

AURINKOSÄHKÖN LASKENTA- JA SIMULOINTIOHJELMAN TOIMINTAPERIAATE

Vertailu toteutuneeseen vuotuisen tuotantoon

Tiivistelmä

Tekijä Kiesilä, Matti	Julkaisun laji Opinnäytetyö, AMK Sivumäärä 56	Valmistumisaika Syksy 2020
Työn nimi Aurinkosähkön laskenta- ja simulointiohjelman toimintaperiaate Vertailu toteutuneeseen vuotuisen tuotantoon		
Tutkinto Insinööri (AMK)		
Tiivistelmä <p>Opinnäytetyössä selvitettiin aurinkosähkön laskenta- ja simulointiohjelman toimintaperiaatetta. Lisäksi verrattiin kuuden aurinkosähkölaitteiston mitatun vuotuisen sähköntuotannon eroa PV*SOL Premiumin, PVGISin ja Sun Energian aurinkosähkön laskentaohjelmilla ennustettuun sähköntuotantoon kWh/kWp-vertailuna.</p> <p>Tutkimuksessa perehdyttiin erityisesti ilmastodataan ja tarkennettuna, miten sen avulla määritetään kohteen säteilyolosuhteet, jotka vaikuttavat aurinkosähkön laskennalliseen tuotannon määrään.</p> <p>Vertailu toteutuneeseen tuotantoon tehtiin tutustumalla toimeksiantajana opinnäytetyössä toimineen Lem-Kem Oy:n asentamien järjestelmien Solar.web-sovelluksessa näkyvään dataan ja vertaamalla sitä ennustettuun sähköntuotantoon.</p> <p>Vertailun tuloksista koottiin järjestelmäkohtainen graafinen esitys, jossa tarkasteltiin vuotuisia mitattuja sähköntuotantoja, niiden keskiarvoja ja kolmen eri laskentaohjelman ennustamaa tuotantoa. Vertailun tulokset koottiin taulukoksi, josta selviää kaikkien ohjelmien ja sähköntuotannon mittausvuosien keskimääräiset poikkeamat, mitattuun tuotantokeskiarvoon verrattuna.</p> <p>Tutkimuksessa selvisi, että laskentaohjelmien ilmastodata perustuu maahavaintoasemien, satelliittien tai niiden yhdistettyyn dataan. Geostationääristen satelliittien data ei ole Suomen leveyspiireillä optimaalista ja lumen vaikutuksen arvioiminen sähköntuotantoon on niille haasteellista.</p> <p>Simulointiohjelma PV*SOL Premium oli vertailussa tarkim ennustamaan toteutunutta vuosituotantoa. Epävarmuuksia vertailussa ohjelmien välillä aiheutti tuotannon mittausarvojen vähyys, ohjelmien eroavaisuus ja lähtötietojen epävarmuus.</p>		
Asiasanat PV*SOL Premium, PVGIS, Sun Energia, aurinkosähkölaitteisto, aurinkosähkön laskentaohjelma, aurinkosähkön simulointiohjelma		

Abstract

Author Kiesilä, Matti	Type of publication Bachelor's thesis	Published Autumn 2020
	Number of pages 56	
Title of publication Working principle of a solar photovoltaic calculator and a simulation program Comparison with the actual annual yield		
Name of Degree Bachelor of Engineering		
Abstract <p>The purpose of the thesis was to study the working principles and data behind a photovoltaic calculator and a simulation program. In addition, the actual annual yield of six photovoltaic systems was compared to the expected annual yield of PV*SOL Premium, PVGIS and Sun Energia photovoltaic calculators with kWh/kWp comparison. The study was commissioned by Lem-Kem Oy.</p> <p>Climate data of PV calculators was the focus in the thesis, and more precisely, how to determine the specific solar radiation resource of any given photovoltaic system, which will affect the calculated solar energy potential.</p> <p>The comparison for the actual annual yield was made by examining the data of the PV systems installed by Lem-Kem Oy in the Solar.web application. Actual electricity production was calculated and compared to the expected annual yield of three PV calculators.</p> <p>The results of the comparison were assembled to a graphic representation where the actual annual yields, their average actual annual yield and expected yield were compared. After that the results were put to a table where all programs and the measurement year's deviations are compared to the measured average actual annual yield.</p> <p>Research showed that the climate data of PV calculators is based on ground measurements, satellite data and their combination. Geostationary satellite data is not optimal in high latitudes such as in Finland and they lose accuracy in snowy conditions.</p> <p>Simulation program PV*SOL Premium was the most accurate to forecast actual annual yield. Uncertainties in comparison between programs were caused by lack of measurement data, differences in programs and uncertainty of output values.</p>		
Keywords PV*SOL Premium, PVGIS, Sun Energia, solar photovoltaic system, solar photovoltaic calculator, solar photovoltaic simulation program		

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	1
2	AURINKOENERGIAN HYÖDYNTÄMISEN EDELLYTYKSET.....	2
2.1	Aurinkoenergian hyödyntämisen perustiedot.....	2
2.2	Auringon säteily.....	2
2.3	Sää.....	3
2.4	Ilmasto.....	4
2.4.1	Ilmasto maailmalla.....	4
2.4.2	Suomen ilmasto.....	5
2.5	Aurinkoenergian hyödyntämisen historia.....	7
3	AURINKOSÄHKÖNTUOTANNON TALOUDELLISUUS.....	9
3.1	Aurinkosähköjärjestelmän hankinta.....	9
3.2	Aurinkosähköjärjestelmän tuet.....	9
3.3	Aurinkosähkön pientuotannon parantaminen.....	10
3.3.1	Syöttötariffi.....	10
3.3.2	Syöttötariffi Suomessa.....	11
3.3.3	Nettomittarointi.....	12
3.4	Energiasääennusteet.....	12
4	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN TOIMINTA.....	13
4.1	Invertteri.....	13
4.2	Aurinkopaneelit.....	13
4.3	Aurinkosähköjärjestelmän energiantuotanto.....	15
4.3.1	Paneelien kallistus ja suuntaus.....	16
4.3.2	Varjostukset.....	16
4.3.3	Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin tuotantoon.....	18
4.4	Energian varastointi.....	18
4.5	Aurinkopaneelien asentaminen katolle.....	19
5	AURINKOENERGIA YHDYSKUNNASSA.....	22
5.1	Ilmastotietoinen suunnittelu.....	22
5.2	Aurinkoenergian passiivinen hyödyntäminen.....	23

5.3	Aurinkoenergiatuotannon kiertotalous.....	23
6	AURINKOSÄHKÖN LASKENTA- JA SIMULOINTIOHJELMAT.....	26
6.1	Aurinkosähkö laskurien funktio	26
6.2	Aurinkosähkö laskurien ilmastotieto	26
6.2.1	Satelliitit	26
6.2.2	Aurinkoenergiatietojen hankinta.....	27
6.2.3	Aurinkosäteilymallin tarkkuus.....	28
6.3	PV*SOL® Premium	29
6.3.1	Ilmastotieto PV*SOL Premiumissa.....	30
6.3.2	Ilmasto- ja satelliittidatan yhdistäminen Meteonormissa.....	30
6.3.3	Säteilyn mallintaminen valittuun kohteeseen PV*SOL-ohjelmassa	31
6.4	PVGIS	32
6.5	Sun Energia.....	34
6.6	Solar.web.....	34
7	AURINKOSÄHKÖN LASKENTA- JA SIMULOINTIOHJELMIEN ENNUSTE VERRATTUNA TOTEUTUNEeseen TUOTANTOON	36
7.1	Vertailun tavoitteet ja lähtötiedot	36
7.2	Vertailun tulokset	39
7.3	Vertailun tarkastelu	42
8	JOHTOPÄÄTÖKSET	45
	LÄHTEET	46

Lyhenne- ja seliteluettelo

emissio	säteilyn siirtyminen
g-arvo	auringonsäteilyn läpäisykerroin
Insolaatio	aurion maanpinnalle tietyssä ajassa säteilemän säteilyn määrä
interpolointi	numeerinen matemaattinen menetelmä uusien arvojen laskemiseen tunnettujen arvojen väliin
kWh	kilowattitunti
kWp	kilowattipeak
laserkeilaus	mittaustapa, jolla lasersäteiden avulla saadaan kohteesta mittatarkkaa kolmiulotteista tietoa koskematta kohteeseen
MPP	Maximum Power Point (maksimitehopiste)
u-arvo	lämmönläpäisykerroin

1 JOHDANTO

Verkosta löytyy nykyään useita erilaisia aurinkosähkön kannattavuutta mittaavia laskureita, jotka mittaavat ennustettua sähköntuotantoa käyttäen erilaisia menetelmiä ja parametrejä, joista löytyy tutkimusaineistoa rajoitetusti. Tässä opinnäytetyössä on tarkoitus selvittää, minkälaista havaintoaineistoa laskentaohjelmat käyttävät tuotantoennusteen laskemiseen, ja vertailla erilaisia laskureita ja niiden tuotantoennusteen tarkkuutta.

Aurinkoenergia uusiutuvana energialähteenä on kasvattanut osuuttaan sähköntuotannossa Suomessa ja maailmalla nopeasti viime vuosina. Tämä lisää kysyntää osaavaan ja laadukkaaseen suunnitteluun aurinkosähköjärjestelmien osalta. Järjestelmän suunnittelussa on otettava huomioon mitoitus, lähiympäristö ja sen aiheuttamat rajoitteet. Kaikkea ei voi kuitenkaan havaita paikanpäältä, joten avuksi tarvitaan laadukkaita laskenta- ja simulointiohjelmiä. Ne kykenevät parhaimmillaan mallintamaan kohteen varjostukset ja säteilyolosuhteet tarkasti säteily- ja ilmastotietokantojen avulla.

Opinnäytetyössä tehdään aurinkosähkön tuotantoennustetta koskeva vertailu. Toimeksiantaja Lem-Kem Oy:ltä saadaan käyttöoikeus yhdeksään heidän asentamaansa aurinkosähköjärjestelmän tuotantotietoihin. Tuotantotiedoista on tarkoitus laskea kWh/kWp suhde, ja verrata tätä kolmeen erilaiseen aurinkosähkönkannattavuutta laskevan ohjelman tuotantoennusteeseen ja arvioida, kuinka onnistuneesti ohjelmat ovat arvioineet toteutuneen tuotannon.

2 AURINKOENERGIAN HYÖDYNTÄMISEN EDELLYTYKSET

2.1 Aurinkoenergian hyödyntämisen perustiedot

Aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää, joko passiivisesti tai aktiivisesti. Aurinkoenergian passiivinen hyödyntäminen tarkoittaa lämpösäteilyn hyödyntämistä energian kulutuksen pienentämiseksi ilman teknisiä järjestelmiä (Lylykangas, Andersson, Kiuru, Nieminen & Päättalo 2015, 25). Aktiivisessa hyödyntämisessä auringon säteily muunnetaan aurinkokehäimillä lämpöenergiaksi tai aurinkopaneeleilla sähköenergiaksi (Motiva 2019b).

Aurinkopaneelin nimellistehoa ilmaistaan suurella piikkiwatti (Wp), joka tarkoittaa aurinkopaneelin standardiolosuhteissa enimmillään tuottamaa tehoa. Standardiolosuhte (Standard Test Condition, STC) määritellään lämpötilan (T) ollessa 25°C ja hetkellisen paneelille tulevan säteily määrän ollessa 1000 W/m². Lisäksi valon spektrin tulisi olla yhtä suuri standardissa IEC-60904-1 annetun globaalin spektrin kanssa, mikä vastaa sitä, että aurinko on 40 astetta horisontin yläpuolella ja moduuli on kallistettu 40 asteen kulmaan osoittamaan aurinkoa päin. (European commission 2019a.)

2.2 Auringon säteily

Aurinko on kaasupallo, joka koostuu pääosin vedystä ja heliumista. Sen säteilemä energia on peräisin fuusioreaktioista, joka antaa auringolle $3,8 \cdot 10^{23}$ kW kokonaistehon, josta maapallolle saapuu $1,7 \cdot 10^{14}$ kW. Säteilystä 70 prosenttia saapuu maan ilmakehään lämpönä ja 30 prosenttia heijastuu takaisin avaruuteen. Saapuvasta säteilystä 23 prosenttia kuluu haihduntaan ja 47 prosenttia maan, meren ja ilman lämmittämiseen. (Tahkokorpi, Erat, Hänninen, Nyman, Rasinkoski, & Wiljander 2016, 12.)

Auringon säteilyä maapallon ilmakehän ulkopuolella olevalle neliömetrin kokoiselle pinnalle lankeaa keskimäärin noin 1,368 kW (1,35-1,39 kW). Tätä arvoa kutsutaan aurinkovakioksi, ja tämä arvo vaihtelee vuoden välillä $\pm 3,5$ prosenttia riippuen auringon ja maan etäisyydestä toisiinsa nähden. Aurinko kiertää maata noin 149,6 miljoonan kilometrin etäisyydellä. Rata on hieman ellipsinen muotoinen, minkä vuoksi etäisyys on tammikuussa 147,1 miljoonaa kilometriä ja heinäkuussa 152,6 miljoonaa kilometriä. (Tahkokorpi ym. 2016, 13, 20.)

Suomessa keskimääräinen neliömetrille vuodessa tuleva auringon säteilyn määrä on 900 kWh. Se on Etelä Suomessa hieman tätä suurempi ja Pohjois-Suomessa vähäisempi. (Motiva Oy 2017.) Luku on verrattavissa Saksan auringonsäteilyn määriin.

Tahkokorven ym. (2016, 14) mukaan maanpinnalle saapuva säteily voidaan jakaa ilmakehän vaikutuksen vuoksi kolmeen ryhmään:

- suora auringon säteily
- haja-, diffuusisäteily
- ilmakehän vastasäteily.

Suora auringon säteily (I_A) tarkoittaa ilmakehän läpi suoraan tullutta auringon säteilyä. Hajasäteily (I_D) on ilmakehän molekyylien ja pilvien heijastamaa säteilyä sekä maasta heijastunutta hajasäteilyä. Ilmakehän vastasäteilyä (I_V) aiheuttavat ilmakehän hiilidioksidi, otsoni ja vesihöyry, jotka säteilevät lämpöä takaisin maanpinnalle, mitä myös kasvihuonevaikutukseksi kutsutaan. Vastasäteily sisällytetään yleensä hajasäteilyyn. (Tahkokorpi ym. 2016, 14.)

Pinnalle tuleva kokonaissäteilyenergia on Ilmakehän vastasäteilyn, hajasäteilyn ja auringonsäteilyn summa, mistä täytyy vielä vähentää pinnan avaruuteen takaisin heijastama pitkäaaltoinen säteily (I_U), jotta voidaan laskea pinnan hyväksi jäävän tehon (I), joka voidaan laskea käyttämällä kaavaa 1. (Tahkokorpi ym. 2016, 14.)

$$I = I_A + I_D + I_V - I_U \quad (1)$$

jossa

I_A	suora auringon säteily
I_D	hajasäteily
I_V	Ilmakehänvastasäteily
I_U	pitkäaaltoinen säteily.

2.3 Sää

Ilmakehän ulkorajalla auringon säteilyn teho on aurinkovakion verran eli noin 1,368 kW/m². Kirkkaana aurinkoisena päivänä tästä saadaan maanpinnalle suorana säteilyinä noin 70 prosenttia, jolloin hajasäteily nostaa kokonaissäteilyn noin 80 prosenttiin. Loput säteilystä häviää ilmakehän aiheuttamaan absorptioon ja sirontaan. Auringon korkeuskulman pienentyminen zenitistä eli kohti suorasta (90°) kulmasta pienentää suoraa säteilyä. (Tahkokorpi ym. 2016, 26.)

Pilvisuus on auringon korkeuskulman ohella tärkein maan pinnalle saapuvan auringon säteilyn määrään vaikuttava tekijä. Pilvisenä päivänä 80 prosenttia valosta saattaa olla

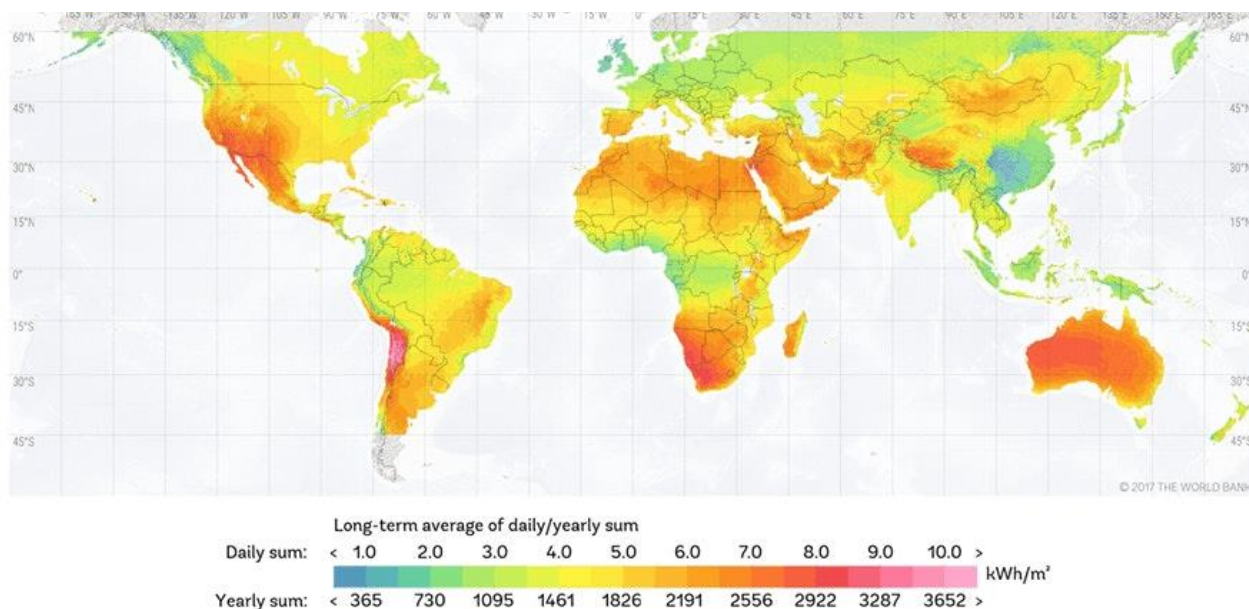
hajasäteilyä ja kirkkaana kesäpäivänä noin 20 prosenttia vaakasuoralle pinnalle. Suora auringonsäteily vähenee huomattavasti jo yläpilvikerroksessa, keskipilvet päästävät läpi vain osan säteilystä ja alapilvet ovat lähes läpitunkemattomia. (Tahkokorpi ym. 2016, 27-28.)

2.4 Ilmasto

Tärkeimmät sähköenergian tuotantopotentiaaliin liittyvät ilmastotekijät ovat auringonpaistetuntien lukumäärä ja auringon korkeuskulma taivaalla. Muita merkittäviä tekijöitä ovat ympäristön korkea lämpötila, joka alentaa hyötysuhdetta sekä kohteen korkeus merenpinnasta, joka parantaa tuotantoa. Suomessa yksi merkittävä ilmastollinen erityispiirre on lumi.

2.4.1 Ilmasto maailmalla

Keskimääräinen tuotantopotentiaali maailmalla kasvaa, kun liikutaan lähemmäs päiväntasaajaa, mikä nähdään kuvasta 1. Päiväntasaajalla sijaitsevien sademetsien alueet, kuitenkin häviävät säteilyn määrässä jopa monille selvästi kauempana päiväntasaajasta sijaitseville alueille suuren keskimääräisen pilvisyytensä ja korkeamman ympäristön lämpötilansa vuoksi.



Kuva 1. Pitkänajan keskiarvo maailmanlaajuisesta horisontaalisesta säteilystä (Solargis 2019, 11)

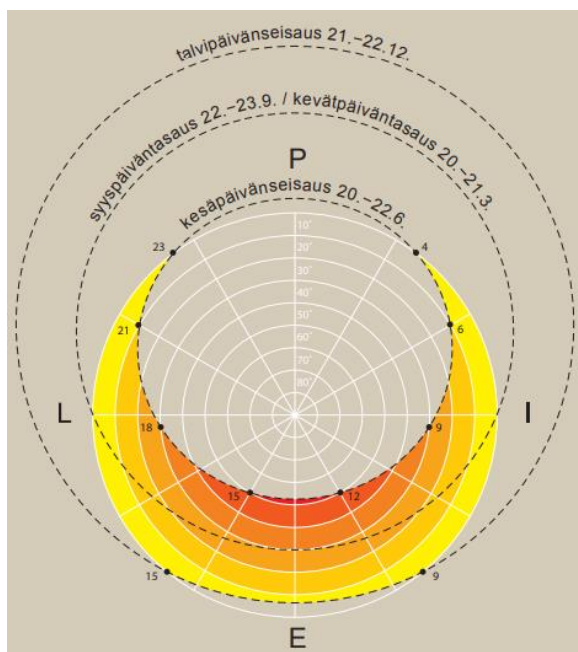
Atacaman autiomaa läntisessä Etelä-Amerikassa erottuu aurinkoenergiapotentialiltaan parhaana alueena, koska siellä yhdistyvät kaikki tuotantopotentiaalia kasvattavat seikat:

päiväntasaajan läheisyys (korkea auringon korkeuskulma), suuri auringonpaistetuntien lukumäärä, Andien vuoriston läheisyys (suurempi insolaatio ja kylmempi ympäristön lämpötila) sekä ympäristön lämpötilaa alentava kylmä Perun virta.

Osittain Atacaman alueella sijaitseva Chile onkin yksi maapallon suurimmista aurinkoenergian hyödyntäjistä (Tervo 2019). Monet maailman suurimmista aurinkovoimaloista sijaitsevat aavikoilla. Aurinkoenergian hyödynnettävyyttä suunniteltaessa täytyy kuitenkin ottaa huomioon myös sähkönsiirto tuotantoalueelta ihmisten käyttöön. Siirtolinjojen rakentaminen kaukana asutuksesta sijaitsevilta potentiaalisilta alueilta voi olla kallista ja siksi mahdollisesti koko hanke kannattamaton.

2.4.2 Suomen ilmasto

Suomen pohjoinen sijainti on merkittävin aurinkoenergian tuotantoon vaikuttava ilmastollinen tekijä. Suomessa auringonsäteily jakautuu vuoden aikana hyvin epätasaisesti, mikä ilmenee kuvassa 2. Suomi sijoittuu käytännössä 60°N ja 70°N leveyspiirien väliin. Sijainti pohjoisen napapiirin alueella (66.5°N), jonka pohjoispuolella aurinko ei talvipäivän seisauskuun nouse, tarkoittaa talvipuoliskona olematonta tai hyvin niukkaa auringon säteilyä. Suomen ilmaston ominaispiirteisiin kuuluu myös runsas pilvisuus erityisesti talvikautena. Haja- ja suoran auringonsäteilyn määrät ovat Suomessa likimain yhtä suuret (Tahkokorpi ym. 2016, 14).



Kuva 2. Aurinko kaavio, aurinkonsäteilyn kulma Helsingissä (Lylykangas 2015)

Helsinki-Vantaalla (60,3°N) ilmastollisen vertailukauden 1981-2010 kolmen vähiten kokonaissäteilyä (MJ/m²) tuottavan kuukauden (marras-tammikuu) keskimääräinen

suhteellinen osuus on noin 2,4 prosenttia vuoden kokonaissäteilystä. Kolmen eniten kokonaissäteilyä tuottavan kuukauden (touko-heinäkuu) osuus taas on noin 53 prosenttia ja kuuden eniten tuottavan kuukauden (huhtikuu-syyskuu) melkein 85 prosenttia. (Pirinen, Simola, Aalto, Kaukoranta, Karlsson & Ruuhela 2012, 72.) Kokonaissäteilyn vaihtelu kuukausittain Suomessa on suuri, ja se keskimäärin vielä kasvaa pohjoiseen päin mentäessä.

Suomessa keskimääräinen pilvisyys on suurinta talvella ja syksyllä. Auringon kokonaissäteilyn vähentyessä syksyä ja (erityisesti) talvea kohti, ilmakehässä oleva kosteus tiivistyy herkästi pilviksi alhaisen ympäristön lämpötilan ja vähäisen haihdunnan vuoksi. Kosteutta tänne tuovat erityisesti ilmavirtaukset Atlantilta, kun tuulen suuntakin käy Suomessa pääosin länsilounaasta. Itämeren vaikutus on Atlanttia pienempi, mutta Itämerellä on silti vaikutus, niin kauan kuin se pysyy sulana. (Mäntykannas 2018.)

Suomessa parasta aikaa hyödyntää säteilyä ovat kevät ja kesä (Pirinen ym. 2012, 72). Keväällä auringonpaistetta on tarjolla runsaammin kuin talvella ja suhteellinen pilvisyys on vähäisempää, koska auringon aiheuttama haihdunta on suurempaa ja ilmakehän vesihöyryn määrä on talven jälkeen vähäinen. Keväällä on myös mahdollista hyödyntää lumen aiheuttamaa hajasäteilyä. Lisäksi keväällä ympäristön lämpötila pysyy pääosin alhaisena, eikä se aiheuta paneeleille hyötysuhteen alenemista. Toukokuu on monesti vuoden eniten aurinkoenergiaa tuottava kuukausi, koska se on keskimäärin kesäkuuta ja heinäkuuta viileämpi, (suhteellisesti) aurinkoisempi ja auringon säteilyn määrä ei merkittävästi kasva kesäkuuta kohti mentäessä.

Kesällä kokonaissäteilyä saadaan vuodenaajoista eniten (Pirinen ym. 2012, 72). Kesän aikaista optimaalista auringonsähköntuotannon hyötysuhdetta kuitenkin alentaa Suomessa korkeat lämpötilat. Suomen kesään liittyy mahdollisena osana metsäpalot tai metsäpalosavujen kauttakulkeumat, jotka vapauttavat runsaasti pienhiukkasia ilmakehään (Lindfors, Riihelä, Aarva, Latikka & Kotro 2014, 20). Metsäpalon pienhiukkaset voivat vaimentaa auringonsäteilyn määrää keskipäivällä noin 15 prosenttia normaaliin verrattuna (Arola, Lindfors, Natunen & Lehtinen 2007, 42). Pääosin ilmakehä on kuitenkin Suomessa puhdas sisältäen vain vähän epäpuhtauksia (Lindfors ym. 2014, 20). Kesän aurinkoisinta aluetta ovat Itämeri ja sen rannikkoalueet (Kajosaari 1976). Syitä ovat kumpupilvien alhaisempi määrä sisämaahan verrattuna (Rinne, Koistinen & Saltikoff 1998) ja merituuli, joka pitää meren lisäksi sopivissa olosuhteissa myös rannikkoalueen vähäpilvisenä (Lindfors ym. 2014, 20).

2.5 Aurinkoenergian hyödyntämisen historia

Aurinkoenergiaa on hyödynnetty passiivisesti todistettavasti ainakin 6000 vuotta, varhaisimpien merkkien löytyessä kiinalaisista dokumenteista. Varsinainen aktiivinen hyödyntäminen alkoi kuitenkin vasta teollistumisen alkuaikoina 200-300 vuotta sitten. (Tahkokorpi ym. 2016, 77.)

Ensimmäisenä aurinkosähkön vaikutuksen ja aurinkokennojen kyvyn muuttaa auringonvalo sähköksi osoitti ranskalainen fyysikko Alexandre Edmond Becquerellar vuonna 1839. Amerikkalainen Charles Fritts loi maailman ensimmäisen katolla sijaitsevan aurinkopaneelin New Yorkiin vuonna 1883. Kuitenkaan sitä, miten valo tuottaa sähköä, ei ymmärretty ennen vuotta 1905, jolloin Albert Einstein onnistui osoittamaan valosähköisen ilmiön. (Sabas 2016.)

Bell Labs kehitti nykyaikaisen aurinkosähkokennon vuonna 1954, mutta aurinkosähkokennot olivat vielä tuohon aikaan liian kalliita kaupalliseen käyttöön. Vasta 1970-luvun öljykriisi sai aurinkoenergian näkymään yhtenä potentiaalisena energiantuotannon ratkaisuna. Esimerkiksi Yhdysvalloissa kongressi hyväksyi lain (Public Utility Regulatory Policies Act of 1978), joka oli perusta tulevalle nettomittaus politiikalle, vaatimalla julkisia laitoksia ostamaan sähköä "vaatimukset täyttävistä laitteistoista", kuten hajautettua aurinkoenergian tuotantoa. Liittovaltion tavoitteena oli näin tehdä aurinkoenergiasta edullinen ja kannattava vaihtoehto markkinoille. Yhdysvalloissa aurinkoenergian tuotanto ei kuitenkaan ottanut suuria harppauksia ennen 2000-lukua. (Sabas 2016.)

Saksan aurinkoenergian tuotannon ensimmäinen merkittävä askel otettiin vuonna 1991, kun syöttötariffilaki (Stromeinspeisungsgesetz eli StrEG) tuli voimaan. Laissa sähköyhtiöt veloitettiin liittämään tietyillä uusiutuvan energian teknologioilla tuotetun sähkön verkkoon ja maksamaan siitä tietyn suuruisen hinnan. Aurinkoenergian tuotanto ei kuitenkaan Saksassakaan lähtenyt 1990-luvulla merkittävästi kasvamaan, johtuen muun muassa pienistä markkinoista ja korkeista kustannuksista. Vasta 2000-alun useammat syöttötariffilain uudistukset avasivat tien aurinkoenergian kasvulle Saksassa. 2000-luvun ensimmäisen vuosikymmenen uusiutuvan energian tukipolitiikka keskittyi uusiutuvan energian mittavaan lisäämiseen. Samalla se mahdollisti siirtymisen kohti markkinaperusteisempaa järjestelmää Saksassa. Tämä kehitys on jatkunut siitä lähtien. Saksan malli on ollut merkittävässä osassa aurinkoenergian maailmanmarkkinoiden kehityksessä, ja sitä kautta osana muun muassa aurinkopaneelien hinnanlaskua. (Salo 2015, 41, 43-44, 57, 133.)

Aurinkosähkönmarkkinat ovat kasvaneet räjähdysmäisesti maailman laajuisesti viimeisen noin 15 vuoden aikana. Maailmanlaajuinen kumulatiivinen asennuskanta oli 2000

megawattia vuonna 2001 ja ylitti 200 000 megawattia vuonna 2015 (Tahkokorpi ym. 2016, 135). Pelkästään vuonna 2018 määrä lisääntyi vuodesta 2017 yli 100 000 megawatilla (IEA 2019).

Suomessa vuonna 2017 aurinkoenergiaa tuotettiin 80,4 MW, ja arviolta 140 MW vuonna 2018 (LUT- yliopisto 2019). Sähkö verkkoon kytkettyä aurinkosähkötuotantoa oli vuonna 2017 noin 66 MW ja vuonna 2018 alustavasti 120 MW (Hämäläinen & Suni 2019). Suomessa aurinkosähkön tuotanto on karkeasti tuplaantunut vuosittain vuosien 2016-2018 välillä ja kasvun on ennustettu jatkuvan nopeana myös tulevaisuudessa.

3 AURINKOSÄHKÖNTUOTANNON TALOUDELLISUUS

3.1 Aurinkosähköjärjestelmän hankinta

Aurinkosähköjärjestelmän hinta koostuu suunnittelutyöstä, asennuksesta ja järjestelmään kuuluvista laitteista, kuten aurinkopaneeleista ja inverttereistä. Pienempien järjestelmien asennustyön suhteellinen hinta on korkeampi suurempiin verrattuna, koska asennustyö sisältää kiinteitä kustannuksia. Suomessa pienenkoluokan järjestelmän arvonlisäverollinen hinta oli noin 1,3-3 €/Wp vuonna 2019. Hintaan vaikuttaa järjestelmän toimittaja, toimitustapa, järjestelmän koko ja asennuskohde. (Motiva Oy 2020.)

Sähkön hinta koostuu sähköenergiasta, veroista ja sähkön siirrosta (Motiva Oy 2019c). Suomessa aurinkosähköjärjestelmän mitoitus lähtee järjestelmän koosta riippumatta siitä, että sähköntuotannosta saadaan hyödynnettyä mahdollisimman suuri osuus paikallisesti omiin tarpeisiinsa, ja myytävän sähkön osuus jäisi kokonaistuotannosta mahdollisimman pieneksi. Tämä johtuu siitä, että Suomessa sähkön myynnissä takaisin verkkoon huomioidaan vain sähköenergian osuus ilman veroja ja sähkön siirtoa. Sähkön siirron ja verojen osuus saattaa olla jopa 2/3 sähkön kokonaishinnasta (Motiva Oy 2019c).

Suomessa ylijäävästä sähköstä tuottaja saa noin sähkönmarkkina hinnan verran, koska sähköyhtiöt ovat hinnoitelleet ostosähkön yleensä sähkön markkinahinnan perusteella. (Motiva Oy 2019). Sähkön spot-hinta Tämä hinta oli eri kuukausien välisenä keskiarvona 5,46snt/kWh vuonna 2019 (Nordic green energy 2020).

3.2 Aurinkosähköjärjestelmän tuet

Suomessa on tällä hetkellä mahdollista saada valtion myöntämää tukea aurinkosähköjärjestelmään investointitukena ja kotitalousvähennyksenä.

Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM) myöntää energiatukea investointi- ja selvityshankkeisiin, jotka edistävät uusiutuvan energian käyttöä ja tuotantoa, niiden tehostamista sekä energiajärjestelmän muuttumista vähähiiliseksi. Yrityksille, kunnille ja muille yhteisöille TEM myöntää vuonna 2020 investointitukea yli 10000 euron aurinkosähköhankkeisiin 20% investointikustannuksista. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2020a; Työ- ja elinkeinoministeriö 2020b.)

Yksityiset toimijat ja henkilöt voivat hakea kotiinsa tai esimerkiksi vapaa-ajan asuntoon asennetusta aurinkosähköjärjestelmästä kotitalousvähennyistä työn osuudesta. Maksettaessa työstä yritykselle voi vähentää 40 prosenttia siihen oikeuttavan työn arvonlisäverollisesta hinnasta. Vuonna 2020 kotitalousvähennyksen maksimi oli 2250 euroa

kuukaudessa, mikä saadaan, kun työn osuus loppusummasta on 5875 euroa sisältäen 100 euron vuotuisen omavastuun. Kotitalousvähennys on henkilökohtainen, joten esimerkiksi pariskunnasta voi kumpikin hakea kotitalousvähennystä samaan työhön. (Vero 2020.)

3.3 Aurinkosähkön pientuotannon parantaminen

Vuositasolla Suomella on käytössä suurin piirtein saman verran aurinkosähköä kuin Saksassa ja Tanskassa, mutta Saksassa sitä tuotetaan 300 kertaa ja Tanskassa 15 kertaa enemmän kuin Suomessa (LUT-yliopisto 2019). Seuraavassa tarkastellaan kahta eri keinoa Suomen aurinkosähkön ja erityisesti sen pientuotannon lisäämiseen, mitkä ovat syöttötariffi ja nettomittarointi. Esimerkkitapauksina syöttötariffin osalta toimii Saksa ja nettomittaroinnin osalta Tanska.

3.3.1 Syöttötariffi

Toimiakseen syöttötariffina tukimekanismilla tulisi olla seuraavat ominaisuudet: ostovelvoite, vakaa tariffimaksu ja se taataan pitkälle ajanjaksolle. Syöttötariffeja on kahdenlaisia kiinteähintaisia tai preemioon perustuvia. Kiinteähintaisessa mallissa tuottaja saa tuottamastaan sähköstä jonkin määrätyn kiinteän hinnan. Kiinteähintaiseen tariffiin liittyy yleensä ostovelvoite. Preemiomallissa tuottajan korvaus perustuu markkinoiden (esimerkiksi Nord Poolin spot-hinta) määrittämään hintaan ja sen päälle maksettavaan lisähintaan. Salo sanoo kirjassaan syöttötariffin olleen kaikkein menestynein uusiutuvan energian tukimuoto. Sen avulla on voitu synnyttää kokonaan uusi kansallinen markkina, jonka ympärille syntyvällä teollisuudella on työllisyysvaikutuksen kaltaisia positiivisia makroekonomisia vaikutuksia. Syöttötariffi myös demokratisoi energiamarkkinoita ja mahdollistaa monien uusien toimijoiden, kuten pk-yritysten ja yksityisten kuluttajien osallistumisen energiamarkkinoille. (Salo 2015, 17-18.)

Saksassa on esimerkiksi hyödynnetty tariffin käyttöä aurinkosähkömarkkinan kasvattajana niin kutsutussa Saksan mallissa, jossa pientuotanto juontuu alhaalta ylöspäin. Pientuotanto ruokkii myös aurinkovoimaloiden yhteenliittymiä ja näin kasvu ruokkii itse itseään. Saksassa vuonna 2013 tuotetusta aurinkosähköstä 48 prosenttia oli kansalaisten omistuksessa. (Salo, 2015, 125-126.)

Saksan mallissa uusiutuvaa energiaa tuottava voimalaitos on lakisääteisesti liitettävä verkkoon ja jokaisesta verkkoon syötetystä kilowattitunnista tuottajalle maksetaan tuotantomuodosta ja sijainnista riippuvaa tariffia. Tämän tariffin suuruus esimerkiksi elokuussa 2014 oli 12,75 snt/kWh alle 10kW -aurinkopaneelijärjestelmillä tuotetusta sähköstä.

Sähkön ostava yhtiö myy sähkön eteenpäin pörssissä esim. hintaan 3snt/kWh. Erotuksen (12,75snt/kWh - 3snt/kWh) maksavat kaikki sähkökäyttäjät sähkölaskullaan EEG-lisämaksun (EEG-Umlage) muodossa (suuret teollisuus yritykset saavat huomattavaa alennusta), joka vuonna 2014 oli 6,26 snt/kWh kotitaloutta kohti. Määrä saattaa kuulostaa korkealta, mutta täytyy huomioida Saksassa vallitseva sähkön hinta kotitaloutta kohti, joka on Suomea karkeasti puolet suurempi noin 30 snt/kWh vuonna 2014. Sähkön hinta Saksassakin on kuitenkin tulevaisuudessa laskemassa energian lisäämisen aiheuttavan sähkön tukkuhinnan laskun vuoksi. (Salo 2015, 96-100)

3.3.2 Syöttötariffi Suomessa

Suomessa koko syöttötariffin rakentamisen lähtökohtana on ollut suuren mittakaavan tuotanto. Kuvaavaa onkin se, että yleensä Euroopassa syöttötariffeihin on säädetty maksimiteho järjestelmään pääsemiseksi, on Suomessa määritelty minimitehot pääsemiseksi järjestelmään. Kuten aiemmin mainittiin, syöttötariffi olisi paras keino luoda uusiutuvalle energialle markkinat lisätä tuotantoa lyhyessä ajassa. Salon sanoo, että *pienen kokoluokan kansalaislähtöisen sähköntuotannon poistaminen on omiaan passivoimaan kansalaisia pelkiksi sähkökuluttajiksi*. (Salo 2019, 126, 131.)

Salon (2019, 129) mukaan syöttötariffin kustannusvaikutus sähkönhintaan jäisi Suomessa alkuvaiheessa pieneksi, koska itse tuotantokin on alkuvaiheessa vielä suhteellisen vähäistä. Lisäksi tuotannon ja markkinoiden kasvaessa myös maksettavaa syöttötariffin kokoa voitaisiin asteittain purkaa. Lisäksi pienelläkin tariffien korottamisella tai asettamisella olisi merkitystä energiaintensiiviselle teollisuudelle, minkä vuoksi Saksassakin energiaintensiivinen teollisuus on saanut sähkön hintaan lievennyksiä.

Suomessa syöttötariffi on kuitenkin törmännyt perustuslaissa oleviin ongelmiin. Teollisuuden vapautukset kilpailukyvyn nimissä rikkoisivat perustuslain yhdenvertaisuusperiaatetta. Valtionvarainministeriö linjasi, että *koko kuluttajien sähköhinnassa maksettava syöttötariffijärjestelmä on perustuslain vastainen*. Suomessa syöttötariffijärjestelmän rahoitus siirrettiinkin valtion budjettiin. Tämä kuitenkin lisää valtion menoja ja toisin sanoen valtion velkaa. Siksi suoraan kansalaisten sähkölaskuista maksettava syöttötariffi olisi vähemmän riskialtis erilaisille talouden suhdannevaihteluille ja toimisi omanlaisenaan elvytyspaketina teollisuudelle talouskriisien jälki mainingeissa, kuin Saksassa tapahtui edellisen talouskriisin jälkeen. (Salo 2015, 129.) Tämä on aihe, joka koronakriisin takia on jälleen ajankohtainen vuonna 2020.

3.3.3 Nettomittarointi

Nettomittaroinnissa pientuottaja myy ylijäämäsähkönsä verkkoon ostamansa sähkön ostohinnalla, jolloin tuottaja maksaa vain nettokulutuksensa verran. Nettomittarointi on esimerkiksi käytössä Tanskassa ja osassa Yhdysvaltojen osavaltioita. Huomioitavia seikkoja tässä mallissa on, mitä sähkön vähittäishintaan vaikuttavia komponentteja (sähköenergia, verot ja sähkönsiirto) ostohinta kattaa. Esimerkiksi Tanskan mallissa nettomittarointi kohdistuu kaikkiin sähkön hintaan vaikuttaviin komponentteihin. Suomessa jo lainsäädäntö ei mahdollista sähkön siirron ja verojen netottamista, joten jäljelle mallissa jäisi Suomen osalta sähkön markkinahinta. Malli ei todennäköisesti johtaisi Suomessa merkittäviin investointien kasvuun ilman lainsäädännön muutoksia. (Salo 2015, 136.)

3.4 Energiasääennusteet

Aurinkovoima ja tuulivoima ovat riippuvaisia säästä. Energiasääennuste Suomessa perustuu Ilmatieteenlaitoksen HIRLAM-sääennustemalliin, joka sisältää energiasääennusteen oleelliset tekijät, kuten auringon säteilysuureet, tuulitiedot ja lämpötilan. Energiasääennusteet ovat osa sähkömarkkinoiden tulevaisuutta ja murrosta. Energiasääetieto auttaa sähkönkulutuksen suunnittelussa ja uusiutuvan energian yleistyessä vaikuttaa sähkön kuluksiin ja hinnoitteluun. (BCDC energia 2020a; BCDC energia 2020b.)

Pilvisyys ja sen ennustaminen on avainasemassa energiasääennustetta laadittaessa. Aurinkoenergian ennustamiseen vaikuttaa satelliittien kyky havaita pilviä mallin alkutilaa määritettäessä. Mallin alkutila on hyvän mallifysiikan lisäksi perusedellytys tarkan sääennusteen luomiseen. Tämä onnistuu laadukkaalla ja kattavalla säähavaintodatalla, niin mereltä, maalta, ilmakehästä, tutkista kuin satelliiteista. (Böök 2016.)

4 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN TOIMINTA

4.1 Invertteri

Verkkoon liitetyn aurinkopaneelijärjestelmän pääkomponentit ovat aurinkopaneelit ja vaihtosuuntaaja eli invertteri, joka on 1- tai 3-vaiheinen. Aurinkopaneelit tuottavat tasavirtaa, jonka invertteri muuntaa vaihtovirraksi kiinteistön sähköverkon sekä jakeluverkon vaatimuksia. Invertteri myös kytkee aurinkopaneelit kiinteistön sähköjärjestelmään (sähköpääkeskus). Aurinkosähköjärjestelmän kokoonpano esitetty kuvassa 3. (Motiva Oy 2019a.)

1- ja 3-vaiheinvertterien ero on nimensä mukaisesti siinä, moneenko verkonvaiheeseen invertteri on kytketty. Tuotettua aurinkosähköä voi hyödyntää vain kyseiseen vaiheeseen liitetyt sähkölaitteet 1-vaiheisia inverttereitä ei saa tällä hetkellä pieniin alle 3 kWp -järjestelmiin. 3-vaihe invertteri palvelee verkon kaikkia kolmea vaihetta, eli sillä saadaan syötettyä sähköä kaikkiin kohteeseen sähkölaitteisiin. Saatava hyöty riippuu kuitenkin laitteiden tyypeistä, määristä ja sijoittelusta. (Motiva Oy 2019a.)



Kuva 3. Pientalon verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän kokoonpano (Motiva 2019a)

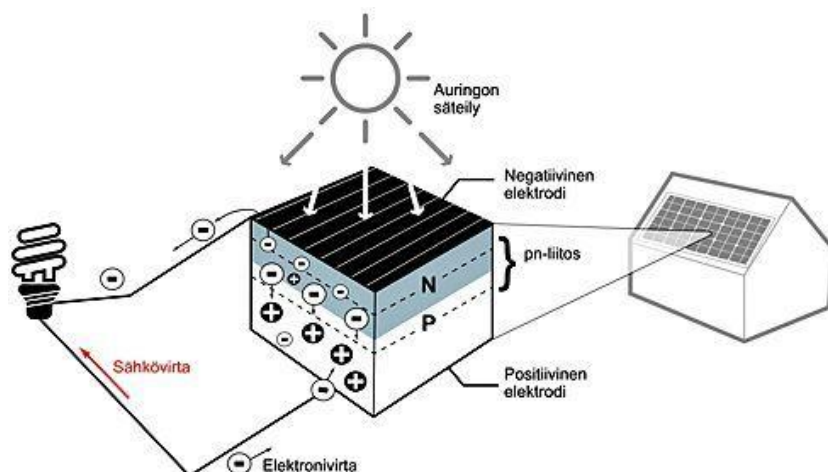
4.2 Aurinkopaneelit

Paneelit koostuvat useista aurinkokennoista, jotka on kytketty sarjaan tai rinnan, joista rinnankytkentä on yleisempi kytkentätapa.

Auringonsäteily koostuu fotoneista, jotka vapauttavat elektroneja puolijohdemateriaaliin osuessaan. Nykyajan kaupalliset aurinkokennot eli ohutkalvokennot ja piikennot on muodostettu kahdesta erityyppisestä n- ja p-tyypin puolijohdemateriaalista. (Motiva Oy 2019d.)

Puolijohteen sähkönvaraus perustuu vapaiden elektronien ja aukkojen liikkeeseen. Kun n-tyypin ja p-tyypin puolijohdeasetetaan vierekkäin, n-puolen ylimääräiset elektronit kulkeutuvat p-puolen aukkoihin. N-tyypin puolijohdeeseen syntyy positiivinen ja p-tyyppiin negatiivinen varaus elektronien siirtyessä n-puolelta p-puolelle. Kennon sisällä

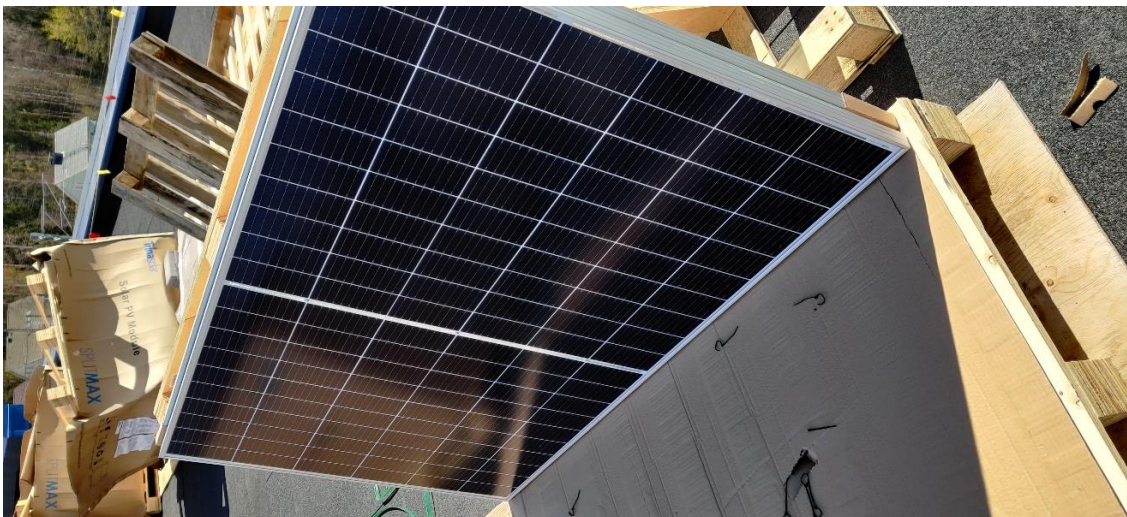
muodostuvassa sähkökentässä energiaa fotonilta saavat elektronit kulkeutuvat vain p-puolelta n-puolelle, josta ne voidaan johtaa takaisin p-puolelle ulkoisen virtapiirin kautta. Toimintaperiaatetta kuvattu kuvassa 4. (Motiva Oy 2019d.)



Kuva 4. Pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate (Motiva 2019d)

Aurinkokennojen yleisin valmistusmateriaali on yksi- tai monikiteinen pii, jota on tarjolla olevista aurinkokennoista 90 prosenttia. Niistä valmistettujen aurinkopaneelien (kuva 5) hyötysuhde kaupallisissa sovelluksissa on tavallisesti 15-17 prosenttia. Vertailuksi ohutkalvopaneelilla päästään noin 9 -11 prosentin hyötysuhteisiin. Tämä johtuu siitä, että vaikka ne keräävät enemmän hajasäteilyä, ne päästävät enemmän valoa lävitseen kuin piipaneelit. (Motiva Oy 2019d.)

Kaupallisesti myynnissä olevien aurinkopaneelien tekninen elinikä on yleisesti noin 30 vuotta. Niille on yleisesti saatavissa tehontuottotakuu, joka takaa paneelin tuottavan sähköä tietyn prosenttiosuuden paneelin nimellistehosta sovitun ajanjakson ajan. Muiden komponenttien kuten akkujen ja invertterien elinikä on noin puolet paneelien eliniästä. (Motiva Oy 2017.)



Kuva 5. Trina Solarin monikidepaneeli TSM-335DE06M(II), 335Wp

4.3 Aurinkosähköjärjestelmän energiantuotanto

Aurinkosähköjärjestelmän energiantuotantoon vaikuttaa paikallisesti moni asia. Järjestelmän tuotanto pyritään maksimoimaan laadukkaalla suunnittelulla ja asennusratkaisuilla. Kaikkiin asioihin ei voi vaikuttaa, mutta järjestelmän tehohäviöt on kyettävä minimoimaan mahdollisimman tehokkaasti. Kaavat 2-4 (Suntekno Oy 2010) ovat aurinkosähköjärjestelmän energiantuotantoa laskettaessa oleellisia.

Paneelien hyötysuhde η

$$h = \frac{P}{SA} * 100\% \quad (2)$$

jossa

P on paneelin teho

S auringonsäteilyn voimakkuus standardiolosuhteissa (1000 w/m^2)

A paneelin pinta-ala.

Aurinkopaneelin tuottama teho

$$P = UI \quad (3)$$

jossa

P on paneelin teho (W)

U on jännite (V)

I on virta (A).

Aurinkopaneelin tuottama energia

$$E = Pt \quad (4)$$

jossa

E on paneelin tuottama energia

P on paneelin teho

t on aika (h). Sähkö energia annetaan yleensä yksikössä watti- tai kilowattitunti, joten aika annetaan silloin tunteina.

4.3.1 Paneelien kallistus ja suuntaus

Paneelien ihanteellinen kallistuskulma on Suomessa noin 40 astetta, ja suuntauskulma suoraan etelään. Paneeleita saa harvoin täysin ihanteelliseen kallistuskulmaan, eikä se ole edes välttämätöntä, sillä ± 15 asteen heitto optimikulmasta laskee tuotantoa noin 5 prosenttia (Lännen omavoima 2020). Paikalliset erityisolosuhteet ja paikalliset sähkönkäyttöön liittyvät seikat kannattaa ottaa huomioon. Tuotannon kokonaismäärät eivät laske vielä merkittävästi, jos paneelin suuntaa etelän sijasta esimerkiksi kaakkoon tai lounaaseen, jolloin voidaan voimalan huipputehoa (MPP) siirtää aikaisemmaksi tai myöhemmäksi vuorokautta. Nämä asennussuunnat voivat tulla kyseeseen, jos sähkön tuotanto painottuu erityisen paljon päivän aamu- tai iltapuoliskolle. Usein kuitenkin katon suunta sanelee suuntauskulman. Myös jotkin suuret varjostavat tekijät, kuten puut ja muut rakennukset saattavat vaikuttaa paneelien suuntaukseen varjostamalla voimakkaasti tiettyä ilmansuuntaa, jolloin paneelien suuntauksen muutoksella voidaan suurentaa vapaata paisetekulmaa.

4.3.2 Varjostukset

Paneelien varjostuminen aiheuttaa paneelin hyötysuhteen ja tehon laskua. Virta, joka kulkee kennojen läpi, on sama kaikille sarjaan kytketyille kennoille. Joten jos yhdelläkin kennoista on esimerkiksi pienemmän säteilyvoimakkuuden takia matalampi oikosulkuvirta, rajoittaa kenno koko sarjaan kytkennän virtaa. Sarjaan kytkennän virran ylittäessä tämän kennon oikosulkuvirran, se ei enää tuota tehoa, vaan kuluttaa osan muiden sarjaan kytkennässä olevien kennojen tuottamasta tehosta. (Lappalainen 2014.)

Varjot voidaan jakaa kolmeen ryhmään:

- väistämätön satunnainen varjostus
- väistämätön sijaintiin liittyvä varjostus
- vältettävissä oleva sijaintiin liittyvä varjostus.

(Quasching 1996, 23.)

Väistämätön satunnainen varjostus

Väistämättömiä satunnaisia varjoja ovat esimerkiksi lehdet ja lumi, lintujen jätökset ja muu saasta. Nämä varjostukset ovat suuresti riippuvaisia kohteen sijainnista. (Quasching 1996, 24.)

Suomessa lumi on merkittävä paneelin pinnalle kertyvä varjostava tekijä. Kalteva moduulipinta saa enemmän säteilyä talviaikaan ja lumi liukuu kaltevaa pintaa myöden helpommin alas pois paneelin pinnalta. Paneelin vapautuessa lumesta vapaat kennot alkavat tuottaa sähköä ja samalla lämpöä, joka nopeuttaa paneelin päällä olevan lumen sulamista entisestään. (Quasching 1996, 25.)

Aurinkovoimalan lähellä olevien lehtipuiden sijainti ja korkeus ovat tärkeitä tekijöitä. Syksyllä puista irtoavat lehdet ovat usein kosteita ja voivat jäädä paneelin pintaan kiinni. Nämä varjostukset kestävät kuitenkin usein vain hetken, koska lämmin paneeli kuivattaa lehden, joka lähtee tuulen mukana usein irti. (Quasching 1996, 25.)

Paneelien pinnalle tulee jatkuvasti likaa ilmasta ilmansaasteiden mukana. Sade ja lumi yleensä poistavat suurimman osan epäpuhtauksista. Kuitenkin vanhempien paneelien kohdalla saastetta on saattanut tulla pinnalle jo niin paljon, että se vaikuttaa sen hyötysuhteeseen merkittävästi jopa 10-15 prosenttia. Paneelien perusteellinen puhdistus tietyssä vaiheessa niiden elinkaarta voisi tulla kyseeseen. Paneelien likaantuminen on suurempaa maissa, joissa ilmansaasteita on runsaasti ja sadetta vähän. (Quasching 1996, 26.)

Väistämätön sijaintiin liittyvä varjostus

Aurinkosähköjärjestelmän asentamisen jälkeen on yleensä rajoitetusti mahdollisuuksia vähentää varjostuksen vaikutuksia. Vain pienien varjostavien tekijöiden, kuten kasvien liikutaminen on yleensä mahdollista ja loput varjot ovat vain hyväksyttävä. Väistämättömät varjohäviöt on hyvä määrittääkin simulaatioilla ennen aurinkosähköjärjestelmän rakentamista. (Quasching 1996, 28.)

Vältettävissä oleva sijaintiin liittyvä varjostus

Nämä varjostustekijät johtuvat yleensä puutteellisesta aurinkosähköjärjestelmän suunnittelusta. Vältettävissä olisivat monet ympäristön aiheuttamat varjostukset, muokkaamalla ympäristöä tai sijoittamalla järjestelmä paremmin ympäristöön nähden. (Quasching 1996, 25.)

4.3.3 Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin tuotantoon

Aurinkopaneelin kennon tuottama jännite laskee lämpötilan noustessa ja vastaavasti virta kasvaa. Jännite kuitenkin laskee (paljon) enemmän kuin virta kasvaa, mikä aiheuttaa kennon tehon pienenemistä. Aurinkopaneelien tuotetiedoissa valmistajat ilmoittavat kennon lämpökertoimen, jonka avulla paneelien tuotantoa ja hyötysuhteen muutosta voi arvioida lämpötilan poiketessa standardiolosuhteista (25°C). Maksimitehon lämpötilakerroin on piipohjaisilla kennoilla -0,3 - -0,5 %/°C luokkaa ja ohutkalvokennoilla tätä pienempi. Ohutkalvokennojen hyötysuhde laskee siis piikennoja vähemmän, miksi ne sopivat lämpimiin olosuhteisiin piikennoja paremmin. Standardiolosuhteita viileämmissä lämpötiloissa, kuten usein Suomessa piipohjaiset paneelit ovat parempia. Suomessa tuotanto voi jopa ylittää valmistajan antamat arvot keväällä ja syksyllä viileällä ja täysin aurinkoisella säällä. (Ala-Myllymäki 2016, 36-38.)

Toiminnassa paneeli on aina ympäristöä lämpimämpi, ellei sitä tuuleteta tai jäähdytetä. Aurinkopaneelien kattoasennuksissa paneelin lämpötilaan vaikuttavat tuulen jäädyttävä vaikutus, ilmatila paneelin takana, tukirakenteet, paneelin kallistuskulma ja kattomateriaali. (Ala-Myllymäki 2016, 37-38.)

4.4 Energian varastointi

Sääriippuvaisen sähköntuotannon lisääntyminen on aiheuttanut sähkön varastointiin liittyvän liiketoiminnan nopean maailmanmarkkinoiden kasvun viime vuosina. Näin halutaan tasapainottaa energian tuoton ja kulutuksen välistä epäsuhtaa. Energian varastointiin on olemassa monia mekaanisia, sähköisiä ja sähkökemiallisia menetelmiä. Pienessä mitta-kaavassa varastointiin soveltuvat erilaiset akut ja kondensaattorit. Energian varastointi lisää yleensä merkittävästi järjestelmän hintaa. Energian varastointimenetelmän valintaan vaikuttaa ainakin hinta, varastoitavan kapasiteetin määrä, käyttöolosuhteet, riittävä reagointinopeus ja kesto lataus- ja purkusykliihin. (Ala-Myllymäki 2016, 63, 66.)

Akkuja käytetään sähkön varastointiin. Niitä on monenlaisia ja ne kestävät eri tavalla esimerkiksi lataus- ja purkauksetoimia, latauksien nopeutta, purkauksien syvyyttä, eri lämpötiloja ja erilaisia asennus asentoja. Eri akkujen eri ominaisuuksissa on eroja myös

turvallisuus- ja ympäristötekijöiden osalta. Aurinkojärjestelmän akun kestävyys riippuu akkutyypistä, käyttöympäristöstä ja käyttötavasta. Akkutyypin valinta ja kapasiteetti vaikuttaa koko järjestelmän hintaan sitä kautta koko järjestelmällä tuotetun sähkön hintaan. (Ala-Myllymäki 2016, 66, 67.)

4.5 Aurinkopaneelien asentaminen katolle

Paneeleita voidaan asentaa maahan sekä tasakatoille kuin harjaiselle katoille. Tyypillisesti asennus suoritetaan katolle helpommin hallittavan vapaan paistekulman vuoksi. Kun paneeleita asennetaan katolle, tulee ottaa huomioon kullekin katolle ominaiset erityispiirteet. Turvallisuudesta ei saa tinkiä ja putoamissuojien käyttö on harjakatoilla pakollista. Eri kattoyypit- ja materiaalit asettavat aina omat erityisvaatimuksensa paneelien suunnitteluun ja asennukseen, tarvittavien osien ja välineiden osalta. Kattoasennuksen asennustavat ovat kirjoittajan omia havaintoja ja asennuskuvaukset pääpiirteisiä.

Harjakattoasennus

Harjaisilla katoilla asennus tapahtuu pääosin niin, että paneeli on katon myötäisesti, jolloin asennuskulma on luonnollisesti sama kuin katon kallistuskulma (kuva 6). Paneelien alle tulee kiskot, joiden päällä paneeli lepää. Paneelit voidaan asentaa pystyyn tai vaakaan, mutta harjakatoilla ja erityisesti peltikatoilla ne asennetaan katon saumojen myötäisesti pystyyn. Paneelit asennetaan kiinnikkeillä toisiinsa kiinni riveihin. Paneelien ylälämpenemisen estämiseksi paneelien väliin jätetään kahden sentin tuuletusraot ja paneelin alle riittävästi tilaa. Paneelien kehykset ja telineet ovat alumiinia, jonka lämpölaajenemisen vuoksi paneeliriveille tehdään myös lämpökatko, noin 6-8 paneelin jälkeen niin, että jätetään vierekkäin olevien paneelien väliin 6-10 cm rako. Paneelirivin (maksimi) pituutta ei tarkemmin määritellä, mutta ne kuitenkin pyritään asentamaan tasaisesti niille suunnitellulle alalle.



Kuva 6. Harjakattoasennus Porvoossa

Tasakattoasennus

Tasakatoilla asentaminen on melko samanlaista kuin harjakatoilla. Tasakatoilla paneelia ei kuitenkaan kannata asettaa katon suuntaisesti (kallistus 0 astetta), joten paneelien alle kiskojen päälle asennetaan jalat, joita vasten paneeli asennetaan. Paneeleille tämä antaa tietyn suuruisen kallistuksen (yleensä 15 astetta). Tasakatoilla asentaminen on kaltevampan kattoon verrattuna turvallisempaa ja helpompaa, eikä esimerkiksi putoamissuojia katolla tarvitse käyttää, kunhan katon rajaa huomionauhalla ennen asennustyön aloittamista. Tasakatoille tavarat on helppo säilyttää ja monesti kaikki asennustarvikkeet nostetaan sinne jo työn aloitusvaiheessa suuremmalla nosturilla, mikä kaltevalla katolla ei ole mahdollista. Tämä nopeuttaa asennustyötä huomattavasti, koska tarvikkeita ei tarvitse lähteä aina erikseen alhaalta hakemaan. Tasakatoilla huomioon täytyy ottaa lumi ja tuulikuormien vaikutukset järjestelmään. Jokaisen paneelin taakse asennetaan erillinen tuulen suoja levy. Lisäksi paneelien alla olevien kiskojen päälle täytyy asettaa betoniharkkoja ylimääräisiksi painoiksi. Näitä betoniharkkoja näkyy kuvassa 7 (paneeli rivin oikeassa laidassa). Harkkoja tulee eri kohtiin vaihteleva määrä riippuen tarpeesta, joka lasketaan yleensä erikseen aurinkosähköjärjestelmien mitoituksen ja rakenteen laskenta- ja suunnitteluohjelmalla (k2-base Lem-Kemillä).

Kaapelit ja kytkennät

Paneelit jaetaan omiin ryhmiinsä (string) ja kytketään sarjaan yhdistämällä toisiinsa jokaisen paneelin alta löytyvät +- ja -napa aina sarjassa seuraavaan paneeliin. Yleensä ryhmän viimeisenä olevalta paneelilta tapahtuu syöttö kaapelia pitkin invertterille. Lisäksi paneelirivit maadoitetaan toisiinsa maadoituskaapelilla alueittain. Invertterille (tai invertterille) kulkevat syöttökaapelit ja maadoituskaapeli kulkevat katolla niille suunnitelluilla

reiteillä eli kaapelikujilla. Syöttökaapelit inverteriin yhdistää aina sähköalan koulutuksen saanut henkilö.



Kuva 7. TSM-335DE06M(II) paneeleita tasakattoisella huopakatolla

5 AURINKOENERGIA YHDYSKUNNASSA

5.1 Ilmastotietoinen suunnittelu

Alueen mikroilmastoon vaikuttavat seikat ovat korkeus merenpinnasta, avoimuus tuulelle, auringonsäteilyn saanti ja maastonmuodot. Mikroilmaston voidaan kuvailla olevan rakennuksen tai asuinalueen lähialue 10-100 m suuntaansa. Kaupungit vaikuttavat mikroilmastoon kolmella tavalla:

1. Ne tuottavat lämpöä, niin kutsutun lämpösaarekeilmiön myötä (tynellä säällä).
2. Ilmavirrat muuttuvat maanpinnan ja rakennuksien muotojen vuoksi, jotka johtavat tuulen nopeuden ja suunnan muutoksiin.
3. Saasteet vaikuttavat ilmakehään. Pienhiukkaset vähentävät auringonsäteilyn saantia, lisäävät sumun vaikutuksia ja niillä on negatiivisia terveysvaikutuksia. Ilmansaasteiden vaikutus saapuvaan auringonsäteilyyn voi olla jopa 25-55 prosenttia talvikaudella Britanniassa sijaitsevilla kaupungeilla. (Kuismanen 2008, 70.)

Suomessa on tärkeää pyrkiä pienentämään rakennuksen energiankulutusta hyödyntämällä suunnittelussa maaston ja ympäristön muodostamia suojia kylmiltä tuuilta. Aurinkoenergiaa voidaan lisätä passiivisesti suuntaamalla rakennukset aurinkoon päin. Maa-seudulla tämä on helposti toteutettavissa, mutta taajamarakentamisessa aurinkoenergian hyödyntäminen ja rakennusten kokonaisenergiankulutuksen pienentäminen on aloitettava jo kaavoituksessa. (Tahkokorpi ym. 2016, 33.)

Ilmastotietoinen suunnittelu on Suomessa jäänyt marginaaliseksi, toteaa Lylykangas ym. (2015, 27) oppaassaan. Yksi mahdollisuus lisätä kaavoituksen merkitystä olisi tutkia aiemmin intensiivisessä käytössä olleiden alueiden sopivuutta teollisenkokoluokan aurinkovoimalaitosten sijoitteluun. Ulkomailla aurinkovoimalahankkeissa korostuu mm. erilaisten entisten teollisuusalueiden, lentokenttien, kaivosten ja muiden ihmisten muokkaamien alueiden hyödyntäminen. Näin voidaan säästää muita luonnonalueita hyödyntämällä alueita, joiden käyttö on rajoittunut ympäristöhäiriöiden ja pilaantuneisuuden vuoksi. (Pöyry 2016; Uudenmaanliitto 2017.)

Rakennukset ovat tärkeää sijoittaa niin, että muut rakennukset, kasvillisuus ja maan kohoumat eivät aiheuta varjoja rakennuksiin. Käytännössä tämä ei ole aina mahdollista jokaisena vuoden- ja vuorokauden aikana, erityisesti talvella, aamulla ja illalla. Rakennuksen ja aurinkokeräimen edessä tulisi olla vapaata ilmatilaa riittävästi, (vapaapaistekulma) varjojen määrän minimoimiseksi. Erityisen tärkeää olisi varmistaa eteläsektorin (kaakko-

lounas) vapaa tila, jotta aurinkoa kyetään saamaan maksimaalisesti niin kesällä kuin lyhyinä talvipäivinä. (Tahkokorpi ym. 2016, 35-37)

5.2 Aurinkoenergian passiivinen hyödyntäminen

Rakennuksen tilojen lämmitystarpeeseen vaikuttaa suunnittelu, lämmöneristystaso, ulkovaipan ilmanpitävyys sekä lämmön talteenotto ilmanvaihdosta. (Lylykangas ym. 2015, 22). Rakennuksen ulkovaipan ratkaisuilla, joilla päästetään auringonsäteilyä sisätiloihin, voidaan pienentää lämmityskauden energiantarvetta, mutta voidaan myös aiheuttaa sisätilojen ylläampemistä kesäkaudella. (Lylykangas ym. 2015, 25.)

Normaalisti rakennuksen suuntaus ei vaikuta merkittävästi tilojen lämmitystarpeeseen, kun rakennuksen ikkunat on suunnattu melko tasaisesti eri ilmansuuntiin ja niiden g-arvo on tyypillisesti matala. Tilanne muuttuu, kun rakennus suunnitellaan systemaattisesti hyödyntämään auringonsäteilyä passiivisesti. (Lylykangas ym. 2015, 24).

Aurinkoenergian passiivisen hyödyntämisen edellytyksenä on rakennuspaikka, jossa pääosa ikkuna pinta-alasta on luontevasti sijoitettavissa etelä julkisivulle ilman puiden ja muiden rakennusten varjostuksia. (Lylykangas ym. 2015, 38).

Passiivisessa aurinkoenergian hyödyntämisessä avainasemassa ovat rakennuksen ikkunat sekä ja lattia- ja seinäpinnat, joille säteily lankeaa. Pientalojen lämmitystarvetta voidaan pienentää suuntaamalla suuri ikkunapinta-ala etelän suuntaan ja käyttämällä korkean lämmöneristyskyvyn ja g-arvon omaavia laseja. Passiiviseen aurinkoenergian hyödyntämiseen kuuluu aina aurinkosuojaus (kaihtimet, lipat ym.), jolla vaikutetaan sisätiloihin ajallisesti pääsevän aurinkosäteilyn määrään. (Lylykangas ym. 2015, 38.)

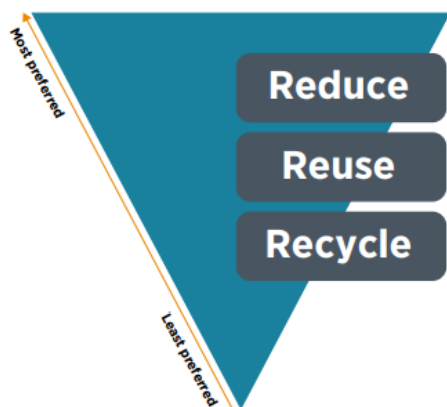
Lylykankaan (ym. 2015, 41) mukaan auringon energianhyödyntäminen edellyttää laseilta hyvää lämmöneristävyyttä, (U-arvo) mutta auringonsäteilyn kokonaisläpäisevyyttä kuvaavan g-arvon tulisi samalla olla korkea ($\geq 0,5$). U-arvon ollessa heikko, ikkunapinta-alan lisäämisen kokonaisvaikutus jää aina energiankulutusta lisääväksi.

5.3 Aurinkoenergiatuotannon kiertotalous

Aurinkoenergia on nopeimmin kasvava uusiutuvan energian sähköntuotantomuoto ja samalla herää kysymys, mitä aurinkopaneelille tapahtuu, kun ne saavuttavat elinkaarensa lopun. Aurinkopaneelien aiheuttaman maailmanlaajuisen jätemäärän arvioidaan kasvavan 1,7-8 miljoonaan tonniin vuoteen 2030 mennessä ja 60 - 78 miljoonaan tonniin vuoteen 2050 mennessä. Paneelien elinkaarenlopun hallinta tulee luomaan uusia teollisuuden

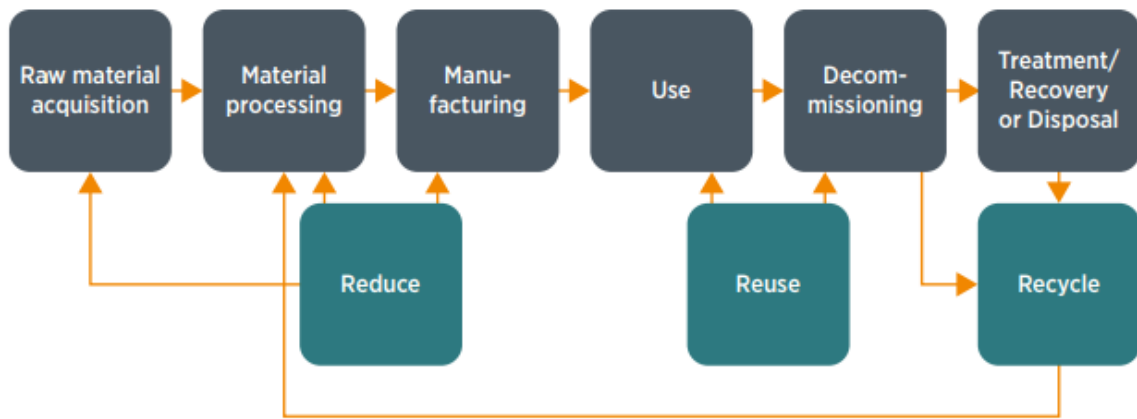
aloja, tukemaan talouskasvua ja luomaan työpaikkoja yksityiselle sekä julkiselle sektorille. (IRENA & IEA-PVPS 2016, 13.)

Aurinkoenergian jätteenhallinnassa suositelluin tapa on vähentää materiaalihävikkiä valmistusvaiheessa, sitten lisätä uusiokäyttöä ja viimeiseksi kierrättää (kuva 8). Paneelien tutkimus- ja kehittämistyöstä sekä paneelien tehokkuuden paranemisesta takia paneelien tarvitseman raakamateriaalin määrän ennustetaan laskevan vuoteen 2030 mennessä merkittävästi. Tämä vähentää vaarallisten ja harvinaisten materiaalien tarvetta. Paneelien komponentit ja korjattujen paneelien uusiokäyttö voivat luoda oman toissijaisen markkinansa. Korjatuista paneeleista voisivat olla kiinnostuneita tahot, joilla on rajoitetut taloudelliset resurssit. Paneelien elinkaaresta ja jätteen vähennystavoista tarkemmin kuvassa 9. (IRENA & IEA-PVPS 2016, 13, 14.)



Kuva 8. Suositellut tavat aurinkosähkön jätteen hallintaan (IRENA & IEA-PVPS 2016, 14)

Vaarallisten jätteiden käsittely ja niiden määrä vaihtelee paneelityypeittäin. Vaarallisten jätteiden huomiointi on tärkeää, koska niillä on tyypillisesti tiukat käsittelyvaatimukset erityisluokituksilla riippuen lainsäädännöstä. Nykyajan paneeleista kaksikolmasosa on kidepaneeleita, jotka tyypillisesti koostuvat 90-prosenttisesti lasista, polymeereistä ja alumiinista, joita ei luokitella vaaralliseksi jätteeksi. Nämä paneelit kuitenkin sisältävät sellaisia vaarallisia jätteitä, kuten lyijy-yhdisteitä, tinaa ja hopeaa. Ohutkalvopaneelit puolestaan koostuvat vain 2-prosenttisesti vaarallisesta jätteestä. Pääosin kuparista ja sinkistä sekä pienemissä määrin indiumista, galliumista, seleenistä, kadmiumista, telluurista ja lyijystä. (IRENA & IEA-PVPS 2016, 14.)



Kuva 9. Prosessikaavio aurinkopaneelin elinkaaresta ja mahdollisuuksista vähentää, uusiokäyttää ja kierrättää (IRENA & IEA-PVPS 2016, 47).

Kaikkien EU:n alueelle aurinkopaneeleita toimittavien yritysten on EU:n laajennetun tuottajavastuu periaatteen nojalla huolehdittava paneelien keräyksestä ja kierrätyksestä paneelien elinkaarenlopussa sähkö- ja elektroniikkalaiteromudirektiivin (WEEE) mukaisesti. Lisäksi direktiivi velvoittaa paneelien valmistajia tiettyihin vaatimuksiin: (IRENA & IEA-PVPS 2016, 13, 52.)

- *Taloudellinen vastuu* paneelien käsittelystä, hyödyntämisestä ja loppukäsittelystä.
- *Raportointivastuu* kuukausittain tai vuosittain myytyjen paneelien määrästä sekä palautettujen paneelien määrästä kierrätykseen ja raportoitava tuotteiden kierrätyksen tuloksista. Tiedot montako tonnia on käsitelty, otettu talteen, kierrätetty ja hävitetty jaoittain eri materiaaleille.
- *Tiedottamisvastuu* asiakkaille ja jätteenkäsittelylaitoksille paneelien oikeatyyppisestä hävittämisestä niiden elinkaaren lopussa. Ostajan täytyy tiedostaa, että paneeleita ei tule sotkea tavallisen jätteen sekaan, ja paneelien palautus sekä kierrätys on ilmaista

6 AURINKOSÄHKÖN LASKENTA- JA SIMULOINTIOHJELMAT

6.1 Aurinkosähkö laskurien funktio

Aurinkosähkön laskentaohjelmalla voidaan tutustua valitun kohteen aurinkosähkön tuotantopotentiaaliin tietyn kokoisella järjestelmällä. Laskuri antaa osviittaa esimerkiksi järjestelmän vuosituotosta, investointikustannuksista, takaisinmaksu ajasta ja järjestelmähäviöistä. Aurinkosähkön laskentaohjelma esimerkkeinä käytän Euroopan komission ympäristön ja kestävän kehityksen tutkimuslaitoksen (JRC-IES) PVGIS-työkalua ja suomalaista SUN Energia-aurinkosähkö laskuria.

Perinteisiä aurinkosähkön laskentaohjelmia tarkempi tapa kohteen tuottavuuden ja taloudellisten tekijöiden arviointiin ovat simulointiohjelmat. Simuloinnilla voidaan luoda havainne malli valitusta kohteesta, esimerkiksi 3d-malli, joka voi olla ohjelmalla itsellään tehty tai tuotu toisesta ohjelmasta. Ohjelma laskee esimerkiksi järjestelmän varjostuksen suuruuden, tuotantoennusteen, takaisinmaksuajan ja vältetyt ympäristöpäästöt. Simulointiohjelmalla voidaan luoda kohteisiin tarkka kuva paneelien sijoittumisesta katolla sekä hahmottaa katolle sopivan järjestelmän suuruutta. Hyvällä simulointiohjelmalla voidaan antaa tietoa ja tarjouksia aurinkovoimasta kiinnostuneille ihmisille ja yrityksille. Tässä opinnäytetyössä tutustutaan tarkemmin työn toimeksiantajan Lem-Kem Oy:n käyttämään PV*SOL Premium-simulointiohjelmaan, ja erityisesti sen ilmastotietokantaan ja auringon säteilyn mallintamiseen kohteeseen.

6.2 Aurinkosähkö laskurien ilmastotieto

Aurinkosähkön laskenta- ja simulointiohjelmat käyttävät tuotantoennustetta laskiessaan ilmastollista dataa, joihin on koottu usealta eri säähavaintoasemalta tiettyä alueelta koottua ilmastollista dataa. Lisäksi käytetään muun muassa satelliiteista saatavia havaintoja ja aerosoliklimatologiaa. Tuotantoa varten on myös kehitetty erilaisia tutkimuksiin ja laskelmiin perustuvia simulointiparametrejä, jotka mallintavat tiettyä osaa auringonsäteilystä, esimerkiksi hajasäteilyä.

6.2.1 Satelliitit

Satelliittihavainnot perustuvat avaruuteen poistuvan säteilyn mittaukseen maan- ja merenpinnasta sekä pilvistä ja ilmakehästä. Suurin osa satelliittien instrumenteista mittaa maapallosta heijastunutta auringon lyhytaaltoista säteilyä tai maapallon emittoimaa pitkäaaltoista säteilyä. (Ilmatieteenlaitos 2020.)

Satelliittihavainnoista voidaan tunnistaa aerosolien, maanpinnan, pilvien ja meren ominaisuuksia. Lisäksi voidaan karkeasti johtaa muitakin meteorologisia suureita, kuten ilmakehän kolmiulotteinen lämpötila sekä kosteusjakauma ja tuulen nopeus. (Ilmatieteenlaitos 2020.)

Satelliitit kiertävät maata geostationäärisellä tai aurinkosynkronisella radalla. Geostationääriset satelliitit, joita useimmat ilmakehää havainnoivat satelliitit ovat, sijaitsevat päiväntasaajan yläpuolella noin 36 000 kilometrin korkeudessa. Niiden kiertoaika on sama kuin maan pyörähdysaika, joten ne näkevät jatkuvasti saman alueen maapallosta. Maan kaareutumisen vuoksi geostationääristen satelliittien havainnot ovat tarkempia matalilla leveysasteilla kuin korkeilla leveysasteilla, ja niiden luotettavuus heikkenee selvästi 55. leveyspiirin pohjoispuolella. Tämän vuoksi niiden havainnot esimerkiksi Suomesta ovat heikompia kuin Afrikasta. (Ilmatieteenlaitos 2020; Sinisalo 2018, 9.) Mainittakoon, että geostationääristen satelliittien luotettavuudesta Suomen leveyspiireillä on hyvin ristiriitaista tutkimusaineistoa.

Aurinkosynkronisen satelliitin reitti kulkee tyypillisesti läheltä napoja, jolloin sitä kutsutaan myös polarisatelliitiksi, ja se kulkee noin 600-850 km korkeudessa. Se kiertää maapallon siten, että se on aina samaan aikaan päiväntasaajan yläpuolella. Niiden reitti ei ole aina samanlainen ja alue, jonka ne havaitsevat on pienempi kuin geostationäärisillä satelliiteilla. Tämän vuoksi kuvia saadaan epäsäännöllisesti. Erotuskyvyltään ne ovat kuitenkin geostationäärisiä satelliitteja parempia, ja niillä voidaan havaita paremmin pohjoisia leveysasteita. Näin saadaan tärkeitä mittauservoja myös pohjoisiin olosuhteisiin, kuten lumen ja jään kartoitusta sekä uv- ja otsonimittauksia. (Ilmatieteenlaitos 2020.)

6.2.2 Aurinkoenergiatietojen hankinta

Aurinkoenergian saatavuuspotentiaalin tietojen laatu ovat kriittisiä arvioitaessa aurinkovoimaloiden taloudellisuutta ja teknillisyyttä. Säähän liittyvien epävarmuuksien ymmärtäminen on välttämätöntä aurinkosähköjärjestelmän suunnittelun ja toiminnan kannalta. Korkealaatuista aurinkoenergian ja meteorologian mittaustietoa on nykypäivänä saatavana Solargisin (2019, 7) mukaan kahta eri lähestymistapaa hyödyntäen:

- Hyödyntämällä sääasemille asennettua korkean tarkkuuden aurinkoenergian mittausta. Hyvin ylläpidetyt aurinkoenergiamittarit tarjoavat korkeantarkkuuden- ja taajuuden mittaustietoa miltä tahansa asemalta. Korkeatasoisia aurinkoenergianmittausasemia on maailmanlaajuisesti kuitenkin harvakseltaan. Näiden asemien huolellinen ylläpito on erityisen tärkeää, jotta tiedon keruussa ja siirrossa ei ilmene ongelmia.

- Monimutkaisilla aurinkometeorologisilla malleilla, jotka lukevat satelliittien, ilmakehän ja meteorologista havaintotietoa. Nämä mallit eivät yleensä ole yhtä tarkkoja verrattuna korkealaatuisiin mittauksiin, mutta näiden etuna on jatkuva maailmanlaajuinen havaintoverkosto, ja kyky jakaa havaintotietoa, minne vain jatkuvalla 12-25 vuoden havaintohistorialla. Näiden mallien etuna on myös kyky jakaa tietoa reaaliajassa seurantaan ja ennustamista ajatellen. Korkean luotettavuuden ja pienen epävarmuuden saavuttamiseksi mallit on kalibroitu käyttäen tasokkaita maanpinnan havaintoja.

6.2.3 Aurinkosäteilymallin tarkkuus

Auringonsäteilymallien tarkkuus voidaan laskea vertaamalla mallien tuotantoa maasta saatuun mittaustietoon referenssiasiemilta. Näiden tietojen vertailun edustavuus (satelliitti- ja maamittaukset) määritetään mittauslaitteiden tarkkuuden, ylläpidon ja operatiivisten käytäntöjen sekä mitatun tiedon laadun valvonnalla. Käytännössä mittaustarkkuuden avulla. (Solargis 2019, 16.)

Satelliittipohjaisen aurinkoenergiamallin tarkkuus

Tarkkuutta voidaan ennakoida käyttämällä hyväksi tiettyjä indikaattoreita, jotka kertovat aurinkoenergiamallin edustavuudesta. Keskimääräinen poikkeama (BIAS) on keskeinen termi edustavuuden arvioinnissa. Säteilyarvojen keskimääräinen poikkeama voi kuitenkin olla eri satelliittipohjaisilla mallinnusohjelmilla samankaltainen, jonka vuoksi tarvitaan useampia indikaattoreita mallien erojen arviointiin. (Solargis 2019, 16.)

MBD (Mean Bias Deviation) luonnehtii mallin keskimääräisen systemaattisen poikkeaman prosenttiosuutena tietyssä paikassa. MBD-arvot ovat positiivisia, kun satelliittimallin arvot yliarvioivat, ja negatiivisia, kun aliarvioivat säteilyn määrää. (Solargis 2019, 16.)

Root Mean Square Deviation (RMSD) eli keskihajonnan poikkeama osoittaa hetkellisten arvojen poikkeaman jakauman. RMSD ilmaisee poikkeamaa lyhyenaikavälin (minuutti, tunti, päivä) mallinnettujen arvojen ja maasta mitattujen arvojen välillä. RMSD on tärkeä arvioimaan operatiivisia laskelmia ja arvioimaan energiaennusteen tarkkuutta. RMSD ilmaistaan yleensä prosenttiosuutena. (Solargis 2019, 16.)

KSI (Kolmogorov-Smirnoff Index) kuvaa arvojen jakautumisen edustavuutta. Se voi antaa hahmotelman mallin kyvystä hahmottaa auringonsäteilyn olosuhteita. KSI on tärkeä hahmotellessa keskitettyjen aurinkovoimaloiden mallinnuksessa. Koska KSI-indeksi on

riippuvainen mittausarvojen määrästä, sitä käytetään usein vertailukohtana eri mallien ja niiden eri versioiden välillä. (Solargis 2019, 16.)

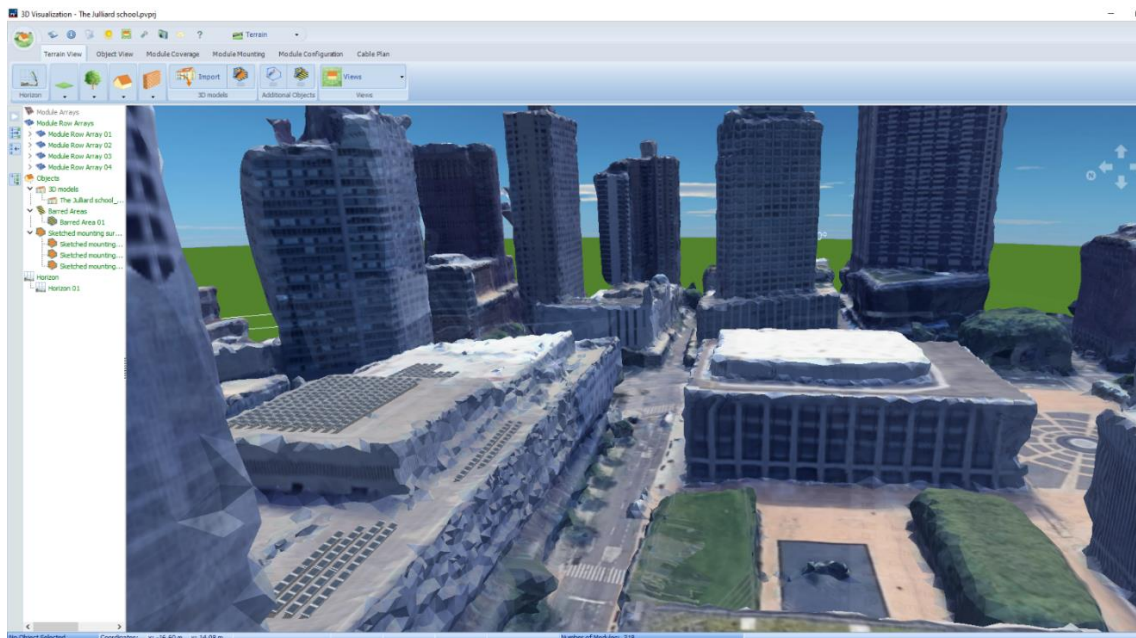
Aurinkoenergiamallin optimointiin voi hyödyntää seuraavaa neljää kriteeriä:

1. Minimoi systemaattisen poikkeaman (BIAS).
2. minimoi satunnaisen poikkeaman (RMSD).
3. paras osuvuus mallin lyhyenaikavälin arvojen (10-15 min) ja mitattujen arvojen välillä.
4. Mallin täytyy toimia parhaalla mahdollisella tavalla kaikissa ympäristöissä ja ilmasto-oloissa.

(Solargis 2019, 23.)

6.3 PV*SOL® Premium

Valentin softwären kehittämä PV*SOL Premium on teollisen standardin aurinkosähkön simulointiohjelma. 3d-visualisoinnin avulla PV*SOL Premium kykenee niin pienten kuin suurten aurinkosähköjärjestelmien suunnitteluun. Ohjemaan voi esimerkiksi tuoda valmiin 3d-mallin toisesta ohjelmasta, kuten kuvassa 10 näkyy. Ohjelmasta löytyy yli 20000 erilaista aurinkopaneelia, ja jokaiselle aurinkosähköjärjestelmään valitulle paneelille voidaan laskea varjostuksen vaikutuksen tuotantoon prosentteina vuosikohtaisesti.



Kuva 10. Paneelikentän editointi näkymä PV*SOL Premium simulointityökalusta. Kuvan 3d-malli New Yorkista luoto Pix4Dmapper pro-ohjelmalla. Paneelit kohteessa The Juillard School

6.3.1 Ilmastotieto PV*SOL Premiumissa

PV*SOL käyttää Meteosynin sovellusta ilmastotietojen mallinnukseen. Meteosynin ja sitä kautta PV*Solin ilmastotiedot perustuvat Sveitsiläisen Meteotestin ilmasto- ja sää data asiantuntijoiden kehittämään Meteonorm-ohjelmistoon. Meteosynin avulla voidaan muodostaa laskennallinen esimerkki säävuosi valitulle kohteelle kartalla. Lisäksi uutta sää dataa voi lisätä sekä entistä dataa päivittää.

Meteororm on globaalia ilmastotietoa ja laskenta työkaluja tarjoava palvelu. Sen avulla voidaan mallintaa ilmastollinen malli, minne tahansa maapallolla yli 30 erilaista meteorologista parametriä apuna käyttäen. (Meteororm 2020b). Datansa Meteororm saa yli 8000 eri sääasemalta, viidestä geostationäärisestä satelliitista ja globaalista kalibroidusta aerosoli klimatologiasta (Meteororm, 2020a).

Meteorormin käyttämä yleinen ilmastodata perustuu vuosina 1991-2010 mitattuun dataan, säteilyn data vuosiin 1996-2015 ja muut parametrit vuosiin 2000-2009 (Meteororm 2020a). Meteorormin mallinnukset kykenevät ottamaan huomioon kaupunkisaarekeilmien vaikutukset, äärimmäiset säävuodet algoritmien avulla laskettuna esimerkiksi testataksseen järjestelmälle aiheutuvia rajoituksia sekä simuloimaan ilmastomuutoksen vaikutuksia IPCC-skenaarioiden avulla (Meteororm, 2020a).

6.3.2 Ilmasto- ja satelliittidatan yhdistäminen Meteorormissa

Vaikka Meteororm on kattavimpia globaalia ilmastodataa tarjoavia palveluita, ilmastollisiin arvoihin liittyy aina epätarkkuutta. Aurinkosähköjärjestelmä ja säähavaintoasema ovat harvoin samassa paikassa. Meteororm (2020b) mainitsee sivuillaan epätarkkuuksia aiheuttaviksi seikoiksi säähavaintoasemien hajanaiset ja väljät sijainnit toisiinsa nähden. Näitä hajanaisia alueita paikkaavat osittain geostationääriset satelliitit. Satelliitit myös täydentävät sääasemien tuottamaa dataa. Interpoloimalla maasta saatuja säähavaintoja, ja yhdistämällä siihen satelliiteista saatuja havaintoja saa yleensä tarkimman datatiedon.

Meteorormin säähavaintodatan ja satelliittidatan yhdistäminen tapahtuu seuraavasti:

- Jos etäisyys lähimpään kohteeseen $< d_1$ silloin 100% datasta havaintoasemalta
- Jos etäisyys lähimpään kohteeseen $< d_2$ 100-0% datasta havaintoasemalta ja 0-100% satelliitista
- Jos etäisyys lähimpään kohteeseen $> d_2$ 100% datasta satelliitista
 - $d_1 = 10/20/30$ km (Eurooppa/Afrikka/muu maailma)
 - $d_2 = 50/100/200$ km (Eurooppa/Afrikka/muu maailma)

(Remund 2015.)

Alueilla, jossa säähavaintoasemia on harvassa, joudutaan turvautumaan enemmän satelliittien välittämään dataan. Tämä aiheuttaa puutteita muutamissa meteorologisissa parametreissa, kuten aerosoli arvoissa, pilvikerroksissa, lumen vaikutuksien arvioinnissa sekä datan puuttumisena 62. leveyspiirin pohjoispuolella osittain tai kokonaan. (Meteonorm 2020a.) Meteonorm ei mainitse käyttävänsä havainnoissaan ollenkaan polaarisatelliitteja. Meteonormin satelliittihavainnot perustuvat viiteen geostationääriseen satelliittiin ja Euroopan osalta tarkemmin yhteen MSG-ryhmään kuuluvaan geostationääriseen satelliittiin, joka havaitsee aluetta Afrikasta Eurooppaan (Remund 2015).

Suomen osalta Meteonormin tuottama havaintoaineisto ei ole optimaalista. Sijaitsemme pohjoisessa lähellä geostationäärisen satelliitin havaintoalueen reunaa, jossa geostationäärisen satelliitin ottaman kuvan tarkkuus on heikentynyt, eikä toimi parhaalla mahdollisella tavalla.

6.3.3 Säteilyn mallintaminen valittuun kohteeseen PV*SOL-ohjelmassa

Paneelikentälle saapuvaa säteily lasketaan käyttäen ilmasto dataa. Tämä vaatii seuraavat vaiheet:

1. Auringon sijaintiaseman laskeminen (korkeuskulma ja suuntakulma)
2. Maan ilmakehään saapuvan säteilyn laskeminen ($1,367 \text{ W/m}^2 \pm 3,5\%$)
3. Moduulialueen geometrian ja säteilyn kulman laskeminen
4. Suoran- ja hajasäteilyn määrittäminen
5. Kaukaisista esteistä johtuvan varjostutuksen laskeminen
6. Kaltevalle pinnalle saapuvan säteilyn laskeminen
7. Maanpinnasta heijastuvan säteilyn laskeminen.

(PV*SOL 2020a.)

Seuraavassa vaiheessa laskettaisiin kunkin paneelin hyödynnettävissä oleva säteily ja vielä useita muita vaiheita, mutta niitä ei käsitellä opinnäytetyössä.

Maailmanlaajuinen säteily (GHI) toimitetaan tunnin tarkkuudella, mutta tarvittaessa se voidaan jakaa lyhempiin jopa 60 yhdistettävään minuutin arvoon. Käyttämällä minuutin arvoja tunnin arvojen sijaan, voidaan invertterin alimitoituksesta, ohjauksesta tai aurinkopaneelijärjestelmän ja kuluttajan vuorovaikutuksesta johtuvia tuotantohäviöitä simuloida mahdollisimman realistisesti. (PV*SOL 2020b.) Hoffmann (2014, 1,2) toteaa tutkimuksessaan, että puolipilvisenä päivänä tunnin arvot voivat antaa jopa 3 % pienempiä tuotantohäviöitä kuin minuutti arvot.

PV*SOL Premium käyttää oletuksena säteilyyn tunnin arvoja. Simulointi parametreistä voi kuitenkin vaihtaa minuuttiarvojen käytön, joka on mallinnettu Hoffmannin mallia käyttäen. Hoffmanin mallia ohjelma käyttää oletuksena myös hajasäteilyn määrittämiseen.

6.4 PVGIS

Suurin osa PVGIS- järjestelmässä käytetystä auringonsäteilytiedosta perustuu satelliittialgoritmeihin. Auringonsäteilyn laskeminen pelkästään näitä algoritmeja käyttäen on verrattain monimutkaista, ja tämä voi aiheuttaa ongelmia havaintojen tarkkuuteen erityisolosuhteissa, esimerkiksi lumen vaikutuksesta, mitä satelliitti voi luulla pilviksi. (European commission 2019a.)

Varjostukseen vaikuttavan maastonkorkeuden laskemiseen PVGIS käyttää 3 kaarisekunnin eli noin 90 metrin erotuskykyä. Tämä tarkoittaa yhtä maaston korkeuden arvoa jokaista 90 metriä kohti. Tällä tarkkuudella saadaan varjostukset laskettua lähinnä vuorille ja mäille, mutta se ei kykene huomioimaan lähellä olevien esteiden, kuten puiden ja toisten rakennusten vaikutusta. Ohjelmaan voi kuitenkin ladata oman horisontin korkeus tietokantansa, jos on sen tehnyt. (European commission. 2019a.)

Järjestelmän arvioidut tehohäviöt (System loss) tarkoittavat PVGIS-ohjelmassa järjestelmän kokonaishäviöitä. Oletusarvona järjestelmän kokonaishäviöille käytetään PVGIS-ohjelmassa 14 %. Ohjelma mainitsee, että lukua voi muuttaa, jos käyttäjällä on hyvä käsitys paremmasta arvosta. (European commission. 2019a.)

PVGIS sisällyttää kuitenkin paneelin oletushäviöön (14 %) paneelin kulumisen, jota PV*SOL Premium ei huomii omassa hyötysuhteessaan (Performance ratio) järjestelmän tuoton arvioinnissa alkutilanteessa. Tarkoitus on arvioida suhteellinen järjestelmänhäviö PVGIS järjestelmään ilman kulumisen vaikutusta, koska vertailuasemat ovat verrattain uusia eikä paneelien kulumista ole juurikaan ehtinyt tapahtua. PVGIS määrittelee kulumisesta johtuvaksi häviöksi 0,5 % vuodessa. Järjestelmän odotettavissa olevan käyttöiän sovellus määrittelee 20 vuodeksi. 20 vuodessa häviö olisi siis 10 % ja ajatellaan, että sovellus käyttää sen keskiarvoa eli 5 % järjestelmän menetystä vastaavana arvona. Tämä tarkoittaa, että järjestelmän häviö uutena olisi siis 9 % (14 % - 5 %). (European commission. 2019a.)

PVGIS ei ota energiatuotantolaskelmissa huomioon seuraavia asioita, jotka vaikuttavat paikallisesti tai tilapäisesti tuotantoon:

•Lumi (Huomioitavaa on, että SARAH-satelliittitietokanta ottaa lumen huomioon, mutta PVGIS ei kykene huomioimaan varsinaisia päiviä, jolloin lumi peittää paneelit)

•Varjostus

•Pöly ja lika.

(European commission. 2019a.)

SARAH-satelliittitietokanta

PVGIS-Sarah satelliittitietokanta (Solar radiation database, kuva 11) kattaa 30 (1983-2013) vuoden tulevan auringonsäteilyn tiedot Meteosatin ensimmäiseen ja toiseen geostationääriseen satelliitin (MFG ja MSG) havaintoihin perustuen. Kuten muillakin geostationäärisiin satelliitteihin perustuvilla tietokannoilla, myös SARAHilla on rajoitettu havainnointikyky korkeisiin leveysasteisiin, kuten Suomeen, se kuitenkin kykenee kattamaan pohjoiset alueet myös ajanjaksona, jolloin maa on lumen peitossa. SARAHilla on taipumus esittää maanpinnalle saapuva auringonsäteily määrä hieman alakanttiin (MBD -4,68 W/m² kuukaudessa) pohjoisilla leveysasteilla. Kokonaisuutena SARAH-tietokanta kuitenkin arvioidaan Suomessa erittäin hyväksi. (Riihelä, Carlund, Trentmann, Müller & Lindfors 2015, 6665, 6674 & 6678.) Tästä syystä tässä tutkimuksessa PVGIS-ohjelman auringonsäteilyn pohja-aineistona käytetään SARAH-satelliittitietokantaa. Huomioitavaa on, että PVGIS-ohjelmassa SARAH-tietokantaa voi käyttää vain leveyspiirin 62,52° pohjoista leveyttä eteläisemmällä puolella. Kaikki vertailu asemat kuitenkin sijaitsevat kyseisen leveyspiirin eteläpuolella, joten asialla ei ole tässä tutkimuksessa merkitystä.

The screenshot displays the PVGIS web application interface. On the left is a map showing a location in Italy (Laihi) with a 50 km scale bar. The right panel contains configuration options:

- Cursor:** 61.648, 25.634
- Selected:** 60.982, 25.668
- Elevation:** 113 (m)
- Use terrain shadows:** (with 'Calculated horizon' and 'Upload horizon file' options)
- GRID CONNECTED** section:
- PERFORMANCE OF GRID-CONNECTED PV** section:
- Solar radiation database*: PVGIS-SARAH
- PV technology*: Crystalline silicon
- Installed peak PV power [kWp]*: 1
- System loss [%]*: 9
- Fixed mounting options:**
 - Mounting position*: Free-standing
 - Slope [°]: 35 (with 'Optimize slope' checkbox)
 - Azimuth [°]: 0 (with 'Optimize slope and azimuth' checkbox)
- PV electricity price:**
 - PV system cost (your currency): [input field]
 - Interest [%/year]: [input field]

At the bottom, there are buttons for 'Visualize results', 'csv', and 'json'.

Kuva 11. Näkymä PVGIS laskentatyökalusta (European Union 2019)

6.5 Sun Energia

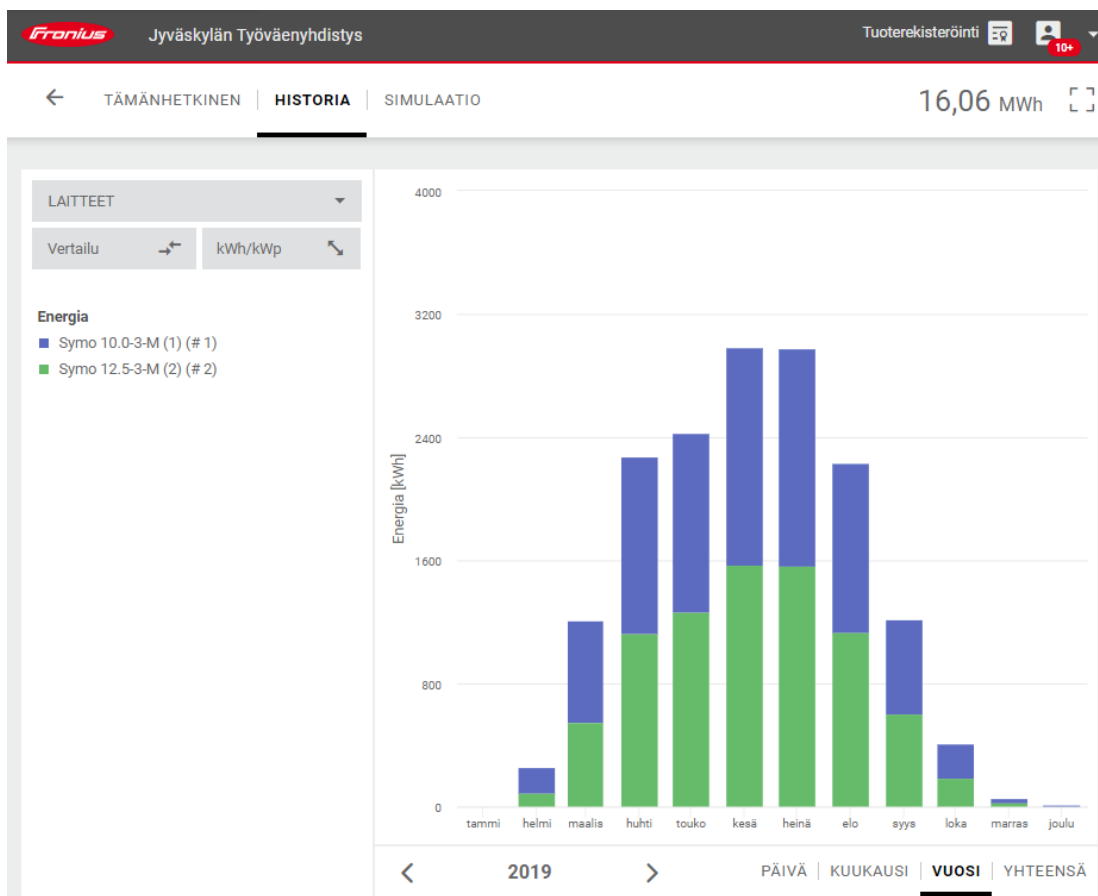
Sun Energian mainitsee, että kattopinta-ala, joka soveltuu aurinkoenergian tuotantoon, on niiden kattoneliömetrien summa, jonka vuotuinen auringonsäteily on yli 750 kWh/m^2 . Sun Energia tuottaa katosta pihapiireineen 3d-mallinnuksen, joka perustuu maanmittauslaitoksen pääosin vuoteen 2013 mennessä tuotettuun laserkeilausaineistoon. Auringonsäteilyn määrä on laskettu jokaiselle kattoneliömetrille tunneittain, huomioiden varjostustekijät 500 metrin säteeltä sekä katon kallistus- ja suuntakulmat. Katolla kullekin neliölle on laskettu diffuusi, siroava ja suora auringonsäteily, hyödyntäen Ilmatieteenlaitoksen aineistoja. Lisäksi on saatavilla paikalliset säätiedot, kuten ilmankosteus-, paiste-, pilvisuus ja pienhiukaspitoisuustiedot. Katon soveltuvuus aurinkoenergian tuottamiseen osoitetaan värien avulla. Kirkkaammat kohdat saavat enemmän aurinkoenergiaa kuin tummat (kuva 12). (Sun Energia 2020.)



Kuva 12 Kuvakaappaus Sun Energian laskentasovelluksesta (Sun Energia 2020b)

6.6 Solar.web

Aurinkosähköjärjestelmien tuotantotiedot on tässä opinnäytetyössä saatu Froniuksen Solar.web-palvelun (Premium) valvonta portaalista (kuva 13). Solar.web on aurinkosähköjärjestelmien invertterien tietojen valvontaan, analysointiin ja visualisointiin kehitetty internet-portaali. Sivua tarjoaa järjestelmien omistajille tietoa esimerkiksi järjestelmän tuotannosta, virrankulutuksesta ja omakulutuksesta. Sivulla voi myös analysoida kulutusprofiilia ja omakulutuskäyrän historiaa sekä tarkkailla energiavirtoja. (Fronius 2017.) Solar.web ei ole laskenta- tai simulaatio-ohjelma, mutta Solar.web Premiumilla voi tehdä energiasääennusteitä ja arvioida sillä lähipäivien tuotantoa.



Kuva 13. Kuvakaappaus Solar.web-palvelusta. Kuvassa näkyy tietoja Jyväskylän työväenyhdistyksen inverttereille kulkeneesta tehosta vuonna 2019 (Fronius 2020.)

7 AURINKOSÄHKÖN LASKENTA- JA SIMULOINTIOHJELMIEN ENNUSTE VERRATTUNA TOTEUTUNEeseen TUOTANTOON

7.1 Vertailun tavoitteet ja lähtötiedot

Tarkoituksena on vertailla PV*SOL Premiumin, PVGISin ja Sun Energian aurinkosähkölaskenta- ja simulointiohjelmien ennustamaa sähköntuotantoa Solar.webin aurinkosähkölaitteiden referenssi dataan verrattuna. Opinnäytetyötä varten saatiin Lem-Kem Oy:ltä käyttöoikeuden yhdeksään eri aurinkosähkölaitteiden tuotantotietoihin Solar.webiin, jotka he ovat suunnitelleet ja asentaneet. Laitteiden datan hyödyntämiseen saatiin myös omistajien suostumus. Lopulliseen opinnäytetyön tarkasteluun valikoitui kuusi kohdetta, joista oli eniten tuotantodataa saatavissa. Nämä kohteet ovat Asikkalan liikuntahalli, Itäkeskus (Helsinki), Jyväskylän Työväenyhdistys, Maakunnan Lasi (Lahti), Riihikallion koulu (Tuusula) ja Stalatube Oy (Lahti).

Vertailuun mallinnetaan kullakin ohjelmalla valittuihin kohteisiin ennustetuotantolaskelmaa ja simulaatio. Tosin PV*SOL Premiumin-simulaatiot saatiin Lem-Kemiltä valmiiksi Jyväskylän työväenyhdistystä lukuun ottamatta, mikä mallinnetaan saatujen tietojen ja kuvien perusteella (kuva 14). Lisäksi Riihikallion koulun ja Itäkeskuksen rakennuksista ei ole Sun Energian sovelluksessa tietoja, joten niistä ei Sun Energian laskelmaa voi tehdä.

JTY

Project Designer: Matti

2. Module Area - Open Area (Map Section)-Area South

PV Generator, 2. Module Area - Open Area (Map Section)-Area South

Name	Open Area (Map Section)-Area South
PV Modules	50 x Trina TSM-PC05A 250 (v1)
Manufacturer	Trina Solar
Inclination	15 °
Orientation	Southwest 224 °
Installation Type	Mounted - Open Space
PV Generator Surface	81,8 m ²



Figure: 2. Module Area - Open Area (Map Section)-Area South

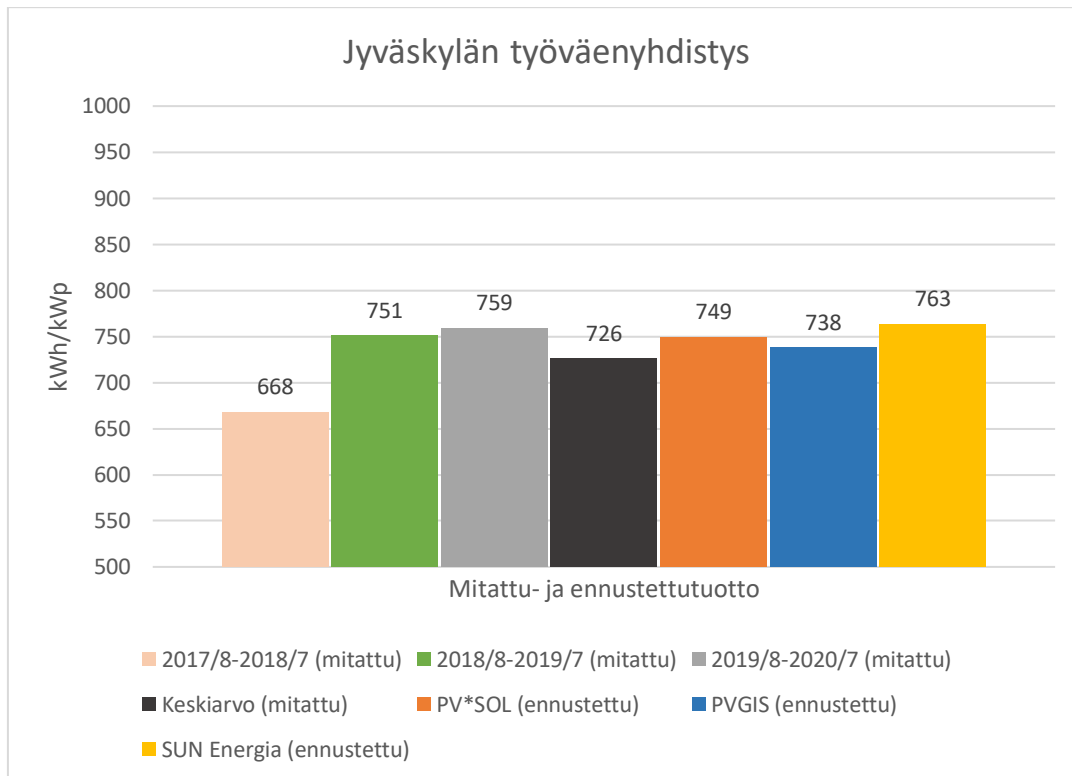
Kuva 14. Dokumentin sivu PV*SOL Premiumilla tehdystä Jyväskylän työväenyhdistyksen simulaatiosta.

Tuotantotietoa kohteista Solar.webissä on rajoitetusti. Enimmillään vain noin 3 vuotta ja esimerkiksi Maakunnan lasin ja Stalatube Oy:n kohdalla vain vuosi. Tämän vuoksi vertailuvuodet suunnitellaan niin, että mahdollisimman paljon tietoa on saatavilla. Esimerkiksi Riihikallion koulun tuotantotieto alkoi syyskuusta 2017 ja nyt menossa oleva elokuun loppu 2020 tarkoittaa sitä, että ottamalla vertailuvuodeksi syyskuusta elokuuhun, saadaan kolme vertailuvuotta kahden sijaan. Vertailussa Itäkeskuksen sekä Jyväskylän työväenyhdistyksen vertailuajanjakso on elokuusta 2017 heinäkuuhun 2020, Maakunnan Lasin elokuusta 2019 heinäkuuhun 2020, Stalatuben syyskuusta 2019 elokuuhun 2020, Asikkalan liikuntahallin elokuusta 2017 heinäkuuhun 2019 (vuosi 2020 jää pois Solar.webin tietoyhteyden katkeamisen vuoksi) ja Riihikallion koulun syyskuusta 2017 elokuuhun 2020. Kaikkien järjestelmien vertailukaudet asetetaan siis katkeamaan keskeltä vuotta. Tällöin vertailukausia saadaan yhdenvertaisemmiksi, lisäksi näin saadaan yhden talvi- ja kevät kauden samaan vertailuun, milloin tuotannossa on suurimmat suhteelliset erot. Suomessa talven vaikutus näkyy lumen vuoksi viiveellä. Joulukuussa satanut lumi voi olla paneelin päällä vielä maaliskuussa, jolloin sillä on tuotantoon merkittävä vaikutus. Voikin sanoa, että Suomessa talven vaikutus aurinkoenergiatuotantoon ei näy talvella, vaan keväällä.

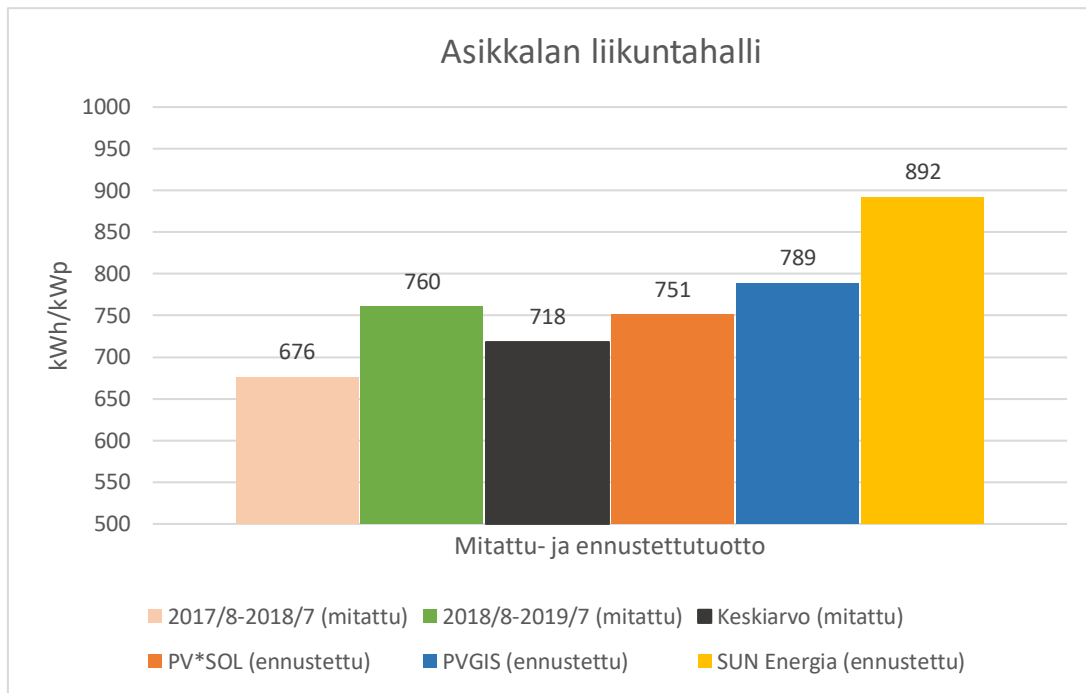
Laskennassa pitää selvittää kWh/kWp-osuudet toteutuneeseen ja ennustettuun tuotantoon. Tämän suhteen voi laskea jakamalla vuosituotannon ja ennustetun tuotannon järjestelmän koolla. PV*SOL Premium laskee tämän valmiiksi. Sun Energian osalta ainoa tarvittava toimenpide on valita oikea kohde, ja tilata aurinkoenergiarapotti (kuva 15) sähköpostiin ja laskea tästä ennustettu kWh/kWp-osuus. Suurimmaksi valittavaksi järjestelmän kooksi saadaan vain 10,8 kWp, joka on useimpiin vertailukohteisiin liian pieni. Kyseessä on kuitenkin suhteellinen vertailu, joten tämä ei ole este vertailuun. PVGIS:in laskennassa kaikki laskentaparametrit paitsi System loss (9%) laitetaan tietokenttään (kuva 11) samoilla arvoilla kuin PV*SOL Premiumilla tehdyssä simulaatioissa (kuva 14). Jos erilaisia moduulialueita on järjestelmässä useampia, tullaan myös PVGIS-laskelmia tekemään yhtä monta ja lasketaan sitten moduulialueiden ennustettu tuotantomäärä vuodessa (Yearly PV energy production, kuva 16) yhteen ja jaetaan järjestelmän kWp-koolla.

7.2 Vertailun tulokset

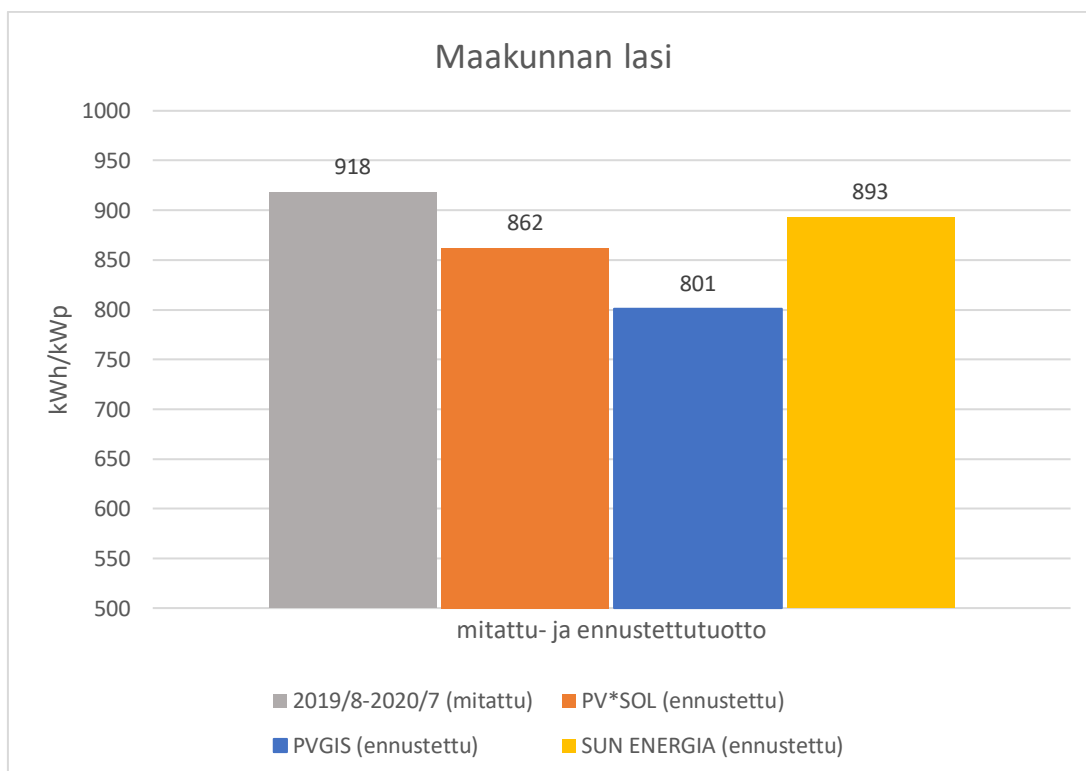
Kuviot 1-6 kuvaavat opinnäytetyössä aurinkosähköjärjestelmien mitattua ja ohjelmien ennustamaa kWh/kWp-tuotantoa 6 -järjestelmässä. Jokainen väri edustaa jokaisessa kaaviossa samaa mittaustulosta tai ennustetta. Musta pylväs edustaa vertailuvuosien keskiarvoa.



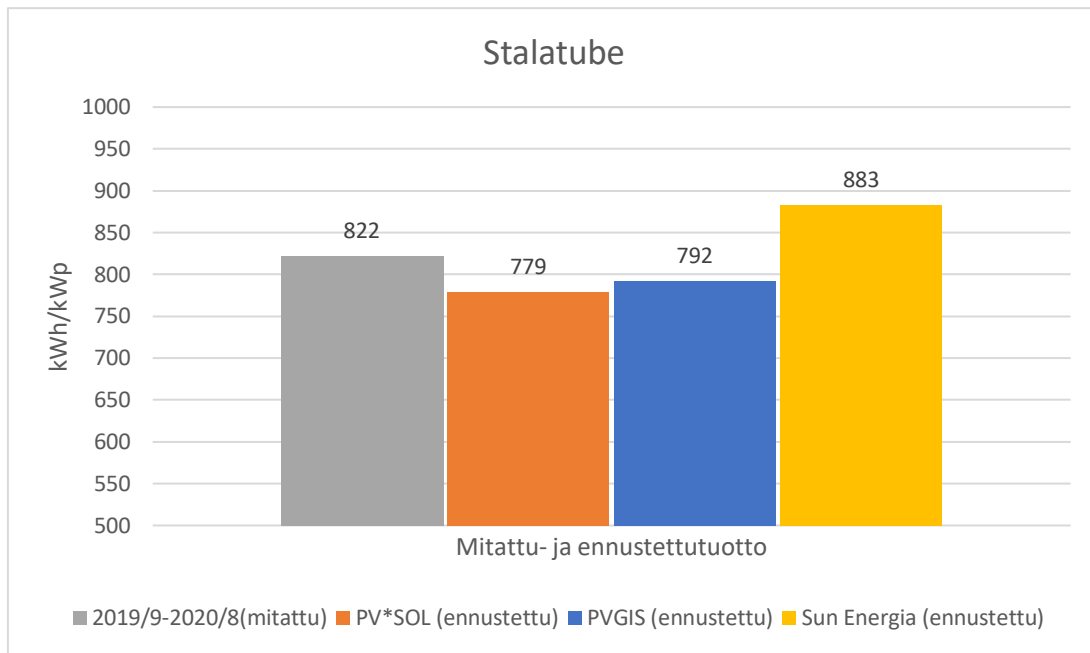
Kuvio 1. Jyväskylän Työväenyhdistyksen (JTY) aurinkosähköjärjestelmän mitattu- ja ennustettutuotanto



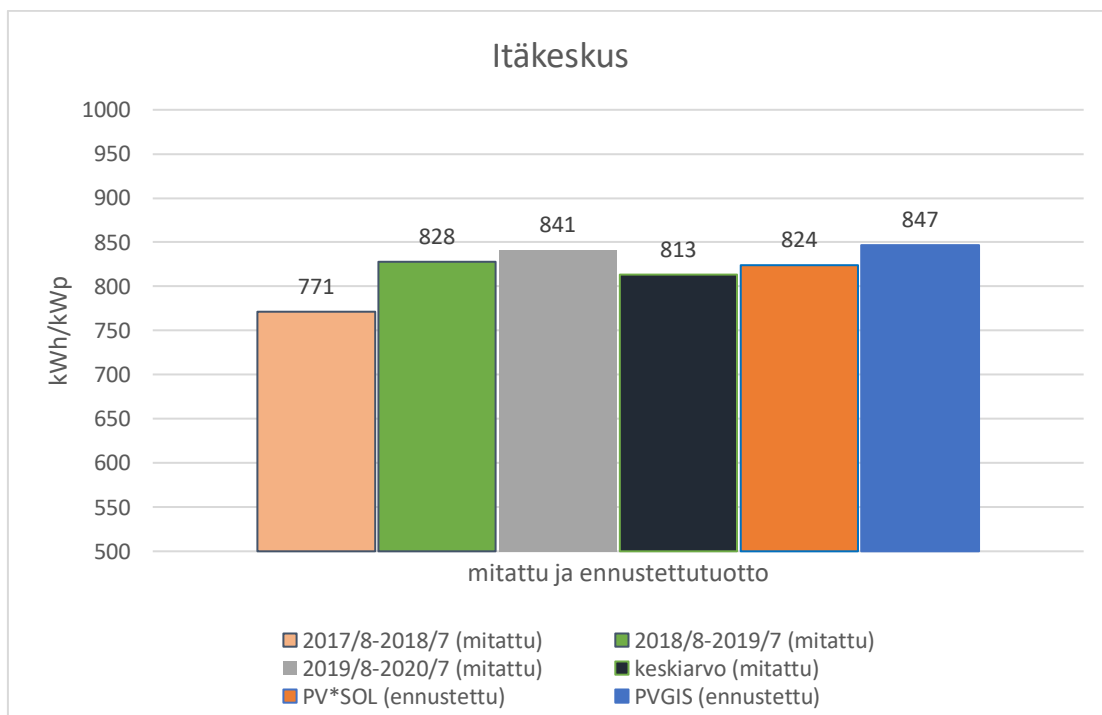
Kuvio 2. Asikkalan liikuntahallin aurinkosähköjärjestelmän mitattu- ja ennustettutuotanto



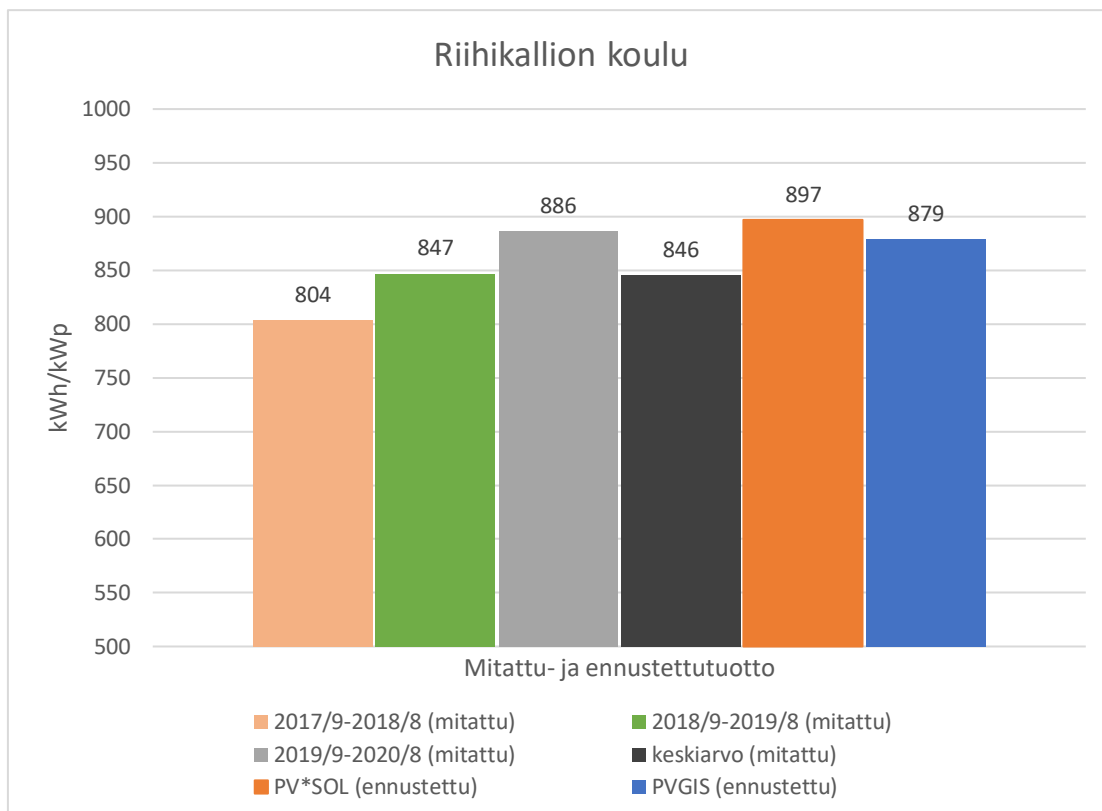
Kuvio 3. Maakunnan lasin aurinkosähköjärjestelmän mitattu- ja ennustettutuotanto



Kuvio 4. Stalatube Oy:n aurinkosähköjärjestelmän mitattu- ja ennustettutuotanto



Kuvio 5. Itäkeskuksen aurinkosähköjärjestelmän mitattu- ja ennustettutuotanto



Kuvio 6. Riihikallion koulun aurinkosähköjärjestelmän mitattu- ja ennustettutuotanto

7.3 Vertailun tarkastelu

Vertaillessa mitattua aurinkosähkön kWh/kWp keskiarvotuotantoa (kuviot 1-6, musta pylväs) pääsi poikkeamien keskiarvon (taulukko 1) perusteella PVGIS, joka pääsi 1 kWh/kWp päähän keskiarvosta. Koska kyseessä on suhteellinen vertailu, keskiarvo ei kuitenkaan ole ideaalinen vertailuparametri. Esimerkiksi luvut -100 ja 100 antavat keskiarvoksi 0, joka olisi paras mahdollinen arvo. Tosiasiassa olisi kuitenkin vain kaksi melko kaukana keskimääräisestä tuotannosta olevaa lukua. Keskiarvo sopii parhaiten arvioimaan, onko järjestelmällä tapana yli- vai aliarvioida tuotantoa.

Tässä opinnäytetyössä on kuvaavampaa tarkastella poikkeamien itseisarvojen keskiarvoja ja keskihajontaa. Itseisarvojen keskiarvo lasketaan kaavalla 5 ja keskihajonta kaavalla 6. Kaavojen arvot saadaan taulukkoon 1 kootuista kWh/kWp poikkeamista keskiarvotuotantoon nähden. Itseisarvojen keskiarvot, keskiarvot ja keskihajonnat lasketaan Excelissä ja näkyvät taulukossa 1. Vertailuvuosista neljä alkaa elokuussa ja kaksi syyskuussa. Tätä ei oteta arvioinnissa huomioon, koska yhden kuukauden eron vaikutus vertailuvuoden ajankohdassa arvioidaan vähäiseksi.

Itseisarvojen keskiarvo

$$\frac{|x_1 - \bar{x}| + |x_n - \bar{x}|}{n} \quad (5)$$

jossa

x on poikkeama

\bar{x} on mittaustuloksen keskiarvo

n on poikkeamien lukumäärä

keskihajonta s

$$s = \sqrt{\frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_n - \bar{x})^2}{n}} \quad (6)$$

jossa

n on poikkeamien lukumäärä

x on poikkeama

\bar{x} on poikkeamien keskiarvo

Taulukossa 1 olennaista on kolmen ohjelman tulokset. Vuosiluvut ovat vain mielenkiintoinen lisä, ja esimerkiksi vuosi 2019-2020 ei ole edustava, koska mitatussa tuotantokeskiarvossa on kaksi pelkästään siitä otettua lukua, joita ei ole laitettu taulukkoon. Syyt tähän ovat 0-luvut, jotka olisivat vääristäneet tulosta vain lisää.

Taulukko 1. kWh /kWp poikkeamat mitattuun keskiarvotuotantoon verrattuna.

kWh/kWp poikkeama	PV*SOL Premium	PVGIS	SUN Energia	2017-18	2018-19	2019-20
JTY	23	12	37	-58	25	33
Asikkalan liikuntahalli	33	71	172	-42	42	
Maakunnan lasi	-56	-117	-25			
Stalatube	-42	-30	61			
Itäkeskus	11	34		-42	15	28
Riihikallion koulu	51	33		-42	1	40
Itseisarvojen keskiarvo	36	50	74	46	21	34
keskiarvo	3	1	61	-46	21	34
keskihajonta	39	61	71	7	15	5

Lähimmäksi itseisarvojen keskiarvon osalta pääsi PV*SOL Premium. Sen itseisarvojen keskiarvo (keskimääräinen poikkeama) oli 36 kWh/kWp, joka oli 14 kWh/kWp pienempi kuin PVGISIN ja 38 kWh/kWp pienempi kuin Sun Energian. Järjestys oli sama myös keskihajonnan tuloksissa, josta nähdään, että PV*SOL Premiumin tulokset olivat

”tasaisempia” eli poikkesivat toisistaan järjestelmien välillä vähemmän kuin PVGISIN ja Sun Energian kohdalla. Keskiarvosta nähdään, että PV*SOL Premium ja PVGIS eivät pyrkineet yli- tai aliarvioimaan tuotantoa, vaan olivat tasaisesti molemmilla puolilla. Sun Energia pyrki selkeästi yliarvioimaan tuotantoa.

Epävarmuudet

Vertailun suurin epävarmuustekijä on tuotannon mittausarvojen vähyys, mutta se on odotettavaa, koska aurinkoenergian hyödyntäminen on verrattain uusi ala, eikä mittausaineistoa ole paljon saatavilla. Siksi tulos on suuntaa antava. Aurinkosähköjärjestelmän tuotantoon vuositasolla suurin vaikuttava tekijä on säiden vaihtelu. Vertailtaessa näin voimakkaasti ilmaston vaikuttamaa asiaa, tulisi mittausaineistoa olla paljon enemmän, jotta mitaustuloksista häviäisi yksittäisten keskimääräisestä poikkeavien vuosien vaikutukset. Esimerkiksi vertailun mitaustuloksissa vuosi 2017-18 poikkeaa voimakkaasti vuosien 2018-19 ja 2019-20 tuotannosta. Vuosi on yksittäisenä niin ”heikko tuottoinen”, että jokaisen kolmen mittausvuoden järjestelmän kohdalla sen tulos on reilusti keskiarvotuotannon alapuolella ja kaksi muuta vuotta keskiarvon yläpuolella nostamassa keskiarvoa. Toisaalta voidaan todeta, että vuoden 2019-20 tuotanto oli hyvä. Tähän pääsyy todennäköisesti on vähäluminen talvi ja sitä kautta runsastuottoinen kevät.

Kahden järjestelmän yksittäisten mittausvuosien kohdalla jouduttiin arvioimaan muutaman päivän ajalta tuotantoa, jotta sain täyden mittausvuoden täyteen, lisäksi oli yksi tietokatkoksesta johtunut mittauskatkos. Puuttuvan aineiston tuotanto arvioitiin saman järjestelmän ja saman kuukauden (kuin katkos) muiden päiväkohtaisten tuottojen perusteella lasketuilla keskiarvoilla. Kuitenkin tämän epävarmuuden osuus tuotannonarvioinnissa on pieni, koska arvioidut ajankohdat olivat varsin lyhyitä.

Järjestelmäkohtaisessa epävarmuuden tarkastelussa lähtökohtana on tarkasteltavien laskeohjelmien lähtötietojen eroavuus ja epävarmuus. Opinnäytetyössä ne ovat PV*SOL Premiumin ja PVGIS:in osalta melko samat ja oikeastaan vain järjestelmä häviöissä on eroavaisuuksia. Yksi syy Sun Energian antamiin suurempiin tuotantoennusteisiin voi olla se, että järjestelmäkokoja ei voitu asettaa 10,8 kWp suuremmiksi. Tämä voi johtaa siihen, että ohjelma hyödyntää vain ”parhaan alueen katosta” ennusteeseensa, eikä joudu laittamaan paneeleita epäedullisempiin paikkoihin.

Vertailu ei ollut myöskään täysin puolueeton. Järjestelmät on suunniteltu PV*SOL Premiumin mallin perusteella (paitsi Jyväskylän työväenyhdistys). Kaikki varjostukset on otettu ohjelmalla huomioon yksilöidysti jokaiselle paneelille. Toisaalta tämä on ”hyväksyttävää”, koska ohjelma on kolmesta ainut simulointiohjelma, jossa paneelit voi sijoittaa katolle juuri haluamallaan tavalla.

8 JOHTOPÄÄTÖKSET

Aurinkosähkön laskenta- ja simulointiohjelmat ovat monimutkaisia tietokantoja hyödyntäviä sovelluksia. Niiden suorituskykyyn liittyy tämän opinnäytetyön perusteella eroja, mutta liian suuria johtopäätöksiä ei kuitenkaan voi vetää.

Suomen olosuhteet eivät ole helpoimmat ennustaa tai arvioida keskimääräistä aurinkosähkönjärjestelmien sähköntuotantoa. Paneelien keräämän säteilyn määrän vaihtelu on täällä kohtalaisen suurta kuukausien ja eri vuosien välillä. Paneelit ovat talvella ja keväällä monesti lumen peitossa ja aurinko paistaa matalasta kulmasta. Pohjoiset leveyspiirit ja olosuhteet ovat myös geostationäärisille satelliiteille haastavia havaita. Sen perusteella voi suositella, että Suomessa (erityisesti Pohjois-Suomessa) käytettäisiin laskentaohjelmia, joiden havainnot perustuvat satelliittien ja maa-asemien yhdistämään dataan. Polarisatelliittien tulo laajemmin kaupalliseen toimintaan aurinkosähköalalla, voisi parantaa satelliittien havaintodataa erityisesti Pohjois-Suomen osalta.

Teollisenmittakaavan PV*SOL Premium pärjasi vertailussa parhaiten. Sen suurin poikkeama sähkön keskiarvotuotantoon yksittäisessä järjestelmässä oli 56 kWh/kWp (Maakunnan lasi), joka oli vain yhden mittausvuoden tulos. Laskenta- tai simulointiohjelman vertailu toisiinsa nähden on hankalaa, koska vastaavanlaisia tutkimuksia on vähän. Tämän vertailun perusteella voi sanoa, että jokin ohjelma ennustaa tuotantoa paremmin kuin toinen. Ohjelmat ennustavat pitkänajan keskiarvotuotantoa ja 1-3 vuoden mittaustulokset ovat liian lyhyitä aukottomaan vertailuun.

Tässä opinnäytetyössä vertailun arvioinnissa on käytetty itseisarvojen keskiarvoa, keskihajontaa ja keskiarvoa. Koska muita tutkimuksia ei ole ollut käytettävissä, on vaikea arvioida, ovatko ne kuvaavimmat vertailuparametrit ohjelmien välillä.

Tutkimusaiheena mitatun ja ennustetun tuotannon vertailu tarvitsee lisätutkimuksia ja niitä tullaan lähitulevaisuudessa varmasti tekemään aurinkoenergian yleistyessä.

LÄHTEET

- Ala-Myllymäki, E. 2016. Aurinkodemo. Oy Merinova Ab & Pohjanmaan liitto [viitattu 28.4.2020]. Saatavissa: https://www.merinova.fi/wp-content/uploads/2016/09/aurinko-demo_loppuraportti.pdf
- Arola, A., Lindfors, A., Natunen, A. & Lehtinen, K. E. J. 2007. A case study on biomass burning aerosols: effects on aerosol optical properties and surface radiation levels. Atmospheric Chemistry and Physics, European Geosciences Union, 7 (16), pp.4257-4266. [viitattu 23.4.2020]. Saatavissa: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00296314/document>
- BCDC Energia. 2020a. Energiasääennuste: Aurinkoa ja tuulta kilowattitunteina. [viitattu 10.8.2020]. Saatavissa: <http://www.bcdcenergia.fi/energiasaa/>
- BCDC Energia. 2020b. Paljonko kilowattitunteja huomenna? [viitattu 10.8.2020]. Saatavissa: <http://www.bcdcenergia.fi/energiasaa/tuotanto-ja-kulutus/>
- Böök, H. 2016. Aurinkoenergiatuotannon ennustushaasteet. [viitattu 9.8.2020]. Saatavissa: <http://www.bcdcenergia.fi/aurinkoenergiatuotannon-ennustushaasteet/>
- European Commission. 2019a. Data sources and calculation methods. [viitattu 12.8.2020]. Saatavissa: <https://ec.europa.eu/jrc/en/PVGIS/docs/methods>
- European Commission. 2019b. Photovoltaic geographical information system. [viitattu 12.8.2020]. Saatavissa: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
- Fronius. 2020. Solar Web. [viitattu 24.8.2020]. Saatavissa: <https://www.solar-web.com/PvSystems/PvSystem?pvSystemId=26f4863a-8fd2-4aa6-87df-6f67aecf50c3>
- Fronius International GMBH. 2017. Aurinkosähkö esite. [viitattu 24.8.2020]. Saatavissa: https://www.nhk.fi/wp-content/uploads/2019/12/aurinkosahko_fronius_esite.pdf
- Hämäläinen, H., Suni, M. 2019. Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti lisääntyi 82% vuodessa. [viitattu 18.4.2020]. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/tiedote/-/asset_publisher/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-lisaantyi-82-vuodessa
- IEA. 2019. Solar energy: mapping the road ahead. [viitattu 18.4.2020]. Saatavissa: <https://www.iea.org/reports/solar-energy-mapping-the-road-ahead>
- Ilmatieteenlaitos. 2020. Satelliittihavainnot. [viitattu 11.6.2020]. Saatavissa: <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/satelliitit>

IRENA & IEA-PVPS. 2016. End-of-life management- Solar photovoltaic Panels. International Renewable energy agency and International energy agency photovoltaic power systems. [viitattu 30.7.2020]. Saatavissa:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_IEAP-VPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf

Kajosaari, S. 1976. Auringonpaisteesta Suomessa vuosina 1963...1972. Teoksessa: Lindfors, A., Riihelä, A., Aarva, A., Latikka, J., Kotro, J. 2014. Auringonsäteily Helsingin Östersundissa. Ilmatieteen laitos, 56. [viitattu 23.4.2020]. Saatavissa: <https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/135830/2014nro5.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Kuismanen, K. 2008. Climate-conscious architecture – Design and wind testing method for climates in change. Väitöskirja. Oulun Yliopisto. Tekniikan-ala. Oulu [viitattu: 23.4.2020]. Saatavissa: <http://jultika.oulu.fi/files/isbn9789514289125.pdf>

Lappalainen, K. 2014. Aurinkokennoista saadaan paras tuotto kirkkaalla, kylmällä säällä. [viitattu 17.7.2020]. Saatavissa: https://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/artikkelit/aurinkoenergia/fi_FI/Aurinkokennot_Kari_Lappalainen/

Lindfors, A., Riihelä, A., Aarva, A., Latikka, J., Kotro, J. 2014. Auringonsäteily Helsingin Östersundissa. Helsinki: Ilmatieteenlaitos. 2014/5. [viitattu 23.4.2020]. Saatavissa:

<https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/135830/2014nro5.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

LUT-yliopisto. 2019. Aurinkoenergia ja aurinkosähkö Suomessa. [viitattu 3.9.2020]. Saatavissa: https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkoenergia-ja-aurinkosahko-suomessa

Lylykangas, K., Andersson A., Kiuru J., Nieminen J., Päätalo J. 2015. Rakenteellinen energiatehokkuus. Rakennusteollisuus & Ympäristöministeriö. [viitattu: 27.4.2020]. Saatavissa: https://www.rakennusteollisuus.fi/globalassets/oppaat-ohjeet/ret_opas_20150917.pdf

Meteonorm. 2020a. Intro. [viitattu 7.7.2020]. Saatavissa: <https://meteonorm.com/en/>

Meteonorm. 2020b. Meteonorm Features. [viitattu 6.7.2020]. Saatavissa: <https://meteonorm.com/en/meteonorm-features>

Motiva Oy. 2017. Aurinkojärjestelmän teho. [viitattu 16.4.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho

Motiva Oy. 2019a. Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä. [viitattu 30.4.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma

Motiva Oy. 2019b. Aurinkolämmön passiivinen hyödyntäminen. [viitattu 27.4.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkolampo/aurinkolamon_passiivinen_hyodyntaminen

Motiva Oy. 2019c. Ylijäämäsähkön myynti. [viitattu 28.4.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/ylijaamasahkon_myynti

Motiva Oy. 2019d. Aurinkosähköt teknologiat. [viitattu 30.4.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat

Motiva Oy. 2020. Aurinkosähköjärjestelmän hinta. [viitattu 25.8.2020]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta

Mäntykannas, M. 2018. Miksi Suomessa talvet ovat niin pilvisiä. [viitattu 22.4.2020]. Saatavissa: <https://blogi.foreca.fi/2018/12/miksi-suomen-talvet-ovat-niin-pilvisia/>

Nordic green energy. 2020. Spot-hinta. [viitattu 17.4.2020]. Saatavissa: <https://www.nordicgreen.fi/asiakaspalvelu/energiatietoa/spot-hinta/>

Pirinen, P., Simola, H., Aalto, J., Kaukoranta, J., Karlsson, P., Ruuhela, R. 2012. Tilastoja Suomen Ilmastosta 1981-2010. [Raportti]. Helsinki: Ilmatieteen Laitos. 2012/1. [viitattu 20.4.2020]. Saatavissa:

https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/35880/Tilastoja_Suomen_ilmastosta_1981_2010.pdf?sequence=4&isAllowed=y

PV*SOL. 2020a. Irradiation. [viitattu]. Saatavissa: <https://help.valentin-software.com/pvsol/calculation/irradiation/>

PV*SOL. 2020b. Synthesis of minute values. [viitattu 27.8.2020]. Saatavissa: <https://help.valentin-software.com/pvsol/calculation/irradiation/synthesis-of-minute-values/>

Pöyry Finland Oy, 2016. Esiselvitys aurinkoenergian tuotantoalueista. Vantaa: Satakuntaliitto. [viitattu 4.8.2020]. Saatavissa: http://www.satakuntaliitto.fi/sites/satakuntaliitto.fi/files/tiedostot/vaihekaava/101001204_Satakuntaliitto_Esiselvitys_aurinkoenergian_tuotantoalueista_20160428_LOPPURAPORTTI.pdf

- Quasching, V. 1996. Simulation der abschattungsverluste bei solarelektrischen systemen. Vaitöskirja. Berliinin teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan-ala. Berliini [viitattu 6.8.2020]. Saatavissa: <https://www.volker-quaschning.de/downloads/abschattungsverluste.pdf>
- Remund, J. 2015. Accuracy of Meteonorm. Bern: Meteotest. [viitattu 8.7.2020]. Saatavissa: https://meteonorm.com/assets/publications/Accuracy_of_Meteonorm_7.pdf
- Riihelä, A., Carlund, T., Trentmann, J., Müller, R. & Lindfors, V. 2015. Validation of CM SAF surface solar radiation datasets over Finland and Sweden. remote sensing. 7. 6663-6682. [viitattu 11.8.2020]. Saatavissa: <https://www.mdpi.com/2072-4292/7/6/6663/htm>
- Rinne J., Koistinen J. ja Saltikoff E. 1998. Suomalainen sääkirja – etanasta El Niinoon. 4. painos. Teoksessa: Lindfors, A., Riihelä, A., Aarva, A., Latikka, J., Kotro, J. 2014. Aurin-gonsäteily Helsingin Östersundissa. Otava. Saatavissa: <https://helda.helsinki.fi/bitstream/handle/10138/135830/2014nro5.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Sabas, M. 2016. History of Solar Power. [viitattu 30.4.2020]. Saatavissa: <https://www.instituteeforenergyresearch.org/renewable/solar/history-of-solar-power/>
- Salo, M. 2015. Energiäkäännös: Saksan ja Suomen energiapolitiittiset valinnat. Tampere: Hämeen kirjapaino Oy.
- Solargis. 2019. Solar Resource Data. Washington, DC: World bank. [viitattu 8.7.2020]. Saatavissa: https://solargis2-web-assets.s3.eu-west-1.amazonaws.com/public/doc/Validation-Report_Global-Solar-Atlas-2.0_WB-ESMAP_Nov2019-1.pdf
- Sun Energia. 2020a. Aurinkoenergiaraportti info. [viitattu 5.8.2020]. Saatavissa: [file:///C:/Users/maza9/AppData/Local/Packages/microsoft.windowscommunicationsapps_8wekyb3d8bbwe/LocalState/Files/S0/415/Attachments/info\[2051\].pdf](file:///C:/Users/maza9/AppData/Local/Packages/microsoft.windowscommunicationsapps_8wekyb3d8bbwe/LocalState/Files/S0/415/Attachments/info[2051].pdf)
- Sun Energia. 2020b. Sun Energia-app. [viitattu 5.8.2020]. Saatavissa: <https://app.sunenergia.com/>
- Suntekno Oy. 2020. Aurinkopaneelit. [viitattu 24.8.2020]. Saatavissa: <http://suntekno.bonsait.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>
- Tahkokorpi, M.(toim.) Erat, B., Hänninen, P., Nyman, C., Rasinkoski, A. & Wiljander, M. 2016. Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki: Into.
- Tervo, T. 2019. Aurinkoenergialla voidaan tuottaa maailman halvinta sähköä – mutta miksi sijoittajien katseet kääntyvät kohti Chileä? [viitattu 19.4.2020]. Saatavissa:

<https://www.korkia.fi/aurinkoenergialla-voidaan-tuottaa-maailman-halvinta-sahkoa-mutta-miksi-sijoittajien-katseet-kaantuvat-kohti-chilea/>

Työ- ja elinkeinoministeriö. 2020a. Energiatuki. [viitattu 25.8.2020]. Saatavissa:

<https://tem.fi/energiatuki>

Työ- ja elinkeinoministeriö 2020b. Tuettavat hankkeet ja tuen enimmäismäärät. [viitattu 25.8.2020]. Saatavissa: <https://tem.fi/tuettavat-hankkeet>

Uudenmaanliitto. 2017. Uudenmaan aurinkoenergiaselvitys - Aurinkoenergian tuotannon edistämisen mahdollisuudet Uudellamaalla. Helsinki: Uudenmaan liitto. E 193- 2017. [viitattu 4.8.2020]. Saatavissa: https://www.uudenmaanliitto.fi/files/21285/Uudenmaan_aurinkoenergiaselvitys_%28E193-2017%29.pdf

Vero. 2020. Kotitalousvähennys. [viitattu 25.8.2020]. Saatavissa: <https://www.vero.fi/henkiloasiakkaat/verokortti-ja-veroilmoitus/tulot-ja-vahennykset/kotitalousvahennys/>