvaajien luomista varten. Kyseisellä työkalulla saadaan kuvaajien aloitus- ja lopetuspäivät, tai vaihtoehtoisesti haluttu viikkomäärä eteenpäin aloituspäivästä, muutettua nopeasti. Päivämäärien perusteella muodostetaan halutut kuvaajat vakioiduilla y-akseleiden rajoilla niiden vertailun nopeuttamiseksi. Makrotyökalu on esitetty kuvassa 3.



Kuva 3: Kuvaajien muodostukseen luotu makrotyökalu Excel-ohjelmistossa

3.1.1 Sähkön hintatiedot

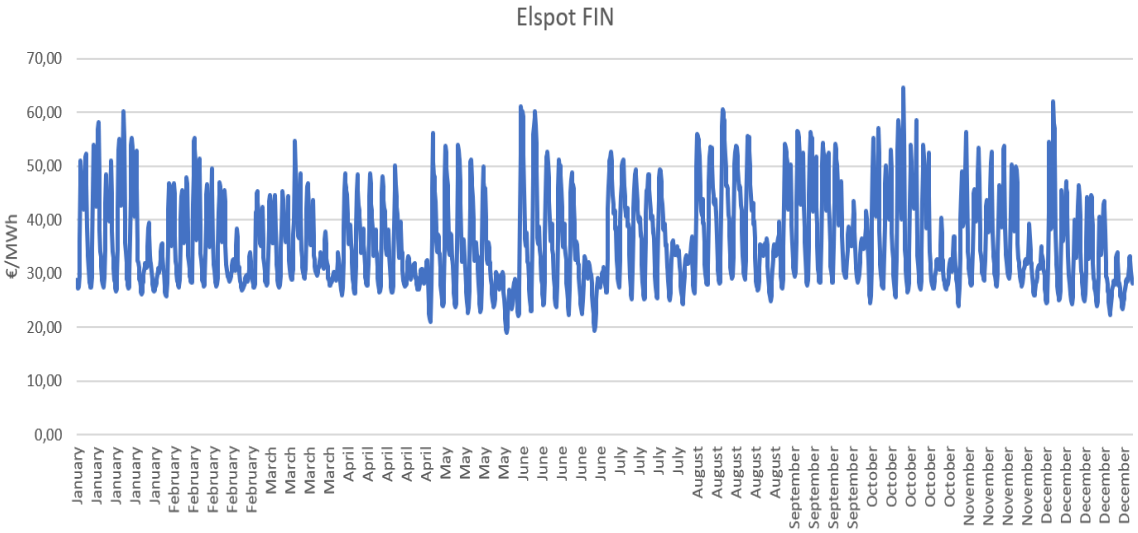
Sähkön hintatietona käytetään Nord Pool Spotin elspot-hintaa (Nord Pool). Nord Poolin palvelimelta ovat saatavissa toteutuneet elspot-hinnat vuodesta 2013 alkaen. Tarkastelussa pyritään pysymään ajan puutteen vuoksi Suomen hinta-alueella, mutta johtuen tuontisähkön suuresta osuudesta Suomen kokonaiskulutuksesta on tuonti- ja vientisähkölle luotu tuntikohtaisen mitatun määrän lisäksi keskimääräiset hinnat painotetulla keskiarvolla aluehinnoista eri alueiden siirtojohtojen tehomittausten mukaisesti. Kerättyjen hintatietojen mukainen Suomen aluehinta tuntitasolla tarkasteluaikana on esitetty kuvassa 4.



Kuva 4: Sähkön spot-hinta aikavälillä 1.1.2013–1.10.2018

Kuvaajasta nähdään sähkön hinnalle tyypillinen jatkuva vaihtelu sekä hintapiikkien ilmeneminen. Hintapiikeillä tarkoitetaan hyvin äkillistä ja voimakasta sähkön hinnan muutosta, ja tarkastelujakson aikana korkeimman hintapiikin aikana sähkön hinta oli n. 250 €/MWh ja matalimman n. 0,29 €/MWh.

Vuositason tarkastelua varten muodostettiin sähkön hinnalle tuntitasolla keskiarvostetut viikot kullekin kuukaudelle. Muodostetut vuoden keskiarvoviikot on esitetty kuvassa 5.



Kuva 5: Sähkön tuntikohtaiset spot-hinnan keskiarvostettuina viikkoina eri kuukausina

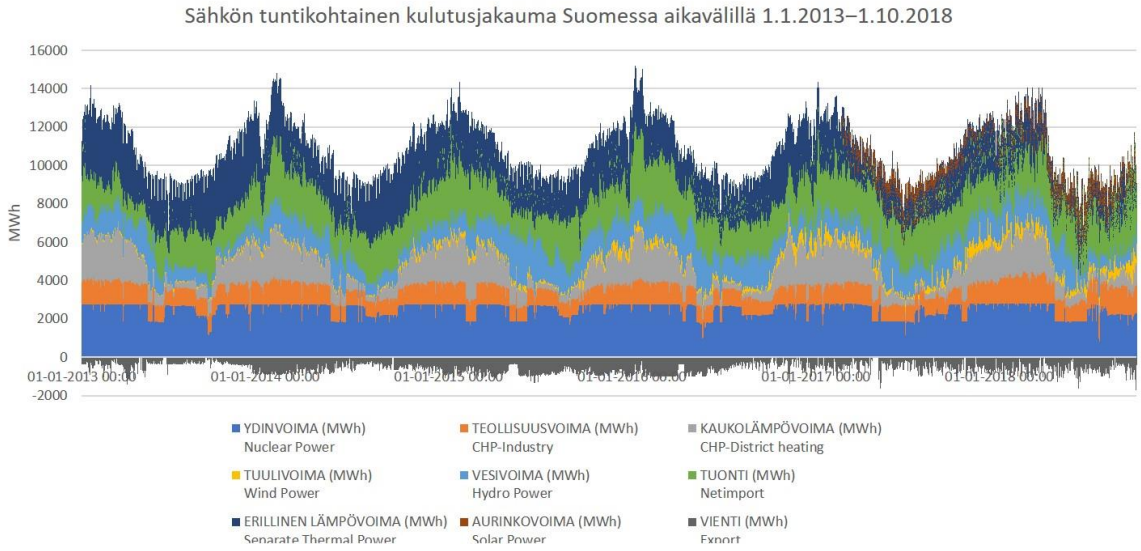
Kuvaajasta nähdään selkeästi sähkön hinnan eroava käyttäytyminen arkipäivinä ma-pe ja viikonloppuisin la-su. Joka 6. ja 7. huippu ovat huomattavasti edeltäviä arkipäiviä matalammat, kuten tammikuisena maanantaina kun arkipäivien hinnat käyvät yöllä ~27 €/MWh:ssa ja nousevat päivällä jopa ~60 €/MWh:iin. Vastaava vaihteluväli on tammikuisena viikonloppuna ~26 €/MWh – ~39 €/MWh. Kausivaihtelua nähdään, kun hinnan pohjataso laskee touko-kesäkuun ajaksi, mutta myös volatiliteettin, eli tiettynä aikavälinä tapahtuvan keski-

hajonnan, kasvuna. Talviaikaan päivällä hinta rajautuu tasaisesti tietylle alueelle, mikä näkyy tummentumana kuvaajassa. Kesällä hinnan volatiliteetti on korkeampi, eli hinta käy hetkellisesti huipussaan, mutta laskee nopeasti takaisin talvea matalammalle päivähinnan tasolle. Toisin sanoen vaihteluväli, tai keskihajonta, sähkön hinnassa vuorokauden sisällä on kesäaikana suurempi. Talvella päivähinta asettuu värähtelemään tasaisemmin tietylle tasolle, joka näkyy kuvan 5 resoluutiolla tummentumina.

3.1.2 Tuotettu sähköenergia ja kapasiteetti

Sähkön toteutuneen tuotannon arvot vuosille 2013–2017 on saatu Energiateollisuuden palvelimelta. Tuntikohtaiset tuotantomuodoiltaan erotellut sähkön tuotantomäärät perustuvat sähköä tuottavien voimalaitosten mittauksiin sekä Fingridin mittauksiin tuonti- ja vientisähköstä (Energiateollisuus). Kuluvan vuoden 2018 tuotantodata on kerätty Fingridin Avoin Data -verkkopalvelusta. Tuotantomäärät perustuvat laitoskohtaisiin mittauksiin sekä Fingridin arvioihin tuotannoista. Esimerkiksi aurinkosähköntuotanto on arvioitu sääennusteiden, Energiaviraston jakeluverkkoyhtiöiltä saadun asennetun paneelikapasiteetin sekä niiden arvioidun sijainnin ja kasvuennusteiden avulla (Fingrid Avoin Data).

Fingridin kolmen minuutin mittaustiedoista on otettu tuntikohtainen keskiarvo ja puuttuvien mittaustuntien arvoksi on asetettu viimeisen mitatun tunnin keskiarvo. Mittausarvojen perusteella muodostettu sähköntuotannon sekä tuonnin ja viennin tuntikohtainen jakauma aikavälillä 1.1.2013 – 1.10.2018 on esitetty kuvassa 6. Kuvassa ilmenee vääristymää varsinkin aurinkosähkön sekä erillisen lämpövoiman tuotannossa. Suurentamalla kuvaa korkeammalla resoluutiolla nähdään, että kulutuksen vuorokausivaihteluista johtuva jatkuvasti heilahteleva osa peittyy kuvaajassa korkeammalle asetetun muuttujan värillä. Todellisuudessa varsinkin aurinkosähkön arvot ovat niin pieniä, etteivät ne näkyisi käytetyllä skaalalla ollenkaan.



Kuva 6: Sähkön tuntikohtainen tuotantojakauma Suomessa aikavälillä 1.1.2013–1.10.2018

Kuvaajasta ilmenee kausiluonteinen vaihtelu sähkönkulutuksessa. Kesällä tarvittava sähkön tuotantokapasiteetti on välillä 9–10 GW:a kun talvella käyttöteho on tasolla 12–13 GW ja kasvaa jopa 15 GW:n tasolle huippukuormitusten aikana.

Eri sähköntuotantomuotojen kapasiteetit vuosille 2014–2017 on saatu energiamuodoittain Entso-e:n palvelimelta (Entso-e), joista käytetään uusiutuvien sekä ydinvoiman arvoja. Fossiilisia polttoaineita käyttävien laitosten arvoja on täydennetty Energiaviraston voimalaitosrekisterin CHP-tuotantolaitosten ja erillisen lämpövoiman arvoilla julkaistuista voimalaitosrekistereistä 21.11.2013, 4.12.2014, 17.6.2015 ja 7.6.2018. Puuttuville vuosille on käytetty

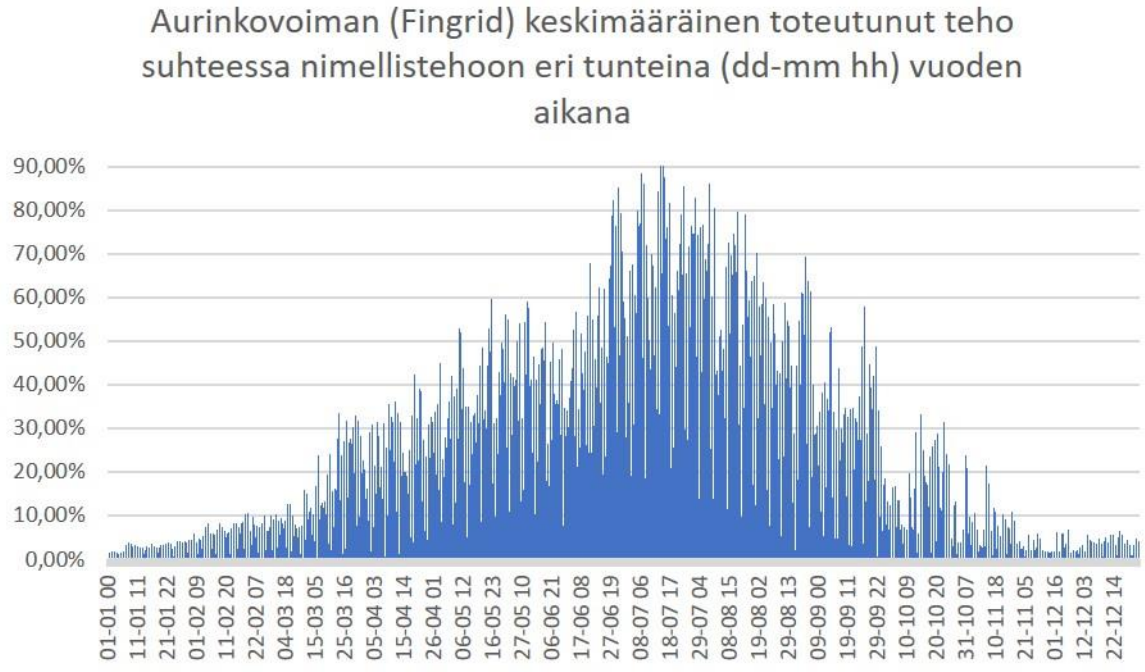
lähimmän vuoden arvoja. Käytetyt tuotantokapasiteetit vuosille 2013–2018 on esitetty taulukossa 5. Aurinkosähkölle on mittaustietoja vain 2017 helmikuusta lähtien, joten sille käytetään vain kahta tuoreinta kapasiteetin arvoa, joista vuodelle 2018 käytettävä kapasiteetti on pientuotannon sekä voimalaitosrekisterin yksittäisen laitoksen summa.

Taulukko 5: Käytetyt sähköntuotannon kapasiteetit vuosille 2013–2018

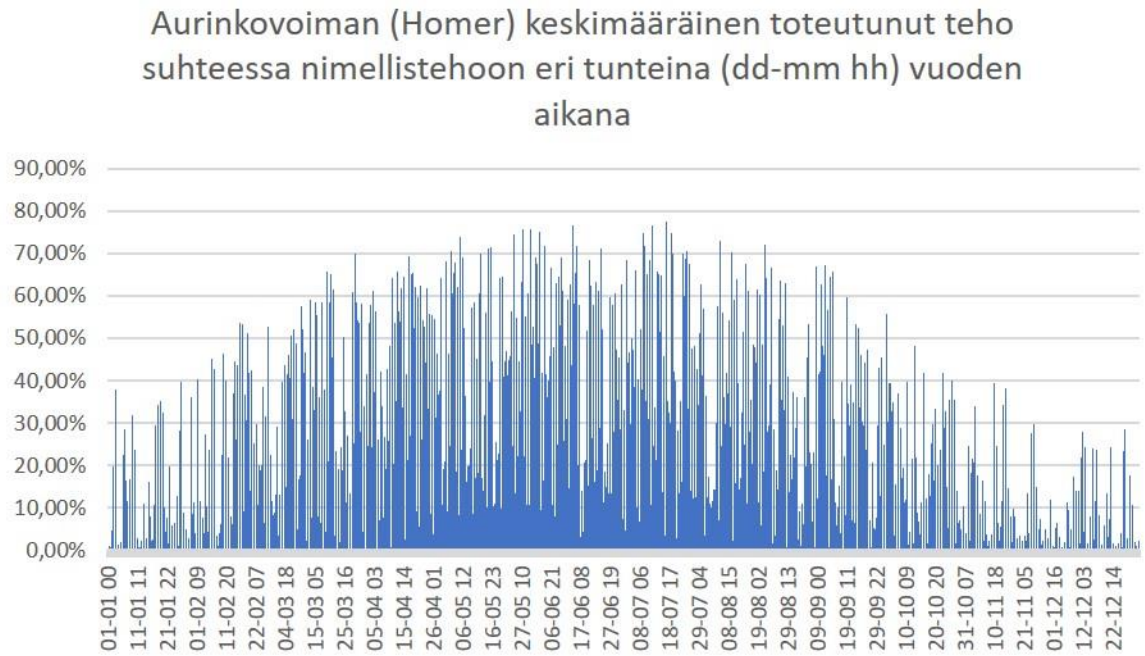
Vuosi	Ydin-voima (MW)	Te-ollisuus CHP (MW)	Kau-kolämpö CHP (MW)	Tuul-ivoima (MW)	Vesivoima (MW)	Erillinen lämpövoima (MW)	Aurink-osähkö [MW]	Total (MWh)
2013	2752	2601,9	4172,46	262,3	2999,85	3432,3	0	16220,81
2014	2752	2601,9	4263,96	504	3234	2742,3	0	16098,16
2015	2782	2590,5	4275,76	1082	3263	2728,5	0	16721,76
2016	2782	2590,5	4275,76	1432	3107	2728,5	0	16915,76
2017	2782	2879,3	4013,82	1908	3149	1977,7	27	16736,82
2018	2779	2879,3	4013,82	1994,9	3149	1977,7	70	16863,72

3.1.3 Aurinkosähköntuotanto

Aurinkosähköntuotantoa on tarkasteltu Fingridin ja Energiateollisuuden toteutuneen tuotannon mittausten ja arvioiden perusteella sekä sähköverkkojen ja sähkötuotannon mallinnukseen tarkoitetun Homer-ohjelmiston tuotantoennusteella Lappeenrannassa 15 asteen kulmassa olevalle eteläsuunnatulle paneelille. Keskimääräinen tuntitason tuotanto suhteutettuna nimellistehoon on esitetty Fingridin datalle kuvassa 7 ja Homer-ennusteelle kuvassa 8.



Kuva 7: Fingridin mittausdatasta muodostettu keskimääräinen aurinkosähköntuotanto suhteutettuna nimellistehoon jokaiselle vuoden tunnille



Kuva 8: Homerin tuotantoennuste aurinkosähkölle suhteutettuna nimellistehoon jokaiselle vuoden tunnille

Kuvaajista nähdään huomattavia eroja Fingridin mitatussa ja arvioidussa tuotannossa sekä Homer-ohjelmiston ennusteessa. Talviaikaan kuvassa 7 on tuotanto lähellä nollaa, kun kuvassa 8 saadaan yhä jopa ~30 %:a nimellistehosta päivän huipputunteina. Myös muiden kausien tuotannoissa on eroja ja järjestelmien tuotettu kokonaisenergia vuodessa 1 kW:n nimellisteholla on Fingridin arvoilla ~971 kWh ja Homerin mallilla ~906 kWh.

Huomioitavaa Fingridin tuotannossa ovat puutteelliset tiedot Fingridin arvioiden muodostamiseen käytetyistä menetelmistä sekä asennettujen aurinkosähköjärjestelmien ominaisuuksista, kuten suuntauksista. Lisäksi mittaustietoja on saatavissa vain alle kahden vuoden ajalta, joten sääolosuhteiden vaikutuksia ei voida vielä olettaa keskimääräisiksi. Toisaalta Fingridin kuvaajan talvikuukausien huomattavasti pienempi tuotanto vastaa Homerin tuotantoa realistisemmin aiemmin esitettyä Motivan ohjeistusta paneelien lumikuormien käsittelystä aiheutuvaa tuotannon menetystä.

3.2 Tuotantomuotojen toteutuneet hinnat pörssisähköllä

Jokaiselle tarkasteltavalle vuodelle voidaan laskea tuotantomuodoille niille toteutunut tuotto summaamalla kunkin tunnin tuotannon ja spot-hinnan tulot. Suhteuttamalla kokonaistuotto tuotettuun energiamäärään saadaan toteutunut tuotto energiayksikköä kohden eli

$$Tuotto\ energiayksikölle = \frac{\sum_{i=1}^{8760} (e_{\text{tunti},i} * h_{\text{spot},i})}{\sum_{i=1}^{8760} e_{\text{tunti},i}}, \quad (1)$$

missä $e_{\text{tunti},i}$ on tuotettu sähköenergia tunnin i aikana ja $h_{\text{spot},,i}$ on sähkön spot-hinta tunnin i aikana. Excelissä kyseinen laskenta saadaan toteutettua ”sumproduct” ja ”sum” funktioiden avulla, joilla muodostetut tuotetusta energiasta saadut hinnat eri vuosilta on esitetty tuotantomuodoittain taulukossa 6.

Taulukko 6: Eri tuotantomuotojen painotetut keskiarvot sähkön spot-hinnasta

Vuosi	Ydin-voima €/MWh	Teollisuus CHP €/MWh	Kaukolämpö CHP €/MWh	Tuuli-voima €/MWh	Vesivoima €/MWh	Muut €/MWh	Aurinko-voima (Fingrid) €/MWh	Aurinko-voima (Homer) €/MWh	Elspot €/MWh
2013	40,88	41,32	42,05	39,55	42,70	44,22	44,97	45,86	41,15
2014	35,85	36,00	36,57	35,10	37,88	39,98	40,78	40,25	36,02
2015	29,57	29,81	31,59	27,89	30,91	35,59	35,01	35,18	29,66
2016	32,48	32,45	34,18	31,62	33,61	37,19	35,95	35,66	32,45
2017	33,12	33,14	33,38	31,57	34,88	36,37	37,31	37,33	33,19
2018	45,60	46,37	45,26	42,95	45,86	49,36	53,11	51,31	45,86
2013-2018	35,82	36,63	36,84	34,37	36,81	40,26	41,09	40,80	35,97

Taulukosta nähdään, että eri tuotantomuotojen sähköntuotannosta saama hinta tuotettua yksikköä kohden eroaa muista tuotantomuodolle ominaisten piirteiden mukaisesti. Esimerkiksi tuulivoiman tuotanto on yöllä keskimäärin päiväsaikaa suurempaa, joten sen energiasta saama hinta on pienempi, kun taas ydinvoiman tuotanto on hyvin tasaisesti liki käytössä olevan nimellistehon suuruista läpi vuoden, lukuun ottamatta vuosihuoltoseisautuksia, joten sen sähköstä saama hinta on hyvin lähellä keskimääräistä elspot-hintaa. Toteutuneissa hinnoissa on otettava huomioon, etteivät ne kuvasta kaikille tuotantomuodoille niiden todellista toteutunutta tuottoa, sillä mahdollinen osallistuminen säätö- ja reservisähkömarkkinoille sekä erinäiset tuet korottavat niille toteutunutta hintaa.

Koko tarkasteluajalta aurinkosähköön kohdistuva sähkön spot-hinta on muita tuotantomuotoja korkeampi sekä Homerin, että Fingridin arvioilla. Aurinkosähköön kohdistuvan sähkön hinnan eroja keskimääräiseen spot-hintaan on esitetty taulukossa 7.

Taulukko 7: Aurinkosähkön painotettujen keskiarvojen eroavuus sähkön spot-hinnan keskiarvosta

Vuosi	Elspot €/MWh	Aurinkosähkö (Fingrid) €/MWh	Fingrid - Elspot erotus €/MWh	%:a Elspotista	Aurinkosähkö (Homer) €/MWh	Homer - Elspot erotus €/MWh	%:a Elspotista
2013	41,15	44,97	3,81	9,27%	45,86	4,70	11,42%
2014	36,02	40,78	4,76	13,21%	40,25	4,22	11,72%
2015	29,66	35,01	5,35	18,04%	35,18	5,52	18,62%
2016	32,45	35,95	3,50	10,79%	35,66	3,21	9,91%
2017	33,19	37,31	4,12	12,40%	37,33	4,14	12,47%
2018	45,86	53,11	7,25	15,82%	51,31	5,45	11,89%
total	35,97	41,09	5,12	14,24%	40,80	4,83	13,43%

Taulukosta nähdään, että aurinkosähköstä saatava hinta on eri vuosina ~ 9 – 19 %:a sähkön spot-hinnan keskiarvoa korkeampi. Vuoden 2018 arvossa on huomioitava, että se ei ole koko vuoden ajalta, vaan jättää huomioimatta aurinkosähkölle epäsuotuisat loka-, marras- ja joulukuun. Vuosittaisen vaihtelun eroista huolimatta koko tarkasteluajan keskimääräinen arvo on kummallakin aurinkosähkön tuotantoarviolla samassa suuruusluokassa, eli aurinkosähkön toteutunut hinta on keskimäärin 13,835 ± 0,389 %:a spot-hinnan keskiarvoa korkeampi, mikä vastaa ~5 €/MWh:n korotusta spotkeskiarvoon.

Aurinkosähkön pörssisähkön keskiarvoa korkeampi hinta johtuu sen esiintymisestä päivällä, kun pörssisähkön hinta on keskimääräistä korkeampi. Uhkana keskihintaa korkeammalle tuottoennusteelle on pörssisähkön päivänsisäisten trendien muuttuminen kulutuksen vähenemisen tai siirtymisen sekä päivänaikaisen tuotannon kasvamisen seurauksena. Toisin sanoen aurinkosähkön kapasiteetin kasvaessa voi sen tuotanto alkaa vaikuttamaan pörssisähkön hintaan. Kyseisen vaikutuksen suuruutta voidaan selvittää tarkastelemalla samantyyppisen energialähteen omaavan tuulivoiman kapasiteetin kasvun vaikutusta pörssisähköön.

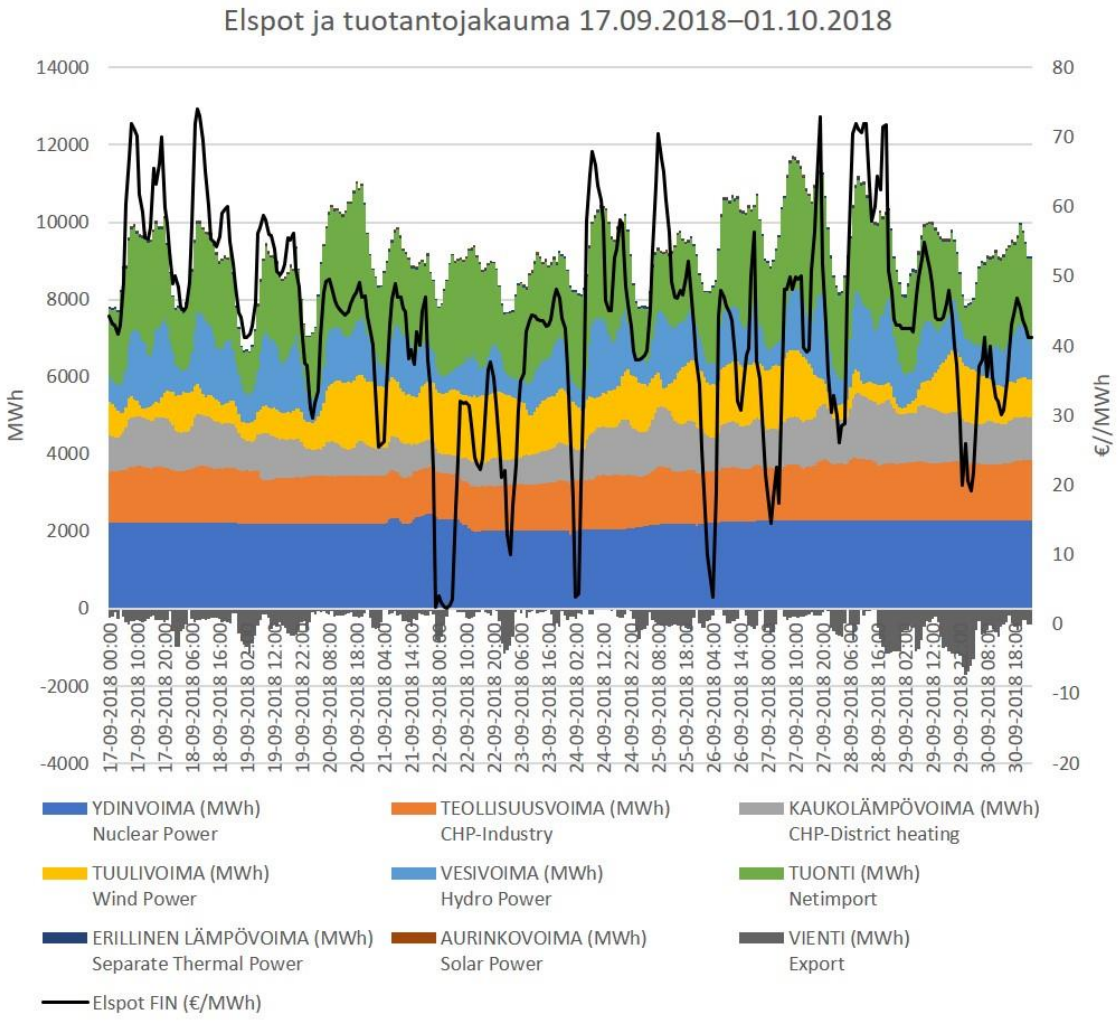
3.3 Tuulivoiman vaikutus sähkön hintaan

Suomeen viime vuosina rakennetulle tuulivoimalle myönnettiin syöttötariffi vuonna 2010. Tämä tarkoittaa, että tariffia hakeneet laitokset saavat 12 ensimmäisen vuoden aikana tuotetusta sähköstä tavoitehinnan 83,50 €/MWh aina sähkön spot-hinnan ollessa positiivinen (Finlex b). Kyseinen takuuhinta aiheuttaa sen, että tuulivoiman tuottaja voi tarjota sähkönsä ”nollatarjouksella” markkinoille, jolloin se syrjäyttää korkeimpia kilpailevia tarjouksia ja ajaa sähkön spot-hintaa alas. Tariffi on mahdollistanut tuulivoiman määrän nopean kasvun Suomen sähköntuotannossa. Edellä esitetyn taulukon 4 mukaisesti tuulivoiman operatiiviset kustannukset ovat ilman syöttötariffiakin huomattavan matalat, joten sama ”nollatarjous”-tilanne on mahdollinen ilman syöttötariffiakin.

Syöttötariffi on tällä hetkellä muuttumassa preemiopohjaiseksi tarjouskilpailuksi, kuten on esitetty 13.6.2018 laissa uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta annetun lain muuttamisesta. Muutetussa tukijärjestelmässä kilpailutetaan 30 §:n ja 31 §:n mukaisesti sähköntuottajien tarjoukset preemiosta, joista hyväksytään 32 §:n mukaan ne tarjoukset, joissa preemio on alhaisin ja jotka täyttävät 30 §:ssä ja 31 §:ssä säädetyt edellytykset eikä hyväksymiselle ole laissa säädetty estettä. Preemion mukaisen tuen määrä on esitetty 34 §:ssä. Tuki maksetaan verkkoon syötetystä sähköstä, eli omakäyttösähkölaitteiden kulutus tulee vähentää kokonaistuotannosta, ja se määräytyy voimalaitoksen sijaintipaikan kolmen kuukauden sähkön markkinahinnan keskiarvon, sähkön viitehinnan 30 €/MWh ja tarjotun preemion mukaisesti. Tuki on preemion mukainen markkinahinnan keskiarvon ollessa enintään viitehinnan suuruinen, ja sen ylittyessä tukea vähennetään markkinahinnan keskiarvon ja viitehinnan erotuksella, kun markkinahinta on viitehinnan ja preemion summaa matalampi. (Finlex c)

Nykyisellään aurinkosähköä voidaan käsitellä tuulivoimaa vastaavanlaisena ”nollatarjouksena”. Tuotanto on Suomessa pääasiassa pientuotantoa, jossa tyypillisesti pyritään mahdollisimman suureen omakäyttöosuuteen sekä passiiviseen järjestelmään, jossa valvonta ja ohjaus eivät aiheuta huomattavia lisäkuluja. Aurinkosähkön ylösajokustannukset ovat matalat, ja pientuottajan myynti on hyvin todennäköisesti suoraan sähkönmyyjälle joko kiinteällä hinnalla tai pörssisähkön toteutuneella hinnalla. Toisin sanoen tuottaja ei ohjaile tuotantoaan, vaan tuotettu sähkö joko syötetään verkkoon tai käytetään itse hinnasta riippumattomasti. Verkkoon syötettäessä lisätään sähkön tarjontaa, kun taas omakäyttö vähentää sähkön kysyntää. Kummallakin toimenpiteellä on kysynnän ja tarjonnan markkinamallissa laskeva vaikutus sähkön hintaan.

Tuulivoiman hinnan laskeva vaikutus voidaan selkeästi havaita, kun tuulivoiman tuotantoa on paljon ja sähkön kulutus on vähäistä. Kuvassa 9 on esitetty Suomen sähköntuotantojakauma sekä sähkön spot-hinta aikavälillä 17.9.2018–1.10.2018.



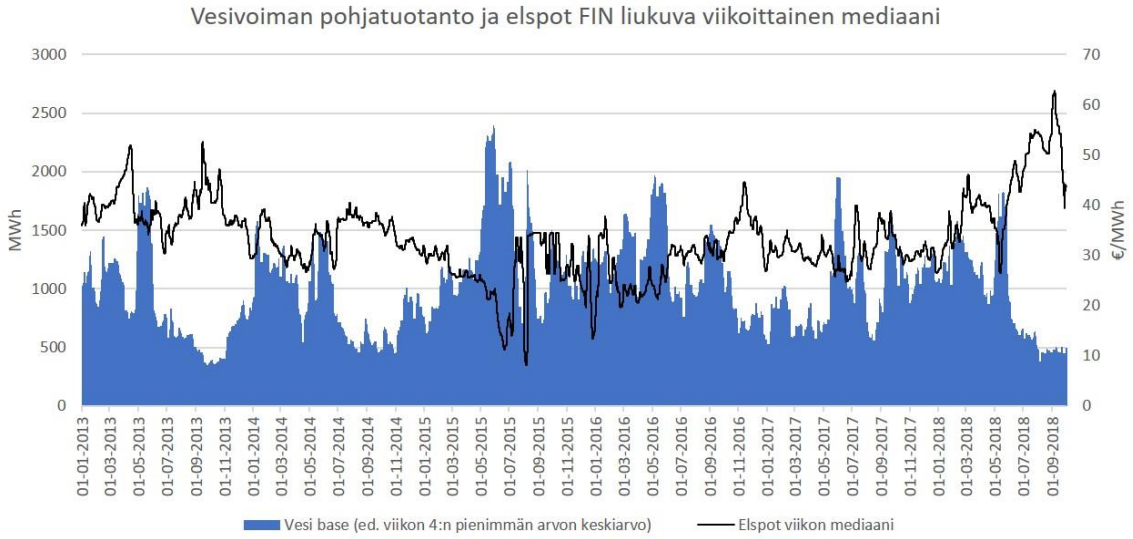
Kuva 9: Sähkön tuotantojakauma ja Elspot FIN aikavälillä 17.9.2018–1.10.2018

Kuvaajassa on esitetty kahtena viikkona – alkaen maanantaista ja päättyen sunnuntaihin – Suomen sähköntuotanto jaettuna eri tuotantomuotoihin sekä sähkön Suomen alueen spot-hinta samana aikana ja siitä nähdään hyvin selvästi tuulivoiman potentiaalinen vaikutus spot-sähkön hintaan. Tuulivoiman tuotanto kasvaa huomattavasti 20.9 klo 6:sta alkaen, mutta myös tuontisähkön kasvava määrä on huomioitava. Suomeen tuotava sähkö on pääosin Ruotsista, jonka ~39 GW:n tuotantokapasiteetista ~6,7 GW:a on tuulivoimaa (Ensto-e). Oletettaessa että Suomen ja Ruotsin tuuliolosuhteet ovat tiettynä ajankohtana viiveen huomioiden suhteellisen samankaltaiset voidaan päätellä tuulivoiman ajavan sähkön hintaa alas myös Ruotsissa. Tällöin Suomen aluehintaan vaikuttaa korkean tuontisähkön määrän takia paitsi Suomen, myös Ruotsin tuulivoima samanaikaisesti.

Yksinkertaistettuna tarkasteluna kuvaajassa havaitaan selkeä tiputus sähkön hinnassa ensimmäisenä torstaina, kun samanaikaisesti tuulivoiman tuotanto sekä tuontisähkön määrä kasvavat huomattavasti. Viikonloppuöinä, eli viikko- ja vuorokausitasolla keskimääräistä matalampana sähkönkulutusaikana, hinta romahtaa 3–10 €/MWh tasolle. Seuraavan viikon ensimmäisinä päivinä tuulivoiman tuotanto tipahtaa hieman samalla kun kokonaiskulutus kasvaa, jolloin hinta pääsee kasvamaan, mutta jo tiistai-iltapäivän hintatasossa nähdään taas kasvavan tuulivoiman hintaa laskeva vaikutus. Hinta alkaa jälleen torstaina 27.9 klo 19 nousta jyrkästi tuulivoiman tuotannon vähentyessä, mikä jatkuu lauantaihin 29.9.

Edellä esitetyn yksinkertaistetun tarkastelun ongelmana on tuulivoiman lisäksi sähkön hintaan vaikuttavien muiden tekijöiden jatkuvat muutokset. Jotta eri tunteina ilmenevät sähkön hinnat olisivat vertailukelpoisia, niin tulee vähintäänkin voimakkaimmin sähkön hintaan vaikuttavien tekijöiden eroavuudet vertailtavien ajanjaksojen välillä minimoida.

Eräs sähkön hintatasoon huomattavasti vaikuttava tekijä on vesivoiman pohjatuotanto. Kuvassa 9 nähdään vesivoiman määrän vaihtelevan huomattavasti päivän sisällä, ja pohjatuotannolla tarkoitetaan vesivoimalaitoksen vesistön luonnollisella virtauksella tuotettua sähköä, eikä päiväsaikaan tapahtuvaa vesireservien mahdollistamaa tuotannon säätelyä. Vesivoiman pohjatuotannon vaikutusta sähkön hintaan on tarkasteltu ottamalla viikon aikana 4:n pienimmän vesivoiman tuotantoarvon liukuva keskiarvo, joka on esitetty sähkön liukuvan viikoittaisen mediaanihinnan kanssa kuvassa 10. Käyrien muutokset eivät tapahdu aivan samanaikaisesti, mutta lyhyen viiveen oletetaan johtuvan käytettyjen neljän pienimmän arvon keskiarvon ja mediaanin eroavista reagointinopeuksista muutoksiin.



Kuva 10: Vesivoiman pohjatuotanto, eli edellisen viikon 4:n pienimmän arvon keskiarvo, sekä Elspot FIN viikoittainen liukuva mediaani 2013−2018

Kuvasta nähdään vesivoiman pohjatuotannon ja sähkön mediaanihinnan käänteinen korrelaatio. Ilmiön voimakkuus selittyy vesivoiman huomattavalla osuudella Suomen sekä sen pääasiallisen tuontisähkön toimittajan, eli Ruotsin, sähköjärjestelmässä. Kuvan 1 mukaisesti Suomessa käytetystä sekä vientisähköstä 17 %:a on kotimaisella vesivoimalla tuotettua. Lisäksi Ruotsissa asennetun vesivoiman kapasiteetin osuus kokonaisvoimalaitoskapasiteetista on Suomen tuotantokapasiteettia − 3 GW:a vesivoimaa kokonaiskapasiteetista 17 GW:a − huomattavasti suurempi, eli 19 GW:a vesivoimaa kokonaiskapasiteetista 39 GW:a (Entso-e).

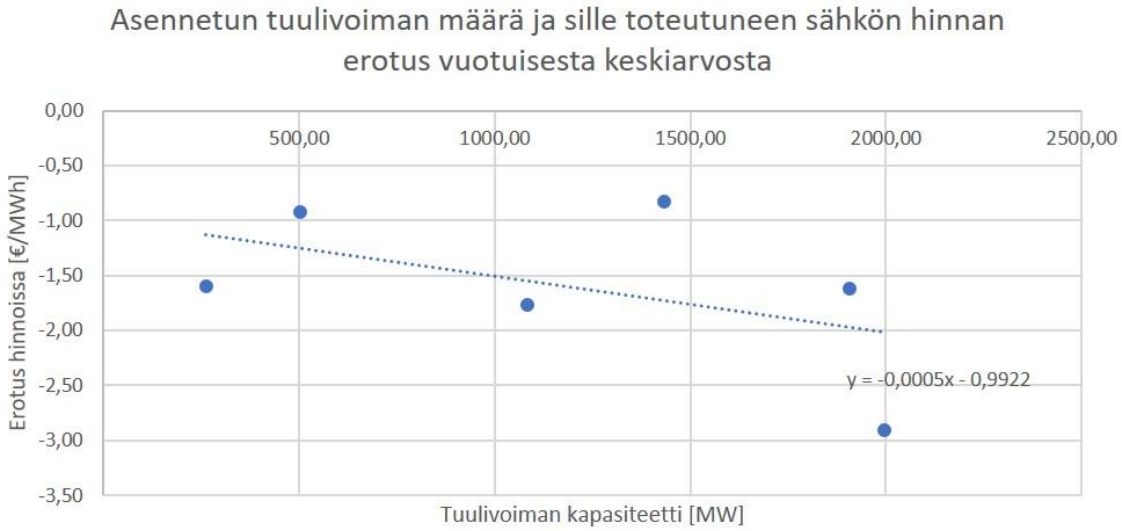
Vesivoiman pohjatuotannon määrä voidaan suuntaa-antavasti havaita hintakäyrän paikallisissa minimeissä, eli päivän tarkasteluajanjaksolla tyypillisesti aamuyön tunteina. Muiksi vertailtavina ajankohtina olennaisiksi tarkkailtaviksi muuttujiksi arvioidaan ydinvoiman ja teollisuuden chp:n, joiden tuotannon säätyvä osa on tyypillisesti hyvin pieni kausivaihteluita lukuun ottamatta, tuotannon määrä sekä sähkön keskimääräinen kokonaiskulutus tarkasteluaikana. Kulutuksen vertailussa pyritään myös huomioimaan kulutuskäyrän muoto.

3.3.1 Tuulivoiman vaikutus päiväsähköön

Tuulivoiman vaikutusta päiväsähköön tarkastellaan vertailemalla lähellä toisiaan olevia päivämääriä, joiden välillä ei ole merkittäviä muutoksia edellä mainituissa vaikuttavissa tekijöissä. Muutosten tarkastelu toteutetaan silmämääräisesti - sekä tarpeen mukaan esiintyneiden arvojen tarkastelulla - ydinvoiman, teollisuuden chp:n, vesivoiman pohjakuorman sekä kulutuskäyrän muodon suhteen ja tuulivoiman tuotannosta sekä kokonaiskulutuksesta otetaan tarkasteltavilta ajanjaksoilta keskiarvo. Vastaavasti toteutuneesta sähkön hinnasta otetaan keskiarvo valittujen päivien tarkasteluajalta, joka on tässä tarkastelussa rajattu klo 7−20:een. Valitut päiväparit on esitetty liitteessä 1.

3.3.2 Tuulivoiman vaikutus vuositasolla

Tuulivoimatuotannon kasvun vaikutusta sähkön hintaan pidemmällä aikavälillä voidaan tutkia tarkastelemalla sille toteutuneen spot-hinnan kehitystä. Kuvassa 11 on esitetty taulukon 6 mukaiset tuulivoiman hinnan ja sähkön spot-hinnan keskiarvon erotukset vuosille 2013–2018.



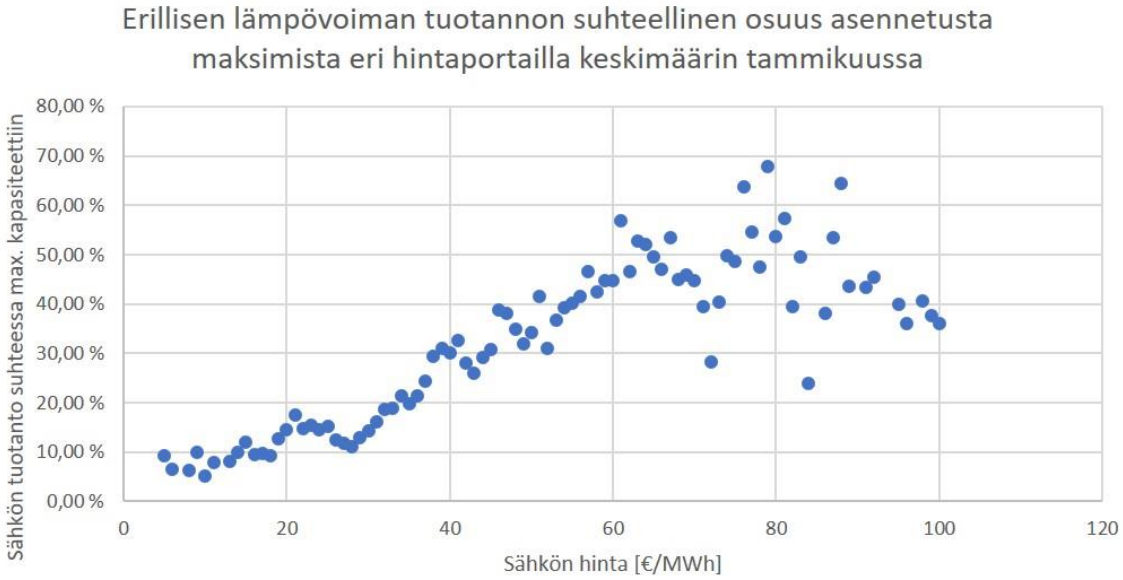
Kuva 11: Tuulivoiman asennettu kapasiteetti ja sen toteutuneen vuoden keskihinnan erotus spot-sähkön keskihinnasta

Vaikka trendi on näennäisesti laskeva, niin vähäisen vuosimäärän vuoksi tarkastellaan muutosta vielä viikkotasolla. Näin pyritään saamaan selville, onko laskeva trendi esimerkiksi vain yksittäisten satunnaisvaihtelujen aiheuttamaa vai jatkuvasti tapahtuvaa muutosta. Viikkotason tarkastelun tulokset on esitetty kappaleessa 4.2.

3.4 Mallinnus sähkön spot-hinnan muodostumisesta

Aurinkosähkön kasvun vaikutusta pörssisähkön hintaan, ja siten aurinkosähkölle toteutuvaan hintaan ja siitä saatavaan tuottoon, selvitetään lisäksi mallintamalla sähkön hinnan muodostumista. Eri kuukausille muodostetaan keskimääräiset toteutuneet tuotantomäärät suhteutettuna vuotuisiin kokonaiskapasiteetteihin eri hintatasoilla, jotka on rajattu yhden euron askelluksella välille 1–99 euroa. Viimeisessä tasossa ovat kaikki 100 €/MWh tai sen ylittävät hinnat.

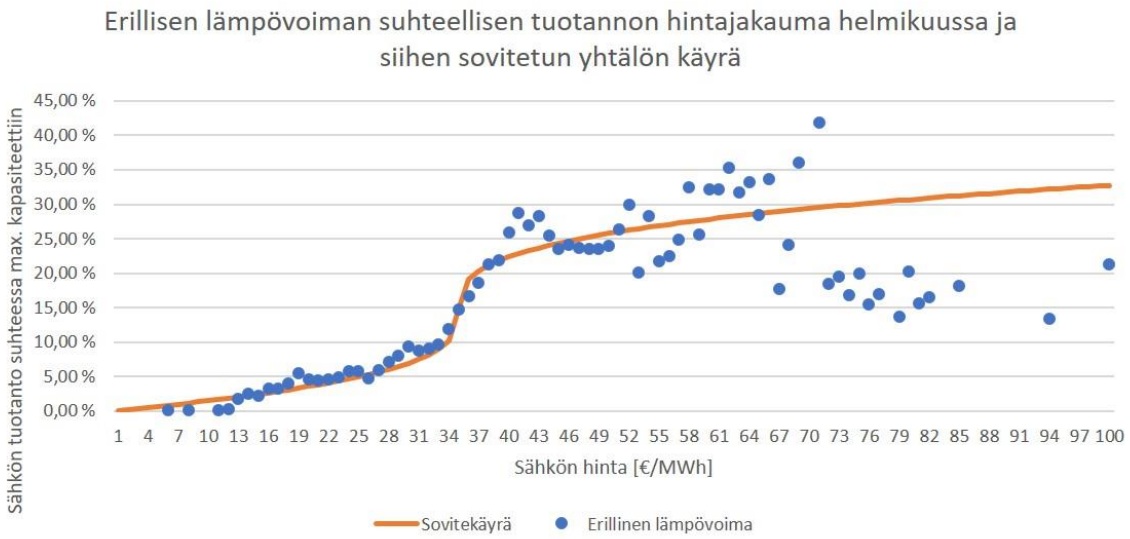
Jakauman avulla määritetään eri tuotantomuodoilla eri kuukausina esiintyvät pohjatuotannot, jotka esiintyvät jopa matalimmilla esiintyneillä sähkön hinnoilla. Pohjatuotannon ylittävä osa on tuotantomuodon hinnan mukaan säätyvä osa. Kuvassa 12 on esitetty erillisen lämpövoiman suhteellisen tuotannon hintajakauma keskimääräisenä tammikuuna.



Kuva 12: Erillisen lämpövoiman tuotanto suhteutettuna kokonaiskapasiteettiin eri sähkön hinnoilla keskimääräisenä tammikuuna

Kuvaajasta nähdään tuotantomuodoille tyypillinen käyttäytyminen, eli lievä nousu pohjatuotannosta suhteellisesti jyrkemmän kasvun osuuteen ja pikainen tasaantuminen ~50 %:n tasolle. Lisäksi nähdään korkeilla hinnoilla tapahtuva hajonta toteutuneissa tuotannoissa. Kyseinen ilmiö kuvaa hyvin sähkön hinnan sekä tuotannon määrän välistä kaksisuuntaista yhteyttä. Sähkön hinnan kasvu tarkoittaa suurempaa määrää voimalaitoksia, joille on kannattavaa tuottaa sähköä. Toisaalta kun sähköä tuottavia voimalaitoksia ei olekaan käytettävissä riittävästi niin sähkön hinta kohoaa.

Teollisuuden ja kaukolämmön yhteistuotannon, vesivoiman ja erillisen lämpövoiman säätöosan hintajakauman hajontakuvioon sovitetaan kullekin eri kuukaudelle sopiva trendikäyrä. Kuvassa 13 on esitetty hajontakuvio erillisen lämpövoiman säätyvälle osalle keskimääräisenä helmikuuna sekä siihen sovitetun yhtälön käyrä.



Kuva 13: Erillisen lämpövoiman helmikuun tuotannon hintajakauma sekä sovitekäyrä

Kuvasta nähdään, kuinka sovitus on toteutettu. Sovitettu yhtälö on muotoa $y = 0{,}045 * (x - 35)^{1/3} + 0{,}1466$, eikä siinä ole huomioitu korkeilla sähkön hinnoilla tapahtuvaa romahdusta tuotannossa. Kyseinen ilmiö tapahtuu eri kuukausina vaihtelevasti eri tuotantomuodoilla ja sen huomioiminen vaatisi sovitteiden jakamisen kaksiosaisiksi yhtälöryhmiksi, eli kaksinkertaistaisi nykyisen 48 sovitteen määrään 96:een. Ilmiötä ei ole huomioitu mallinnuksessa ajan puutteen vuoksi.

Rajoituksiksi sovitetuille yhtälöille on asetettu, ettei muodostuva kapasiteetti saa negatiivisia arvoja tai ylitä 100 %:a. Lisäksi negatiivisille sähkön hinnoille ei ole tehty tarkastelua, vaan sähkön hinnan määrittäminen aloitetaan yhden positiivisen askeleen päästä nollasta. Askellusväliksi on valittu 1 €/MWh.

Mallinnus toteutetaan etsimällä sovitettujen yhtälöiden sekä pohjatuotantojen avulla kullekin tunnille sähkön hinta, joka täyttää kuukaudelle ominaisen keskiarvoviikon tuntitason kokonaissähkönkulutuksen. Tuuli-, aurinko- ja ydinvoiman mallinnus käsitellään hintariippumattomina tarjouksina, eli ne saavat muodostettujen kokonaiskapasiteettiin suhteutetun toteutuneen tuotannon keskiarvoviikkojen mukaiset arvot. Esimerkiksi ydinvoiman keskimääräinen tuotanto on vuosituotantoihin suhteutettujen esiintyneiden tuotantomäärien perusteella 98,95 %:a kokonaiskapasiteetista tammikuisena maanantaina klo 13–14. Ydinvoiman osalta tuotanto on hyvin lähellä maksimikapasiteettia muuten paitsi vuosihuoltojen aikana, jotka on huomioitu mallissa toteutuneiden tuotantojen mukaisesti. Vientisähkö on jätetty tarkastelun ulkopuolelle, ja tuontisähkö käsitellään hintajoustamattomana potentiaalisena lisätuotantona. Jos sähkön hinta saavuttaa keskiarvoviikon tuontisähkön keskiarvohinnan eikä kulutusta ole vielä täytetty niin tarkastetaan, saadaanko puuttuva kulutus täytettyä kyseisenä ajanhetkenä keskimäärin toteutuneella tuontisähköllä. Kulutuksen täyttyessä asetetaan tuontisähkön arvoksi tarvittavan lisän määrä ja sähkön hinnaksi tuontisähkön hinta. Mikäli kulutus ei täyty niin asetetaan tuontisähkön määrä maksimiin ja jatketaan sähkön hinnan kasvattamista, kunnes kulutus on täyttynyt.

Muodostetussa mallissa voidaan lisätä Suomeen asennettua kapasiteettia kullekin tuotantomuodolle ja tarkastella hinnan käyttäytymistä sekä halutuille tuotantomuodoille toteutuneita sähkön hintoja. Hintojen tarkka mallinnus ei kuitenkaan ole mallin tarkoituksena, vaan sähkön hinnan trendien stabiilisuuden tarkastelu tuotannon muutostilanteissa.

3.5 Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuuden laskenta

Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuutta asennetun kapasiteetin kasvaessa selvitetään tarkastelemalla investoinnin sisäisen korkokannan muutosta esimerkkisijoituksen avulla käytettäessä laskennallisena sähkönhintana keskimääräistä spot-sähkön keskiarvoa, sekä vertailukohteena aurinkosähkölle keskimäärin toteutunutta hintaa. Sisäinen korkokanta, eli sijoituksen todellinen vuosikorko, on se korkokanta, jota käyttäen maksuerien diskontattu arvo on yhtä suuri kuin luoton käteisarvo (Taanila). Sijoituksen sisäinen korkokanta ilmaisee siis kuinka suuren vuotuisen tuoton, tai tappion, sijoitus aiheuttaa.

Sisäinen korkokanta voidaan laskea nettonykyarvon kaavan avulla asettamalla nettonykyarvotavoitteeksi nolla (Jormakka et al) eli

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t} + \frac{I_n}{(1+IRR)^n} - I_0 = 0 \qquad (2)$$

missä

NCF = nettokassavirta

IRR = sisäinen korkokanta

I_0 = investoinnin hankintameno eli alkuinvestointi

I_n = investoinnin jäännösarvo

n = investoinnin pitoaika vuosina

t = aika.

Excelissä sisäinen korko voidaan muodostaa tasaisella väliajalla tapahtuville maksuille käyttämällä funktiota ”IRR”, internal rate of return. Käytettävä nettokassavirta koostuu myydyn sähkö arvosta eri tarkasteluvuosina, investoinnin senhetkisen sijoituksen jäännösarvon korkokuluista sekä muista, esimerkiksi järjestelmän valvontaan ja kunnossapitoon, liittyvistä kuluista eli

$$NCF_t = Sähkön\ myyntitulot_t - Korkokulut_t - Muut\ kulut_t \qquad (3)$$

Sähkön myyntitulot koostuva kotitalouskohteen aurinkosähköinvestoinnissa omalla tuotannolla säästetyistä ostosähkön kuluista sekä tuotetun sähkön verkkoon myynnistä saatavista tuloista eli tuotetusta sähköstä saatava kassavirta vuonna *t* on

$$Sähkön\ myynti_t = OKTE_t(1+ALV)(SS+SV+SE_t) + (1-OK)TE_tSE_t \qquad (4)$$

missä

OK = omakäyttöaste

TE_t = Tuotettu energia vuonna t

SS = Sähkön siirron kustannus

SV = Sähkövero

ALV = Arvonlisävero

SE_t = Sähköenergian hinta vuonna t.

Alaindeksin *t* omaavien termien kohdalla on huomioitava arvioitu tuotanto- ja hintakehitys. Tässä tarkastelussa on sähkönsiirron hintakehitys sisälletty sähköenergian kehitykseen, jossa on yleisen hintakehityksen lisäksi tarkasteltu aurinkosähkön spot-hinnan ja elspotin keskiarvon erotuksen kehitystä.

Kaikki laskennassa käytetyt parametrit on esitetty liitteessä 2. Valitun 5 kW:n järjestelmän hintana on käytetty National Survey Report of Photovoltaic Applications in Finland 2017 -raportissa esitettyä keskiarvohintaa Suomeen asennettavalle kotitalouskohteen aurinkosähköjärjestelmälle (IEA). Arvonlisävero 24 %:a huomioidaan investointikuluissa sekä ostosähkön arvostuksessa. Invertterin hinnan osuus on karkea arvio satunnaisten aurinkopaneelijärjestelmän myyjien hintojen tarkastelun perusteella ja sen uusiminen oletetaan tapahtuvan 15. vuotena, mistä aiheutuvan kustannuksen nykyarvo on laskennassa lisätty investointikuluihin. Invertterivaihdon nykyarvo on muodostettu pitoajalla 15 vuotta ja korkokannalla 3 %:a, käyttäen IEA:n raportissa esitettyä keskimääräistä kustannusrakennetta. Aurinkosähkön omakäyttöasteeksi on valittu 80 %:a, joka mukailee pienillä aurinkosähköjärjestelmillä tavoiteltua korkeaa omakäyttöastetta, ja sekä osto- että myyntisähkö käsitellään pörssisähkönä. Ostosähkön siirtohinnaksi on valittu Järvi-Suomen Energian yösähkön siirtomaksun sähköenergian määrään kohdistuva hinta aikavälille 7–22, joka on 3,20 snt/kWh sisältäen alv:n. Kiinteitä perusmaksuja ei ole huomioitu, sillä ne aiheutuvat riippumatta siitä, onko kiinteistössä aurinkosähköjärjestelmää ollenkaan. Pörssisähkön käsittelykuluina on käytetty 0,3 snt/kWh sekä osto- että myyntisähkölle, johon on lisätty myyntisähkön osuudelle 0,09 snt/kWh jakeluverkon käsittelykuluja. Käsittelykulut on huomioitu kannattavuutta laskevina tekijöinä, sillä tarkastelussa on tehty olettamus, ettei pörssisähköä välttämättä käytettäisi kohteessa ilman omaa aurinkosähköjärjestelmää.

Esimerkkisijoitus on lähtökohtaisesti oletettu täysin omalla pääomalla toteutettavaksi ilman ennakoivia korko-odotuksia. Oman pääoman korko on asetettu 1 %:iin, millä kompensoidaan inflaatiota. Sähköenergian hintakasvuksi arvioidaan 1 %, johon lisätään 0,5 %:a huomioimaan siirtomaksujen potentiaalinen kasvu. Lisäksi aurinkopaneelien tuotannon kehityksessä on huomioitu 0,5 %:n vuosittainen alenema tuotetun sähköenergian määrässä.

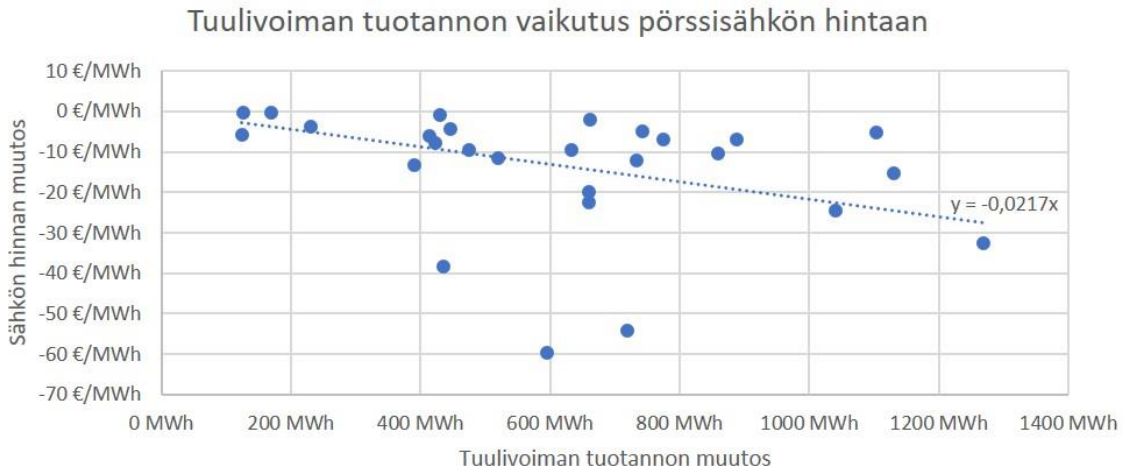
Todellisessa kohteessa voitaisiin aurinkosähkön omakäyttöosuus muodostaa sähkönkulutusjakauman sekä aurinkosähkön tuotantojakauman vertailun avulla. Lisäksi omakäyttöastetta voidaan kasvattaa siirtämällä sähkönkäyttöä kesäaikaan aurinkosähköntuotannolle otolliselle ajankohdalle, mikäli aurinkosähköjärjestelmä on mitoitettu ylittämään kulutus tiettyinä ajankohtina. Sähkönkäytön ohjaukseen potentiaalisesti soveltuvia laitteistoja ovat mm. lämminvesivaraajat sekä ilmastointilaitteistot.

4. TULOKSET

Tässä kappaleessa esitetään ja tarkastellaan saatuja tuloksia.

4.1 Tuulivoiman päiväparit

Liitteessä 1 esitettyjen 28:n päiväparin keskimääräisten tunnin tuulivoimatuotantojen erotuksen ja keskimääräisten sähkön hintojen klo 7–20 mukainen pistekaavio on esitetty kuvassa 14. Pienimpiä esiintyviä tuulivoiman tuotantoarvoja tarkasteltavina päivinä ovat 315 MWh ja 476 MWh.



Kuva 14: Tuulivoiman tuotannon vaikutus pörssisähkön hintaan valittujen päiväparien perusteella

Kuvasta havaitaan laskeva trendi sähkön hinnalle tuulivoiman toteutuneen tuotannon kasvaessa. Muutosta havaitaan kuitenkin jo suhteellisen pienillä tuulivoiman tuotannon muutoksilla, kuten 124 MWh ja 230 MWh. Pistejoukkoon sovitetun lineaarisen trendikäyrän yhtälön $y = -0{,}0217x$ avulla voidaan ratkaista asennetun tuulivoiman kapasiteetin vaikutus päiväsähköön klo 7–20. Vuonna 2018 esiintynyt tuulivoiman keskimääräinen tuntikohtainen tuotettu energia klo 7–20 kapasiteetilla 1994,60 MW on 303,33 MWh/h, joten trendiyhtälön perusteella tuulivoiman keskimääräinen vaikutus päiväsähköön on

$$\frac{(-0{,}0217 * 303{,}33)\ \frac{€}{\text{MWh}}}{1994{,}6\ \text{MW}} = -\frac{6{,}58\ \frac{€}{\text{MWh}}}{1994{,}6\ \text{MW}} = -0{,}33\ \frac{\frac{\text{snt}}{\text{MWh}}}{\text{MW}}$$

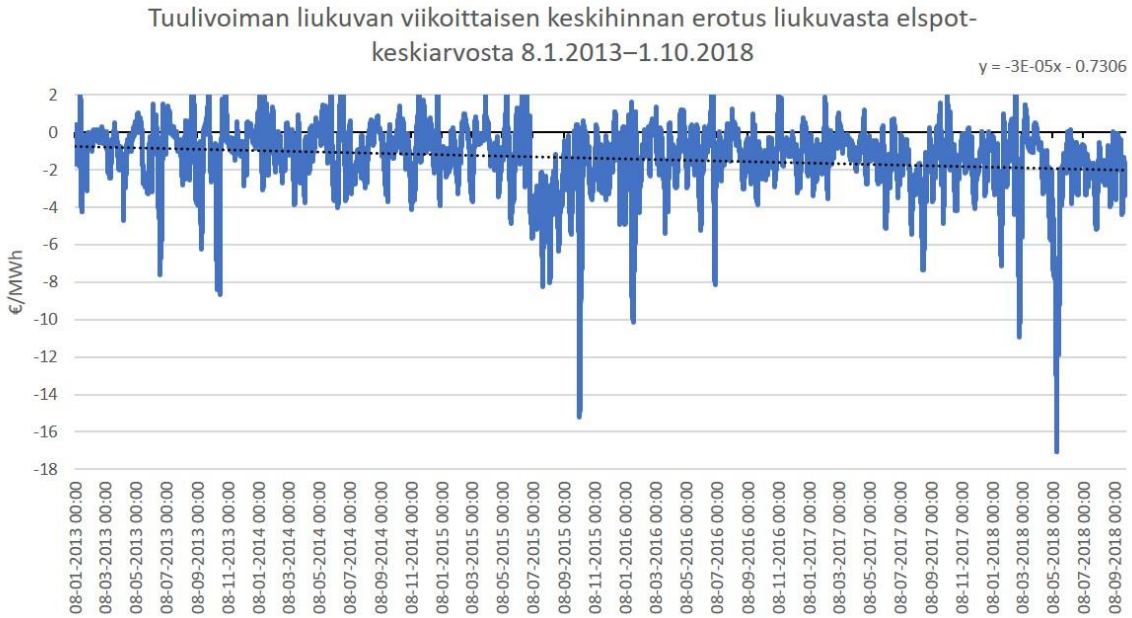
Vastaava keskimääräinen tuntikohtainen tuotanto aurinkosähkölle klo 7–20 on 197 kWh/h asennettua 1 MW:a kohden. Tällöin yllä esitetyn yhtälön mukaisesti saadaan vaikutukseksi nykytilanteessa

$$\frac{(-0{,}0217 * 0{,}197 * 69{,}8)\ \frac{€}{\text{MWh}}}{69{,}8\ \text{MW}} = -\frac{0{,}298\ \frac{€}{\text{MWh}}}{69{,}8\ \text{MW}} = -0{,}427\ \frac{\frac{\text{snt}}{\text{MWh}}}{\text{MW}}$$

Ratkaistun kertoimen avulla tämänhetkistä aurinkosähkön ja elspotin keskiarvon erotusta, eli 5,12 €/MWh, vastaava alenema sähkön hinnassa aiheutuisi ~1,2 GW:n aurinkosähkökapasiteetilla.

4.2 Tuulivoiman liukuva viikkokeskiarvo

Viikkotason tarkastelu tuulivoiman vaikutukseen sähkön hinnassa on toteutettu muodostamalla liukuva keskiarvo tuulivoimalle toteutuvalle hinnalle koko tarkasteluaikana ja vertaamalla sitä spot-sähkön liukuvaan keskihintaan erotuksen avulla. Kuvassa 15 on esitetty liukuva keskiarvo tuulivoimalle toteutuneen viikoittaisen keskihinnan ja sähkön spot-hinnan viikoittaisen keskiarvon erotuksesta.



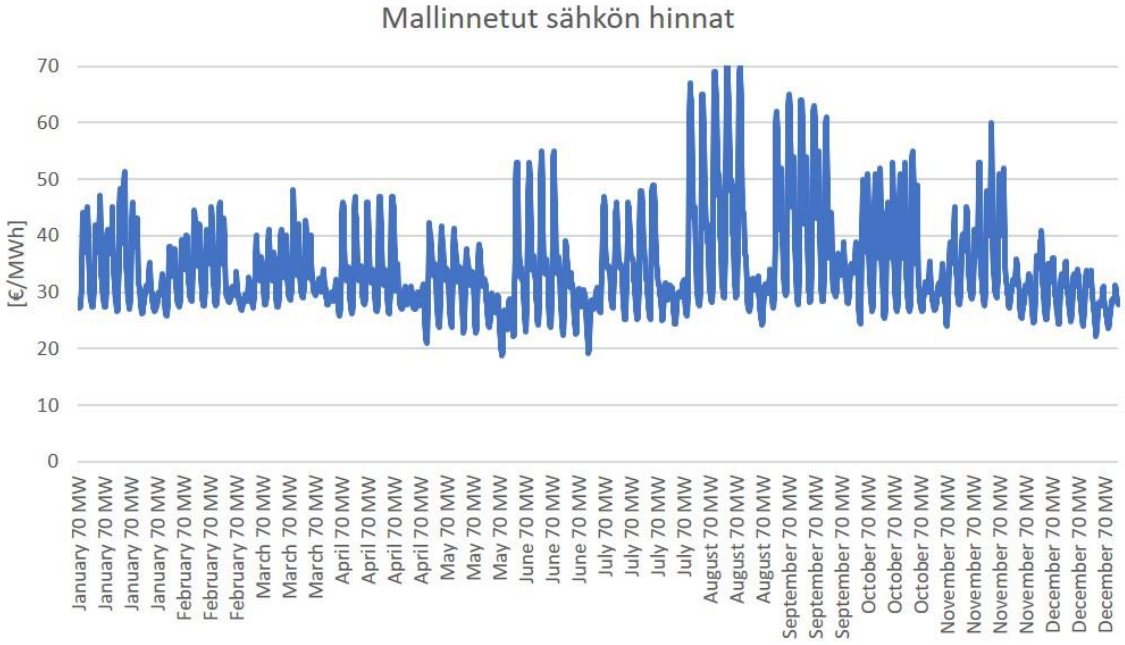
Kuva 15: Liukuvan viikoittaisen keskiarvon tarkastelu tuulivoiman toteutuneen hinnan kehityksestä

Kuvaajassa nähdään tuulivoiman toteutuneen spot-hinnan hidas ja jatkuva laskusuuntainen kehitys, sekä huomattavaa kasvua laskevissa piikeissä. Trendiyhtälö on esitetty kuvaajan oikeassa yläreunassa, jonka mukaisesti keskimääräinen toteutunut hintojen erotus on kasvanut 0,00003 * 50208 = 1,506 €/MWh. Tuulivoiman kapasiteetin muutos vuodesta 2013 vuoteen 2018 on 1723,6 MW:a, joten keskimääräiseksi hintaeron muutokseksi saadaan 0,087 snt/MWh/MW. Yhtälön tulee huomioida olevan kokonaismuutokselle suuntaa-antava, sillä tarkastelussa vertailutasona käytetään sähkön hinnan liukuvaa keskiarvoa, johon tuulivoima vaikuttaa oman toteutuneen hintansa lisäksi. Saatu liukuvan keskiarvon tulos tarkoittaa karkeasti, että kohdassa 4.1 toteutettu päiväkohtainen tarkastelu tuottaisi keskimäärin matalamman hintavaikutuksen, mikäli päiväparien tarkastelu toteutettaisiin vuotta 2018 aiemmille vuosille.

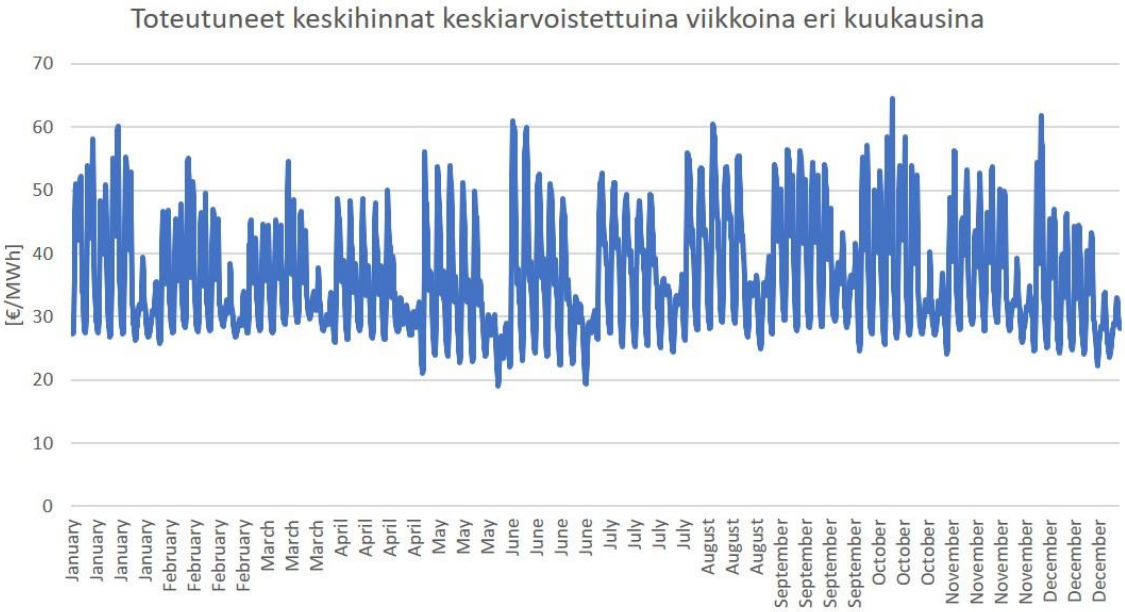
Yhtälössä tulee kuitenkin huomioida, että aurinkosähkölle tai vastaavasti toteutetulle tuulivoiman päiväajan hintojen tarkastelulle ei kyseinen hintaeron keskimääräinen lasku asennettua kapasiteettiyksikköä kohden ole suoraan verrannollinen, sillä tuulivoiman tuotanto vaikuttaa hintaan huomattavasti tasaisemmin ympäri vuoden kuin aurinkosähkö, jonka tuotanto keskittyy kesäkuukausien päiväsaikaan. Toisin sanoen kesäkaudella sekä vuorokauden sisällä esiintyvät trendit, sekä niiden kehitys tulevaisuudessa, vaikuttavat huomattavasti voimakkaammin aurinkosähköön kuin tuulivoimaan.

4.3 Sähkön hintakehitysmalli

Kuvassa 16 on esitetty hinnan mallinnuksella muodostettujen sähkön hintojen kuvaaja keskimääräiselle vuodelle sekä vertailukohteeksi kuvassa 17 ovat 2013–2018 toteutuneiden elspot-hintojen perusteella muodostettujen keskivertoviikkojen hinnat.



Kuva 16: Mallinnetut tuntitason sähkön hinnat keskiarvoviikkoina eri kuukausina



Kuva 17: Toteutuneet sähkön spot-hinnat keskiarvoviikkoina eri kuukausina tarkasteluaikana 2013–2018

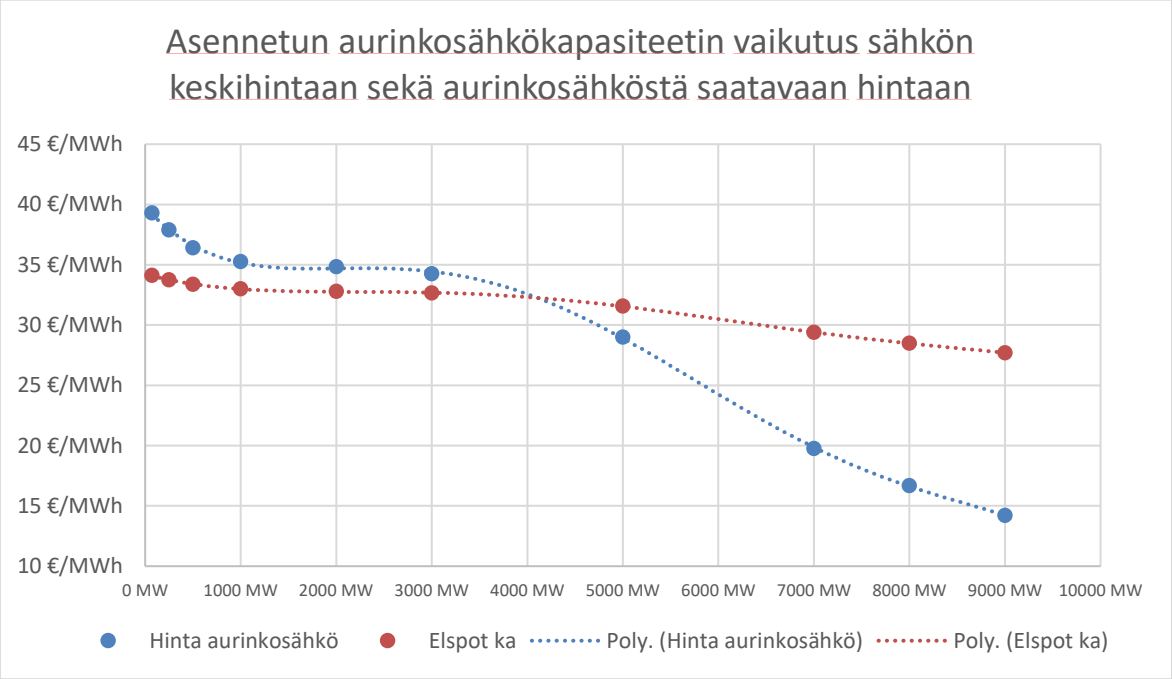
Mallinnetussa hinnassa on huomattavia eroja todellisiin toteutuneisiin hintoihin nähden. Päivän huippuhinnat ovat todellista hintatasoa matalammat muulloin kuin elo- ja syyskuussa. Toisaalta yön paikalliset minimit asettuvat hyvin lähelle kuvan 17 arvoja. Myös käyrän huipputasojen muoto vastaa puolessa kuukausista todellisen hintatason käyttäytymistä, vaikka amplitudi ei ole sama. Lopuissa kuukausista nähdään joko osittaista vastaavuutta tai täysin eriävää muotoa huippuhinnoissa. Korkeiden hintojen virhe on ollut mallissa odotettavissa, sillä hintajakaumien tarkastelussa jätettiin huomioimatta korkeiden hintatasojen hajonta ja niiden tuotannon romahdukset tietyillä tuotantomuodoilla tiettyinä kuukausina. Lisäksi vientisähkön rajaaminen pois tarkastelusta vähentää hieman tuotettavan sähkön tarvetta, eli laskee sähkön hintaa tai tuontisähkön tarvetta.

Taulukossa 8 on esitetty mallinnetun ja todellisen hinnan keskiarvo, sekä aurinkosähkölle muodostuva hinta. Keskiarvoissa mallin ja todellisten arvojen välillä on ~4,3 %:n ja ~5,2 %:n poikkeama, ja mallinnetun aurinkosähkön sekä elspotin hintojen keskiarvojen erotus on hyvin lähellä todellista arvoa.

Taulukko 8: Elspotin ja aurinkosähkön todelliset ja mallinnetut keskiarvot

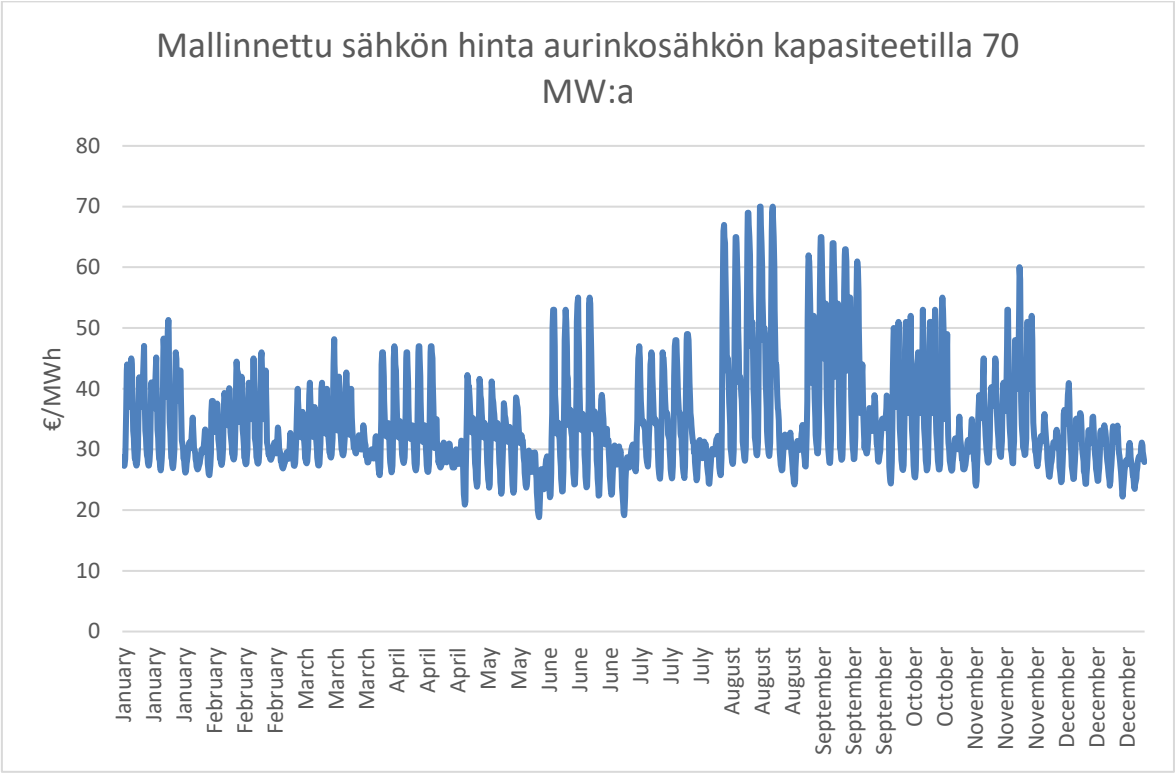
	Elspot [€/MWh]	Aurinkosähkö [€/MWh]	Erotus [€/MWh]	Erotus %:a
Todelliset	35,97	41,09	5,12	14,23%
Mallinnetut	34,1	39,3	5,2	15,25%

Malliin asetettiin aurinkosähkön kapasiteetille kasvavia arvoja ja muodostettiin niiden avulla kuvaaja, jossa on esitetty sähkön keskihinta ja aurinkosähkön toteutunut hinta aurinkosähkön kokonaiskapasiteetin funktiona. Muodostettu kuvaaja on esitetty kuvassa 18.

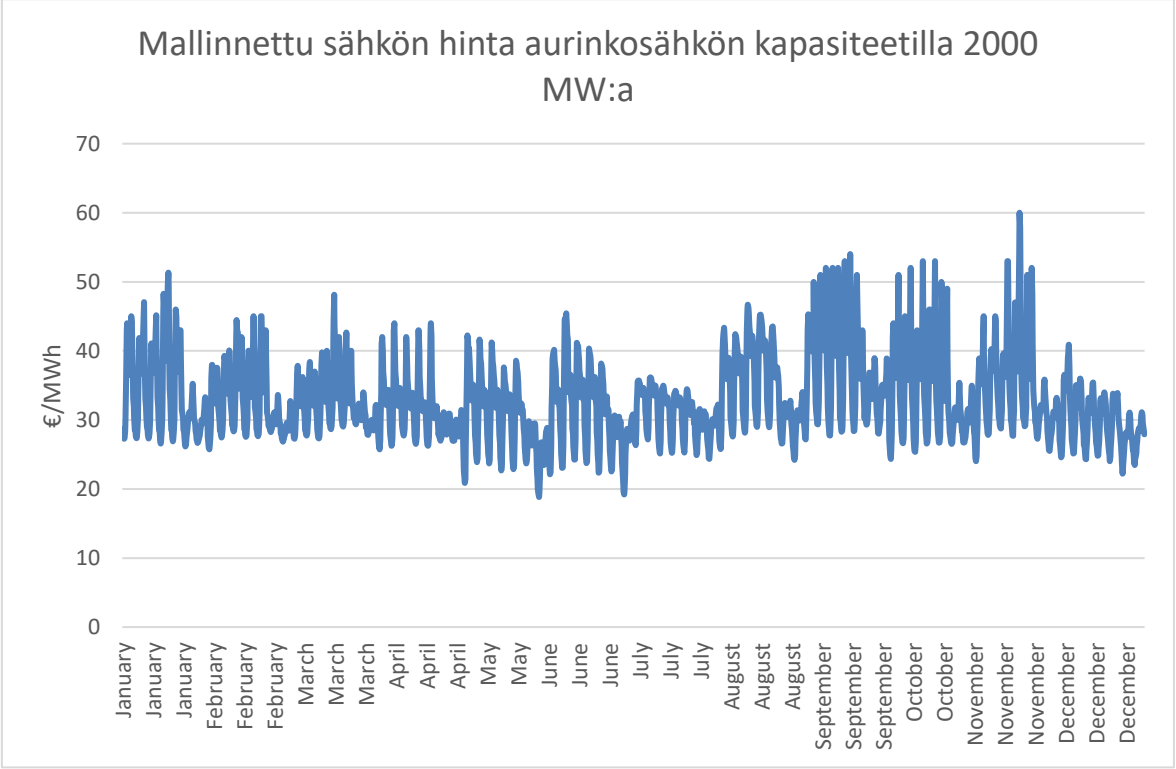


Kuva 18: Mallinnetun aurinkosähkökapasiteetin kasvun vaikutus sähkön spot-hinnan keskiarvoon ja aurinkosähkölle toteutuneeseen keskihintaan

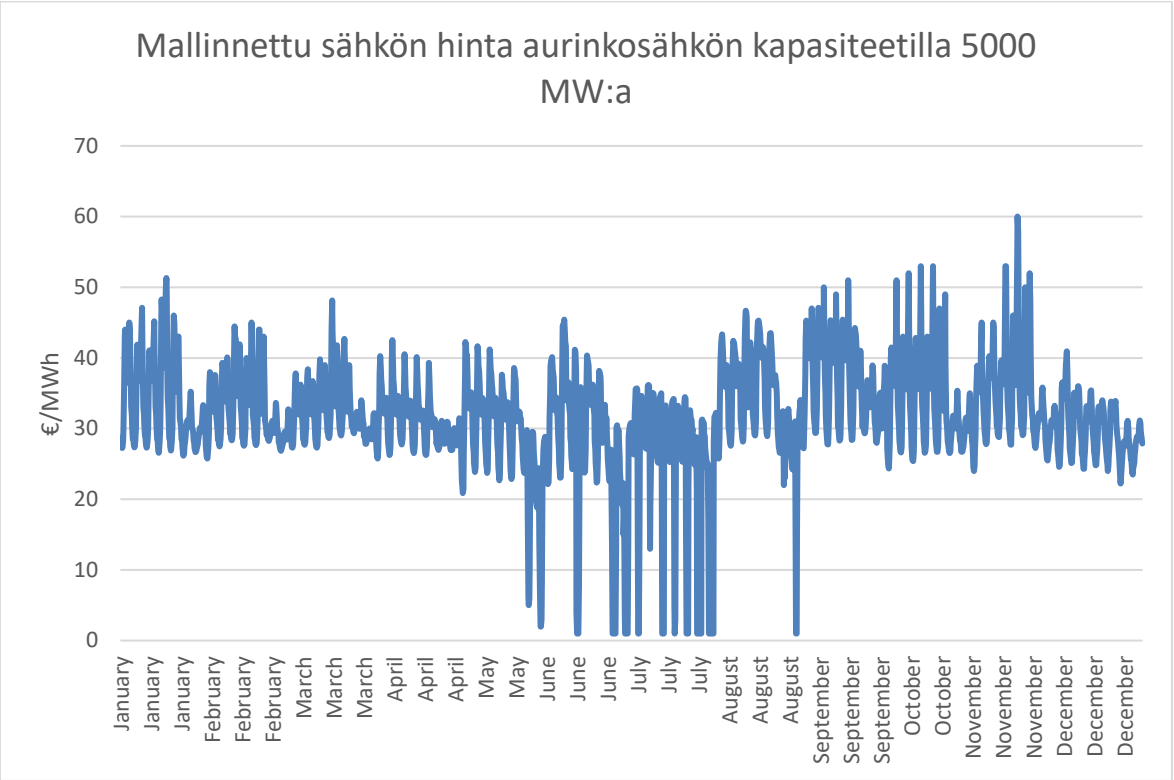
Kuvaajassa nähdään aluksi nopea lasku ~35 €/MWh:n tasolle, josta hinta alkaa 3 GW:n kapasiteetin jälkeen tippumaan nopeammin siten, että asennetulla kapasiteetin määrällä ~4,2 GW:a aurinkosähkölle muodostuva hinta alittaa keskimääräisen sähkön hinnan. Käytännössä se tarkoittaa päiväsähkön hinnan huomattavaa pienenemistä kesäkuukausien ajaksi. Kuvissa 19–23 on esitetty mallinnettu sähkön spot-hinta keskiarvostettuina viikkoina eri kuukausina aurinkosähkön kapasiteeteilla 70 MW:a, 2000 MW:a, 5000 MW:a, 7000 MW:a ja 8000 MW:a.



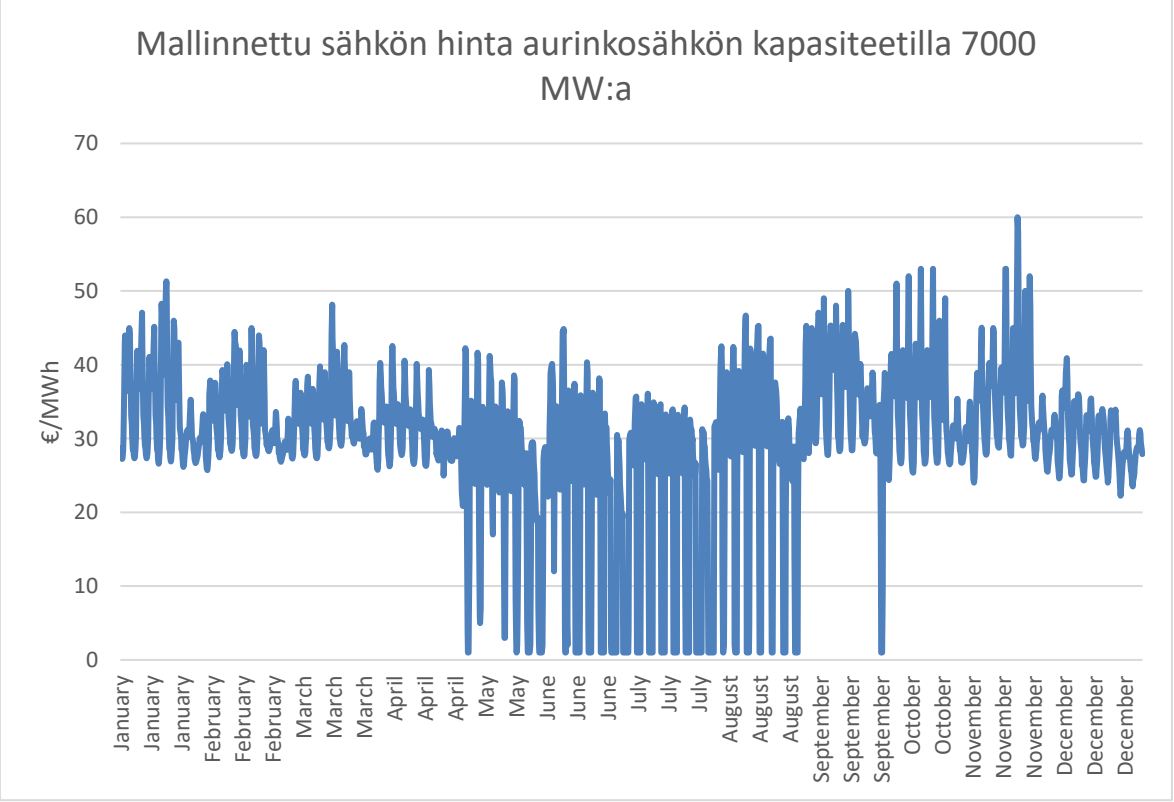
Kuva 19: Mallinnettu sähkön hinta aurinkosähkön kapasiteetilla 70 MW:a



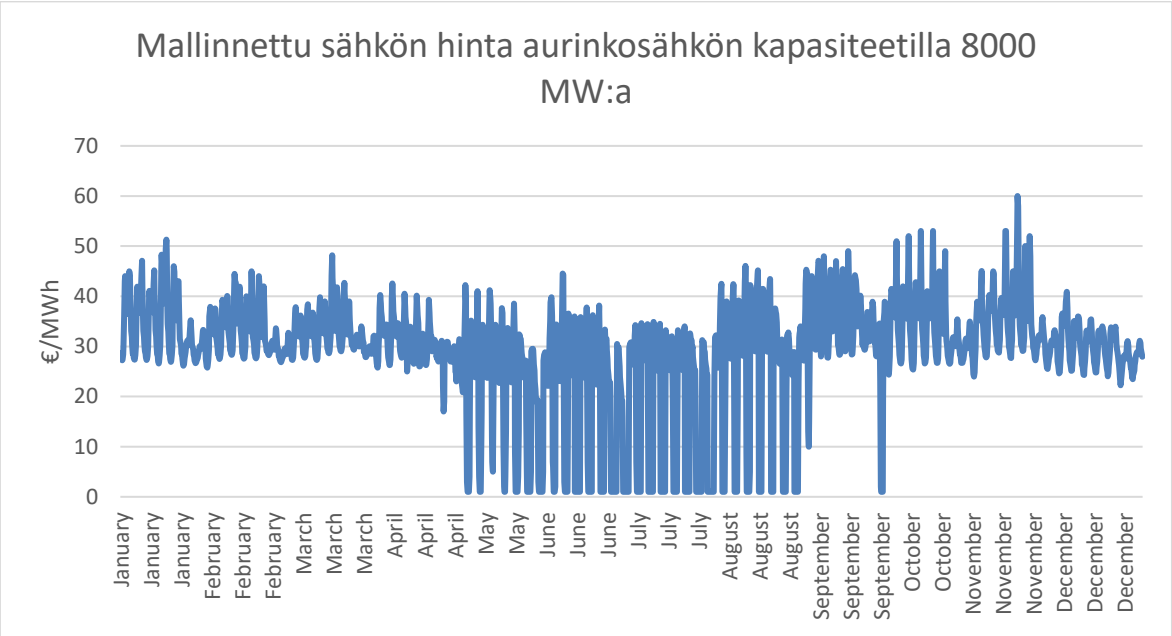
Kuva 20: Mallinnettu sähkön hinta aurinkosähkön kapasiteetilla 2000 MW:a



Kuva 21: Mallinnettu sähkön hinta aurinkosähkön kapasiteetilla 5000 MW:a



Kuva 22: Mallinnettu sähkön hinta aurinkosähkön kapasiteetilla 7000 MW:a



Kuva 23: Mallinnettu sähkön hinta aurinkosähkön kapasiteetilla 8000 MW:a

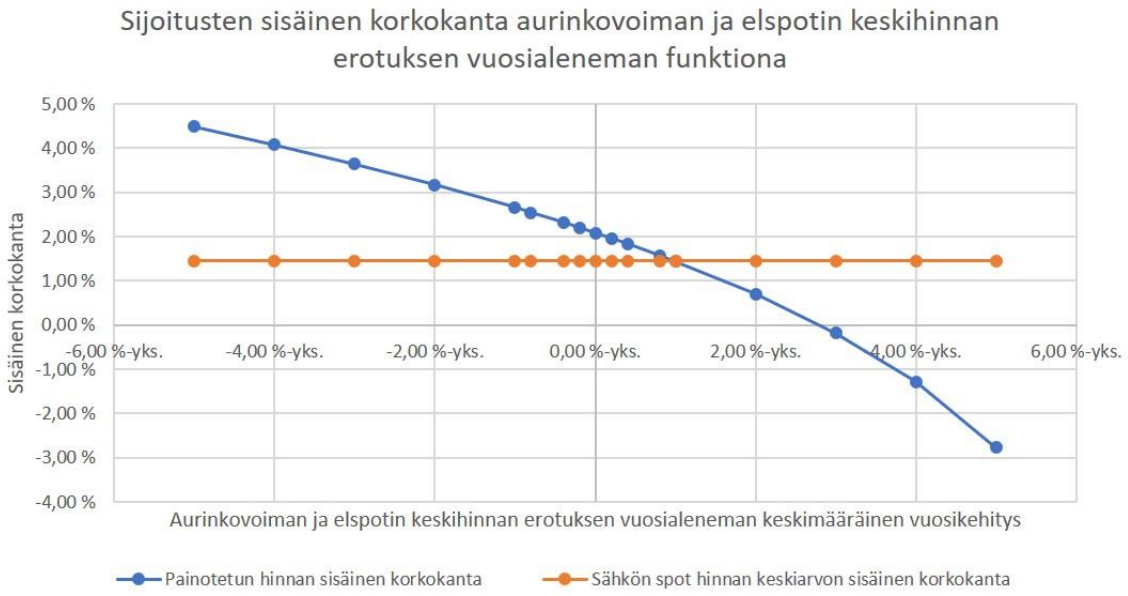
Kuvista 19–23 nähdään kapasiteetin lisäyksen aluksi leikkaavan päivän huippuhintoja, mutta ylitettäessä kriittinen 4,2 GW:n raja alkaa hinnassa näkyä yhä enemmän laskevia piikkejä. Aurinkosähkön mallinnus on toteutettu kuvaajassa 5 esitetyllä Fingridin raportoimien arvojen tuotannolla, joten aurinkosähkön kapasiteetin lisäämisen vaikutus on hyvin vähäistä kesäkuukausien ulkopuolella. Piikit saavuttavat sähkön hinnan 1 €/MWh, sillä aurinkosähköntuotannolle ei ole mallissa asetettu minimihintaa, jonka alittuessa tuotantoa alettaisiin ajamaan alas.

Kuvassa 18 esitetty hinnan tasaantuminen ~35 €/MWh:n tasolle johtuu tuontisähkön käsittelystä joustamattomana lisätuotantona. Hinta alkaa romahtamaan vasta, kun kaikki tuontisähkö on saatu korvattua aurinkosähköllä, eli Suomi on alueellisesti omavarainen sähkön suhteen. Kyseinen joustamaton menettely on epärealistinen, ja todellisuudessa tuontisähkön hinta hyvin todennäköisesti laskisi sen määrän vähentyessä laskien samalla muodostuvaa sähkön hintaa. Mallinnuksen näkökulmasta kyseisen ilmiön mallintaminen kuitenkin vaatisi Suomeen liittyvien alueiden, ja tarkan mallin aikaansaamiseksi myös niihin liittyvien alueiden, hinnan mallintamisen. Eri tuotantomuodoille toteutettu esiintyvien tuotantomäärien hintaporrastus ja sovitteen muodostus ei tuontisähkölle onnistu, koska sen määrä on hyvin tasainen kaikilla hintatasoilla.

Tuontisähkön todellisen hintakehityksen huomioimisen arvioidaan vaikuttavan kuvan 18 käyrään siten, että aurinkosähkön tuotto lähestyisi nopeammin sähkön keskihintaa, mutta ei leikkauskohdan jälkeen romahtaisi yhtä nopeasti, kun tuonti kääntyisi vienniksi muihin hinta-alueisiin. Kyseinen tarkoittaa myös, että esitetty 4,2 GW:n raja on lisäkapasiteetin raja, joka voidaan asentaa kollektiivisesti Suomeen sekä Ruotsiin, koska aurinkosähkö Ruotsissa laskisi Suomen tuontisähkön hintaa ja siten Suomen aluehintaa. Kun oletetaan asennettavan kapasiteetin suhde samaksi kuin tuulivoimassa, eli vuonna 2018 Suomessa 2 GW:a ja Ruotsissa 6,7 GW:a, niin saadaan Suomen osuudeksi ~1 GW:a.

4.4 Pörssisähkön kehityksen vaikutus aurinkosähköinvestointiin

Kuvassa 24 on esitetty liitteessä 2 esitettyjen parametrien mukaisesti muodostetun investoinnin sisäisen koron kehitys aurinkosähkön toteutuneen hinnan keskimääräisen vuosialeneman eri arvoilla. Vertailutasona on saman investoinnin korkokanta, kun sähköenergian hintana käytetään spot-hinnan keskiarvoa vuosilta 2013–2018. Investointilaskelman vuotuiset arvot on esitetty liitteessä 3.



Kuva 24: IRR:n kehitys, kun aurinkosähkön ja keskimääräisen pörssihinnan erotuksen arvo muuttuu.

Kuten kuvassa on esitetty erotuksen vuosialeneman arvolla 0 %-yksikköä, niin aurinkosähköinvestoinnin laskennallinen vuosituotto on toteutuneella aurinkosähkön hinnalla laskettuna 2,08 %:a ja elspotin keskihinnalla laskettuna 1,46 %:a. Mikäli aurinkosähkön hinnan sekä pörssisähkön keskiarvon erotuksen kehitys ylittää 0,923 %:a vuodessa pitoaikana 30 vuotta, niin aurinkosähkön keskihinnalla lasketun sijoituksen sisäinen korkokanta on pienempi kuin tilanteessa, jossa laskennallisena sähkön hintana olisi käytetty sähkön hinnan keskiarvoa. Tämä tarkoittaa että ensimmäisen 15 vuoden aikana kyseisellä 0,923 %-yksikön alenemalla aurinkosähkön hinta tippuu pörssisähkön keskiarvoksi ja sen jälkeen jatkaa pienenemistä, siten että se on viimeisenä 30:ntenä vuonna 13,85 % matalampi kuin pörssisähkön senhetkinen keskiarvo.

5. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä esitetyssä tutkimuksessa selvitettiin eri tuotantomuodoille sähkön spot-markkinoilla toteutuneet hinnat ja verrattiin toteutunutta hintaa aurinkosähkön osalta sähkön keskihintaan. Aurinkosähkön- ja spot-sähkön keskihinnan eron vaikutusta investointiin tarkasteltiin esimerkkitapauksella laskennallisesta tuottoennusteesta mielivaltaiseen aurinkosähköjärjestelmään. Lisäksi tarkasteltiin aurinkosähkölle toteutuvan keskimääräisen spot-hinnan ja sähkön spot-hinnan keskiarvon erotuksen stabiilisuutta muuttuvalla aurinkosähkön kapasiteetilla.

Aurinkosähkölle toteutuneen keskihinnan sekä spot-hinnan keskiarvon erotuksen herkkyyttä muutokselle tarkasteltiin Suomen sähköntuotantojärjestelmän tuntikohtaisten mittaustietojen sekä spot-sähkön toteutuneiden hintojen avulla muodostetun sähkön hinnan mallinnuksella. Lisäksi tarkasteltiin tuulivoiman vaikutusta sähkön hintaan vertailemalla toisiaan muuten mahdollisimman hyvin vastaavia päiväpareja, joina tuulivoiman tuotanto ja sähkön hinta vaihtelivat.

Eri tuotantomuotojen toteutuneiden hintojen tarkastelu tuotti tuloksen, jonka mukaisesti aurinkosähköstä saatava hinta on keskimäärin 13,85 %:a korkeampi kuin pörssisähkön keskiarvo. Kyseisen korkeamman hinnan stabiilisuuden tarkastelu tuulivoiman päiväparien avulla tuotti tuloksen, jonka mukaan nykyisellä sähköntuotantojärjestelmällä 1,2 GW:n aurinkosähkökapasiteetti riittäisi laskemaan aurinkosähkön hinnan elspotin keskiarvon tasolle. Myös pörssisähkön hintakehityksen mallinnuksen tulokset olivat samaa suuruusluokkaan, eli huomioitaessa mallissa puutteellisesti käsitelty tuontisähkön kehitys erikseen saatiin arvioksi 1 GW:n kapasiteetin riittävän laskemaan aurinkosähkölle muodostuva hinta sähkön spot-hinnan keskiarvon tasolle. Investointilaskemalla saatiin kotitalouskohteen aurinkosähköjärjestelmän sisäiseksi korkokannaksi aurinkosähkön toteutuneella spot-hinnalla 2,08 %:a ja spot-sähkön keskiarvolla 1,46 %:a spot-hintojen erotuksen pysyessä samana koko tarkasteluaikana.

Mallinnuksessa ei kuitenkaan ole otettu huomioon aurinkosähköjärjestelmien asennusten yhteydessä potentiaalisesti tapahtuvaa kuormien ohjausta. Mikäli kuormat ohjataan systemaattisesti aurinkosähköntuotannon ulkopuoliselta ajalta sen tuotannolle otolliselle ajalle, niin esitetty 1–1,2 GW:n asennettu kapasiteettiraja kasvaa. Kasvua on ongelmallista alkaa arvioimaan, sillä myös kuormien ajoitusten hajonta aurinkosähkön vaikutusajalla voi vaikuttaa kapasiteetin muutokseen.

Mikäli aurinkosähkön asennuskapasiteetin kasvu jatkaa nykyistä kehitystahtia, voidaan 1 GW:n asennettu kapasiteetti saavuttaa jopa kolmessa vuodessa, eli vuoden 2021 loppuun mennessä. Mikäli aurinkosähkön hinnan arvioidaan laskevan tällöin pörssisähkön keskiarvon tasolle ja kapasiteetin huomattavan kasvun loppuvan, niin keskimääräiseksi erotukseksi investoinnin 30 vuoden pitoaikana pörssisähkön keskiarvon ja aurinkosähkön hinnan välillä muodostuu arvioidusta kehityksestä riippuen n. 0,8–2 %:a. Tällöin pörssisähkön vaikutuksen huomioimatta jättämisellä ei aiheuteta huomattavaa virhettä varsinkaan kotitalouskohteissa, joissa esitetyn esimerkkilaskelman mukaisesti 13,85 % erotus tuotetun sähköenergian arvostuksessa aiheutti vain 0,62 %-yksikön muutoksen vuotuisessa tuotossa johtuen siirtomaksujen ja sähköveron suuresta osuudesta kotitalouden aurinkosähköinvestoinnin säästöpotentiaalissa sekä korkeasta omakäyttöasteesta. Mikäli aurinkosähkön verkkoon myytävä osuus kasvaa niin myös hintaerotuksen vaikutus kasvaa, joten verkkoon suuren osan tuotetusta sähköstä myyvien kohteiden kannattaa huomioida toteutuva korkeampi hinta.

5.1 Mallinnuksen tarkkuus

Esitettyjen tuloksien tarkkuutta arvioidaan kapasiteettirajojen osalta epävarmaksi. Hintamallin muodostamisessa sekä päiväparien valinnassa on käytetty tarkkaa tuntikohtaista dataa ja tarkastelussa on pyritty pitämään muut vaikuttavat tekijät mahdollisimman vakioituina. Kuitenkin tulevaan kehitykseen sähkön hinnassa vaikuttaa myös muun muassa sähköntuotantojärjestelmän kehitys muidenkin tuotantomuotojen kuin aurinkosähkön osalta, sekä erinäiset poliittiset päätökset ja sosiaaliset suuntaukset. Sähköjärjestelmän muiden osien mallinnusta ei alettu tässä työssä käsittelemään, vaikka niiden skaalaus on mahdollista luodussa mallissa. Tämä johtui ajan puutteesta, kuten myös mallin puutteellinen huippuhintojen käsittely soviteyhtälöissä ja siitä johtuva huomattava virhe mallinnettujen hintojen huippuarvoissa.

Tuulivoiman päiväparien avulla johdettu kapasiteettiraja on omalta osaltaan puutteellinen, sillä siinä on tarkasteltu päiväpareja vain viimeisen mittausvuoden osalta. Toisin sanoen tarkasteltiin järjestelmää, jossa oli jo huomattava määrä tuulivoimaa ja tuulivoiman kehitysvaiheiden aikaisen vaikutuksen tarkastelu jätettiin liukuvan keskiarvon tasolle. Kummassakin muodostetussa aurinkosähkön kapasiteettirajassa tehdään myös oletus, että suhde aurinkosähkön kapasiteetissa Suomen ja Ruotsin välillä tulee karkeasti vastamaan nykyistä tuulivoiman suhdetta Suomen ja Ruotsin välillä tarkastelematta tarkemmin Ruotsissa esiintyvää aurinkosähkön kehitystä tai Ruotsin sähköjärjestelmää muutenkaan kapasiteetteja lukuun ottamatta.

Investointilaskelmassa käytetyt menetelmät ovat tarkkoja, mutta käytettyjen hintakehitysten arvot ovat epätarkkoja arvioita, ja tarkempi tutustuminen ennusteisiin sähkön pitkäaikaisesta hintakehityksestä tarkentaisi laskemia. Myös varsinaisen investointikohteen valinta ja alueelle tyypillisen aurinkosähköjärjestelmän hintatason sekä kulutuskäyrien tarkastelun perusteella saataisiin keskimääräisiä, sekä osittain mielivaltaisia, arvoja tarkemmat tulokset.

5.2 Potentiaaliset jatkotoimenpiteet

Kehityksenä luotuun malliin tulisi luoda korkeille sähkön hinnoille nykyisistä sovitteista poikkeavat yhtälöt, sekä mallintaa tuonti- ja vientisähkön käyttäytymistä nykyistä keskiarvostettua tasahintaa realistisemmin, mikä vaatisi tuntitason tutustumisen ainakin Ruotsin ja Viron sähköntuotantojärjestelmiin. Tuulivoiman tarkastelussa tulisi lisätä päiväparien määrää ja tehdä vertailua eri vuosilta saatavien tulosten välillä. Aurinkosähkön arvioidun hintakehityksen vaikutuksia investointeihin voisi tarkastella yksittäistä esimerkkitilannetta tarkemmin, esimerkiksi laajentamalla tarkastelua erilaisiin tuottajakohteisiin ja tarkastelemalla yleisen sähkön hintakehityksen ja poliittisten päätösten vaikutusta aurinkosähkön investointeihin.

Korjatun ja kehitetyn mallinnustyökalun avulla voitaisiin tarkastella aurinkosähkön tuotantoajalle sovitettujen ohjattavien kuormien vaikutusta sähkön hintaan sekä muiden sähköntuotantojärjestelmän muutosten, kuten muutosten muiden tuotantomuotojen kapasiteeteissa, vaikutuksia sähkön keskihintaan sekä eri tuotantomuodoille muodostuviin sähkön hintoihin.

LÄHTEET

Berke, J. 2017. Business Insider. Germany paid people to use electricity over the holidays because its grid is so clean. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.11.2018]. Saatavissa

https://www.businessinsider.com/renewable-power-germany-negative-electricity-cost-2017-12?r=US&IR=T&IR=T

Business Finland. Energiatuki. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.11.2018]. Saatavissa

https://www.businessfinland.fi/suomalaisille-asiakkaille/palvelut/rahoitus/pk-ja-midcap-yritys/energiatuki/

Böök, Herman. 2016. Aurinkoenergiatuotannon ennustushaasteet. [verkkodokumentti]. [viitattu 29.11.2018]. Saatavissa

http://www.bcdcenergia.fi/aurinkoenergiatuotannon-ennustushaasteet/

ESE. Etelä Savon Energia. Sähkön siirtohinnasto. [verkkodokumentti]. [viitattu 8.11.2018]. Saatavissa

https://www.caruna.fi/palvelut/tuotteet-ja-hinnat#/nid16619

EEA. 2017. European Environment Agency. EEA Report No 3/2017. Renewable energy in Europe 2017: Recent growth and knock-on effects. ISSN 1977-8449. [verkkodokumentti]. [viitattu 12.11.2018]. Saatavissa

https://www.eea.europa.eu/publications/renewable-energy-in-europe-2017

Energiateollisuus. Sähkön tunti-data. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa

https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/sahkon_tunti-data.html#material-view

Energiavirasto A. Pohjoismaiset sähkömarkkinat. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa

https://www.energiavirasto.fi/pohjoismaiset-sahkomarkkinat

Energiavirasto B. Voimalaitosrekisteri. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa

https://www.energiavirasto.fi/voimalaitosrekisteri

Energiavirasto C. Sähkönpientuotanto kovassa kasvussa - Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti 2,5-kertaistui vuodessa. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa

https://www.energiavirasto.fi/-/sahkonpientuotanto-kovassa-kasvussa-aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-2-5-kertaistui-vuodessa

Energiavirasto D. Sähköverkkoon kytketty aurinkosähkökapasiteetti yli kolminkertaistui vuodessa. [viitattu 10.11.2018]. Saatavissa
https://www.energiavirasto.fi/-/sahkoverkkoon-kytketty-aurinkosahkokapasiteetti-yli-kolminkertaistui-vuodessa

Entso-e. Net Generation Capacity. [verkkodokumentti]. [viitattu 18.10.2018]. Saatavissa
https://www.entsoe.eu/data/power-stats/net-gen-capacity/

Fingrid A. Reservit ja säätösähkö. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/

Fingrid B. Avoin Data. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://data.fingrid.fi/dataset/solar-power-generation-forecast-updated-every-hour

Fingrid C. Säätösähkön määrä ja hinta. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/reservimarkkinainformaatio/saatosahkon-maara-ja-hinta

Fingrid D. Marketplaces. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/demand-side-management/market-places/

Fingrid E. Bilateraalikaupat Suomen ja Venäjän välillä. [viitattu 10.10.2018]. Saatavissa
https://data.fingrid.fi/dataset/bilateral-trade-between-finland-and-russia

Fingrid F. 2013.Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.11.2018]. Saatavissa
https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/voimalaitosten-jarjestelmatekniset-vaatimukset-vjv2013.pdf

Finlex a, Sähkömarkkinalaki, [verkkodokumentti]. [viitattu 7.11.2018]. Saatavissa
https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588

Finlex b. 2010. Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta. 16 § Energiantuotanto. [verkkodokumentti]. [viitattu 29.11.2018]. Saatavissa
https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2010/20101396

Finlex c. 2018. Laki uusiutuvilla energialähteillä tuotetun sähkön tuotantotuesta annetun lain muuttamisesta. [verkkodokumentti]. [viitattu 1.12.2018]. Saatavissa
https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2018/20180441#Pidp447065296

Finlex d. 2015. Valtioneuvoston asetus maatilan investointituen kohdentamisesta. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.1.2019]. Saatavissa
https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2015/20150241

Helen. Pörssisähkö. [verkkosivusto]. [viitattu10.11.2018]. Saatavissa
https://www.helen.fi/sahko/kodit/sahkosopimus/porssisahko/

Homer Energy. 2017. Homer Pro 3.11 User Manual. [verkkodokumentti]. [viitattu 30.11.2018]. Saatavissa
https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/

IEA. Ahola Jero. National Survey Report of Photovoltaic Applications in Finland 2017. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.1.2019]. Saatavissa
http://www.iea-pvps.org/?id=93

Jormakka, Raija. Koivusalo, Kaija. Lappalainen, Jaana. Niskanen, Mervi. Edita 2015, 4. painos. Laskentatoimi. ISBN 978-951-37-6782-2 PDF. S. 232 – 238.

Järvi-Suomen Enegia Oy. Verkkopalvelutariffit 1.7.2018 alkaen. [verkkodokumentti]. [viitatttu 9.12.2018]. Saatavissa
https://www.jseoy.fi/siteassets/dokumentit-jse/hinnastot-ja-ehdot/verkkopalvelutarif-fit0718_netti.pdf

Lappeenrannan energia oy. 2018. Sähkön ostohinnasto. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.lappeenrannanenergia.fi/palvelut/LRE%20tiedostot/Hinnastot/180213-LRE-sahkon-ostohinnasto-web_p%C3%A4ivitetty_15.5.2018_.pdf

Motiva. 2012. Opas sähkön pientuottajalle. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. s. 25-26. Saatavissa
https://www.motiva.fi/ajankohtaista/julkaisut/kaikki_julkaisut/opas_sahkon_pientuotta-jalle.9236.shtml

Motiva. 2016. Aurinkosähköjärjestelmän käyttö: Huolto ja kunnossapito. [verkkodokumentti]. [viitattu 8.11.2018]. Saatavissa
https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestel-man_kaytto/huolto_ja_kunnossapito

Nord Pool A. About us. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.nordpoolgroup.com/About-us/

Nord Pool B. Day Ahead Market. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/

Nord Pool C. Price Formation. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/Price-formation/

Nord Pool D. Intraday Trading. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.10.2018]. Saatavissa
https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/

Nord Pool E. Principals for Determining the Transfer Capacities in the Nordic Power Market. 2018. [verkkodokumentti]. [viitattu 8.10.2018]. S.17. Saatavissa
https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities.pdf

Ruokavirasto. Maatalouden investointituet. [verkkodokumentti]. [viitattu 7.1.2019]. Saatavissa
https://www.ruokavirasto.fi/viljelijat/tuet-ja-rahoitus/maatalouden-investointituet/

SSSOY. Suur-Savon Sähkö Oy. Perushinnasto 1.1.2017 alkaen. [verkkodokumentti]. [viitattu 8.11.2018] Saatavissa
https://www.sssoy.fi/globalassets/dokumentit/sahkon-hinnastot-ja-ehdot/sahkoenergiatuotteiden_hinnat_010117_alkaen.pdf

Suntekno Oy. Aurinkopaneelit. [verkkodokumentti]. [viitattu 10.11.2018]. Saatavissa
http://suntekno.bonsait.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf

Taanila, Aki. Opetusmateriaali, Haaga-Helia ammattikorkeakoulu. Excelin rahoitusfunktioita. [verkkodokumentti]. [viitattu 9.12.2018]. Saatavissa
http://myy.haaga-helia.fi/~taaak/f/rahoi.pdf

TEM. 2014. Työ- ja elinkeinoministeriö. Selvitys sähkön pientuotannon nettolaskutusmenettelyistä. [verkkodokumentti]. [viitattu 12.11.2018]. Saatavissa
https://tem.fi/documents/1410877/2717655/KPMG_Sahkon_pientuotannon_nettolaskutusmenttely_23.6.2014_.pdf/c108a315-f73b-45b2-8981-598dfeca62d1

Vakkilainen, E & Kivistö, A. 2017. Sähkön Tuotantokustannusvertailu. Lappeenranta. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, LUT Scientific and Expertise Publications Research Report 66. S. 12-15. [verkkodokumentti]. [viitattu 8.10.2018]. Saatavissa
http://lutpub.lut.fi/handle/10024/143861

Valtioneuvosto. 2009. Säädös 65/2009, Valtioneuvoston asetus sähkömarkkinoista. [verkkodokumentti]. [viitattu 18.11.2018]. Saatavissa

https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20090065

Verohallinto A. Valmisteverotus: Sähkön ja eräiden polttoaineiden vero. [verkkodokumentti]. [viitattu 10.11.2018]. Saatavissa

https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/tietoa-yritysverotuksesta/valmisteverotus/valmisteverolajit/sahko_ja_eraat_polttoaineet/

Verohallinto B. Energiaverotusohje 2016. [verkkodokumentti]. [viitattu 10.11.2018]. Saatavissa

https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56228/energiaverotusohje_201/

Verohallinto C. Kotitalousvähennys. [verkkodokumentti]. [viitattu 11.11.2018]. Saatavissa

https://www.vero.fi/henkiloasiakkaat/verokortti-ja-veroilmoitus/tulot-ja-vahennykset/kotitalousvahennys/

Liite 1. Tuulivoiman tarkasteluun valitut päiväparit ja niiden keskimääräiset kulutukset sekä -tuulivoiman tuotannot klo 7–20

	PVM (klo 7–20)	Tuuli-voima KA [MWh]	Kulutus KA [MWh]	Elspot FIN KA [€/MWh]		PVM (klo 7–20)	Tuuli-voima KA [MWh]	Kulutus KA [MWh]	Elspot FIN KA [€/MWh]
1.	20.9.18	1634	10330	46,82	1.	27.9.18	1404	11066	50,68
2.	26.9.18	1514	10203	41,91	2.	28.9.18	473	10052	66,42
3.	21.9.18	1367	8488	34,32	3.	19.9.18	707	8489	54,36
4.	3.9.18	607	9998	68,67	4.	5.9.18	177	10097	69,68
5.	24.8.18	947	8908	54,56	5.	1.9.18	59	8429	61,54
6.	25.8.18	1188	8591	52,65	6.	2.9.18	85	8436	57,84
7.	21.8.18	924	8832	63,95	7.	28.8.18	149	8894	70,84
8.	29.5.18	1043	8408	47,27	8.	28.5.18	522	9167	58,79
9.	25.5.18	608	8803	55,95	9.	24.5.18	161	8811	60,28
10.	30.5.18	829	8481	52,53	10.	31.5.18	87	7952	57,59
11.	7.5.18	755	9915	33,33	11.	8.5.18	95	9211	55,79
12.	17.5.18	804	8718	45,90	12.	16.5.18	84	8076	100,18
13.	24.4.18	1095	9154	39,48	13.	23.4.18	361	9303	51,56
14.	25.4.18	315	8291	45,27	14.	26.4.18	189	8527	45,75
15.	2.4.18	789	12098	39,93	15.	4.4.18	664	11934	45,77
16.	21.3.18	1185	12794	44,09	16.	20.3.18	523	11750	46,05
18.	22.3.18	878	12387	42,57	18.	23.3.18	246	12726	52,04
19.	13.3.18	476	11139	45,80	19.	12.3.18	307	11445	46,19
20.	26.2.18	943	12499	55,71	20.	28.2.18	347	12263	115,23
21.	27.2.18	521	12208	59,27	21.	1.3.18	86	12265	97,48
22.	10.2.18	455	11527	32,10	22.	17.2.18	41	11056	38,10
23.	6.2.18	804	12275	55,11	23.	5.2.18	329	12387	64,69
24.	24.1.18	1426	11891	39,18	24.	22.1.18	157	12180	71,74
25.	25.1.18	1595	11639	40,00	25.	26.1.18	735	11692	50,41
26.	16.1.18	1484	12220	35,21	26.	17.1.18	1093	11700	48,44
27.	9.1.18	516	10000	38,91	27.	10.1.18	94	10021	46,87
28.	8.1.18	1233	11567	36,03	28.	12.1.18	103	11296	51,47

Liite 2. Investointilaskelmien parametrit

Järjestelmän teho	5	kW
Tuotettu energia	4531,70	kWh/a
Vuosialenema	0,50 %	%-yks.
Kustannus ilman tukia (ei alv.)		7 250 €
Investointikustannus (sis alv.)	24 %	8 990 €
Oma pääoma	100 %	7 250 €
Oman pääoman korko	1 %	
Vieras pääoma	0 %	0 €
Vieraan pääoman korko	5 %	
Kokonaiskorko	1 %	
Työn osuus	25 %	2 248 €
Kotitalousvähennys		1 023,75 €
Investointituki	0 %	0 €
Investointikustannus tuettuna		7 966,25 €
Invertterin osuus investoinnista	180 €/kW	1 116 €
Invertterin kok. Hintaan lisätty alv. 24%		
Pitoaika	30	a
Kiinteät kulut/a	5	€/a
Elspot KA	3,597	snt/kWh
Vuosikasvu elspot	1,50 %	
Painotus%	13,85 %	
Painotus% vuosialenema	0,00 %	%-yks.
Elspot painotettu	4,10	snt/kWh
Pörssisähkön käsittelykulut	0,32	snt/kWh
(0,3 snt/kWh johon lisätty (1-omakäyttö%) * pientuotannon siirtokulut)		
Omakäyttö%	80 %	
Sähkön siirto	3,2	snt/kWh
Sähkövero	2,79372	snt/kWh

Liite 3. Investointilaskelmien vuotuiset arvot.

elspot painotettu

Vuosi	Jäännös	Sähkön tuotto €	Korko €	Muut kulut €/a	Muutos €/a	IRR
0	8 687,57 €	0,00 €	0,00 €	721,32 €	-8 687,57 €	
1	8 357,30 €	422,14 €	86,88 €	5,00 €	330,26 €	-96,20 %
2	8 022,79 €	423,09 €	83,57 €	5,00 €	334,51 €	-78,38 %
3	7 683,97 €	424,05 €	80,23 €	5,00 €	338,82 €	-60,88 %
4	7 340,79 €	425,02 €	76,84 €	5,00 €	343,18 €	-47,47 %
5	6 993,18 €	426,01 €	73,41 €	5,00 €	347,61 €	-37,54 %
6	6 641,10 €	427,02 €	69,93 €	5,00 €	352,09 €	-30,10 %
7	6 284,46 €	428,04 €	66,41 €	5,00 €	356,63 €	-24,42 %
8	5 923,23 €	429,08 €	62,84 €	5,00 €	361,23 €	-19,99 %
9	5 557,34 €	430,13 €	59,23 €	5,00 €	365,90 €	-16,48 %
10	5 186,72 €	431,19 €	55,57 €	5,00 €	370,62 €	-13,64 %
11	4 811,31 €	432,27 €	51,87 €	5,00 €	375,41 €	-11,32 %
12	4 431,05 €	433,37 €	48,11 €	5,00 €	380,25 €	-9,40 %
13	4 045,89 €	434,48 €	44,31 €	5,00 €	385,17 €	-7,78 %
14	3 655,75 €	435,60 €	40,46 €	5,00 €	390,14 €	-6,41 %
15	3 260,56 €	436,74 €	36,56 €	5,00 €	395,18 €	-5,24 %
16	2 860,28 €	437,89 €	32,61 €	5,00 €	400,29 €	-4,24 %
17	2 454,82 €	439,06 €	28,60 €	5,00 €	405,46 €	-3,36 %
18	2 044,13 €	440,24 €	24,55 €	5,00 €	410,69 €	-2,60 %
19	1 628,13 €	441,44 €	20,44 €	5,00 €	416,00 €	-1,93 %
20	1 206,76 €	442,65 €	16,28 €	5,00 €	421,37 €	-1,33 %
21	779,96 €	443,87 €	12,07 €	5,00 €	426,80 €	-0,81 %
22	347,65 €	445,11 €	7,80 €	5,00 €	432,31 €	-0,34 %
23	-90,23 €	446,36 €	3,48 €	5,00 €	437,88 €	0,08 %
24	-533,76 €	447,63 €	-0,90 €	5,00 €	443,53 €	0,46 %
25	-983,00 €	448,91 €	-5,34 €	5,00 €	449,24 €	0,80 %
26	-1 438,03 €	450,20 €	-9,83 €	5,00 €	455,03 €	1,11 %
27	-1 898,92 €	451,50 €	-14,38 €	5,00 €	460,88 €	1,39 %
28	-2 365,73 €	452,82 €	-18,99 €	5,00 €	466,81 €	1,64 %
29	-2 838,54 €	454,16 €	-23,66 €	5,00 €	472,81 €	1,87 %
30	-3 317,43 €	455,50 €	-28,39 €	5,00 €	478,89 €	2,08 %

elspot avg

Vuosi	Jäännös	Sähkön tuotto €	Korko €	Muut kulut €/a	Muutos €/a	IRR
0	8 687,57 €	0,00 €	0,00 €	721,32 €	-8687,56793	
1	8 384,22 €	395,23 €	86,88 €	5,00 €	303,35 €	-96,51 %
2	8 077,15 €	395,91 €	83,84 €	5,00 €	307,07 €	-79,37 %
3	7 766,32 €	396,60 €	80,77 €	5,00 €	310,83 €	-62,17 %
4	7 451,68 €	397,31 €	77,66 €	5,00 €	314,64 €	-48,85 %
5	7 133,17 €	398,02 €	74,52 €	5,00 €	318,51 €	-38,91 %
6	6 810,75 €	398,75 €	71,33 €	5,00 €	322,42 €	-31,43 %
7	6 484,36 €	399,50 €	68,11 €	5,00 €	326,39 €	-25,70 %
8	6 153,95 €	400,26 €	64,84 €	5,00 €	330,41 €	-21,21 %
9	5 819,46 €	401,03 €	61,54 €	5,00 €	334,49 €	-17,65 %
10	5 480,85 €	401,81 €	58,19 €	5,00 €	338,61 €	-14,76 %
11	5 138,05 €	402,60 €	54,81 €	5,00 €	342,80 €	-12,39 %
12	4 791,02 €	403,41 €	51,38 €	5,00 €	347,03 €	-10,42 %
13	4 439,70 €	404,23 €	47,91 €	5,00 €	351,32 €	-8,76 %
14	4 084,03 €	405,07 €	44,40 €	5,00 €	355,67 €	-7,36 %
15	3 723,96 €	405,91 €	40,84 €	5,00 €	360,07 €	-6,15 %
16	3 359,42 €	406,77 €	37,24 €	5,00 €	364,53 €	-5,12 %
17	2 990,38 €	407,64 €	33,59 €	5,00 €	369,05 €	-4,21 %
18	2 616,75 €	408,53 €	29,90 €	5,00 €	373,62 €	-3,42 %
19	2 238,50 €	409,42 €	26,17 €	5,00 €	378,25 €	-2,73 %
20	1 855,56 €	410,33 €	22,39 €	5,00 €	382,95 €	-2,11 %
21	1 467,86 €	411,25 €	18,56 €	5,00 €	387,69 €	-1,56 %
22	1 075,36 €	412,18 €	14,68 €	5,00 €	392,50 €	-1,08 %
23	677,98 €	413,13 €	10,75 €	5,00 €	397,37 €	-0,64 %
24	275,68 €	414,08 €	6,78 €	5,00 €	402,30 €	-0,24 %
25	-131,62 €	415,05 €	2,76 €	5,00 €	407,30 €	0,11 %
26	-543,97 €	416,03 €	-1,32 €	5,00 €	412,35 €	0,43 %
27	-961,43 €	417,02 €	-5,44 €	5,00 €	417,46 €	0,73 %
28	-1 384,07 €	418,03 €	-9,61 €	5,00 €	422,64 €	0,99 %
29	-1 811,96 €	419,04 €	-13,84 €	5,00 €	427,88 €	1,24 %
30	-2 245,15 €	420,07 €	-18,12 €	5,00 €	433,19 €	1,46 %