



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

AURINKOSÄHKÖN KANNATTAVUUSTARKASTELU JÄÄHALLILLA

Solar power profitability examination at indoor ice rink

Mikko Kymäläinen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Teknillinen tiedekunta
LUT Energia, sähkötekniikka

Mikko Kymäläinen

Aurinkosähkön kannattavuustarkastelu jäähallilla

2014

Kandidaatintyö
28 s.

Tarkastaja: TkT Antti Kosonen

Tässä kandidaatintyössä selvitetään aurinkosähkön kannattavuutta jäähallissa. Tutkimuksessa huomioidaan paikallisten olosuhteiden kuten auringon säteilynmäärän, lämpötilan ja paneelien asennussuunnan vaikutus tuotetun aurinkosähkön määrään.

Tuotannon soveltuvuutta arvioidaan vertaamalla simuloituja aurinkosähkön tuotantolukemia jäähallin sähkönkulutusprofiiliin. Sähkönkulutustiedot perustuvat etäluettavan sähkömittarin tunnittaisiin mittaustuloksiin.

Investoinnin kannattavuutta arvioidaan yleisesti käytettyjen tunnuslukujen valossa, jotka lasketaan yksityiskohtaisen tarkastelun avulla. Lisäksi tunnuslukuja analysoidaan herkkyysanalyysiin avulla.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Technology
LUT Institute of Technology, Electrical Engineering

Mikko Kymäläinen

Solar power profitability examination at indoor ice rink

2014

Bachelor's Thesis.

28 p.

Examiner: D.Sc. Antti Kosonen

In this Bachelor's Thesis solar power profitability in an indoor ice rink is studied. In the research work, local circumstances such as solar radiation, temperature and effect of the direction of solar panels are taken into account when counting the produced energy.

Production's suitability is evaluated by comparing solar power production profiles to the ice rink's energy consumption profile. Energy consumption information are based on smart meter's hourly measurement.

Investment's profitability is evaluated by commonly used characteristics. Characteristics are evaluated by sensitivity analysis.

SISÄLLYSLUETTELO

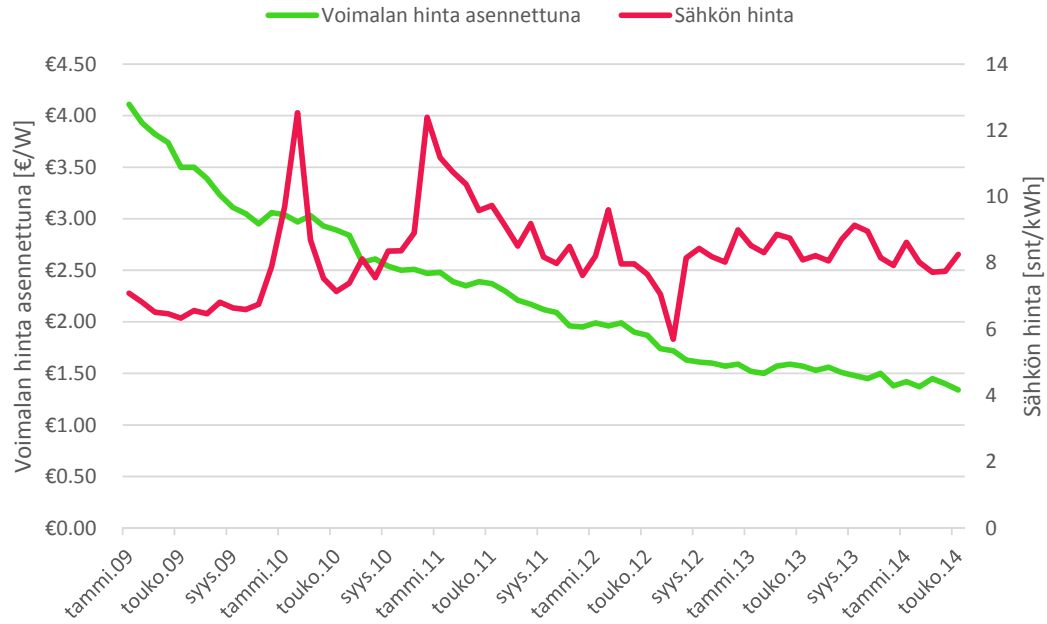
1. JOHDANTO	5
2. KÄYTÄNNÖN SOVELTUVUUS.....	7
2.1 Jäähallin paikalliset olosuhteet	7
2.2 Sähkönkäyttö	9
2.3 Tuotannon simulointi.....	9
2.4 Aurinkoenergian tuotantolukemat.....	12
2.5 Sähköverovelvollisuus 50 kVA–2000 kVA voimaloille.....	18
3. INVESTOINTILASKENTA.....	20
4. INVESTOINTI- JA KANNATTAVUUSLASKENNAN HERKKYYSANALYYSI	22
5. YHTEENVETO	27
LÄHTEET	28

1. JOHDANTO

Tämän kandidaatin työn käynnistäjänä on aurinkopaneeleilla sähköä tuottavien järjestelmien hinnan suotuisa kehitys, joka on mahdollistanut aurinkosähkön taloudellisesti kannattavan hyödyntämisen. Kehitystä on tukenut samanaikainen sähköhinnan, siirtokulujen ja sähköveron nousu.

Kuvassa 1 on esitetty asennetun aurinkosähkövoimalan hintakehitys Saksassa alle 100 kW:n voimaloiden keskiarvona (Photovoltaik, Preisindex, 2014). Saksan tietojen käyttö on perusteltua, koska Saksassa on eniten aurinkosähkökapasiteettia Euroopassa, joten hintatietojen laskentaan on käytössä laaja otoskoko (EurObserv'ER, Photovoltaic Energy Barometer, 2013). Maiden samankaltaisuuden johdosta hintakehityksen Suomessa voidaan olettaa seuraavan Saksan kehitystä. Suurimman osan järjestelmien hinnasta muodostaa materiaalikulut, jotka tehokkaiden kansainvälisten markkinoiden ansiosta seuraavat samankaltaista kehitystä. Poikkeaman maiden välille muodostaa järjestelmien asennuskulut, jotka ovat erilaisia eri maiden välillä johtuen olosuhteiden asettamista vaatimuksista ja itse asennustyön erilaisista kustannuksista.

Kuvassa 1 esitetty sähkönhinta on laskettu Nord Poolin Suomen alueen kuukausittaisen sähköenergian hinnan avulla lisäämällä siihen Energiamarkkinaviraston keräämistä sähkönhintatilastoista sähkönsiirto ja sähkövero. (Nord Pool, Sähkön Spot hinnat, 2014; Energiamarkkinavirasto, Sähkönhintatilastot, 2014). Spot-hinnalla tarkoitetaan hintaa, jolla kyseisellä hetkellä hyödyke (tässä tapauksessa sähköenergia) myydään välittömästi kyseisellä ajanhetkellä. Siirtohinaksi on valittu Energiamarkkinaviraston tilastoista kohteen vuosittaisen sähköenergian kulutuksen ja maksimitehon mukainen hinta.



Kuva 1. Asennettujen aurinkosähkövoimaloiden ja sähkönhinnan kehitys.

Kuvasta 1 havaitaan asennettujen aurinkosähkövoimaloiden historiallinen hinnank kehitys suhteessa sähkönhinnan muutoksiin. Kuvan perusteella voidaan havaita selkeä, edelleen laskeva trendi asennettujen voimaloiden hinnassa. Tämän kaltainen hintakehitys jatkuessaan tulee tulevaisuudessa mullistamaan auringon käytön mahdollisuudet sähköntuotannossa.

Työn tarkoituksena on tutkia aurinkosähkön kannattavuutta ja soveltuvuutta kuvassa 2 esitetyllä UK Areenalla, Lappeenrannassa sijaitsevalla harjoitusjäähallilla, jossa on kaksi kaukaloa. Tutkimuksessa perehdytään etäluettavan sähkömittarin tarjoamiin jäähallin sähkönkulutuslukemiin ja vertaillaan simuloituja aurinkosähkön tuotantolukuja UK Areenan tunnitaiseen sähkönkulutusprofiiliin. Vertailun perusteella analysoidaan kuinka suuri osa sähköntuotannosta voidaan käyttää suoraan kohteen kulutukseen ja miten suuri osa tuotannosta joudutaan myymään takaisin verkkoon. Voimalan koko pyritään mitoittamaan siten, että sen tuottamalla sähköllä pystytään korvaamaan mahdollisimman paljon verkosta ostettua sähköä. Hankkeen kannattavuutta tutkitaan yleisimpien investointien analysoinnissa käytettävien tunnuslukujen pohjalta. Työssä esiteltyjä menetelmiä voidaan hyödyntää yleisesti muissa vastaavissa kohteissa tutkittaessa aurinkosähkön kannattavuutta ja soveltuvuutta.



Kuva 2. UK Arena.

2. KÄYTÄNNÖN SOVELTUVUUS

2.1 Jäähallin paikalliset olosuhteet

UK Arena sijaitsee Salpausselän päällä Lappeenrannassa. Halli on ympärivuotisessa käytössä, joten sähkönkulutus on jakaantunut likimain vuoden jokaiselle päivälle. Kohteen sijainnin vuoksi työssä pystyttiin hyödyntämään Ilmatieteenlaitoksen tarjoamia Lappeenrannan lentoaseman säätietoja, koska lentoasema sijaitsee myös Salpausselän päällä, n. 3 km länteen jäähallilta ja tämän vuoksi lämpötilatietojen voidaan olettaa olevan riittävän samankaltaiset (Lappeenranta, Karttapalvelu, 2014).

Jäähallin katto muodostuu harjakatosta, jonka lappeet ovat likimain kaakkois-luoteis suuntaiset kuvan 3 mukaisesti. Aurinkopaneelilla tuotettavan sähkön kannalta optimaalinen suunta paneelille on etelä, joten katon lappeista valittiin tutkittavaksi aurinkopaneelien sijoituspaikaksi lähempänä etelää oleva, kaakkoon päin antava katon lape.

Jäähallin rakennuspiirustuksia tutkimalla havaittiin, että todellisuudessa lappeen suunta poikkeaa kaakosta yhdellä asteella, jolloin sen atsimuuttikulmaksi tulee -44° . Atsimuuttikulmalla tarkoitetaan horisontin suuntaista kulmaa, tässä suuntana 0 astetta on etelä, joka on simulointiohjelmana käytetyn HOMERin merkintätapa. HOMER, Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables, on Kansallisen Uusiutuvien Energiamuotojen laboratorion, Yhdysvaltojen energiaministeriön alaisen osaston kehittämä uusiutuvien energiamuotojen mallinnusohjelma (HOMER, Legacy, 2014).



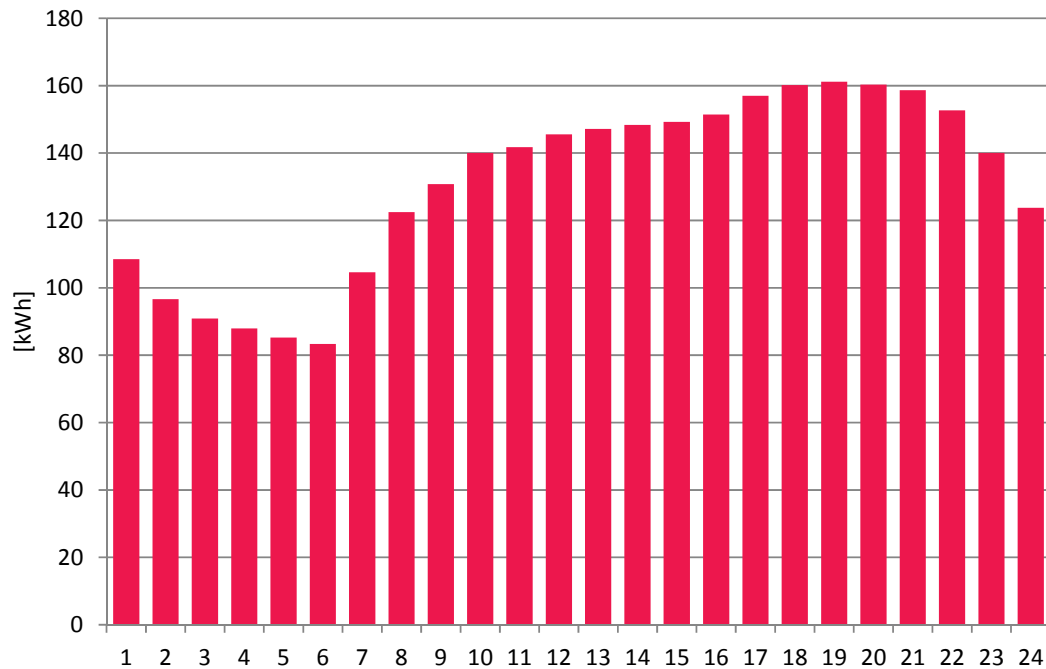
Kuva 3. UK Areenan sijainti maastossa (Google, Google Earth, 2014).

Mahdollisimman yksinkertaisen aurinkopaneelien asennustavan vuoksi päädyttiin työssä tutkimaan aurinkopaneelien tuotantolukemia siten, että paneelit asennetaan katon suuntaisesti, jolloin niiden tasokulmaksi tulee samaa kuin jäähallin kattokulma, joka on 6° .

Jäähallin rakennuspiirustuksien avulla laskettiin yhden lappeen pinta-alaksi 1712 m^2 . Tämän kokoiselle katolle sopii esimerkkinä käytettyjä paneeleita 277 kW:n voimalan verran. LG:n valmistaman aurinkopaneelin koko on $1640 \times 1000 \times 35 \text{ mm}$. Paneeli tuottaa $1,64 \text{ m}^2$:n pinta-alalla 265 W nimellistehon (LG-solar, Datasheet, 2014). Kuitenkaan aurinkopaneeleita asennettaessa ei koko katon pinta-alaa voida käytännössä hyödyntää, koska katolle on tarpeellista jättää tilaa kulku- ja huoltoväylille samoin kuin tilaa paneeliston suojaamiseksi tuulen vaikutukselta ja mahdollisten katolle asennettavien lumiasteiden vuoksi. Nämä seikat huomioidaan ottaen tutkittavan aurinkovoimalan suurimmaksi kooksi voidaan valita 250 kW .

2.2 Sähkönkäyttö

Aurinkosähkön soveltuvuutta UK Areenan ostosähkön korvaamiseen tutkittiin perehtymällä sähköntoimittajalta saatuihin etäluettavan sähkömittarin tunnittaisiin sähkönkulutuslukemiin. Vertailuun valittiin vuoden 2012 sähkönkulutuslukemat. Kuvan 4 tietojen perusteella havaittiin, että sähkönkulutus on jakaantunut vuorokauden jokaiselle tunnille siten, että yöllä sähkönkulutus on merkittävästi pienempää. Tämän perusteella pystyttiin alustavasti arvioimaan kohteen sähkönkulutusprofiilin soveltuvan aurinkosähkön tuotantoon.



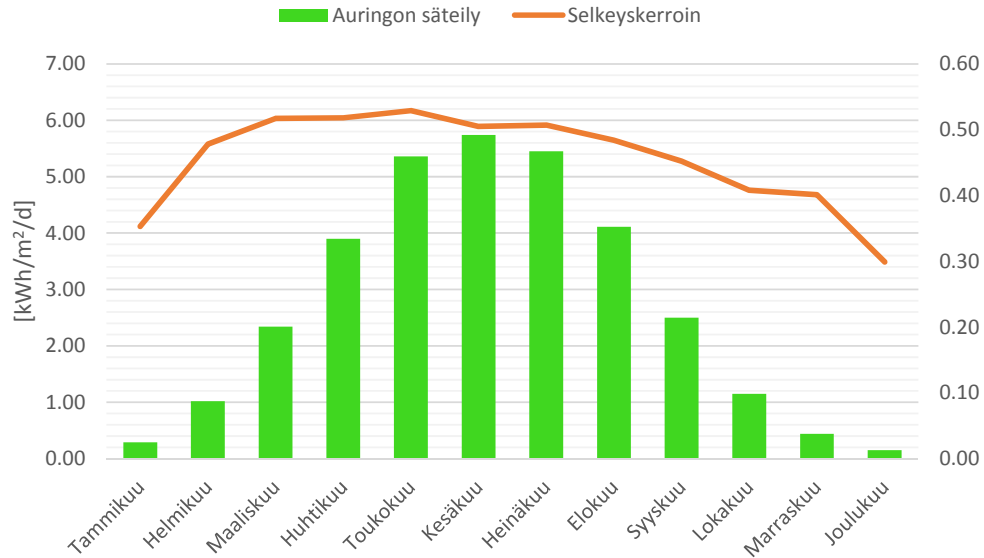
Kuva 4. UK Areenan sähkönkulutuksen vuoden tunnitainen keskiarvovuorokausi.

2.3 Tuotannon simulointi

Kulutuslukemien tarkastelun jälkeen aurinkoenergian käytännön soveltuvuutta sähköntuotantomenetelmänä tutkittiin HOMER ohjelmalla simuloimalla vuoden jokaisen 8760 tunnin aurinkosähkön tuotantolukema. Ohjelma huomioi useita eri muuttujia tuotantolukemien laskennassa. Ohjelmaan voidaan syöttää paneelien suunta sekä taso- että atsimuuttikulmana. Tasokulmalla tarkoitetaan tässä työssä maanpinnan ja pystysuunnan tason välistä kulmaa 0-tason ollessa maanpinnan suuntainen.

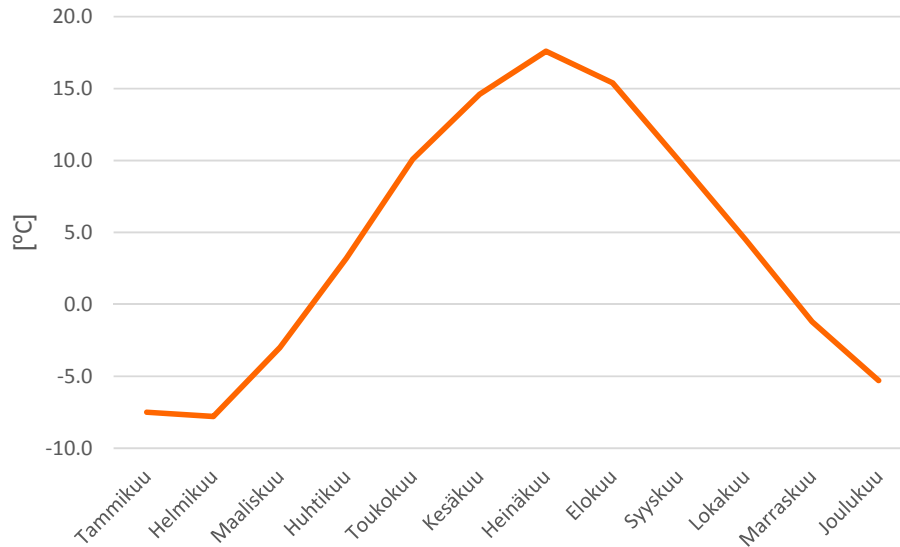
Tuotantolukemien laskemiseen ohjelma käyttää auringon kuukausittaista säteilytehoa ja selkeyskerrointa, jonka avulla voidaan auringon maan uloimmalle ilmakehälle tulevasta säteilytehosta laskea maan pinnalle päätyvä aurinkosäteilyn osuus (HOMER Support, Clearness Index, 2014). HOMER määrittää selkeyskerroimen ohjelmalle annettujen maantieteellisten

koordinaattien avulla. Työssä käytetyt auringonsäteilydata ja selkeyskerroin on esitetty kuvassa 5. HOMER varioi auringon säteilyä tunneittain käyttäen Graham-Holland algoritmia luodakseen luonnollista tunnitaita vaihtelua auringon kuukausisäteilydatan pohjalta (Farret, 2006, s. 395).



Kuva 5. Auringonsäteilydata ja selkeyskerroin (NASA, Auringonsäteilytiedot, 2014).

Aurinkopaneelien tuottaman sähkön määrään vaikuttaa ympäristön lämpötila ja myös nämä tiedot voidaan syöttää ohjelmaan. Työssä käytettiin Lappeenrannan lentoasemalla mitattuja vuosien 1981–2010 kuukausittaisia keskilämpötiloja, jotka on esitetty kuvassa 6 (Ilmatieteenlaitos, Kuukausitilastot, 2014). Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelien tuotantoon on merkittävää. Esimerkkipaneelin datalehdien mukaan vaikutus on lineaarinen koko paneelin käyttölämpötila-alueella ja suuruudeltaan $-0,459 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$. Lämpötilan voimakas vaikutus tulee huomioida aurinkopaneelien asennuksessa. Riittävän suuri ilmatila paneelien ympärillä tehostaa paneelien jäähtymistä ja näin parantaa niiden hyötysuhdetta. Lämmön vaikutuksen vuoksi myös tuuliolosuhteilla voi olla merkittävä vaikutus paneelien tuottaman sähkön määrään.



Kuva 6. Lappeenrannan lentoaseman kuukausittaiset keskilämpötilat vuosina 1981–2010.

HOMERin simulointitulosten luotettavuutta testattiin vertaamalla HOMERin antamia aurinkosähkön tuotantolukemia Lappeenrannassa sijaitsevan omakotitalon katolle asennetun nimellistehoaan 3 kW:n aurinkosähkövoimalan tuottamaan sähköenergiaan, jonka tuotannon mittaustulokset tiedettiin. HOMERilla simuloitiin voimalan paikallisia olosuhteita, syöttäen voimalan paneeliston atsimuutti- ja tasokulmat ja paikalliset lämpötilatiedot. Kuvassa 7 on simulointitulosten ja voimalasta saatujen mittaustulosten perusteella piirretty kuvaaja molempien kuukausittaisista aurinkosähkön tuotantolukemista. Valitun tarkastelujakson aikana voimalan tuottama kokonaissähköenergia on 2221 kWh, kun HOMERin simulointituloksista samalla ajanjaksolla laskettu tuotanto on 2382 kWh, joka on 7,2 % suurempi kuin mittaustuloksista saatu energia.

Tulosten perusteella HOMERin simulointitulokset vastaavat varsin hyvin todellisesta voimalasta saatuja mittaustuloksia. Tuloksissa on havaittavissa merkittävä poikkeama syys- ja lokakuun osalta. Tämä voi johtua HOMERin käyttämästä selkeyskertoimesta, joka mahdollisesti antaa syksyn osalta liian optimistisia tuloksia. Ilmeisesti tällä ajanjaksolla pilvisuus on HOMERin olettaa runsaampaa, minkä vuoksi käytännön tuotantoluvut jäävät simulointituloksista. Kuitenkin on huomioitava, että mittaustulokset 3 kW:n voimalasta ovat vain yhden vuoden ajalta ja täten tuotanto-olosuhteiden satunnainen vaihtelu vaikuttaa tuloksiin erityisesti kuukausi- mutta myös vuositasolla. Yhden vuoden tarkkailujakson perusteella tuloksia ei voi yleistää, vaan se vaatisi tuotannon seuranta useiden vuosien ajalta. HOMERin simulointitulosten auringosta saatu sähköenergia perustuu keskimääräisen vuoden aikana maan pinnalle päätyvän säteilyn määrään.



Kuva 7. HOMERin simulointitulosten vertailua 3 kW:n aurinkosähkövoimalaan.

2.4 Aurinkoenergian tuotantolukemat

UK Areenan aurinkovoimalan simulointituloksista saatua vuoden jokaisen tunnin aurinkopaneelien tuottamaa energiaa verrattiin saman tunnin ostosähkön määrään. Mikäli aurinkopaneelien tuottama sähkön määrä on suurempi kuin ostosähkön, syntynyt ylijäämä sähkö myydään takaisin sähköverkkoon.

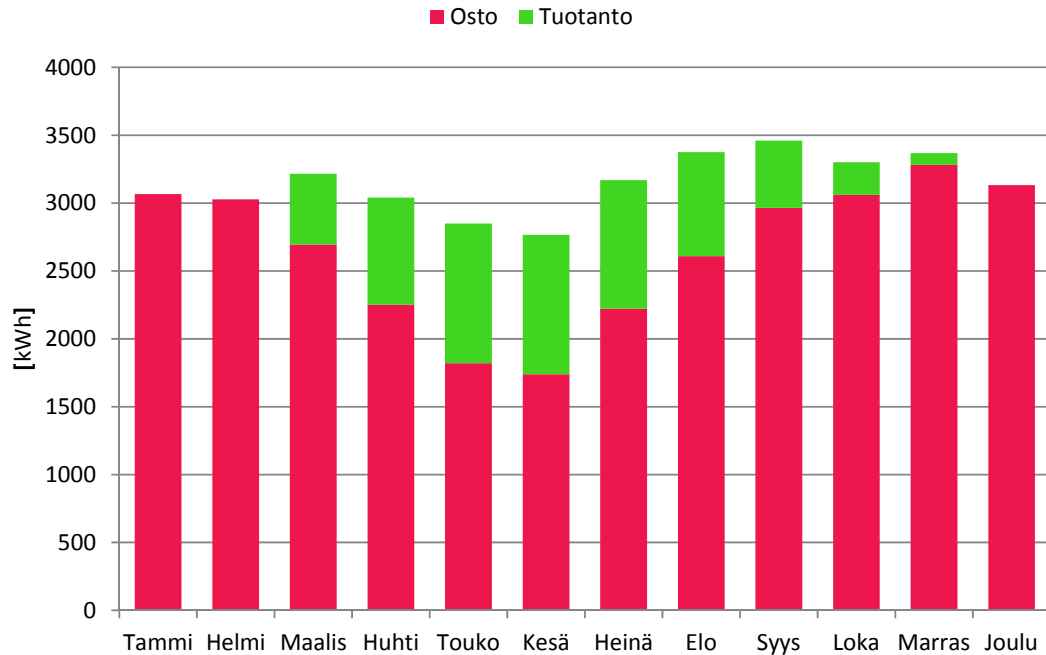
Sähkönkulutustiedoista laskettiin kuukausittainen ostosähkön määrä kilowattitunteina ja simulointituloksista aurinkosähkön tuotanto ja tuotannon osuus ostosähköstä. Tulokset on esitetty taulukossa 1. Lisäksi taulukosta löytyy koko vuoden aikana ostetun ja tuotetun sähkön määrä. Simulointituloksista laskemalla saatiin koko vuoden aikana myytävän sähkön määräksi 1944 kilowattituntia, joten myydyn sähkön määrä verrattuna tuotantoon ja ostettuun sähköön on hyvin pieni.

Taulukko 1. UK Areenan kuukausittainen sähkönkulutus ja simulointituloksista saatu aurinkosähkön tuotanto ja sen prosenttiosuus ostosähköstä.

Kuukausi	Osto [kWh]	Tuotanto [kWh]	% osuus ostosta
tammi	95 084	2 598	2,73 %
helmi	87 819	7 335	8,35 %
maalis	99 701	16 146	16,19 %
huhti	91 228	23 730	26,01 %
touko	88 313	31 871	36,09 %
kesä	82 981	30 787	37,10 %
heinä	98 265	29 372	29,89 %
elo	104 632	23 711	22,66 %
syys	103 820	14 861	14,31 %
loka	102 326	7 413	7,24 %
marras	101 043	2 565	2,54 %
joulu	97 114	1 305	1,34 %
Σ	1 152 324	191 694	

Esiselvityksenä tehdyn keskustelun perusteella UK Areenan katolle ei talvikuukausina kerry lunta, vaan tuuli puhaltaa sen pois. Taulukon 1 tietojen perusteella joulu-helmikuun yhteenlaskettu tuotanto on 11 238 kWh, jonka osuus vuoden kokonaistuotannosta on 5,86 %. Aurinkopaneelien katolle asentamisen vaikutusta lumen kertymiseen on vaikea arvioida, joten lumen tuotantolukemia alentavan vaikutuksen huomioimiseksi tämän tutkimuksen laskuissa oletettiin aurinkopaneeleista saatavan tehon olevan joulu-helmikuun välillä 0 kWh. Joulu-helmikuun tuotantolukemat tuloksista poistamalla koko vuoden aurinkosähkön tuotannoksi saadaan 250 kW:n aurinkovoimalalla 180 456 kWh.

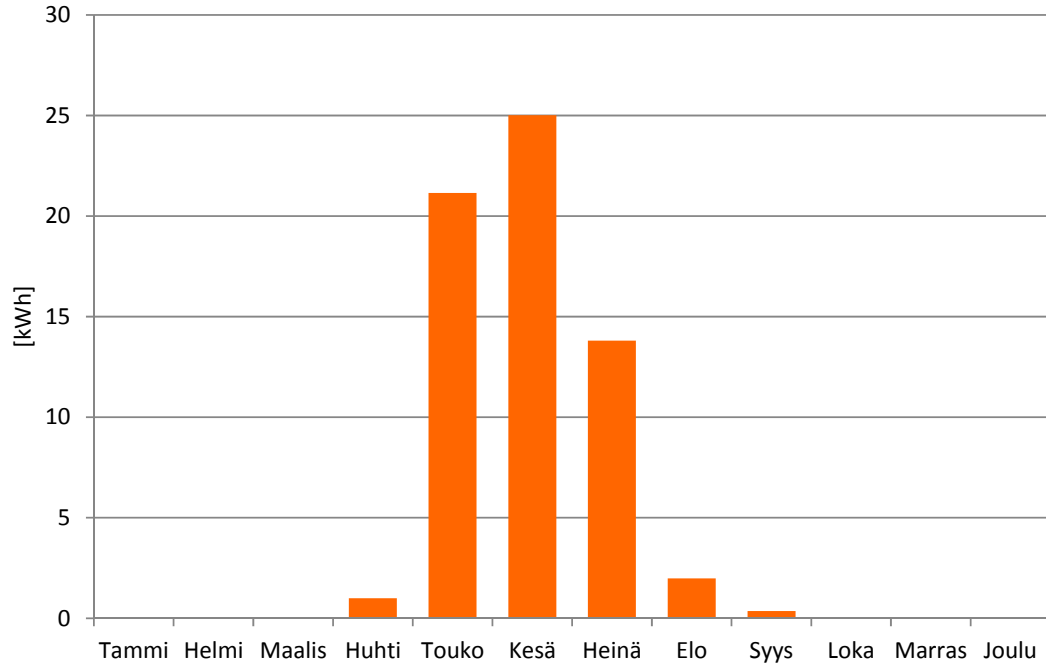
Kuvassa 8 on simulointituloksista saatu ostettu ja tuotettu sähkö kilowattitunteina vuorokauden keskiarvoina eri kuukausina koko vuoden ajalta. Kuvan 8 ja taulukon 1 tietojen perusteella voidaan todeta, että aurinkopaneelien tuotanto painottuu voimakkaasti huhti-elokuun väliselle ajanjaksolle, jolloin tuotetaan 72,8 % koko vuoden tuotetusta sähköenergiasta.



Kuva 8. Vuorokauden keskiarvotuotanto ja -osto eri kuukausina vuoden ajalta. Palkin korkeus kuvaa keskimäärin vuorokaudessa ostetun sähkön määrää.

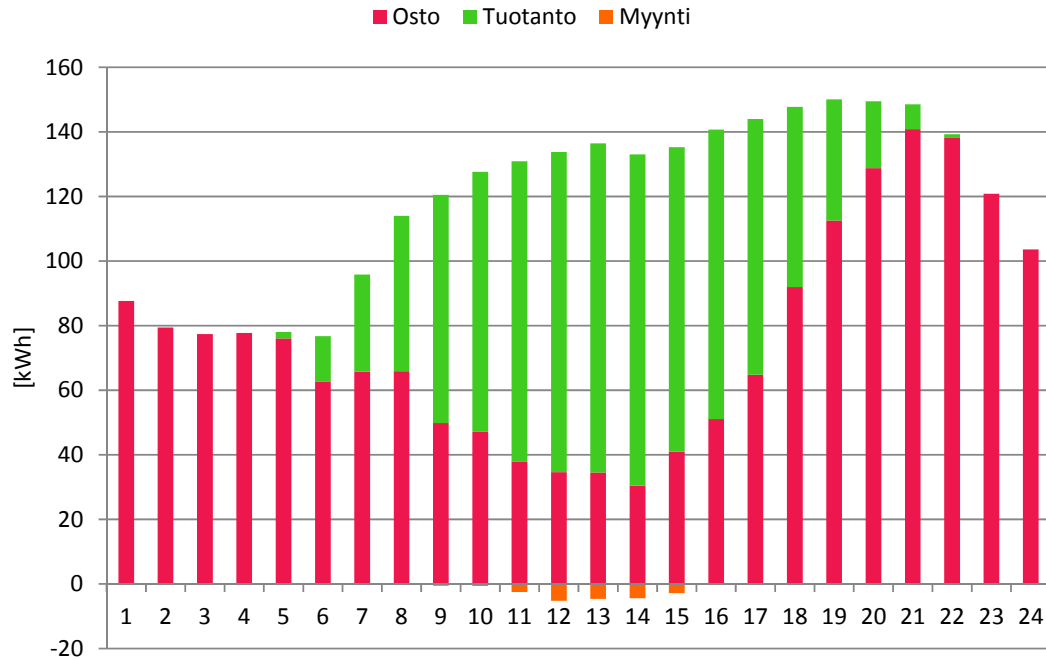
Aurinkopaneeleilla tuotetun sähkötehon ollessa suurempi kuin sen hetkinen kulutus, syntyy ylijäämää, mikä myydään takaisin sähköverkkoon. Kuvassa 9 on takaisin verkkoon myydyn sähkön määrä vuorokauden keskiarvoina eri kuukausilta. Vertailtaessa kuvia 8 ja 9, havaitaan verkkoon myytävän sähkön muodostavan valitun kokoisella aurinkovoimalalla hyvin pienen osan aurinkopaneeleilla tuotetusta sähköstä. Tämän perusteella voimala voidaan mitoittaa suurimpaan mahdolliseen kokoon eli 250 kW:n kokoiseksi.

Kuvasta 9 havaitaan, että vaikka toukokuu on simulointien perusteella paras aurinkosähkön tuotantokuukausi, kesäkuun aikana myytäisiin toukokuuta enemmän sähköä takaisin verkkoon. Tämän eron myydyn sähkön määrässä selittää tarkasteluvuonna kesäkuun toukokuuta pienempi sähkönkulutus.



Kuva 9. Tuotetun ja ostetun sähkön erotuksesta syntyvä takaisin verkkoon myytävä sähkö, vuorokauden keskiarvoina eri kuukausilta.

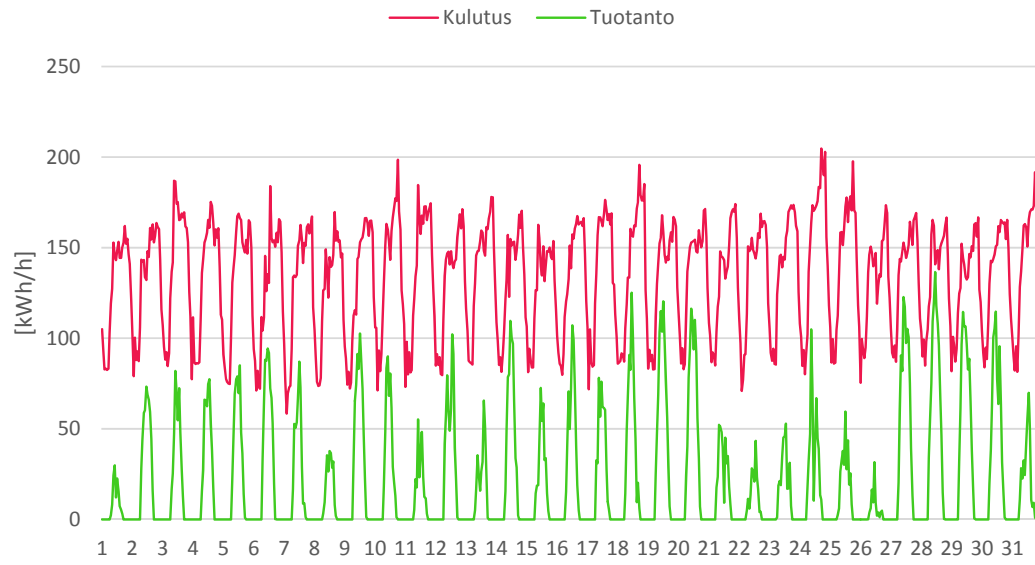
Yksityiskohtaisemman tarkastelun vuoksi tuotantolukemia vertailtiin myös tuntitasolla, kuvassa 10 on esitetty parhaimman tuotantokuukauden, toukokuun, ajalta vuorokaudelle lasketun tunnittaisten keskiarvojen lukemat. Vaikka toukokuussa auringonsäteilyteho ei ole korkein, silloin on kuitenkin paras selkeyskerroin ja kesään verrattuna matalampi lämpötila, jotka selittävät toukokuun paremmuuden tuotantokuukausien vertailussa. Kuvan perusteella tuotettu aurinkosähkö voidaan käyttää jäähallissa ostetun sähkön korvaamiseen lähes täysimääräisenä nykyisessä tilanteessa, jossa sähkönkäyttöä ei ole millään tavalla optimoitu aurinkosähkön tuotantoon.



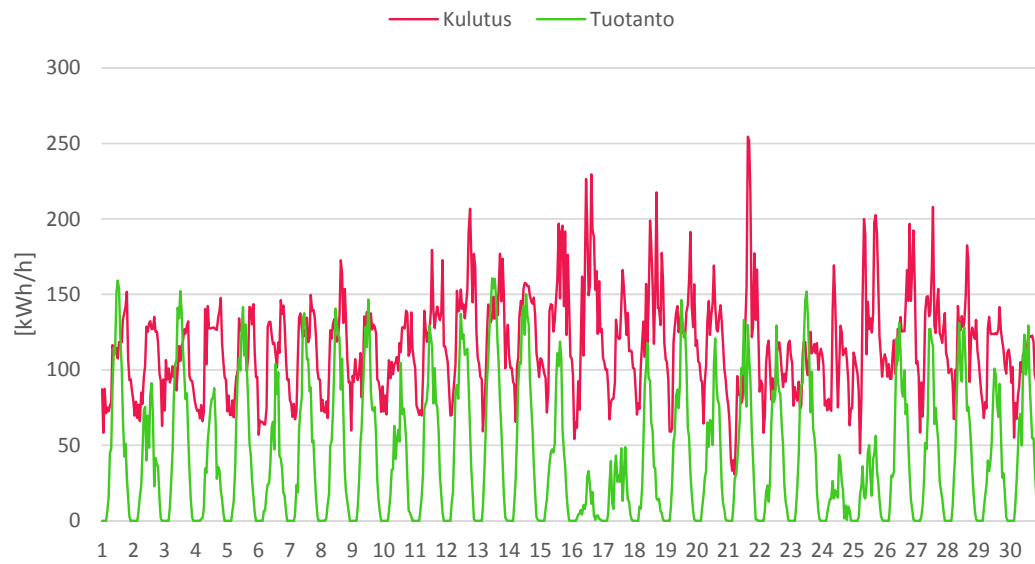
Kuva 10. Vuorokauden eri tunteina keskimäärin tuotetun, ostetun ja myydyin sähköenergian määrä toukokuun ajalta.

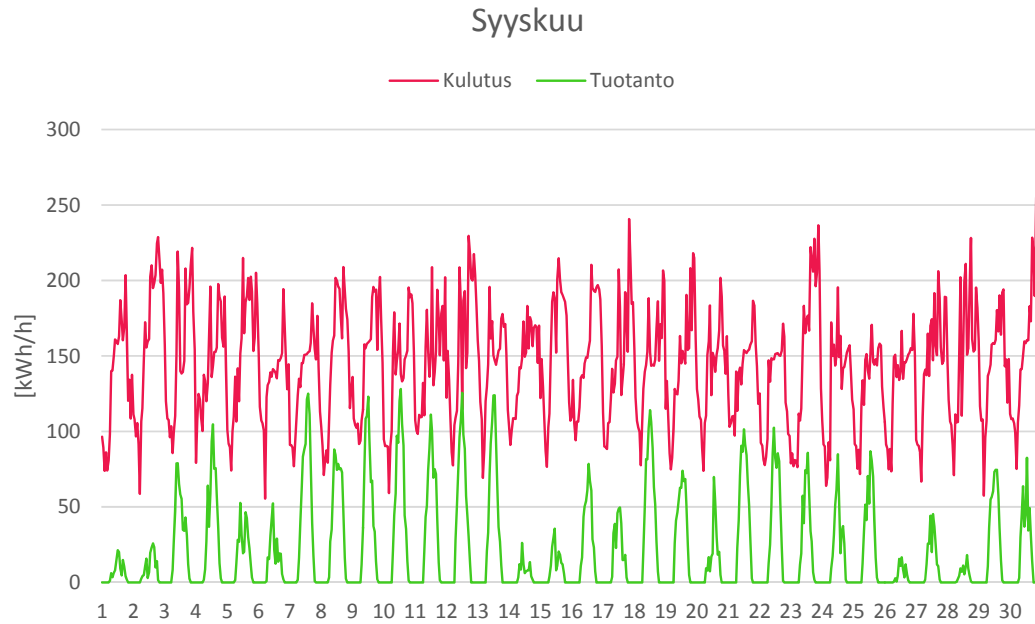
Kuvassa 11 on maaliskuu-, kesä- ja syyskuun sähkön tunnitteiset osto- ja tuotantolukemat. Kuvassa on yhdistetty osto- ja tuotantolukemat samaan palkkiin, jossa ne yhteenlaskettuna muodostavat jäähallin sen hetkisen sähkönkulutuksen. Kuvasta havaitaan, että jäähallin sähkönkulutuksessa ei ole havaittavaa vaihtelua arkipäivien ja viikonloppujen välillä, mikä on hyväksi aurinkosähkön tuotannon kannalta, koska tuotanto ei vaihtelee viikonpäivien mukaan. Kuvasta myös havaitaan, miten HOMER satunnaistaa simuloituja tuotantolukemia eri päivien välillä. Kesäkuun kuvaajasta nähdään, että merkittävästä osin sähkön myynnin aiheuttaa yksittäiset muutamien tuntien piikit parhaina aurinkosähkön tuotantovuorokausina.

Maaliskuu



Kesäkuu





Kuva 11. Maalis-, kesä- ja syyskuun tunnitaiset osto- ja tuotantolukemat.

2.5 Sähköverovelvollisuus 50 kVA–2000 kVA voimaloille

Yli 50 kVA:n, mutta alle 2000 kVA:n tehoisella generaattorilla sähköä tuottavat ovat sähköverovelvollisia, jos sähköä siirretään verkkoon. Sähkövero muodostuu sähkön valmisteverosta 1,89 snt/kWh, huoltovarmuusmaksusta 0,013 snt/kWh ja 24 %:n arvonlisäverosta. Tullin energiaverotusohjeen mukaan ”verovelvollisuudesta vapautumisen ehdottomana edellytyksenä se, että sähköä ei pysty siirtämään verkkoon yhtään. Jos sähkön verkkoon siirtymistä ei pystytä estämään tai sitä tapahtuu ajoittain, on tällaisen pientuottajan rekisteröidyttävä sähköntuottajana sähköverovelvolliseksi.” Kuitenkin niiltä kuukausilta, jolloin sähköä ei ole siirtynyt verkkoon, sähköntuottaja ei ole sähköverovelvollinen. (Tulli, Energiaverotusohje, 2014).

Tullin tulkinta ”yhtään” ei huomioi mittalaitteiden toleransseja tai mahdollisesti muista syistä kuin aurinkosähköpaneelien tuotannosta syntyvän sähkön siirtymistä takaisin verkkoon päin. Aurinkopaneelilla toteutettu sähkön tuotanto on sinällään nopea kytkeä pois päältä, erityisesti jos oman kulutuksen poiskytkemistä kyetään ennakoimaan ja täten ohjausjärjestelmällä kytkemään myös aurinkosähkön tuotantoa pois päältä jo ennakkoon.

Laitteistojen pienistä viiveistä johtuen on kuitenkin aina pieni mahdollisuus siihen, että kuormituksen pienentyessä voimakkaasti tai optimaalisissa tuotanto-olosuhteissa tuotetun säh-

kön määrän kasvaessa nopeasti pieni määrä sähköä pääsee siirtymään verkkoon päin. Tällaisen tilanteen syntyessä jo muutaman watin siirtyminen verkkoon päin johtaa siihen, että koko kuukauden aikana tuotetusta, siis myös itse omissa laitteissa käytetystä sähköstä joudutaan maksamaan sähkövero. Sähköveron suuruus, 2,35972 snt/kWh heikentää merkittävästi sähköntuotannon kannattavuutta niiden kuukausien ajalta, jolloin vero joudutaan maksamaan.

Päästöttömän energiatuotannon rajoittaminen verotussyistä ei ole kannattavaa, koska sama sähkö joudutaan tuottamaan muilla menetelmillä, jolloin hukataan turhaan resursseja ja mahdollisesti aiheutetaan erilaisia päästöjä, riippuen korvaavan sähkön tuotantomenetelmästä. Ongelmana sähköverovelvollisuudessa on lisäksi se, että tuotantomenetelmiä verrataan niiden nimellistehon perusteella. Päästöttömien tuotantomenetelmien, kuten aurinkosähkö ja tuulivoima, nimellisteho on korkea verrattuna vuoden aikana tuotetun energian määrään. Tämä ilmenee hyvin verrattaessa eri tuotantomenetelmien huipunkäyttökerrointa, joka kuvaa kuinka kauan laitteisto keskimäärin toimii nimellistehollaan vuodessa. Ydin-, kaasua- ja hiilivoimaloilla päästään yli 90 % huipunkäyttökertoimiin ja suuren kokoluokan tuulivoimalalla noin 25 %:iin (Vakkilainen, Kivistö, Tarjanne 2012, s.10). Kohteena olevalle aurinkosähkövoimalalle laskelmat antavat käyttökertoimeksi 8,2 %, olettaen ettei joulu-helmikuussa ole sähköntuotantoa. Täten ydin-, kaasua- ja hiilivoimaloiden todellinen sähköntuotantokyky samalla nimellisteholla on 3,6-kertainen verrattuna tuulivoimaan ja 11-kertainen verrattuna kohteena olevaan aurinkosähkövoimalaan.

Nimellistehon käyttäminen asettaa tuotannon aikana päästöttömät tuuli- ja aurinkosähkön eriarvoiseen asemaan sähköverotuksessa edellä mainittuihin tuotantomenetelmiin verrattuna. Aurinko- tai tuulivoimala voi siis olla nimellisteholtaan suurempi kuin ydin-, kaasua- tai hiilivoimalaitos ja täten joutua sähköverotetuksi. Kuitenkin nimellisteholtaan pienempi perinteinen voimalaitos voi tuottaa merkittävästi enemmän sähköä kuin aurinko- tai tuulivoimala ja tehdä sen ilman sähköverovelvollisuutta mikäli voimalaitoksen nimellistehot ovat sopivasti 50 kVA:n rajan eri puolilla.

Tässä työssä tehdyissä laskelmissa ei ole huomioitu mahdollista oman tuotannon joutumista sähköveron alaiseksi johtuen verotuksen tulkinnan epämääräisyydestä ja myös koska tuotantoa on mahdollista kytkeä pois päältä, jolloin sähkövero vältetään. Sähköverotukselta voidaan välttyä myös suunnitteleamalla voimala riittävän pieneksi, nimellisteholtaan alle 50 kVA:n kokoiseksi.

Valitun kokoisen aurinkosähkövoimalan ensimmäisen vuoden myydyin sähkön määrä on hyvin pieni, 0,168 % voimalalla tuotetun sähkön määrästä. Mikäli tämä osuus joudutaan sähköverotuksen vuoksi poistamaan teknisillä ratkaisulla, ei itse myynnin osuus vaikuta merkittävästi investointilaskelmiin.

3. INVESTOINTILASKENTA

Investoinnin kannattavuutta tarkasteltiin laskemalla Excelin avulla valituista lähtötiedoista hankkeen korollinen nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja hankkeen elinkaaren aikana tuotetun sähkönhinta. Investointikustannukset hankkeelle arvioitiin toteutuneiden aurinkosähkölaitosten investointikustannusten perusteella. Näiden tietojen perusteella hankkeen investointikustannukseksi muodostui 1,4 €/watti.

Kustannus sisältää aurinkopaneelien ja taajuusmuuttajien hankintakustannukset, paneelien tarvitsemat asennustelineet ja järjestelmän vaatimien kaapelointien ja koko systeemin ohjaus- ja valvontajärjestelmän vaatimat kulut. Nämä kustannukset muodostavat negatiivisen osan hankkeen ensimmäisen vuoden kassavirrasta. Taajuusmuuttajien kestoikä ei ole yhtä pitkä kuin aurinkopaneelien, joten niille laskettiin investointi- ja asennuskulut myös 15. vuoden kohdalle.

Hankkeen elinkaaren jokaisen vuoden kassavirtaan laskettiin aurinkopaneelien tuottaman sähkön ansiosta säästetyn ostosähkönhinta samoin kuin takaisin verkkoon myydystä sähköstä saatavat tulot. Verkkoon myydystä sähköstä saadut tulot laskettiin esimerkin omaisesti, vaikkakin tämänhetkisen lain mukaisen sähköverovelvollisuuden vuoksi ylimääräisen sähkön myynti takaisin verkkoon rajoittaa toiminnan kannattavuutta voimakkaasti yli 50 kVA voimaloilla. Tuotetun sähkön määrän laskennassa projektin elinkaaren aikana otettiin huomioon paneelien ikääntyminen ja näin ollen niiden ajan funktiona pienentyvä tuotanto.

Nord Poolin Suomen alueen sähkön spot-hintojen vuosittainen hinnannousu vuosina 2000–2013 on ollut keskimäärin 8,14 % (Nord Pool, Sähkön Spot hinnat, 2014). Tämä hinta muodostuu pelkästään sähköenergian hinnasta eikä ota huomioon sähkönsiirtohinnan ja sähköveron kehitystä. Tämän perusteella investointilaskennassa käytettyä sähkönhinnan 6 % vuosittaista nousua voidaan pitää realistisena.

Jokaisen vuoden kassavirta diskontattiin vuodelle nolla käyttäen korkotekijänä neljää prosenttia, jonka käytöstä laskentakorkona sovittiin työn tilaajan kanssa. Diskontattujen kassavirtojen avulla laskettiin hankkeen nykyarvo, takaisinmaksuaika ja sisäinen korko. Lisäksi laskettiin aurinkovoimalan 25 vuoden elinkaaren aikana tuottama sähkönhinta. Valmistajat

antavat tyypillisesti 25 vuoden lineaarisesti ajan suhteen laskevan takuun paneelien sähkön-
tuotantokyvyille. Esimerkkipaneelin tapauksessa valmistaja lupaa paneelin pystyvän tuotta-
maan 25 vuoden kuluttua 80,2 % alkuperäisestä sähkötehosta. Invertterien uusinta 15 vuo-
den käytön jälkeen mahdollistaa laitteiston käytön aina 30 vuoteen asti. 25 vuoden tarkaste-
lujakso valittiin laskentaan aurinkopaneelien valmistajien takaaman toiminnan vuoksi. Mi-
kään ei estä käyttämästä aurinkopaneeleja myös tämän jälkeen, joskin niiden nimellisteho
jatkaa laskemistaan, mutta ei tässä vaiheessa ole merkittävä kokonaisuuden kannalta.

Korvattavan ostosähkönhinta laskettiin palveluntoimittajan myynti- ja siirtohinnoista mu-
kaan (Lappeenrannan Energia, Myynti- & Siirtohinnoista, 2014). Laskuissa käytettiin arvons-
lisäverotonta hintaa ja näin saatiin ostosähköhinnaksi 7,92 snt/kWh. Takaisin verkkoon
myytävälle sähkölle käytettiin sähköyhtiön sähkön pientuottajan hinnastosta saatuja osto- ja
siirtohinnoista, joiden perusteella takaisin verkkoon myytävän sähkön hinnaksi tuli 4,45
snt/kWh (Lappeenrannan Energia, Pientuotannon osto- & siirtohinnoista, 2014). Aurinkosäh-
köhankkeille on mahdollista saada energiatukea, joka kattaa 30 % investoinnin kustannuk-
sista (Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiatuki, 2014). Energiatuen osuus huomioitiin inves-
tointikustannuksia laskettaessa.

Taulukossa 2 on investoinnille yllä mainittujen lähtötietojen perusteella lasketut tunnuslu-
vut. Investoinnin korollinen takaisinmaksuaika on 2/3 koko investoinnin elinkaaresta. Ta-
kaisinmaksuajan pituus lisää jossain määrin investoinnin riskiä, vaikkakin aurinkopaneelien
tekniikka ja voimalan vaatimat tekniset ratkaisut ovat varsin yksinkertaisia ja täten niiden
luotettavuutta voidaan pitää varsin hyvänä.

Taulukko 2. Lähtötietojen perusteella investoinnille lasketut tunnusluvut.

Investointi vuonna nolla:	245 000 €
Investointi 15. vuotena	50 000 €
Korollinen nykyarvo:	146 534 €
Korollinen takaisinmaksuaika:	16,74 v
Elinkaaren aikana tuotetun sähkönhinta:	5,86 snt/kWh
Elinkaaren sähkön myyntitulot:	795,91 €
Sisäinen korko:	8,21 %

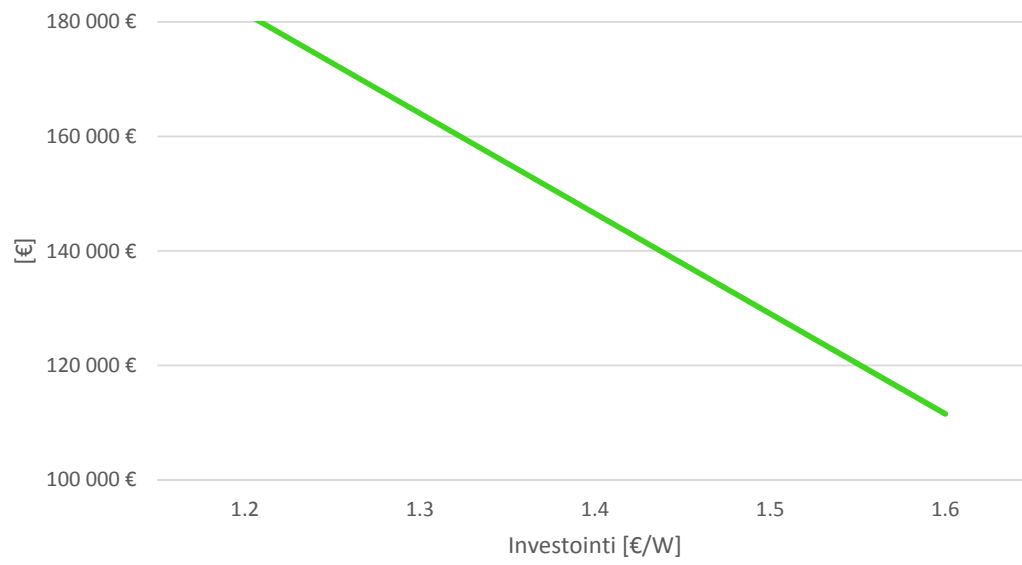
Merkittävänä vaikuttajana hankkeen kannattavuuteen on aurinkopaneelien epäoptimaalinen suuntaaminen, mikä johtuu hallin kattokulmasta ja lähes kaakkoon olevasta suunnasta. Mikäli aurinkopaneelit voitaisiin suunnata optimaalisesti etelään vuosituotannon kannalta parhaalla 44 asteen tasokulmalla, hankkeen korkotekijän huomioivaksi nykyarvoksi saataisiin 206 458 € ja korolliseksi takaisinmaksu ajaksi 13,27 vuotta. Tämän perusteella tulevaisuuden suurissa rakennushankkeissa on järkevää huomioida aurinkosähkön mahdollisuudet jo suunnitteluvaiheessa, jotta voidaan optimoida tuotanto-olosuhteet ja laskea aurinkosähköjärjestelmien asennuskuluja.

Elinkaaren aikana tuotetun aurinkosähkönhinnan perusteella voidaan havaita, ettei sähkön tuottaminen verkkoon aurinkopaneeleilla ole itsessään kannattavaa, koska elinkaaren aikana tuotetun sähkönhinta 5,89 snt/kWh on suurempi kuin sähköyhtiöltä myynnistä saatava 4,45 snt/kWh. Aurinkosähkön tuotannon kannattavuus tulee ostetun sähkön korvaamisessa, jolloin säästetään 2,03 snt/kWh ostosähkönhinnan ollessa 7,92 snt/kWh, myynnin aiheuttaessa 1,45 sentin tappion jokaista verkkoon myytyä kilowattituntia kohti. Erotus muodostuu ostosähkön sisältämästä sähkön siirtokuluista ja niihin sisältyvästä sähköverosta.

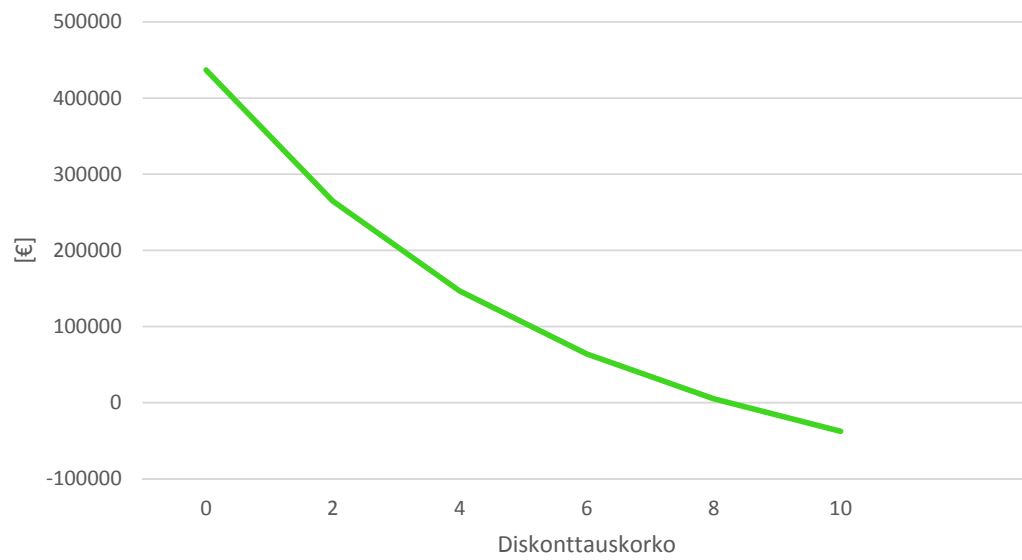
4. INVESTOINTI- JA KANNATTAVUUSLASKENNAN HERKKYYSANALYYSI

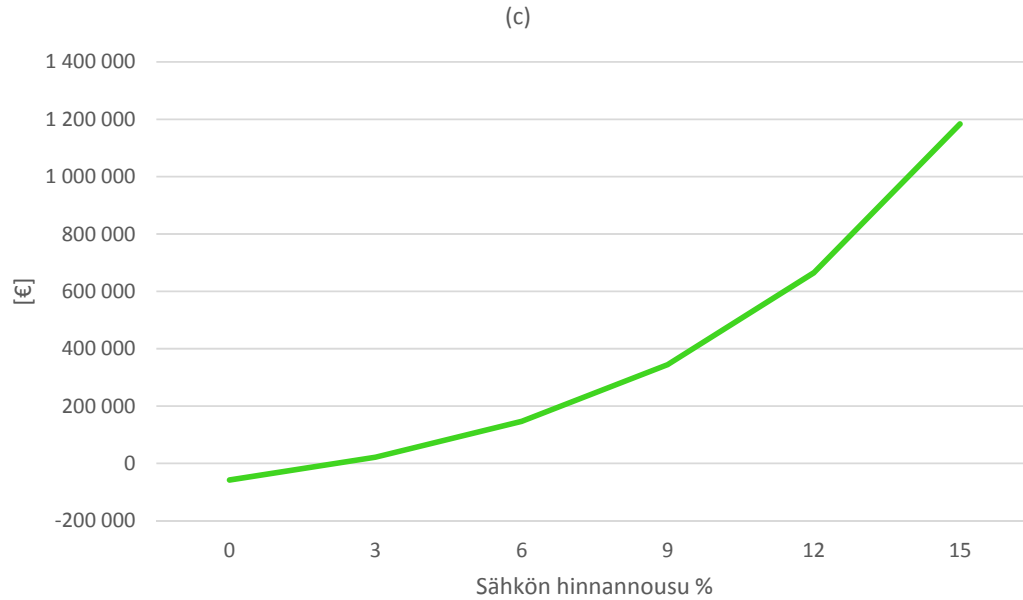
Investoinnin eri lähtötietojen vaikutuksen arvioimiseksi hankkeen kannattavuuteen, investointikustannuksille, diskonttauskorolle ja sähkön hinnannousulle tehtiin herkkyyksianalyysi. Kuvassa 12 on investoinnin nykyarvon herkkyyksianalyysi investointikulujen, diskonttauskoron ja sähkön hinnannousuprosentin suhteen.

(a)



(b)



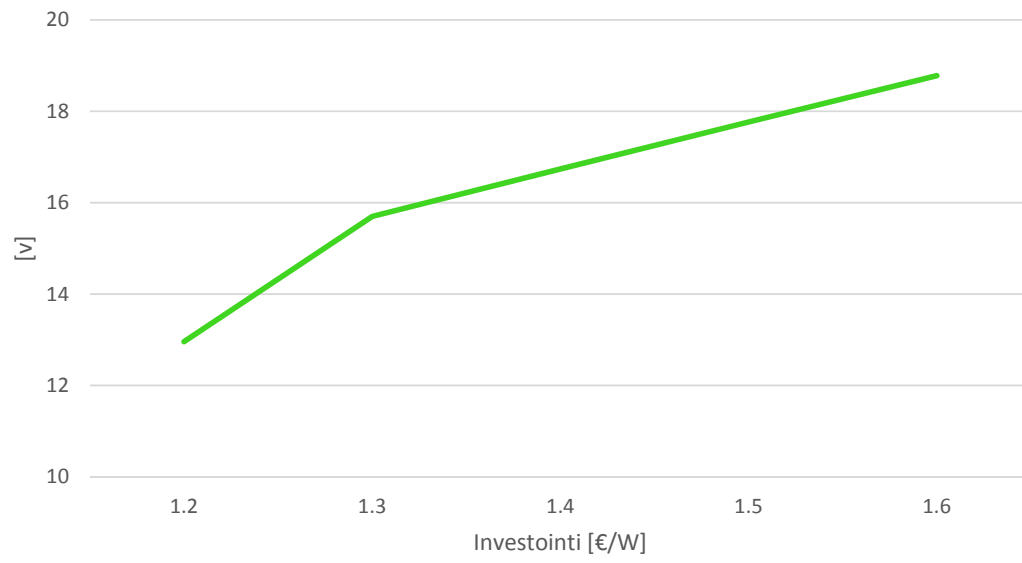


Kuva 12. Investoinnin nykyarvo investointikulujen (a), diskonttauskoron (b) ja sähkönhinnannousu % (c) suhteen.

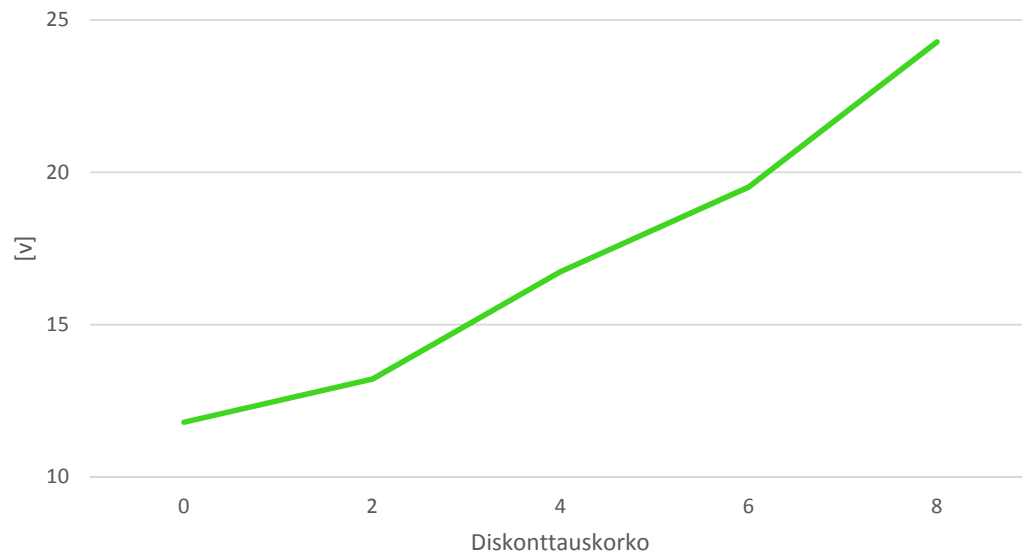
Kuvaajista voidaan nähdä, että investointikulujen vaikutus nykyarvoon on maltillinen verrattuna diskonttauskoron ja sähkön hinnannousuprosentin vaikutukseen, joiden vaikutus investoinnin kannattavuuteen on todella merkittävä. Herkkyysanalyysin perusteella hankkeen kannattavuuden arvioiminen edellyttää spekulointia sähkönhinnannousun kehityksellä.

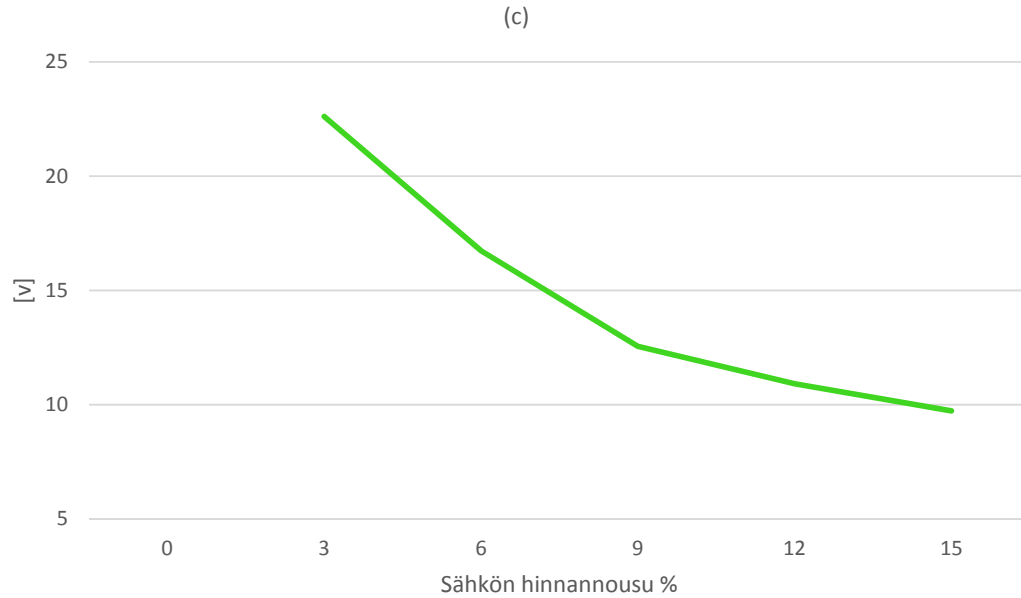
Kuvassa 13 on esitelty investoinnin takaisinmaksuajalle tehdyn herkkyysanalyysin tulokset investointikulujen, diskonttauskoron ja sähkönhinnannousu %:n suhteen. Näistä kuvaajista on tehtävissä samat havainnot kuin kuvan 12 nykyarvon herkkyysanalyysikäyristä. Sähkönhinnannousuprosentin ja diskonttauskoron vaikutus investoinnin kannattavuuteen on suuri myös takaisinmaksuaikaa kriteerinä käyttäen.

(a)



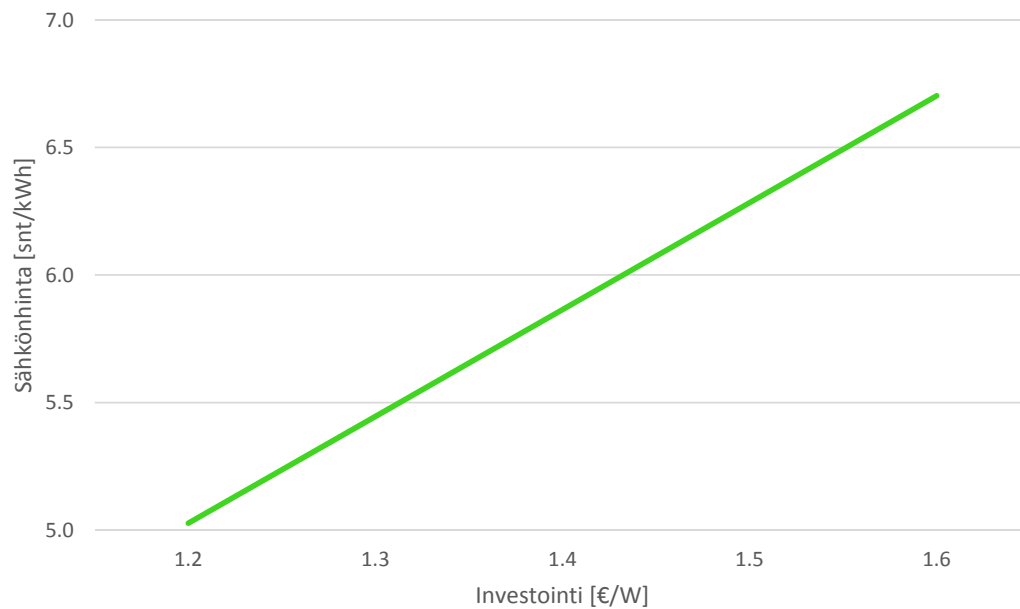
(b)





Kuva 13. Investoinnin takaisinmaksuaika investointikulujen (a), diskonttauskoron (b) ja sähkönhinnannousu %:n (c) suhteen.

Investointikulun vaikutus tuotetun sähkönhintaan on esitetty kuvassa 14. Kuvan tietojen perusteella havaitaan vaikutuksen olevan lineaarinen ja käytetyllä investointikulun vaihteluvälillä varsin maltillinen suhteessa sähkönhintaan.



Kuva 14. Investointikulun vaikutus tuotetun sähkönhintaan.

5. YHTEENVETO

Työssä perehdytään aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen jäähallissa, mikä vaatii tietämystä aurinkosähkön toimintaperiaatteista ja investointilaskelmien teosta. Työssä on kehitetty Excel-pohjainen laskentamalli, jolla pystytään laskemaan yleisesti aurinkosähkön kannattavuutta erilaisilla sähkönkäyttöprofiileilla.

Tehdyn vertailun perusteella voidaan todeta käytetyn aurinkosähkön simulointiohjelmiston tuottavan uskottavia tuotantolukemia, joiden avulla aurinkosähkön kannattavuudesta voidaan tehdä tarkka analyysi. Saatujen tulosten valossa aurinkosähköä voidaan hyvissä tuotanto-olosuhteissa pitää taloudellisesti kannattavana vaihtoehtona, mikäli tuotetulla aurinkosähköllä korvataan verkosta ostettua sähköä. Tuloksista havaittiin myös se, että sähkön myynnin kasvaminen järjestelmän suuremman nimellistehon vuoksi ei heikennä aurinkosähkön kannattavuutta, mikäli kasvaneen kapasiteetin ansiosta pystytään korvaamaan merkittävästi suurempi osuus verkosta ostettua sähköä.

Kulutustukemiin perustuva aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen tarjoaa myös mahdollisuuksia optimoida sähkönkulutusta siten, että olemassa olevaa sähköä käyttävää laitteistoa ohjataan toimimaan mahdollisimman paljon silloin, kun edullisempaa aurinkosähköä on saatavilla. Tällöin pystytään edelleen pienentämään ostosähkön kulutusta.

LÄHTEET

- EurObserv'ER, Photovoltaic Energy Barometer, 2013 [barometri]. [Viitattu 29.6.2014]. Saatavilla http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro-jdp11_en.pdf
- Energiamarkkinavirasto, Sähkön hintatilastot, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 29.6.2014]. Saatavilla <http://www.energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>
- Farret, F., Simões, G. 2006. Integration of Alternative Sources of Energy. Wiley-IEEE Press.
- Google. Google Earth, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 15.6.2014]. Saatavilla <https://goo.gl/maps/1qBSY>
- HOMER, Legacy, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 27.4.2014] Saatavilla http://homerenergy.com/HOMER_legacy.html
- HOMER Support, Clearness Index 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 27.4.2014]. Saatavilla <http://support.homerenergy.com/index.php?/Knowledgebase/Article/View/203/0/10045---clearness-index-in-homer>
- Ilmatieteenlaitos. Kuukausitilastot [internet-sivu]. [Viitattu 25.4.2014] Saatavilla <http://ilmatieteenlaitos.fi/kuukausitilastot>
- Lappeenrannan Energia, Myyntihinnasto, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 3.5.2014] Saatavilla http://www.lappeenrannanenergia.fi/palvelut/LRE%20tiedostot/Hinnastot/LRE_S%C3%A4hk%C3%B6n%20myyntihinnasto_2013.pdf
- Lappeenrannan Energia, Siirtohinnasto, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 3.5.2014] Saatavilla [http://www.lappeenrannanenergia.fi/palvelut/LRE%20tiedostot/Hinnastot/1401-LREV-A4-Sahkon-siirtohinnasto-web%20\(ID%2057706\).pdf](http://www.lappeenrannanenergia.fi/palvelut/LRE%20tiedostot/Hinnastot/1401-LREV-A4-Sahkon-siirtohinnasto-web%20(ID%2057706).pdf)
- Lappeenrannan Energia, Pientuotannon ostohinnasto, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 3.5.2014] Saatavilla [http://www.lappeenrannanenergia.fi/palvelut/LRE%20tiedostot/Hinnastot/1403_Pientuotannon%20ostohinnasto%20\(ID%2059325\).pdf](http://www.lappeenrannanenergia.fi/palvelut/LRE%20tiedostot/Hinnastot/1403_Pientuotannon%20ostohinnasto%20(ID%2059325).pdf)
- Lappeenrannan Energia, Pientuotannon siirtohinnasto, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 3.5.2014] Saatavilla [http://www.lappeenrannanenergia.fi/tuotteet/hinnastot%20ja%20ehdot/pientuotannon_hinnasto/Documents/LREnergiaverkot-sahkontuotannon-siirtohinnasto-web%20\(ID%2056769\).pdf](http://www.lappeenrannanenergia.fi/tuotteet/hinnastot%20ja%20ehdot/pientuotannon_hinnasto/Documents/LREnergiaverkot-sahkontuotannon-siirtohinnasto-web%20(ID%2056769).pdf)
- Lappeenranta, Karttapalvelu, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 28.4.2014] Saatavilla <http://kartta.lappeenranta.fi/ims/>
- LG-solar. Datasheet 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 4.5.2014]. Saatavilla http://www.lg-solar.com/common/downloads/products/MonoX-G3/LGE-DS-LGxxxS1C-G3-EN_2013.02.pdf
- NASA. Auringonsäteilytiedot, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 27.4.2014] Saatavilla <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/homer.cgi?email=skip@larc.nasa.gov>
- Nord Pool, Sähkön Spot hinnat, 2014 [internet-sivu]. Viitattu [29.6.2014] Saatavilla <http://www.nordpoolspot.com/Market-data/Elspot/Area-Prices/fi/yearly/>
- Photovoltaik, Preisindex, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 29.6.2014]. Saatavilla <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>
- Tulli. Energiaverotusohje, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 6.7.2014] Saatavilla <http://www.tulli.fi/fi/yrityksille/verotus/valmisteverotettavat/energia/lisatieto/energiaverotusohje.pdf>
- Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiatuki, 2014 [internet-sivu]. [Viitattu 4.5.2014] Saatavilla <http://www.tem.fi/energia/energiatuki>
- Vakkilainen, Kivistö, Tarjanne 2012, Sähkön tuotantokustannusvertailu, Tutkimusraportti 27. Lappeenranta. Teknillinen yliopisto.