

Esko Ala-Myllymäki, Oy Merinova Ab, 2016



AURINKODEMO



Österbottens förbund
Pohjanmaan liitto



Vipuvoimaa
EU:lta
2014–2020



Kannen kuva: Perovon 100 MWp:n aurinkovoimala Krimillä.

Lähde: Wikipedia https://en.wikipedia.org/wiki/Perovo_Solar_Park

Sisältö

Sisältö	3
Johdanto	7
Aurinko.....	8
Maan kiertorata avaruudessa suhteessa Aurinkoon	9
Auringon säteily	13
Auringon säteilyn spektri.....	15
Vuotuisen kokonaissäteilyn jakautuminen Euroopassa ja Suomessa.....	16
Aurinkokennot.....	18
Piikennot.....	20
Yksikiteisestä piistä valmistetut paneelit (m-Si)	20
Monikiteisestä piistä valmistetut paneelit (p-Si)	21
Ohutkalvokennot.....	22
Moniliitoskennot	24
Muita aurinkokennotyyppejä	24
Aurinkokennojen tuotantomaat ja teknologiaajakauma.....	25
Aurinkokennojen maailmanmarkkinat	26
Aurinkopaneelien hintakehitys	28
Aurinkosähköjärjestelmän hyötysuhteista	32
Aurinkopaneelien tekninen elinikä	32
Aurinkokennojen kytkentätapoja	33
Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin tehon tuottoon	36
Säteilymäärän vaikutus aurinkopaneelin tehon tuottoon.....	38
Suuntauksen vaikutus.....	39

Aurinkoseuraaja.....	41
Aurinkovoimalan sijoituspaikka	42
Varjostus.....	47
Invertterit.....	49
Pienitehoiset aurinkosähköjärjestelmät.....	52
Verkkoliityntään tarvittavia suojalaitteita	53
Pienen akulla varustetun aurinkosähköjärjestelmän rakennekomponentit.....	54
Aurinkojärjestelmän vaikutus kiinteistöön	55
Kotitalouksien tyypikulutuskäyriä	56
Esimerkki eräästä aurinkosähköjärjestelmästä	58
Aurinkosähköjärjestelmät Suomessa	60
Rakennuksen rakenteita korvaavat aurinkopaneelit	61
Ohutkalvokennot rakennusten aurinkojärjestelmässä.....	62
Energian varastointi	63
Akut.....	66
Isot aurinkovoimalat.....	68
Aurinkovoimaloiden globaali rakennettu kapasiteetti alueittain	69
Simulointi- ja laskentatyökaluja.....	70
Sähkömarkkinalaki.....	71
Paneelien asentaminen lupakäytännöt	71
Energiatuki.....	71
Kotitalouden sähköntuotannon tuloverotus	74
Sähkövero.....	74
Sähköverovelvolliset	74
Kiinteistövero	75
Sähköverkkoon liittymisen ehdot, Grid code	76

Loistehon kompensointi	77
Kuluttajan sähkön hinnan rakenne.....	78
Aurinkosähkön tuotantokustannus (PV LCOE)	84
Sähkön hinta voimalaitoksen näkökulmasta	87
Ison aurinkosähkövoimalan kustannusrakenne	88
Verkkopariteetti (Grid Parity).....	93
Ison voimalaitosjärjestelmän karkea kustannusanalyysi	96
Kustannuslaskelma ja takaisinmaksuaika.....	97
Yrityksen aurinkosähköjärjestelmän kustannusanalyysi	100
Teknologiavaihtoehtojen ja kehitysmahdollisuuksien selvittely	102
Järjestelmän hyödyntäminen T&K&I-alustana	104
Yhteenveto.....	106
Lähdeluettelo:	108

LIITTEET:

LIITE 1: Vuotuisen auringon säteily määrän jakautuma vaakatasossa olevalle pinnalle Suomessa.....	113
LIITE 2: Vuotuisen auringon säteily määrän jakautuma optimaalisesti suunnatulle pinnalle Suomessa.....	114
LIITE 3: Parhaiden tutkimusasteella olevien aurinkokennotekniikoiden hyötysuhteet ja niiden kehitys vuosilta 1975 – 2016	115
LIITE 4: Suomen suurimmat aurinkosähkövoimalat 30.6.2016.....	116
LIITE 5: Kotitalouksien sähkön hintarakenne eri maissa (Eur/kWh) vuonna 2015.....	118
LIITE 6: Sähkön hintoja eri maissa (2013 – 2015) kotitalouksille ja teollisuudelle	119
LIITE 7: Aurinkosähkön Grid Parity eräissä maissa	120
LIITE 8: Hiilineutraalit kunnat (HINKU) Suomessa kesällä 2016.....	121
LIITE 9: FISU-kunnat (Finnish Sustainable Communities) Suomessa kesällä 2016.....	122
LIITE 10: Aurinkosähkön kuukausituotto Vaasassa eri asennustavoilla	123
LIITE 11: Vaasan kuukausittaisia auringonsäteilymääriä.....	125
LIITE 12: Erilaisia sähkön varastointitapoja ja niiden ominaisuuksia	126
LIITE 13: Pohjoismaisen sähköpörssin Suomen sähkön spot-hintoja.....	127
LIITE 14: Hyötysuhteeltaan tehokas yksikideaurinkopaneeli	128
LIITE 15: Hyötysuhteeltaan tehokas monikideaurinkopaneeli.....	129

Johdanto

Tämä julkaisu liittyy Pohjanmaan liiton ja yksityisten yritysten rahoittamaan ”Aurinkodemo” nimiseen EAKR-hankkeeseen. Hankkeen tavoitteena on käydä läpi aurinkosähköenergiaa ja siihen liittyviä teknisiä ratkaisuja ja toiminnallisia reunaehtoja sekä selvittää myös isojen 1, 3 ja 5 MW_p huipputehoisten sähköä tuottavien aurinkovoimalaitosten teknisiä ja taloudellisia perusteita. Tehtävän haasteellisuutta lisää se, että Suomessa ei ole toiminnassa vielä ainuttakaan yli megawatin aurinkosähkövoimalaa. Suurin aurinkovoimala on Helsingin Kivikon 853 kW_p:n laitos. Aurinkoenergian hyväksikäyttö sähköntuotannossa on kasvanut maailmalla huomattavasti viime vuosina. Tätä kehitystä on vauhdittanut kansainväliset ympäristösopimukset, aurinkopaneelien sekä muun aurinkovoiman tuotantoon liittyvän teknologian hinnan huomattava lasku suhteessa tuotettuun sähkötehoon. Suomessa aurinkovoimaa on hyödynnetty aikaisemmin jo kesämökeillä ja sellaisissa olosuhteissa, joihin sähkön saanti muuten olisi ollut kallista tai hankalaa. Viime aikoina aurinkopaneeleilla tuotettua sähköä on rakennettu lisääntyvässä määrin myös sähköverkkoon kytkettyihin rakennuksiin korvaamaan verkosta ostettavaa sähköä. Yritykset ja sähköyhtiöt ovat alkaneet rakentaneet myös suurehkoja aurinkovoimaloita. Sähköyhtiöiden aurinkovoimaloista on voinut ostaa osuuksia paneeleista ja tuotetusta sähköstä. Aurinkoenergian hyödyntäminen sähköntuotannossa taloudellisesti kannattavasti on melko monimutkainen asia, sillä säästä riippuvan auringonsäteilyn muuttaminen mahdollisimman hyvällä hyötysuhteella sähköksi liittyy monia maantieteellisiä, ilmastollisia, teknisiä, fysikaalisia, taloudellisia ja lainsäädännöllisiä reunaehtoja. Aurinkosähkön kannattavuuskehitys on kuitenkin edennyt hyvää vauhtia parempaan suuntaan ja parannusta tulee koko ajan myös tulevaisuudessa. Monessa maassa aurinkosähkö on jo kilpailukykyinen energian tuotantomuoto. Aurinkoenergialla tulee olemaan merkittävä ja kasvava rooli sähköntuotannossa myös Suomessa.

Aurinko

Aurinko on maapallon nykyisen elämän ja energian lähde. Lähes kaikki energiatuotantomuodot ovat tavalla taikka toisella sidoksissa Aurinkoon. Aurinko on avaruudessa oleva tähti, jota Maa kiertää. Aurinkoenergialla tarkoitetaan auringon tuottamaa säteilyenergiaa, jota vapautuu auringon lämpöydinreaktiossa vetyatomien fuusioituessa heliumiksi. Reaktiossa massan (m) muutos tuottaa energiaa (E) tunnetun kaavan $E=mc^2$ mukaisesti, missä c on valon nopeus tyhjiössä. Massan yhden gramman muutos energiaksi on jouleina (J):

$$E = 0,001 \text{ kg} \cdot (299\,792\,458 \text{ m/s})^2 = 89.875.517.873.681,76 \text{ J}$$



Kuva 1: Aurinko. (Lähde: <http://fusionforenergy.europa.eu/understandingfusion/>)

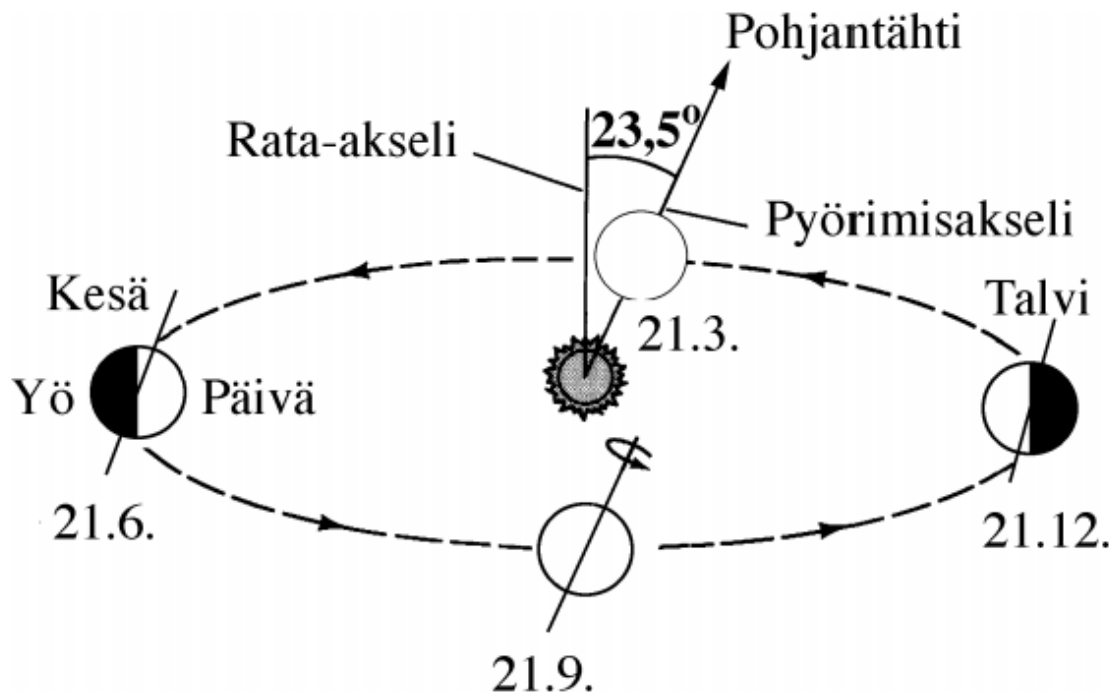
Auringon tuottamaa energiaa pidetään loppumattomana ihmisen aikaperspektiivistä. Aurinko tuottaa energiaa ympärisäteilevästi noin $4 \cdot 10^{26} \text{ W}$:n teholla. Tätä varten joka sekunti noin 600 miljoonaa tonnia vetyä (H) fuusioituu 596 miljoonaksi tonniksi heliumia (He). Näiden massojen erotus neljä miljoonaa tonnia muuttuu energiaksi. Energiaa tuottavat fuusio-reaktiot tapahtuvat Auringon sisäosassa. Auringon energia tulee maahan auringon pinnalta säteilyinä eri aallonpituuksilla. Valon aallonpituusjakauma riippuu säteilylähteen pintalämpötilasta, joka on Auringolla noin 5780 K. Maapallolle tuleva Auringon säteilyteho on noin 170.000 TW eli $1,7 \cdot 10^{17} \text{ W}$. Maan ilmakehä ja sen moninaiset ilmiöt muokkaavat Maan pinnalle saapuvaa auringonsäteilyn intensiteettiä ja aallonpituusjakaumaa. Auringonsäteilyn energia jakautuu siten, että 8 % on ultraviolettisäteilyn taajuuksien alueella, 47 % näkyvän valon alueella ja 45 % infrapunasäteilyn alueella. Tiettyyn paikkaan Maan pinnalle kohdistuvaan säteilyn voimakkuuteen eli intensiteettiin vaikuttaa myös säteilyn tuloikulma, pilvisuus, ilman puhtaus sekä Auringon ja Maan keskinäinen asema (Kuva 2). Säteilyn energiaa voidaan kuvata fotonilla eli valo-kvantilla. Fotonin energia on suorassa suhteessa valon eli sähkömagneettisen säteilyn aallonpituuteen. Mitä pienempi aallonpituus valolla on, sitä suurempi energia kyseisen aallonpituuden fotonilla on.

Auringon ominaisuuksia:

- pintalämpötila 5780 K
- massa $1,9891 \times 10^{30} \text{ kg}$
- säteilyn teho $3,846 \times 10^{26} \text{ W}$
- säde 695 500 km
- keskitiheys noin $1\,410 \text{ kg/m}^3$

Maan kiertorata avaruudessa suhteessa Aurinkoon

Maan etäisyys Auringosta ellipsin muotoisella kiertoradalla vaihtelee 147–152 miljoonan kilometrin välillä vuodenajasta riippuen. Etäisyyden vaihtelu vaikuttaa hieman Maahan saapuvan säteilyn määrään.



Kuva 2: Maapallon kierto auringon ympäri sekä tasaus- ja seisauspäivät. Lähde: Metropolia, Jussi Åman <https://www.theseus.fi/xmlui/handle/10024/87926>

Maan asema Auringoon nähden muuttuu jatkuvasti. Maan kiertoaika Auringon ympäri on yksi vuosi.

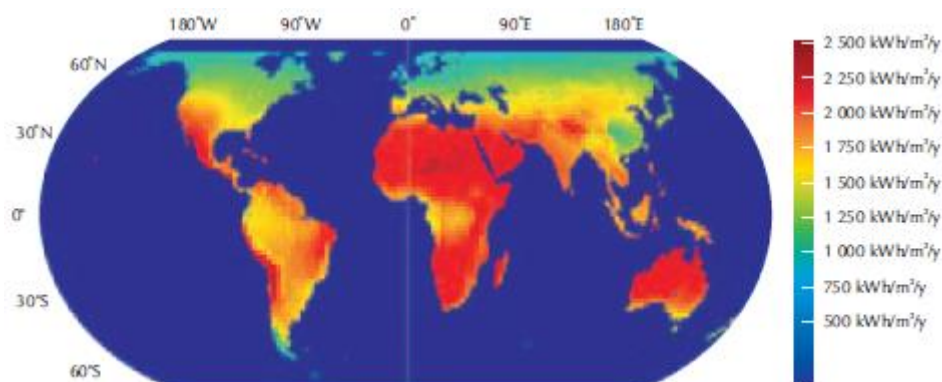
Kevätpäiväntasauksessa (21.3.) Aurinko siirtyy taivaanpallon eteläiseltä puoliskolta pohjoiselle. Syyspäiväntasauksessa (21.9.) Aurinko siirtyy taivaanpallon pohjoiselta puoliskolta eteläiselle. Näinä tasauspäivinä yön ja siten myös päivän pituudet ovat kaikkialla maapallolla suunnilleen yhtä pitkiä.

Kesäpäivänseisauksessa (21.6.) Aurinko on pohjoisimmillaan ja talvipäivänseisauksessa (21.12.) Aurinko on eteläisimmillään. Talvipäivänseisauksen aikaan Aurinko on lyhimmän ajan horisontin yläpuolella maapallon pohjoisella puoliskolla.

Auringon säteily ei jakaudu tasaisesti maapallon eri osiin vuoden eri aikoina vaan siihen vaikuttaa Auringon ja Maan välinen asema avaruudessa toisiinsa nähden.

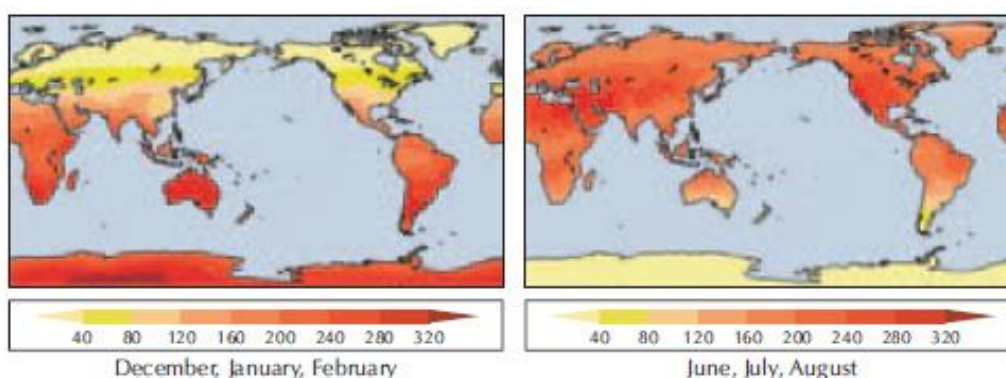
Kuvasta 3 nähdään, että leveysaste ei yksistään määritä tietyn paikan vuotuista auringonsäteilyn määrää vaan siihen vaikuttaa myös esimerkiksi pilvisuus ja korkeus merenpinnas-

ta. Saharan alueella on huomattavasti suurempi auringon säteily määrä Maan pinnalla verrattuna samalla leveysasteella oleviin alueisiin Aasiassa.



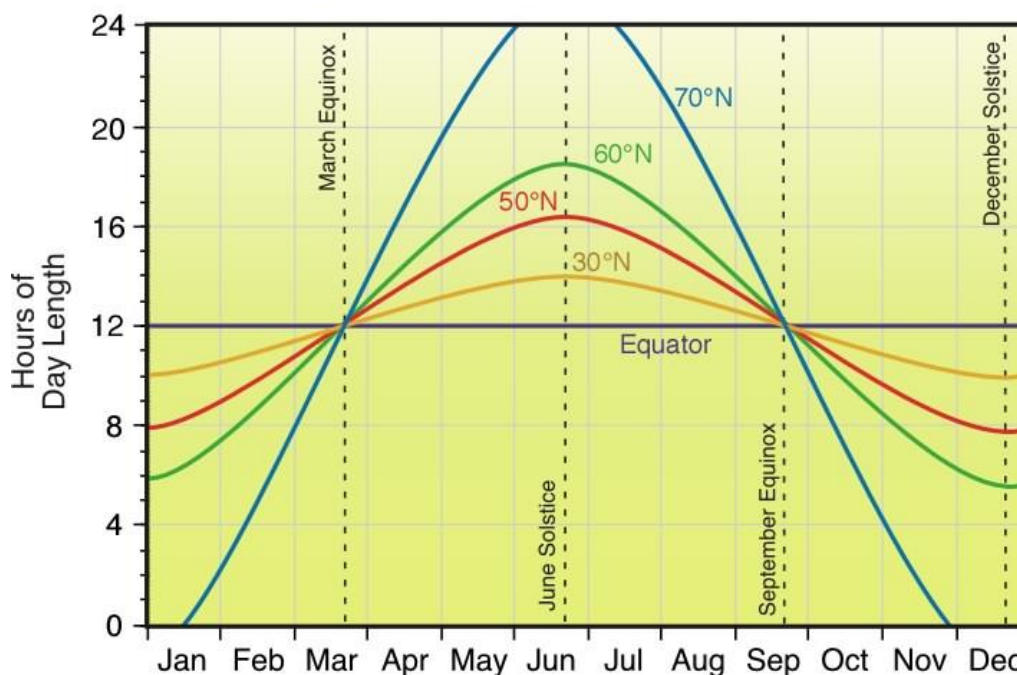
Kuva 3: Maapallon vuotuinen auringonsäteilyn määrä pinta-alayksikköä ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{vuosi}$) kohden. [19] Lähde: *Solar Energy Perspectives Renewable Energy*, International Energy Agency (IEA), 2011
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf

Talvi ja kesä vaikuttavat keskeisesti auringon säteilymääriin erityisesti pohjoisella ja eteläisellä pallonpuoliskolla.



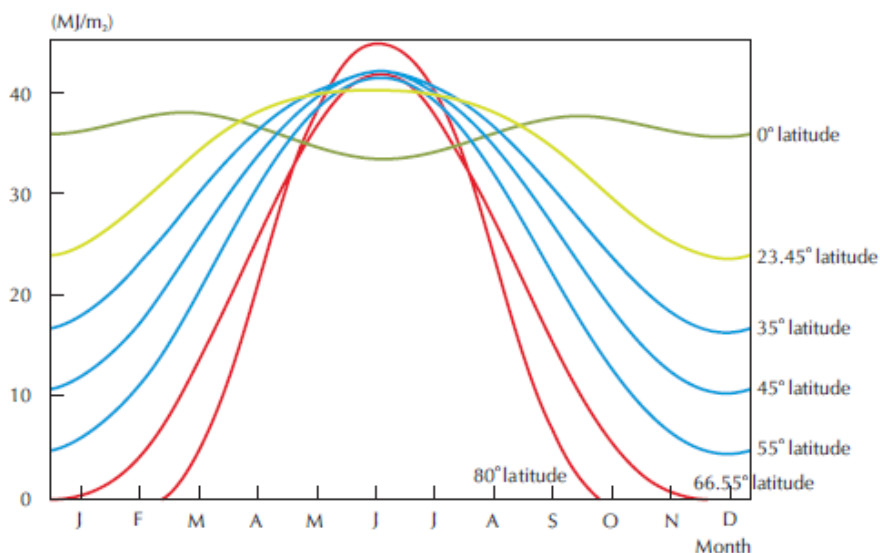
Kuva 4: Auringon säteilymäärät ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{vuosi}$) maapallolla talvikuukausina (vasemmalla) ja kesäkuukausina (oikealla). [19] Lähde: *Solar Energy Perspectives Renewable Energy*, International Energy Agency (IEA), 2011
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf

Vuodenaikojen vaihtelut eri leveysasteilla ja sen mukana muuttuva valoisan ajan pituus vaikuttaa merkittävästi Maan pinnalle tulevaan Auringon säteilyn määrään. Vuodenaajat ovat kytköksissä Maan asemaan Aurinkoon nähden. Kevätpäiväntasauksen (20. tai 21. maaliskuuta) ja syyspäiväntasauksen (22. tai 23. syyskuuta.) välisenä aikana eli pohjoisen pallonpuoliskon kesällä päivän valoisan ajan pituus on pohjoisella pallonpuoliskolla pidempi kuin päiväntasaajalla. Vastaavasti muina vuodenaikoina päivän valoisan ajan pituus pohjoisella pallonpuoliskolla päiväntasaajaa korkeammilla leveysasteilla on lyhyempi.



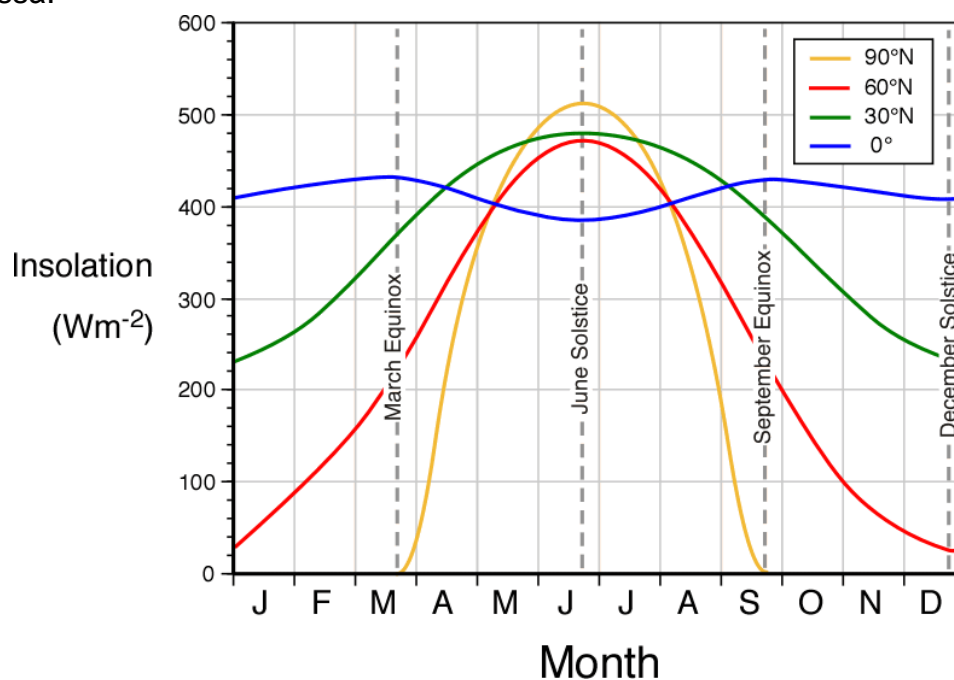
Kuva 5: Vuoden eri kuukausien päivän pituus tunteina eri leveysasteilla pohjoisella pallonpuoliskolla. [4] Lähde: <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/6i.html>

Valoisan ajan pituus eri leveysasteilla vaikuttaa kuvan 6 mukaisesti eri kuukausina maan pintaan saapuvaan teoreettiseen auringonsäteilyn energiamäärään pinta-alayksikköä kohden. Pohjoisilla leveysasteilla säteilyn energiamäärä keskellä kesää kirkaassa pilvettömässä säässä on jopa suurempi kuin eteläisemmillä leveysasteilla vastaavissa olosuhteissa.



Kuva 6: Auringon säteilyenergian määrä pinta-alayksikköä (MJ/m^2) kohden vuoden eri kuukausina maapallon eri leveysasteilla. [19] Lähde: *Solar Energy Perspectives Renewable Energy*, International Energy Agency (IEA), 2011
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf

Pohjoisilla leveysasteilla kesän pitkät valoisat ajat kompensoivat hieman eteläisten leveysasteiden säteilyenergian tuottoa. Valoisa kesä näkyy myös eri leveysasteiden säteilyenergian määrissä.

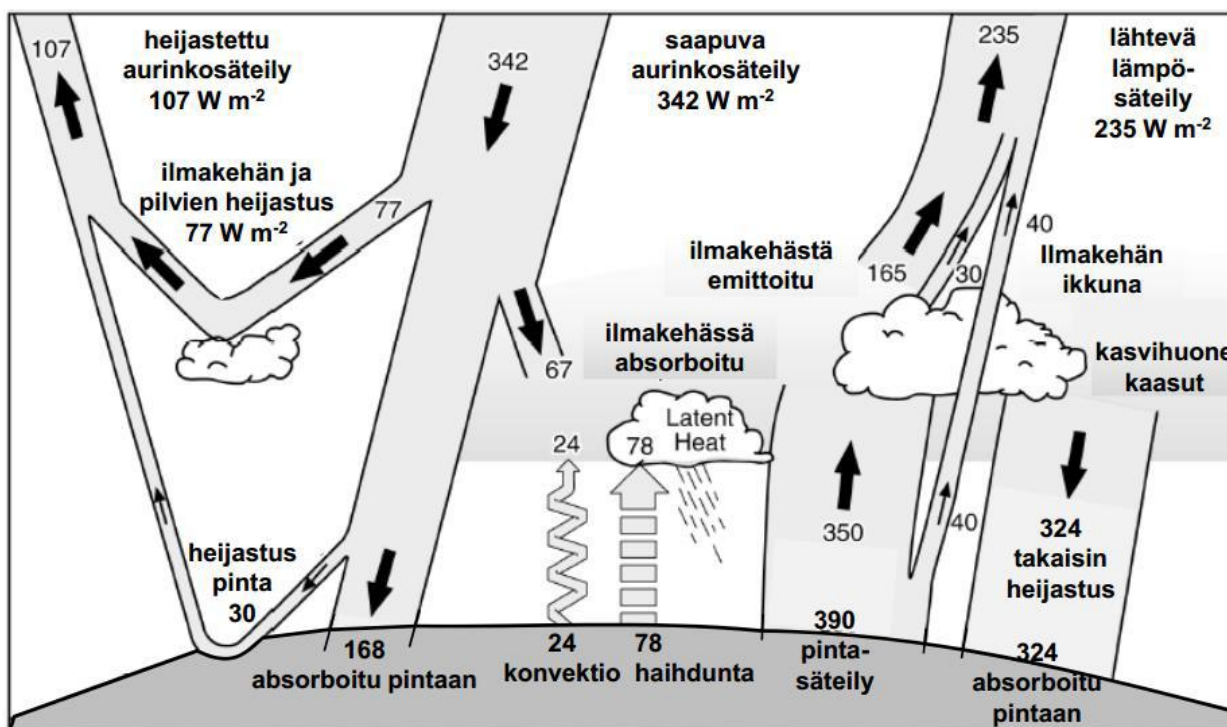


Kuva 7: Kuukausittainen auringon säteilyteho tasopinnalle pinta-alayksikköä (W/m^2) kohden eri leveysasteilla. [4] Lähde: <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/6i.html>

Keskellä kesää Suomen leveysasteilla ($60^\circ - 69^\circ$) auringon säteily määrä ylittää jopa päiväntasaajan vastaavan ajan säteily määrään.

Auringon säteily

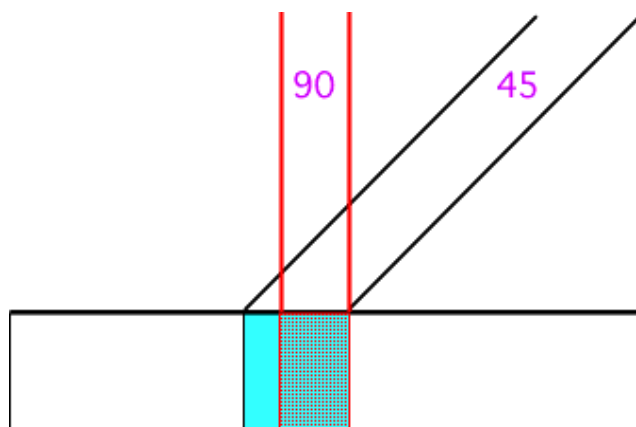
Auringon säteilyn vaikutus maapallon elämisen edellytyksiin on monimutkainen kokonaisuus. Alla oleva kuva liittyy koko maapallon pinnan keskimääräiseen energiataseeseen eli pääsääntöisesti energiaa pitää poistua vastaavassa suhteessa maapallolle saapuvaan energiamäärään nähden.



Kuva 8: Auringonsäteilyn keskimääräinen teho ja sen jakautuminen ilmakehässä ja maanpinnalla. Luvut ovat W m^{-2} . Lähde: <http://www02.oph.fi/etalukio/maantiede/kurssi1/sateilytasapaino.html>

Auringosta Maahan saapuva tulosäteilyn energian tulee olla tasapainossa Maasta poistuvan lähtösäteilyn energian kanssa. Tämä merkitsee, että ilmaan ja maahan sitoutuneen lämpöenergian täytyy lopulta poistua avaruuteen pitkäaaltoisena lämpösäteilynä. Päivittäisen tulosäteilyn kokonaismäärää ilmakehän ulkopinnalle kutsutaan aurinkovakioksi, ja sen suuruus on noin 1366 W m^{-2} . Tästä tulosäteilystä noin 50 prosenttia pääsee ilmakehän läpi maanpinnalle jakautuen ajallisesti vielä puoliksi yön ja päivän vuoksi. Säteily imeytyy vesistöihin ja manneralueisiin lämmittäen niitä sekä kasveihin. Noin 30 prosenttia tulevasta säteilystä heijastuu ilmakehän hiukkasista, pilvistä ja maanpinnasta suoraan takaisin avaruuteen. Loput 20 prosenttia säteilystä imeytyy ilmakehän kaasuihin ja pilvien vesihöyryyn. Maan planetaariset ominaisuudet eli pallonmuotoisuus, kiertoliikkeet oman akselin sekä Auringon ympäri ja akselikaltevuus aiheuttavat sen, että tulosäteily jakautuu epätasaisesti maapallon pinnalle. Päiväntasaajan molemmiin puolin aina 35. leveyspiirille asti säteily tulee aina lähes kohtisuorasti maanpintaan. Säteily siis kulkee päiväntasaajan alueella lyhy-

emmän matkan ilmakehän läpi ja kohdistuu pienemmälle pinta-alalle kuin pohjoisemmilla ja eteläisemmillä leveysasteilla.

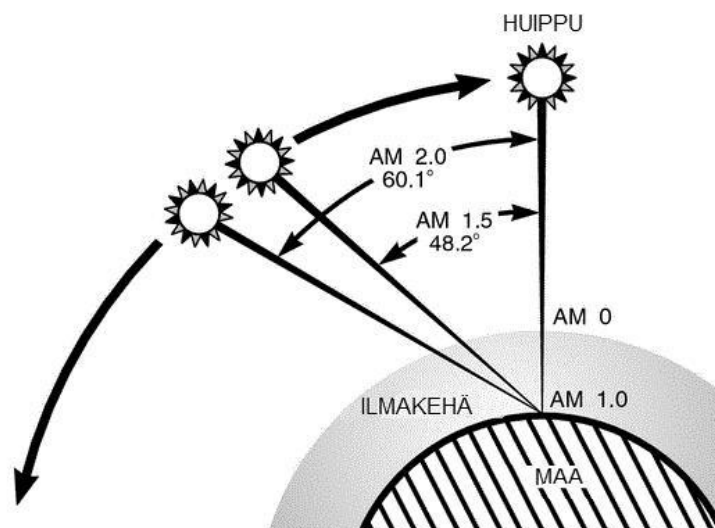


Kuva 9: Maahan saapuvan auringonsäteilyn pinta-alayksikköä kohden saapuvan tehon heikkeneminen auringonvalon saapuessa kohteeseen vinossa kulmassa. Säteilykulman vaikutus säteilykeilan pinta-alan kasvuun. [4] Lähde: <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/6i.html>

Kuvassa 9 on havainnollistettu tilannetta, jossa auringon säteilykeila osuu Maan pinnalla olevaan aurinkopaneeliin 45 asteen kulmassa. Säteilykeilan pinta-ala kasvaa noin 40 % suhteessa kohtisuoraan säteilyyn. Auringonsäteilystä saatavan sähköenergian määrää on riippuvainen paneeliin kohdistuvan säteilyn intensiteetistä.

Auringon paistaessa suoraan paikan yläpuolelta saapuu maan pinnalle maksimaalinen säteilyvuo pinta-alayksikköä kohden. Kun Aurinko paistaa paikkaan nähden vinosti heikkenee samaa pinta-alayksikköä kohden tuleva säteilyvuo, koska vinosti saapuva säteilyvuo osuu laajempaan pinta-alaan.

Ilmamassa (*air mass AM*) on suure, jolla kuvataan pilvettömän ilmakehän vaikutusta auringonsäteilyn intensiteettiin. Ilmamassa määritellään säteilyn ilmakehässä kulkeman matkan ja ilmakehän paksuuden osamääränä. Ilmakehä vaimentaa maanpinnalle saapuvaa auringonsäteilyä vuorovaikuttaessaan ilmakehän yhdisteiden kanssa. Auringonsäteilyn intensiteetti heikkenee mitä pidemmän optisen matkan säteily joutuu kulkemaan ilmakehässä. Matkan pituuteen ja siten myös säteilyn vaimenemiseen vaikuttaa Auringon asema suhteessa maassa olevaan kohteeseen. Tyypillisesti säteilyenergiatarkasteluissa oletetaan, että kohde eli säteilyä keräävä aurinkopaneeli sijaitsee merenpinnan tasossa. Merenpinnan yläpuolella olevaan kohteeseen vaimenema on pienempi, koska valon kulku optinen matka on lyhyempi. Jos aurinko on suoraan havaitsijan yläpuolella, ilmamassa on yksi eli AM1. Ilmakehän yläreunaan tulevaa säteilyä kutsutaan AM0-säteilyksi.



Kuva 10: Ilmamassa ja siihen liittyvä säteilyn intensiteettiin vaikuttava optinen matka. [17]

Lähde: Vampoulas Spiridon: Aurinkopaneelitekniikan soveltuvuus- ja taloudellisuustarkastelu teollisessa sovelluksessa, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto Sähkötekniikan koulutusohjelma, Marraskuu 2014. [17]

<http://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/22590/Vampoulas.pdf?sequence=1>

Ilmamassa (AM) kerroin voidaan määrittellä suhteessa halutun paikan auringon säteilyn tulokulmaan, missä θ on auringon säteilyn tulokulma suhteessa kohtisuoraan auringon säteilyyn:

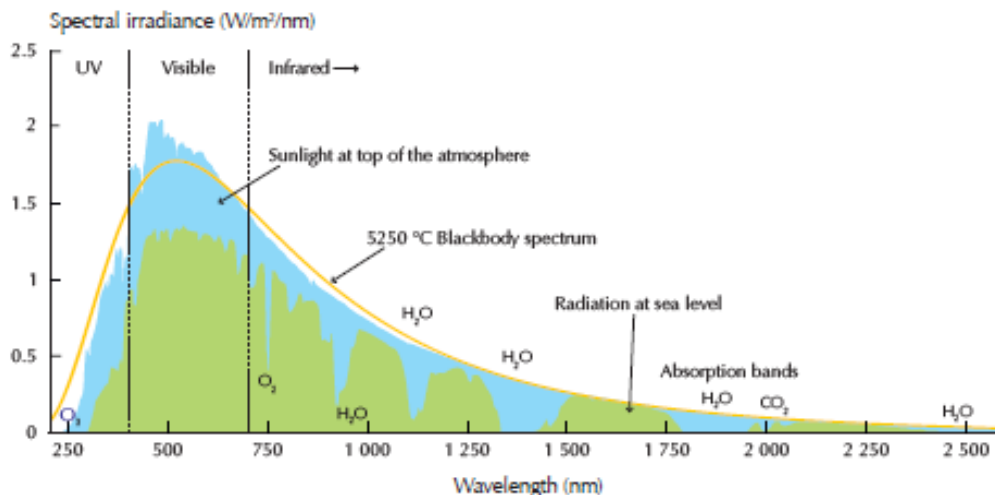
$$AM = 1/\cos\theta$$

Kuva 11: Ilmamassan (AM) laskentakaava.

Suomen leveysasteilla ($60^\circ - 69^\circ$) ilmamassan AM kerroin on Helsingissä korkeudella noin 2 ja Utsjoella noin 2,9.

Auringon säteilyn spektri

Auringonsäteilyn aallonpituusjakauma on ilmakehän ulkopuolella avaruudessa erilainen kuin maassa merenpinnan tasolla. Maanpinnan aallonpituusjakaumaan vaikuttaa vaimentavasti ilmakehän rakenteessa luontaisesti olevat yhdisteet sekä mahdolliset ilmassa olevat epäpuhtaudet ja sääilmiöt. Nämä edellä mainitut ilmiöt sekä maantieteellinen paikka ja aurinkojärjestelmän ominaisuudet vaikuttavat aurinkosähköjärjestelmästä saatavaan sähkön määrään.



Kuva 12: Auringon säteily-spektrin intensiteetti aallonpituuden funktiona. Sininen kuvaa säteilyn jakautumista eri aallonpituuksille Maan ilmakehän yläosassa (AM0), keltainen viiva kuvaa teoreettista mustan kappaleen säteilyjakaumaa lämpötilassa 5250 °C ja vihreä alue säteilyn aallonpituusjakaumaa maassa merenpinnan tasossa.

Lähde: *Solar Energy Perspectives Renewable Energy*, International Energy Agency (IEA), 2011 [19]

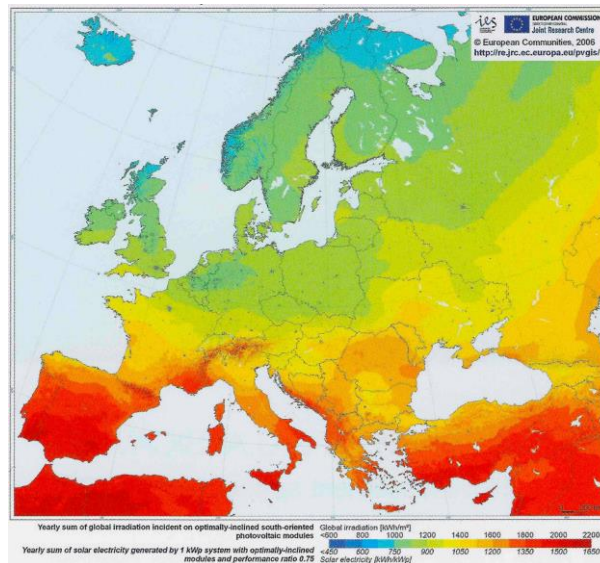
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf

Auringosta saapuvalla säteilyllä on tietty spektri, jossa valoa kuljettavilla fotoneilla on aallonpituusjakauma. Auringon säteilyn aallonpituus-spektri on esitetty kuvassa 12. Aallonpituuden λ [m] energiasisältö on kaavan $E=hc/\lambda$ mukainen. Kaavassa E =energia [J], Planckin vakio $h=6.6261 \times 10^{-34}$ Js ja valon nopeus $c=3,0 \times 10^8$ m/s. Jokaisella tietyn aallonpituuden omaavalla valon säteilyn fotonilla on aallonpituutta vastaava energia. Teho P ilmaistaan watteina W [J/s], mikä kuvastaa aikayksikössä saapuvien fotonien energiamäärää. Piipohjaiset aurinkosähköpaneelit toimivat noin 400 - 1100 nm säteily-spektrin alueella.

Auringon säteilyn aallonpituusjakaumaan vaikuttaa ilmakehän koostumus. Ilmakehässä esiintyy luontaisesti otsonia (O_3), hiilidioksidia (CO_2) ja vettä (H_2O), jotka absorboivat niiden rakenteeseen ominaisia aallonpituuksia ja vaimentavat ja muokkaavat maan pinnalle saapuvaa säteily-spektriä. Muita teoreettista säteily-spektriä muokkaavia tekijöitä ovat esimerkiksi ilmakehän epäpuhtaudet, pilvisuus ja paikan korkeus. Korkealla vuoristossa auringon säteiden kulkema matka ilmakehässä on lyhyempi ja siten ilmakehästä johtuva vaimennut pienempi.

Vuotuisen kokonaissäteilyn jakautuminen Euroopassa ja Suomessa

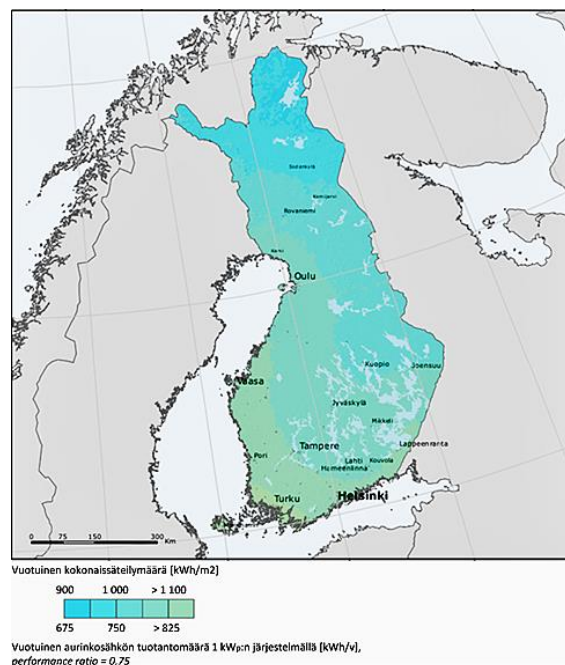
Maantieteelliseen paikkaan kohdistuvaan auringonsäteilyn määrään vuositason tasolla vaikuttavat aurinkoisten tuntien määrä ja intensiteetti. Pohjoisilla leveysasteilla kesäpäivien pitkä valoisa aika kompensoi osaltaan talven lyhyitä talvipäiviä. Talvella aurinko paistaa hyvin matalilla kulmilla kohteeseen, joka osaltaan heikentää sähkön tuotantoa.



Kuva 13: Auringon kokonaissäteilyn määrä pinta-alayksikköä kohden (kWh/m^2) Euroopassa. Lähde: European Commission Joint Research Centre

Vuotuisen kokonaissäteilyn määrä eri maantieteellisillä alueilla on hyvin monesta asiasta koostuva kokonaisuus. Asiaan vaikuttavat ainakin maantieteellisen paikan sijainti, korkeus merenpinnasta, aurinkoisten tuntien määrä eri vuodenaikoina, ilman puhtaus ja näihin kytköksissä olevat ilmakehän ilmiöt.

Eteläinen- ja läntinen-Suomi saavat auringonsäteilyä hieman enemmän kuin sisempi Suomi ja Suomen pohjoiset alueet. Auringonsäteilymäärän jakaumia esitetty liitteissä 1 ja 2.

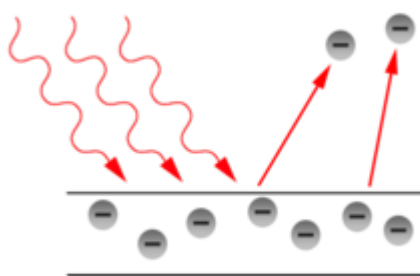


Kuva 14: Vuotuinen auringon säteily määrä optimaalisesti suunnatulle ja kallistetulle pinnalle Suomessa. Alkuperäinen kuva: Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) – Joint Research Centre
Lähde: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Suomessa vuotuinen kokonaissäteilyn määrä pinta-alayksikköä (kWh/m^2) kohden vaihtelee eri paikoissa. Kokonaissäteily on Kokkolan korkeudelta etelään päin suuntautuvalla rannikkoalueella ja Suomenlahden rannalla hieman suurempi kuin sisempänä Suomessa vastaavalla leveysasteella.

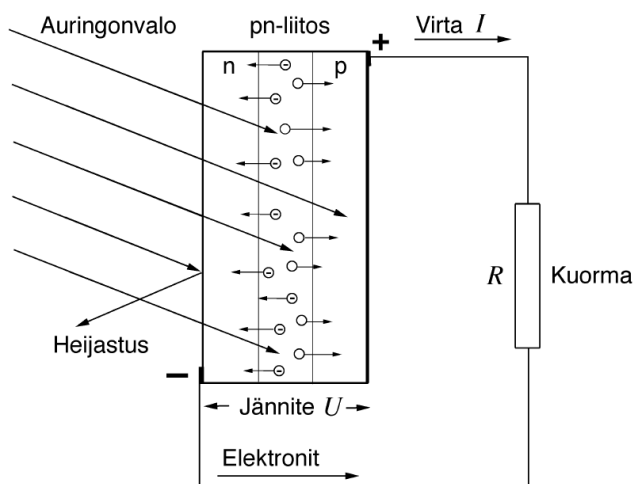
Aurinkokennot

Auringosta saapuvan säteilyenergian muuntaminen sähköenergiaksi tapahtuu aurinkokennossa. Aurinkopaneelit koostuvat aurinkokennoista, joissa auringonsäteiden tietyn aallonpituusalueen fotonien energia aikaansaa sähköjännitteen ja suljetussa piirissä elektronien virran. Aurinkosähkökennojen toimintaperiaate liittyy valosähköiseen ilmiöön, energiakvantin absorptioon.



Kuva 15: Valon fotonit osuvat aineeseen, jolloin fotonien tuoma energia emittoituu aineesta irronneina elektroneina. Lähde: https://fi.wikipedia.org/wiki/Valos%C3%A4hk%C3%B6inen_ilmi%C3%B6

Valon sähköenergiaksi muuttamisen tapahtuu puolijohdemateriaalista valmistetun aurinkosähkökennon atomin elektronirakenteen siirtymävyöhykkeellä, jossa toinen materiaali on seostettu sähkövaraukseltaan negatiiviseksi (n) ja toinen positiiviseksi (p). Seostamiseen voidaan käyttää sellaisen materiaalin atomeja, jolla on yksi elektroni enemmän tai vähemmän uloimmalla elektronikuorellaan kuin puolijohdemateriaalilla. Positiivisesti seostettuun puolijohdeeseen syntyy positiivisen varauksen omaavia aukkoja, jotka vetävät puoleensa n-puolelta negatiivisesti varautuneita elektroneja. Näin syntyy siirtymävyöhykkeelle sähkökenttä. Kun tällainen kenno altistetaan sopivaa aallonpituutta sisältävälle valolle, elektronit absorboivat säteilyn fotoneja saaden riittävästi energiaa rikkoakseen elektronisidoksensa ja vapautuvat atominsa vaikutuspiiristä. Nämä vapautuneet elektronit siirtyvät sähkökentän vaikutuksesta p-puolelle. Vastaavasti n-puolelle syntyy näin positiivisesti varautuneita aukkoja. Tässä fotonien ja väliaineen elektronien välisessä vuorovaikutusmekanismissa fotoni luovuttaa koko energiansa väliaineen elektronille. Fotonin energia riippuu valon aallonpituudesta.



Kuva 16: Aurinkopaneelin toimintaperiaate. [22]

Lähde: <http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>

Aurinkokennon sähköntuottokykyyn vaikuttavat mekanismit liittyvät kennon tulevaan säteilyn määrään, laatuun ja kennon materiaaliominaisuuksiin muuttamalla säteilyenergia sähköksi. Aurinkopaneelin hyötysuhteeseen vaikuttaa myös paneelin toimintalämpötila.

Pöly, lika, lumi ja kuura vaikuttavat negatiivisesti aurinkopaneelien sähkön tuotantoon. Ne peittävät paneelin pintaa, ja estävät tai vaimentavat fotonien kulkeutumisen paneelin pinnan läpi tuottamaan sähköä. Aurinkopaneelin pinta onkin pidettävä puhtaana, jotta sähköntuotanto saataisiin pidettyä mahdollisimman hyvänä. Paneeleita ei suositella asennettavaksi alle 10° kulmaan, sillä tällöin sade ei pääse puhdistamaan aurinkopaneelia kunnolla.

Aurinkopaneelien nimellisteho ilmoitetaan huipputehona eli ns. piikkivattena (W_p). Paneelien nimellisteho on määritetty laboratoriossa standardiolosuhteissa (*Standard Test Condition*, STC), Standardiolosuhteissa STC säteilyintensiteetin arvo on 1000 W/m^2 , ilmassa AM on 1,5 ja kennon lämpötila on 25°C . [43]

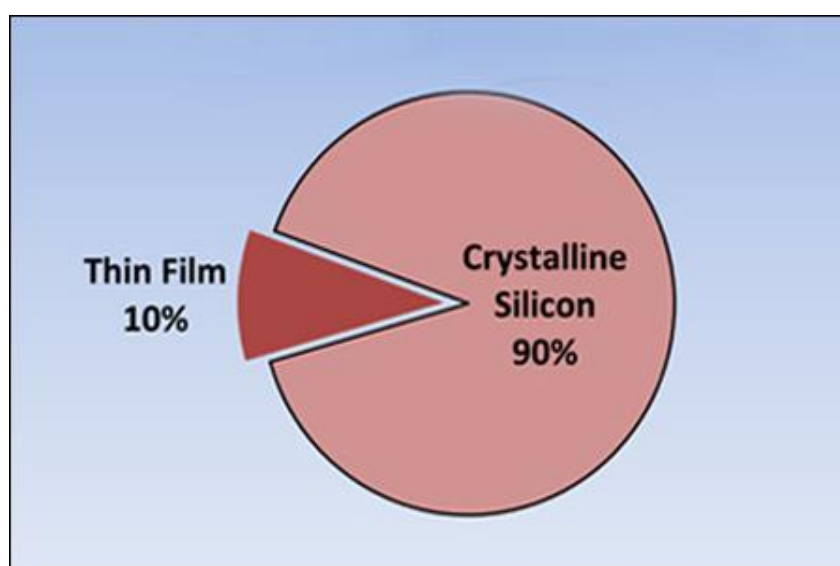
Tuhannen huipputehowatin ($1\,000 \text{ W}_p = 1 \text{ kW}_p =$ piikkikilowatti) paneelijärjestelmä vaatii tyypillisesti 6-8 neliömetrin pinta-alan. Pinta-alan ja piikkitehon välistä suhdetta voidaan kuvata hyötysuhteella. Tavallisesti yhden huippukilowatin tehoisella järjestelmällä voidaan tuottaa sähköä Etelä-Suomessa arviolta 800-1 000 kWh ja Pohjois-Suomessa 700-900 kWh vuodessa.

Aurinkopaneelin hyötysuhde määritellään jakamalla nimellisteho paneelin pinta-alalla ja standardiolosuhteiden säteilymäärällä ($1\,000 \text{ W/m}^2$). Esimerkiksi nimellisteholtaan 200 W_p :n ja pinta-alaltaan $1,5 \text{ m}^2$:n aurinkopaneelin hyötysuhde voidaan laskea seuraavasti: $200 \text{ W}_p / (1,5 \text{ m}^2 \times 1\,000 \text{ W/m}^2) \approx 13\%$. [50]

Piikennot

Piikidekennojen teoreettinen hyötysuhde on noin 31 %. Tällä hetkellä parhaiden piistä valmistettujen kaupallisten aurinkopaneelien hyötysuhde on jo yli 20 %. Käytännössä aurinkopaneelista saatavaan hyötysuhteeseen vaikuttavat mm. materiaalien rakenteellinen puhdistus, metallijohteiden liitokset paneelien pinnalla, resistanssit sekä heijastukset paneelin päällä olevasta lasista. Jotkut valmistajat käyttävät lasin pinnalla heijastusta vähentävää pinnoitetta, mikä parantaa paneelin hyötysuhdetta. Mitä tummemmalta paneeli näyttää sitä vähemmän se heijastaa auringon valoa. [22]

Piistä valmistetut aurinkosähkökennot ovat selkeä markkinajohtajana lähinnä edullisen hintansa vuoksi. Karkeasti ottaen piikennojen maailmanmarkkinaosuus on noin 90 % ja loppu 10 % jää ohutkalvokennoille.



Kuva 17: Kennotyyppien maailmanmarkkinoiden markkinaosuuksien jakautuma.

Lähde: http://solarcellcentral.com/markets_page.html

Kiteiset piikennot kuuluvat niin sanottuun ensimmäisen sukupolven kennoihin. Valtaosa aurinkokennoista on tehty yksi- tai monikiteisestä piistä.

Yksikiteisestä piistä valmistetut paneelit (m-Si)

Yksikiteiset aurinkokennot ovat tyypillisesti hieman pyöristettyjä geometrialtaan johtuen niiden valmistusprosessista. Geometria heikentää hieman yksikiteisten paneelien hyötysuhdetta suhteessa paneelin kokonaispinta-alaan verrattuna monikiteisiin piipaneeleihin, jotka ovat suorakulmaisina. Yksikiteisestä piistä valmistettujen kennojen teoreettinen hyötysuhde on kuitenkin hieman parempia kuin monikiteisestä piistä valmistettujen kennojen.



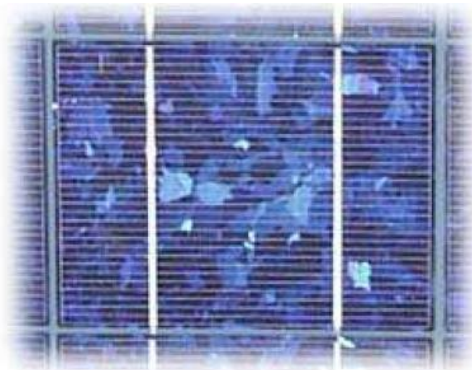
Kuva 18: Yksikiteinen piikkenno. Lähde: <http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>

Kiteinen pii on yleisin aurinkokennoissa käytetty materiaali. Yksikiteisten (mono-Si) piikkennojen valmistus on kalliimpaa kuin monikiteisten piikkennojen (*poly-Si* tai *p-Si*). Yksikiteisten aurinkosähkökennojen hyötysuhde ja siten sähkön tuotto on parempia kuin monikiteisten kennojen, mikä tekee niistä edelleen kilpailukykyisiä monikiteisiin kennoihin nähden. Tämä tulee erityisesti esiin tapauksissa, joissa aurinkovoimalan käytettävissä oleva pinta-ala on kallista ja halutaan päästä tuottamaan maksimaalisia sähkötehoja mahdollisimman pienellä pinta-alalla.

Liitteessä 13 on esitelty eräs yksikiteinen aurinkokenno, jonka hyötysuhde on jopa 21,5 %. Tyypillisesti tällä hetkellä kaupallisesti saatavat piistä valmistetut yksikiteiset kennot eivät yllä hyötysuhteessa näin korkeaan arvoon. Liitteen 3 mukaan parhaimman laboratorioasteella olevan tavallisen yksikiteisen piipohjaisen aurinkokennon hyötysuhde vuonna 2015 on 25,0 %. Keskittävällä yksikiteisellä piikennolla on päästy 27,6 %:n hyötysuhteeseen.

Monikiteisestä piistä valmistetut paneelit (p-Si)

Monikiteisestä piistä tehdyt aurinkokennot ovat nykyisin edullisin vaihtoehto toteuttaa aurinkosähkövoimala, ellei voimalan vaatimasta pinta-alasta tule kriittistä tekijää toteutukselle. Monikiteisten piikkennojen osuus vuoden 2015 tuotannosta on noin 69,5 % aurinkokennojen vuosituotannosta. Tämä osuus on huipputehona 43,9 GWp.



Kuva 19: Monikiteinen piikkenno. Lähde: <http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>

Liitteessä 14 on esitelty eräs markkinoilla oleva piipohjainen monikideaurinkokenno, jonka hyötysuhde on 17 %. Tyypillisesti tällä hetkellä kaupallisesti saatavilla olevat piistä valmistetut monikidekennot eivät yllä hyötysuhteessa näin korkeaan arvoon. Liitteen 3 mukaan parhaimman laboratorioasteella olevan monikiteisen piipohjaisen aurinkokennon hyötysuhde vuonna 2015 on 21,3 %.

Ohutkalvokennot

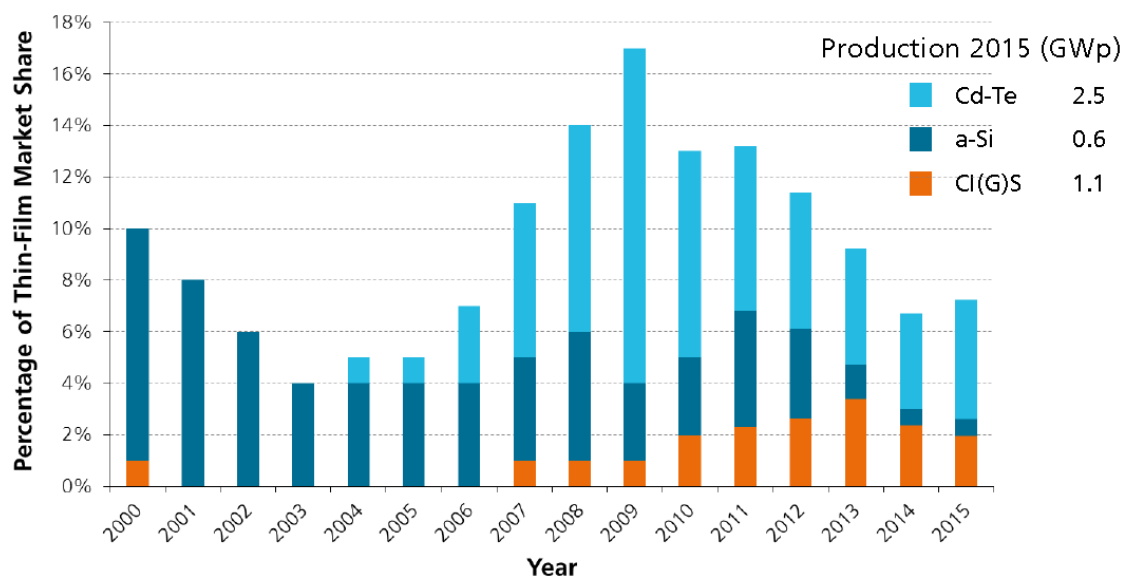
Ohutkalvokennot edustavat aurinkokennojen toista sukupolvea. Ohutkalvokennojen eräs poikkeava ominaisuus on niiden taipuisuus, joka mahdollistaa jäykkiä tasomaisia paneeleja monipuolisemman hyödyntämisen erilaisissa kohteissa. Kaupallisesti ohutkalvokennoja on saatavissa useista eri materiaalista kuten esimerkiksi kadmiun-telluurista (CdTe), kupari-indium-gallium-(di)selenidistä (CIGS) ja amorfisesta ohutkalvopiistä (a-Si, TF-Si). Amorfisessa piissä atomijärjestys ei ole jaksollinen eikä siten muodosta jaksollista kiderakennetta. Eri materiaaleista ja eri teknologioilla valmistetuilla kennoilla on toisistaan poikkeavia hyötysuhteita ja sovelluskohteita. Vuonna 2015 ohutkalvokennoja tuotettiin 4,2 GWp huipputehon verran ja niiden markkinaosuus aurinkokennomarkkinoilla oli noin 7 %.



Kuva 20: Taipuisa ohutkalvokenno.

Lähde: Tuomo Auvinen: Aurinkosähköjärjestelmät ja niiden soveltuvuus kotikäyttöön, Karelia ammattikorkeakoulu, Toukokuu 2014 https://theseus.fi/bitstream/handle/10024/79094/Auvinen_Tuomo.pdf?sequence=1

Ohutkalvoaurinkokennoissa suurin tuotantomäärä on ollut useita vuosia kadmiumtelluuri-kennoissa (CdTe), joiden tuotanto on kasvanut vuoden 2014 1,9 GWp:stä vuoden 2015 2,5 GWp:n. CdTe-kennot soveltuvat erityisesti kuumien alueiden aurinkosähkösovelluksiin. Tämä näkyy hyvin myös näiden kennojen tuotantomäärien kasvuna kuvassa 21.



Data: from 2000 to 2010: Navigant; from 2011: IHS. Graph: PSE AG 2016

Kuva 21: Erialaisten ohutkalvokennojen markkinaosuusjakaumat ja suhteelliset osuudet globaaleista aurinkokennojen kokonaismarkkinoista vuosilta 2000 – 2014. Kuvassa myös sähkötehon tuotantomäärät vuonna 2015 eri kennotyypeillä.

Lähde: Photovoltaics report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE AG, Freiburg, 6 June 2016, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

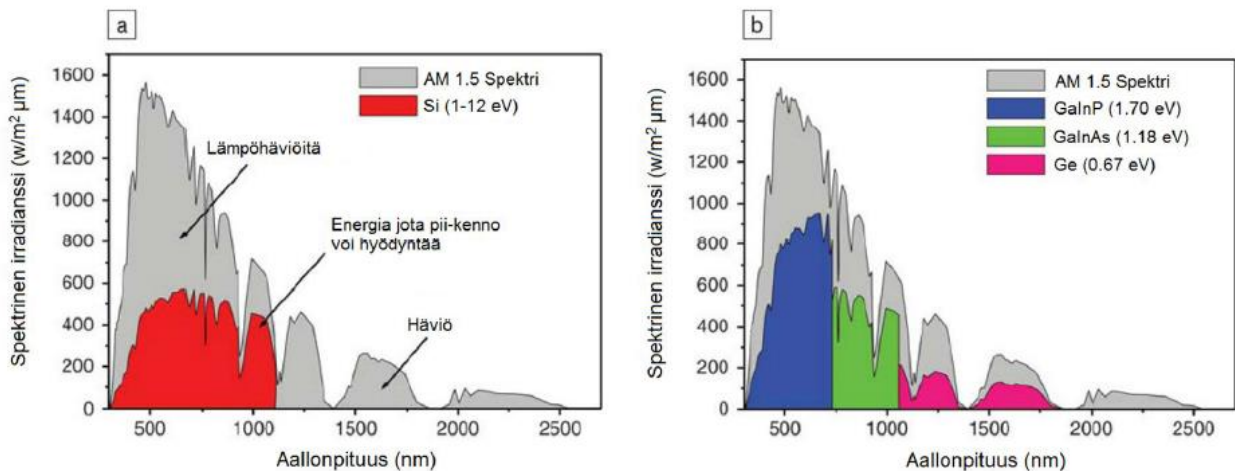
Ohutkalvotekniikalla on mahdollista vähentää materiaalin tarvetta kiteisiin piikennoihin nähden. Toinen ohutkalvokennojen etu on kalvomateriaalin parempi epäpuhtauksien sietokyky, mikä vähentää kalliin raakamateriaalin puhdistusprosessin tarvetta valmistuksen yhteydessä. Ohutkalvokennojen eräs hyöty on myös niiden pienempi tehohäviön lämpötilakerroin, piikennoihin nähden. Tämän vuoksi tehohäviö korkeissa toimintalämpötiloissa jää pienemmäksi verrattuna ensimmäisen sukupolven piikennoihin. Vastaavasti viileissä käyttöolosuhteissa piikennojen tehontuoton kasvu on suurempaa verrattuna tiettyihin ohutkalvokennoihin.

Amorfisesta piistä (a-Si) valmistetuilla kennoilla on sovelluskohteita myös aurinkoenergia-teollisuuden ulkopuolella. Niistä valmistettuja paneeleja löytyy kuluttajaelektronikasta, kuten aurinkokennokäyttöisistä laskimista tai rannekelloista, joissa a-Si kennojen etuna on niiden hyvät toiminta-arvot myös heikoissa valaistusolosuhteissa.

Liitteen 3 mukaan parhaimpien laboratorioasteella olevien ohutkalvoaurinkokennojen hyötysuhteet vuonna 2016 ovat CdTe-kennoilla 22,1 %, CIGS-kennoilla 22,3 % ja a-Si-kennoilla 13,6 %.

Moniliitoskennot

Moniliitoskennot (*multijunction cells*) edustavat uutta aurinkokennoteknologiaa, jossa käytetään monista eri puolijohdemateriaaleista tehtyjä pn-liitoksia. Jokainen pn-liitos tuottaa sähköä kullekin materiaalille ominaisella eri auringonvalon aallonpituudella. Moniliitoskennoissa nämä pn-liitokset asetetaan kerroksittain siten, että päällimmäisellä kennolla on aina suurempi energia-aukko kuin alemmalla. Tämä tekniikka mahdollistaa auringonsäteilyn spektrin hyödyntämisen mahdollisimman suurelta osalta ja siten korkean hyötysuhteen. Moniliitoskennojen teoreettinen maksimihiötysuhde on 86,8 %, mikä on paljon suurempi kuin tavallisissa piipohjaisilla aurinkokennoissa, joiden teoreettinen maksimihiötysuhde on luokkaa hieman yli 30 %.



Kuva 22: Tavallisen piikidekennon (vas.) ja moniliitoskennon (oik.) absorboima säteilyn spektri. Moniliitoskennon spektrissä huomataan kuinka kennon eri kerrokset absorboivat eri alueen auringonsäteilyn spektristä.

Moniliitoskennoja on käytössä esimerkiksi keskittävässä aurinkovoimaloissa ja erikoissoveluksissa sotilas- ja avaruustekniikassa. Keskittävässä aurinkovoimaloissa käytetyn kennon pinta-ala on pieni, jolloin kennon kalliimpi hinta ei ole ongelma. Monikerrospaneelien hyötysuhde on huomattavasti parempi kuin edullisemmilla kennoilla. Parempi hyötysuhde perustuu kennon kykyyn hyödyntää laajempaa säteilyn aallonpituusaluetta sähkön tuotantoon, kuten kuvassa 22 on nähtävissä.

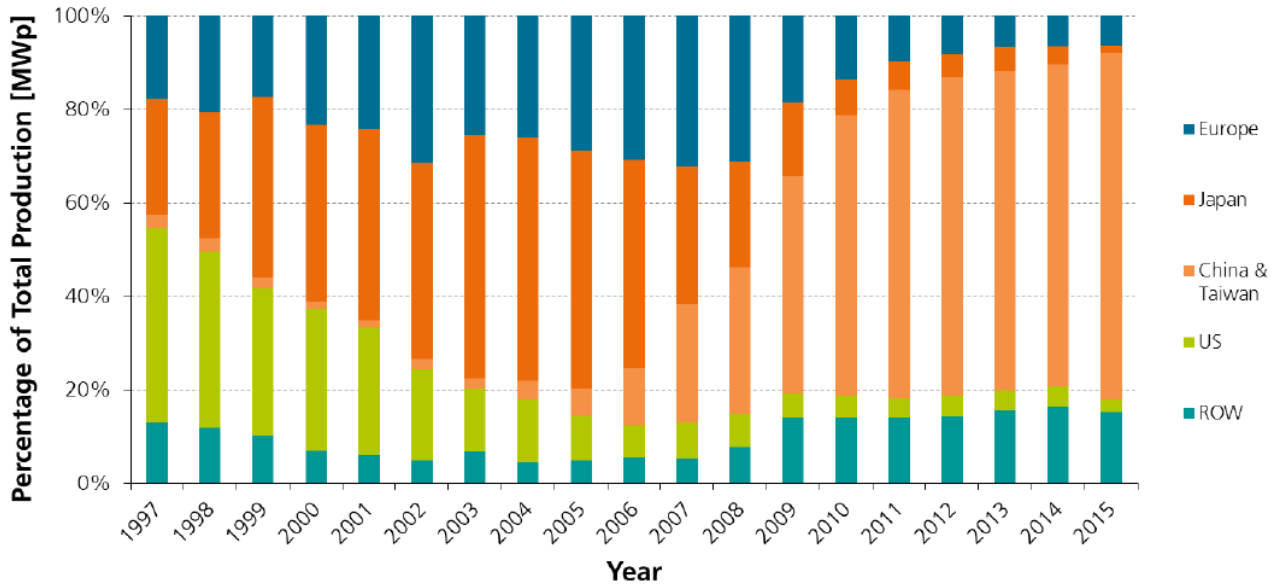
Liitteen 3 mukaan parhaimpien laboratorioasteella olevien moniliitosaurinkokennojen hyötysuhteet ovat tavallisella vähintäänkin nelikerroksisella kennolla 38,8 % ja keskittäväällä vähintäänkin nelikerroksisella kennolla 46,0 %.

Muita aurinkokennotyyppejä

Uusia ns. kolmannen sukupolven aurinkokennomateriaaleja ovat esimerkiksi väriherkistetyt- (*Dye-Sensitized*), perovskiitti- (*Perovskite*) ja orgaaniset (*Organic*) kennomateriaalit. Näitä sekä muita olemassa olevia kennotyyppejä ei käsitellä tässä esityksessä, koska niillä ei ole vielä mainittavaa kaupallista markkinaosuutta tai ne ovat lähinnä tutkimusvaiheessa laboratorioissa. [49]

Aurinkokennojen tuotantomaat ja teknologiajakauma

Aurinkokennojen tuotanto suhteutettuna tuotettuun huipputehoon on keskittynyt viime vuosina voimakkaasti Kiinaan ja Taiwaniin. Aurinkokennojen valmistuksen markkinaosuutta ovat menettäneet erityisesti yhdysvaltalaiset ja japanilaiset yhtiöt. EU on asettanut kiinalaisille aurinkopaneeleille tullin, joka rajoittaa Euroopassa myytävien paneelien hintaa.

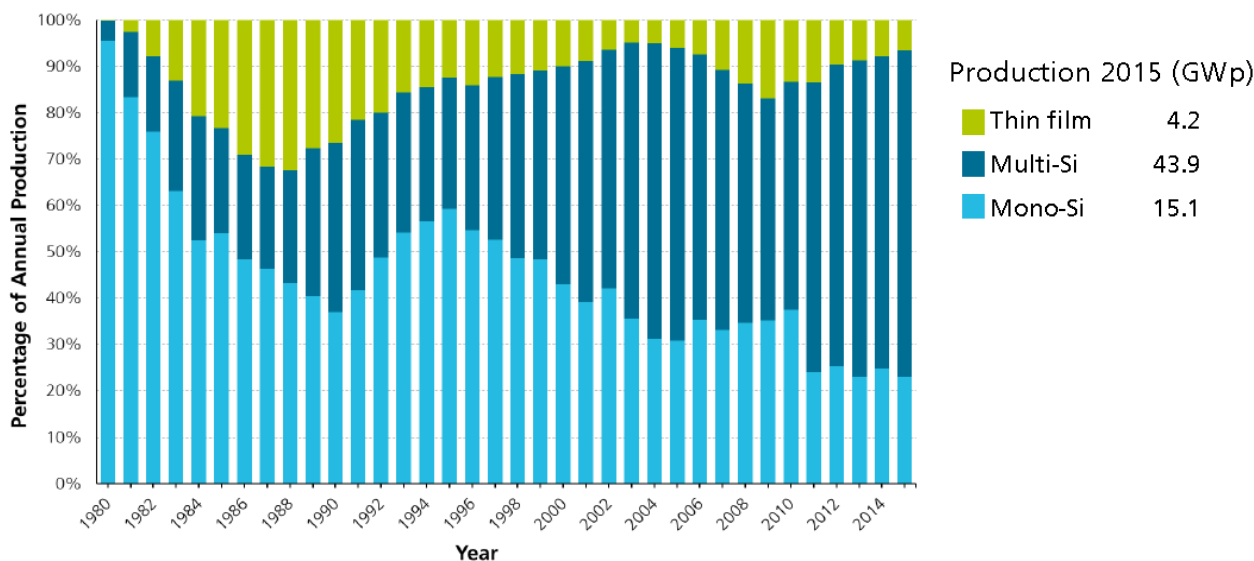


Data: Up to 2009: Navigant Consulting; since 2010: IHS. Graph: PSE AG 2016

Kuva 23: Aurinkopaneelien tuotanto ja tuotettujen paneelien huipputehon suhteellinen osuus alueittain vuosina 1997 – 2015.

Lähde: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

Kuvassa 24 on esitetty aurinkosähkökennojen vuosituotanto vuonna 2015, joka oli huipputehona laskettuna yhteensä 63,2 GW_p. Suhteellisessa markkinaosuudessa monikiteiset piikennot ovat selkeä teknologinen markkinajohtaja. Yksikiteiset piikennot ovat menettäneet markkinaosuuttaan, mutta ovat kuitenkin selkeästi suuremmalla osuudella verrattuna ohutkalvokennoihin. Vuonna 2015 monikidepiikennojen (Multi-Si) markkinaosuus huipputehoon suhteutettuna oli 69,5%, yksikidepiikennoilla (Mono-Si) 23,9% ja ohutkalvokennoilla (Thin film) 6,6 %.



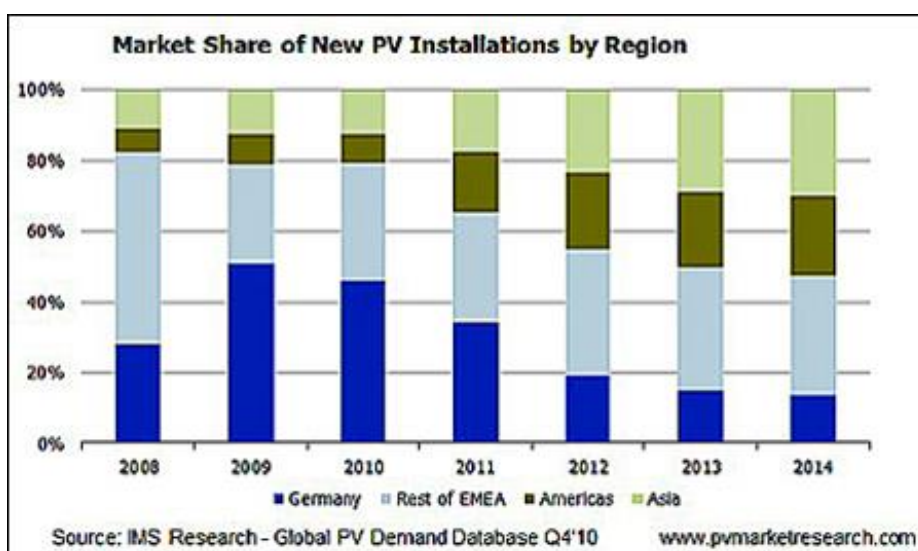
Data: from 2000 to 2010: Navigant; from 2011: IHS (Mono-/Multi- proportion from cell production). Graph: PSE AG 2016

Kuva 24: Eri aurinkosähkökennojen tuotantomäärä (GW_p) vuonna 2015 ja suhteelliset markkinaosuudet vuosina 1980 – 2015. Lähde: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

Kuvassa 24 vihreä edustaa ohutkalvokennoja, tummempi sininen monikidepiikkenoja ja vaaleampi sininen yksikiteisiä piikkenoja.

Aurinkokennojen maailmanmarkkinat

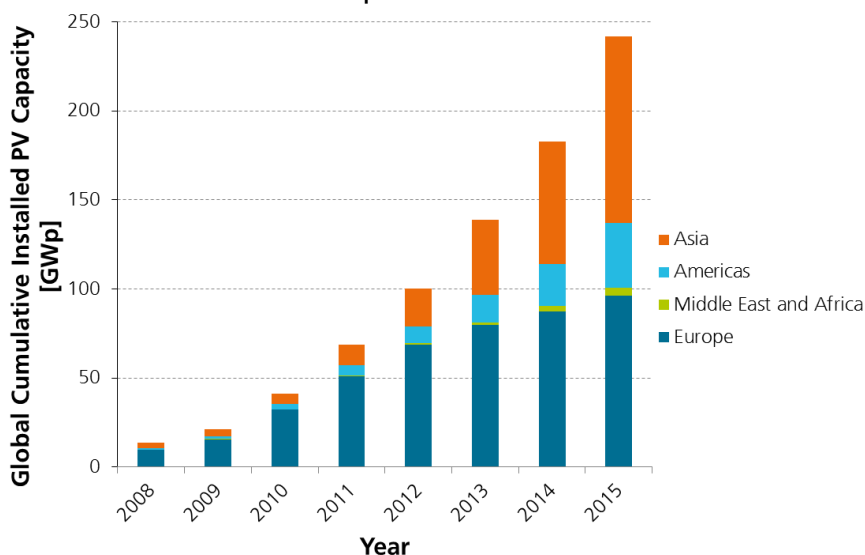
Uuden aurinkoenergian hyödyntäminen sähköntuotannossa asennetulla kapasiteetillä mitattuna on ollut menneinä vuosina hyvin vahvasti Euroopassa. Viime vuosina Amerikat ja Aasia on lisännyt aurinkosähköjärjestelmissä asennetun kapasiteetin suhteellista osuuttaan voimakkaasti.



Kuva 25: Uuden asennetun aurinkovoiman suhteellisen maantieteellisen markkinaosuuden jakauma eri alueilla vuosina 2008 – 2014.

Lähde: http://solarcellcentral.com/markets_page.html

Maailmalla asennettu kumulatiivinen aurinkosähkökapasiteetti on kasvanut huipputehona [GW_p] mitattuna vuoden 2008 alle 20 GW_p huipputehosta vuoden 2014 184 GW_p tehoon. Vuonna 2015 huipputeho oli jo lähes 250 GW_p. Aasia ja Amerikat ovat kasvattaneet viime vuosina asennettua aurinkosähkökapasiteettiaan suhteessa vauhdikkaammin kuin Eurooppa. Vuonna 2015 Aasia meni Euroopan ohi asennetussa aurinkosähkökapasiteetissa.

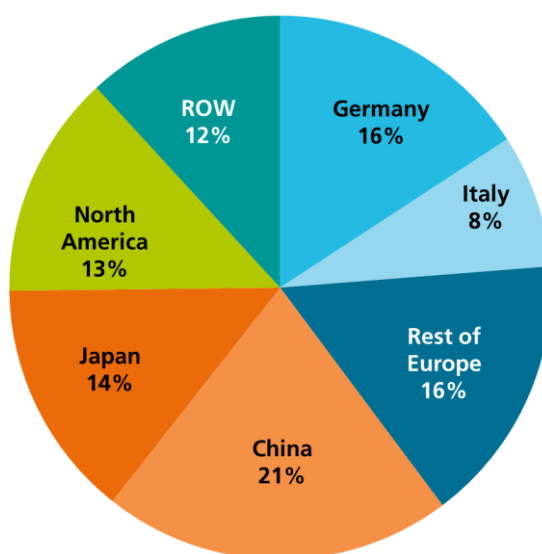


Data: IHS. Graph: PSE AG 2016

Kuva 26: Maailmanlaajuisen aurinkosähkön asennettu kapasiteetti vuosina 2008 – 2015.

Lähde: Photovoltaics report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE AG Freiburg, 6 June 2016, <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

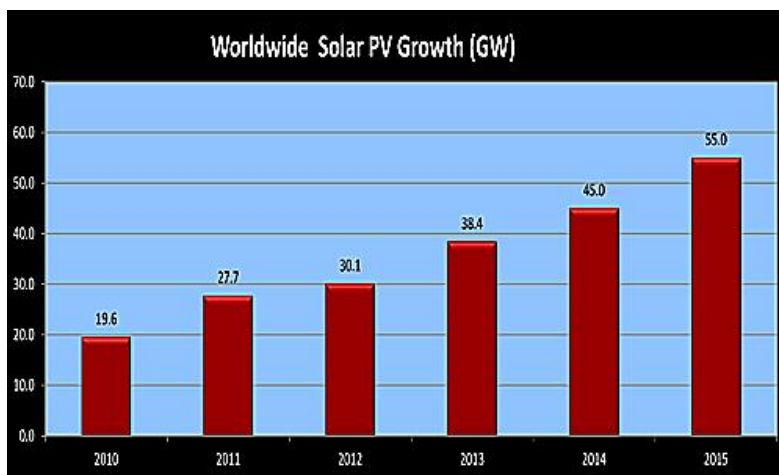
Vuoden 2014 asennetusta aurinkosähkökapasiteetista Euroopan osuus on ollut 48%, mutta vuonna 2015 suhteellinen osuus Euroopan osalta pieneni 40%:iin. Euroopassa ylivoimaisesti eniten aurinkosähkökapasiteettiin on panostanut Saksa (20 % (2014) => 16 %:n osuudella) Italian tullessa toisena (10% (2014) => 8 %:n osuudella).



Kuva 27: Vuoden 2015 asennetun aurinkosähkökapasiteetin tarkempi maailmanlaajuinen jakautuminen sisältäen myös verkkoon kytkemättömän tuotannon. [48]

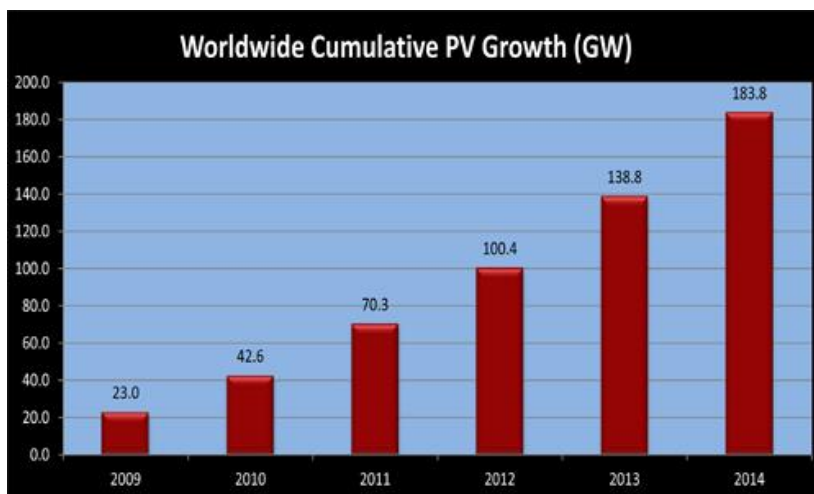
Aurinkovoimaloiden kapasiteetin rakentaminen on keskittynyt Euroopassa voimakkaasti Saksaan ja Italiaan vastaten 24 % maailman asennetusta kapasiteetista vuonna 2015. Muun Euroopan yhteenlaskettu aurinkosähkökapasiteetin osuus jää kyseisenä vuonna 16 %:n.

Aurinkosähkön maailmanlaajuinen vuosittaisen tehon kasvu on ollut nopeaa. Maailmanlaajuisesti auringolla tuotettu vuosittainen sähköteho on yli tuplaantunut puolessa vuosikymmenessä.



Kuva 28: Vuosittainen maailmanlaajuinen aurinkosähkön tuotantomäärän kehitys vuosina 2010 – 2015. Lähde: http://solarcellcentral.com/markets_page.html

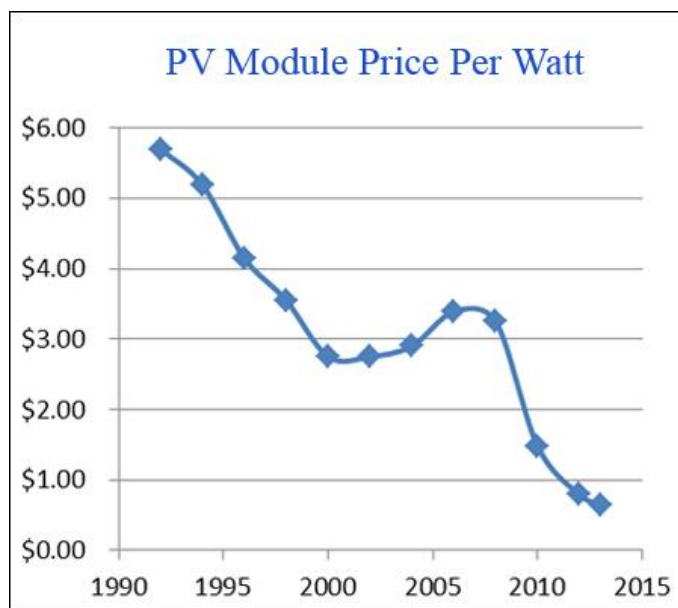
Kumulatiivisen globaalien aurinkosähkötehon tuotannon kehitys aikajaksolla 2009 – 2014.



Kuva 29: Kumulatiivisen globaalien aurinkosähkötehon tuotannon kehitys aikajaksolla 2009 – 2014. Lähde: http://solarcellcentral.com/markets_page.html

Aurinkopaneelien hintakehitys

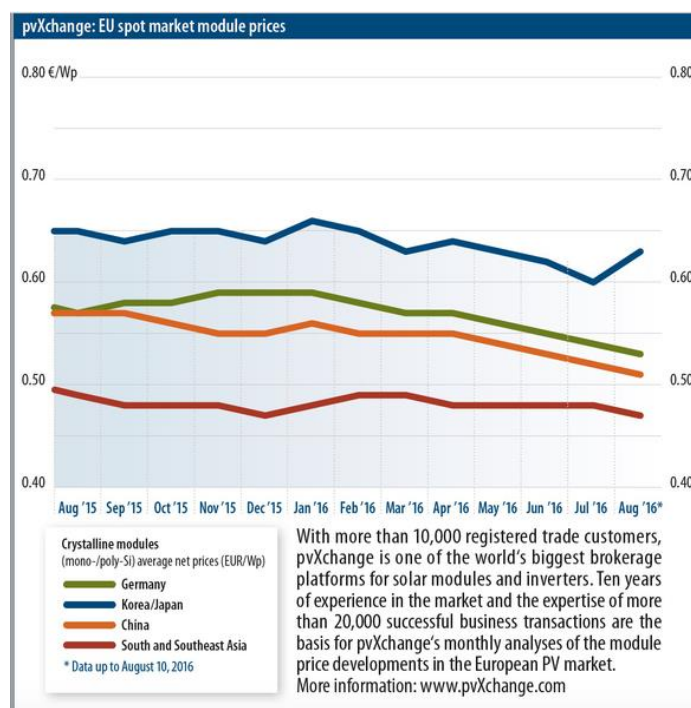
Aurinkokennojen hinnat suhteessa tuottamaansa tehoon (\$/W) on laskenut voimakkaasti kuten kuvasta 30 näkyy.



Kuva 30: Aurinkokennojen hintakehitys dollareissa suhteessa tehoon.

Lähde: http://solarcellcentral.com/markets_page.html

Aurinkopaneelien markkinahinta vaihtelee eri markkina-alueilla. Saksan markkinahinta on elokuussa 2016 ollut vain hieman kalliimpi kuin Kiinan markkinahinta. Hinnat ovat keskiarvoja ja sisältää siten laadukkaampia ja heikkolaatuisempia paneeleja, joiden hinnat ovat myös erilaiset. Euroopan unionin alueella lisähintaa aiheuttaa myös Kiinasta tuotujen paneelien rangaistustullit. Aurinkokennothan valmistetaan nykyisin merkittävältä osalta Kiinassa.



Kuva 31: Elokuun 2016 aurinkopaneelien (yksikide- ja monikidepiikkennojen) keskimääräisiä markkinahintoja (EUR/W_p) eri alueilla ja niiden hintakehitys viimeisen vuoden ajalta.

Lähde: <http://www.pv-magazine.com/investors/module-price-index/#axzz4L4MrYPPZ>

Taulukon 1 mukaan aurinkopaneelien hinta vaihtelee valmistustekniikan ja laadun suhteen. Heinäkuussa 2016 laadukkaampien paneelien hinnat ovat kohonneet hieman ollen keskimäärin 0,68 EUR/W_p. Heikompilaatuisten paneelien hinnat ovat halventuneet edelliseen kuukauteen nähden ollen keskimäärin 0,34 EUR/W_p.

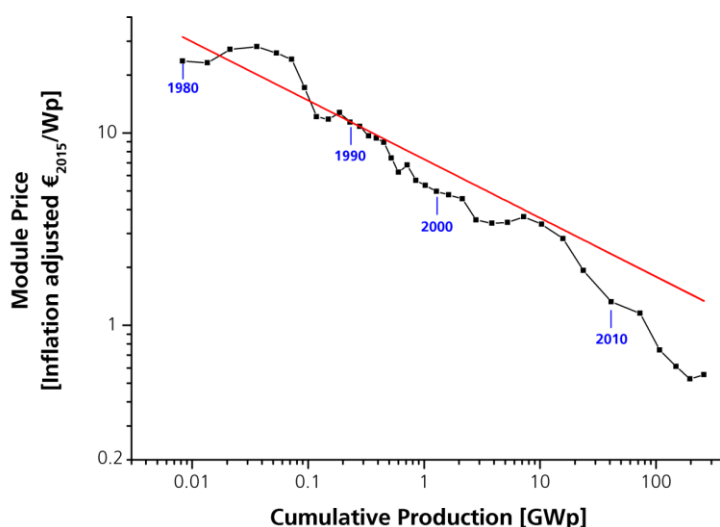
Heinäkuun 2016 markkinoiden valtavirtaa edustavia aurinkopaneelilaatuja on taulukon 3 mukaan myyty keskihintaan 0,5 EUR/W_p.

Module Class	Price (€/W _p)	Change comp. with previous month	Description
High Efficiency	0.68	+1.5%	Crystalline modules 275 Wp and above with PERC, HIT, n-type or back-contact cells, or combinations thereof
All Black	0.56	+1.8%	Module types with black back sheets, black frames and a rated power between 190 Wp and 270 Wp
Mainstream	0.50	-2.0%	Modules typically with 60 cells, standard aluminum frame, white backsheets and 245-270 Wp, represents the majority of the modules on the market
Low Cost	0.34	-5.6%	Low-output modules, factory seconds, insolvency goods, used modules (crystalline), products with limited or no warranty

Taulukko 1: Taulukon hinnat edustavat heinäkuun 2016 keskimääräisiä verollisia huipputehon hintoja (EUR/W_p) eri laatuluokan aurinkokennoista Euroopan spot-markkinoilla. Taulukosta näkyy myös hinnan muutos suhteessa edellisen kuukauden hintaan.

Lähde: <http://www.pv-magazine.com/investors/module-price-index/#ixzz4L5IWG2c6>

Kuva 32 esittää aurinkokennojen inflaatiokorjattua euromääräistä hintakehitystä suhteessa huipputehoon ja sitä on verrattu yhteenlaskettuun tuotantomäärien huipputehoon vuosina 1980 - 2015. Kun kumulatiivinen aurinkopaneelien tuotantomäärän huipputeho on kaksinkertaistunut 35 vuoden aikana moduulien hinta on laskenut noin 19 %. Paneelien laskevan hintakehityksen uskotaan jatkuvan suhteessa kertyneeseen huipputehon tuotantomäärään tulevinakin vuosina kuvassa esitetyn ”oppimiskäyrän” mukaisesti.



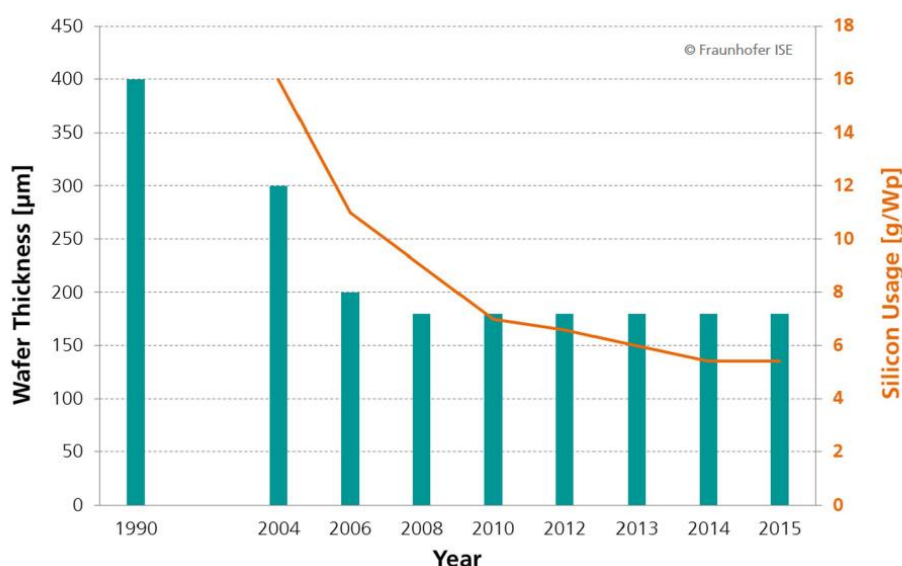
Kuva 32: Aurinkomoduulien inflaatiokorjattu hintakehitys (EUR₂₀₁₅/W_p) euroissa suhteessa kumulatiiviseen tuotettuun moduulien huipputehoo (GW_p)

Data: from 1980 to 2010 estimation from different sources : Strategies Unlimited, Navigant Consulting, EUPD, pvXchange; from 2011 to 2015: IHS. Graph: PSE AG 2016

Lähde: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

Aurinkopaneelien hintakehitykseen on vaikuttanut voimakkaan kansainvälisen kilpailun lisäksi vuosien varrella tapahtunut materiaalitekniikan ja tuotantoprosessien kehittyminen sekä suurten tuotantomäärien skaalaedut.

Eräänä mahdollistajana piikentöjen hinnan laskulle suhteessa tehon tuottoon on materiaali- ja valmistustekniikan kehitys ja hyötysuhteen parantuminen. Esimerkiksi piikerroksen paksuutta on pystytty kenoissa ohentamaan vuoden 1990 tasosta 400 µm vuoden 2015 tasoon noin 180 µm. Piin käyttö huippuwattia kohden on pienentynyt vastaavasti vuoden 2004 tasosta 16 g/W_p tasoon noin 5,5 g/W_p vuonna 2015.



Kuva 33: Piikennon paksuuden [µm] ja piin määrän [g/W_p] kehitys huippuwattia kohden vuosina 1990 – 2015.

Lähde: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

Aurinkosähköjärjestelmän hyötysuhteista

Aurinkosähköjärjestelmän kokonaishyötysuhde on riippuvainen monista tekijöistä.

Uusimmat laboratorio-olosuhteissa saavutetut eri tyyppisten aurinkosähkökennojen hyötysuhteiden tämänhetkiset ennätykset löytyvät liitteestä 3. Liitteessä on esitetty samalla erilaisten kennotekniikoiden hyötysuhteiden historiallista kehitystä vuosilta 1975 – 2016. Uusimpien kennoteknisten ratkaisujen hyötysuhteet eivät ole vielä käytettävissä normaaleissa kaupallisissa paneeleissa ainakaan kohtuulliseen hintaan. Liitteen tiedot antavat kuitenkin viitteitä, mille tasolle erilaisissa paneeleissa ollaan menossa.

Johdotuksen määrä ja laatu vaikuttavat järjestelmän hyötysuhteeseen ja toiminnallisuuteen. Jos johdotuksista tulee pitkiä ja johtojen poikkipinta-alat ovat liian pieniä suhteessa siirrettävään virtaan, kasvaa häviöt johtimissa heikentäen järjestelmän hyötysuhdetta. Huonolaatuiset johtimien liitokset heikentävät myös hyötysuhdetta.

Hyvät tuuliolosuhteet voimala-alueella vaikuttavat positiivisesti viilentämällä kennojen toimintalämpötilaan ja parantamalla siten sähköntuottoa. On suotavaa, että paneelit pystytään sijoittamaan siten, että tuuli ja ilmanvirtaukset pääsevät jäähdyttämään niitä riittävästi, ettei toimintalämpötila nouse korkeaksi.

Aurinkosähköjärjestelmän tuottoon vaikuttaa myös edellä mainittujen seikkojen lisäksi maantieteellinen paikka, säteilyn määrä sekä aurinkopaneelien hyötysuhteen lisäksi niiden suuntakulma ja puhtaanapito. Järjestelmän kokonaistuottoon vaikuttaa myös muiden osien, kuten invertterin ja mahdollisen akuston, hyötysuhde sekä mahdolliset varjostukset, joita paneeleille osuu.

Aurinkokennon tuottama teho vaihtelee olosuhteiden vaihdellessa. Aurinkoinvertterin ohjausalgoritmien hyvyys saavuttaa kulloinkin optimaalinen maksimitehopiste vaikuttaa järjestelmästä ulos saatavaan tehoon.

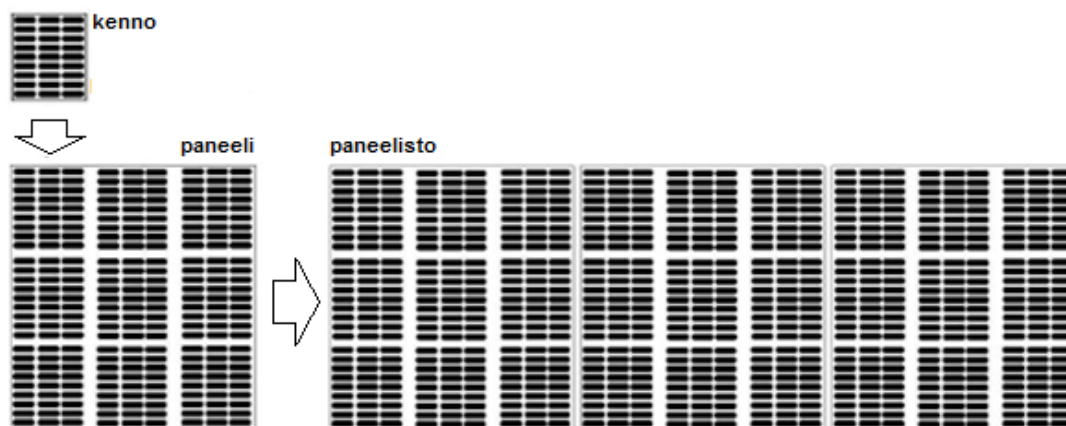
Aurinkopaneelien tekninen elinikä

Aurinkopaneelien tekninen elinikä voi nykyisin ylittää 30 vuotta, ja niille on saatavilla jopa 25 vuoden tehontuottotakuu. Tehontuottotakuun ehdot vaihtelevat eri valmistajilla. Tavallisesti takuulla varmistetaan, että paneelit tuottavat sähköä ensimmäisen 10 vuoden ajan vähintäänkin 90 % valmistajan ilmoittamasta nimellistehosta ja 25 vuoden ajan teholla, joka on vähintään 80 % valmistajan ilmoittamasta nimellistehosta. Aurinkosähköjärjestelmässä muiden komponenttien elinikä on tavallisesti noin puolet paneelien eliniästä. [50]

Aurinkopaneelien tuottoa arvioitaessa pitkällä tähtäimellä käytetään tuoton heikkenemisen arvioinnissa usein arvoa 0,5 %/vuosi.

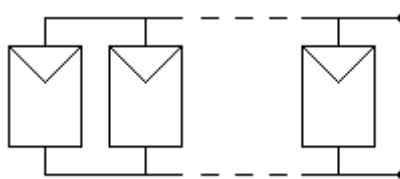
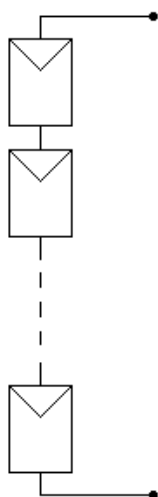
Aurinkokennojen kytkentätapoja

Aurinkosähköjärjestelmän keskeinen komponentti on aurinkokenno, joista saadaan rakennettua aurinkopaneeli. Aurinkopaneeleja yhdistämällä saadaan tuotantoyksikön kannalta toteutettua tarkoituksenmukainen aurinkopaneelisto.



Kuva 34: Aurinkokenno, -paneeli ja -paneelisto. Lähde: Niko Haiko: Aurinkoinverterin modifiointi opetuskäyttöön, Metropolia Ammattikorkeakoulu, insinöörityö, 3.1.2014
https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/69771/Haiko_Niko.pdf?sequence=1

Aurinkokennojen sarjaankytkennällä voidaan nostaa paneelin tuottamaa jännitetasoa ja vastaavasti kennojen rinnankytkennällä virtatasoa.



Kuva 35: Sarjaankytketyt aurinkokennot

Kuva 36: Rinnankytketyt aurinkokennot

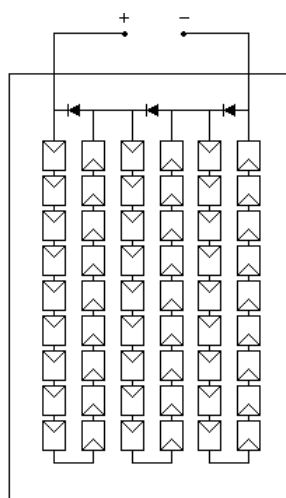
Lähde: <http://docplayer.fi/storage/27/9783297/1459856027/VZw6ggae5hrp7EWjFD0Acw/9783297.pdf> Anssi Mäki, Tampereen teknillinen yliopisto

Aurinkopaneeli sisältää tyypillisesti joukon rinnan- ja sarjaan kytkettyjä aurinkokennoja, jolloin saadaan aurinkopaneelille haluttu huipputeho virran ja jännitteen tulona. Aurinkopaneelit kootaan usein siten, että kaksi tai useampi rivi kennoja kytketään ensin sarjaan järjestelmän ulostulojännitteen nostamiseksi. Tämän jälkeen kennosarjojen rinnalle kytketään ohitusdiodit. Ohitusdiodi suojaa varjostunutta kennoa ylikuumentumiselta ja mahdollistaa

varjostamattomien rivien tehon tuoton. Aurinkopaneeli suojataan yleensä suojalasilla, jonka päällä on tavallisesti heijastusta estävä kerros. [44]

Tyypillinen sähköenergian tuotantoon tarkoitettu aurinkopaneeli koostuu 54 sarjaan kytketystä kennosta, sisältäen tyypillisesti kolme ohitusdiodia. Jokainen ohitusdiodi on kytketty vastarinnan 18 kennon kanssa. Ohitusdioidien tehtävänä on kennojen suojaaminen hot-spot heating –ilmiötä vastaan. Jos kennoista yksi varjostuu, varjostuneen kennon yli vaikuttaa negatiivinen jännite ja se alkaa kuluttamaan muiden kennojen tuottamaa tehoa. Pahan tilanne on paneelin oikosulku, jossa 53 kennon tuottama teho kuluu kokonaisuudessaan yhdessä kennossa. Jos kulutettu teho on liian suuri, kenno tuhoutuu.

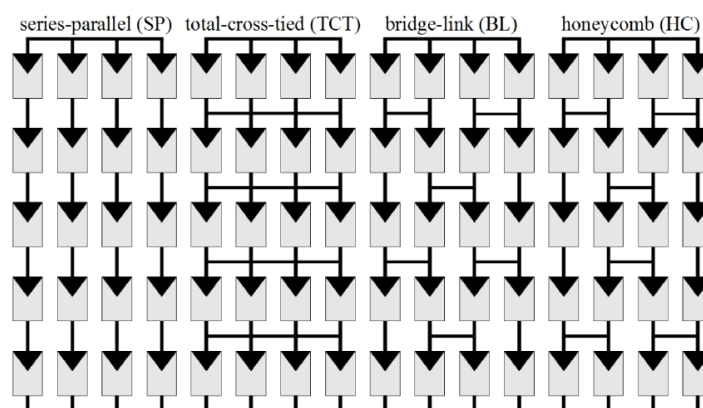
<http://www.pveducation.org/pvcdrom/modules/hot-spot-heating>



Kuva 37: Sähköenergian tuotantoon tyypillisesti käytetyn aurinkopaneelin rakenne

Lähde: <http://docplayer.fi/storage/27/9783297/1459856027/VZw6ggae5hrp7EWjFD0Acw/9783297.pdf> Anssi Mäki, Tampereen teknillinen yliopisto

Aurinkokennoja voidaan kytkeä paneeleiksi ja paneelit aurinkopaneelistoksi monilla eri tavoilla. Eri kytkentätavoilla saadaan kuhunkin käyttökohteeseen tarvittavat ominaisuudet.

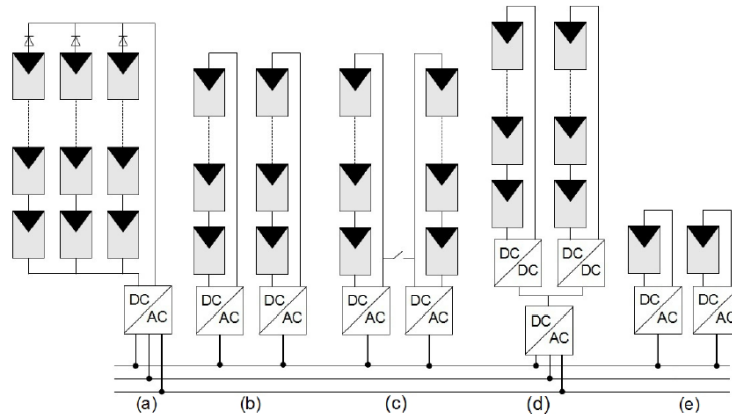


Kuva 38: Aurinkokennojen erilaisia kytkentätapoja.

Lähde: <https://dSPACE.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21437/Lappalainen.pdf?sequence=1> Kari Lappalaisen diplomityö

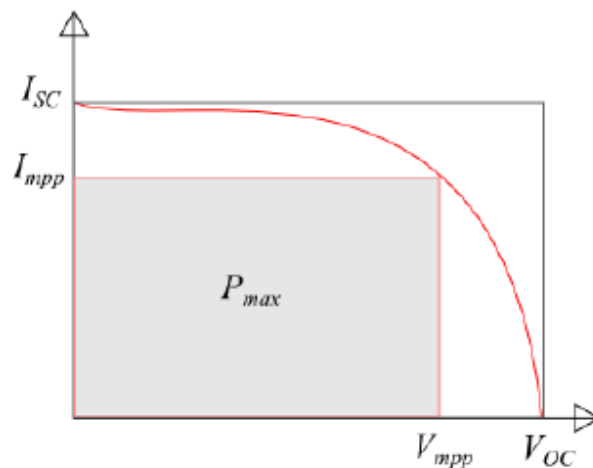
Aurinkovoimalan paneeliston verkkokytkentä voidaan toteuttaa myös usealla eri tavalla. Kytkentätavat riippuvat esimerkiksi siitä, että halutaanko aurinkosähköä tuottaa 1- tai 3-vaiheisesti sähköverkkoon. Sähköverkkoon kytkentätapaan vaikuttaa esimerkiksi paneelis-

tosta syötettävän tehon määrä. Pienitehoiset aurinkopaneelijärjestelmät voidaan kytkeä vain yhteen sähköverkon vaiheeseen esim. mökkisovelluksissa. Suurempitehoiset paneelijärjestelmät kytetään tyypillisesti 3-vaiheisesti sähköverkkoon. Kuvassa 39 on esitetty aurinkopaneeliston erilaisia kytkentymistapoja sähköverkkoon.



Kuva 39: Aurinkovoimalan erilaisia sähköverkkoon liittymistapoja: centralized inverter (a), string inverters (b), team concept (c), multi-string inverter (d) ja AC-modules (e). Lähde: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21437/Lappalainen.pdf?sequence=1> Kari Lappalaisen diplomityö

Aurinkokennojen toimintaa voidaan kuvata sen tuottaman virran ja jännitteen avulla. SRC (*standard reporting conditions*) olosuhteissa tehdyillä mittauksilla tai siihen muunnetuilla mittaustuloksilla saadaan aikaan virta-jännite (I-V) käyrä. Tältä käyrältä nähdään kennolle tai paneelille ominaisia toiminta-arvoja kuten oikosulkuvirta I_{sc} , avoimen piirin jännite V_{oc} , maksimiteho P_{max} ja maksimitehon virta I_{mpp} sekä maksimitehon jännite V_{mpp} . Maksimitehopisteessä MPP virran ja jännitteen tulo on suurin. I-V-käyrä eli virta-jännite käyrä on havainnollistettu alla olevassa kuvassa.

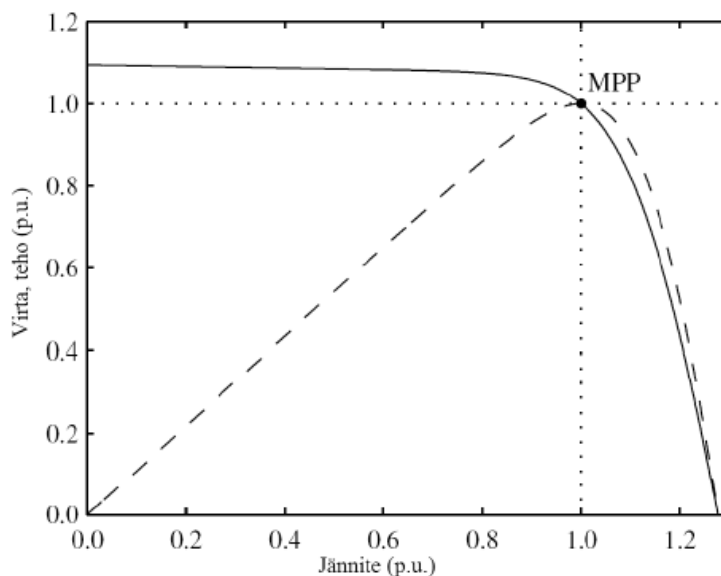


Kuva 40: Aurinkopaneelin virta-jännite käyrä ja maksimitehopiste.

Lähde: Joona Kauranen Valosähköisten aurinkopaneelien hyötysuhteet, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 1.12.2012 http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/86886/Kandi_Joona_Kauranen.pdf?sequence=1

Aurinkopaneelin ominaiskäyrä ilmoittaa, millä virran ja jännitteen arvoilla se voi toimia. Oikosulkutilanteessa resistanssin ollessa nolla saavutetaan suurin paneelin tuottama enimmäisvirta eli oikosulkuvirta I_{sc} . Tyhjäkäyntitilanteessa, aurinkokennon napojen välissä olevan resistanssin ollessa ääretön, saavutetaan kennon maksimijännite eli tyhjäkäyntijännite V_{oc} . Hyvin tärkeä piste ominaiskäyrällä on maksimitehopiste MPP tai toimintapiste. Sillä tarkoitetaan niitä virran ja jännitteen arvoja, joilla saavutetaan suurin ulostuloteho kullois-

sakin käyttöolosuhteissa. Käytännössä tätä pistettä on vaikea saavuttaa, koska säteilyolosuhteet voivat vaihdella nopeasti.

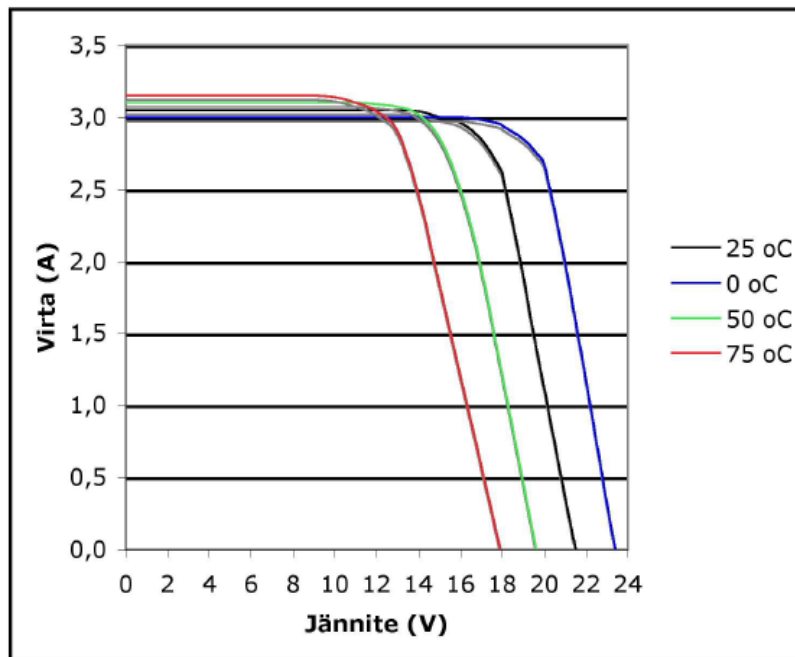


Kuva 41: Kennon hetkellinen virta ja teho jännitteen funktiona sekä maksimitehopiste (MPP). [44]

Aurinkokennon tuottama teho vaihtelee olosuhteiden vaihdellessa. Paneelista kunakin hetkenä saatava suurin mahdollinen teho P_{MPP} saadaan paneelin maksimitehopisteestä. Aurinkokenno ei toimi automaattisesti maksimitehopisteessään, joten optimaalinen toiminta edellyttää ohjausjärjestelmän käyttöä, joka on yleensä invertteriin integroituna. Maksimitehopisteen lisäksi kennon toiminnan kannalta tärkeitä toimintapisteitä ovat tyhjäkäynti ja oikosulku. Tyhjäkäyntijännitteen ja oikosulkuvirran suuruus muuttuvat myös olosuhteiden muuttuessa.

Lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin tehon tuottoon

Aurinkokennon tuottoon vaikuttaa käyttötilanteen lämpötila. Lämpötilan noustessa kennon tuottama jännite laskee ja vastaavasti virta kasvaa. Jännitteen lasku on kuitenkin suurempaa kuin virran kasvu ja näin ollen kennon tuottama teho pienenee. Aurinkopaneelien tuotetiedoissa valmistajat ilmoittavat kennojen lämpökertoimen, joiden avulla voi arvioida paneelin toimintaa lämpötilan poiketessa standardiolosuhteista. Tämä tarkoittaa käytännössä hyötysuhteen muutosta. Maksimitehon lämpötilakerroin on piipohjaisilla kennoilla luokkaa $-0,3 - -0,5 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ ja ohutkalvokennoilla tätä pienempi. Ohutkalvokennoja käytetään usein lämpimissä käyttöympäristöissä, sillä niiden hyötysuhde laskee vähemmän kuin piikennoilla. Viileissä alle $25 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ käyttöympäristöissä piipohjaisten paneelien hyötysuhde kasvaa jyrkemmin kuin ohutkalvojen.



Kuva 42: Lämpötilan vaikutus paneelin ominaiskäyrään ja siten myös tehon tuottoon.

Paneelien suorituskyky ilmoitetaan tyypillisesti 25 °C asteen lämpötilassa. Kennomateriaaleille on tyypillistä, että tehon tuotto heikkenee, jos kennojen toimintalämpötila kohoaa yli 25 °C asteen. Toimintalämpötilan pitäminen alle edellä mainitun lämpötilan parantaa paneelin tehon tuottoa. Kennoston jäähdytyksen kannalta paneelien on hyvä olla riittävän ilmastisesti asennettuna, että tuuli tai muu jäähdyttävä virtaus kykenee jäähdyttämään kennoa. Suomen olosuhteissa ilman lämpötila on usein alle 25 °C mikä helpottaa tätä ongelmaa ja siten osaltaan kompensoi eteläisempien maiden suurempaa auringon säteily määrän aiheuttamaa sähköntuottoa. Paneelin virta kasvaa hieman, kun lämpötila nousee. Lämpötila lisää termisten varausten kuljettajien määrää paneelissa. Tämä vaikutus on kuitenkin hyvin pieni, noin +0,065 %/°C. Paneelin tyhjäkäyntijännite putoaa huomattavasti voimakkaammin lämpötilan noustessa. Piikidekennojen jännitteen lasku on yleensä noin -0,5 %/°C siirryttäessä 25 °C asteen toimintalämpötilan yläpuolelle ja parhaimmillakin kennoilla jännitteen alenema on noin -0,35 %/°C.

Standardiolosuhteissa mitatut arvot eivät ole realistisia, sillä paneelit toimivat käytännössä harvoin esitteiden SRC (*standard reporting conditions*) standardilämpötilassa 25 °C. Paneelin lämpötila ei pysy 25 °C:ssa ilman ulkoista jäähdytystä. Ilman standardiolosuhteissa tehtyjä mittauksia olisi paneelien vertailu kuitenkin mahdotonta. Toiminnassa paneeli on aina ympäristöä lämpimämpi, ellei sitä erikseen jäähdytetä tai tuuleteta. Aurinkoisena päivänä voi paneelin kennojen lämpötila nousta useisiin kymmeniin asteisiin. Suomessa ympäröivän ilmassa lämpötila ei ole kuitenkaan kovin usein kesälläkään yli 25 °C.

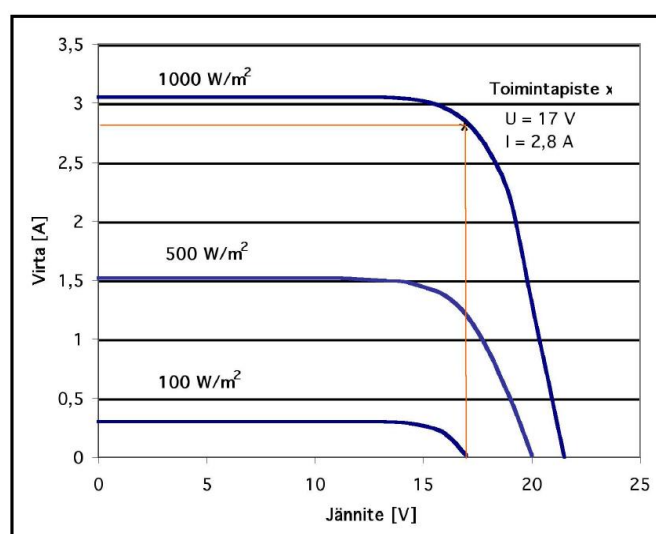
Paneelin suoritusarvot ilmoitetaan usein myös normaaliolosuhteissa NOC (engl. Normal Operating Conditions). Normaaliolosuhteissa säteilyintensiteetti on 800 W/m², ilman lämpötila 20 °C ja tuulen nopeus 1 m/s. Normaaliolosuhteissa tehdyissä mittauksissa paneeli on 45° kallistuskulmassa ja paneelin tausta on avoin tuulelle, jolloin paneelin lämpötila on yleensä 42 - 48 °C. Aurinkopaneelien kattoasennuksissa paneelin lämpötilaan vaikuttavat kattomateriaali, ilmatila paneelin takana, tukirakenteet, paneelin kallistuskulma ja tuulen

jäähdyttävä vaikutus. Jotkut valmistajat ilmoittavat myös paneelin lämpötila-arvot. Maksimitehon lämpötilakerroin kuvaa, kuinka paljon maksimiteho tippuu paneelin lämpötilan kasvaessa asteella. Tyypillinen paneelin maksimitehon lämpötilakerroin on noin $-0,4 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. [44]

Suomessa paneelin tuotto voi olla yllättävän hyvä ja jopa ylittää valmistajan antamat arvot keväällä ja syksyllä viileällä, pilvettömällä ja aurinkoisella säällä. Riski mahdollisesta hetkellisestä energiantuoton ylityksestä valmistajan antamiin ohjearvoihin on hyvä huomioida kokonaisuutta mitoitettaessa.

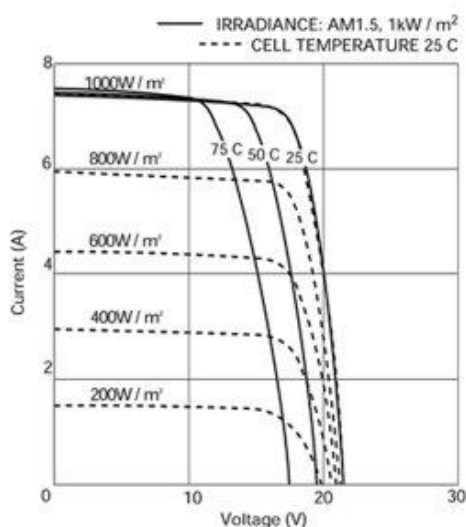
Säteily määrän vaikutus aurinkopaneelin tehon tuottoon

Aurinkopaneelien tehon tuottoon vaikuttaa paneeliin osuvan säteilyn intensiteetti.



Kuva 43: Säteilyn voimakkuuden muutoksen vaikutus aurinkopaneelin tuottamaan virtaan ja jännitteeseen. Lähde: <http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>

Säteilyintensiteetin muutos vaikuttaa erityisesti aurinkopaneelin kykyyn tuottaa virtaa. Säteilyn intensiteetin puolittuminen puolittaa myös paneelin tuottaman virran. Intensiteetin puolittuminen ei vaikuta paneelin jännitteeseen yhtä paljon. Maksimitehopiste muuttuu säteilyintensiteetin muuttuessa ja siten myöskin järjestelmän tuottama teho.

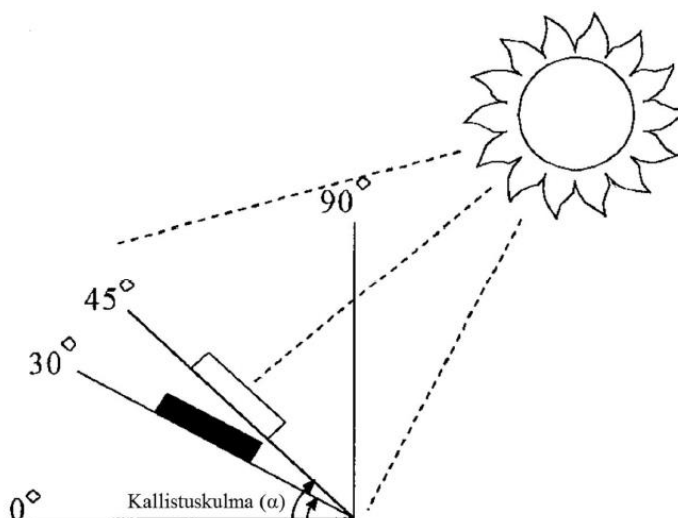


Kuva 44: Säteilysintensiteetin ja lämpötilan vaikutus aurinkopaneelin toimintapisteeseen ja tehon tuottoon. Lähde: <http://www.wholesalesolar.com/solar-information/solar-panel-efficiency>

Paneeliin osuvan säteilyn määrään ja toimintalämpötilaan vaikuttaa olennaisesti paneelin sijainti ja käyttöympäristö. Aurinkokennovoimalan tehon tuotannon kannalta otollisin sää on kirkas ja kylmä. Aurinkopaneelien valmistusmateriaalista riippuu, miten niiden toiminta muuttuu eri käyttölämpötiloissa. Valmistaja ilmoittaa tuote-esityksessään näitä tietoja kullekin paneelityypille.

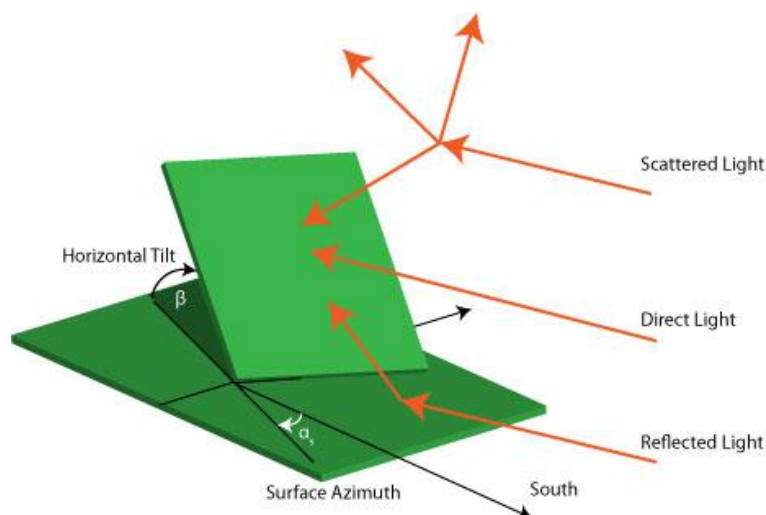
Suuntauksen vaikutus

Aurinkokennojen optimaalisella suuntauksella aurinkoon nähden on vaikutusta aurinkojärjestelmästä saatavaan sähkötehoon. Aurinkokennojen tulisi olla aurinkoon nähden vähintäänkin sellaisessa kulmassa, ettei valon kokonaisheijastumista pääse tapahtumaan. Aurinkoa seuraavissa järjestelmissä on mahdollista kohdistaa kennot auringon vuotuisen kierron mukaan sekä myös päivittäisen kierron mukaan.



Kuva 45: Aurinkopaneelin kallistuskulma. Lähde: [17, Vampoulas Spiridon]

Aurinkopaneelien kallistuskulma (*tilt angle*) β riippuu aurinkovoimalan sijoituspaikan maantieteellisestä leveysasteesta. Vaasan leveysasteella (noin 63°) optimaalinen vuosituotto aurinkopaneelilla saadaan suuntaamalla se etelän suuntaan varjostamattomaan paikkaan kiinteään noin 44° kulmaan. Kuukausittainen optimikulma Vaasan leveysasteella vaihtelee joulutammikuun noin 84° kulmasta kesäkuun 24° kulmaan. Tarkempi kuukausittaisen optimikulman tieto Vaasan leveysasteelle löytyy liitteestä 11. Optimaalista kallistuskulmaa voidaan tavoitella joko automaattisilla tai muilla ratkaisuilla, jos käytettävissä on siihen soveltuva aurinkoseuraajalaitteisto (*tracker*). Laitteisto voi seurata auringon optimaalisen aseman muutosta aurinkopaneeliin yhdessä tai kahdessa ulottuvuudessa. Auringon vuosittaista kiertoa voi seurata etelä-pohjoissuuntaisesti ja aamu-ilta päivänkiertoa itä-länsisuuntaisesti. Tarkemmalla kallistuskulman optimoinnilla saavutetaan parempi vuosittainen energian tuotto, mutta investointikustannukset kasvavat ja järjestelmän toiminnallisuus tulee monimutkaisemmaksi. Järjestelmän toiminnan vikaantumisriski kasvaa erityisesti kylmään aikaan kääntymismekanismien mahdollisen jäätyneen vuoksi.

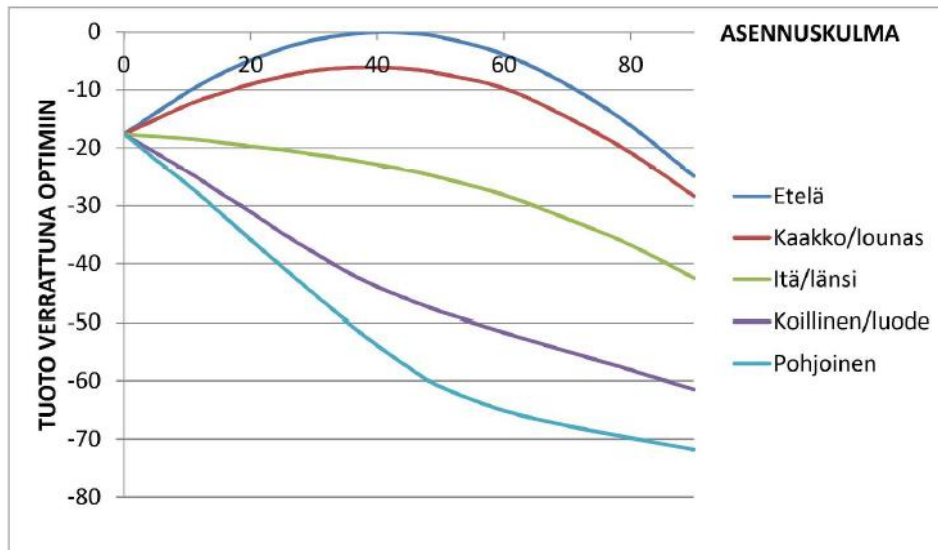


Kuva 46: Aurinkokennoon saapuvan säteilyn eri tapoja.

Lähde: <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/tiltedsurface.php>

Auringon säteily aurinkopaneeliin voi tulla suorana tai hajasäteilynä sironnan ja heijastuksen kautta.

Pilvisenä päivänä jopa 80 %–100 % valosta voi olla hajasäteilyä ja kirkkaana kesäpäivänä vaakasuoralle pinnalle saapuvasta valosta noin 20 %–30 % on hajasäteilyä. Puolipilvisellä ilmalla 70 % Auringon maahan saapuvasta säteilystä on hajasäteilyä. Ilmakehässä sironnut säteily saapuu osin hajasäteilynä Maahan. Kirkkaalla ilmalla hajasäteily on noin 30 %, puolipilvisellä 70 % ja pilvisellä 100 %.



Kuva 47: Aurinkopaneelin asennuskulman ja suunnan vaikutus optimituottoon Helsingissä.

Lähde: Asko Rasinkoski, Soleras, Aurinkosähkö rakennuksissa – kannattavuus ennen ja nyt, Finnbuild/ATY 2014

http://aurinkoteknillinenyhdistys.fi/liite/ATY5_2014.pdf

Aurinkoseuraaja

Aurinkoseuraajien (*tracker*) käyttö järjestelmässä parantaa aurinkosähkön energian tuottoa. Seuraaja voi olla ns. yksiakselinen tai kaksiakselinen. Aurinkoseuraajat voivat olla yksinkertaisia manuaalisesti käännettäviä ratkaisuja tai automatiikalla, antureilla ja sähkömoottoreilla varustettuja laitteita, jotka optimoivat paneelien sähköenergian tuottoa säteilyyn nähden jatkuvasti. Optimaalinen aurinkosähköpaneelien tuotantokulma vaihtelee Aurinkon vuodenvaihtelun ja päiväkierron mukaan.



Kuva 48: Esimerkkejä yksiakselisista aurinkoseuraajista. Lähde: ABB

Kaksiakselisilla aurinkoseuraajilla saadaan sähkön tuottoa parannettua, mutta mekaniikan tullen monimutkaisemmaksi myös hankintakustannus ja ylläpito kallistuvat.



Kuva 49: Esimerkki kaksiakselisestä aurinkoseuraajasta. Lähde: ABB

Käytännön aurinkojärjestelmäsovelluksissa on nykyisin usein jätetty aurinkoseuraajat hyödyntämättä ja järjestelmä on toteutettu kiinteällä paikallisella optimikulmalla lisäämällä aurinkopaneelien pinta-alaa niillä kustannuksilla, jotka olisivat menneet aurinkoseuraajiin.

Aurinkovoimalan sijoituspaikka

Aurinkovoimalan sijoituspaikan valinnassa on tärkeää sähkön tuoton kannalta varjostuksista vapaa etelän suuntainen tila auringon paisteelle ilman, että voimalan tehon tuotto vähennee maastollisten, rakenteellisten tai kasviston aiheuttamien varjostusten vuoksi. Paneelien sähkön tuoton kannalta paneelit kannattaa sijoittaa maantieteellisen paikan määrittämään optimikulmaan. Aurinkokennojen optimaalisen tehontuoton kannalta tuulten aiheuttama kennojen jäähtyminen on toivottavaa, sillä aurinkokennon sähkötehon tuotto paranee kennojen toimintalämpötilan pysyessä mahdollisimman matalana. Jos isossa voimalassa aurinkokennot ovat kääntyviä tulee tilasuunnittelussa huomioida niiden eri asentojen aiheuttama mahdollinen varjostus toisiin aurinkokennoihin. Varjostuksen minimointi vaatii runsaasti tilaa toteutettaessa isoa aurinkovoimalaa tasaiselle pinnalle. Tilan tarve korostuu tasaisella pinnalla erityisesti, jos myös talviaikaan halutaan mahdollisimman isoa sähkön tuottoa aurinkovoimalasta. Jos paneelien telineistö on kääntyvä, niin talvella aurinkopaneelien tehon tuoton optimikulma on iso eli paneelit ovat hyvin pystyssä. Tällainen tilanne aiheuttaa takana oleviin paneeleihin varjostusta. Kuukausittaiset optimikulmat muutamalla paikkakunnalla eri leveysasteilla on esitetty taulukossa 2. Jos käytettävissä on sopiva rinne, niin aurinkovoimala voidaan toteuttaa pienemmälle pinta-alalle ja samalla välttää tai ainakin vähentää kennojärjestöjen keskinäistä varjostusta.

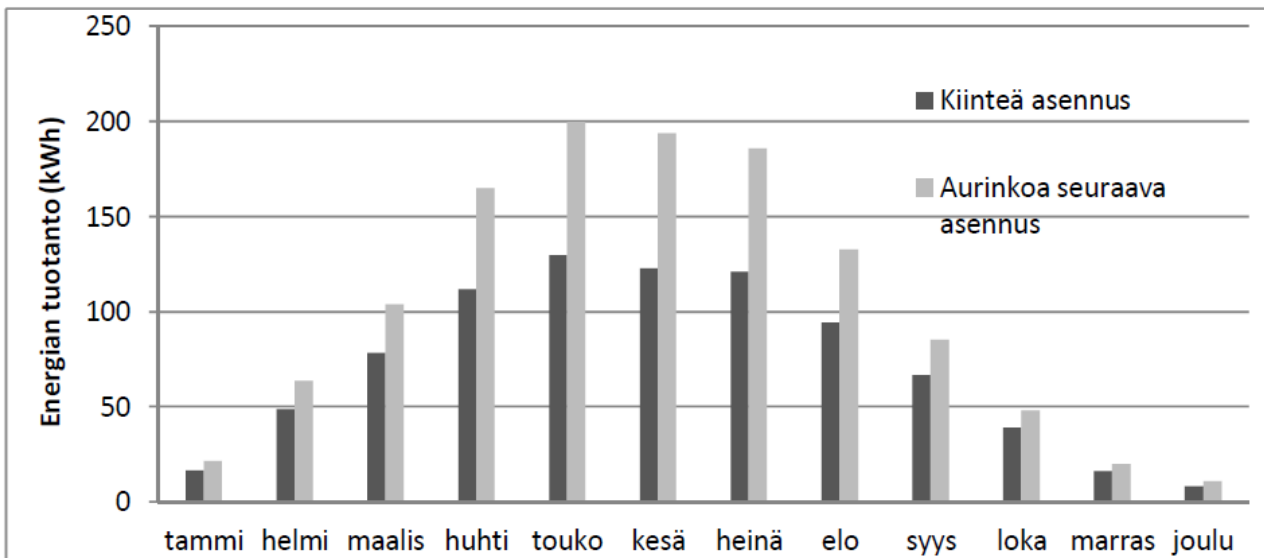
Isojen laitosten aurinkopaneelientien suunnittelussa on hyvä huomioida kaapelien määrällinen minimointi, sillä ne muodostavat huomattavan kustannuserän. Varjostusten minimoisissa kannattaa pyrkiä huomioimaan myös alueella vallitsevat pilvien liikesuunnat suhteessa paneelien suuntauksiin.

Kuukausittaiset auringon säteilyn optimikulmat ja sähkön tuotto					
Lähde: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#					
	Oulu (N 64, E 25)	Vaasa (N 63, E 21)	Seinäjoki (N 62, E 22)	Tampere (N 61, E 23)	Helsinki (N 60, E 24)
Tammikuu	85	83	81	78	75
Helmikuu	77	75	75	73	71
Maaliskuu	64	61	61	59	58
Huhtikuu	48	46	46	44	43
Toukokuu	33	32	32	30	29
Kesäkuu	26	24	24	22	21
Heinäkuu	29	27	27	25	25
Elokuu	38	37	36	35	35
Syyskuu	54	53	52	51	50
Lokakuu	69	67	66	64	63
Marraskuu	81	78	77	73	70
Joulukuu	88	84	83	80	76
Vuosioptimikulma	46	45	44	42	41
K.a vuosituotto (kWh/kWp) kiinteä o.kulma	833	855	853	843	872

Taulukko 2: Aurinkopaneelin optimaalisen kuukausittaisen kallistuskulman vaihtelu vuoden aikana Suomessa eri paikkakunnilla sekä kiinteä vuosioptimikulma ja keskimääräinen sähkön tuotto kiinteällä vuosioptimikulmalla 1 kWp piipaneelilla (järjestelmän häviöt eli kaapelit, invertteri ym. 14 %).

Maantieteellisesti aurinkovoimalan tuotto ja optimikulmat vaihtelevat hieman sijaintipaikan mukaan. Taulukon 2 mukaan Oulun ja Helsingin välinen teoreettinen piipohjaisen aurinkopaneelin sähkön vuosituoton keskiarvo poikkeaa 39 kWh/kWp eli ero on alle 5 %.

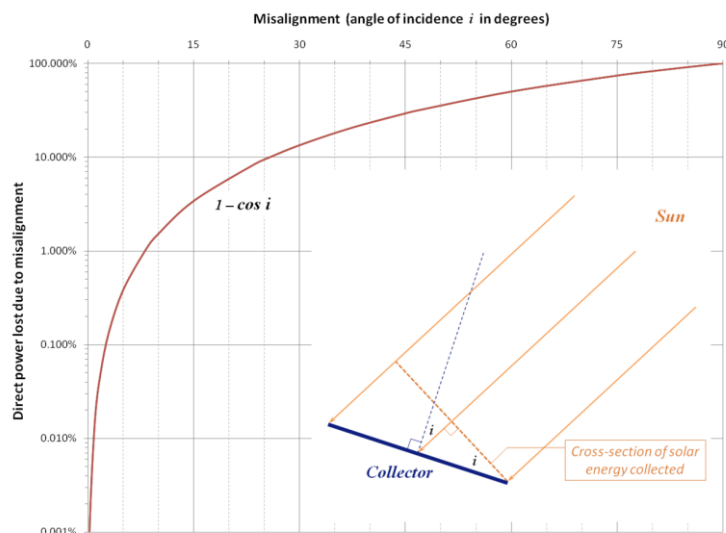
Suomessa optimaalisen kallistuskulman vaihtelu vuoden eri kuukausina on merkittävä.



Kuva 50: PVGIS-ohjelmalla arvioitu energiantuotanto 1 kWp -järjestelmällä kiinteästi optimaaliseen kulmaan asennetussa järjestelmässä ja järjestelmässä, jossa seurataan jatkuvasti aurinkoa.

Lähde: Tampereen teknillinen yliopisto Sähkötekniikan koulutusohjelma **Vampoulas Spiridon** : Aurinkopaneelitekniikan soveltuvuus- ja taloudellisuustarkastelu teollisessa sovelluksessa, Diplomityö, Marraskuu 2014

Yllä olevasta kuvasta näkyy selkeästi aurinkokennojen aktiivisen suuntauksen energian tuotantoa lisäävä vaikutus verrattuna kiinteään asennukseen. Kokonaiskustannusten kannalta aurinkovoimalat ovat kuitenkin pääsääntöisesti toteutettu ilman aurinkoseuraaajia (*tracker*).

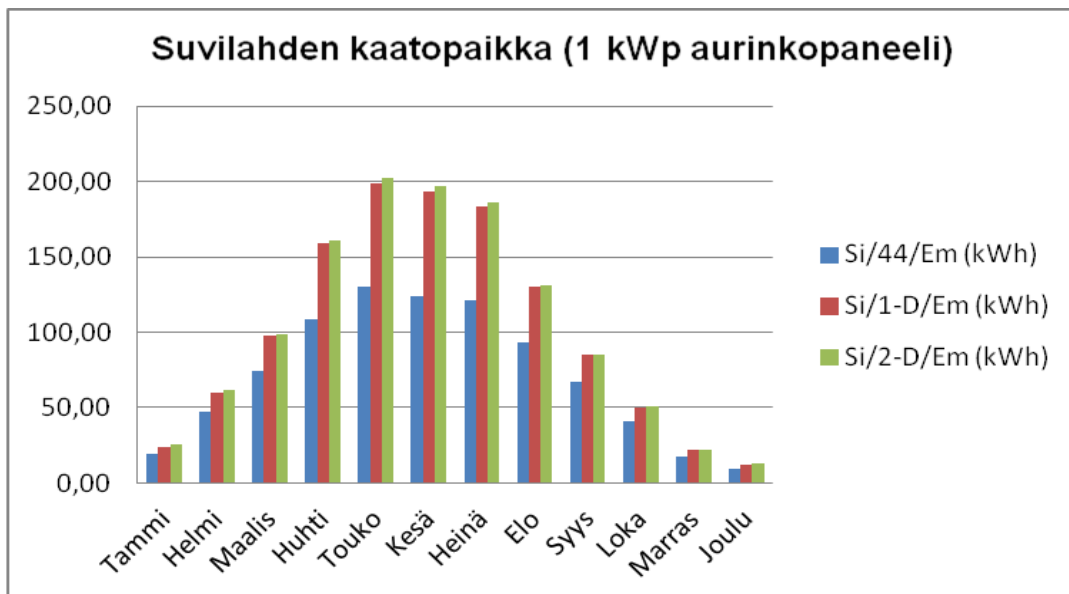


Kuva 51: Aurinkopaneelin suuntauksen vaikutus optimaaliseen tehon tuottoon. Huomaa y-akselin logaritminen asteikko. Lähde: https://en.wikipedia.org/wiki/Solar_tracker

Paneeli saa suurimman säteilytehon auringosta silloin, kun paneelin normaalin ja säteilyn välinen kulma on nolla. Säteilyn tulokulman muuttuessa myös säteilyn teho muuttuu. Paneelit on suunnattava niin, että se saavat mahdollisimman pitkän ajan päivästä auringon säteilyä. Varjostukset vaikuttavat aurinkopaneelien tuotantoon, sillä varjot estävät auringon säteilyn kulkeutumista paneelille. Jopa osittainen varjostus paneelilla vaikuttaa voimakkaasti paneelista saatavaan sähkön tuottoon.

Aurinkopaneelin suunta- ja kallistuskulmalla on mahdollista vaikuttaa aurinkopaneelista saatavaan sähkön vuosituottoon ja siihen, miten sähköntuotanto jakautuu päivän sisällä eri tunneille ja eri kuukausien välillä. Etelään suunnatuilla aurinkopaneeleilla saadaan suurin vuosituotto, jolloin päivän huipputuotto ajoittuu keskipäivälle. Paneelin suuntauksen ollessa itään päin, paneelin huipputuotto ajoittuu aamupäivälle, kun taas länteen suunnatuilla paneeleilla huipputuotto ajoittuu iltapäivälle. Jos paneeli on asennettu jyrkästi itään päin, putoaa iltapäivän tuotanto huomattavasti. Edellä mainittujen ilmansuuntien lisäksi hyviä paneelien suuntausvaihtoehtoja ovat kaakko ja lounas. [18]

Aurinkopaneelien ihanteellinen kiinteä suuntaus Pohjanmaan alueella on kallistuskulmalla 44° , jolloin paneeli on suunnattu suoraan etelään. Suuntauksen pienet vaihtelut eivät kuitenkaan vaikuta oleellisesti paneelin sähköntuotantoon. Muita tuotantoon vaikuttavia tekijöitä ovat mm. aurinkopaneelin toimintalämpötila ja säteilyintensiteetti.



Kuva 52: Suvilahden kaatopaikan 1 kW_p aurinkopaneelin tuottama kuukausittainen teho eri jalustamekanismeilla.

Kuvan 52 sininen (Si/44/Em) pylväs kuvaa Vaasan Suvilahden kaatopaikalle kiinteään 44° kulmaan etelän suuntaan asennetun nimellishuipputeholtaan 1 kW_p:n piipohjaisen aurinkopaneelin tuottamaa tehoa vuoden eri kuukausina. Punaisella värillä (Si/1-D/Em) kuvassa on esitetty vastaavan paneelin tuottama teho, kun paneeli seuraa yhdessä suunnassa optimaalisesti auringon vuodenkiertoa. Vihreä väri (Si/2-D/Em) kertoo kuukausittaisen tehon tuoton, kun paneeli seuraa aurinkoa kahdessa ulottuvuudessa eli päivittäistä ja vuosittaista auringon kiertoa kyseisellä paikalla.

Alla olevassa taulukossa on Suvilahden kaatopaikalla laskennallisesti 1 kW_p huipputehoisella aurinkopaneelilla saavutettu kuukausittainen sähköteho erilaisilla paneelin asennusratkaisuilla.

Suvilahden kaatopaikan aurinkovoimala (1 kWp piipaneeli)

(sähkön tuotto keskimäärin kuukaudessa)

	Si/44/Em (kWh)	Si/1-D/Em (kWh)	Tehon ero 1	Si/2-D/Em (kWh)	Tehon ero 2
Tammi	19,20	24,10	25,52 %	25,70	33,85 %
Helmi	47,30	60,10	27,06 %	61,90	30,87 %
Maalis	74,60	98,10	31,50 %	98,80	32,44 %
Huhti	109,00	159,00	45,87 %	161,00	47,71 %
Touko	130,00	199,00	53,08 %	202,00	55,38 %
Kesä	124,00	193,00	55,65 %	197,00	58,87 %
Heinä	121,00	183,00	51,24 %	186,00	53,72 %
Elo	93,60	130,00	38,89 %	131,00	39,96 %
Syys	66,70	85,40	28,04 %	85,50	28,19 %
Loka	40,80	50,20	23,04 %	50,50	23,77 %
Marras	17,80	21,60	21,35 %	22,30	25,28 %
Joulu	9,40	11,70	24,47 %	12,60	34,04 %
Keskiarvo/kk	71,12	101,27	42,40 %	102,86	44,63 %
Summa	853,40	1215,20		1234,30	

Taulukko 3: Vaasan Suvilahden kaatopaikan kuukausittainen 1 kWp:n piiaurinkopaneelin sähkön tuotto eri auringon säteilyn seurantaratkaisuilla sekä niiden tehon tuoton erot.

Yllä olevassa taulukossa on kuvattu kuukausittainen aurinkovoimalan tehon tuotto 1 kW_p piipaneelilla kiinteällä 44° optimikulmalla (Si/44), vuodenvierroon mukaan säädettävällä kulmalla (Si/1-D) ja päivänkierron ja vuodenvierroon mukaan säädettävällä (Si/2-D) aurinkopaneelien telineistöllä. Taulukon tehon ero 1 kuvaa prosentuaalisesti kiinteän kulman ja yhdessä dimensiossa vuodenvierroa seuraavan aurinkopaneelijärjestelmän tehon tuottoeroa. Tämän laskelman mukaan yhdessä suunnassa kääntyvä järjestelmä tuottaisi keskimäärin noin 42,4 % enemmän tehoa vuoden aikana verrattuna kiinteään optimikulmaan tehtyyn asennukseen. Tehon ero 2 sarake esittää kahteen suuntaan optimaalisesti kääntyvän paneelin tuottaman lisätehon olevan keskimäärin 44,6 % enemmän kiinteään optimikulmaan nähden. Tämän mukaan teknisesti monimutkaisempi kaksisuuntainen paneelien kääntyminen ei juurikaan lisää järjestelmän tehontuottoa yhdensuuntaiseen auringon seuraamiseen nähden.

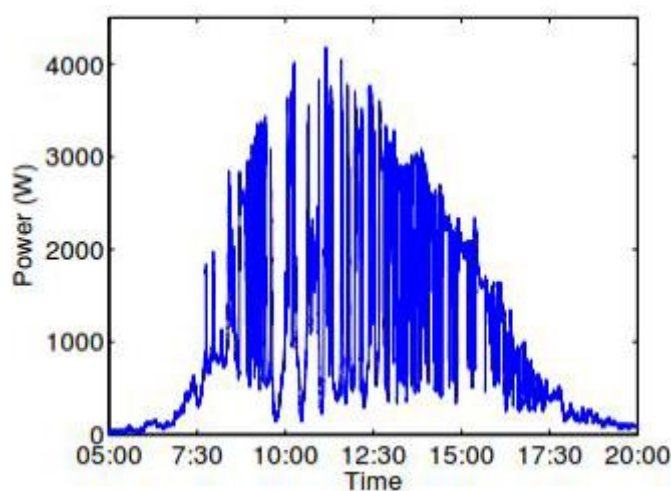
Aurinkosähköjärjestelmän tuotto keskittyy hyvin voimakkaasti keskelle kesää. Marras-, joul-, tammi- ja helmikuun yhteinen sähköntuotto näiden neljän kuukauden ajalta on vain noin 10 % vuosituotosta.



Kuva 53: Aurinkopaneelit asennettuna tasakatolle pystytelineisiin. Kuva: Finnwind Oy.

Varjostus

Varjostus heikentää aurinkokennon sähkötehon tuottoa merkittävästi. Aurinkovoimalalle voi hetkellistä tai pysyvää varjostusta tuottaa esimerkiksi pilvet, fyysiset esteet kuten puut, ilman epäpuhtaudet ja paneelien pinnalle kertynyt pöly, lika tai lumi. Isoissa monirivisissä paneelikentissä myös toiset paneelit voivat aiheuttaa varjostuksia, ellei sitä ole huomioitu tilan käytössä jo suunnitteluvaiheessa.



Kuva 54: Aurinkoisen päivän aurinkopaneelien tehon tuotannon heilahtelut pilvien aiheuttamien varjostusten vuoksi. Lähde:

http://vaasanseutu.fi/app/uploads/sites/7/2016/03/WS_8_Seppo_Valkealahti.pdf Seppo Valkealahti, TUT

Aurinkopaneelin sähkötehon tuotto heilahtelee päivän aikana. Tampereella tehdyn tutkimuksen mukaan muutoksia tapahtuu keskimäärin 20 kertaa päivässä tehon vaihdeltaessa 20%:sta 100%:n kirkkaan taivaan tehoon nähden.

Aurinkokennovoimalan eli aurinkosähkögeneraattorin paikan suunnittelussa on hyvä huomioida monien muiden seikkojen lisäksi vallitsevat ilmavirtaukset ja miten ne kuljettavat pilviä. Pilvien liikkuminen, liikesuunta, muoto ja rakenne vaikuttavat voimalan varjostuksiin ja niihin liittyviin tehontuotantohäviöihin. Osittaisvarjostukset aiheuttavat yhteensopimattomuushäviötä, jolla tarkoitetaan voimalan kennojen yhteenlasketun saatavilla olevan maksimitehon ja voimalasta todellisuudessa saatavan maksimitehon välistä erotusta. Yhteensopimattomuushäviöihin voidaan vaikuttaa voimalan sähköisellä ja fyysisellä kytkentätopologialla sekä vaihtosuuntaajien suunnittelulla.

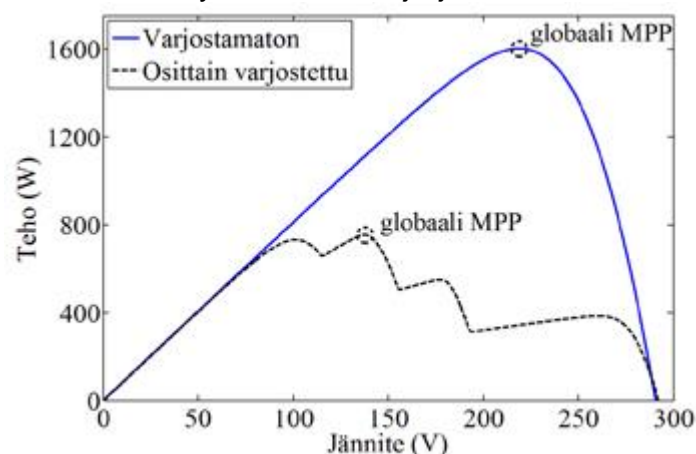
Pilvien kulkusuuntaan nähden voimala olisi hyvä sijoittaa siten, että vallitseva pilvien kulkusuunta olisi kohtisuorassa voimalan kennojen sarjaankytkentöihin nähden. Aurinkokennojen sarjaankytkentä on herkkä osittaisvarjostusten vaikutuksille. Aurinkokennojen rinnankytkentä ei ole yhtä herkkä osittaisten varjostusten vaikutuksille kuin sarjaankytkentä. Aurinkokennoon tulevan säteilyn intensiteetin heikkeneminen pienentää kennosta saatavaa virtaa voimakkaammin kuin mitä vastaavasti jännite laskee. Verkkoon kytketyn aurinkokennovoimalan yhteensopimattomuushäviöihin voidaan vaikuttaa voimalan sähköisellä ja fyysisellä kytkentätopologialla sekä vaihtosuuntaajan ominaisuuksilla. Multi-string-tyyppisten (MS) aurinkovoimaloiden yhteensopimattomuushäviöt ovat huomattavasti pienemmät kuin seriel-paralleli- (SP) ja total-cross tied- (TCT) tyyppisten voimaloiden. SP ja TCT-tyyppisten voimaloiden yhteensopimattomuushäviöt ovat lähes yhtä suuret. Tasaisissa säteilyolosuhteissa MS-voimaloiden kokonaishyötysuhde on kuitenkin pienempi kuin SP- ja TCT-voimaloiden johtuen MS-voimalan DC-DC-muuntimien aiheuttamasta lisähäviöstä.

[45]

Lähde: Kari Lappalainen, Aurinkokennoista saadaan paras tuotto kirkkaalla, kylmällä säällä, Sähköala.fi, 15.1.2014.

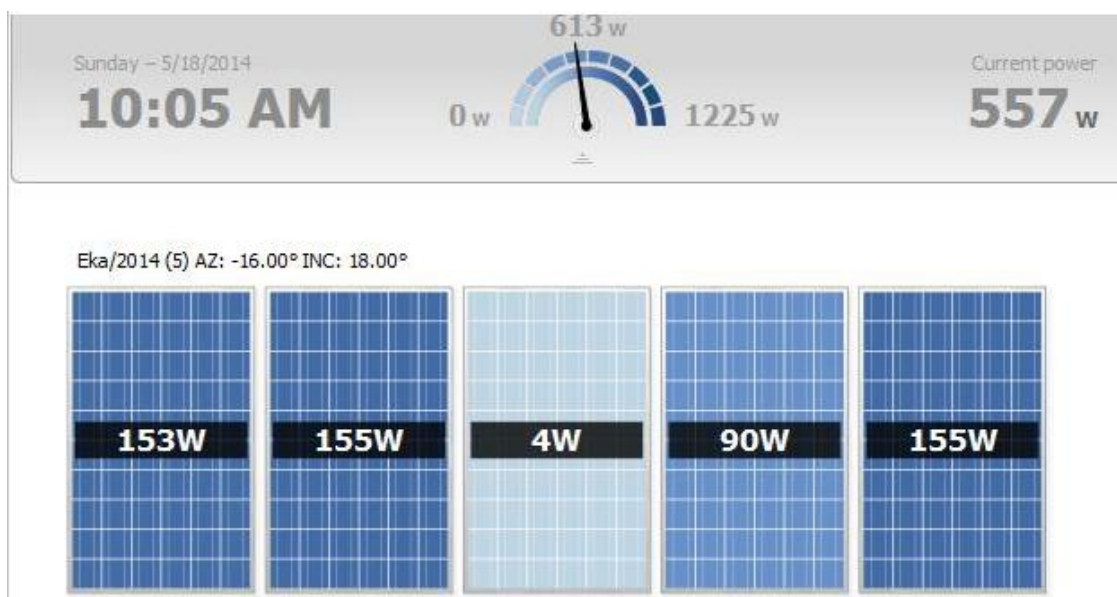
http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/artikkelit/energiatehokkuus/fi_FI/Aurinkokennot_Kari_Lappalainen/

Osittaisesta varjostuksesta aiheutuu tyypillisesti tilanne, jossa paneelien tehokäyrällä on useita paikallisia maksimipisteitä. Maksimitehopiste, eli toimintapiste, on paneelin sellainen virran ja jännitteen arvo, joilla saavutetaan suurin ulostuloteho kulloisissakin käyttöolosuhteissa. Näitä pisteitä voi olla useita, tosin käytännössä niitä on vaikea saavuttaa, koska valaistusolosuhteet vaihtelevat erityisesti isoissa järjestelmissä.



Kuva 55: Varjostuksen vaikutus maksimitehopisteeseen. Lähde:

http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/artikkelit/energiatehokkuus/fi_FI/Aurinkokennot_Kari_Lappalainen/



Kuva 56: Varjostuksen vaikutus järjestelmän tehon tuottoon.

Lähde: http://www.oamk.fi/toolbox/fileuploads/assuunnittelu_0514.pdf

Jos aurinkopaneelin yksi kenno on varjossa, niin paneelin tuotanto menetetään jokseenkin kokonaan. Jos kenno on osittainkin varjossa, tehonmenetys on huomattava. Paneelien sarjakytkennän tehon määrittää huonoiten tuottavan paneelin huonoiten tuottava kenno.

Invertterit

Aurinkopaneelit tuottavat tasasähköä, joka eroaa yleisessä sähköverkossa siirrettävästä vaihtosähköstä. Invertteri tai vaihtosuuntaaja on laite, jolla paneelien tuottama tasasähkö muunnetaan vaihtosähköksi, joka vastaa kiinteistön sähköverkon sekä yleisen jakeluverkon vaatimuksia. Sähköverkossa taajuuden sallitaan vaihtelevan normaalitilanteessa 49,9 ja 50,1 hertsin (Hz) välillä.



Kuva 57: ABB:n isotehoinen aurinkoinvertteri.

Lähde: <http://www.abb.com/cawp/seitp202/C8255CBA3E8C7F2DC1257FD80036C72F.aspx>

Invertterien elinikä ei ole yleensä yhtä pitkä kuin aurinkovoimalan paneelien. Inverttereille annetut takuut ovat yleensä 5 -10 vuoden pituisia ja niiden hyötysuhteet ovat yli 95 % ja parhaiden jopa 99 %. Nyrkkisääntönä voidaan sanoa, että invertterien, elinikä on tavallisesti noin puolet paneelien eliniästä varsinkin, jos ylläpito laiminlyödään. Aktiivisella huolto- ja ylläpito-ohjelmalla invertterin elinikää saadaan pidennettyä. Aurinkosähköjärjestelmän suunnitteluvaiheessa on kiinnitettävä huomiota myös invertterin tehoon. Jos aurinkopaneelin tuottama teho kirkaalla ja viileällä säällä on suurempi kuin invertterin maksimiteho, invertteri toimii rajoittavana tekijänä, jolloin kaikkea tuotettua tehoa ei saada syötetyksi verkkoon. Usein järjestelmissä invertterin maksimiteho on kuitenkin hieman alhaisempi kuin paneelin nimellisteho. Tämä johtuu siitä, että paneelit toimivat harvoin nimellisteholla. Jotkut invertterit voivat kuitenkin operoida nimellistehoa suuremmilla tehoilla, jos ympäristön lämpötila on alhainen. Invertterin ilmoitettu teho on yleensä matalampi vaihtovirtapuolella kuin tasavirtapuolella, jolla varmistetaan aurinkopaneeliston maksimiteho invertterin normaalin toiminnan kannalta. Muuntajallisilla inverttereillä syntyvät tehohäviöt ovat suuremmat kuin muuntajattomissa. Käyttötilanteissa tasa- ja vaihtosähköpuolen tehoero on häviöiden verran. Mikäli invertterin nimellisteho on paneelitehoa suurempi, hetkittäiset tuotantohuiput saadaan hyödynnetyksi paremmin. Ongelmaksi voi kuitenkin muodostua suuritehoisen invertterin suuremmat tyhjäkäyntitehovaatimukset, jolloin tehollinen energiantuotto alkaa hieman myöhemmin. Invertterit mitoitetaan yleensä siten, että invertterin teho on 70 – 100 % aurinkovoimalaitoksen huipputehopisteestä. Lisäksi invertterin tulojännitealueen ja aurinkopaneeliketjun jännitealueen on sovittava yhteen.

Aurinkopaneelien kytkentä kohteen sähköjärjestelmään tapahtuu invertterin kautta. Inverttereitä on 1-vaiheisia ja 3-vaiheisia. 1-vaiheiset invertterit kytketään yhteen verkon kolmesta vaiheesta, jolloin aurinkopaneelien tuottamaa sähköä pystyvät hyödyntämään vain kyseiseen vaiheeseen kytketyt laitteet. 1-vaiheisia inverttereitä käytetään yleensä pienissä alle 3 kWp järjestelmissä. 3-vaiheiset invertterit kytketään tyypillisesti kaikkiin verkon vaiheisiin.

Tyypillisen pienjärjestelmissä käytettävän verkkoinvertterin teknisiä tietoja:

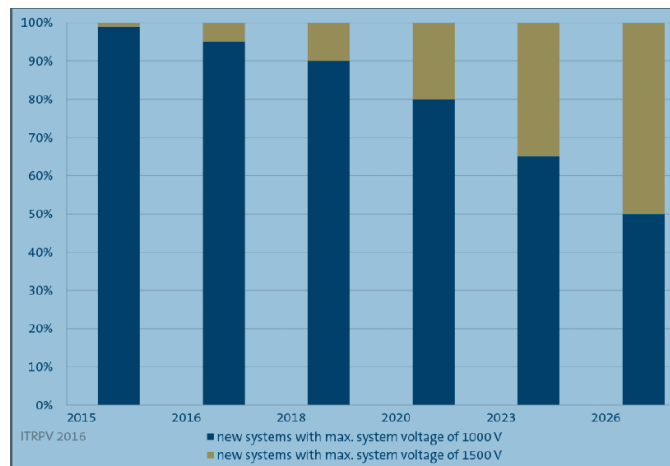
Lähde: <http://aurinkovirta.fi/aurinkosahko/aurinkosahkovoimala/verkkoinvertteri/>

- huipputeho 1,5 – 25 kWp
- DC-liitäntäteho kertoo aurinkopaneelien yhteistehon, joka invertteriin voidaan liittää
- AC-teho kertoo maksimitehon, jonka invertteri voi maksimissaan tuottaa
- MPP-alue kertoo minimi- ja maksimijännitteen, jonka välillä invertterin maksimitehospisteenseuraaja (MPPT, Maximum Power Point Tracking) toimii kunnolla
- liitäntä sähköverkkoon on 1-vaiheinen tai 3-vaiheinen
- sopiiko laite sisä- ja/tai ulkoasennukseen, minimoimintalämpötila, maksimikosteus
- suojausasetukset VDE-AR-N-4105 2011-08 ym.
- invertterin verkkoliitännät (Ethernet, Bluetooth, WLAN, RS422, ym.) kertovat tavoista, joilla invertterin toimintaa pystytään valvomaan ja ohjaamaan

Valmistajan tulee vakuuttaa invertterin olevan eurooppalaisten vaatimusten mukainen ja sähköturvallinen laite kiinnittämällä invertteriin CE-merkin. Toinen sähköturvallisuuteen liittyvä vaatimus on saarekekäytön esto ja Suomen sähköverkkoon kytkettävältä sähköntuotantolaitteelta vaadittavien suojausasetusten toteuttaminen. Käytännössä yksinkertainen tapa näiden vaatimusten toteuttamiseen on, että invertteri on saksalaisen VDE-AR-N-4105 2011-08 -mikrotuotantonormin mukainen ja konfiguroitu "Saksan asetuksilla".

Kunnollisen verkkoinvertterin hyötysuhde on noin 97,5-98,5%. Verkkoinvertterin datalehdessä invertterin hyötysuhteesta ilmoitetaan kaksi lukua hyötysuhde ja ns. eurooppalainen hyötysuhde, joka on painotettu keskiarvo hyötysuhteesta Keski-Eurooppalaisissa oloissa. Invertteri muuttaa hyötysuhteen ilmoittaman osan aurinkopaneelin tasasähköstä verkkosähköksi. Loppuosa 1,5-2,5% aurinkopaneelien tuottamasta sähköstä muuttuu invertterissä hukkalämmöksi.

Suuritehoisissa teollisen mittakaavan aurinkosähköjärjestelmissä tehot ovat kasvaneet merkittävästi, jolloin kaapeleiden paksuudet ovat kasvaneet kuten myös kaapelointikustannukset. Eräänä kustannussäästömahdollisuutena on nostaa paneeleista tulevaa jännitettä, jolloin iso teho saadaan siirrettyä pienemmällä virralla eli käytännössä ohuemmillä kaapeleilla. Vastaavasti invertterien tulee pystyä käsittelemään tätä korkeampaa jännitettä. Eräät valmistajat ovat tuoneetkin markkinoille jo 1500 voltin tasavirtaa käyttäviä inverttereitä.



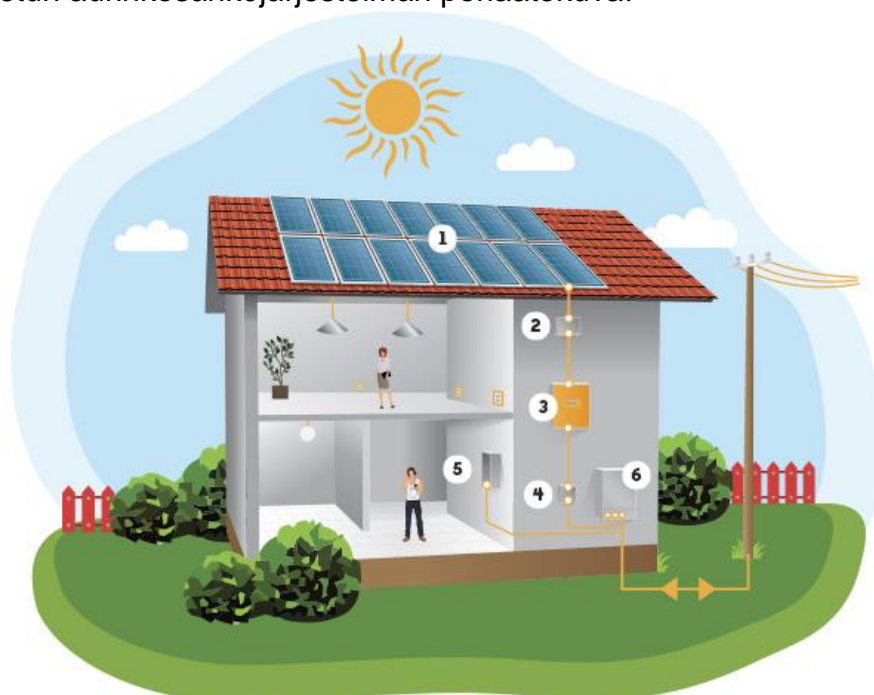
Kuva 58: Ennuste uusissa aurinkojärjestelmissä käytettävästä enimmäisjännitetasosta vuosina 2015 – 2026.

Lähde: International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) Seventh Edition March 2016 Version 2, <http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/>

Pienitehoiset aurinkosähköjärjestelmät

Verkkoon kytkettävässä aurinkosähköjärjestelmässä sähköenergiaa ei tyypillisesti varastoida akkuihin. Tällaisessa järjestelmässä taloudellinen optimi saavutetaan mitoittamalla järjestelmä tuottamaan sähköä maksimaalisesti omaan käyttöön. Mikäli kaikkea tuotettua sähköä ei kuluteta itse, syötetään ylijäämäsähkö verkkoon. Verkkoon sähköä syöttävästä järjestelmästä tulee tehdä sopimus verkonhaltijan kanssa sekä sähkömarkkinoilla sähköä ostavan toimijan kanssa. Etäluettava sähkömittari monitoroi kiinteistön tuotantoa ja kulu- tusta reaaliajassa, jolloin sähköyhtiö kykenee maksamaan verkkoon syötetystä ylijäämä- sähköstä mittaustietoihin ja myyntisopimukseen perustuvan korvauksen.

Taloon asennetun aurinkosähköjärjestelmän periaatekuva.



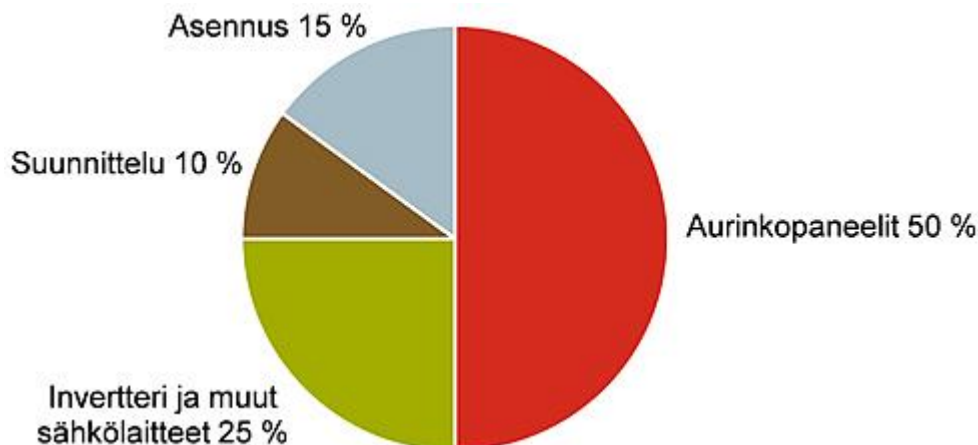
1. Aurinkopaneelit (kennot)
2. Liitäntärasia
3. Invertteri (vaihtosuuntaaja)
4. Erotuskytkin (turvakytkin)
5. Talon ryhmäkeskus
6. Talon sähköpääkeskus, jossa sijaitsee sähkön mittaus

Lähde: <http://www.savonvoima.fi/aurinkosahko/aurinkosahkoinfo/nain-se-toimii/>

Kuva 59: Periaatekuva ilman akkuja toteutetusta kiinteistön aurinkosähköjärjestelmästä.

Pienitehoiset aurinkosähköjärjestelmät voidaan kytkeä 1-vaiheisesti kiinteistön sähköverkkoon, jolloin kannattaa huomioida sähköä kuluttavien laitteiden vaihekytkentä siten, että ne on kytketty samaan vaiheeseen aurinkojärjestelmän kanssa. Suurempitehoiset aurinkojärjestelmät kytetään 3-vaiheisesti sähköverkkoon. Vaiheistuksen suunnittelussa kannattaa huomioida kuhunkin vaiheeseen kohdistuva kuorma suhteessa aurinkojärjestelmän tuottoon, jos halutaan taloudellisesti optimoida oman tuotannon sähkön käyttö. Moni kotitalouksissa sähköä kuluttava laite on kytketty 1-vaiheisesti sähköjärjestelmään.

Aurinkosähköjärjestelmän kustannukset jakautuvat Motivan arvion mukaan kuvan 60 mukaisesti. Kustannusten prosentuaalinen jakauma on arvio ja riippuu tapauskohtaisesti monesta asiasta. Esimerkiksi aurinkopaneelien hinnan nopea halpeneminen saattaa muuttaa hintasuhteita alla esitetystä. Järjestelmän kokoluokka vaikuttaa myös kustannusjakautumiseen.



Kuva 60: Aurinkosähköjärjestelmän hankintakustannusten suuntaa antava jakautuminen.

Lähde:

http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta

Verkkoliityntään tarvittavia suojalaitteita

Verkkoon kytketyissä aurinkosähköjärjestelmissä tarvitaan suojalaitteisto. Suojalaitteistoon vaaditaan yli- ja alijännitesuojia, ylivirtasuojia, yli- ja alitaajuussuojia, saareke-estosuojia ja maasulkusuojia. Lisäksi salamaniskuilta suojaava erillinen ylijännitesuoja on suositeltava. Monesti aurinkosähköjärjestelmissä vaadittavat suojalaitteet ja tasavirtapiirin turvakytkin on integroitu invertteriin. Mikäli invertterissä ei ole tarpeellisia suojauksia, ne on asennettava erikseen. Aurinkosähköjärjestelmä on oltava erotettavissa sähköverkosta lukittavalla vaihtovirtapiirin turvakytkimellä, johon verkkoyhtiöllä on vapaa pääsy. Kytkin tulee sijaita invertterin ja sähköpääkeskuksen välissä. Verkkoon syöttävään järjestelmään kuuluu myös energiamittari verkkoon syötetyn ja sieltä otetun tehon mittaamiseksi. Voimalaitosluokan aurinkojärjestelmillä on ns. grid codessa määritelty omat ehdot verkkoon liittymiselle.



Kuva 61: Verkkoon kytketyn pientalon aurinkosähköjärjestelmän kokoonpano.

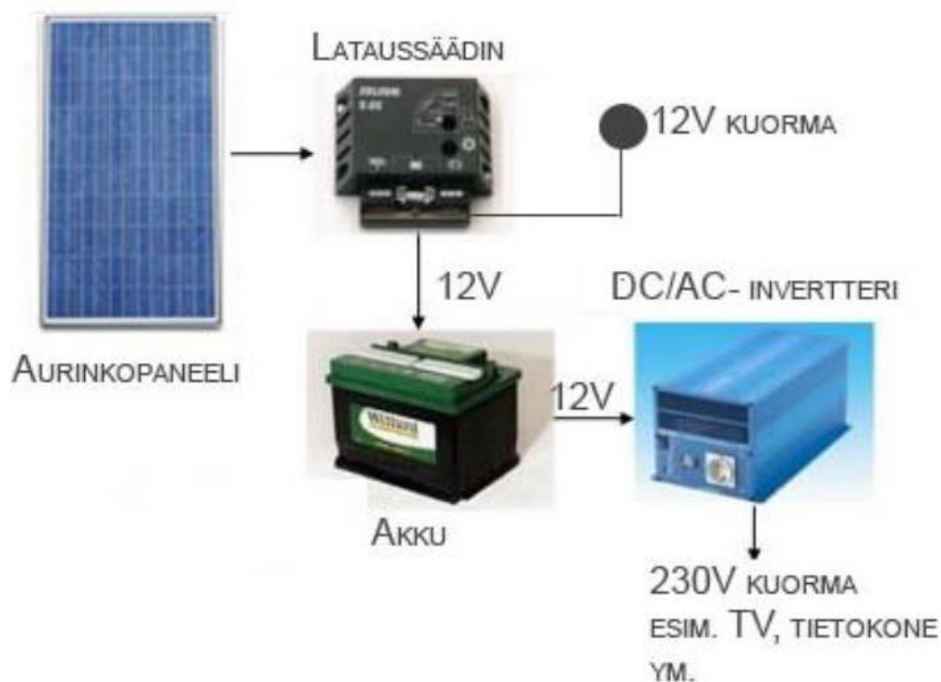
Lähde:

http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma

Pienen akulla varustetun aurinkosähköjärjestelmän rakennekomponentit

Pienitehoisia aurinkosähköjärjestelmiä on toteutettu Suomessa jo pitkään esimerkiksi kesämökeille, saaristossa tai paikoissa, joihin ei ole ollut tai ei ole kannattanut rakentaa sähkölinjoja. Näissä ratkaisuissa sähkön hinta ei ole ollut toteutuksen keskeisin peruste vaan toteutetulla ratkaisulla on tavoiteltu kohteessa esimerkiksi elämisen helppoutta, mukavuutta ja turvallisuutta. Verkon ulkopuolisissa aurinkojärjestelmissä on usein mukana myös energian varastointi, jolloin voidaan hyödyntää tuotettua energiaa myös silloin kun aurinko ei paista. Energian varastoinnissa on tyypillisesti käytetty akkuja. Verkkoon kytkemättömässä sähköjärjestelmässä voi olla sähkön tuottoa varmistamassa myös aggregaatti.

Aurinkosähköä voidaan hyödyntää esimerkiksi vapaa-ajan asunnoissa ja veneissä myös akkujen lataukseen 12V-, 24V- tai 48V-järjestelmiin muun käytön lisäksi.



Kuva 62: Pienen akulla varustetun aurinkosähköjärjestelmän rakennekomponentteja.

Lähde: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/69771/Haiko_Niko.pdf?sequence=1

Niko Haiko: Aurinkoinverterin modifiointi opetuskäyttöön, Metropolia Ammattikorkeakoulu, insinööriyö, 3.1.2014

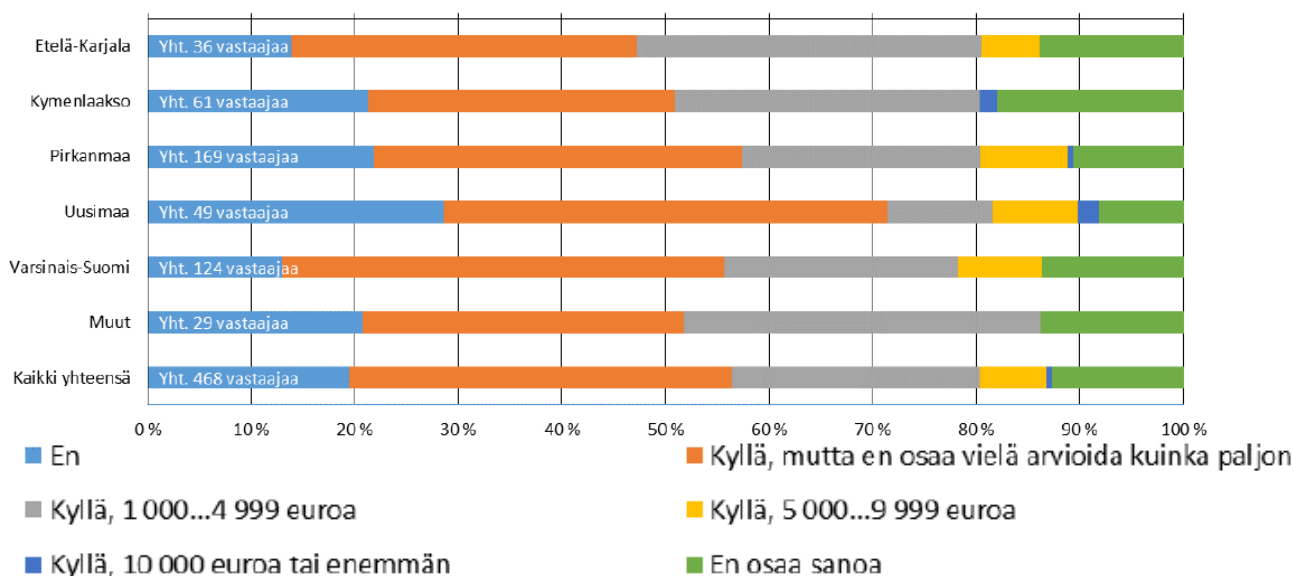
Lataussäädin eli ohjausyksikkö huolehtii akuston sopivasta latauksesta. Sen tarkoitus on rajoittaa latausvirtaa ja suojata näin samalla akustoa yllilatautumiselta. Tarpeen vaatiessa lataussäädin myös kytkee akuston kokonaan irti paneelistä. Lataussäädin tulee aina asentaa aurinkopaneelien ja akuston välille. Lataussäätimet on ohjelmoitu lataamaan akkuja juuri oikealla tekniikalla riippumatta siitä, mitä akkua käytetään. Hyvä lataussäätimen pidentävät akkujen elinikää huomattavasti. Akuille parhaiten soveltuva säädintekniikka on PWM-tekniikka. Se perustuu pulssileveyden modulaatioon. PWM-tekniikan avulla saadaan akun varaustila pysymään mahdollisimman korkealla. Aurinkoenergian saannin maksimoimiseen PWM-piiri kytkee aurinkoenergian lähteen päälle ja pois jännitetason pitämiseksi halutulla tasolla. Tätä ennen akun on kuitenkin pitänyt saavuttaa haluttu jännitetaso. PWM-

tekniikkaa uudempi säätöyksikkö on MPPT-tekniikka. MPPT eli maksimitehopisteen seuraaja on säätöyksikkö, joka saa paneelin ulostulojännitteen toimimaan maksimitehopisteessä. Se säätää kuorman vastaamaan tuotantoa, joten sillä päästään pienilläkin säteilytehoilla hyvään hyötysuhteeseen. Aurinkopaneelien ominaiskäyrän takia maksimitehopisteestä saadaan paras energiantuotto irti. MPPT-tekniikkaa käytetään lähes poikkeuksetta kaikissa uusissa inverttereissä.

Niko Haiko: Aurinkoinverterin modifiointi opetuskäyttöön, Metropolia Ammattikorkeakoulu, insinööriyö, 3.1.2014
Lähde: https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/69771/Haiko_Niko.pdf?sequence=1

Aurinkojärjestelmän vaikutus kiinteistöön

Kiinteistöliiton tekemässä aurinkosähkökyselyssä keväällä 2016 tiedusteltiin eri puolilta Suomea asuvilta vastaajilta halukkuutta maksaa enemmän asunto-osakkeesta, jos taloyhtiössä on aurinkojärjestelmä.



Kuva 63: Kuntaliiton aurinkosähkökyselyn tulokset

Lähde: <http://www.kiinteistoliitto.fi/attachements/2016-04-18T06-53-5031.pdf>

Yli puolet vastaajista olisivat valmiita maksamaan kiinteistökaupassa lisähintaa, jos kaupan mukana tulee aurinkosähköjärjestelmä. Lisää maksavien osuus tulee todennäköisesti vielä lisääntymään tulevaisuudessa ympäristötietoisuuden lisääntyessä ja jos energian hinnan kallistuessa. Kiinteistöliiton selvityksen mukaan lähes 45 prosentissa vastaajien taloyhtiöistä on keskusteltu mahdollisuuksista aurinkosähköjärjestelmän hankkimiseen. Kiinteistöjen aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuslaskelmissa ei useinkaan huomioida investoinnin tuottamaa lisäarvoa kiinteistön jälleenmyyntiarvossa.

Kiinteistöliiton kyselyssä tiedusteltiin myös taloyhtiöiltä mieluisinta aurinkosähköjärjestelmän hankintamallia. Mieluisin hankintamalli kaikkien vastaajien otoksessa oli taloyhtiön oma investointi saaden arvon 2,2 kun arvo 1 edusti mieluisinta ja arvo 8 epämieluisinta ratkaisua.



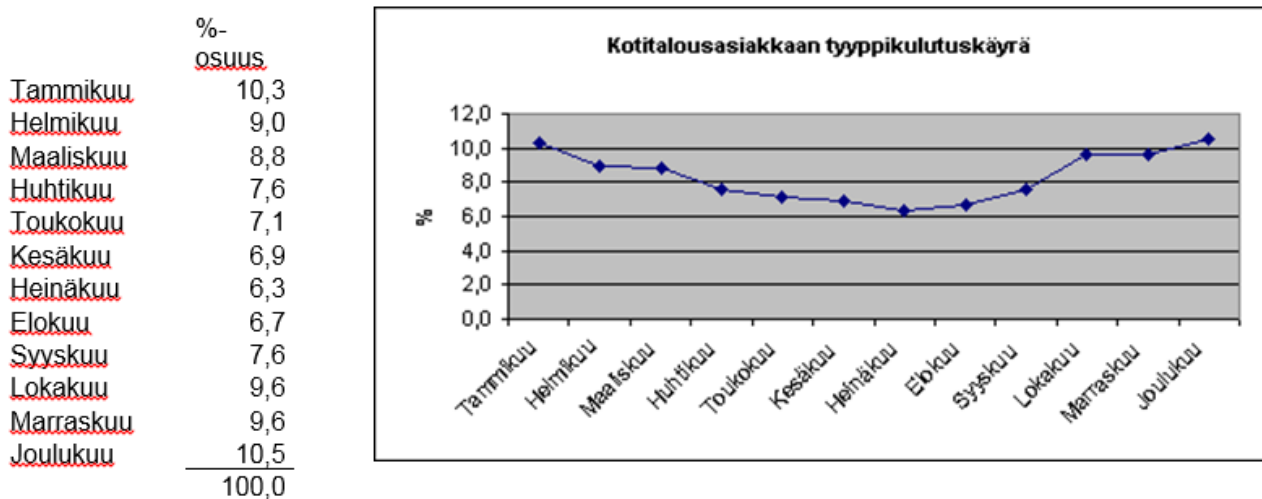
Kuva 64: Aurinkosähköjärjestelmän hankintamallin mieluisuus (1=mieluisin, 8=epämieluisin). Lähde: <http://www.kiinteistoliitto.fi/attachements/2016-04-18T06-53-5031.pdf>

Kiinteistöjen rakennusmääräykset kiristyvät jatkuvasti ja tavoitteena on tulevaisuudessa toteuttaa lähes nollaenergiatasoisia rakennuksia. Aurinkoenergian hyödyntäminen rakennuksessa auttaa osaltaan tämän tavoitteen saavuttamisessa, sillä se parantaa rakennuksen energiatodistuksessa esitettävää laskennallista rakennuksen kokonaisenergiankulutusta eli E-lukua. E-luku ($\text{kWh}_E/(\text{m}^2\text{vuosi})$), määritetään laskemalla yhteen laskennallisen vuotuisen ostoenergian ja energiamuotojen kertoimien tulot energiamuodoittain lämmitettyä nettoalaa kohden. Uusiutuvasta omavaraisenergiasta otetaan laskennassa huomioon vain se osa, joka voidaan rakennuksessa käyttää hyödyksi eli se osuus, joka pienentää ostoenergiantarvetta. Ulkopuolisiin energiaverkkoihin syötettyä energiaa ei oteta laskennassa huomioon, joten se ei vaikuta E-luvun arvoon.

Lähde: 176/2013 Energiatodistuksen kokonaisenergiankulutuksen (E-luvun) määrittäminen, Liite 1 <http://www.finlex.fi/data/sdliite/liite/6186.pdf>

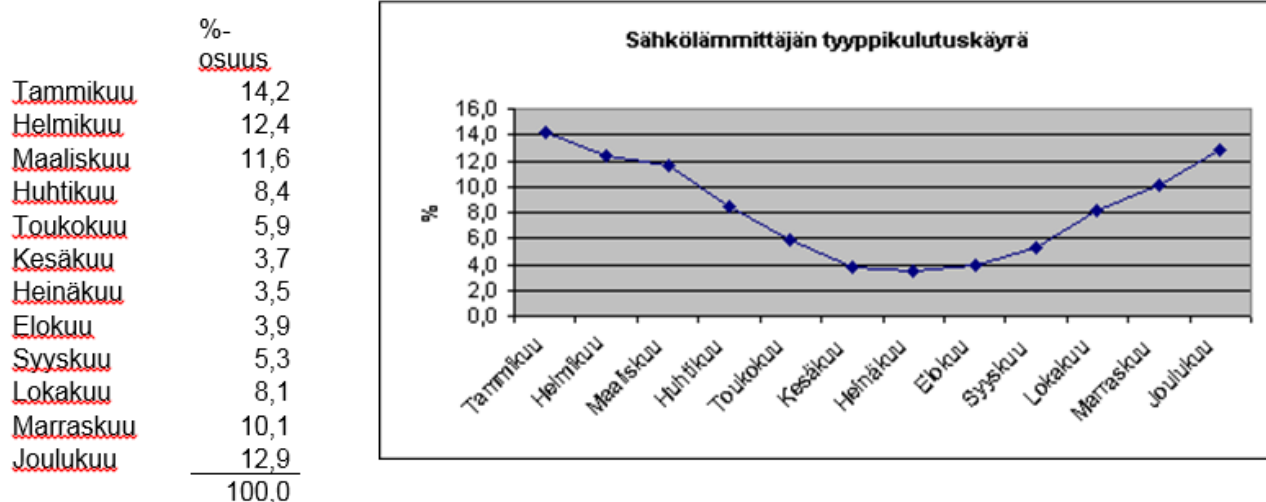
Kotitalouksien tyypikulutuskäyriä

Kotitalouksissa vuotuiset tyypikulutuskäyrät poikkeavat sähkön käytön suhteen mm lämmitysratkaisujen vuoksi.



Kuva 65: Kotitalousasiakkaan, jolla ei ole sähkölämmitystä, tyypikulutuskäyrä sekä kuukausittaisen sähkön kulutuksen suhde vuosikulutukseen.

Talven vaikutus näkyy suhteellisessa sähkönkulutuksessa selkeästi sähköä lämmitykseen käytävissä kotitalouksissa.



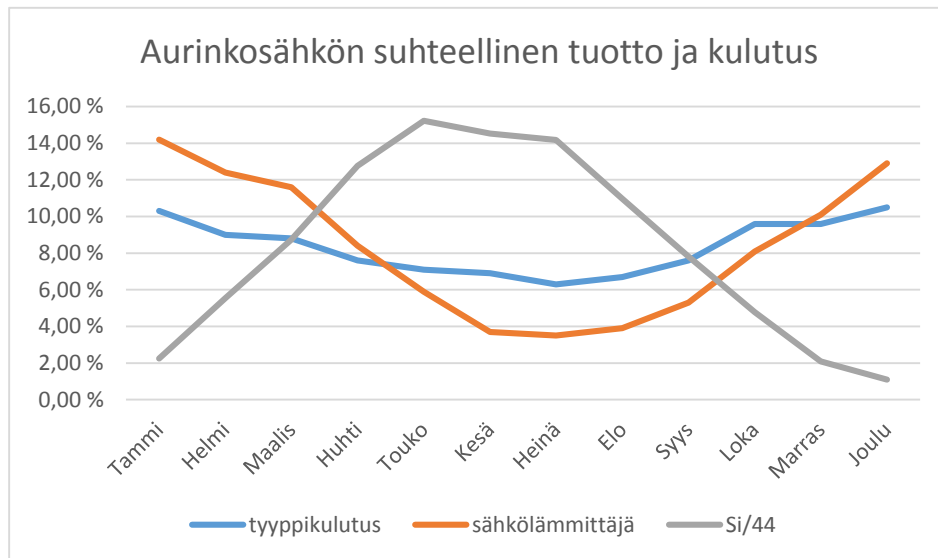
Kuva 66: Sähkölämmitystä käyttävän asiakkaan tyypikulutusikäyrä sekä kuukausittaisen sähkön kulutuksen suhde vuosikulutukseen.

Kotitalouksien aurinkosähköjärjestelmien mitoittaminen on keskeisessä roolissa optimoitaessa aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta. Paras taloudellinen hyöty aurinkosähköjärjestelmästä saadaan, jos mitoitus onnistuu siten, että paneelien sähköntuotto pystytään kuluttamaan omassa käytössä myös kesällä paneelien suurimman tuoton aikaan.

Aurinkojärjestelmän kokoon vaikuttaa talon ominaisuudet. Sähkölämmitteisissä omakotitaloissa kannattaa tavoitella noin 30 % tuottoa sähkön kokonaiskulutuksesta. Toisin sanoen 15 000 kWh vuosikulutuksella optimaalinen koko aurinkosähköjärjestelmälle on todennäköisesti noin 6 kWh, jolla saa Etelä-Suomessa noin 5000 – 5500 kWh vuosituoton. Jos lämmitys on hoidettu muuten ja talossa on viilentävä ilmastointi, voidaan tavoitella noin 50 % tuottoa sähkön kokonaiskulutuksesta. Järjestelmän koon kasvattaminen ei tee taloudesta omavaraista, sillä tuottohuippu ajoittuu kesään ja marras-helmikuussa järjestelmän tuotto jää joka tapauksessa lähelle nolaa. Liian isoksi mitoitettu järjestelmä kesällä tulee ylituottoa ja talvella pitää silti yhä ostaa lähes kaikki sähkö verkkoyhtiöltä. Lähde:

<http://www.virtesolar.fi/usein-kysyttya>

Kuukausittaisen kotitalouden kulutuksen ja aurinkosähköjärjestelmän tuoton kohtaamaton ongelma näkyy selkeästi alla olevassa kuvassa, jossa erityisen suuri mitoituksen optimoinnin haaste tulee sähköä lämmitykseen käyttävän kotitalouden aurinkojärjestelmän kanssa. Kesällä aurinkojärjestelmän tuotto on suurimmillaan ja kotitalouden kulutus pienimmillään. Kohtaamaton ongelma pienenee, jos taloudesta on käytössä kesällä jäähdytykseen ja ilmastointiin liittyviä laitteita.

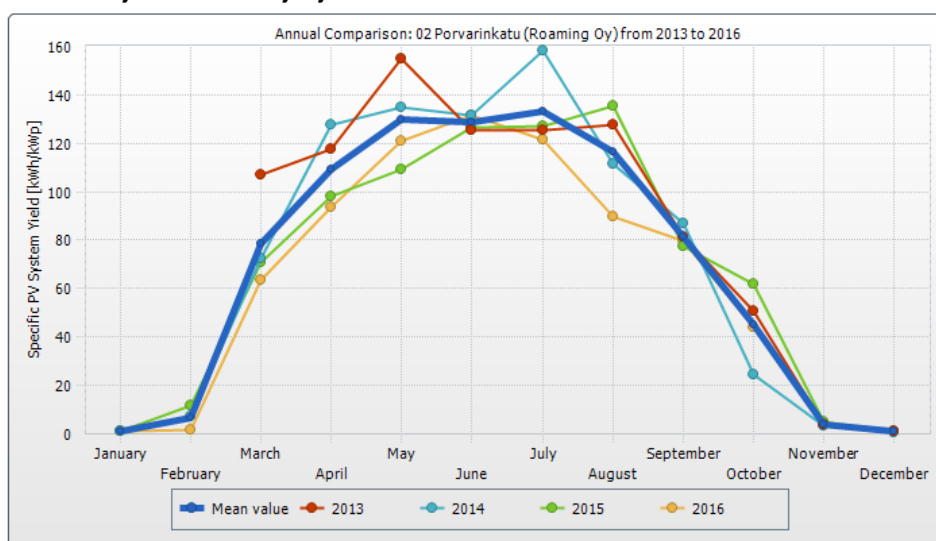


Kuva 67: Aurinkosähkölajärjestelmän suhteellinen tuotto eri kuukausina (Si/44 = piikkeno kiinteällä 44 asteen kulmalla) vuoden aikana ja ei sähkölämmitteisen- (sininen) ja sähkölämmitteisen kiinteistön suhteellinen kulutus.

Aurinkosähkölajärjestelmän taloudellisen optimin saavuttaminen on haasteellinen monimuuttujaoptimointitehtävä, eikä siinä käytännössä pääse kuin korkeintaan hetkellisiin optimeihin. Optimointitehtävän muuttujat elävät jatkuvasti mm. kulutus muuttuu jatkuvasti ja aurinkosähkön tuotantoa paneeleissa tapahtuu vain riittävän valoisalla säällä. Sellaista sähkön kulutusta kesälläkään, joka tapahtuu pilvisellä säällä tai auringon laskiessa, ei pysty toteuttamaan ilman kallista varastointijärjestelmää tai verkkoliitintä omalla tuotannolla.

Esimerkki erästä aurinkosähkölajärjestelmästä

Alla esitetty aurinkosähkölajärjestelmän tuottokäyrät ovat Vaasassa sijaitsevan Porvarinkadun koulun katolla sijaitsevasta järjestelmästä.



Kuva 68: Vaasalaisen Porvarinkadun koulun aurinkosähkölajärjestelmän tuotto kilowattitunteina eri kuukausina muutaman vuoden ajalta. Kuvaaja 10.11.2016 tilanteesta. [41]

Vaasan Porvarinkadun koulun aurinkojärjestelmä koostuu 108 kappaleesta 140 W_p aurinkopaneeleja ollen yhteisteholtaan noin 15 kW_p. Järjestelmän koko tuotto käytetään omassa kiinteistössä. Aurinkopaneelien pinta-ala on noin 100 m². Järjestelmä on otettu käyttöön marraskuussa 2013. Alla esitetyssä taulukossa vuoden 2016 marraskuun tuotto sisältää vain osan kuukautta. Vaasan vuoden 2016 sateinen loppukesä näkyy poikkeavana tuotantotehona kuvassa suhteessa aikaisempiin vastaaviin kesiiin.

Total yield [kWh]

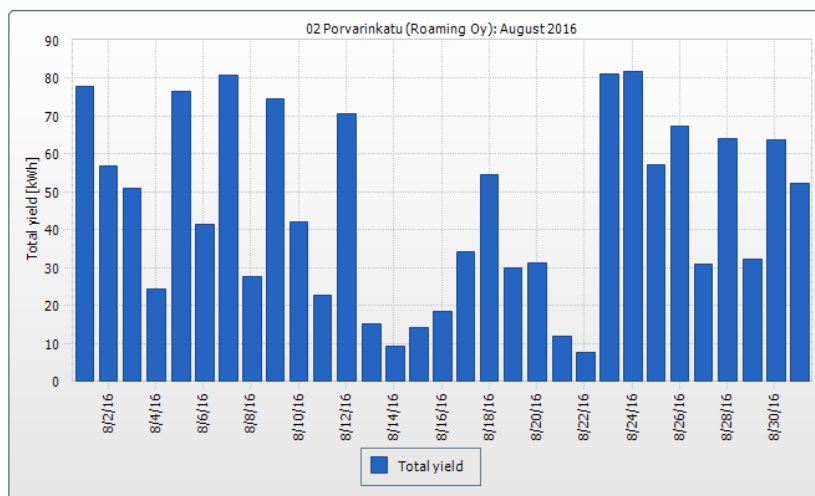
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	Total
2013			1669.92	1836.47	2414.60	1956.27	1953.50	1994.24	1273.59	793.10	57.89	15.39	13964.97
2014	19.11	111.24	1133.22	1992.75	2105.73	2055.58	2471.20	1740.21	1347.39	384.39	49.62	6.99	13417.43
2015	16.45	178.86	1107.94	1533.59	1703.28	1973.64	1979.65	2117.38	1212.46	967.00	75.93	16.96	12883.12
2016	20.24	25.94	991.57	1457.49	1889.89	2054.85	1896.72	1402.99	1246.57	688.08	59.71		11734.04
													51999.55
Mean value	18.60	105.35	1225.66	1705.08	2028.38	2010.08	2075.27	1813.70	1270.00	708.14	61.15	13.11	13034.51
Year portion	0.14%	0.81%	9.40%	13.08%	15.56%	15.42%	15.92%	13.91%	9.74%	5.43%	0.47%	0.10%	100.00%

Taulukko 4: Vaasan Porvarinkadun koulun aurinkovoimalan kuukausittainen kokonaistuotto [kWh] maaliskuulta 2013 marraskuun 10. päivään 2016.

Specific PV System Yield [kWh/kWp]

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December	Total
2013			107.05	117.72	154.78	125.40	125.22	127.84	81.64	50.84	3.71	0.99	895.19
2014	1.23	7.13	72.64	127.74	134.98	131.77	158.41	111.55	86.93	24.64	3.18	0.45	860.65
2015	1.05	11.47	71.02	98.31	109.18	126.52	126.90	135.73	77.72	61.99	4.87	1.09	825.84
2016	1.30	1.66	63.56	93.43	121.15	131.72	121.58	89.94	79.91	44.11	3.83		752.18
													3333.86
Mean value	1.19	6.75	78.57	109.30	130.02	128.85	133.03	116.26	81.55	45.39	3.92	0.84	835.68
Year portion	0.14%	0.81%	9.40%	13.08%	15.56%	15.42%	15.92%	13.91%	9.76%	5.43%	0.47%	0.10%	100.00%

Taulukko 5: Porvarinkadun koulun aurinkosähköjärjestelmän tuotto [kWh/kW_p] kuukausittain maaliskuulta 2013 marraskuun 10. päivään 2016.



Kuva 69: Porvarinkadun aurinkosähköjärjestelmän tuotto [kWh] elokuun 2016 aikana.

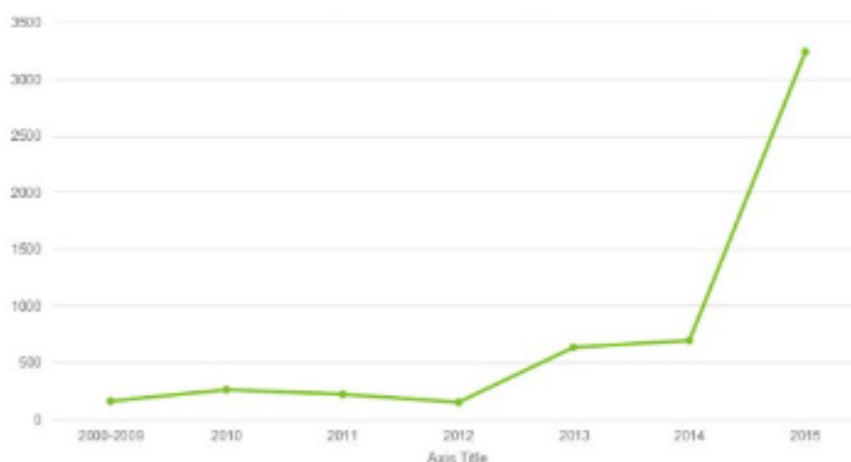
Lähde: Vaasan Porvarinkadun koulun aurinkosähköjärjestelmä [41]

Aurinkosähköjärjestelmän päivittäinen sähköntuotto [kWh] voi vaihdella voimakkaasti kesällä eri päivinä, kuten edellisestä kuvasta voi havaita.

Aurinkosähköjärjestelmät Suomessa

Valtakunnallisesti aurinkosähköjärjestelmien asennukset ovat lisääntyneet huomattavasti viime aikoina. Kehityksen uskotaan jatkuvan myös tulevina vuosina, sillä järjestelmien toteuttamisen kustannukset ovat laskeneet ja samalla sähköyhtiöt ovat nostaneet sähkön siirtohintoja mm. maakaapelointiin liittyvien investointien vuoksi.

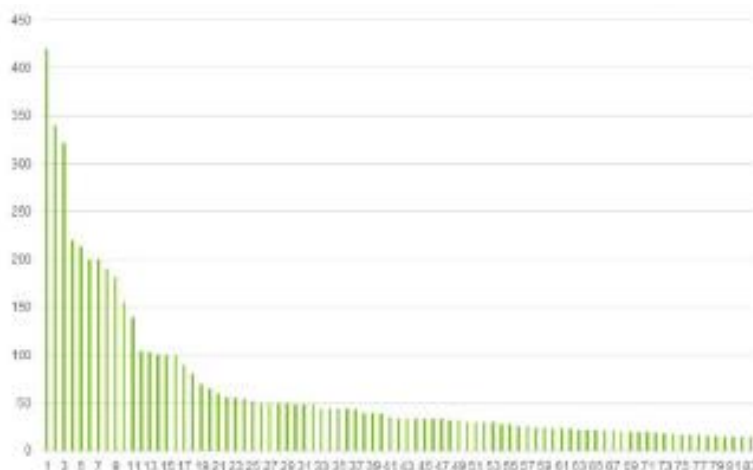
Aurinkosähkön huipputehon vuotuinen lisäys Suomessa oli vuonna 2015 noin 5 MWp ja kumulatiivinen kapasiteetti 10 MWp. Kansainvälisesti Suomessa on vielä hyvin vähän aurinkopaneelilla tuotettua energiaa. Alla oleva kuvaaja esittää isojen yli 15 kWp:n voimailoiden tuottaman tehon lisäyksen.



Kuva 70: Isojen aurinkosähköjärjestelmien vuotuiset asennukset (N=83, koko yli 15 kWp).
Lähde FinSolar-tietokanta 2016 <http://www.finsolar.net/aurinkoenergia/aurinkoenergian-tilastot/>

Kappalemääräisesti aurinkosähköjärjestelmien määrän kasvu on kohdistunut suhteellisen pienitehoisiin järjestelmiin. Vuonna 2016 on otettu käyttöön myös useita satojen kilowattien huipputehoisia aurinkosähköjärjestelmiä. Isohkoja järjestelmiä on toteutettu esimerkiksi kauppakeskuksiin, joissa tuotto ja kulutus kohtaavat hyvin mm. jäähdytyslaitteiden sähkön käytössä. Toinen suosittu aurinkosähköjärjestelmien toteutusmalli on vuokrata/myydä aurinkopaneelijärjestelmän osien tuottamaa sähköä erityisesti yksityisasiakkaille.

Vuonna 2015 on asennettu 7 kymmenestä suurimmasta aurinkosähkövoimalasta, mutta teollisen mittakaavan MW-luokan laitoksia ei ole vielä 2016 toiminnassa. Tällä hetkellä 2016 suurin toiminnassa oleva aurinkovoimala on liitteen 4 mukaan (30.6.2016 tilanne) Helenin operoima Helsingin Kivikossa sijaitseva voimala huipputeholtaan 853 kWp.



Lähde: FinSolar-tietokanta 2016

Kuva 71: Suomessa toimivien aurinkosähköjärjestelmien kappalemääräinen jakauma eri tehoilla. Lähde: <http://www.finsolar.net/aurinkoenergia/aurinkoenergian-tilastot/>

Vuonna 2016 teollisen mittakaavan eli megawattien huipputehoisia aurinkosähköjärjestelmiä on suunnitteilla Suomessa useampia kappaleita. Moni näistä hankkeista odottaa tällä hetkellä valtiovallan kannanottoa tukihakemuksiin.

Rakennuksen rakenteita korvaavat aurinkopaneelit

Markkinoille on tullut lisääntyvässä määrin rakennuksen perinteisiä rakenteita korvaavia aurinkovoimaratkaisuja eli funktionaalisia aurinkojärjestelmiä. Näissä uusissa rakenteissa on yhdistetty perinteisen tehtävänsä lisäksi aurinkoenergian tuotto joko sähköinä tai lämpönä. Lämpökattojärjestelmät hyödyntävät aurinkolämpöä ja kehyksettömillä aurinkopaneeleilla voidaan korvata muita julkisivumateriaaleja ja samalla saadaan hyödynnettyä tarjolla olevaa aurinkoenergiaa. Näillä ratkaisuilla pystytään tuottamaan esimerkiksi aurinkosähköä edullisemmin, sillä perinteisen rakenteen hinta kompensoi aurinkojärjestelmän toteutuskustannuksia. Parhaassa tapauksessa näin tuotetun aurinkosähkön hinta saattaa olla hyvin edullista, jos perinteisen rakenneratkaisun hinta kompensoi merkittävästi funktionaalisen ratkaisun toteutuskustannuksia.



Kuva 72: Hallin tumma etuseinä on toteutettu tuplasitetuilla aurinkopaneeleilla.

Lähde: <http://www.greenenergyshowroom.fi/fi/etusivu/uutisarkisto/277-funktionaaliset-gef-aurinkosahkojarjestelmat>

Funktionaalaisella seinällä voidaan korvata tavanomainen julkisivukate aurinkopaneeleilla ja samalla saadaan seinäpinta tuottamaan aurinkosähköä. Funktionaalisisissa seinä- ja kattorakenteissa aurinkopaneeli toimii ulkuvuorauksen tai vesikaton korvaajana ja tuottaa samalla aurinkosähköä. Ratkaisut voidaan toteuttaa joko standardi- tai kehyksettömillä paneeleilla. Tyypillisiä käyttökohteita ovat esimerkiksi liikekiinteistöt, teollisuushallit ja toimistorakennukset. Asennus voidaan toteuttaa seinään sekä erilaisille kattotyypeille.



Kuva 73: Parveikkeisiin kiinnitettyjä aurinkopaneeleja Helsingin Viikissä: voimalan teho 24 kW. Lähde: <http://www.aurinkoenergia.fi/aurinkoenergiaa.html>

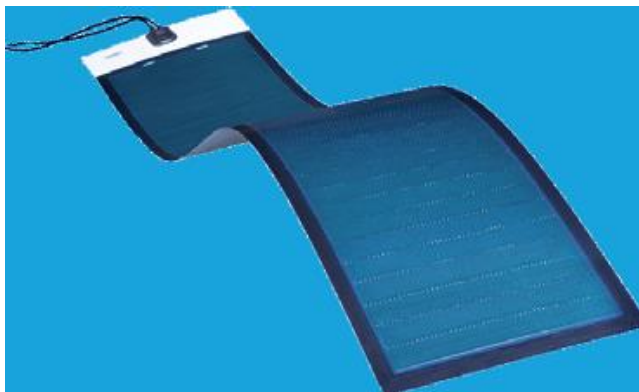
Ohutkalvokennot rakennusten aurinkojärjestelmässä

Ohutkalvokennot ovat ohuita ja taipuisia aurinkopaneeleja ja niitä voidaan liimata tehdas-asennettuina suoraan kattopelteihin. Tällaisia paneeleja on markkinoilla esimerkiksi kupari-indium-gallium-diselenidi (CIGS) -puoliyohteesta valmistettuna. Kattopelteihin integroidulla aurinkosähköjärjestelmällä on merkittäviä etuja perinteisiin paneeliratkaisuihin verrattuna. Näitä etuja ovat huomattavasti kevyemmät rakenteet, jotka eivät aiheuta rakenteellisia ongelmia samalla tavalla kuin erikseen asennetut perinteiset paneelit kiinnitysjärjestelmineen sekä arkkitehtoninen huomaamattomuus.



Kuva 74: Tehdasasennettu peltinen aurinkokatto vanhassa talossa (Sannanranta, Kokkola). Lähde: <http://www.virtesolar.fi/case-sannanranta-kokkola>

CIGS-aurinkokalvopaneelien hyötysuhde on hyvä asettuen myynnissä olevien moni- ja yksikiteisten piipaneelien hyötysuhteen välimaastoon. CIGS-ovat tehokkaita tuottamaan sähköä epäsuorasta valosta, jota Suomen olosuhteissa on hieman Keski-Eurooppaa enemmän auringonlaskun kestäessä meillä pidempään. Aurinkokaton yksi parhaimmista puolista on sen arkkitehtoninen huomaamattomuus, jolloin se soveltuu myös vanhojen kattojen uudistuksiin.



Kuva 75: CIGS ohutkalvokennon aurinkopaneelielementti.

Lähde: http://miasole.com/wp-content/uploads/2014/09/FLEX_Benefits.pdf

Energian varastointi

Säästä riippuvissa energiantuotantomuodoissa energian tuotanto ja kulutus eivät usein kohtaa. Pienessä mittakaavassa tällainen tuotannon ja kulutuksen epäsuhta ei vaikuta olennaisesti koko sähköjärjestelmän toimintaan. Suomen sähköverkko on jäykkä eli se kestää hyvin pienimuotoista vaihtelua. Jos hetkellinen sähköenergian tuotanto on suurempaa kuin kulutus täytyy järjestelmässä olla jokin tapa hallita ylituotantotilannetta. Vastavasti alituotantotilanteessa tulisi energia- tai tehovaje pystyä kompensoimaan mahdollisimman nopeasti. Suuret tuotantotehon vaihtelut voivat aiheuttaa sähköverkossa sähkön taajuuden muutoksia ja tiettyjen rajojen ylittävät muutokset voivat pahimmassa tapauksessa jopa romahduttaa sähköverkon.

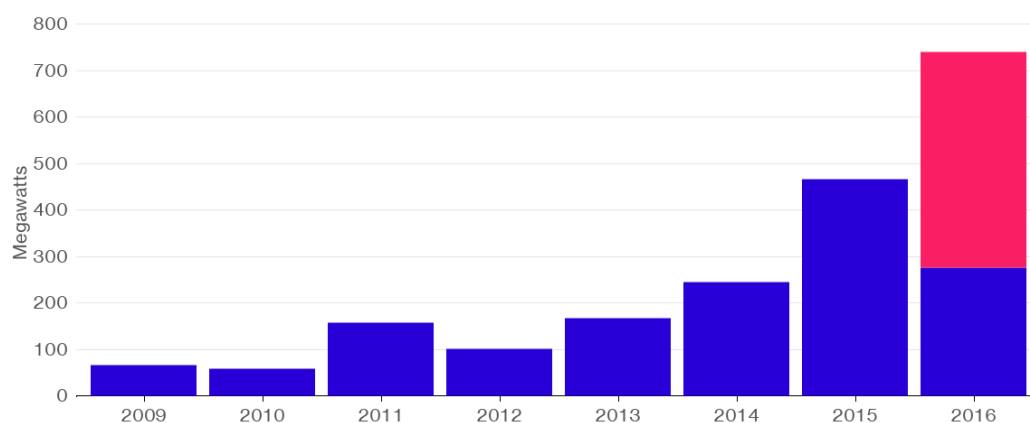
Aurinkosähkön tuotannossa valoisan ajan säävaihtelut aiheuttavat vaikeuksia ennustaa sähkön tuotantomääriä tarkasti. Pilvien liikkeet, jopa aurinkoisenakin päivänä, voivat muuttaa aurinkosähkön tuotantomäärään nopean tehon vähenemisen tai lisäyksen. Sääriippuvaisen sähköntuotannon lisääntyminen on omalta osaltaan aiheuttanut energian varastointitekniikkaan liittyvän liiketoiminnan liikevaihdon nopean kasvun maailmanmarkkinoilla viime vuosina.

Energian varastointiin on olemassa monia sähköisiä, mekaanisia ja sähkökemiallisia menetelmiä. Liitteessä 12 on esitelty erilaisia varastointitapoja ja niiden ominaisuuksia. Energian varastointi lisää yleensä tuotantojärjestelmän hintaa merkittävästi ja heikentää myös järjestelmän kokonaishyötysuhdetta. Varastointimenetelmän valintaan vaikuttavat hinnan lisäksi ainakin varastoitavan kapasiteetin määrä, riittävä reagointinopeus ja kesto lataus- ja purkaussykleihin, käyttäytyminen ja soveltuvuus käyttöolosuhteisiin (lämpötila, tilan tarve). Pienessä mittakaavassa varastointia voi toteuttaa erilaisilla kondensaattoreilla ja akuilla.

Varastointitarpeen kasvaessa hyödynnettäviä teknologioita voivat olla vauhtipyörät, pumppuvoimalaitokset, paineilma- varastot (Compressed Air Energy Storage, CAES), vedyn tuottaminen polttokennoille, synteettisen maakaasun (Synthetic Natural Gas, SNG) valmistaminen. Pumppuvoimalaitoksia voi käyttää järjestelmätason tasehallintaan isossa mittakaavassa säätösähkön tuotantoon.

The Market For Energy Storage Is Growing

Global commissioned energy storage



Source: Bloomberg New Energy Finance

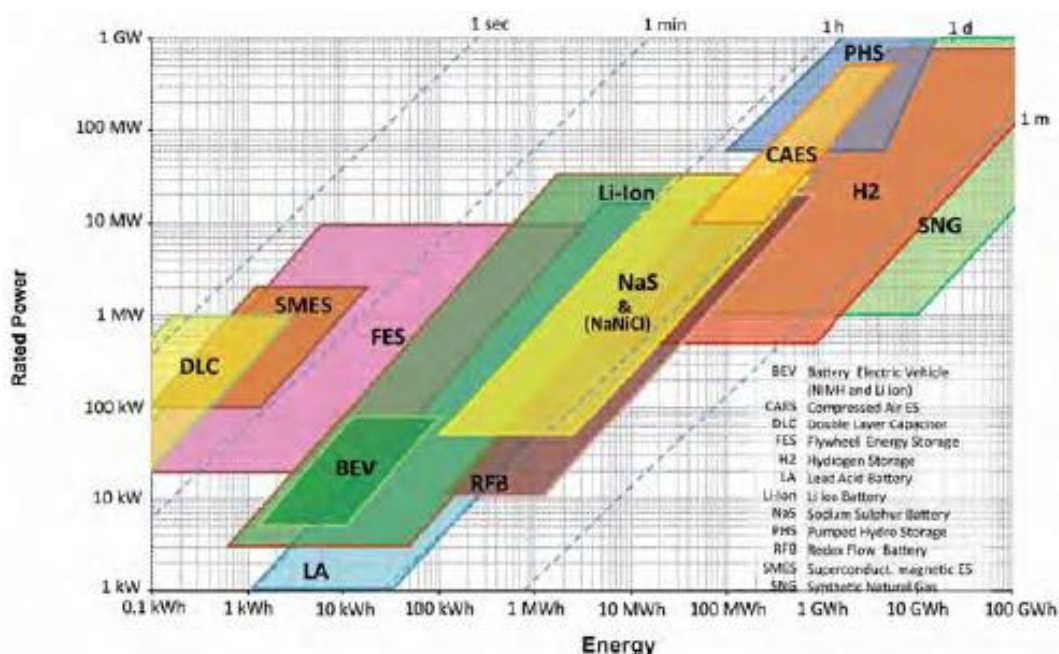
Bloomberg

Kuva 76: Energiavarastoinnin maailmanmarkkinoiden kehitys vuosina 2009 – 2015 ja arvio vuodelta 2016.

Lähde: Bloomberg Technology: Britain Is About to Take a Great (Battery) Leap Forward

http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-25/biggest-battery-contracts-move-u-k-closer-to-grid-scale-storage?utm_content=buffer072cc&utm_medium=social&utm_source=linkedin.com&utm_campaign=buffer?utm_content=buffer072cc&utm_medium=social&utm_source=linkedin.com&utm_campaign=buffer

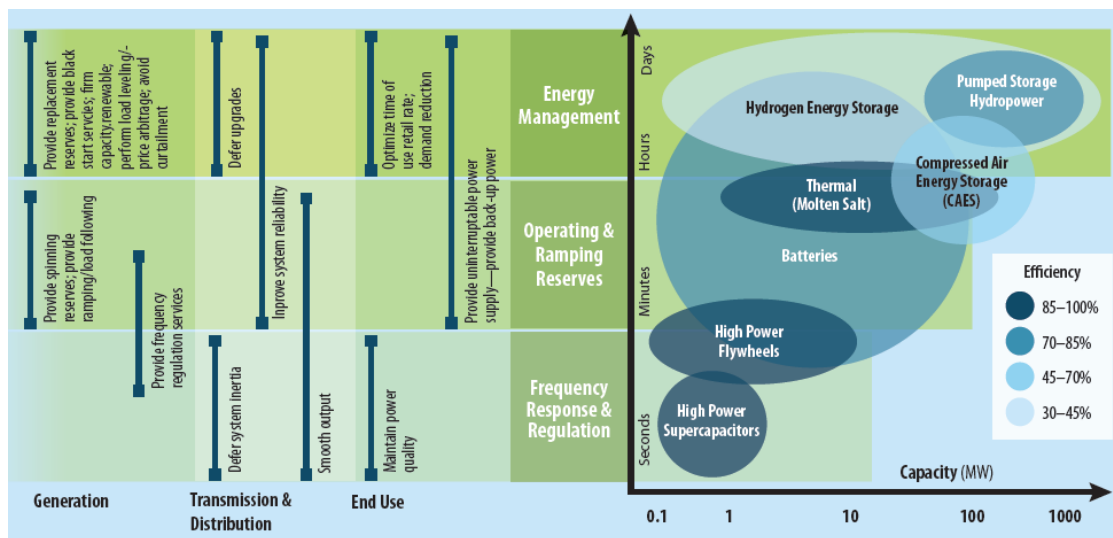
Energian varastointia voi toteuttaa tarvelähtöisesti hyvin monella tapaa.



Kuva 77: Eri energian varastointitekniikoiden ominaisuuksia.

Lähde: <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>

Kuvan 78 mukaan akkuteknologia soveltuu laajasti sähkön varastointiin. Kotitalous ja kiinteistömittakaavassa käytännössä akut ovat ainoa sovellettu ratkaisu sähköenergian varastointiin. Isommissa voimalaitosmittakaavassa on mahdollista soveltaa myös muita ratkaisuja.



Kuva 78: Eri energian varastointimuotojen soveltuvuus. Lähde: NREL Energy Storage, Possibilities for Expanding Electric Grid Flexibility, February 2016 . <http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64764.pdf>

Function	Supercapacitor	Lithium-ion (general)
Charge time	1–10 seconds	10–60 minutes
Cycle life	1 million or 30,000h	500 and higher
Cell voltage	2.3 to 2.75V	3.6V nominal
Specific energy (Wh/kg)	5 (typical)	120–240
Specific power (W/kg)	Up to 10,000	1,000–3,000
Cost per kWh	\$10,000 (typical)	\$250–\$1,000 (large system)
Service life (industrial)	10-15 years	5 to 10 years
Charge temperature	–40 to 65°C (–40 to 149°F)	0 to 45°C (32°to 113°F)
Discharge temperature	–40 to 65°C (–40 to 149°F)	–20 to 60°C (–4 to 140°F)

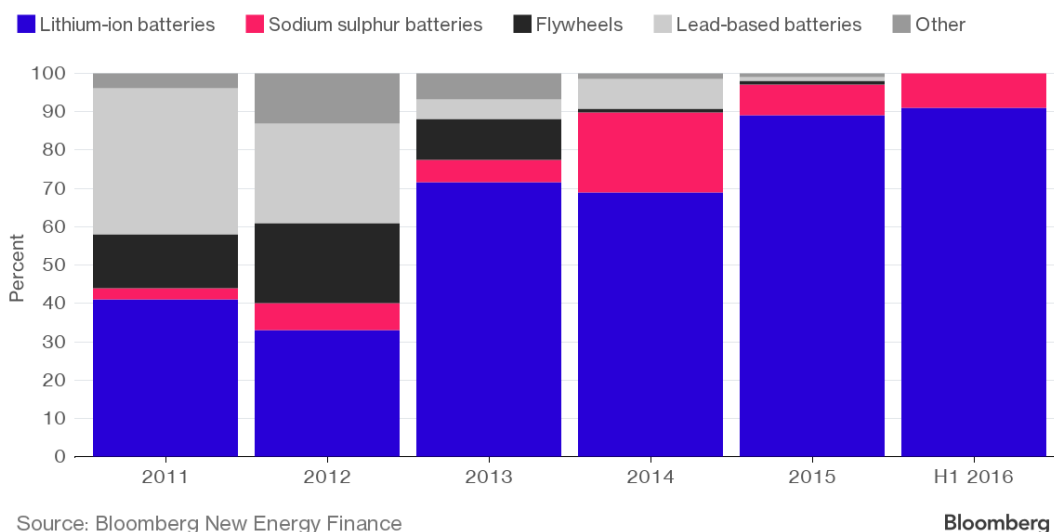
Source: Maxwell Technologies, Inc.

Kuva 79: Superkondensaattorin ja litium-ioniakun suoritusarvojen vertailua Lähde: How does a Supercapacitor Work? http://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/whats_the_role_of_the_supercapacitor

Superkondensaattoreilla on monia hyviä ominaisuuksia energian varastointiteknologiaksi joihinkin sovelluksiin, mutta ainakin toistaiseksi hinta rajoittaa niiden laajempaa hyödyntämistä.

Lithium-ion Batteries Take the Biggest Share

Technology mix of commissioned energy storage projects



Kuva 80: Energian varastointiin käytettyjen teknologioiden suhteellisten markkinaosuuk-
sien jakauma vuosilta 2011 – 2016.

Lähde: Bloomberg Technology: Britain Is About to Take a Great (Battery) Leap Forward

<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-25/biggest-battery-contracts-move-u-k-closer-to-grid-scale-storage>

Litium- (Li) ja natrium-rikki (NaS) pohjaiset akut ovat nykyisin vallitseva teknologia energiavarastoinnissa ja kasvattaneet viime vuosina markkinaosuuttaan. Lyijy-pohjaiset (Pb) akut ja vauhtipyörät ovat menettäneet suhteellista markkinaosuuttaan.

Akut

Jos aurinkosähköjärjestelmän tuottamaa sähköä halutaan varastoida tai muuten tasapainottaa tai siirtää tuoton ja kulutuksen välistä epäsuhtaa käytetään tähän yleensä akkuja. Akkuja on monenlaisia ja siksi akkutyypin valinnassa kannattaa huomioida sähkön käyttötapa. Eri akkutyypit kestävät esimerkiksi eri tavalla lataus- ja purkaukset, purkauksien syvyyttä, latauksen nopeutta, toimivat eri tavalla eri käyttölämpötiloissa ja voivat olla huoltovapaita tai voidaan asentaa mihin asentoon tahansa. Akkuja käytävässä varastoivassa aurinkosähköjärjestelmässä akkujen elinikä riippuu siten akkutyypistä, käyttötavasta ja käyttöympäristöstä. Akkutyypin valinta ja kapasiteetti vaikuttavat sähkövarastoinnin ja siten koko järjestelmän hintaan kuten myös tällaisella järjestelmällä tuotetun sähkön hintaan.

Akkujen keskeisiä ominaisuuksia:

- 1. Energiatiheys (Wh/kg) ja tehotiheys (W/kg): määrittelee, kuinka paljon akussa on tehoa massaansa nähden. Tyypillisesti akusta riippuen se on luokkaa 30–120 Wh/kg ja 100-3000 W/kg
- 2. Sisäresistanssi: tyypillisesti se on luokkaa 25–200 milliohmia
- 3. Lataus-purkauksetojen määrä ja elinikä: jotain akkuja voi ladata vain 300 kertaa kun taas jotain voi yli 1000 kertaa, jolloin 20 % akun tehosta on lähtenyt.
- 4. Latauksen nopeus: tyypillisesti alle tunnista 16 tuntiin.

- 5. Itse purkautumisnopeus: kertoo, kuinka paljon akku tyhjenee, kun se on käyttämättömänä. Akusta riippuen purkautuu 5 %:sta 20 %:iin.
- 6. Ulostulojännite: tyypillisesti 1,25 voltista - 3,3 volttiin
- 7. Toimintaolosuhteet: missä lämpötilassa kennot toimivat. Tyypillisesti -20 asteesta 60 asteeseen. Ovatko kennot umpinaisia ja ovatko ne paineen alaisia.
- 8. Turvallisuustekijät: miten akku toimii virhetilanteessa ja kuinka usein sellaisia tapahtuu.
- 9. Käytetäänkö akussa myrkyllisiä aineita. Miten akku toimii oikosulkutilanteessa.
- 10. Ympäristölliset tekijät: käytetäänkö myrkyllisiä aineita ja miten ongelmajätteitä voidaan kierrättää tai hävittää.
- 11. Hinta ja kaupallisuus, ylilatautumisen kesto, jonka lisäksi täytyy ottaa huomioon, että akuissa saattaa olla muistiominaisuutta. Muistiominaisuus tarkoittaa, että jos akkua ei huolla oikein ja käyttää esimerkiksi vain pientä osaa akun kapasiteetista niin se voi menettää kapasiteetistaan suurenkin osan pysyvästi tai väliaikaisesti akku tyypistä riippuen.

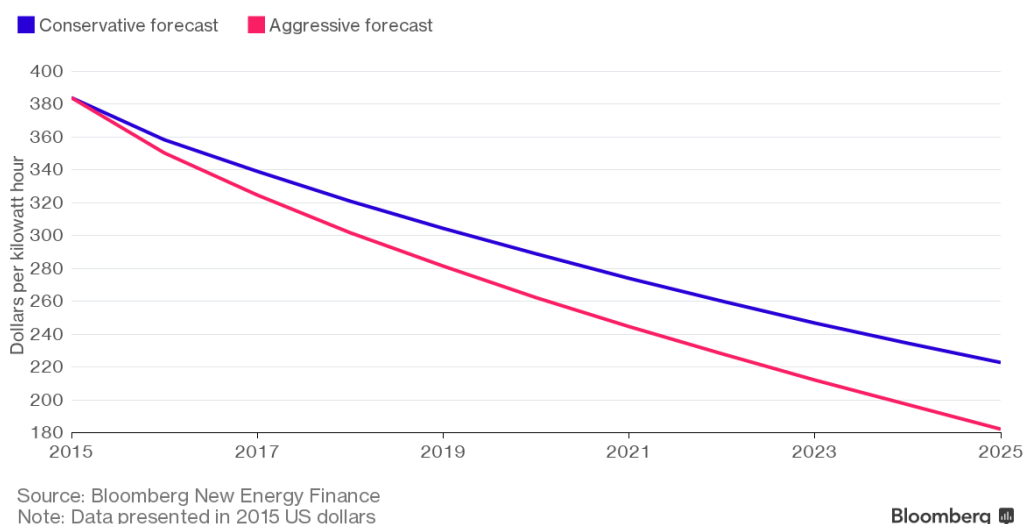
Lähde: Akkujen nykytila, Tampereen teknillinen yliopisto, SMG-4050 Energian varastointi ja uusiutuvat energialähteet kurssin seminaarityö https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-4050/seminarit07/akkujen_nykytila.pdf
 Raili Alanen, Tiina Koljonen, Sirpa Hukari, Pekka Saari: Energian varastoinnin nykytila, VTT tiedotteita 2199, Espoo 2003, ISBN 951-38-6160-0, ISSN 1455-0865 <http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2003/T2199.pdf>

Akkujen ja muiden sähkön varastointitapojen ominaisuuksia on esitelty tarkemmin liitteessä 11.

Energian varastointi akkuteknologialla on kallista, mutta alla olevan ennusteen mukaan sähkön varastoinnissa käytettävien litium-pohjaisten akkujen kustannus kilowattituntia kohden laskisi merkittävästi seuraavan kymmenen vuoden aikana.

Lithium Battery Costs Are Set to Fall

Battery pack costs could fall as low as \$182/kWh by 2025 using current technologies



Kuva 81: Maltillinen ja optimistinen ennuste litium-akkujen hintakehityksestä vuosille 2015 – 2025. Lähde: Bloomberg Technology: Britain Is About to Take a Great (Battery) Leap Forward [37]

Isot aurinkovoimalat

Aurinkosähkövoimaloiden perustyyppinä ovat pelkistä aurinkopaneeleista rakennettu voimala tai keskitetty aurinkovoimala (Concentrator photovoltaics, CPV). Keskitetyssä aurinkosähkövoimalassa auringon energia keskitetään linssien ja/tai optiikan avulla pienemmälle paneelipinta-alalle. Keskitämällä auringonvalo linssillä tai peileillä tarvitaan kallista kennomateriaalia vain murto-osa perinteiseen keskittämättömään ratkaisuun nähden. Tällöin sähkön tuotantoon käytetään usein kalliimpia jopa yli 40 % hyötysuhteen moniliitosennoja. Tarvittavan paneelipinta-alan pienuus ja olennaisesti parempi hyötysuhde kompensoivat kyseisten paneelien kallista hintaa. Aurinkoenergian keskittäminen nostaa aurinkopaneelin lämpötilaa, joka toisaalta heikentää paneelissa käytetyn materiaalin hyötysuhdetta. Keskittämissä toteutuksissa pyritään jäähdyttämään paneelia, jotta hyötysuhde saataisiin mahdollisimman hyväksi. CPV järjestelmä pystyy hyödyntämään lähinnä suoraa auringon säteilyenergiaa, jolloin heijastunut auringonsäteily jää osittain hyödyntämättä. CPV ratkaisuja on toteutettu lähinnä erittäin aurinkoisilla alueilla, jossa suoran auringonsäteilyn intensiteetti on suuri. CPV ratkaisu poikkeaa CSP (Concentrating solar power), jossa auringonsäteily keskitetään myös peileillä ja/tai linssillä lämmittämään nesteitä ja sähkö tuotetaan perinteisellä höyryvoimalaitostekniikalla tai Stirling-koneilla.

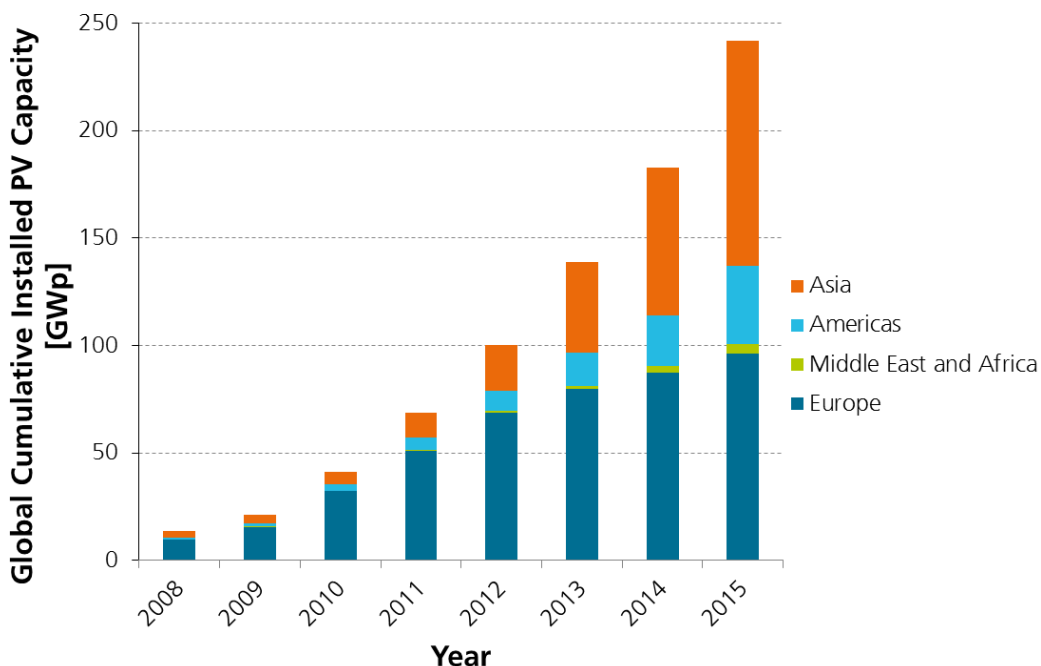


Kuva 82: Iso maalle rakennettu aurinkovoimala kiinteäkulmaisilla telineillä.

Isoissa perinteisissä aurinkovoimaloissa aurinkopaneeleja on tyypillisesti useassa rivissä. Tällaisen aurinkopaneelikentän suunnittelu on optimointitehtävä, jossa tulee etsiä energiantuotannon optimia tilankäytön, paneelien kallistuskulman ja varjostuksien aiheuttaman tuotantohävikin suhteen eri vuoden- ja vuorokaudenaikojen suhteen. Auringon säteilykulma muuttuu niin vuorokauden- kuin vuodenaikojenkin suhteen. Tämä optimointiongelman korostuu erityisesti tasamaalle rakennetuissa laitoksissa.

Aurinkovoimaloiden globaali rakennettu kapasiteetti alueittain

Aurinkosähkön asennettu kapasiteetti on ollut muutama vuosi taaksepäin hyvin suurelta osalta Euroopassa, mutta viime vuosina Aasia ja Amerikat ovat aktivoituneet aurinkosähkön tuotannossa. Vuonna 2014 maailmanlaajuinen kumulatiivinen aurinkosähkön asennusmäärä huipputehona oli noin 180 GW_p ja vuonna 2015 se oli 242 GW_p. Kumulatiivinen kasvu on ollut vuosina 2008 – 2015 eksponentiaalista. Voimakas kehitys näyttäisi jatkuvan myös tulevana vuosina.



Data: IHS. Graph: PSE AG 2016

Kuva 83: Maailmanlaajuisen aurinkosähkön asennettu kapasiteetti vuosina 2008 – 2015.

Lähde: Photovoltaics report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE AG Freiburg, 6 June 2016
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>

Simulointi- ja laskentatyökaluja

Internetissä on tarjolla erilaisia ohjelmia ja sivuja, jotka antavat tietoa ja tukea aurinkojärjestelmien suunnitteluun. Eräs tällainen sivusto on Euroopan komission Joint Research Centren tarjoama palvelu, jonka avulla voi tutkia auringonsäteilyn määrää halutussa maantieteellisessä paikassa esimerkiksi eri kennotyypeillä ja paneelien asennuskulmilla ja asennusratkaisuilla.

7.3.2016 PV potential estimation utility

JRC CM SAF Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps

Europe Africa-Asia

e.g., "Ispra, Italy" or "45.256N, 16.9589E"

Vaasa, Finland

Search

cursor position: 63.018, 21.761
selected position: 63.083, 21.626
Go to lat/lon

Latitude: 63.083 Longitude: 21.626

Korsholm Mustasaari

Vaasa

Kronvik

Sundom

Rönöör

Vikby

Self Tölby Kartt Ilmoita karttavirheestä

Solar radiation Temperature Other maps

PV Estimation Monthly radiation Daily radiation Stand-alone PV

Performance of Grid-connected PV

Radiation database: Classic PVGIS [What is this?]

PV technology: Crystalline silicon

Installed peak PV power 1 kWp

Estimated system losses [0;100] 14 %

Fixed mounting options:

Mounting position: Free-standing

Slope [0;90] 44 ° Optimize slope

Azimuth [-180;180] 0 ° Also optimize azimuth
(Azimuth angle from -180 to 180, East=-90, South=0)

Tracking options:

Vertical axis Slope [0;90] 0 ° Optimize

Inclined axis Slope [0;90] 0 ° Optimize

2-axis tracking

Horizon file: Valitse tiedosto | Ei valittua tiedostoa

Output options

Show graphs Show horizon

Web page Text file PDF

Calculate [help]

Kuva 84: European Commission Joint Research Centre laskentaohjelma paikallisen aurinkovoiman määrittämiseen. Lähde: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Kotimaisia tutustumisen arvoisia sivuja on mm. Motivan ja FinSolar-projektin aurinkoenergiisivut. FinSolar-sivuilta löytyy aurinkoenergiajärjestelmiin liittyvät kannattavuuslaskurit, joilla voi tehdä kuluttajan näkökulmasta monipuolisia laskelmia aurinkojärjestelmän energiantuotosta ja investoinnin takaisinmaksuajasta erilaisissa olosuhteissa.

FinSolar kotisivu: <http://www.finsolar.net/>

Kannattavuuslaskurit: <http://www.finsolar.net/kannattavuus/kannattavuuslaskurit/>

- Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden karkeaan arvioimiseen soveltuva **Aurinkosähkön kannattavuuslaskuri** (excel-työkirja) ja **Aurinkosähkön kannattavuus- ja mitoitusslaskuri** (excel-työkirja).

Sähkömarkkinalaki

Lähde: www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588

Sähkömarkkinalaki luokittelee alle 2 megavoltiampeerin sähköntuotantolaitoksen pienimuotoiseksi sähköntuotannoksi.

”3§ 14) pienimuotoisella sähköntuotannolla *voimalaitosta tai usean voimalaitoksen muodostamaa kokonaisuutta, jonka teho on enintään kaksi megavoltiampeeria;*”

Alle 50 kW järjestelmien tuotanto on tällä hetkellä täysin verovapaata. Alle 2000 kVA:n laitoksista ei tarvitse maksaa veroa, jos sähköä ei siirretä ollenkaan yleiseen sähköverkkoon, muussa tapauksessa tuottaja joutuu maksamaan veroa itse kuluttamansa sähkön osalta.

Paneelien asentaminen lupakäytännöt

Aurinkopaneelien asentamisen lupakäytännöt vaihtelevat kunnittain.

On mahdollista, että:

- asentaminen on kielletty (rakennuksen julkisivu on suojeltu)
- rakennusvalvonta vaatii toimenpideluvan tai kaupunkikuva-arkkitehdin tai muun vastaavan hyväksynnän
- rakennusvalvonta vaatii toimenpideilmoituksen (lomakkeen täyttäminen ja maksu) tai
- rakennusvalvonta ei vaadi mitään.

Kuntakohtaisten erojen vuoksi oman kunnan rakennusvalvontaan on aina oltava yhteydessä hyvissä ajoin ja varmistettava oman kunnan käytäntö.

Lähde: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lupa-asiat

Energiatuki

Lähde: <http://tem.fi/energiatuki>

Työ- ja elinkeinoministeriö voi hankekohtaisen harkinnan perusteella myöntää yrityksille, kunnille ja muille yhteisöille energiatukea sellaisiin ilmasto- ja ympäristömyönteisiin investointi- ja selvityshankkeisiin, jotka edistävät

- 1) uusiutuvan energian tuotantoa tai käyttöä,
- 2) energiansäästöä tai energiantuotannon tai käytön tehostamista
- 3) vähentävät energian tuotannon tai käytön ympäristöhaittoja.

Energiatuella pyritään erityisesti edistämään uuden energiateknologian käyttöönottoa ja markkinoille saattamista.

Tukipäätökset käsitellään pääsääntöisesti paikallisissa elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskuksissa. Investointikustannuksiltaan yli 5 miljoonan euron hankkeet sekä hankkeet, joihin sisältyy uutta teknologiaa, käsitellään työ- ja elinkeinoministeriön energiaosastolla.

Tuen ensisijaisena tavoitteena on vaikuttaa investoinnin käynnistymiseen parantamalla sen taloudellista kannattavuutta ja pienentämällä uuden teknologian käyttöönottoon liittyviä taloudellisia riskejä.

Hakemus tulee toimittaa aina siihen elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskukseen, jonka toiminta-alueella investointi tai selvityshanke toteutetaan. Jos hanke toteutetaan usealla paikkakunnalla, tulee hakemus jättää siihen ELY-keskukseen, jonka toiminta-alueella hakijan kotipaikka sijaitsee.

Tukea sekä tuen maksatusta tulee hakea työ- ja elinkeinoministeriön vahvistamilla lomakkeilla, joista ilmenevät myös ohjeet hakemuksen tekemiselle sekä tarvittavat liitteet.

Tukea tulee hakea **ennen** hankkeen aloittamista.

Työ- ja elinkeinoministeriö päättää tuen myöntämisestä investointihankkeeseen, jos sen hyväksyttävät kustannukset ylittävät 5 000 000 euroa, ja selvityshankkeeseen, jos sen hyväksyttävät kustannukset ylittävät 250 000 euroa.

Työ- ja elinkeinoministeriö päättää myös tuen myöntämisestä, jos investointihanke liittyy uuden teknologian käyttöönottoon ja selvityshanke uuden palvelun tai menetelmän kehittämiseen. Muutoin tuen myöntämisestä päättää elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus.

Maksatuksen hoitaa tukipäätöksen tehnyt viranomainen tukipäätöksen mukaisesti hankkeen edistymisen ja asiakkaan tekemien tilitysten perusteella. Lopputilitystä tulee hakea kolmen kuukauden kuluessa hankkeen toteuttamisesta.

Energiatuen osuus hyväksyttävistä kustannuksista voi olla energiatuen myöntämisen yleisistä ehdoista annetun valtioneuvoston asetuksen (1063/2012) mukaan enintään:

- kuntasektorin uusiutuvan energian katselmukset 60 %
- kuntasektorin, mikroyritysten ja pk-yritysten energiakatselmukset 50 %
- muut energiakatselmukset, -analyysit ja selvityshankkeet 40 %
- uusiutuviin energialähteisiin ja energiatehokkuuteen liittyvät investoinnit, uusi teknologia 40 %
- uusiutuviin energialähteisiin liittyvät ja energiatehokkuuteen liittyvät investoinnit, tavallinen teknologia 30 %
- muut energiantuotannon ympäristöhaittoja vähentävät investoinnit 30 %

Ohjeelliset tukiprosentit hyväksyttävistä uusiutuvan energian investointikustannuksista vuodelle 2016 (tavanomainen teknologia) ovat seuraavat:

Lämpökeskushankkeet (puupolttoaineet)	10–15 %
Lämpöpumppuhankkeet	15 %*
Aurinkolämpöhankkeet	20 %
Pienvesivoimahankkeet	15–20 %
Kaatopaikkakaasuhankkeet	15–20%
Aurinkosähköhankkeet	25 %
Biokaasuhankkeet	20–30 %
Pientuulivoimahankkeet	20–25 %

Taulukko 6: Uusituvan energian investointikustannusten tukiprosentit vuonna 2016.

Maatiloille voi hakea investointitukea uusiutuvan energian tuotantolaitoksiin. Investointi on tukikelpoinen vain siltä osin kuin energia käytetään maatalouden tuotantotoiminnassa. Tu- en myöntämisen edellytyksenä on, että energialaitoksessa hyödynnetään uusiutuvaa energialähdettä. ELY-investointitukikelpoinen maatilayritys voi hakea investointitukea 35 - 40 % aurinkosähkövoimalaitosprojektin laskennallisista kustannuksista vuonna 2016.

Lähde: [MaVi: investointituen määrä 2016](#)

Kotitaloudet voivat hakea aurinkosähköjärjestelmän toteutukseen kotitalousvähennystä. Vähennys lasketaan arvonlisäverollisesta aurinkoenergiainvestoinnin ennakkoperintärekis- teriin merkityn yrityksen työkuiluista, joihin kuuluu esimerkiksi asennuksen kustannukset. Vähennystä ei saa siis esimerkiksi laskuun sisältyvistä tarvikkeista tai matkakuluista. Koti- talousvähennys on 45% vähennykseen oikeuttavista kuluista. Yrittäjän tai yrityksen on eri- teltävä myös vähennykseen oikeuttamattomat kulut laskulle.

Jos kotitalous palkkaa henkilön työsuhteeseen, saa kotitalousvähennyksessä vähentää 15 % maksetusta palkasta sekä palkkaan liittyvistä työnantajan sivukuluista.

Kotitalousvähennyksen enimmäismäärä vuonna 2016 on 2 400 euroa vuodessa (vuonna 2015 sama määrä). Summa voi koostua pelkästään kotitalous-, remontti- tai tietotekniikka- töistä tai näistä kaikista. Vähennykseen liittyy vuotuinen 100 euron omavastuuosuus.

Maksimivähennyksen eli 2 400 euron vähennyksen saa, jos vuonna 2016 yritykseltä oste- tuissa palveluissa työn osuus on yhteensä noin 5 555 euroa $[(5\,555 \times 45\%) - 100] = 2\,399,75$.

Vähennys on henkilökohtainen, joten pariskunta voi saada vuonna 2016 yhteensä 4 800 euron vähennykset. Puolisoille vähennys myönnetään siten, kun he ovat sitä pyytäneet.

Jos 2 400 euron raja ei ylity, vähennys kannattaa pyytää vain toiselle puolisolle. Näin omavastuu tulee vähennetyksi vain kertaalleen.

Kotitalouden sähkötuotannon tuloverotus

Lähde: <https://www.vero.fi/fi->

[FI/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotus\(34079\)](https://www.vero.fi/fi/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotus(34079))

Luonnollinen henkilö (verovelvollinen) voi hankkia käyttöönsä aurinkosähköjärjestelmän, tuulivoimalan tai muun vastaavan pienimuotoisen sähköenergiaa tuottavan laitteiston, jolla hän tuottaa sähköä omiin tarpeisiinsa. Tällaisesta tuotannosta ei muodostu veronalaista tuloa. Luonnollinen henkilö harjoittaa yritystoimintaa omalla nimellään tai rekisteröidyllä toiminimellä. Tähän ryhmään kuuluvat ammatinharjoittajat, useimmat maatalouden harjoittajat sekä liikkeenharjoittajat.

Pienimuotoisella sähkötuotannolla tarkoitetaan luonnollisen henkilön enintään 50 kilovolt-tiampeerin nimellistehoisella sähkötuotantolaitteistolla harjoittamaa sähkötuotantoa ensisijaisesti kotitalouden omaan käyttöön. Kyse on tällöin niin sanotusta mikrotuotannosta.

Sähkövero

Keskeisimmät sähköveroa maksavat ovat sähköntuottajat ja verkonhaltijat, joiden on rekisteröidyttävä Tullille. Sähkön ostajat, myyjät tai maahantuojat eivät yleensä ole verovelvollisia, elleivät ole myös sähköntuottajia tai verkonhaltijoita.

Sähköveroa ei maksa sähköntuottaja, joka tuottaa sähköä alle 50 kVA:n tehoisella generaattorilla. Sähköveroa ei maksa myöskään sähköntuottaja, joka tuottaa sähköä 50 - 2000 kVA:n tehoisessa generaattorissa ja sähköä ei siirretä sähköverkkoon.

Suomessa kannetaan energiaveroja sähköstä, kivihilestä, maakaasusta, polttoturpeesta, mäntyöljystä ja nestemäisistä polttoaineista. Varmuusvarastoinnista ja muusta huoltovarmuuden turvaamisesta valtiolle aiheutuvien menojen rahoittamiseksi on nestemäisistä polttoaineista, sähköstä, kivihilestä ja maakaasusta lisäksi suoritettava huoltovarmuusmaksua.

Lähde: Tulli, Energiavero, Sähkövero: <http://www.tulli.fi/fi/yrityksille/verotus/valmisteverotettavat/energia/>

Sähköverovelvolliset

Sähköverovelvollisia ovat pääsääntöisesti verkonhaltijat ja sähköntuottajat. Tilanteesta riippuen myös sähköä II veroluokalla hankkinut voi olla verovelvollinen, jos sähkö on kuitenkin kulutettu I veroluokan mukaisessa käytössä. Samoin, jos joku muu kuin verkonhaltija ansiotoiminnassaan vastaanottaa sähköä toisesta jäsenvaltiosta tai tuo maahan sähköä yhteisön ulkopuolelta eikä sähkö kulje verkonhaltijan sähköverkon kautta Suomessa, tämän sähkön vastaanottaja on verovelvollinen kyseisestä sähkömäärästä. Verovelvollisen on rekisteröidyttävä kirjallisesti, jokaisesta voimalaitoksestaan erikseen, Tullille sähköverovelvolliseksi ennen voimalaitoksen käyttöönottoa.

Verovelvollisen on tehtävä sähköveroilmoitus Tullille kultakin kuukaudelta seuraavan kuukauden 18. päivään mennessä, ja suoritettava säädetyt verot kuukauden 27. päivään mennessä.

Pienimmät sähköntuottajat eli enintään 100 kVA:n nimellistehoilla mikrovoimalaitoksilla sähköä tuottavat on vapautettu kaikista sähköverotuksen velvollisuuksista. Näiden toimijoiden ei tarvitse rekisteröityä verovelvollisiksi eikä antaa sähköntuotannostaan veroilmoituksia.

Tätä suuremmat yli 100 kVA:n nimellistehoiset, mutta enintään 800 000 kWh vuodessa tuottavat sähkön pientuottajat joutuvat sen sijaan rekisteröitymään Tullille sähköverovelvollisiksi, mutta heidän ei tarvitse antaa veroilmoitusta kuin yhden kerran vuodessa (tammi-kuussa koko edelliseltä vuodelta), jotta säädettyä vuosituotantorajaa voidaan valvoa.

- Sähkövero ei näidenkään sähkön pientuottajien tarvitse maksaa itse tuottamastaan ja käyttämästään sähköstä, vaan he antavat vuosiveroilmoituksen ns. nollaveroilmoituksena, jolla ilmoitetaan vain tuotettu sähkön määrä.

- Mikäli pientuottajaksi rekisteröityneellä sähköntuottajalla vuosituotantoraja kuitenkin ylittyy, pitää hänen välittömästi seuraavana kuukautena tämän ylityksen jälkeen antaa veroilmoitus koko alkuvuoden tuotannostaan ja suorittaa mahdolliset sähköverot mitä alkuvuonna olisi pitänyt kantaa.

Nämä säännöt sähkönverovelvollisuudessa koskevat samalla tavalla kaikkia sähköntuotantomuotoja ja tuotannossa käytettäviä polttoaineita.

Sähköntuottajat jakaantuvat jatkossa sähköverovelvollisuuden osalta kolmeen kategoriaan:

1. Mikrovoimalaitokset, nimellisteholtaan enintään 100 kVA, jotka jäävät kokonaan verotuksen ulkopuolelle.
2. Pienvoimalaitokset, nimellisteholtaan yli 100 kVA, mutta vuosituotanto enintään 800 000 kWh, jotka rekisteröityvät sähkön pientuottajiksi ja antavat koko vuodelta yhden veroilmoituksen tuottamastaan sähkön määrästä.
3. Sähköntuottaja, voimalaitos jonka nimellisteho on yli 100 kVA ja vuosituotanto yli 800 000 kWh. Antaa normaalin veroilmoituksen (verolliset ja verottomat toimitukset) kuukausittain riippumatta siitä, syöttääkö sähköä sähköverkkoon vai ei.

Lähde: Energiaverotus

http://www.tulli.fi/fi/suomen_tulli/julkaisut_ja_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf

Kiinteistövero

Voimalaitoksina voidaan pitää kaikenlaisia sähkövoimaa tuottavia laitoksia. Näitä ovat vesivoimalaitosten ohella sähköä tuottavat voimalaitokset, joita ovat ydinvoimalaitokset ja erilaisia palavia polttoaineita käyttävät laitokset. Kiinteistöverolain KiVL:n 14 §:n 2 momen-

tin mukaan erillistä voimalaitosprosenttia ei kuitenkaan sovelleta vesi- ja tuulivoimalaitokseen, jonka nimellisteho on enintään 10 megavoltiampeeria. Edellä mainittuihin voimalaitoksiin sovelletaan yleistä kiinteistöveroprosenttia. Lähde: Kiinteistöverolain soveltamisohje 5.5 Eräiden laitosten veroprosentti https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Kiinteistoverotus/Kiinteistoverolain_soveltamisohje

Aurinkosähkön tuotannossa voimalan sijainti ja toteutustapa rakenteissa määrittää sovellettavaa verotuskäytäntöä. Rakennuksen seinään tai katolle asennettu aurinkovoimala ei vaikuta ko. rakennuksen jälleenhankinta-arvoon, eikä näin ollen myöskään siitä perittävän kiinteistöveron määrään. Itsenäiset (oman tukirakenteensa varassa maan tai veden pinnalle kiinteästi asennetut ja paikallaan pidettäväksi tarkoitetut) aurinkovoimalat ovat rakennelmina kiinteistöveron piirissä. Kiinteistöveron piiriin kuuluu myös niiden maapohja. Lähde: FinSolar: Aurinkovoimaloiden kiinteistöverotus <http://www.finsolar.net/investointiymparisto/lait-ja-saadokset/aurinkovoimaloiden-kiinteistoverotus/>

Sähköverkkoon liittymisen ehdot, Grid code

Sähköverkossa taajuuden sallitaan vaihtelevan normaalitilanteessa 49,9 ja 50,1 hertsin (Hz) välillä. Jos sähköverkon taajuus on alle 50 Hz, kulutus on tuotantoa suurempi. Vastaavasti taajuuden ollessa yli 50 Hz, tuotanto on kulutusta suurempi.

Voimalaitoksen sähköverkkoon liittymisen ehdot määritellään ns. grid codessa, jossa määritellään voimalaitoksessa tuotetun verkkoon syötettävän sähkön laadun kriteerit ja voimalaitoksen toiminta verkon erilaisissa toimintatilanteissa. Suomessa ehdot on määritelty sähköverkon tasevastaavan Fingrid Oyj:n julkaisemassa ”**Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013, 27.9.2013**” nimisessä julkaisussa. VJV2013:ssä ei ole suoraan määritelty kriteerejä aurinkovoimalaitoksille, joten toistaiseksi aurinkovoimalat rinnastetaan toiseen säästä riippuvaan sähköntuotantomuotoon eli tuulivoimaloihin. Tuulivoimaloiden verkkoon liittämiseen löytyy VJV2013:ssa omat ehdot.

Lähde: Fingrid: Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013, 27.9.2013

<http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/2013/Voimalaitosten%20j%C3%A4rjestelm%C3%A4tekniset%20vaatimukset%20VJV2013.pdf>

Teholuokan 1 voimalaitoksen mitoitusteho on vähintään 0,5 MW, mutta alle 10 MW.

Teholuokan 1 tuulivoimalaitoksille ei ole määritetty taajuuden tai pätötehon säätöön liittyviä vaatimuksia. Mikäli voimalaitoksen ominaisuuksiin kuuluu pätötehon ja taajuuden säätöön liittyviä toiminnallisuuksia, on Fingridillä kuitenkin oikeus hyödyntää tarvittaessa näitä toiminnallisuuksia. Aurinkovoimaloille sovelletaan toistaiseksi lähinnä tuulivoimaloiden liittämisehtoja.

Alle 5 MVA voimalaitokset voidaan liittää suoraan voimajohtoon. Näissä tapauksissa liittytäkseen tulee varustaa eroonkytkentäreleistyksellä ja runkojohto tahdissaolovalvontareleillä. Näillä varmistetaan, että voimalaitos irtikytketty runkojohdon vikatilanteessa ennen kuin jälleenytkentäreleistyys yrittää kytkeä johdon uudelleen kiinni, ja että voimalaitos ei jää syöttämään vikapaikkaa.

Yli 5 MVA voimalaitokset tulee liittää aina kytkinlaitokseen. Mikäli kytkinlaitosta ei ole lähellä voimalaitosta, se on rakennettava vähintään kolmen katkaisijakentän laajuusena esim.

lähimpään kantaverkon voimajohtoon. Voimalaitoskenttä on edellä mainituista syistä varustettava myös eroonkytkentäreleistyksellä.

Lähde: Fingrid asiakaslehti FINGRID 3/2008 sivu 27

http://www.fingrid.fi/fi/ajankohtaista/Ajankohtaista%20liitteet/Yrityslehdet/2008/Fingrid_3_08.pdf

Loistehon kompensointi

Eräät kulutuslaitteet tarvitsevat toimiakseen pätötehon lisäksi myös loistehoa. Tällaisia kulutuslaitteita ovat muun muassa sähkömoottorit ja purkauslamput. Loistehon siirto sähköverkossa lisää kuitenkin johtimien ja muuntajien läpi kulkevaa kokonaisvirtaa. Kokonaisvirran kasvu kasvattaa johtimien ja muuntajien käämitysten kuormitusta, mikä taas ilmenee lämpenemisenä. Tämän vuoksi loisteho on tarkoituksenmukaista tuottaa tai kompensoida sopivassa määrin. Aurinkovoimalan invertterillä voidaan tarvittaessa tuottaa ja kompensoida sekä kapasitiivista että induktiivista loistehoa.

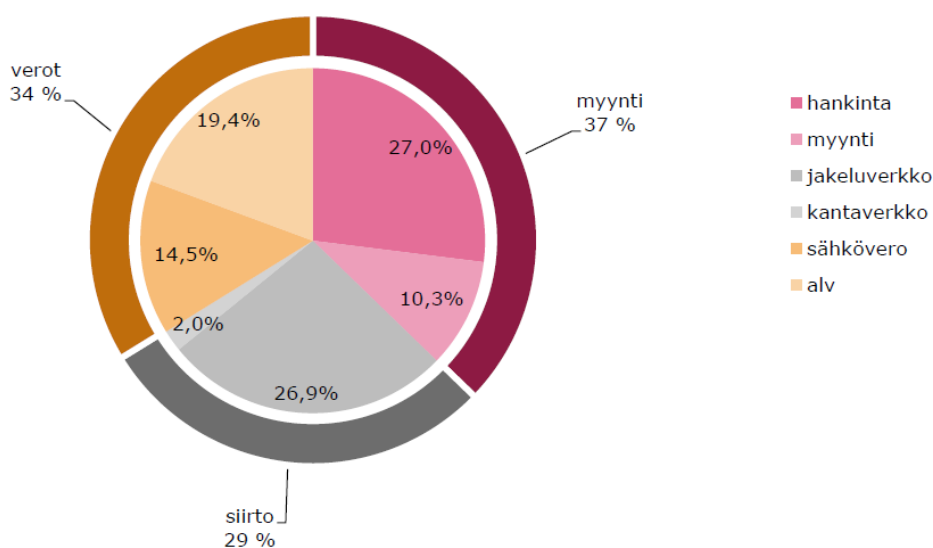
Kantaverkkoyhtiö Fingrid Oy sekä Energiamarkkinavirasto ovat velvoittaneet paikalliset verkkoyhtiöt huolehtimaan alueellaan tarvittavan loistehon hallinnan. Sähköverkkoyhtiöt ohjaavat omia asiakkaitaan kompensoimaan loistehoaan loistehomaksulla. Loistehomaksua ei kuitenkaan ole peritty yleisesti kuin tehosiirtoasiakkailta ja loisteho koskee tällä hetkellä suurimmalla osalla verkkoyhtiöistä vain induktiivista loistehoa. Mittarikannan uudistuessa myös kapasitiivisen loistehon mittausta ja laskutus tulee ajankohtaiseksi. Kapasitiivinen loisteho nostaa jännitettä pitkien kaapeleiden loppupäissä pienillä kuormilla. [27], [28]

Maakaapelointi tulee lisääntymään entisestään erityisesti maaseutuverkoissa toimitusvarmuusvaatimusten kasvaessa. Maakaapeliverkko tuottaa enemmän kapasitiivista loistehoa verrattuna avojohdoilla toteutettuun sähköverkkoon. Kompensointitarpeessa aurinkovoimaloiden invertterit voivat osaltaan säädellä sähköverkon loistehon määrää.

Kuluttajan sähkön hinnan rakenne

Sähkön hinta ostajalle koostuu useista eri osista, joista energian hinta on nykyisin tyypillisesti alle puolet maksettavasta määrästä.

Sähkön kuluttajahintaan vaikuttaa olennaisesti siihen sovellettavien veroluonteisten osien hinta sekä siirtomaksut. Liitteessä 5 on esitelty eri eurooppalaisten maiden kotitalouksien maksaman sähkölaskun keskimääräinen (EUR/kWh) hinta ja hinnan muodostumisen rakenne.

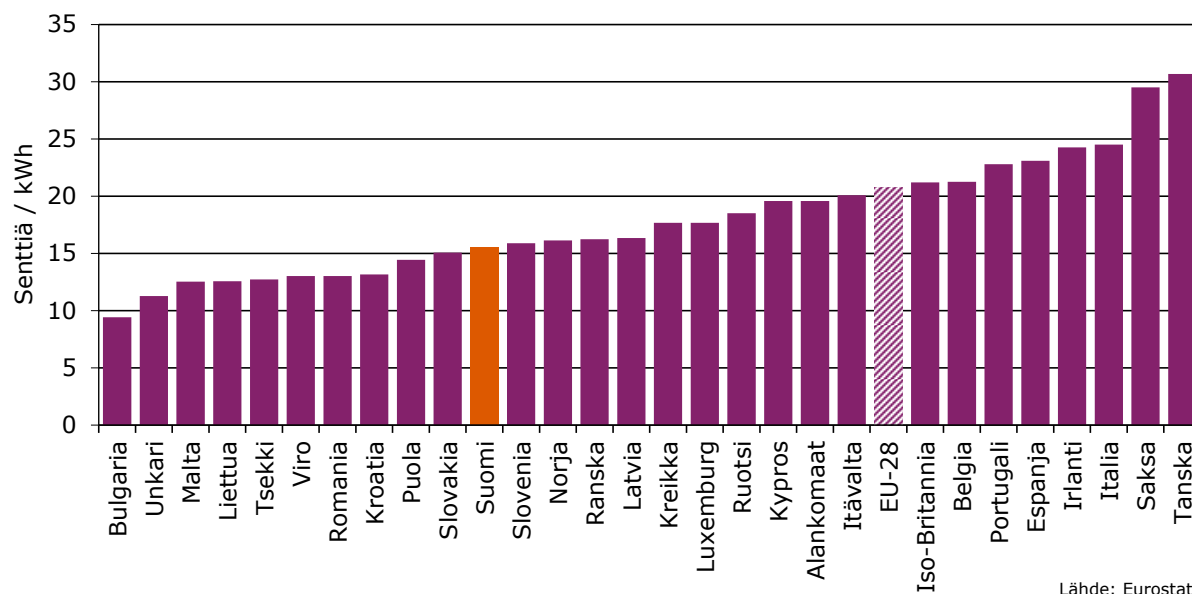


Kuva 85: Kotitalouskuluttajan sähkön hinnan muodostuminen 1.1.2015, kulutuksen ollessa 5000 kWh/vuosi ja hinnan 15,57 snt/kWh

Lähde: Energiavirasto <https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6info+-+Markkinat+15012015.pdf/014c1a54-8d41-4c3b-91b2-9d251dedbe9c>

Sähkön ostajille aurinkojärjestelmien kannattavuus tulee näillä näkymin todennäköisesti paranemaan ja takaisinmaksuaika lyhenemään. Aurinkosähkölaitteiden kustannusten laskiessa ja sähkölaskun siirtohintojen ja mahdollisten veroluonteisten kustannuserien kalliutessa enemmän kuin energian hinta halpenee, sähkön asiakkaan maksama ostohinta tulee suurella todennäköisyydellä kallistumaan. Sähkön siirtomaksuissa on sähköverkkoyhtiöillä korotuspaineita toimitusvarmuusvaatimusten aiheuttamien investointien vuoksi. Toimitusvarmuuden parannus on johtanut verkkoyhtiöissä mittaviin investointeihin maakaapeloinnissa.

Euroopan laajuisessa kotitalouksien sähkön hintavertailussa Suomi (noin 15 snt/kWh) on reilusti EU-maiden keskiarvon (noin 20 snt/kWh) alapuolella ja huomattavasti halvempi kuin kalleimmat maat Saksa ja Tanska (noin 30 snt/kWh).



Lähde: Eurostat

Kuva 86: Kotitaloussähkön verollinen kokonaishinta (kulutus 2500-5000 kWh vuodessa) 1. puolivuotiskausi 2015

Lähde: <http://energia.fi/kalvosarjat/sahkon-kansainvalinen-hintatilasto-1-puolivuotiskausi-2015>

FinSolar hankkeessa on tehty taulukon 7 mukaiset arviot eri kohderyhmille soveltuvien aurinkosähköjärjestelmien tehoista ja hankintahinnoista suhteutettuna paneeliston huippu-tehooon (EUR/Wp). Esitetyt hinnat ovat keskimääräisiä aurinkosähköjärjestelmien avaimet käteen -asennushintoja Suomessa vuosina 2014-2015. Yksikköhinnat kattavat järjestelmän (siis. paneelit, invertteri, säädin, kiinnikkeet ja johdot) sekä järjestelmän asennuksen. Kohderyhminä ovat olleet yksityiskuluttajat, jotka eivät saa arvonlisäveron palautusta ja yritystyyppiset toimijat, jotka saavat takaisin maksamansa arvonlisäveron. Yritystyyppisten toimijoiden on myös mahdollista saada erilaisia energiatukia toteuttamilleen ratkaisuille. Yksityiskuluttaja voi saada verotuksessaan kotitalousvähennyksen henkilötyön osuudesta.

Järjestelmän koko, kWp	Esimerkkejä asennuskohteista	Järjestelmän hankintahinta €/Wp
3 – 20 kWp (pienet järjestelmät)	Omakotitalot ja asunto-osakeyhtiöt	1,6- 2,5 €/Wp (sis. ALV 24 %)
3 – 20 kWp (pienet järjestelmät)	Kaupat, päiväkodit, maatilat	1,35 – 2 €/Wp (ALV 0 %)
40 – 400 kWp (keskikokoiset järjestelmät)	Toimistot, kauppakeskukset, kuntakiinteistöt, teollisuuskiinteistöt	1 – 1,6 €/Wp (ALV 0 %)

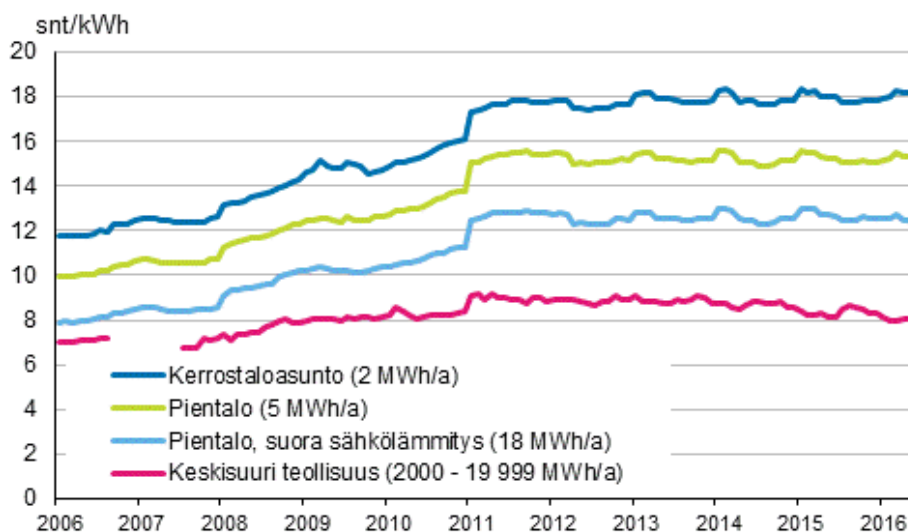
Taulukko 7: Aurinkosähkön hintalaskelmia eri käyttökohteisiin ja tehotarpeisiin. Lähde: FinSolar tutkimusraportti sivu 34 <https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/20264/isbn9789526067674.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Järjestelmän hankintahinnan €/Wp lisäksi aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen vaikuttaa seuraavat tekijät:

- Sähkön kuluttajahinta eli sähköenergian ja sähkön siirron ostohinta veroineen snt/kWh
- Kiinteistön sähkönkulutus vuodessa kWh/v
- Arvio ostosähkön hinnan muutoksesta %/ vuosi
- Aurinkosähköjärjestelmän koko tehona Wp
- Investointituki tai kotitalousvähennys alkuinvestoinnista, %
- Investoinnin laskentakorko %
- Aurinkosähkön oman käytön osuus, %
- Aurinkosähkön myyntihinta verkkoon snt/kWh
- Ylläpitokulut (invertterin vaihto, vakuutukset, huolto yms. kulut) % alkuinvestoinnista
- Aurinkosähkön vuosituotto sijainnin mukaan kWh/kWp
- Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon vähenemä %, joka on noin 0,5 %/v
- Järjestelmän käyttöikä vuosina

Isoissa järjestelmissä, erityisesti maalle rakennettaessa, voi tulla myös veroluonteisia kustannuksia ja muita viranomaismaksuja.

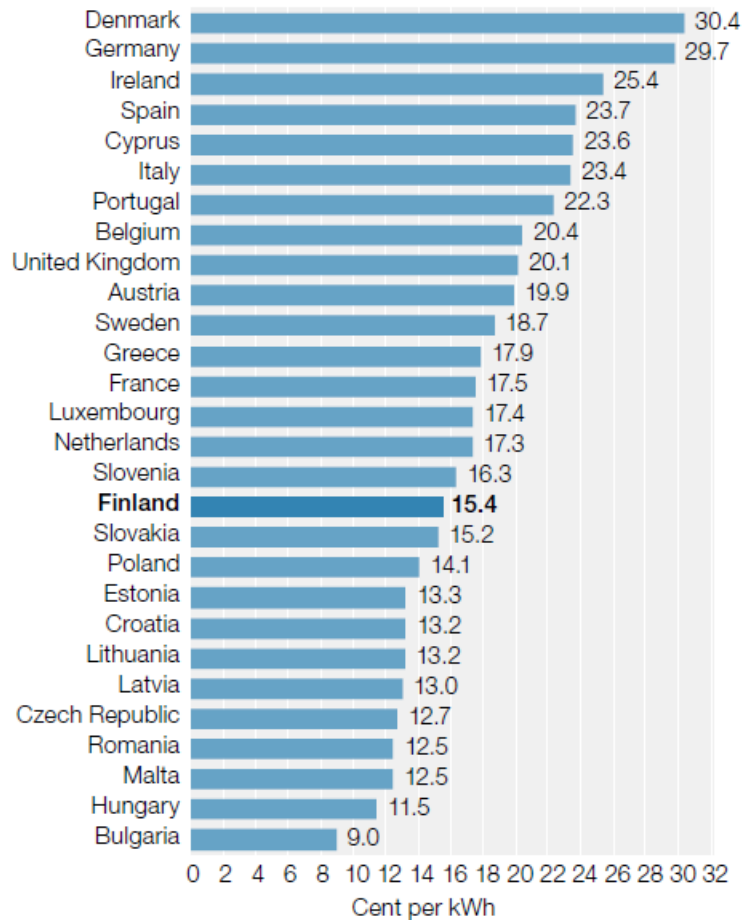
Kuluttajalle aurinkosähkön kannattavuus ja takaisinmaksuaika voi vaihdella merkittävästi, riippuen siitä mitä asiakas joutuu maksamaan sähkölaskussaan ostamastaan sähköstä.



Kuva 87: Sähkön hintoja eri kuluttajatyypeille.

Lähde: Tilastokeskus http://www.tilastokeskus.fi/til/ehi/2016/02/ehi_2016_02_2016-09-07_kuv_005_fi.html

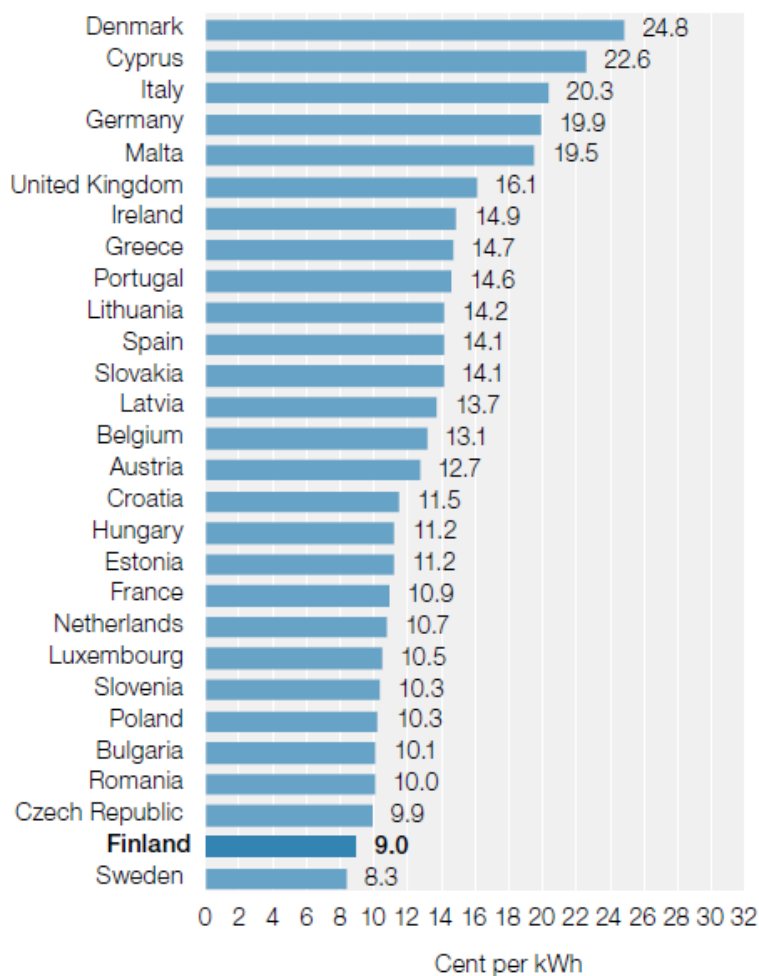
Sähkön kuluttajahintaan vaikuttaa yllä olevan kuvan mukaan kuluttajan sähkön kulutusmäärä ja sopimustyyppi. Hintaero eri sopimustyyppien välillä on huomattava. Keski-suuri teollisuus voi saada sähkön noin puolta edullisemmin kuin pienen vuosikulutuksen kerrostaloasuja.



Kuva 88: Kotitalouksien sähkön hinta eri maissa vuoden 2014 loppupuolella vuosikulutuksen ollessa 2500 – 5000 kWh. Hinnat sisältävät verot.

Lähde: Tilastokeskus, Energy in Finland 2015 http://pxweb2.stat.fi/sahkoiset_julkaisut/energia2015/pdf/julkaisu.pdf

Tilastokeskuksen hintavertailun mukaan Suomessa yksityishenkilöiden maksama hinta sähköstä on EU-maiden keskiarvon alapuolella. Saksa ja Tanska ovat EU-tilaston mukaan kalleimpia maita yksityishenkilöiltä perittävän sähkön hinnassa.

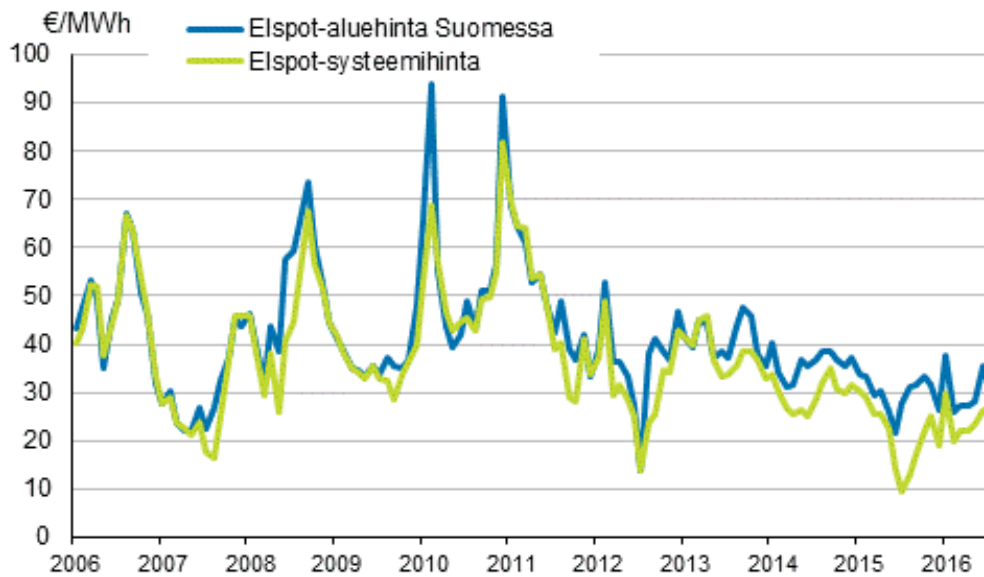


Kuva 89: Yrityksien maksama sähkön hinta eri maissa vuoden 2014 loppupuolella vuosikulutuksen ollessa 500 – 2000 MWh. Hinnat sisältävät verot.

Lähde: Tilastokeskus, Energy in Finland 2015 http://pxweb2.stat.fi/sahkoiset_julkaisut/energia2015/pdf/julkaisu.pdf

Yllä olevan kuvan mukaan yritysten maksama keskimääräinen verollinen sähkön hinta on Tilastokeskuksen mukaan ollut vuoden 2014 loppupuolella noin 9,0 snt/kWh. Suomen yritysten maksama sähkön hinta vuosikulutuksen ollessa 500 - 2000 MWh on yllä olevan kuvan mukaan Euroopan toiseksi edullisinta. Tämä hinta poikkeaa huomattavasti yksityishenkilöiden maksamasta keskimääräisestä sähkön hinnasta 15,4 snt/kWh. Yritysten sähköstä maksamaa keskimääräistä hintaa suhteessa yksityiskuluttajaan alentaa isojen sähkömäärien ostossa määräalennukset ja sähköstä maksetun arvonlisäveron palautusjärjestelmä.

Kuvassa 90 on esitetty voimalaitoksen markkinoilta saama elspot sähkön hinta. Viime vuosina sähkön hinta on ollut lievästi laskeva. Hintaheilahtelut ovat olleet maltillisempia suhteessa aikaisempiin hintamuutoksiin.



Kuva 90: Nord Pool Spot -sähköpörssin kuukausikeskiarvot, Tilastokeskus, Nord Pool Spot
Lähde: http://www.tilastokeskus.fi/til/ehi/2016/02/ehi_2016_02_2016-09-07_kuv_006_fi.html

Aurinkovoimalan taloudellisen kannattavuuden kannalta sähkön hinta on usein kesäaikaan edullisempaa kuin talvikuukausina. Tämä vaikuttaa osaltaan aurinkosähkön kannattavuuteen, koska kesäisin aurinkovoimalan sähköntuottokyky on suurimmillaan. Liitteessä 13 on esitetty sähköpörssin spot-hinnat vuosilta 2001-2016 kuukausitasolla ja laskettu kuukausittaisten hintojen keskiarvot. Tässä tarkastelussa touko-, kesä- ja heinäkuun sähkön hintojen keskiarvot on olleet vuoden alhaisimpia kuukausihintoja. Aurinkosähköljärjestelmä tuottaa näiden kolmen kesäkuukauden aikana sähköenergiastaan lähes puolet vuosituotannon määrästä.

Pohjoismaisen sähköpörssin spot-hintoja hinta-alueittain

	€/MWh			
	Toukokuu	Kesäkuu	Heinäkuu	Elokuu
Suomi				
2001	21,77	25,16	22,32	21,14
2002	15,85	19,93	18,39	22,76
2003	28,06	26,16	28,14	31,25
2004	26,74	31,10	25,93	31,67
2005	30,64	26,74	29,99	35,07
2006	35,17	45,33	49,14	67,24
2007	22,02	26,92	22,37	26,88
2008	38,37	57,62	59,07	65,25
2009	33,13	35,38	33,81	37,27
2010	39,47	41,96	48,76	43,21
2011	54,42	48,54	42,20	48,98
2012	33,34	27,38	13,67	38,18
2013	37,35	38,63	37,03	43,47
2014	36,62	35,43	36,81	38,38
2015	25,87	21,52	27,57	31,12
2016	28,06	35,41	30,97	.

Kuva 91: Pohjoismaisen sähköpörssin spot-hintoja vuosilta 2001 - 2016 Suomessa kesäkuukausina (toukokuu- elokuu), jolloin aurinkosähkövoimala tuottaa tehokkaimmin sähköä.

Lähde: http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ene_ehi/101_ehi_tau_111.fi.px/table/tableViewLayout1/?rxid=f32d7b4e-c6b6-4ef3-9089-2976010a028f

Aurinkosähkön tuotantokustannus (PV LCOE)

Energian tuotantokustannus (LCOE = levelized cost of energy) on energialiiketoiminnan keskeinen tunnusluku, jolla voidaan vertailla eri tuotantomuotojen kannattavuutta. Tuotantokustannusten laskennassa huomioidaan järjestelmän elinkaaren aikaiset investointikustannukset (CAPEX) ja käyttö- ja kunnossapitokustannukset (OPEX). Näitä kustannuksia ovat esimerkiksi rakentamiseen liittyvät kustannukset, polttoaine-, käyttö ja ylläpitokustannukset, verot, vakuutukset ja tuet. Nämä kustannustekijät lasketaan yhteen ja suhteutetaan elinkaaren aikaiseen oletettuun energian tuotantomäärään (kWh). Kaikki kustannukset ja tuet lasketaan inflaatiokorjattuina ja diskontattuina nykyhetkeen. Tuotantoinvestointeja suunniteltaessa uuden järjestelmän alhainen LCOE arvo antaa tietoa investoinnin kannattavuudesta. Jos aurinkoenergiajärjestelmä antaa saman LCOE-arvon kuin perinteisemmät energiantuotantomuodot, sanotaan sen saavuttaneen ns. *grid parity*:n. Aurinkosähköjärjestelmissä ja myös tuulijärjestelmissä polttoainekustannukset katsotaan olevan nolla koko elinkaaren ajan. Tämä helpottaa osaltaan laskentaa, sillä polttoainekustannusten kehitystä ei tarvitse arvioida pitkälle tulevaisuuteen eikä siten diskontata sitä laskelmaan. Aurinkojärjestelmissä kustannusten muodostuminen keskittyy huomattavalta osaltaan laitoksen rakentamisvaiheeseen. Käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat tyypillisesti tällä energian tuotantomuodolla edulliset koko elinkaaren ajan.

Tuotantokustannus (LCOE = levelised cost of energy) lasketaan yleensä jakamalla tuotannon elinaikaiset kustannukset tuotetun energian määrällä ja diskontattuna nykyhetkeen tietyllä korkokannalla (WACC):

$$PV \text{ LCOE} = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n [OPEX(t) / (1 + WACC_{Nom})^t]}{\sum_{t=1}^n [Utilisation_0 \cdot (1 - Degradation)^t / (1 + WACC_{Real})^t]}$$

Missä

$WACC_{Real} = (1 + WACC_{Nom}) / (1 + Inflaatio) - 1$

CAPEX = investointikustannus

OPEX(t) = käyttö- ja kunnossapitokustannus vuonna t

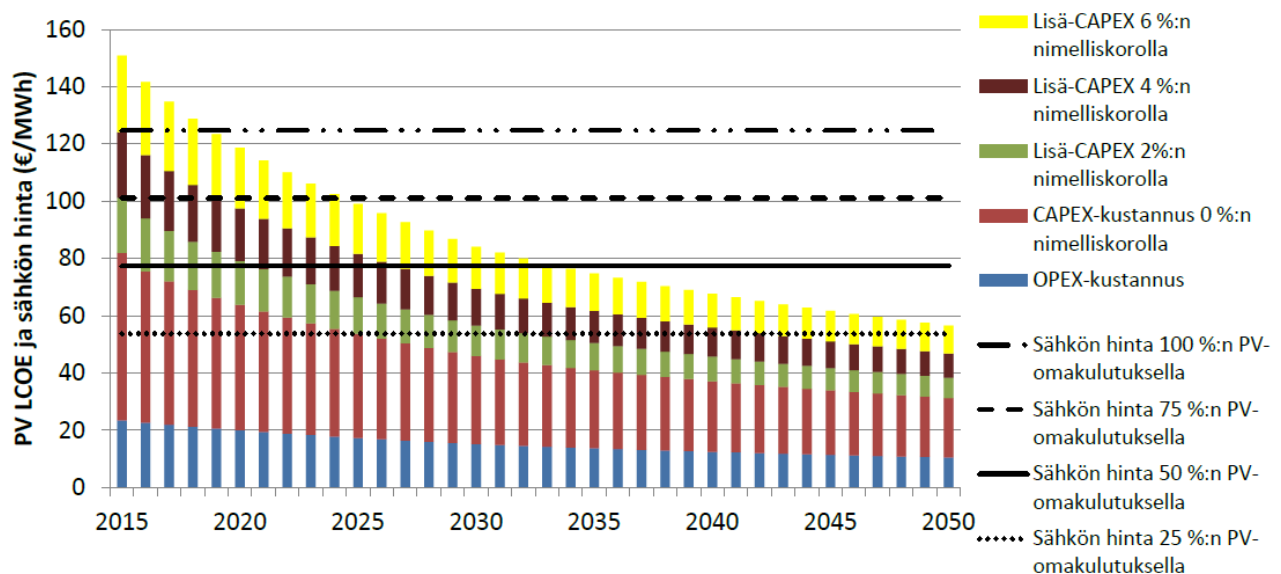
Utilisation₀ = huipunkäyttöaika alussa

Degradation = vuotuinen degradaatio

WACC_{Real} = reaalikorko

WACC_{Nom} = nimelliskorko

Alla olevassa kuvassa on eräs arvio aurinkosähköjärjestelmällä tuotetun sähkön hintakehityksestä vuosina 2015 – 2050. Aurinkosähköjärjestelmällä tuotetun sähkön hinta investointikustannukset (CAPEX) sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset (OPEX) olisivat tämän arvion mukaan nykyisin noin 80 EUR/MWh ilman korkoja. Hinnan laskun ennustetaan jatkuvan tulevina vuosina.



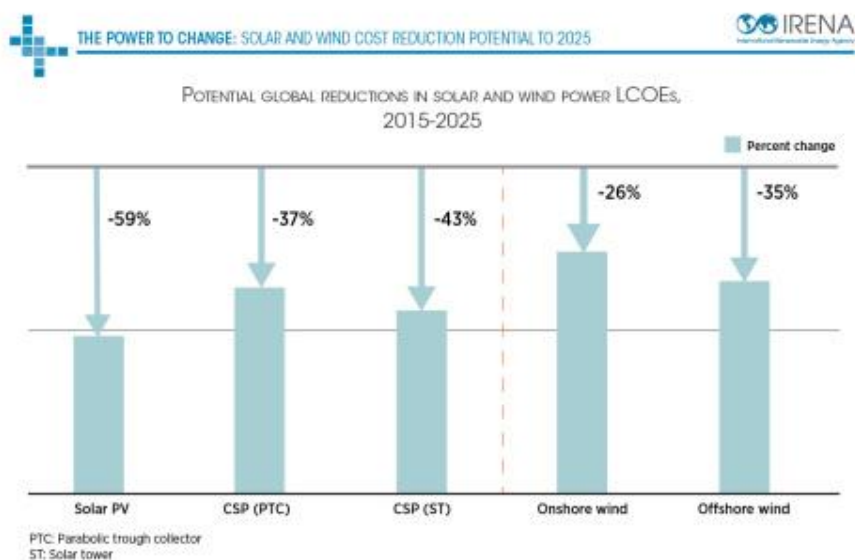
Kuva 92: Aurinkosähkön kustannus ja sähkön vertailuhinta eri oman kulutuksen osuuksilla.

CAPEX 1,5 €/Wp+alv, OPEX 20 €/Wp/a, hka 930 h, degradaatio 0,5 %/a, elinikä 30 a, inflaatio 2% Kaikki hinnat 2015 reaalisessa rahassa. Lähde: Eero Vartiainen , Fortum HESS Solar : Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuus ja rahoituskulut , 16.2.2016 <http://www.slideshare.net/FinSolar/eero-vartiainen-fortum-aurinkoshkn-kannattavuus-ja-rahoituskulut-18022016>

Pienissä järjestelmissä käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat suhteessa järjestelmän tuottamaan sähköenergiaan isommat kuin isoissa järjestelmissä. Esimerkiksi invertterin vaihto on monissa laskelmissa arvioitu kustannuksiltaan pienissä järjestelmissä noin 10 %:n hintaiseksi järjestelmän hankintahinnasta, kun isoissa järjestelmissä kyseinen kustannus arvioidaan olevan noin 8 %.

Kuluttajan aurinkosähkön kannattavuus ja kohtuullinen takaisinmaksuaika perustuu onnistuneeseen järjestelmän rakenteeseen ja mitoituksen optimointiin. Kannattavuus saadaan optimoitua sillä, että pystytään itse käyttämään mahdollisimman paljon tuotetusta energiasta ja näin saadaan kompensoitua ulkopuolelta ostettavan energian hintaa sekä siihen liittyviä siirtomaksuja ja veroja.

IRENA on ennustanut aurinkosähkön tuotantokustannusten (LCOE) laskevan vuoden 2015 tasosta 59 % vuoteen 2025 mennessä.

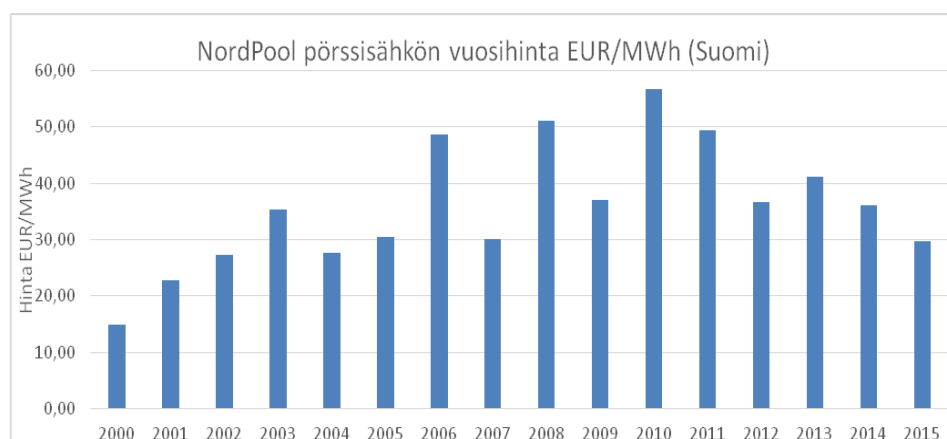


Kuva 93: Ennuste erilaisten aurinko- ja tuulisähkön tuotantomuotojen energiakustannusten (LCOE) alenemisestä vuoteen 2025 mennessä.

Lähde: IRENA <https://irenanewsroom.org/2016/06/15/dramatic-price-drops-for-solar-wind-electricity-set-to-continue/>

Sähkön hinta voimalaitoksen näkökulmasta

Voimalaitoksille ja sähkön myyjille tuotettavan sähkön hinta on olennaisesti erilainen kuin mitä se on kuluttajan näkökulmasta. Sähkösäätöliikkeen kannalta sähkön hinnan viitekehys on NordPoolissa käytävän sähkökaupan hintataso. Suomen sähkön pörssihinta on vaihdellut vuosina 2000 – 2015 huomattavasti ollen vuonna 2000 edullisimmillaan 14,88 EUR/MWh ja kallimmillaan vuonna 2010 56,64 EUR/MWh.



Vuosi	EUR/MWh
2000	14,88
2001	22,83
2002	27,28
2003	35,30
2004	27,68
2005	30,53
2006	48,57
2007	30,01
2008	51,02
2009	36,98
2010	56,64
2011	49,30
2012	36,64
2013	41,16
2014	36,02
2015	29,66
Keskiarvo	35,91

Kuva 94: Suomen keskimäärin maksama sähkön vuosihinta NordPool-sähköpörssissä vuosina 2000 - 2015.

Lähde: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Yearly/?view=table>

Kuvan 94 sähkön hinnat on esitetty vuosittaisina keskiarvohintoina. Sähkön hinta vaihtelee kuitenkin jatkuvasti tuotantotilanteen ja kysynnän mukaan. Kuukausittainen Pohjoismaisen sähköpörssin hintavaihtelu on esitetty liitteessä 13. Hetkittäiset hintapiikit voivat olla hyvin korkeita. Yöllä vähemmän kulutuksen aikaan sähkö on tyypillisesti edullisempaa kuin päivällä, jolloin kulutus on suurempaa. Sähkön pörssihintaan vaikuttaa hyvin monet asiat kuten esimerkiksi Ruotsin ja Norjan sademäärät ja vesistöjen vesitilanne tai isojen tuotantoyksiköiden tuotantokatkokset.

Ison aurinkosähkövoimalan kustannusrakenne

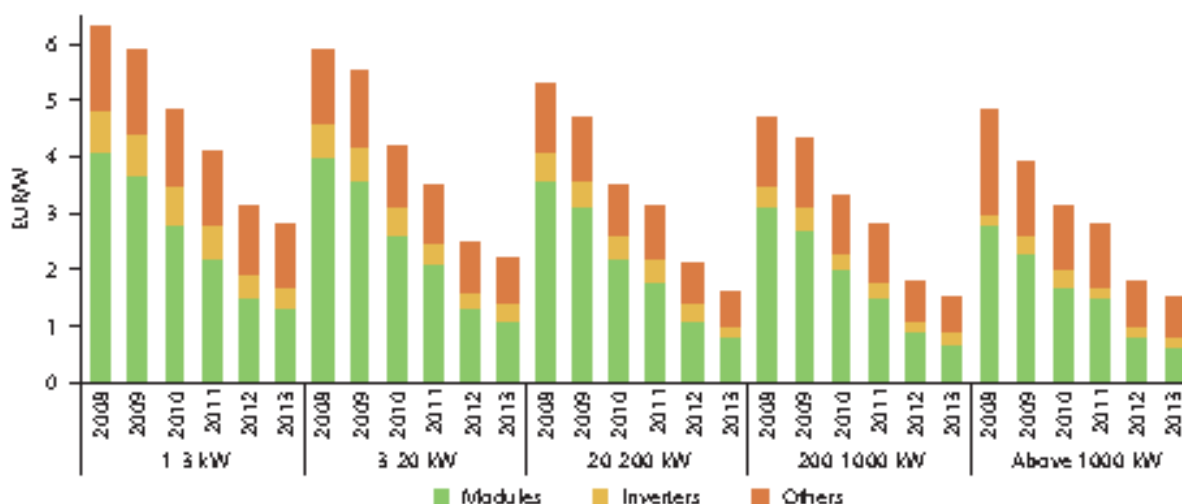
Alla olevassa kuvassa on esitetty tämänhetkinen arvio teollisen mittakaavan 1-, 3- ja 5 MW_p huipputehoisten aurinkosähkövoimaloiden arvonlisäverottomista kustannuksista asennuksineen ja suunnitteluineen. Voimalan teho ei vaikuta suuresti voimalan suunnittelukustannuksiin. Siirtolinjojen, johdotusten ja perustustyypin kustannuksen voivat vaikuttaa olennaisesti kokonaiskustannuksiin.

Kustannukset 1-, 3- ja 5 MW_p aurinkovoimalalle				
<i>(sisältää asennukset ja suunnittelun, alv 0%)</i>				
	Osuus (noin) %	1 MW_p	3 MW_p	5 MW_p
Paneelit	60 %	600	1900	3000
Invertterit ja PJ/KJ-muuntaja	10 %	150	300	500
Telineet + porapaalut	20 %	300	600	1000
Kaapelointi	10 %	100	300	500
Yhteensä (1000 EUR)	100 %	1 150 €	3 100 €	5 000 €

Kuva 95: Aurinkovoimalan kustannusten jakautuminen eri voimalakomponenttien välillä 1-, 3- ja 5 MW_p huipputehoilla aurinkovoimaloilla.

Isojen teollisen mittakaavan aurinkovoimaloiden komponenttien kustannukset asennuksineen ja suunnitteluineen asettuisivat tämän arvion pohjalta hintatasolle noin 1 EUR/W_p. Tässä hinnassa ei ole kuitenkaan arvioitu mukaan mahdollisia voimalaitoksen sähköverkkoon liitynnän linjarakennuskustannuksia, voimalaitoksen tarvitsemaa maapinta-alaan kohdistuvia vuokra- tai hankintakustannuksia sekä mahdollisia viranomaismaksuja, kiinteistöveroja ja rahoitukseen liittyviä korkokustannuksia. Teollisen mittakaavan aurinkovoimalat rakennetaan tyypillisesti maahan, jolloin joudutaan maksamaan myös kiinteistövero. Nämä puuttuvat kustannuserät osaltaan kasvattavat sähköenergian tuotantokustannuksia, mutta vastapainona tässä laskelmassa ei ole huomioitu mahdollisia aurinkosähkön rakentamiseen kohdistuvia tukimuotoja.

Kuvassa 96 IEA:n eli kansainvälinen energijärjestö on omassa aurinkoteknologian julkaisussaan arvioinut edullisimman maarakenteisen aurinkovoimalan hinnaksi vuonna 2013 noin 1,5 USD/W_p. Hintojen lasku on ollut huomattavaa historiallisesti ja suhteessa edellä esitettyyn hinta-arvioon noin 1 EUR/W_p. Eri hinta-arvioiden vertailua haittaa hieman eri valuuttayksiköt, niiden keskinäisen arvostuksen heilahtelut ja kansallisten kustannustekijöiden erot sekä sisältävätkö arviot ylipäätään samat kustannustekijät.



Source: Gestore del Servizio energetico (GSE) (2014), PV in Italy: Generation Costs and Value Chain, May, Roma.

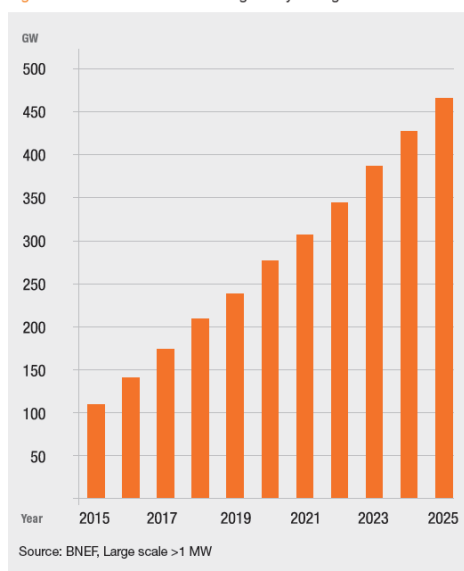
Kuva 96: Järjestelmähintarakenteen kehitys eri kokoluokan aurinkovoimaloissa Italiassa 2008 – 2013.

Lähde: IEA (International Energy Agency), Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition, https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf

Yllä olevasta kuvasta näkyy Italialaisen aurinkovoimalaitoksen tuotantokustannuksen (EUR/W_p) historiallinen hintakehitys viime vuosilta sekä miten erityisesti aurinkokennojen suhteellinen osuus kokonaishinnasta on laskenut. Kokonaishintaan vaikuttaa tietenkin myös moni paikallinen kustannustekijä kuten työkustannus ja muut paikalliset tekijät.

Isojen aurinkovoimaloiden tehon maailmanlaajuinen kasvuennuste on esitetty kuvassa 97. Ennusteen mukaan isotehoisten yli 1 MW_p aurinkovoimaloiden kumulatiivinen tuotantotehon kasvu vuositasolla olisi useita kymmeniä gigawatteja tulevina vuosina.

Fig.1 Cumulative installed base globally - Large-scale PV



Kuva 97: Isojen yli 1 MW:n tehoisten aurinkovoimaloiden globaali kumulatiivinen kasvuennuste.

Lähde: http://www.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/solar/wartsila-solar-business-quarterly-final_v2.pdf?sfvrsn=2

IRENA (The International Renewable Energy Agency) on julkaissut ennusteen aurinko- ja tuulivoimalla tehdyn sähkön hintakehityksestä vuoteen 2025 mennessä, jonka mukaan investointikustannukset laskisivat aikajaksolla 2015- 2025 noin 57 %. Sähkön tuotantokustannus (LCOE) laskisi saman arvion mukaan kyseisellä aikavälillä 59 %.

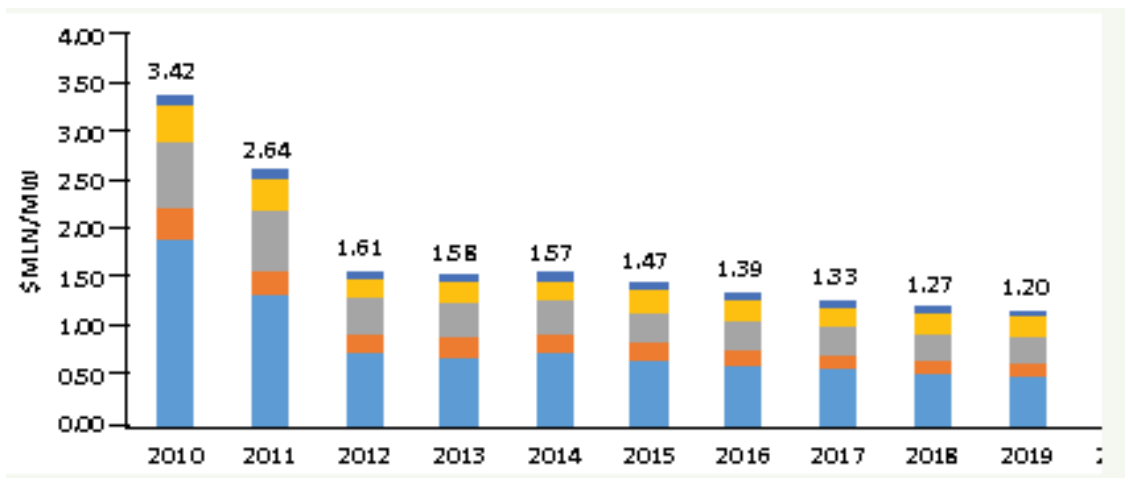
Aurinkosähkön investointikustannukset olisivat ennusteen mukaan keskimäärin 790 US\$/kW vuonna 2025 ollen vertailuryhmän edullisin tuotantotapa. LCOE hintaan vaikuttaa aurinkosähkössä merkittävästi laitoksen käyttöaste (*capacity factor*), joka aurinkosähkön osalta on arvioitu vertailun tuotantomuodoissa alhaisimmaksi. Käyttöaste riippuu aurinkoisien tuntien määrästä vuoden aikana. Tähän taas vaikuttaa maantieteellinen sijainti, pilvisuus, ilman puhtaus ym. asiat.

	Global weighted average data								
	Investment costs (2015 USD/kW)		Percent change	Capacity factor		Percent change ²	LCOE (2015 USD/kWh)		Percent change
	2015	2025		2015	2025		2015	2025	
Solar PV	1 810	790	-57%	18%	19%	8%	0.13	0.06	-59%
CSP (PTC: parabolic trough collector)	5 550	3 700	-33%	41%	45%	8.4%	0.15 -0.19	0.09 -0.12	-37%
CSP (ST: solar tower)	5 700	3 600	-37%	46%	49%	7.6%	0.15 -0.19	0.08 -0.11	-43%
Onshore wind	1 560	1 370	-12%	27%	30%	11%	0.07	0.05	-26%
Offshore wind	4 650	3 950	-15%	43%	45%	4%	0.18	0.12	-35%

Kuva 98: IRENA:n arvio eri tyyppisten sähköä tuottavien aurinko- ja tuulivoimaloiden kustannuskehityksestä aikavälillä 2015 – 2025.

Lähde: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

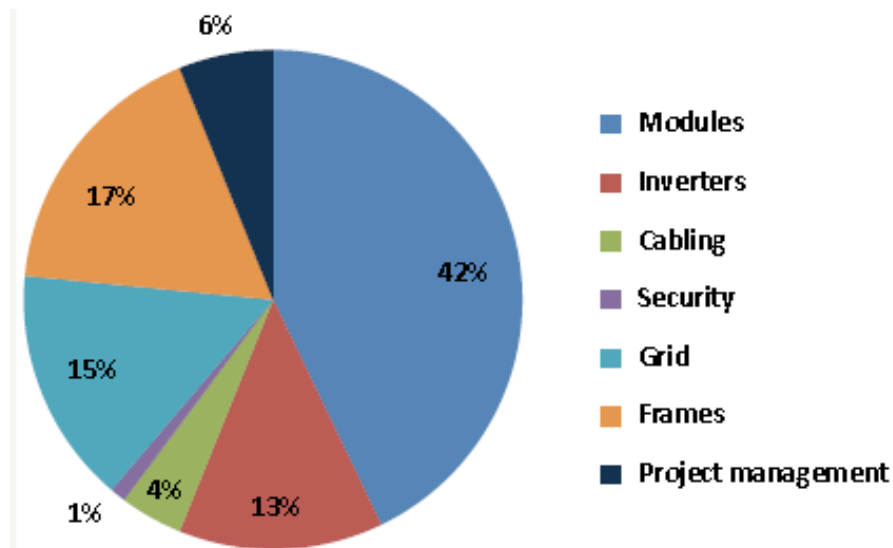
Kuvassa 99 esitettyssä International Finance Corporationin (IFC) kuvaajassa megawattiluokan aurinkovoimalan investointikustannukset (CAPEX) ovat edullisemmat vuonna 2015 kuin yllä olevassa IRENA:n laskelmassa. Ero saattaa johtua siitä, että IFC:n arvioissa kustannuksiin ei ole laskettu mukaan kehityskustannuksia, veroja, viranomaismaksuja ja rahoituskuluja. Eri tahojen kustannusvertailut eivät aina ole kovin yhteismitallisia.



Kuva 99: International Finance Corporationin ennustama keskimääräisestä teollisen mittakaavan aurinkovoimalan investointikustannuksen (CAPEX) hinta \$/W vuosina 2010 – 2019. Arvot perustuvat vuoden 2014 tietoihin. *Forecasted average Capex Costs for Multi-MW Solar PV Park, 2010–2020 (based on data from 2014)* Source: BNEF, SgurrEnergy, collected from project developer and installers. Not including developer fees, taxes, legal costs, corporate finance fees.

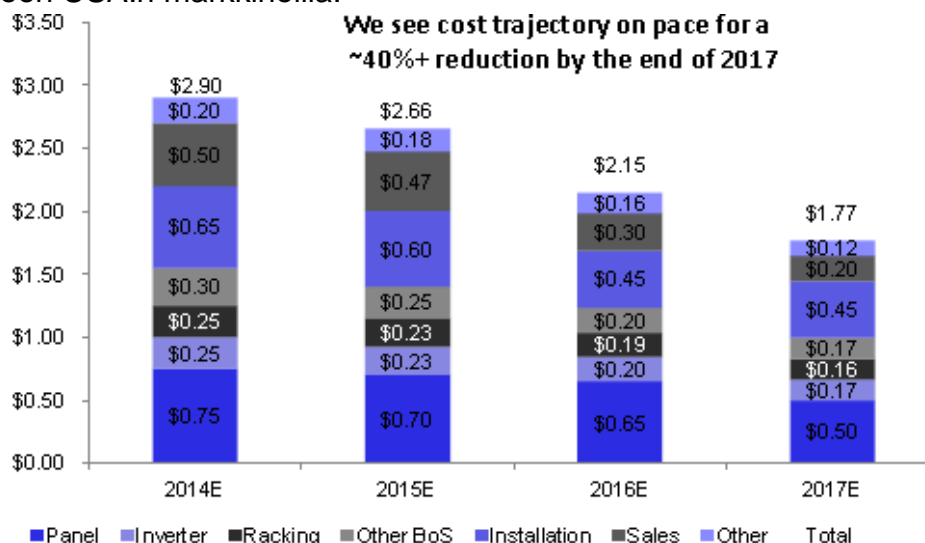
Lähde: International Finance Corporation 2015 A Project Developer's Guide to Utility-scale Solar Photovoltaic Power Plants http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES

IFC:n kustannusjakauma ennen vuotta 2014 Euroopassa ja Pohjois-Amerikassa maalle rakennetuissa isoissa aurinkovoimalaitoksissa.



Kuva 100: Maalle rakennetun aurinkovoimalan kustannusjakauma. *Average Breakdown Costs for a Ground-Mounted Solar PV Project* Source: The dataset is extracted mainly from the mature markets of Europe and North America, 2014. Lähde: International Finance Corporation 2015 A Project Developer's Guide to Utility-scale Solar Photovoltaic Power Plants http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES

Deutsche Bank on omista tutkimuksissaan päätynt alla olevaan aurinkojärjestelmien hintakehitysarvioon USA:n markkinoilla.

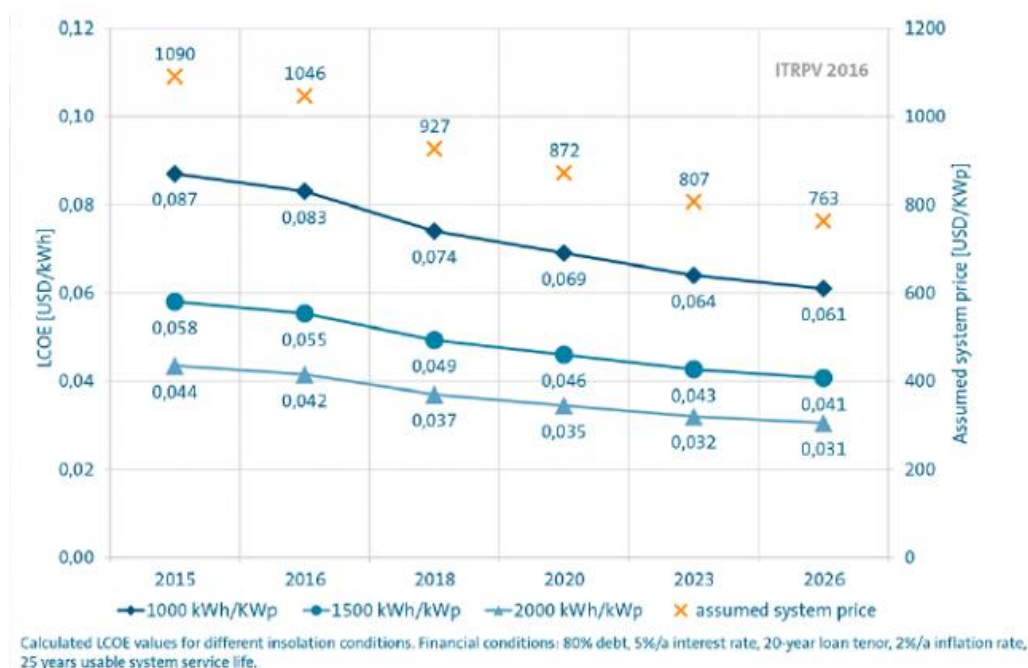


Source: Deutsche Bank

Kuva 101: Aurinkojärjestelmän hintakehitysarvio USA:ssa (2014 – 2017).

Lähde: Deutsche Bank Markets Research, F.I.T.T. for investors Crossing the Chasm Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era, 27 February 2015. https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf

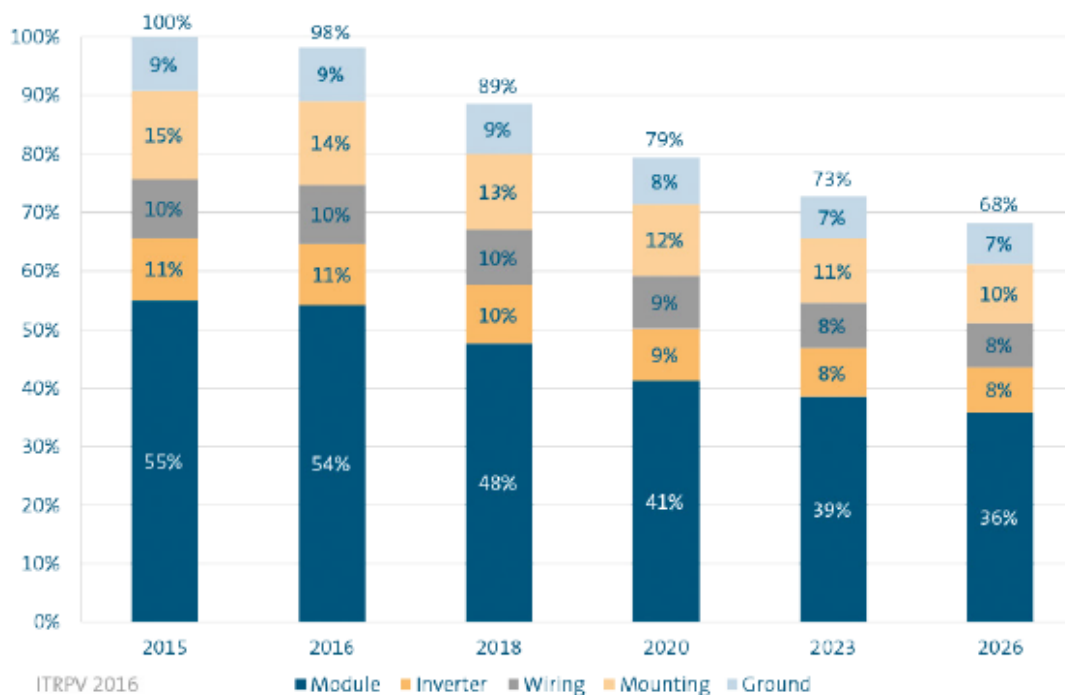
Aurinkojärjestelmän sähkön tuotantohintaan (LCOE) vaikuttaa investointikustannukset sekä käyttö- ja kunnossapitokustannukset, mutta sääolosuhteen rajaavat auringon säteilyn määrää ja siten sähkön tuottoa. Säteilyn määrä asettaa rajat maksimi sähköntuotannolle kullakin alueella. Kuvan 102 säteilymäärä 1000 kWh/kW_p osuu lähimmäksi Suomen tilannetta.



Kuva 102: Tuotantokustannusten ja järjestelmäkustannusten kehityksen hintaennusta vuosille 2015 – 2026 erilaisilla säteilyn määrillä.

Lähde: <http://sustainovate.ae/en/industry-news/detail/7th-edition-of-itrvp-released-solar-pv-manufacturers-still-on-historic-21-c>

International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) arvio yli 100 kW:n aurinkovoimalan kustannusrakenteen suhteellisesta kehityksestä vuosina 2015 – 2026 USA:ssa ja Euroopassa. Laskelmassa on arveltu hinnan laskevan 68 %:n vuoden 2015 hintatasosta (100%). Suhteellisesti eniten laskee aurinkopaneelien hinta vuoden 2015 tasosta 55% vuoden 2026 tasoon 36%. Kaikilla muillakin kustannustekijöillä on tämän arvion mukaan laskeva hintakehitys.



Kuva 103: Arvio yli 100 kW:n aurinkosähkövoimaloiden kustannuskehityksestä ja hinnan rakenteesta USA:ssa ja Euroopassa (2015 = 100%) vuosina 2015 – 2026. Lähde: International Technology Roadmap for Photovoltaic Results 2015, ITRPV Seventh Edition 2016 Version 2, <http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/>

Verkkopariteetti (Grid Parity)

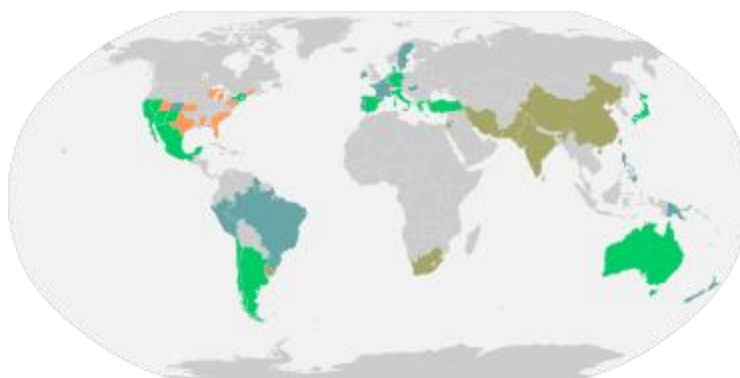
Aurinkosähköjärjestelmällä tuotetun sähkön hinnan eräs keskeinen haaste on verkkopariteetin (grid parity) saavuttaminen, jolloin aurinkosähkön oma tuotanto on vähintään yhtä edullista kuin ulkopuolelta hankittu sähkö. Verkkopariteetin kannalta kuluttajilla on eri referenssihintana kuin voimalaitoksilla. Voimalaitoksen saama sähköpörssin hinta on huomattavasti matalampi kuin kuluttajien maksama sähkölaskun sähkön hinta. Verkkopariteetti on jo saavutettu Deutsche Bankin vuoden 2015 helmikuussa julkaiseman raportin (Liite 7: Aurinkosähkön Grid Parity eräissä maissa) mukaan ainakin noin 30 maassa. Tämä kehitys on jatkunut ja uusia maita on liittynyt tähän joukkoon. Tähän vaikuttaa tietenkin maassa tai alueella vallitseva tukijärjestelmä ja verotuskäytännöt, jotka vaikuttavat sähkön markkinahintaan sekä tietenkin auringosta saatavan säteilyenergian määrä.

Suomessa verkkopariteetin saavuttaminen on ollut vaikeampaa kuin monessa muussa maassa. Suomen tuotanto-olosuhteet talven ja pohjoisesta sijainnista johtuvan säteilymäärän vuoksi rajoittavat vuotuista sähkön tuotannon määrää. Taloudellista kannattavuutta heikentää myös Suomen suhteellisen edullinen sähkön hinta. Yrityksille ja yksityisille kulut-

tajille oman aurinkosähköjärjestelmän hankkimista ovat nopeuttaneet sähkölaskun kokonaishintaan nousevasti vaikuttaneet siirtomaksut ja verot. Valtion myöntämät energiatuet nopeuttavat aurinkosähköjärjestelmien investointihalukkuutta ja taloudellista kannattavuutta. Vuoden 2014 loppupuolen Suomen kotitalouden maksama sähkön keskihinta on ollut kuvan 88 mukaan 15,4 eurosenttiä/kWh kun se on Tanskassa maksanut 30,4 eurosenttiä/kWh ja Saksassa 29,7 eurosenttiä/kWh. Saksa on panostanut viime vuosina voimakkaasti mm. aurinkosähkön tuotantoon, koska siellä on poliittisesti päätetty luopua maassa olevista ydinvoimaloista Japanissa vuonna 2011 tapahtuneen Fukushimaonnettomuuden seurauksena.

Teollisuuden sähkön keskihinta vuoden 2014 loppupuolelta käy ilmi kuvasta 89. Suomen yritysten maksama sähkön keskihinta on ollut 9,0 eurosenttiä/kWh. Tanskassa vastaava sähkön hinta on yrityksille ollut 24,8 eurosenttiä/kWh. Saksassa ja Italiassa vastaavat hinnat ovat olleet: Saksa 19,9 eurosenttiä/kWh ja Italia 20,3 eurosenttiä/kWh. Euroopassa Saksa ja Italia ovat panostaneet huomattavasti aurinkosähkön tuotantoon.

Grid parity for solar PV around the world



reached before 2014
reached after 2014

only for peak prices
predicted U.S. states

Kuva 104: Aurinkosähkön hintakilpailukyvyyn tilanne eri maissa vuonna 2014.

Lähde: https://en.wikipedia.org/wiki/Growth_of_photovoltaics

Joissain maissa kuten esimerkiksi Saksassa ja Tanskassa erilaiset verot muodostavat kotitalouksien maksamasta sähkön hinnasta huomattavan osan. Verotusratkaisuilla valtio haluaa luoda edellytyksiä uusiutuvien energialähteiden, kuten aurinkovoiman, kasvulle ja taloudelliselle kilpailukyvyille.

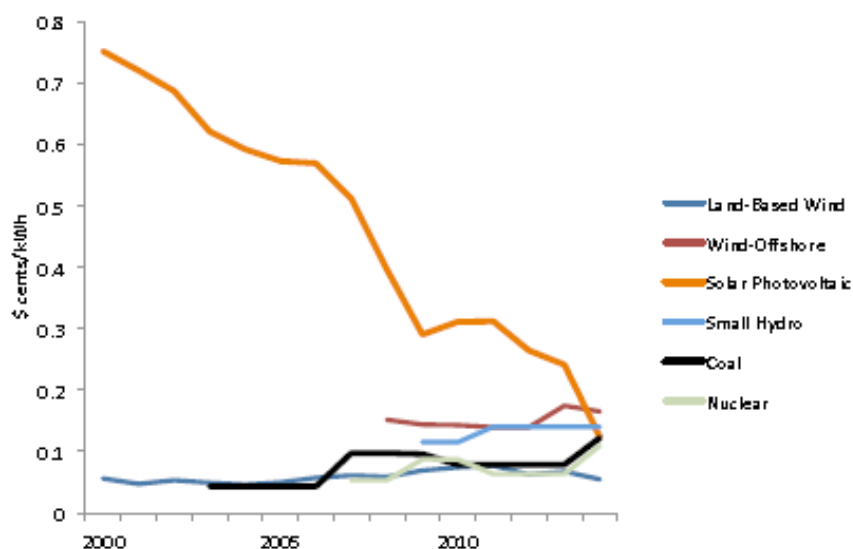


Kuva 105: Kotitalouksien sähkön kuluttajahinta ja verot eri maissa vuonna 2015.

http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

Maailman talousfoorumin (*World Economic Forum, WEF*) julkaisussa joulukuulta 2016 nähtiin sähköntuotannon maailmanlaajuisessa tuotantokustannusvertailussa (LCOE) aurinkosähkön hinnan olevan jyrkässä laskussa ja saavuttavan muiden tuotantotapojen hintatasoa. Joka maassa on tietenkin erilaisia kustannustekijöitä, sääolosuhteita ja muita syitä, jotka vaikuttavat eri sähkön tuotantomuotojen paikalliseen hintakilpailukykyyn sekä soveltuvuuteen kunkin maan sähköverkon tasehallinnassa.

Levelized Cost of Energy (World Average)



Source: OpenEI, Transparent Cost Database

Kuva 106: Eri sähköntuotantomuotojen hintakehityksen vertailu vuosilta 2000 – 2015.

Lähde: http://www3.weforum.org/docs/WEF_Renewable_Infrastructure_Investment_Handbook.pdf

Ison voimalaitosjärjestelmän karkea kustannusanalyysi

Tässä karkeahkossa aurinkosähköjärjestelmän kustannusanalyysissä on tehty muutamia suoraviivaisia oletuksia, jotka yksinkertaistavat taloudellista analyysiä. Sähkön hinnan on oletettu pysyvän vakiona koko tarkastelujakson aikana eli 30 vuotta eli mm. mahdollisen inflaation vaikutusta sähkön hintaan ei ole huomioitu. Sähkön myyntihinnaksi on otettu laskelmassa pohjoismaisen sähköpörssin spot-hintojen toukokuun kuukausihintojen keskiarvo 0,03168 EUR/kWh aikaväliltä 2001 – 2016 (Liite 13). Toukokuussa aurinkojärjestelmä tuottaa sähköä hyvin ja tuolloin on myös sähkön spot-hinta ollut alhaisimmillaan. Toukokuun sähkön hinta on ollut tyypillisesti vuoden alhaisin kuukausihinta. Sähkön pörs-sihinta vaihtelee vuorokauden aikana ilta- ja yöhinnan ollessa tyypillisesti hieman edullisempaa kuin päivähinta. Esitetty referenssihintana on aurinkovoimalan parhaan keskipäivän tuoton kannalta hieman pessimistinen. Laskennassa ei ole huomioitu esimerkiksi sijoitettuun pääomaan liittyviä pääomakustannuksia ja järjestelmään kohdistuvia veroja ja muita tämän luonteisia maksuja. Kunnossapitokustannuksiksi on arvioitu yksi invertterin uusiminen puolessa välissä 30 vuoden laskentajaksoa. Invertterin vaihtokustannuksena on käytetty isoissa järjestelmissä 8 % alkuperäisestä järjestelmän hankintahinnasta ja pienehköillä järjestelmillä 10 %. Vuotuisiksi käyttökustannuksiksi on arvioitu 0,5 % alkuperäisestä järjestelmän hankintahinnasta. Vuotuiseksi aurinkosähkön tuotoksi suhteessa paneelin huipputehoon on otettu 850 kWh/kWp. Porvarinkadun aurinkojärjestelmän sähköntuotto on eri vuosina ollut tuon arvon yli ja ali, joten arvo edustaa siten Vaasan alueen empiiristä keskiarvoa sähkön tuotossa nykyisillä kaupallisilla aurinkosähköjärjestelmissä. Euroopan komission Joint Research Centerin laskelmien mukaan (liite 10) Vaasan alueen keskimääräinen aurinkosähkön vuosituotto kiinteällä optimikulmalla on 855 kWh/kWp.

Taulukossa 8 on esitetty ison 5 MWp aurinkosähköjärjestelmän laskelma. Tämän järjestelmän arvonlisäverottomaksi hankintahinnaksi on arvioitu 5 MEUR. Käyttö- ja ylläpitokustannuksiin on huomioitu yksi invertterin vaihto kustannukseltaan noin 8 % alkuperäisestä tuettomasta hankintahinnasta eli 400 kEUR sekä vuotuisiksi käyttökustannuksiksi 0,5 % alkuperäisestä hankintahinnasta eli 25 kEUR/vuosi yhteensä 750 kEUR järjestelmän 30 vuoden laskenta-aikana. Nämä kustannustekijät muodostavat yhdessä järjestelmälle yhteensä 1150 kEUR käyttö- ja ylläpitokustannuserän. Nämä käyttö- ja ylläpitokustannukset olisivat 23 % järjestelmän arvonlisäverottomasta hankintahinnasta järjestelmän 30 vuoden laskenta-aikana. Näillä oletuksilla ja 40 % tuella järjestelmän takaisinmaksuajaksi on saatu noin 30,8 vuotta. Tuotetun sähkön hinnaksi tulisi näillä oletuksilla 0,0325 EUR/kWh eli hieman yli asetetun toukokuun sähkön myyntihinnan. Valitulla alhaisella toukokuun sähkön myyntihinnalla tuettukaan järjestelmä ei maksaisi itseään takaisin 30 vuoden käyttöaikana. Jos vuotuiset käyttökustannukset olisivat laskelmassa 0,4 %/vuosi asetetun 0,5 %/vuosi sijaan tulisi laskelmassa takaisinmaksuajaksi 29,7 vuotta ja tuotetun sähkön hinnaksi 0,0314 EUR/kWh. Kannattavuuslaskelmat 5, 3 ja 1 MW_p:n aurinkosähköjärjestelmille eri sähkön myyntihinnoilla löytyy taulukoista 9, 10 ja 11.

Aurinkosähköjärjestelmän karkea laskentapohja			
Huipputeho (kWp)		5000	
Järjestelmän kokonaishinta (EUR)		5000000,00	
Tuki (%)		40,00	
Tuettu hinta (EUR)		3000000,00	
Huipputehon hinta (EUR/kWp)		600,00	
Vuotuinen tuotto (kWh/kWp)		850	Vaasa
Energiaa vuodessa (kWh)		4250000	
Energian myyntihinta (EUR/kWh)		0,03168	
Vuotuinen sähkön myynnin tuotto (EUR)		134640,00	
Takaisinmaksu (vuosia)		30,82	
Käyttöaika (vuotta)		30	
Energian tuotto käyttöaikana (kWh)		127500000	
Taloudellinen tuotto käyttöaikana (EUR)		4039200,00	
Laiteinvestoinnit käytön aikana (EUR)		400000,00	Inverteri 8 %
Vuotuinen käyttökustannus hankinnasta (%/v)		0,50 %	
Vuotuiset käyttökustannukset (EUR/vuosi)		25000,00	
Käyttökustannus toiminta-aikana (EUR)		750000,00	
Käyttökulut (EUR) käyttöaikana		1150000,00	
Tuoton ja investoinnin erotus (EUR)		-110800,00	
Oman sähkön tuotantohinta (EUR/kWh)		0,0325	
Myyntihinta - omakustannushinta (EUR)		-0,0009	

Taulukko 8: Laskentapohjan oletusarvoja 5 MWp:n aurinkovoimalalle.

Vastaavilla oletuksilla tehty tarkastelu 3 MWp:n huipputehoiselle Vaasan seudulle sijoitetulle aurinkovoimalalle, jonka arvonlisäveroton hankintahinta olisi 3,1 MEUR, antaisi 40 % tuella järjestelmän takaisinmaksuajaksi noin 31,9 vuotta. Tuotetun sähkön hinnaksi tulisi näillä oletuksilla 0,0336 EUR/kWh. Sähkön myyntihinnaksi on otettu edellä esitetty toukokuun kuukausihintojen keskiarvo 0,03168 EUR/kWh. Käytetty toukokuun sähkön myyntihinta on alhaisin kuukausihinta vuodesta.

Vastaavilla oletuksilla tehty myös tarkastelu 1 MWp:n huipputehoiselle Vaasan seudulle sijoitetulle aurinkovoimalalle, jonka arvonlisäveroton hankintahinta olisi 1,15 MEUR, antaisi 40 % tuella järjestelmän takaisinmaksuajaksi noin 35,5 vuotta. Tuotetun sähkön hinnaksi tulisi näillä oletuksilla 0,0374 EUR/kWh. Sähkön myyntihintana on käytetty 0,03168 EUR/kWh.

Kustannuslaskelma ja takaisinmaksuaika

Aurinkosähköjärjestelmän kustannustekijät riippuvat hyvin monista edellä esille tuoduista asioista ja niiden kehityksestä. Aurinkovoimalan voi sijoittaa katolle, seinille tai maahan tai toteuttaa tarvittaessa näiden yhdistelminä. Maalle sijoitettavat aurinkovoimalat voivat olla teholtaan ja pinta-alaltaan hyvin suuria. Katolle sijoitettavan aurinkosähkövoimalan kokoa voi rajoittaa katon rakenteet, mahdolliset varjostukset ja käytettävissä oleva sähkön tuo-

tantoon soveltuva pinta-ala. Maalle rakennettaviin voimaloihin kohdistuu erilaisia kustannuksia verrattuna katolle rakennettuihin voimaloihin.

Aurinkosähköjärjestelmien kustannustekijät ovat näillä näkymin laskevalla trendillä ja energian hinta saattaa nousta, jolloin aurinkopaneeleilla tuotetun sähkön taloudellinen kilpailukyky paranee. Voimalaitoksen kustannuslaskelmien lopputulokseen on keskeinen vaikuttavana tekijänä sähkön hinta tulevina vuosina ja vuosikymmeninä. Hinnan ennustaminen 5-, 10- tai 20-vuoden päähän on nykytiedolla arvaus. Aurinkosähkövoimaloiden hyödynnettävissä oleva elinkaari on nykyisen käsityksen mukaan jopa yli kolmekymmentä vuotta.

Kannattavuuslaskelmia eri sähkön hinnoilla

5 MWp/5MEUR, -40%, 850 kWh/kWp, 30v, 1150 kEUR

Sähkön hinta (EUR/kWh)	Takaisin- maksuaika (v)	Tuotto - kulut (EUR)
0,03000	32,6	-325000
0,03168	30,8	-110800
0,03500	27,9	312500
0,04000	24,4	950000
0,04500	21,7	1587500
0,05000	19,5	2225000
0,05500	17,8	2862500
0,06000	16,3	3500000
0,06500	15,0	4137500
0,07000	14,0	4775000

Taulukko 9: Huipputeholtaan 5 MWp:n aurinkosähkövoimalan kannattavuuslaskelma.

Taulukossa 9 on laskettu edellä esitellyllä karkealla kustannuslaskentamallilla huipputeholtaan 5 MWp:n aurinkosähkövoimalan takaisinmaksuaikoja ja katteita eri sähkön myyntihinnoilla. Laskelma on kokonaisuudessaan toteutettu kuten taulukossa 8 on esitetty, ainoastaan sähköenergian myyntihintaa (EUR/kWh) on muuteltu ja siten takaisinmaksuaika ja kokonaistuotto ovat saaneet uutta myyntihintaa vastaavan arvon.

Näillä reunaehdoilla 5 MW_p:n laitoksen tuottaman sähkön oman tuotannon hinnaksi on saatu noin 0,0325 EUR/kWh edellä esitetyllä kustannusrakenteella. Tuota sähkön myyntihintaa halvemmalla hinnalla myyessä laitoksen takaisinmaksuaika ylittää 30 vuoden tarkastelujakson. Oman tuotannon sähkön hinta ylittää tuettunakin laskelman mukaan hie-man referenssihintana käytetyn toukokuun kuukausittaisen keskiarvopörssihinnan 0,03168 EUR/kWh suhteen. Sähkön ulosmyyntihinnan nousu ja järjestelmän hankintahinnan, hyötysuhteen tai käyttö- ja ylläpitokustannusten lasku toisi tämän laskelman mukaan näin ison aurinkovoimalan takaisinmaksuajan alle 30 vuoden laskenta-ajan.

Kannattavuuslaskelmia eri sähkön hinnoilla

3 MWp/3,1 MEUR, -40%, 850 kWh/kWp, 30 v, 713 kEUR

Sähkön hinta (EUR/kWh)	Takaisin- maksuaika (v)	Tuotto - kulut (EUR)
0,03000	33,6	-278000
0,03168	31,9	-149480
0,03500	28,8	104500
0,04000	25,2	487000
0,04500	22,4	869500
0,05000	20,2	1252000
0,05500	18,4	1634500
0,06000	16,8	2017000
0,06500	15,5	2399500
0,07000	14,4	2782000

Taulukko 10: Huipputeholtaan 3 MWp:n aurinkosähkövoimalan kannattavuuslaskelma.

Yllä olevassa taulukossa on laskettu karkealla kustannuslaskentamallilla huipputeholtaan 3 MWp:n aurinkosähkövoimalan takaisinmaksuaikoja ja katteita 30 vuoden laskenta-ajalla. Järjestelmän arvonlisäverottomaksi hinnaksi on oletettu 3,1 miljoonaa euroa. Invertterin uusintakustannus on 8 % alkuperäisestä järjestelmähinnasta eli 248 kEUR ja vuotuisiksi käyttökustannuksiksi on arvioitu 15,5 kEUR/v eli yhteensä 465 kEUR laitoksen 30 vuoden aikana. Nämä kustannustekijät muodostavat yhdessä järjestelmälle yhteensä 713 kEUR käyttö- ja ylläpitokustannuserän. Sähkön hinnan on oletettu pysyvän vakiona koko laskenta-ajan. Näillä reunaehdoilla laitoksen tuottaman sähkön hinnaksi on saatu noin 0,0336 EUR/kWh. Sähkön referenssihintana on tässäkin laskelmassa käytetty 0,03168 EUR/kWh, joka on toukokuun spot-markkinoiden kuukausihintojen keskiarvo 16 vuoden ajalta.

Kannattavuuslaskelmia eri sähkön hinnoilla

1 MWp/1,15 MEUR, -40%, 850 kWh/kWp, 30 v, 264,5 kEUR

Sähkön hinta (EUR/kWh)	Takaisin- maksuaika (v)	Tuotto - kulut (EUR)
0,03000	37,4	-189500
0,03168	35,5	-146660
0,03500	32,1	-62000
0,04000	28,1	65500
0,04500	25,0	193000
0,05000	22,5	320500
0,05500	20,4	448000
0,06000	18,7	575500
0,06500	17,3	703000
0,07000	16,0	830500

Taulukko 11: Huipputeholtaan 1 MWp:n aurinkosähkövoimalan kannattavuuslaskelma.

Taulukossa 11 on laskettu karkealla kustannuslaskentamallilla huipputeholtaan 1 MWp:n aurinkosähkövoimalan takaisinmaksuaikojen ja katteita 30 vuoden laskenta-ajalla Järjestelmän arvonlisäverottomaksi hinnaksi on oletettu 1,15 miljoonaa euroa. Invertterin uusintakustannus on 8 % alkuperäisestä järjestelmähinnasta eli 92 kEUR ja vuotuisiksi käyttökustannuksiksi on arvioitu 0,5 %:n mukaan 5,75 kEUR/v eli yhteensä 172,5 kEUR laitoksen 30 vuoden aikana. Nämä kustannustekijät muodostavat yhdessä järjestelmälle yhteensä 264,5 kEUR käyttö- ja ylläpitokustannuserän. Nämä käyttö- ja ylläpitokustannukset olisivat 23 % järjestelmän arvonlisäverottomasta hankintahinnasta. Sähkön hinnan on oletettu pysyvän vakiona koko laskenta-ajan. Näillä reunaehdoilla laitoksen tuottaman sähkön hinnaksi on saatu noin 0,0374 EUR/kWh. Laskentamallissa sähkön referenssihintana käytetty 0,03168 EUR/kWh ylittyy selvästi.

Sähkön tuotantohinta aurinkosähköjärjestelmällä on riippuvainen tuotantolaitoksen kokoluokasta, kuten edellisissä laskelmissa kävi ilmi. Aurinkosähköjärjestelmässä kustannukset kasautuvat alkupään investointeihin, sillä laitoksen käyttö- ja ylläpitokustannukset ovat suhteellisen edullisia investointikustannuksiin nähden. Edellä esitetyn karkean kustannuslaskentamallin reunaehdoilla viiden megawatin huipputehoinen aurinkovoimala pystyisi tuottamaan parhaimmillaan sähköä jopa 0,0325 EUR/kWh:n hinnalla 30 vuoden käyttöajalla. Vastaavat sähkön tuotantohinnat kolmen megawatin laitoksella olisi 0,0336 EUR/kWh ja yhden megawatin laitoksella 0,0374 EUR/kWh. Kannattavuuslaskelmien kannalta on jouduttu tekemään hyvin suoraviivaisia oletuksia, sillä kukaan ei pysty sanomaan kovin selkeästi, miten sähkön markkinahinta kehittyy tarkastelujakson aikana eli tässä laskelmassa 30 vuoden aikana.

Yrityksen aurinkosähköjärjestelmän kustannusanalyysi

Vertailun vuoksi edellä esitetyllä laskentamallilla on laskettu pienitehoisen aurinkovoimalan kustannusanalyysi sähköä ostavan yrityksen kannalta. Yritykset ostavat sähköä tilastojen mukaan Suomessa keskimäärin 0,07 – 0,09 EUR/kWh hintaan. Taulukossa 12 on esitetty karkea laskelma 7,8 kWp:n huipputehoisesta aurinkosähköjärjestelmästä, jonka arvonlisäverollinen hinta on 16.680 EUR ja arvonlisäveroton hinta 12.676 EUR. Arvonlisäverollinen hinta on otettu eräästä markkinoilla olevasta avaimet käteen tarjouksesta. Yrityksen on oletettu saavan arvonlisäverot takaisin veronpalautuksena. Laskelmassa ei ole huomioitu yrityksen investoinnin korkokustannuksia.

Aurinkosähköjärjestelmän karkea laskentapohja (yritys)

Huipputeho (kWp)	7,8	
Järjestelmän kokonaishinta (EUR), sis alv 24%	16680,00	
Arvonlisävero (%)	24,00	
Arvonlisävero (EUR)	4003,20	
Arvonlisäveroton hinta (EUR)	12676,80	
Energiatukiprosentti (%)	25,00	
Energiatuki (EUR)	3169,20	
Tuettu hinta (EUR)	9507,60	
Huipputehon hinta (EUR/kWp)	1218,92	
Vuotuinen tuotto (kWh/kWp)	850	Vaasa
Energiaa vuodessa (kWh)	6630	
Energian ostohinta (EUR/kWh)	0,08	
Vuotuinen sähkön tuotto (EUR)	530,40	
Takaisinmaksu (vuosia)	23,90	
Käyttöaika (vuotta)	30	
Energian tuotto käyttöaikana (kWh)	198900	
Taloudellinen tuotto käyttöaikana (EUR)	15912,00	
Laiteinvestoinnit käytön aikana (EUR)	1267,68	Invertteri 10 %
Vuotuinen käyttökustannus hankinnasta (%/v)	0,50 %	
Vuotuiset käyttökustannukset (EUR/vuosi)	63,38	
Käyttökustannus toiminta-aikana (EUR)	1901,52	
Käyttökulut (EUR) käyttöaikana	3169,20	
Tuoton ja investoinnin erotus (EUR)	3235,20	
Oman sähkön tuotantohinta (EUR/kWh)	0,0637	
Ostohinta - omakustannushinta (EUR)	0,0163	

Taulukko 12: Yrityksen 7,8 kWp:n aurinkojärjestelmän laskelma.

Yrityksen on mahdollista saada aurinkojärjestelmälle energiatukea 25 %, jolloin hinnaksi jää 9.507 EUR. Jos oletetaan, että ulkopuolelta ostettavan sähkön hinta on 0,08 EUR/kWh ja sähkön hinta pysyy samana 30 vuoden tarkastelujakson niin oman järjestelmän takaisinmaksuajaksi tulisi noin 23,9 vuotta. Järjestelmällä tuotetun sähkön hinta olisi vastaavasti 30 vuoden laskenta-ajan mukaan 0,0637 EUR/kWh. Järjestelmä tuottaisi Vaasan olosuhteissa sähköä keskimäärin 6630 kWh vuodessa. Tarkastelujakson aikana toteutetaan yksi invertterin vaihto. Invertterin vaihtokustannukseksi on tässä arvioitu 10 % alkuperäisestä järjestelmän arvonlisäverottomasta ja tuettomasta hankintahinnasta eli 1267,68 EUR. Vuotuisiksi käyttökustannusten on arvioitu olevan 0,5 %/vuosi eli 63,38 EUR/vuosi edellä mainitusta järjestelmän arvonlisäverottomasta ja tuettomasta hankintahinnasta, joka tekee yhteensä 30 vuoden toiminta-aikana 1901,52 EUR. Nämä kustannustekijät muodostavat

yhdessä järjestelmälle yhteensä 3169,2 EUR käyttö- ja ylläpitokustannukset. Nämä käyttö- ja ylläpitokustannukset olisivat 15 % järjestelmän arvonlisäverottomasta hankintahinnasta. Taulukossa 13 on laskettu järjestelmän takaisinmaksuaikoja ja katetta 7,8 kWp tehoisella aurinkosähköjärjestelmällä suhteutettuna erilaisiin ulkopuolelta ostettaviin sähkön hintoihin. Oletuksena on, että kaikki aurinkosähköjärjestelmällä tuotettu energia pystytään käyttämään itse. Ostosähkön hinta on oletettu koko tarkastelujaksolla (30 v) vakioksi. Laskelma on tehty yrityksen näkökulmasta eli yritys saa arvonlisäveropalautuksen sekä arvonlisäverottomaan hankintaan energiatukea 25 %. Tässä laskelmassa oman tuotannon hinnaksi tulisi 0,0637 EUR/kWh. Jos ostosähkön hinta olisi 0,08 EUR/kWh niin takaisinmaksuajaksi tulisi noin 24 vuotta. Sähkön ostohinnan ollessa 0,15 EUR/kWh olisi takaisinmaksuaika vajaa 13 vuotta ja elinkaaren tuotto olisi voittona yli järjestelmän arvonlisäverollinen hankintahinnan.

Kannattavuuslaskelmia eri sähkön hinnoilla (yritys)

7,8 kWp/12677 EUR, -25%, 850 kWh/kWp, 30 v, 3169 EUR

Sähkön hinta (EUR/kWh)	Takaisinmaksuaika (v)	Tuotto - kulut (EUR)
0,06	31,9	-743
0,07	27,3	1246
0,08	23,9	3235
0,09	21,2	5224
0,10	19,1	7213
0,11	17,4	9202
0,12	15,9	11191
0,13	14,7	13180
0,14	13,7	15169
0,15	12,8	17158

Taulukko 13: Yrityksen 7,8 kWh:n huipputehoisen aurinkojärjestelmän talouslaskelma.

Tämän laskelman mukaan näyttäisi, että sellainen yritys, jolla on kesän aikaan merkittävää sähkön kulutusta ja pystyy myös kuluttamaan kaiken tuotetun sähkön itse kannattaisi rakentaa oma aurinkovoimala. Kannattavuusraja saavutettiin jo melko pienellä 7,8 kWp:n laitoksella. Isomman laitoksen sähkötehoon suhteutettu hinta on tyypillisesti edullisempi ja sitä kautta myös itse tuotetun sähkön hinta laskee ja järjestelmän takaisinmaksuaika lyhenee.

Teknologiavaihtoehtojen ja kehitysmahdollisuuksien selvittely

Teknologian kehitys ja tuotantomäärien kasvu on laskenut huomattavasti aurinkosähköpaneelien hintoja viimeisen vuosikymmenen aikana. Tämä kehitys tulee todennäköisesti jatkumaan vielä tulevinakin vuosina. Nykyisten aurinkopaneelien hyötysuhteet ovat jatkuvasti parantuneet ja uusia materiaaleja on tulossa jatkuvasti markkinoille, jotka kilpailevat kus-

tannus/tuotto-suhteessa nykyisten tuotteiden kanssa. Aurinkojärjestelmän komponenttien hintojen jatkuva lasku ja aurinkopaneelien hyötysuhteen kehitys sekä järjestelmän häviöiden pieneneminen laskee myös tuotetun sähkön kilowattituntihintaa. Hajautettu tuotanto tulee lisääntymään ja se luo tarpeita kehittää uusia ansaintalogiikkoja ja liiketoimintamalleja. Uudet toimintatavat luovat usein myös tarpeita kehittää markkinoille uusia laiteratkaisuja ja palveluja.

Aurinkojärjestelmien yleistymistä tulee vauhdittamaan erinäiset kansainväliset ja kansalliset sopimukset. Suomessa useat paikkakunnat ovat ottaneet jo toimintastrategiaansa ympäristönsä kohdat kuten hiilineutraaliuden. On syntynyt uudenlaisia yhteisöjä kuten FISU-kunnat (Finnish Sustainable Communities) ja HINKU-kuntia (Hiilineutraalit kunnat). Kesän 2016 tilanteen mukaiset HINKU-kunnat on esitelty liitteessä 8 ja vastaavasti FISU-kunnat liitteessä 9. Vaasa on liittynyt FISU-kuntiin. Aurinkoratkaisujen toteuttaminen tukisi konkreettisesti näitä tavoitteita.

Kaavoituksessa ja maankäytön suunnittelussa tulisi huomioida erityisesti isot aurinkovoimalat, koska niitä tullaan todennäköisesti rakentamaan tulevina vuosina. Isot teollisen mittakaavan aurinkosähkövoimalat tarvitsevat laajoja alueita paneelikentille mielellään valmiiden keskijännite ja/tai suurjännitelinjojen läheisyydestä. Tulevaisuuden isot aurinkovoimalat voivat tarvita jopa kymmenien hehtaarien etelän suuntaan aukeavia mahdollisimman esteettämiä alueita.

Sähköverkkoon kytkeytymisessä aurinkosähkövoimalat rinnastetaan toistaiseksi tuulivoimaloihin. Sähkön tuotantomuotoina tuuli- ja aurinkosähkö ovat säästä riippuvia energiantuotantomuotoja ja ovat siten sähköverkon tasehallinnan kannalta haasteellisia varsinkin, jos niiden suhteellinen energiantuotannon osuus kasvaa merkittäväksi. Tuulella tuotetussa sähköenergian tuotannossa käytetään hitausmassallisia rakenteita ja generaattoreita, joissa sähköiset muutosilmiöt ovat erilaisia ja yleensä hitaampia verrattuna aurinkosähkön muutostilanteisiin. Aurinkovoimaloille tulisi kehittää omat sähköverkkoon liittymisen ehdot.

Säästä riippuvien sähkön tuotantomuotojen tuotantokapasiteetin kasvu luo tarvetta varastointitekniikoiden kehittämiseen ja rakentamiseen sähköverkon tasehallinnon kannalta. Sähkön varastointiin on olemassa monia erilaisia teknologioita. Yleinen ongelma varastoinnissa on sen kalleus, johon olisi hyvä löytää edullisempia ratkaisuja.

Vaasan energiaklusterin, vientiteollisuuden ja yleisen aurinkotekniikan energiaosaamisen kannalta olisi hyödyllistä ja toivottavaa saada Vaasaan tai lähialueille mahdollisimman pian teollisen mittakaavan aurinkosähkövoimala, jota voitaisiin käyttää myös opetus- ja testialustana.

Järjestelmän hyödyntäminen T&K&I-alustana

Kuten aikaisemmin on jo todettu aurinkovoimaloiden ja aurinkovoimajärjestelmien markkinat ovat Suomessa ja globaaleilla markkinoilla kovassa kasvussa ja näyttää siltä, että tämä kasvu tulee myös jatkumaan tulevina vuosina. Aurinkoliiketoiminnassa on tarjolla valtava globaali liiketoimintapotentiaali jo nyt sekä tulevina vuosina. Suomessa on aurinkoteknologiaan liittyvää monipuolista kansainvälisen mittakaavan osaamista ja laitevalmistusta, jota on mahdollista hyödyntää näillä markkinoilla. Globaaleihin aurinkovoimajärjestelmien toimittamiseen ja toteuttamiseen Suomessa on useita kyvykkäitä yrityksiä. Tämän liiketoimintapotentiaalin hyödyntämiseen tarvitaan monipuoliset puitteet testata ja kehittää teknisesti ja taloudellisesti kilpailukykyisiä tuotteita ja palvelukonsepteja. Suomesta puuttuu tällä hetkellä teollisen mittakaavan aurinkosähkövoimalan testiympäristö, jossa uusia tuote- ja palveluratkaisuja voitaisiin kehittää ja testata. Aurinkoliiketoiminta on globaalia liiketoimintaa, jossa on monia kilpailevia toimijoita. Kilpailussa pärjääminen vaatii aktiivista kehittämistä ja ideointia. Uuden konseptin testaaminen vaatii usein toiminnallisuuden varmistamista, jotta myös ostajat saadaan vakuuttuneiksi ratkaisun hyvydestä. Suomen lämpötilan ja sään vaihtelu antavat hyvän lähtökohdan testata isoja järjestelmiä monipuolisesti.

Aurinkovoimalan keskeisiä komponentteja ovat paneelit ja invertterit, joita molempia valmistetaan myös Suomessa. Eryityisesti aurinkoinvertterit ovat merkittävä liiketoiminta jo nykyisin Suomen kannalta. Tämä liiketoiminta on myös merkittävää vientiteollisuutta. Aurinkopaneeleissa tapahtuu koko ajan parannuksia ja uusia kennomateriaaleja tulee markkinoille. Tämä muutos heijastuu myös aurinkoinverttereiden toimintoihin ja algoritmeihin, joiden tulee pystyä toimimaan hyvällä hyötysuhteella uusien kennoratkaisujen kanssa erilaisissa olosuhteissa. Aurinkoinvertterit integroituvat osaksi sähköverkon älykkyyttä.

Aurinkoinverttereiden kannalta olisi tärkeää kyetä testaamaan todellisissa käyttöolosuhteissa esimerkiksi invertterin toimintapisteen käyttäytymistä erilaisissa käyttötilanteissa ja toimintapisteen vaikutusta tehoon, loistehoon, jännitteeseen ja virtaan. Tämä on tärkeää esim. verkkosuodattimien ja muuntajan yhteistoiminnan optimoinnissa verkkosähkön laadun varmistamiseksi ja myös järjestelmän hyötysuhteen optimoinnissa. Kokonaisjärjestelmän hyötysuhteen, sähkön laadun yms. seuraaminen ja optimointi olisi täten mahdollista myös todellisessa käyttöympäristössä. Testialustaan täytyisi olla hyvät ja monipuoliset tietoliikenneyhteydet. Optinen kuituyhteys takaisi riittävän tietoliikennekapasiteetin. Tietoliikenneyhteyksien kautta voitaisiin testata myös uusia älyverkkoon ja järjestelmän IoT-ominaisuuksiin (Internet of Things) liittyviä toiminnallisuuksia ja palvelukonsepteja. Hyvät tietoliikenneyhteydet mahdollistavat myös ennakoivan kunnossapidon ja mittausdatan siirron valvomoihin ja tutkijoille. Liityntä energiavarastoon lisäisi kokonaisjärjestelmän toiminnan tutkimusmahdollisuuksia kuten myös erilaisten varjostusten toteuttaminen paneeliken- tässä. Energiavarastojen liittäminen sähkön tuotantjärjestelmään mahdollistaisi tasehallintaan ja tuotantovaihteluihin liittyvien asioiden selvittelyä kuin myös varjostusten jännitepiikkien, yli- ja alitaajuustilanteiden selvittelyä.

Isot teollisen mittakaavan aurinkosähkövoimalaitosten invertterit ovat siirtymässä käyttämään 1500 V jännitetasoa aikaisemman 1000 V jännitteen sijaan. Korkeammalla jännitteellä voidaan käyttää samalle teholle ohuempia johtimia sähkönsiirrossa, jolloin saavutetaan kustannus- ja materiaalisäästöjä. Uudet puolijohdemateriaalit, kuten piikarbidi (SiC) tai galliumnitridi (GaN), mahdollistavat invertterin tehohäviöiden vähenemisen ja parantavat siten aurinkojärjestelmän kokonaishyötysuhdetta sekä pienentävät inverttereiden kooka parempien lämpöominaisuuksien vuoksi ja mahdollistavat suurempien jännitteiden käytön paneelikentässä. Jo yksistään nämä invertterin ja paneelikentän väliset muutokset tarvitsevat monipuolista kenttätestausta erilaisissa sää- ja käyttöolosuhteissa.

Uusia aurinkosähkökennomateriaaleja ja -tekniikoita on tulossa markkinoille tulevina vuosina. Näiden uusien ratkaisujen testausmahdollisuus tulisi olla mahdollista järjestelmässä ainakin jossain mittakaavassa.

Sähkön varastointi on nykyisin eräs iso haaste sähköverkon tasehallinnan kannalta. Varastointiteknologioita tutkitaan maailmalla laajasti ja ne tulevat kehittymään teknologisesti ja hinnallisesti. Säästä riippuvan aurinkosähköjärjestelmän testiympäristössä tulisi olla mahdollisuus testata järjestelmätasolla uusien varastointitekniikoiden vaikutuksia ja soveltuvuutta järjestelmään ja vaikutuksia järjestelmän komponenttien toimintaan.

Teollisen mittakaavan aurinkovoimala testausalustana antaisi uusia ja poikkeuksellisia mahdollisuuksia kehittää ja tutkia erilaisten automaation mahdollistamien palvelujen sekä invertteriratkaisujen ja aurinkopaneelien yhteistoimintaa todellisissa verkon käyttöolosuhteissa pohjoisissa sääolosuhteissa. Aurinkokennoteknologioiden kehitys ja varastointiratkaisut sekä muu teknologinen kehitys luovat uusia tarpeita kehittää komponentteja sopimaan mahdollisimman optimaalisesti uusiin toimintaympäristöihin ja teknologioihin. Tätä tarvetta varten olisi hyvä olla alan toimittajilla käytettävissä myös reaalin järjestelmä järjestelmätason tutkimus- ja testausympäristönä laboratoriotason testauksen lisänä.

Yhteenveto

Aurinkosähkö ja sitä kautta hajautettu energiantuotanto on mielenkiintoisessa kehitysvaiheessa. Teknologiat kehittyvät vauhdilla ja kustannukset laskevat. Ostajalle sähkön hinnassa on korotuspaineita mm. siirtohintojen nousun vuoksi, mikä lisää oman tuotannon houkuttelevuutta. Edellä esitetyissä laskelmissa tietyillä reunaehdoilla kuluttaja pystyisi tuottamaan jo itse sähköä kilpailukykyisesti verrattuna ostohintaan. Voimalaitoksen kannalta ei vielä ihan ole saavutettu 40%:n tuellakaan liiketaloudellisesti kannattavaa sähkön pörssihintaa. Järjestelmän taloudellisen kannattavuuden arvioinnin kannalta tilanne on haasteellinen, kun pitäisi osata arvata sähkön hinta tulevina vuosina ja vuosikymmeninä. Aurinkosähköjärjestelmät ovat kasvattaneet suosiotaan voimakkaasti viime aikoina useissa maissa sähköenergian tuotantomuotona. Aurinkoenergian hyödyntäminen energiantuotannossa on kasvanut viime aikoina suhteellisesti jopa nopeammin kuin tuulienergian hyödyntäminen. Erityisesti alueilla, joissa aurinkoenergian säteilymäärät ovat isoja, on saavutettu aurinkosähköllä jo kilpailukykyinen tuotantohintataso ja investoijia kiinnostava takaisinmaksuaika. Haasteena säästä riippuvissa tuotantomuodoissa on tuotannon riippuminen hetkittäisistä sääolosuhteista. Tällainen epäjatkuva ja nopeasti vaihteleva energian tuotanto on ongelmallista sähköverkkojen tasehallinnan kannalta. Muilla tuotantomuodoilla toteutettu säätösähkön tuotto ja hyvät ja edulliset energian varastointitekniikat helpottaisivat tätä ongelmaa. Sähkön varastointitekniologioiden rajoitteet ja kalleus ovat kuitenkin eräs pulonkaula säästä riippuvien energiantuotantomuotojen kasvulle. Ongelma korostuu aurinkosähköllä, koska sen teholliset vuotuiset tuottotunnit jäävät Suomen olosuhteissa melko lyhyiksi ja keskittyvät osaan vuotta.

Ilmastopöytäkirjat hiukkaspäästöjen ja kasvihuonekaasujen vähentämiseksi ja muu ympäristöön liittyvä lainsäädäntö tulee ohjaamaan tulevaisuudessa auringonsäteilyä hyödyntävien energiantuotantomuotojen rakentamista. Aurinkoenergian lisääntyvä hyödyntäminen tulee tapahtumaan joko markkinaehtoisesti tai lainsäädännön ja verojen kautta. Ennustettu aurinkosähköjärjestelmien laskeva hintakehitys tuotettua wattia kohden edesauttaa omalta osaltaan hajautettujen aurinkosähköjärjestelmien yleistymistä yhä laajemmassa mittakaavassa. Kuluttajien rakentamat aurinkosähkövoimalat tulevat osaltaan muuttamaan perinteistä sähköliiketoimintaa keskitetyn tuotannon suunnasta hajautettuun tuotantoon. Saksassa vuonna 2015 aurinkosähkön osuus sähköntuotannosta oli jo 7 %. Suomessakin aurinkosähkön tuotanto on lisääntynyt voimakkaasti viime aikoina vaikkakin on kokonaisuuden kannalta vielä vähämerkityksellistä. Aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuajat ovat vielä melko pitkiä, mutta laskeva laitteistojen ja paneelien hintakehitys ja mahdollisesti nouseva sähkön hinta parantavat näiden aurinkojärjestelmien taloudellista perustaa. Kauppakeskukset ovat olleet viime aikoina aktiivisia aurinkosähköjärjestelmien rakentajia. Kaupoissa järjestelmän sähkön tuotto ja kulutus kohtaavat hyvin ja lisäksi kaupat voivat tuoda esiin ympäristöllisiä arvojaan markkinointiviestinnässään.

Suomessa aurinkosähkövoimalaitosten kannattavuuden kannalta eräs keskeinen ongelma on matala sähkön pörssihinta. Huomattavalla tuella ja laitoksen isolla koolla voidaan kuitenkin edellä esitettyjen karkeiden laskelmien mukaan päästä jo melko lähelle markkina-

hintaista sähköä. Sähkösäätöiden imagolliset ja uuden teknologian omaksumisen ja liiketoimintamallien kehittämisen kannalta aurinkosähköjärjestelmät ovat kuitenkin houkuttelevia toteuttaa. Takaisinmaksuajat ovat toistaiseksi kuitenkin suhteettoman pitkiä puhtaasti liiketoiminnan kannalta. Sähkön ostajien kannalta itse tuotetun aurinkosähkön taloudelliset perusteet näyttäisivät paremmilta ja takaisinmaksuajat ovat lyhyempiä ja houkuttelevampia.

Sähkömarkkinat ovat murroksessa hajautetun sähköntuotannon lisääntymisen johdosta. Liiketoimintamallit ovat muuttumassa ja se tulee aiheuttamaan monenlaisia muutospaineita perinteiseen sähköliiketoimintaan.

Lähdeluetelo:

1. Etusivun aurinkovoimala, Perovon 100 MWp:n aurinkopuisto Krimillä Wikipedia. (16.2.2016). https://en.wikipedia.org/wiki/Perovo_Solar_Park
2. Joonas Kauranen, Valosähköisten aurinkopaneelien hyötysuhteet, Efficiencies of photovoltaic solar panels Lappeenranta teknillinen yliopisto, Energiatekniikan kandidaatintyö, 1.12.2012. http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/86886/Kandi_Joonas_Kauranen.pdf?sequence=1
3. Fingrid: Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2013, 27.9.2013 <http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/Liittyminen/2013/Voimalaitosten%20j%C3%A4rjestelm%C3%A4tekniset%20vaatimukset%20VJV2013.pdf>
4. PhysicalGeography.net: Earth-Sun Relationships and Insolation <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/6i.html>
5. Electricity price statistics http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics
6. Aurinkoteknologiasanasto, Aurinkoteknillinen yhdistys Ry, <http://www.aurinkoteknillinenyhdistys.fi/wp-content/uploads/2015/06/sanasto.pdf>
7. IRENA: The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025 http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Power_to_Change_2016.pdf
8. Akkujen nykytila, Tampereen teknillinen yliopisto, sähkötekniikan koulutusohjelma https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-4050/seminaarit07/akkujen_nykytila.pdf
9. Photovoltaics report, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE AG Freiburg, 6 June 2016 <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>
10. PV-Magazinen aurinkopaneelien hintaseuranta: pvXchange module price index <http://www.pv-magazine.com/investors/module-price-index/#axzz4LM6fAKA>
11. Verohallinto, Kotitalouden sähköntuotannon tuloverotus https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotus
12. Sähkömarkkinalaki, 588/2013: <http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
13. Veronmaksajat: Kotitalousvähennys <https://www.veronmaksajat.fi/Asunto-ja-auto/Kotitalousvahennys/>

14. Motiva: Aurinkosähkötuotannon taloudellinen tukeminen
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkotuotannon_taloudellinen_tukeminen
15. Verohallinto, Kotitalousvähennys:
<http://www.vero.fi/fi-FI/Henkiloasiakkaat/Kotitalousvahennys>
16. Työ- ja elinkeinoministeriön energia- ja investointituet:
<http://tem.fi/energia-ja-investointituet>
<http://tem.fi/energiatuki>
<http://tem.fi/hakeminen-ja-maksatus>
<http://tem.fi/tuen-enimmaismaarat>
<http://tem.fi/tuettavat-hankkeet>
17. Vampoulas Spiridon: Aurinkopaneelitekniikan soveltuvuus- ja taloudellisuustarkastelu teollisessa sovelluksessa, Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto Sähkötekniikan koulutusohjelma, Marraskuu 2014
<http://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/22590/Vampoulas.pdf?sequence=1>
18. Huostila, Anna: Aurinkosähkön tuottaminen Pohjoismaissa ja muualla, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Kandidaatintyö, 2015 <http://www.doria.fi/handle/10024/113718>
19. Solar Energy Perspectives Renewable Energy, International Energy Agency (IEA), 2011
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Solar_Energy_Perspectives2011.pdf
20. FinSolar aurinkoenergiatietoa <http://www.finsolar.net/>
21. FinSolar-hanke: Aurinkoenergian tilastot ja potentiaali
<http://www.finsolar.net/aurinkoenergia/aurinkoenergian-tilastot/>
22. Suntekno, Aurinkopaneelit <http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>
23. National Renewable Energy Laboratory (NREL): Best Research-Cell Efficiencies
http://www.nrel.gov/ncpv/images/efficiency_chart.jpg
24. National Renewable Energy Laboratory (NREL): Energy Storage, Possibilities for Expanding Electric Grid Flexibility, February 2016
<http://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64764.pdf>
25. Jessica Shankleman, Jess Shankleman, Bloomberg Technology: Britain Is About to Take a Great (Battery) Leap Forward <http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-25/biggest-battery-contracts-move-u-k-closer-to-grid-scale-storage>

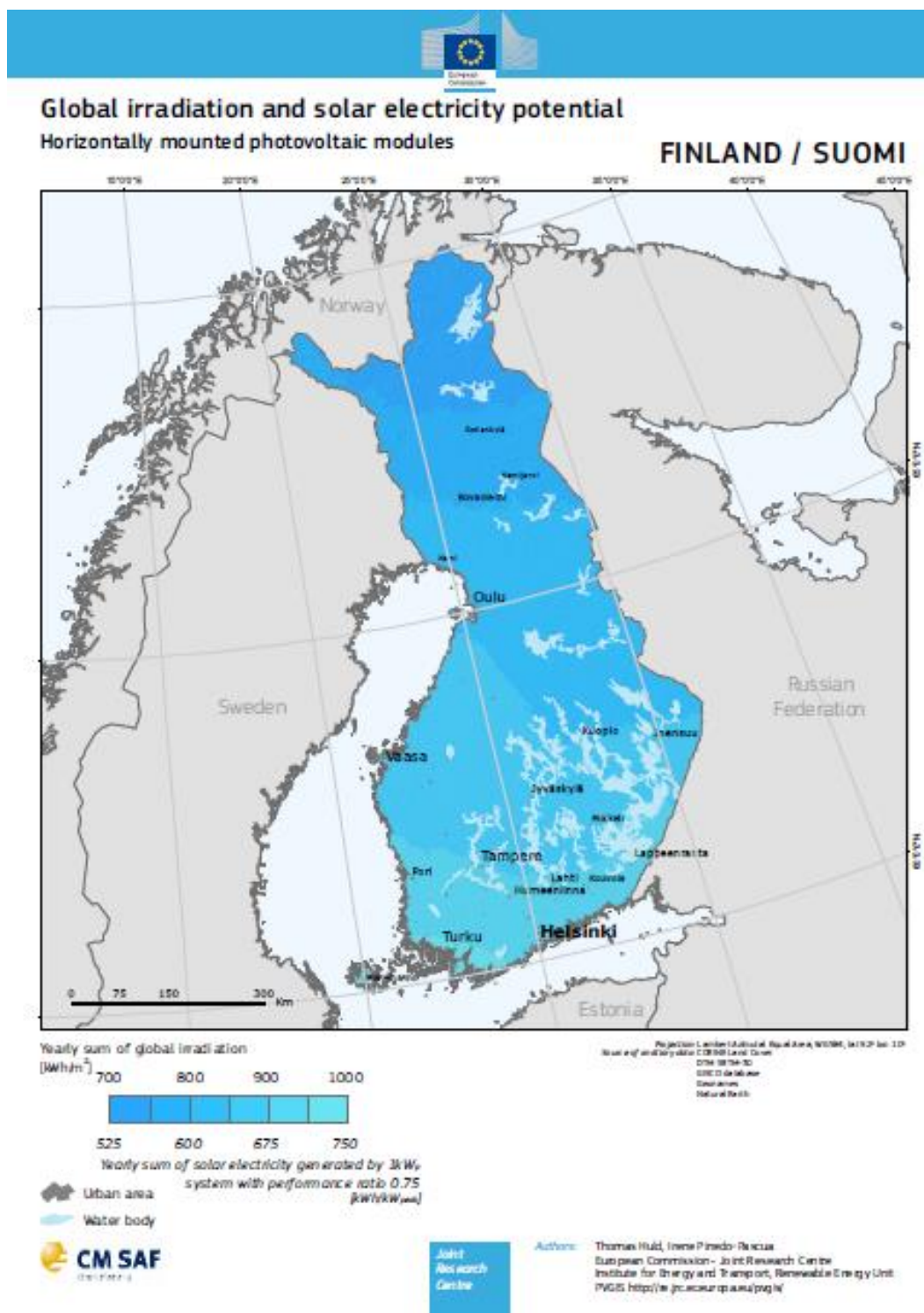
26. 176/2013 Energiatodistuksen kokonaisenergiankulutuksen (E-luvun) määrittäminen, Liite 1 <http://www.finlex.fi/data/sdliite/liite/6186.pdf>
27. Kati Pippuri: Loistehon kompensoinnin toimivuus ja hinnoittelun ohjaavuus, Tampereen ammattikorkeakoulu, Opinnäytetyö, 2011
https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/27832/Pippuri_Kati.pdf?sequence=1
28. Tampereen Sähkölaitos: Loistehon hinnoittelu ja kompensointi, 01.12.2012
https://www.tampereensahkolaitos.fi/sahkoverkkopalvelut/sahkoverkkoonliittyminen/TSV-urakoitsijalle/Documents/Loistehon%20hinnoittelu-%20ja%20kompensointiohje%20TSV_01-12-2012_internet.pdf
29. Fingrid: Taajuuden ylläpito sähköjärjestelmässä
http://www.fingrid.fi/fi/verkkohankkeet/kantaverkonABC/Sivut/ABCtaajuuden_yllapito.aspx
30. Janne Käpylehto, DODO ry: Aurinkosähköä kerrostaloon, Opas asukkaille, hallituksen jäsenille ja isännöitsijöille, 11.1.2015 <http://www.hinkufoorumi.fi/download/noname/%7B3F8928C4-ACA7-4585-BC79-E81F3EA6A454%7D/115742>
31. How does a Supercapacitor Work?
http://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/whats_the_role_of_the_supercapacitor
32. IEA (International Energy Agency), Technology Roadmap, Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition,
https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf
33. IEC (International Electrotechnical Commission) Electrical Energy Storage, White Paper <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>
34. Asko Rasinkoski, Soleras, Aurinkosähkö rakennuksissa – kannattavuus ennen ja nyt, Finnbuild/ATY 2014 http://aurinkoteknillinenyhdistys.fi/liite/ATY5_2014.pdf
35. International Finance Corporation 2015 A Project Developer's Guide to Utility-scale Solar Photovoltaic Power Plant
http://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbbe54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES
36. Deutsche Bank Markets Research, F.I.T.T. for investors Crossing the Chasm Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era, 27 February 2015
https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf

37. Bloomberg Technology: Britain Is About to Take a Great (Battery) Leap Forward
<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-25/biggest-battery-contracts-move-u-k-closer-to-grid-scale-storage>
38. International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), Seventh Edition
March 2016, Version 2, <http://www.itrpv.net/Reports/Downloads/>
39. Ruukin aurinkolaskuri, aurinkoenergia (kWh/m²) vuositasolla katuosoitteen mukaan
<http://www.ruukki.com/fin/katot/tuotteet/aurinko-energia-ratkaisut>
40. European Commission's science and knowledge service, the Joint Research Centre, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - Interactive Maps
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
41. Vaasan Porvarinkadun koulun aurinkosähköjärjestelmä
<https://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?page=3d29f74f-0896-4c5e-84a4-37bbaf5452a5&plant=8a64ca38-5469-4095-9f5c-8879b121bf6f&splang=en-US>
42. Tuomo Auvinen: Aurinkosähköjärjestelmät ja niiden soveltuvuus kotikäyttöön, Karélia ammattikorkeakoulu, Opinnäytetyö, Toukokuu 2014.
https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/79094/Auvinen_Tuomo.pdf?sequence=1
43. Jussi Åman: Aurinkoenergian mahdollisuudet Suomessa syys-, talvi- ja kevätolosuhteissa, Metropolia Ammattikorkeakoulu, insinööriyö, 7.3.2015
https://www.theseus.fi/xmlui/bitstream/handle/10024/87926/Aman_Jussi.pdf?sequence=1
44. Minna Paavola: Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella, Tampereen teknillinen yliopisto, Diplomityö, Kesäkuu 2013.
<http://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21607/Paavola.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
45. Anssi Mäki: Effects of Partial Shading Conditions on Maximum Power Points and Mismatch Losses in Silicon-Based Photovoltaic Power Generators, ("Osittaisvarjostusten vaikutukset piihin perustuvien aurinkosähkögeneraattorien maksimitehoperusteisiin ja yhteensopimattomuushäviöihin"), Tampereen teknillinen yliopisto, Väitöskirja, 1.11.2013 <https://tutcris.tut.fi/portal/files/986219/maki.pdf>
46. Tilastokeskus: Pohjoismaisen sähköpörssin spot-hintoja hinta-alueittain
http://pxnet2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin_ene_ehi/101_ehi_tau_111.fi.px/?rxid=f32d7b4e-c6b6-4ef3-9089-2976010a028f

47. Ilkka Carlstedt: Järjestelmäjännitteen vaikutukset 1500 VDC-aurinkosähköjärjestelmissä, Diplomityö, Aalto-yliopisto, 2.1.2014.
https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/12704/master_Carlstedt_Ilkka_2014.pdf?sequence=1
48. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE with support of PSE AG: Photovoltaics Report, Freiburg, 17 November 2016
<https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>
49. Solar Cell Materials <http://www.tcichemicals.com/pdf/F2033E.pdf>
50. Motiva: Aurinkosähköjärjestelmän teho
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho
51. World Economic Forum (WEF): Renewable Infrastructure Investment Handbook: A Guide for Institutional Investors, December 2016
http://www3.weforum.org/docs/WEF_Renewable_Infrastructure_Investment_Handbook.pdf
52. Juha Seppänen: Sähköenergian varastointitekniikat älykkäässä sähköverkossa, Metropolia Ammattikorkeakoulu, Insinöörityö, 4.5.2014.
https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/74282/Seppanen_Juha.pdf?sequence=1

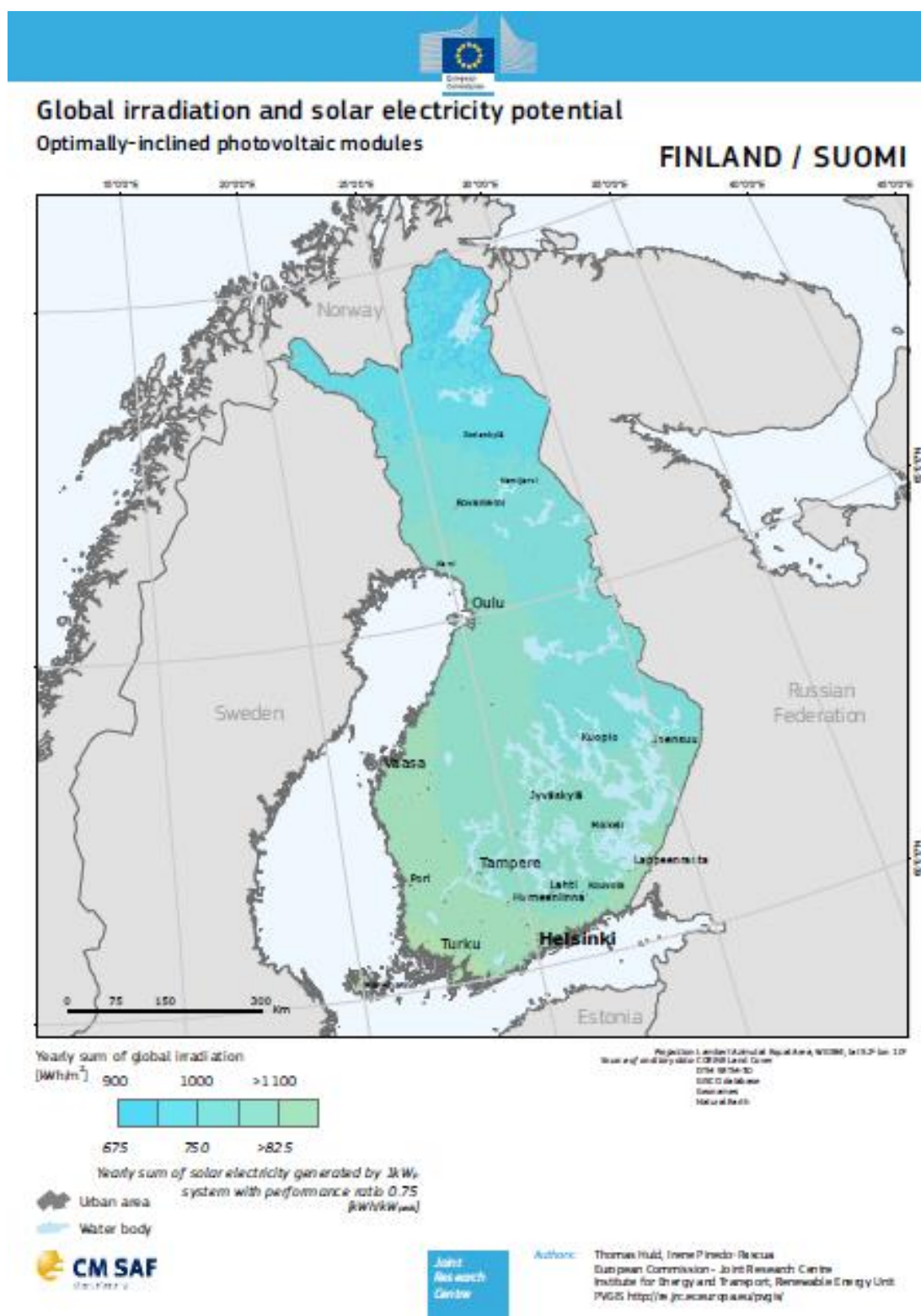
LIITE 1: Vuotuisen auringon säteilymäärän jakautuma vaakatasossa olevalle pinnalle Suomessa.

Lähde: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_hor/G_hor_FI.pdf



LIITE 2: Vuotuisen auringon säteilymäärän jakautuma optimaalisesti suunnatulle pinnalle Suomessa.

Lähde: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_opt/G_opt_FI.pdf



LIITE 4: Suomen suurimmat aurinkosähkövoimat 30.6.2016.Lähde: <http://www.aurinkoenergia.fi/aurinkoenergia.html>

Sija	Omistaja	Paikkakunta	Teho kWp
1	Helen Oy	Kivikko Helsinki	853
2	Suomen Voima	Hamina	725
3	Sanomalehti	Kaleva Oulu	420
4	Helen Oy	Suvilahti Helsinki	340
5	Astrum-liikekeskus	Salo	322
6	HSY	Viikinmäki, Helsinki	257
7	Keravan Energia	Kerava	250
8	Lappeenrannan teknillinen yliopisto (LUT) LPR		220
9	DB Schenker	Vantaa	200
10	Lähi-Tapiola	Espoo	200
11	Polar Spring Oy	Asikkala	190
12	ABB Oy	Helsinki	181
13	Viikin Kampus	Helsinki	140
14	Autosalpa Oy	Kerava	103
15	Vaisala Oyj	Helsinki	101
16	Autosalpa Oy	Kouvola	100
17	S-market Hennala	Lahti	100
18	Kampusareena	Tampere	81,3
19	Perel Group Oy	Hyvinkää	80
20	Kauppakeskus Skanssi Turku		70
21	Kiilto Oy	Lempäälä	66
22	Helsingin kaupungin ympäristökeskus Helsinki		60
23	Vanha Passi	Karjalohja	57,3
24	Espoon kaupungin varikko Mankkaa Espoo		55,2
25	Vacon Oyj	Vaasa	55
26	Kova-Kromi Oy	Vantaa	55
27	Porin uimahalli	Pori	52,5
28	Pukaron Paroni	Pukaro	50,5
29	SolNet Green Energy Tammisaari		50,4
30	LHJ Group Oy	Forssa	50
31	Konehalli	Lepsämä	50
32	Etelä-Savon Energia	Mikkeli	49,5
33	Kiinteistö Oy Aurinkopaja Pori		49,5
34	Vuores-talo	Tampere	45
35	Cargotec Finland Oy	Tampere	45
36	S-Market Arina	Oulu	45
37	Tynkkylän Lomaniemi Punkaharju		43
38	Jyväskylän Energia Oy Jyväskylä		40,28

39	Derby Business Park	Espoo	40
40	Elementti-E	Kouvola	40
41	Citymarket Lielähti	Tampere	39
42	Neste Oil- huoltoasema	Kemiönsaari	33,8
43	Etelä-Kymenlaakson ammattiopisto	Hamina	33,75
44	Satmatic Oy	Ulvila	33,5
45	ABC Perniö	Salo	33
46	Maatila	Kitee	33
47	Sundomin koulu/päiväkoti	Vaasa	32,5
48	Kieringin Lomakylä	Kierinki	31
49	Kanteleen Meijeri	Kantele	30,5
50	Oy Telva Ab		30,24

LIITE 5: Kotitalouksien sähkön hintarakenne eri maissa (Eur/kWh) vuonna 2015

Lähde: Eurostat http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/2/2d/Disaggregated_price_data_for_household_consumers%2C_2015s2_%28in_EUR_kWh%29.png

	Composition of the electricity prices for household consumers (in euro perkWh)				Share in price without taxes and levies (in %)	
	Total price	Energy and supply	Network costs	Taxes and levies	Energy and supply	Network costs
Belgium	0.235	0.083	0.101	0.051	45.2	54.8
Bulgaria	0.096	0.058	0.022	0.016	72.4	27.6
Czech Republic	0.141	0.052	0.064	0.026	44.9	55.1
Denmark	0.304	0.038	0.056	0.210	40.6	59.4
Germany	0.295	0.074	0.069	0.152	51.9	48.1
Estonia	0.129	0.043	0.052	0.034	45.6	54.4
Ireland	0.245	0.133	0.066	0.046	66.6	33.4
Greece	0.177	0.095	0.028	0.054	77.3	22.7
Spain	0.237	0.134	0.052	0.051	71.9	28.1
France	0.168	0.060	0.051	0.057	54.0	46.0
Croatia	0.131	0.058	0.043	0.031	57.3	42.7
Italy	0.243	0.096	0.052	0.095	65.0	35.0
Cyprus	0.184	0.109	0.038	0.038	74.2	25.8
Latvia	0.165	0.053	0.057	0.055	48.4	51.6
Lithuania	0.124	0.052	0.035	0.038	59.8	40.2
Luxembourg	0.177	0.062	0.071	0.044	46.7	53.3
Hungary	0.115	0.048	0.042	0.024	53.4	46.6
Malta	0.127	0.099	0.022	0.006	81.8	18.2
Netherlands	0.185	0.069	0.055	0.061	55.9	44.1
Austria	0.198	0.065	0.059	0.074	52.1	47.9
Poland	0.142	0.055	0.055	0.031	50.1	49.9
Portugal	0.229	0.068	0.047	0.113	59.0	41.0
Romania	0.132	0.042	0.052	0.038	44.5	55.5
Slovenia	0.163	0.057	0.055	0.051	50.9	49.1
Slovakia	0.152	0.048	0.075	0.029	39.0	61.0
Finland	0.153	0.053	0.048	0.052	52.2	47.8
Sweden	0.187	0.041	0.079	0.067	33.9	66.1
United Kingdom	0.218	0.158	0.050	0.010	75.9	24.1
Iceland	0.127	0.037	0.063	0.027	37.1	62.9
Liechtenstein	0.180	0.081	0.077	0.023	51.3	48.7
Norway	0.143	0.033	0.066	0.044	33.2	66.8
Montenegro	0.099	0.043	0.045	0.011	49.0	51.0
FYROM	0.084	0.067	0.004	0.013	94.1	5.9
Albania	0.082	0.068	0.000	0.014	100.0	0.0
Serbia	0.065	0.021	0.029	0.015	42.9	57.1
Turkey	0.122	0.062	0.035	0.025	64.2	35.8
Kosovo*	0.061	0.021	0.028	0.013	43.0	57.0
Bosnia and Herzegovina	0.083	0.033	0.038	0.012	46.3	53.7
Moldova	0.088	0.060	0.028	0.000	68.4	31.6

*This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Source: Eurostat (online data code: nrg_pc_204_c)

LIITE 6: Sähkön hintoja eri maissa (2013 – 2015) kotitalouksille ja teollisuudelle

Lähde: Eurostat [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Halfyearly_electricity_prices_\(EUR_kWh\).png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Halfyearly_electricity_prices_(EUR_kWh).png)

	Electricity prices (per kWh)					
	Households (1)			Industry (2)		
	2013s1	2014s1	2015s1	2013s1	2014s1	2015s1
EU-28	0.200	0.203	0.208	0.119	0.123	0.121
Euro area	0.212	0.215	0.218	0.127	0.133	0.127
Belgium	0.217	0.210	0.213	0.108	0.109	0.110
Bulgaria	0.092	0.083	0.094	0.081	0.075	0.069
Czech Republic	0.153	0.128	0.127	0.102	0.083	0.077
Denmark	0.300	0.304	0.307	0.103	0.094	0.090
Germany	0.292	0.298	0.295	0.143	0.159	0.151
Estonia	0.135	0.131	0.130	0.097	0.092	0.089
Ireland	0.230	0.241	0.243	0.136	0.137	0.142
Greece	0.156	0.177	0.177	0.125	0.134	0.129
Spain	0.223	0.217	0.231	0.122	0.125	0.117
France	0.152	0.159	0.162	0.097	0.096	0.101
Croatia	0.137	0.131	0.132	0.095	0.096	0.092
Italy	0.229	0.245	0.245	0.168	0.172	0.161
Cyprus	0.276	0.229	0.196	0.208	0.175	0.139
Latvia	0.138	0.137	0.164	0.113	0.117	0.118
Lithuania	0.137	0.133	0.126	0.123	0.117	0.099
Luxembourg	0.167	0.174	0.177	0.098	0.101	0.093
Hungary	0.140	0.120	0.113	0.096	0.091	0.087
Malta	0.166	0.147	0.125	0.179	0.177	0.155
Netherlands	0.192	0.182	0.196	0.096	0.103	0.091
Austria	0.208	0.202	0.201	0.111	0.109	0.104
Poland	0.148	0.142	0.144	0.093	0.083	0.088
Portugal	0.208	0.218	0.228	0.115	0.116	0.114
Romania	0.132	0.129	0.130	0.090	0.088	0.083
Slovenia	0.161	0.163	0.159	0.097	0.087	0.083
Slovakia	0.170	0.151	0.151	0.129	0.115	0.113
Finland	0.158	0.156	0.155	0.075	0.073	0.071
Sweden	0.210	0.197	0.185	0.080	0.071	0.062
United Kingdom	0.174	0.192	0.212	0.117	0.129	0.149
Iceland	0.105	0.113	0.120	:	:	:
Liechtenstein	:	0.153	0.184	:	0.138	0.164
Norway	0.191	0.165	0.161	0.097	0.080	0.077
Montenegro	0.096	0.099	0.098	0.075	0.076	0.077
FYROM	0.081	0.079	0.083	0.080	0.075	0.084
Albania	0.116	0.116	0.081	:	:	:
Serbia	0.056	0.061	0.058	0.057	0.051	0.060
Turkey	0.150	0.119	0.136	0.093	0.074	0.082
Bosnia and Herzegovina	0.081	0.079	0.081	0.065	0.065	0.063
Kosovo*	0.056	0.055	0.063	0.070	0.070	0.076

*This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

: not available

(1) Annual consumption: 2 500 kWh < consumption < 5 000 kWh.

(2) Annual consumption: 500 MWh < consumption < 2 000 MWh.

Source: Eurostat (online data code: nrg_pc_204 and nrg_pc_205)

LIITE 7: Aurinkosähkön Grid Parity eräissä maissa

Lähde: Deutsche Bank Markets Research, F.I.T.T. for investors Crossing the Chasm Solar Grid Parity in a Low Oil Price Era, 27 February 2015 https://www.db.com/cr/en/docs/solar_report_full_length.pdf

Country	Grid Parity	Insolation (kWh/m ² /year)	Cost of Electricity Comp (\$/kWh)	LCOE	Solar Premium/Discount	IRR (20 Year System)	IRR (30 Year System)
Australia	Yes	1833	\$0.49	\$0.15	-\$0.35	4781.22%	4781.22%
Belgium	Yes	867	\$0.32	\$0.24	-\$0.08	4.34%	9.38%
Brazil	Yes	1667	\$0.37	\$0.18	-\$0.19	44.53%	44.63%
Chile	Yes	1750	\$0.25	\$0.12	-\$0.14	28.95%	29.40%
Denmark	Yes	813	\$0.44	\$0.35	-\$0.09	15.62%	17.51%
France	Yes	1083	\$0.21	\$0.16	-\$0.05	1.23%	7.58%
Germany	Yes	958	\$0.33	\$0.19	-\$0.15	14.56%	16.55%
Guyana	Yes	1667	\$0.28	\$0.12	-\$0.16	35.27%	35.49%
Hungary	Yes	1042	\$0.26	\$0.24	-\$0.02	3.13%	8.67%
Ireland	Yes	750	\$0.31	\$0.27	-\$0.04	-2.23%	5.90%
Israel	Yes	1917	\$0.16	\$0.14	-\$0.02	8.34%	12.00%
Italy	Yes	1292	\$0.31	\$0.14	-\$0.17	27.48%	27.97%
Japan	Yes	1167	\$0.28	\$0.14	-\$0.14	17.71%	19.11%
Mexico	Yes	1792	\$0.20	\$0.13	-\$0.08	12.45%	15.09%
Netherlands	Yes	917	\$0.32	\$0.27	-\$0.05	6.25%	10.59%
New Zealand	Yes	1167	\$0.20	\$0.18	-\$0.03	-1.43%	6.26%
Papua New Guinea	Yes	1417	\$0.30	\$0.17	-\$0.13	25.63%	26.28%
Peru	Yes	1667	\$0.13	\$0.12	-\$0.01	-	4.46%
Philippines	Yes	1583	\$0.34	\$0.10	-\$0.24	52.81%	52.84%
Portugal	Yes	1458	\$0.28	\$0.25	-\$0.02	22.19%	23.14%
Singapore	Yes	1500	\$0.22	\$0.16	-\$0.06	12.05%	14.69%
Spain	Yes	1500	\$0.24	\$0.14	-\$0.10	16.08%	17.88%
Solomon Islands	Yes	1417	\$0.87	\$0.14	-\$0.73	-	-
Sweden	Yes	833	\$0.30	\$0.29	\$0.00	0.17%	7.04%
Tonga	Yes	1583	\$0.63	\$0.13	-\$0.50	-	-
Turkey	Yes	1500	\$0.14	\$0.14	-\$0.01	-	4.52%
USA Virgin Islands	Yes	1667	\$0.56	\$0.20	-\$0.37	-	-
Vanuatu	Yes	1417	\$0.60	\$0.19	-\$0.41	567.63%	567.63%
China	Yesvs High Electricity Price	1333	\$0.11	\$0.11	\$0.00	-	-
Hong Kong	Yesvs High Electricity Price	1333	\$0.25	\$0.15	-\$0.09	11.64%	14.38%
India	Yesvs High Electricity Price	1604	\$0.12	\$0.10	-\$0.02	-	-
Iran	Yesvs High Electricity Price	1583	\$0.21	\$0.16	-\$0.05	11.52%	14.29%
Jamaica	Yesvs High Electricity Price	1750	\$0.18	\$0.14	-\$0.04	10.52%	13.55%
Jordan	Yesvs High Electricity Price	1917	\$0.35	\$0.13	-\$0.22	113.17%	113.17%
Pakistan	Yesvs High Electricity Price	1833	\$0.16	\$0.13	-\$0.03	6.75%	10.92%
South Africa	Yesvs High Electricity Price	1833	\$0.17	\$0.13	-\$0.04	3.82%	9.15%
Taiwan	Yesvs High Electricity Price	1583	\$0.18	\$0.15	-\$0.03	5.73%	10.25%
United States	Yesvs High Electricity Price	1400	\$0.07-0.39	\$0.17	-\$0.01	-	-
Uruguay	Yesvs High Electricity Price	1500	\$0.25	\$0.17	-\$0.08	18.03%	19.51%
Total Count		39					

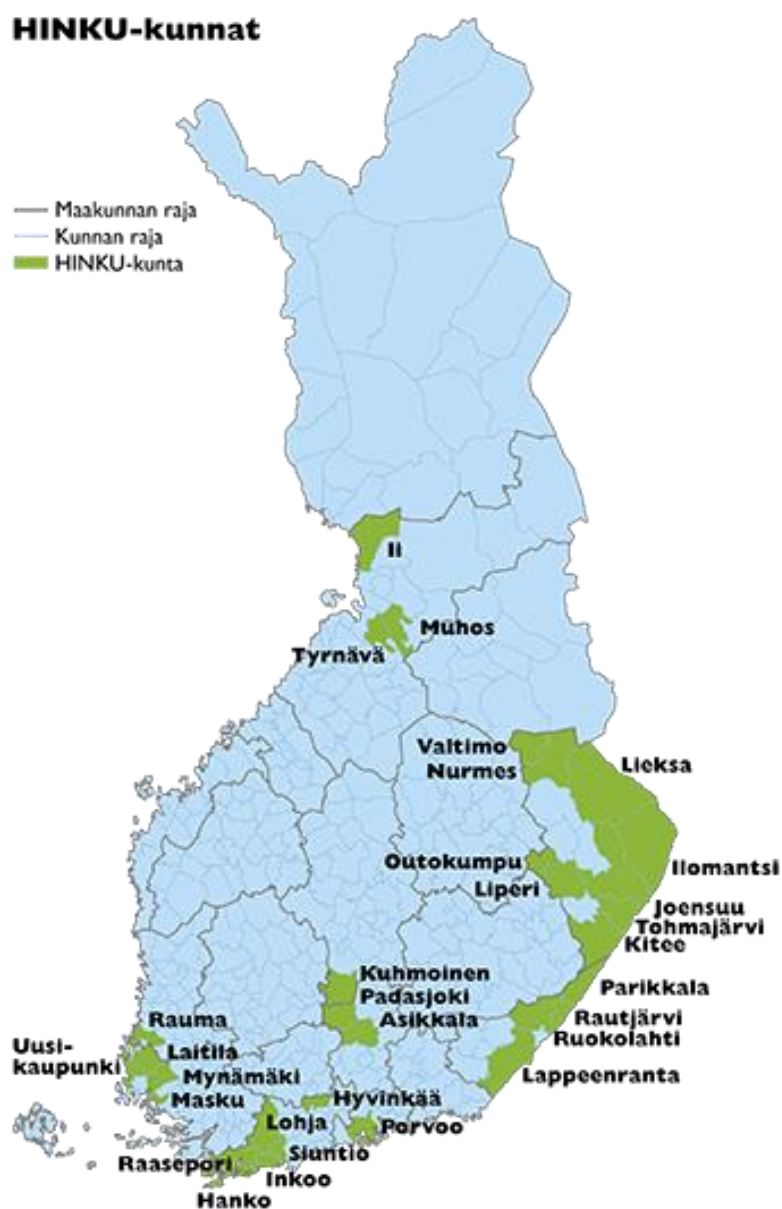
Note: Calculations do not account for any subsidies current or future. Electricity Prices are estimated for residential consumers.

Source: Deutsche Bank Estimates

LIITE 8: Hiilineutraalit kunnat (HINKU) Suomessa kesällä 2016

Lähde: <http://www.hinku-foorumi.fi/fi-FI>

HINKU-foorumi on keväällä 2013 perustettu ilmastonmuutoksen hillinnän edelläkävijöiden verkosto, joka kokoaa yhteen kunnianhimoisiin päästövähennyksiin sitoutuneet kunnat, ilmastoystävällisiä tuotteita ja palveluita tarjoavat yritykset sekä energia- ja ilmastoalan asiantuntijat.



LIITE 9: FISU-kunnat (Finnish Sustainable Communities) Suomessa kesällä 2016

Lähde: <http://www.fisu-verkosto.fi/fi-FI/Fisukunnat>

Fisu-kunnat tavoittelevat hiilineutraalisuutta, jätteettömyyttä ja globaalisti kestäväää kulutusta vuoteen 2050 mennessä.



LIITE 10: Aurinkosähkön kuukausituotto Vaasassa eri asennustavoilla

Lähde: European Commission Joint Research Centre <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

Location: 63°4'31" North, 21°39'5" East, Elevation: 0 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 1.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature and low irradiance: 7.0% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 3.0%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 22.4%

Fixed system: inclination=45 deg., orientation=-1 deg. (optimum)				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.62	19.3	0.71	21.9
Feb	1.71	47.8	1.97	55.0
Mar	2.42	75.0	2.92	90.5
Apr	3.65	110	4.66	140
May	4.19	130	5.51	171
Jun	4.13	124	5.57	167
Jul	3.90	121	5.33	165
Aug	3.02	93.5	4.07	126
Sep	2.23	66.9	2.86	85.8
Oct	1.32	41.0	1.62	50.1
Nov	0.60	17.9	0.70	20.9
Dec	0.32	9.83	0.36	11.1
Year	2.34	71.3	3.03	92.0
Total for year		855		1100

Kiinteä asennuskulma 1,0 kW:n piipaneelilla.

Vertical axis tracking system optimal inclination=1°				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.77	24.0	0.86	26.8
Feb	2.15	60.2	2.49	69.7
Mar	3.17	98.2	3.82	118
Apr	5.32	160	6.67	200
May	6.42	199	8.21	255
Jun	6.43	193	8.37	251
Jul	5.90	183	7.81	242
Aug	4.17	129	5.50	170
Sep	2.85	85.4	3.81	108
Oct	1.62	50.2	1.98	61.4
Nov	0.72	21.5	0.84	25.3
Dec	0.39	12.1	0.44	13.6
Year	3.33	101	4.22	128
Total for year		1220		1540

Vertikaalisen kulman optimointi (1-dimensio) kääntyvällä telineellä 1,0 kW:n piipaneelilla.

2-axis tracking system				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	0.82	25.6	0.92	28.5
Feb	2.21	62.0	2.58	72.2
Mar	3.19	98.9	3.86	120
Apr	5.37	161	6.74	202
May	6.52	202	8.36	259
Jun	6.56	197	8.57	257
Jul	6.01	186	7.98	247
Aug	4.21	131	5.55	172
Sep	2.85	85.5	3.62	109
Oct	1.63	50.5	2.00	62.0
Nov	0.74	22.3	0.88	26.3
Dec	0.42	13.0	0.47	14.6
Year	3.38	103	4.30	131
Total for year		1230		1570

Vertikaalisen ja horisontaalisen kulman optimointi (2-dimensiota) kääntyvällä telineellä 1,0 kW:n piipaneelilla.

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

LIITE 11: Vaasan kuukausittaisia auringonsäteilymääriä

Lähde: European Commission Joint Research Centre <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Incident global irradiation for the chosen location

Location: 63°4'50" North, 21°37'39" East, Elevation: 0 m a.s.l.,

Optimal inclination angle is: 45 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	Hh	Hopt	H(90)	DNI	lopt	TL	D/G	TD	T24h	NDD
Jan	180	707	868	728	83	2.8	0.68	-5.2	-5.7	0
Feb	756	1960	2170	1890	75	1.9	0.56	-5.7	-6.8	0
Mar	1780	2920	2690	2550	61	2.0	0.57	-2.3	-3.8	0
Apr	3590	4650	3600	4460	46	2.3	0.48	4.7	3.0	0
May	5050	5510	3660	5470	32	3.1	0.46	10.6	9.5	0
Jun	5540	5570	3450	5380	24	3.4	0.48	14.5	13.8	0
Jul	5140	5330	3400	4960	27	3.4	0.49	18.1	17.2	0
Aug	3550	4070	2910	3290	37	3.2	0.57	16.6	15.5	0
Sep	2030	2860	2420	2260	53	3.4	0.59	12.2	10.9	0
Oct	870	1620	1610	1340	67	2.4	0.65	6.1	5.0	0
Nov	256	699	800	644	78	1.9	0.73	1.3	0.7	0
Dec	78.6	348	438	382	84	2.0	0.76	-3.6	-3.8	0
Year	2410	3020	2330	2780	45	2.7	0.51	5.6	4.6	0

Hh: Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

Hopt: Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

H(90): Irradiation on plane at angle: 90deg. (Wh/m²/day)

DNI: Direct normal irradiation (Wh/m²/day)

lopt: Optimal inclination (deg.)

TL: Linke turbidity (-)

D/G: Ratio of diffuse to global irradiation (-)

TD: Average daytime temperature (°C)

T24h: 24 hour average of temperature (°C)

NDD: Number of heating degree-days (-)

LIITE 12: Erilaisia sähkön varastointitapoja ja niiden ominaisuuksia

Technologies		Capacity (MWh)	Power (MW)	Response time	Discharge time	Life time (years)	Efficiency (%)		
Electrochemical	Lead-acid	0.25~50	≤ 100	millisecond	≤ 4 h	≤ 20	≤ 85		
	Lithium-ion	0.25~50	≤ 100		≤ 1h	≤15	≤ 90		
	NaS	≤ 300	≤ 50		≤ 6 h	≤15	≤ 80		
	Vanadium redox	≤ 250	≤ 50	≤ 10 min	≤ 8 h	≤ 10	≤ 80		
	FES	≤ 10	≤ 20	≤ 10 ms	≤ 1 h	≤ 20	≤ 85		
Mechanical	PHS	small	≤ 5000	≤ 500	sec ~ min	6 ~ 24 h	≤ 70	≤ 85	
		large	≤ 14000	≤1400	sec ~ min				
	CAES	underground	small	≤ 1100	≤ 135	≤ 15 min	≤ 8 h	≤ 40	≤ 85
			large	≤ 2700	≤ 135	≤ 15 min	≤ 20 h		
		Above ground	≤ 250	≤ 50	≤ 15 min	≤ 5 h			
Electrical	DLC	0.1~0.5	≤ 1	≤ 10 ms	≤ 1 min	≤ 40	≤ 95		
	SMES	1~3	≤ 10	≤ 10 ms	≤ 1 min	≤ 40	≤ 95		
Thermal		≤ 350	≤ 50	≤ 10 min	N/A	≤ 30	≤ 90		

Lähde: Omid Palizban: Distributed Control Strategy for Energy Storage Systems in AC Microgrids: Towards a Standard Solution, Doctoral thesis, Acta Wasaensia, 356, September 2016, University of Vaasa.
http://www.uva.fi/materiaali/pdf/isbn_978-952-476-695-1.pdf

FES = Flywheel energy storage

PHS = Pumped hydro storage

CAES = Compressed air energy storage

DLC = Double layer capacitor

SMES = Superconducting magnetic energy storage

LIITE 14: Hyötysuhteeltaan tehokas yksikideaurinkopaneeli

Lähde: <https://us.sunpower.com/sites/sunpower/files/media-library/data-sheets/ds-x21-series-345-335-residential-ac-modules.pdf>

SunPower® X21-345-C-AC | Residential AC Module Series

Power Data		
	SPRX21-345-C-AC	SPRX21-335-C-AC
Nominal Power ¹ (P _{nom})	345 W	335 W
Power Tolerance	+5/-0%	+5/-0%
Avg. Panel Efficiency ²	21.5%	21.0%
Temp. Coef. (Power)	-0.30%/°C	
Shade Tolerance	<ul style="list-style-type: none"> • Three bypass diodes • Integrated module-level maximum power point tracking 	

AC Electrical Data	
Output @ 240 V (min./nom./max.)	211/240/264 V
Output @ 208 V (min./nom./max.)	183/208/229 V
Operating Frequency (min./nom./max.)	59.3/60.0/60.5 Hz
Output Power Factor (min.)	0.99
AC Max. Continuous Output Current @ 240 V	1.33 A
AC Max. Continuous Output Current @ 208 V	1.54 A
AC Max. Cont. Output Power	320 W
DC/AC CEC Conversion Efficiency	96.0%
Max. Units Per 20 A Branch Circuit @ 240 V	12 (single phase)
Max. Units Per 20 A Branch Circuit @ 208 V	10 (two pole)

Tested Operating Conditions	
Operating Temp.	-40° F to +185° F (-40° C to +85° C)
Max. Ambient Temp.	122° F (50° C)
Max. Load	Wind: 62 psf, 3000 Pa, 305 kg/m ² front & back Snow: 125 psf, 6000 Pa, 611 kg/m ² front
Impact Resistance	1 inch (25 mm) diameter hail at 52 mph (23 m/s)

Mechanical Data	
Solar Cells	96 Monocrystalline Maxeon® Gen III
Front Glass	High-transmission tempered glass with anti-reflective coating
Environmental Rating	Outdoor rated
Frame	Class 1 black anodized (highest AAMA rating)
Weight	45.5 lbs (20.6 kg)
Max. Recommended Module Spacing	1.3 in. (33 mm)

Warranties and Certifications	
Warranties	<ul style="list-style-type: none"> • 25-year limited power warranty • 25-year limited product warranty
Certifications	<ul style="list-style-type: none"> • UL 1741, including compliance with applicable requirements of IEEE 1547 and IEEE 1547.1 • FCC and ICES-003 Class B • AC module Type 2 Fire Rated • UL 2703 InvisiMount™ Listing maintained when installed with this AC Module • Class A Fire Rated when installed with InvisiMount™ and when distance between roof surface and bottom of SunPower module frame is ≤ 3.5" (8.89 cm) • Alternating Current (AC) Module designation enables installation in accordance with NEC 690.6
PID Test	Potential-induced degradation free

LIITE 15: Hyötysuhteeltaan tehokas monikideaurinkopaneeli

Lähde: <https://www.acosolar.com/phono-solar-ps330p-24-t-320w-poly-silver-frame-solar-panel>

General	
Model ID	PS330P-24/T
Manufacturer	Phono Solar
Electrical Characteristics	
Watts (STC), W	330
Maximum Power (Vmp)	37.3 V
Maximum Current (Imp)	8.87 A
Open Circuit Voltage (Voc)	46.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.10 A
Module Efficiency	17.01 %
Watts (PTC)	No
Power Tolerance	±3 %
Mechanical Characteristics	
Cell Technology	Polycrystalline
Cell Size	156×156mm
Cells Qty	Standard 72 Cells, 6'
Weight (Kg)	26.0000
Dimension	1956*992*50 mm
Junction Box	IP 65
Output Cable	12 AWG
Module Color	Silver Frame
Module Connector	MC4 or Compatible
Operating Conditions	
Maximum System Voltage	1000 VDC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	15 A
Max Snow Load	5400 Pa



Euroopan unioni
Euroopan aluekehitysrahasto

Vipuvoimaa
EU:lta
2014–2020



Östergötlands förbund
Pohjanmaan liitto

