



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

**Aurinkosähköinvertterin mitoituksen teknistaloudellinen optimointi
Etelä-Savon aurinkosäteilyolosuhteissa**

Optimizing of solar inverter and solar panel power ratio in Southern Savonia

Timo Sallinen

Haluan kiittää kaikkia työni ohjaamiseen ja aiheen inspirointiin osallistuneita henkilöitä koululla ja kotona Lappeenrannassa sekä Rantasalmella. Kotijoukoista erityisesti haluan mainita vanhempani ja avopuolisoni, joka on jaksanut kuunnella työn tekemisen yhteydessä tulleita onnistumisia ja epäonnistumisia. Maininnan ansaitsevat myös ohjaajani Antti Kosonen, Petri Pelli, sekä Jero Ahola ja Tero Ahonen, jonka kautta kuulin tästä mielenkiintoisesta työstä. Erityismaininnan ansaitsee Teemu Kuronen, joka opasti tiedonkäsittelyssä.

Työn tekeminen on ollut pitkä prosessi, joka on ollut antoisa oppimisen ja ajatusmaailman laajentamisen kannalta.

Timo Sallinen

Rantasalmella 12.4.2017

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikka

Timo Sallinen

Aurinkosähköinvertterin mitoituksen teknistaloudellinen optimointi Etelä-Savon aurinkosäteilyolosuhteissa

2017

Diplomityö

56 s.

Tarkastaja: professori Jero Ahola ja tutkijaopettaja, TkT Antti Kosonen

Ohjaaja: DI Petri Pelli ja TkT Antti Kosonen

Aurinkosähköjärjestelmät ovat yleistyneet viime vuosina maailmalla ja myös Suomessa. Järjestelmä sisältää itse aurinkopaneelit, niiden kiinnikkeet, johdotukset ja invertterin eli vaihtosuuntaajan. Invertterin tehtävänä on kuormittaa paneeleita optimaalisella virralla ja tämän jälkeen vaihtosuunnata paneeleilta tuleva tasasähkö verkkoon sopivaksi vaihtosähköksi.

Paneelit tuottavat harvoin nimellistä tehoaan, tai jos tuottavat niin ne tuottavat sen hyvin lyhyen aikaa. Tämä johtuu muun muassa paneelien lämpenemisestä. Tässä diplomityössä käydään läpi asiat, jotka vaikuttavat paneelien DC-tehoon ja optimaaliseen invertterin ja paneeliston väliseen tehosuhteeseen.

Tutkimuksessa käytettiin apuna Lappeenrannan teknillisen yliopiston aurinkopaneeleita, joille suoritettiin lämpötilamittauksia. Lisäksi tutkittiin paneelien tuottamaa hetkellistä tehoa. Mittauksista huomattiin, että säteilytehon ollessa huipussaan saattaa paneelien lämpötila olla jopa 25 – 30 astetta ympäristön lämpötilaa korkeampi. Tästä voidaan päätellä, että paneelit ovat jopa 50 – 55 asteen lämpötilassa kesällä. Tämä laskee paneelien tehoa jo 10 % nimellisestä. Tehoa tutkimalla huomattiin, että vaikka invertterin nimellisteho olisi vain 60 % paneelien nimellistehosta, menetettäisiin vuodessa energiantuotannosta vain 6 %.

Pienissä kotitalouskokoluokan järjestelmissä invertterin osuus kustannuksista on huomattava, jopa 20 %. Tutkimuksesta saaduista tuloksista huomattiin, että pienemmissä järjestelmissä kannattaa paneeleita sijoittaa jopa kaksinkertainen määrä invertterin nimellistehoon nähden. Mikäli paneeleita halutaan sijoittaa rakennuksen julkisivuille, on mahdollista hankkia invertteri, missä on 3 Maximum Power Point Tracker sisäänmenoja ja hoitaa kaikkien julkisivujen paneelit yhdellä invertterillä. Tällöin tehosuhte on jopa 3. Tämä johtuu invertterin ja muiden kiinteiden kulujen suuresta osuudesta investoinnissa ja maksimaalisten DC-tehojen puuttumisesta, sillä paneelit ovat eri ilmansuuntiin. Paneeliston ylimitoittamisella saavutetaan hyötyä myös siten, että paneelit sijoitetaan suoraan etelään. Tällöin 1,6 tehosuhteella saavutetaan $0,3 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$ säästö tuotetun sähkön hinnassa verrattuna 1:1 mitoitukseen.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Timo Sallinen

Optimizing of solar inverter and solar panel power ratio in Southern Savonia

2017

Master's thesis.

56 p.

Examiner: professor Jero Ahola and associate professor, D.Sc. Antti Kosonen

Supervisor: M.Sc. Petri Pelli and D.Sc. Antti Kosonen

Solar power systems has become more common around the world and also in Finland. System includes solar panels, panel mountings, cables and solar inverter. Inverter has two important tasks; it loads panels at optimum current and changes DC-current to AC-current which is suitable for grid.

Panels won't produce their nominal power very often, or if produce it won't last long time. That is because most of warming of panels because of solar irradiation. In this master's thesis is studied case's that has impact to panels DC-power and optimum panel – inverter power ratio.

During the study has been made temperature measurements for solar panels at Lappeenranta University of Technology also short term power of panels is studied. From the measurements is possible to see, that temperature of panels can be 25 to 30 degrees over the temperature of air surrounding the panels. Because of that temperature of panels can be 50 to 55 degrees and because of that power of panels decrease 10 %. From power data it is possible to see, that if inverter power is 60 % compared to panel power, only 6 % amount on yearly produced energy is lost. That is because of lack of maximum solar radiation at most of time.

Small home size systems price of inverter can be over 20 %. Result from the study shows that under 10 kW inverter systems panel power can be two times larger than inverter power. If panels is installed at facade of building it is recommend to invest inverter that has 3 independent MPPT's, and connect all panels to same inverter. Power ratio between panel and inverter power of system like that can be high as 3. That's because panels are facing in different directions so maximum power of different panels won't influence at same time. Also over-sizing panels compared to inverter lower costs of solar electricity even though all panels are facing to south, system like that power ratio 1,6 is cheapest to producing electricity. Versizing lower costs at $0,3 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ compared to power ratio 1.

SISÄLLYSLUETTELO

1.	Johdanto.....	7
1.1	Työn tarkoitus.....	7
2.	Aurinkopaneelin toiminta.....	9
2.1	Lämpötilan vaikutus	11
2.2	Lämpötilamittaukset	12
2.3	Aurinkopaneelin UI-käyrä ja varjostuksien vaikutus	15
2.4	Säteilyolosuhteet Etelä-Savossa	20
3.	Invertterin toiminta ja mitoitus	24
3.1	Invertterin toiminta	24
3.2	MPP- tracker.....	26
3.3	Invertterin hyötysuhteeseen vaikuttavat tekijät	28
3.4	Invertterin käynnistyminen.....	30
3.5	Invertterin koon vaikutus hyötysuhteeseen	31
3.6	Invertterin taloudellinen optimointi.....	32
3.7	Tuotannon vaihtelevuus.....	34
3.8	Valmiit mitoitusohjelmat ja niiden vertailu.....	37
3.8.1	SMA desing ohjelmisto	37
3.8.2	Fronius mitoitusohjelmisto	40
3.8.3	Homer	41
3.8.4	Oma Excel ohjelma	43
3.9	Yhteenveto mitoituksesta	43
4.	Investointilaskelmat.....	45
4.1	10 kW invertteri.....	47
4.2	6 kW invertteri.....	53
4.3	3 kW invertteri.....	54
4.4	Yhteenveto investointilaskelmista.....	54
5.	Yhteenveto ja johtopäätökset.....	56

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

<i>a</i>	Vuosi
AC	Vaihtovirta
<i>AM</i>	Air mass
C	Celsius
DC	Tasavirta
€	Euro
<i>I</i>	Virta
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
kW	Kilowatti
kWh	Kilowattitunti
LUT	Lappeenranta University of Technology
MOSFET	Metal-oxide-semiconductor field-effect transistor
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking
snt	Euro-sentti
STC	Standard Test Conditions
Tehosuhte	Paneeleiden nimellisteho / invertterin nimellisteho
<i>U</i>	Jännite
<i>z</i>	Auringon korkeuden kulma
°	Aste

1. JOHDANTO

Komponenttien hinnan alenemisen takia aurinkosähköjärjestelmät ovat yleistyneet. Aurinkosähköjärjestelmä sisältää aurinkopaneelit, niihin liittyvät kiinnikkeet, johdot ja lisäksi invertterin eli vaihtosuuntaajan. Invertterin tehtävänä on kuormittaa aurinkopaneeleita optimaalisesti MPPT:n eli Maximum Power Point Trackerin avulla ja syöttää aurinkopaneeleista saatu sähköenergia sähköverkkoon. Aurinkosähköinvestoinnin kustannukset muodostuvat kotitalouskokuoluokassa taulukon 1.1 mukaisesti. Suuremmissa järjestelmissä paneelien osa investoinnista kasvaa ja erityisesti invertterin osuus pienenee.

Taulukko 1.1 Aurinkosähköinvestoinnin kustannusten jakaantuminen eri osa-alueiden kesken kotitalouskokuoluokan laitoksissa. (Holopainen M, 2016)

Osa	% - investoinnista
Paneelit	36,7
Telineet	13,7
Invertteri + uusi invertteri	21,1
Muut tarvikkeet ja kaapelit	4,0
Suunnittelu	1,8
Asennus	22,7

Taulukosta nähdään, että invertteri muodostaa 20 % kokonaisinvestoinnista. Osuus pitää sisällään myös invertterin vaihdon, sillä invertterin käyttöajaksi on oletettu 15 vuotta. Investoinnin osuudet vaikuttavat samoin myös tuotetun sähkön hintaan, sillä aurinkosähkövoimalaitokset vaativat hyvin vähän tai ei laisinkaan huoltoa. (Finwind) Tuotetun sähkön hintaa saadaan pienennettyä erityisesti pienissä järjestelmissä valitsemalla järjestelmään pienempi invertteri, mikäli paneeliston teho halutaan pitää samana, tai lisäämällä invertterille lisää paneeleita. Tällöin voi tulla sekaannuksia puhutaanko järjestelmän invertteri- vai paneelitehosta.

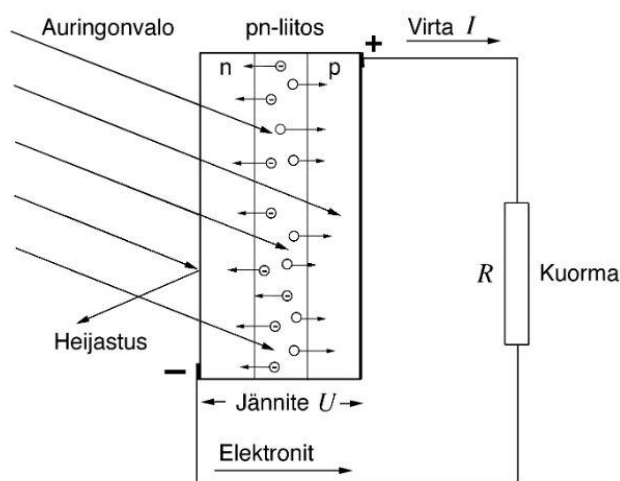
1.1 Työn tarkoitus

Työn tarkoituksena on selvittää optimaalinen teknistaloudellinen invertterin ja paneeliston tehon suhde, löytämällä optimaalinen määrä aurinkopaneeleja erikokoisille inverttereille simuloimalla ja mittausdataa analysoimalla. Lisäksi työn ohessa tehdään Excel-pohjainen mitoitusohjelma tähän tarkoitukseen. Työssä perehdytään myös eri vaiheissa tuotantoketjua ta-

pahtuviin häviöihin ja niiden pienentämiseen, aurinkosähköjärjestelmän toimintaan ja invertterin toimintaan erivaiheissa tuotantoa. Tässä työssä ei käsitellä invertterien ylikuorman kestävyyttä.

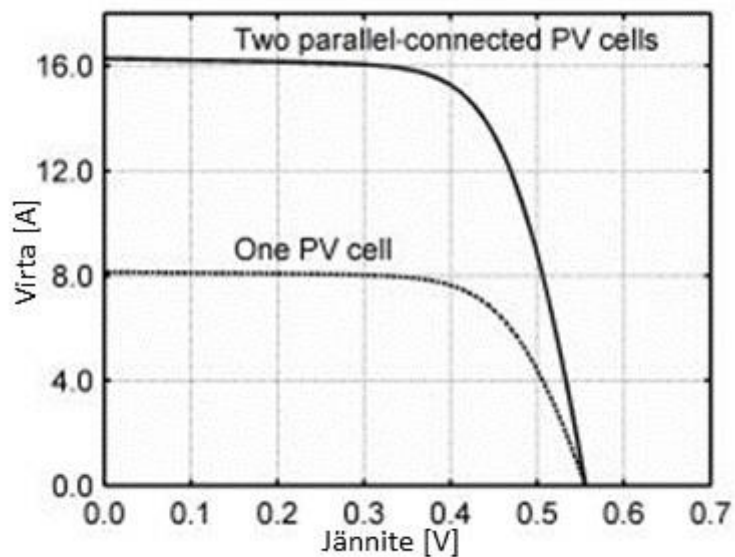
2. AURINKOPANEELIN TOIMINTA

Aurinkopaneeli rakentuu piikkennoista, joita on yhdessä paneelissa tyypillisesti 60 (250Wp) tai 72 (300Wp) kappaletta. Nykyisin markkinoilla on myös 60 kennon 300 W paneeleita, sillä piikkenojen hyötysuhde on kasvanut 2010-luvulla. Puhtaita piikkenoja saostetaan jollain toisella metallilla, esimerkiksi fosforilla tai boorilla. Piikennon toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön, jossa auringon säteilyn fotonit irrottavat puolijohteesta elektroneja, nämä elektronit saavat aikaan jännite-eron piikennon yli. Kuva 2.1 havainnollistaa tämän.

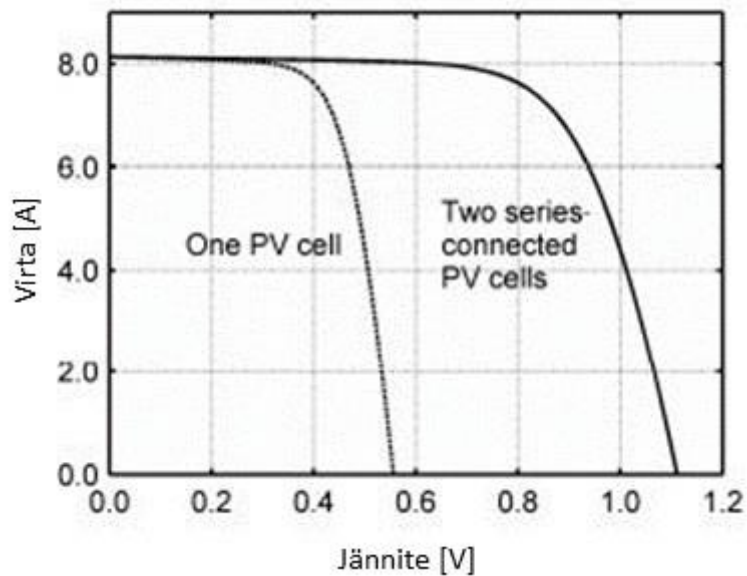


Kuva 2.1 Auringonsäteilyn vaikutus aurinkopaneelissa. (Suntekno aurinkopaneelit)

Yksi piikkenno saa aikaan noin 0,5 V – 0,6 V jännitteen. (Aarnio) Sähköinen teho muodostuu jännitteen ja virran tulona, joten piikkenno täytyy yhdistää osaksi suljettua virtapiiriä, jotta virta pääsee kulkemaan. Jos piiri pidetään avoimena, on piikennon jännite suurimmillaan eli kennossa vaikuttaa avoimen piirin jännite, mutta virtaa ei kulje. Jos piiri oikosuljetaan, kennon yli ei vaikuta jännitettä, mutta virta on maksimissaan. Tällöin puhutaan kennon oikosulkuvirrasta. Kuvissa 2.2 ja 2.3 on esitetty piikkenojen kytkennän vaikutus virtaan ja jännitteeseen.



Kuva 2.2 Piikenojen rinnankytkentä. (TUT SMG)



Kuva 2.3 Piikenojen sarjaankytkentä. (TUT SMG)

Aurinkopaneeleissa kennoja kytketään tarvittava määrä sarjaan, sillä virran kasvattaminen lisää häviöitä kaapeloinnissa. Lisäksi invertterin toiminnan kannalta suurempi jännite on parempi kuin suurempi virta.

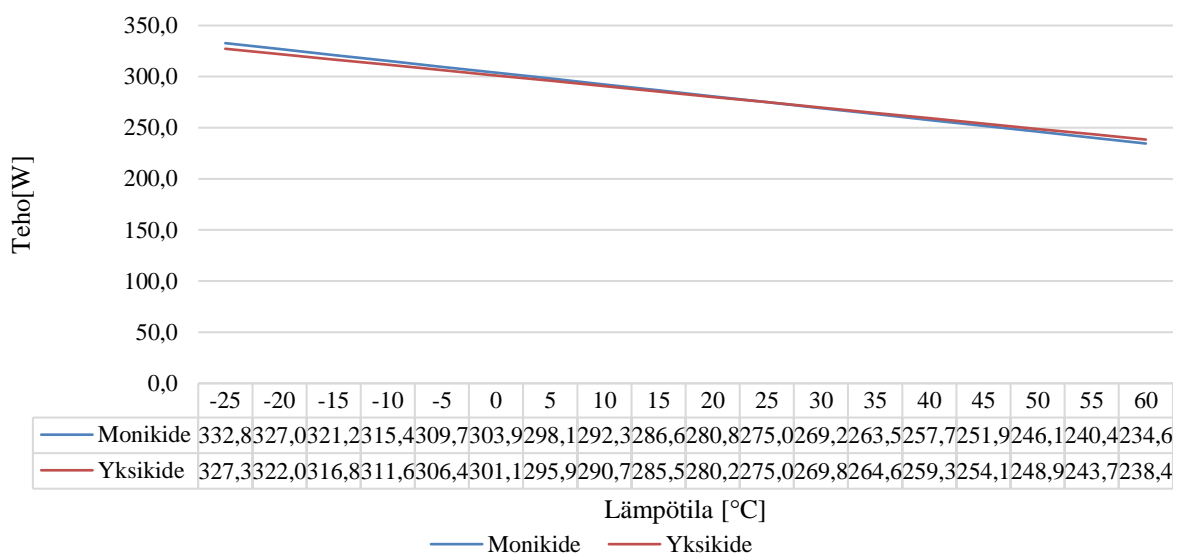
Aurinkopaneelien teho määritellään STC-olosuhteissa (25 ° C , $1000\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ja AM1,5), missä AM tarkoittaa säteilyn kulkemaa matkaa maapallon ilmakehässä suhteessa ilmakehän paksuuteen. Likiarvo AM:lle saadaan laskettua seuraavalla yhtälöllä

$$AM \approx \frac{1}{\cos(z)}, \quad (2.1)$$

missä AM on air mass ja z auringonkorkeuden kulma. Mitä suurempi luku AM on, sitä suurempi osa säteilystä absorboituu ilmakehään, sillä säteily kulkee pidemmän matkan ilmakehässä ennen maahan osumistaan ja täten maanpinnalle tuleva säteily pienenee. STC-olosuhteet eivät edusta mitään yleistä tai normaalia olosuhdetta, vaan nämä olosuhteet on määritetty, jotta eri valmistajien aurinkopaneeleita voidaan puolueettomasti vertailla keskenään. Lisäksi on olemassa NOCT-olosuhteet. Nämä olosuhteet ovat paneelin ominaistoimintalämpötilassa, säteilyintensiteetin ollessa $800\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, ympäristön lämpötilan ollessa 20 ° C ja tuulennopeuden ollessa $1\frac{\text{m}}{\text{s}}$. Tämä olosuhde kuvaa paremmin todellista aurinkopaneelin toimintaa ja täten tehoa.

2.1 Lämpötilan vaikutus

Aurinkopaneelien lämpötilalla on suuri vaikutus tuotettuun sähkөөn. Lämpötilan noustessa aurinkopaneelien tuottama jännite laskee mutta virta kasvaa. Jännitteen pienentyminen on kuitenkin suurempaa kuin virran kasvaminen, joten kokonaisteho pienenee. Lämpötilan vaikutukset on kerrottu aurinkopaneelin datalehdissä. Liitteessä 1 on esillä nykyään markkinoilla olevan yksikiteisen aurinkopaneelin datalehti ja liitteessä 2 on esillä monikiteisen aurinkopaneelin datalehti. Datalehdistä huomataan, että yksikiteisellä aurinkopaneelilla on parempi hyötysuhde, toisin sanoen samalta pinta-alalta saadaan kerättyä enemmän sähköenergiaa. Yksikiteisen aurinkopaneelin tuotanto pienenee myös vähemmän ($0,04\frac{\text{\%-yksikkö}}{\text{°C}}$) lämpötilan noustessa kuin monikiteisen aurinkopaneelin tuotanto (Liite 1 ja Liite 2). Kuvassa 2.4 on esitetty liitteiden 1 ja 2 280 Wp paneelin teho lämpötilan funktiona.

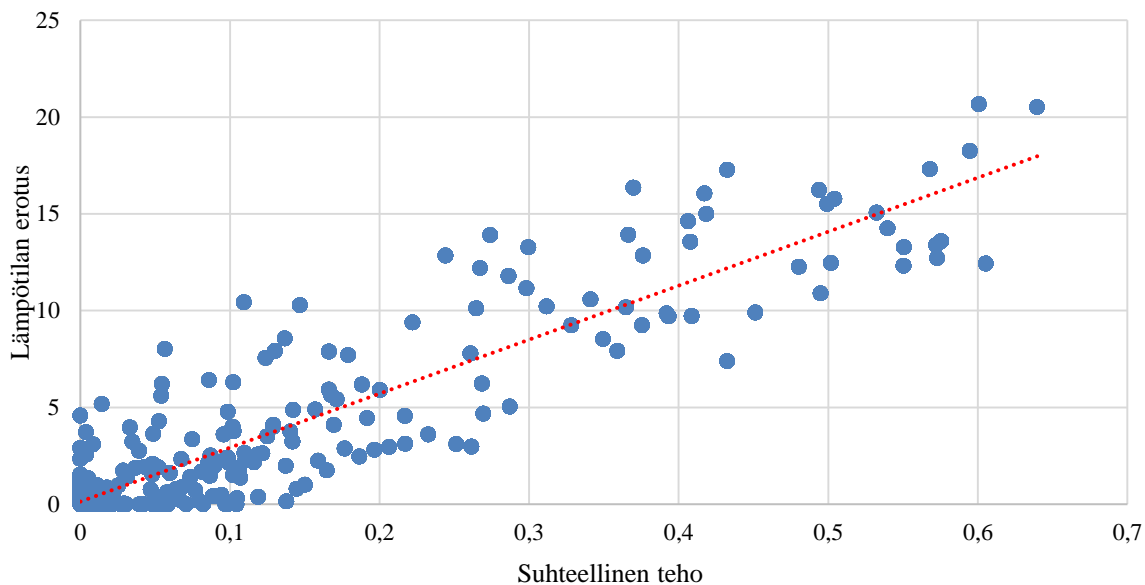


Kuva 2.4 Monikide ja yksikide aurinkopaneelin tehon muutos lämpötilan suhteen. Laskettu liitteiden 1 ja 2 aurinkopaneelien tiedoilla.

2.2 Lämpötilamittaukset

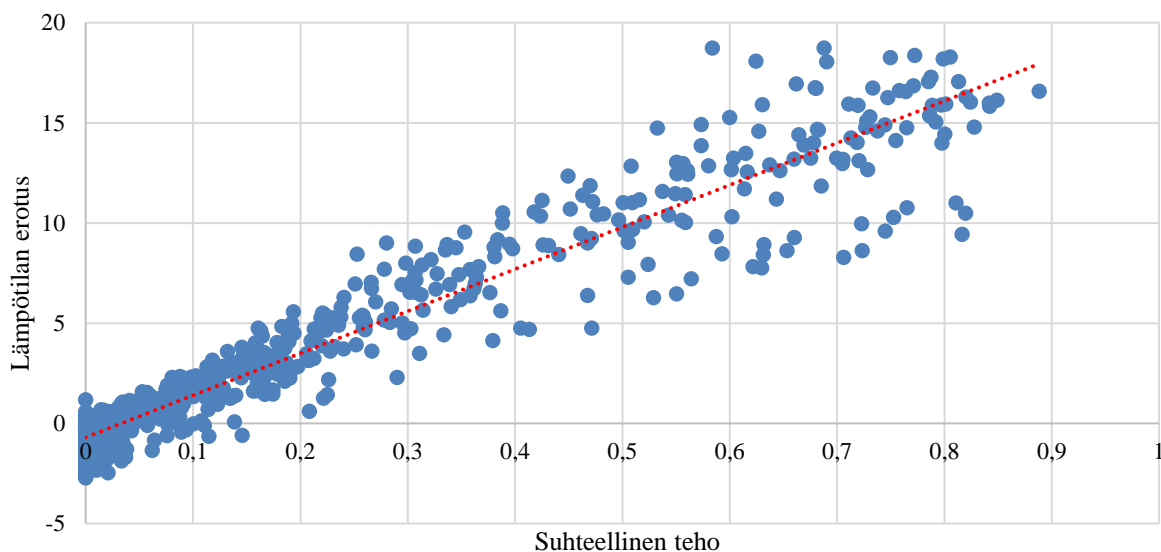
Lämpötilan selvittämiseksi päivän aikana suoritettiin mittauksia Lappeenrannan teknillisen yliopiston katolla sijaitsevilla aurinkopaneeleilla. Aurinkopaneelit on suunnattu etelään 15° kulmassa. Paneelit on asennettu siten, että paneelin alempi reuna on täysin kiinni katossa ja paneelin takareuna on suljettu peltilevyllä. Katto on päällystetty mustalla kattohuovalla.

Aurinkopaneelien takapintaan kiinnitettiin lämpömittari, jolla mitattiin lämpötilaa minuutin välein. Lisäksi mitattiin ympäristönlämpötilaa. Näiden erotuksena saatiin aurinkopaneelin ja ympäristönlämpötilan välinen erotus. Tuloksissa oletetaan, että ympäristön lämpötilalla ei ole vaikutusta aurinkopaneelien ja ympäristön lämpötilan väliseen erotukseen, sillä johtumisen rakenteisiin ja konvektio ilmaan on riippuvaisia lämpötilaerosta. Konvektioon vaikuttaa myös tuulennopeus, mutta se on jätetty tässä tutkimuksessa huomioimatta. Tulokset on esitetty kuvassa 2.5.



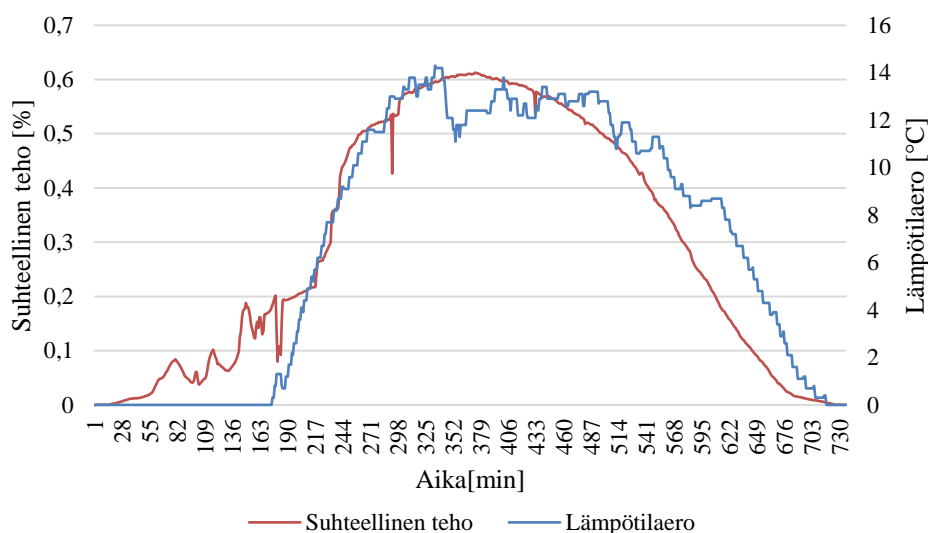
Kuva 2.5 Kuvassa esitetty suhteellisen tehon avulla LUT:in aurinkopaneelien ja ympäristön lämpötilan välinen ero, mittaus data 9.6.2016 – 10.10.2016. Suhteellisella teholla tarkoitetaan paneelien tuottamaa tehoa suhteessa niiden nimellistehoon.

Mittauksista on nähtävissä selvää lineaarisuutta. Mittauksen tulokset ovat linjassa lähteiden kanssa, sillä aurinkoisena päivänä kesällä ympäristön lämpötilan ollessa $+25\text{ °C}$ voi aurinkopaneelien lämpötila nousta jopa 50 °C :een, (Suntekno). Kuvassa ei ole nähtävissä yhtään yli 65 % suhteellista tehoa johtuen mittauksen sijoittumisesta syksyyn. Lisäksi työhön saatiin erään aurinkovoimalaitoksen mittausdataa. Datasta saatiin kuva 2.6.



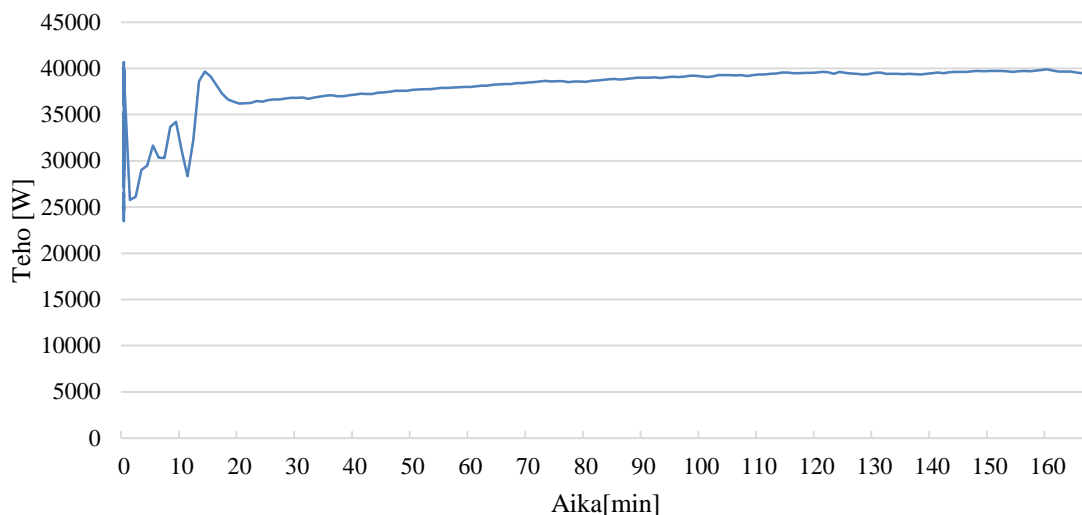
Kuva 2.6 Aurinkopaneelin ja ympäristön lämpötilan välinen ero suhteellisen tehon funktiona heinäkuussa 2016.

Kuvasta 2.6 havaitaan selvää samankaltaisuutta LUT:in aurinkopaneeleihin. Kuvan 2.5 aurinkopaneelit on asennettu mustan kattohuovan päälle, joten lämpötila nousee enemmän, lisäksi paneelien ja katon väli on suljettu toisesta reunasta. Kuvan 2.6 aurinkopaneelit tuuletuvat paremmin, sillä ne on asennettu maan päällä oleville korkeille telineille. Tästä voidaan päätellä, että tuotantoa optimoidessa aurinkopaneeleille on järjestettävä riittävä tuuletus paneelien taakse. Tuuletukseen riittää ilmväli. Tuuletuksen avulla toteutettu jäähditys lisää esimerkiksi liitteen 1 aurinkopaneeleilla tehoa noin 2 % johtuen aurinkopaneelien pienemmästä lämpötilasta. Kuvassa 2.7 on esitetty 19.9.2016 LUT:in tasakatolla sijaitsevien aurinkopaneelien suhteellinen teho ja lämpötilan erotus ympäristöön nähden.



Kuva 2.7 19.9.2016 mitatut aurinkopaneelien suhteelliset tehot ja lämpötilan erotus suhteessa ympäristön lämpötilaan.

Kuvasta 2.7 havaitaan, että aurinkopaneelit eivät lämpene heti tuotannon alkaessa, vaan ominaislämpökapasiteetti hidastaa aurinkopaneelin lämpenemistä. Tämä havaitaan siitä, että lämpötila seuraa viiveellä suhteellista tehoa, niin aamulla kuin illalla. Tämä ominaislämpökapasiteetti on kuvattu myös kuvassa 2.8.



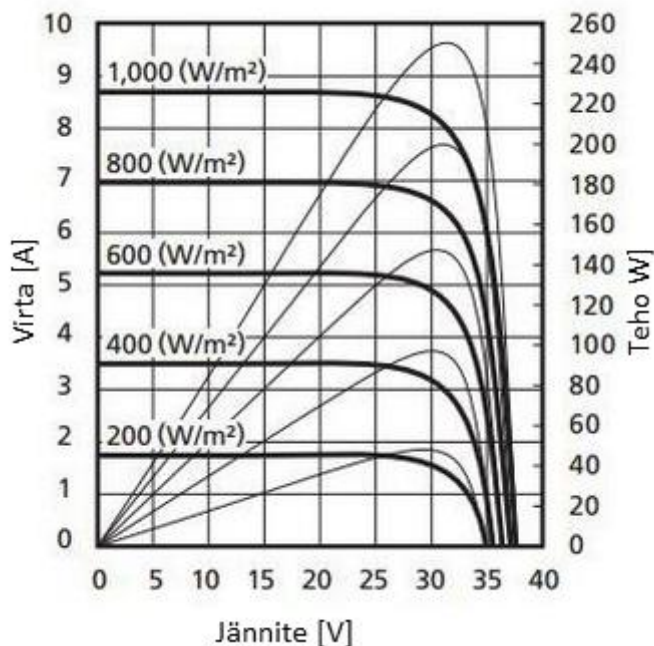
Kuva 2.8 Aurinkopaneelien lämpenemisen vaikutus tehoon. Kuvan data on kerätty 21.6.2015.

Kuvasta 2.8 havaitaan, säteilyn intensiteetin äkillisesti kasvaessa tuottavat aurinkopaneelit suuremman tehon. Kun säteily on pysynyt pidempään suurena, alkaa teho laskea, sillä aurinkopaneelit lämpenevät säteilyn vaikutuksesta. Lämpenemisessä menee kuvan 2.8 mukaan noin 5 minuuttia. Tästä johtuen aurinkopaneelien tuotantoa ja lämpötilaa ei tarvitse analysoida sekunti-tasolla.

Aurinkopaneelien teho riippuu pääasiassa säteilyn intensiteetistä ja lämpötilasta. Lämpötilan ollessa pieni, tuottavat aurinkopaneelit suuremman tehon. Kuvan 2.8 kaltaisia piikkejä esiintyy aina, kun aurinko tulee pilven takaa. Näiden piikkien määrää tutkittiin vuoden 2015 touko-syyskuulta. Piikkien, joiden hetkellinen teho ylitti paneeliston nimellistehon, sisältämä energia oli 0,05 promillea vuotuisesta energiasta, joten näillä piikeillä ei ole merkitystä vuotuisessa energian tuotannossa. Huomattavaa on kuitenkin, että invertterin tehoa pienennettäessä nämä piikit leikkaantuvat ensin pois.

2.3 Aurinkopaneelin UI-käyrä ja varjostuksien vaikutus

Aurinkopaneelin virta ja jännite käyttäytyvät eri tavoin pienillä säteilyn intensiteeteillä, sillä pienemmillä säteilyn intensiteeteillä saavutetaan lähes yhtä suuret jännitetasot kuin täydellä säteilyllä. Sen sijaan virta on huomattavasti pienempi kuin STC-olosuhteissa. Tämä on havaittavissa kuvasta 2.9.



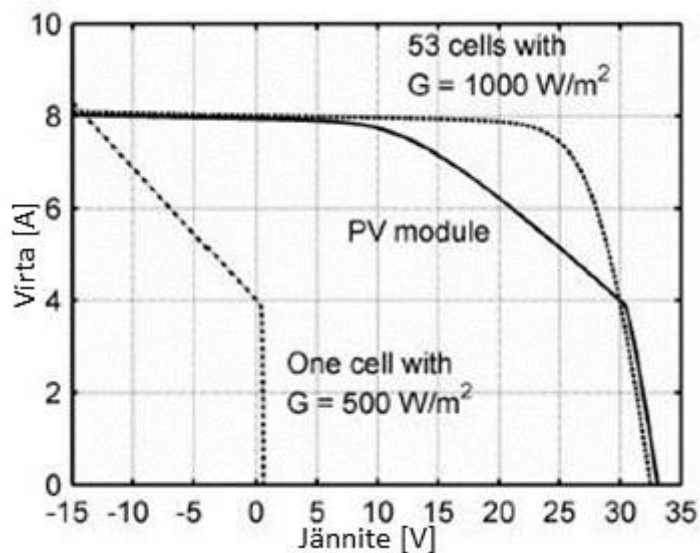
Kuva 2.9 250W_p aurinkopaneelin IV-käyrä. (Antennikauppa)

Kuvan 2.9 vasemmasta reunasta nähdään aurinkopaneelin oikosulkuvirta. Tällöin jännite aurinkopaneelin yli on 0 ja virta on maksimissaan. Tehokäyrän huippukohta löydetään noin 85 % kohdalla maksimijännitteestä. Tätä pistettä kutsutaan maksimitehopisteeksi (Maximum power point). Aurinkopaneelin lämpötila siirtää tätä pistettä hieman, sillä lämpötilan muutos vaikuttaa oikosulkuvirtaan ja avoimen piirin jännitteeseen. Virran nollakohdassa sijaitsee avoimen piirin jännite, aurinkopaneeliketjut täytyy mitoittaa tämän jännitteen mukaan, lämpötilan vaikutus huomioon otuna, sillä paneelien jännite kasvaa lämpötilan laskiessa.

Nykyisin maksimijännite avoimen piirin jännitteelle on 1000 V. Osa inverttereistä toimisi myös 1500 V jännitteellä, mikä on edelleen pienjännitettä, mutta kaikkia paneeleita ja liittimiä ei ole standardisoitu 1500 V jännitteelle. Suuremmalla jännitteellä saataisiin tehtyä pidempiä paneeliketjuja. Tämä pienentäisi johdotuksessa tapahtuvia häviöitä.

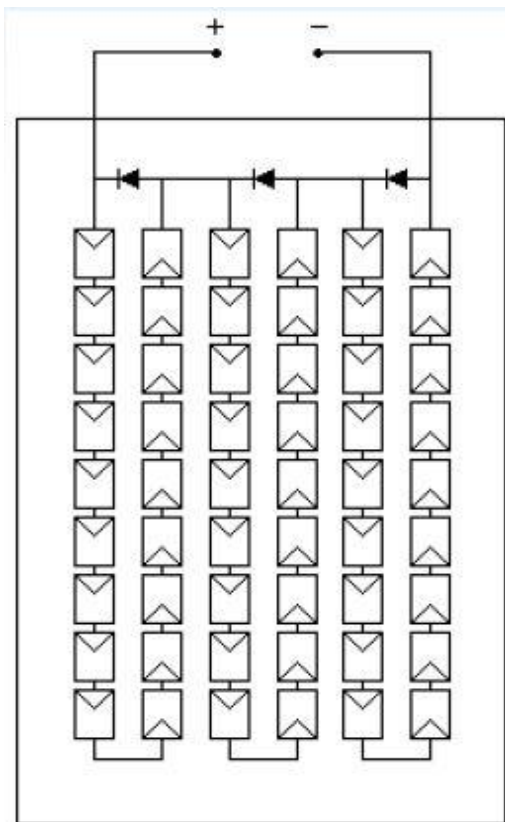
Mikäli piikennoja kytetään sarjaan ja yksi kenno olisi varjossa tai siihen tulisi muita kennoja pienempi säteily tai yksi kenno muuten vain tuottaisi pienemmän virran, alkaisi tämän kennon yli vaikuttaa negatiivinen jännite, eli yksittäinen kenno alkaa kuluttaa muiden kennojen tuottaman energian. Negatiivinen jännite alkaa vaikuttaa kennon yli, kun varjostuneen kennon oikosulkuvirta on pienempi, kuin muiden sarjassa olevien kennojen tuottama virta.

Yksi tilanne on, mikäli esimerkiksi yksi kenno saisi säteilyä $500 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ja loput 53 kennoa $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, tällöin tilanne olisi kuvan 2.10 mukainen. (TUT SMG)



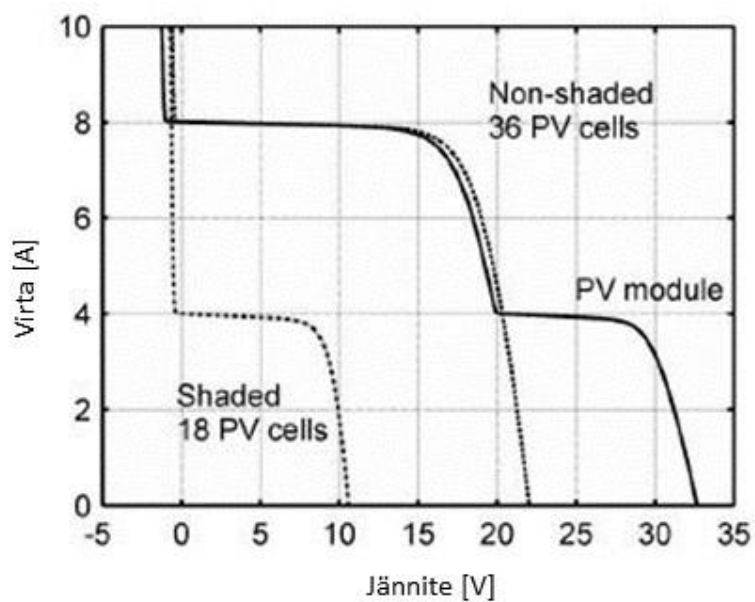
Kuva 2.10 Varjostustilanne, missä yksi kenno saa vähemmän säteilyä kuin muut 53 kennoa. (TUT SMG)

Kuvassa 2.10 varjostuneen kennon oikosulkuvirta on noin 4 A ja muiden sarjassa olevien kennojen tuottama virta noin 8 A. Tällöin virran kasvaessa yli 4 A arvon kokee varjostunut kenno negatiivisen jännitteen ja kenno alkaa kuluttaa muiden kennojen tuottamaa energiaa. Ilmiötä kutsutaan hot-spot heating ilmiöksi. Tämän estämiseksi aurinkopaneeliin on lisätty ohitusdiodeja. Näitä diodeja on yleensä 3 kappaletta aurinkopaneelissa, ja ne on kytketty rinnan kennojen kanssa kuvan 2.11 mukaisesti. Osassa uudempia paneeleja diodeja voi olla 6 kpl. (Sähköala 1)



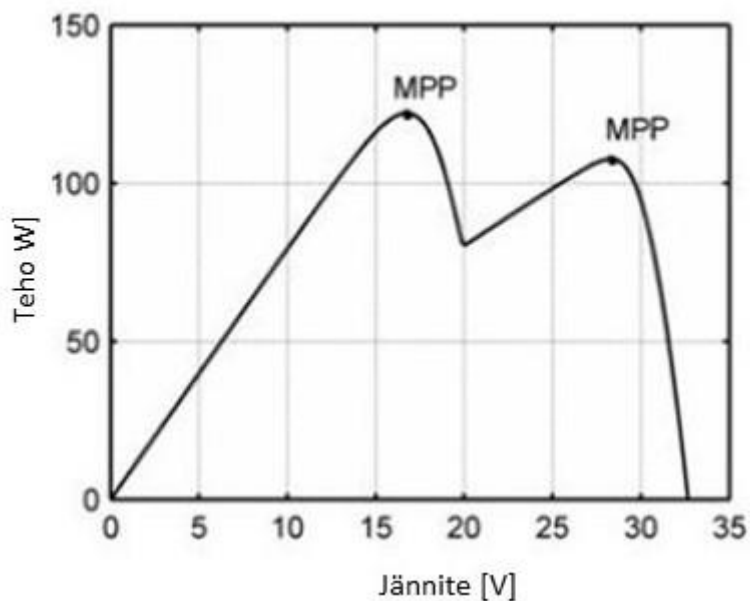
Kuva 2.11 Ohitusdiodit aurinkopaneelissa. (TUT SMG)

Ohitusdiodit alkavat johtaa, kun jännite niiden yli kasvaa liian suureksi, eli kennojen varjotuksessa, tai jonkun muun säteilyn tehoa pienentävän asian takia. Tällöin virta ei kulje varjotuneiden kennojen läpi eikä lämmitä niitä. Diodin alkaessa johtaa ohittuu kuvan 2.11 paneelilla $\frac{1}{3}$ – osa paneelin kennoista, eli yhden kennon kohdalle osuva varjo pienentää tehoa $\frac{1}{3}$ – osan. Huomattavaa on kuitenkin, että paneelien ollessa kytkettynä sarjaan ohitusdiodit aiheuttavat aurinkopaneelijärjestelmälle monta maksimitehopistettä. Kuvassa 2.12 on esitetty 54 kennoisen paneelin UI-käyrä, kun $\frac{1}{3}$ – osalle kennoista tulee puolet säteilystä mitä muille kennoille.



Kuva 2.12 Ohitusdioiden vaikutus varjostustilanteessa aurinkopaneelin virta-jännitekäyrään. (TUT SMG)

Kuvasta 2.12 18 kennoa pystyy tuottamaan maksimissaan 4 A virran ja loput 36 kennoa 8 A virran. Tämänlaisesta virta-jännitekäyrästä muodostuu kuvan 2.13 mukainen tehokäyrä.



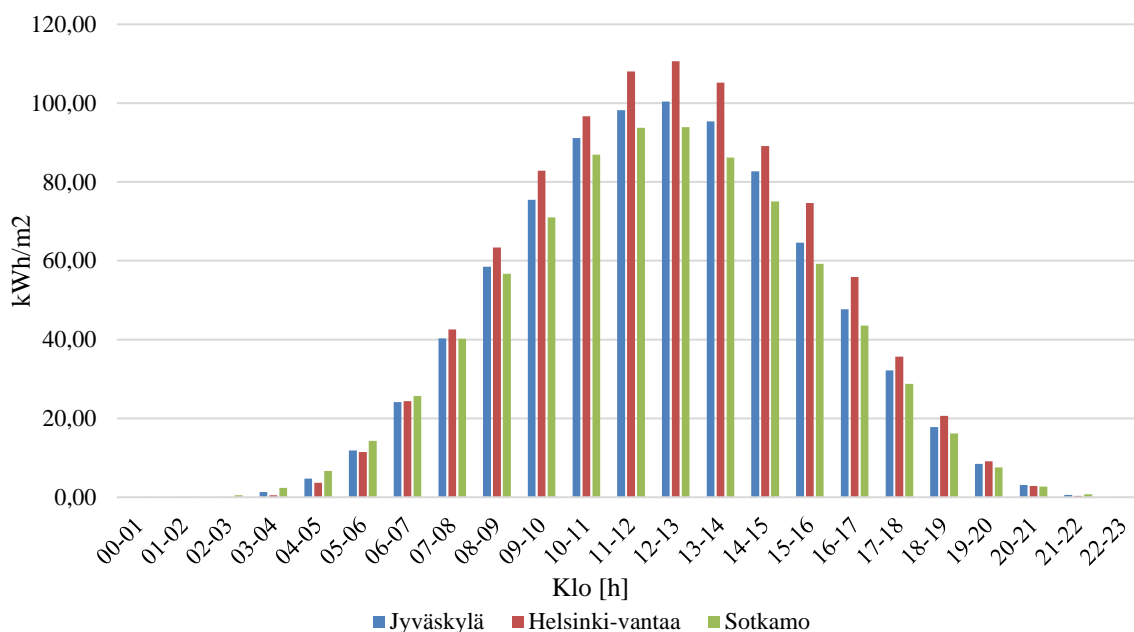
Kuva 2.13 Ohitusdioiden vaikutus varjostustilanteessa aurinkopaneelin tehokäyrään. (TUT SMG)

Kuvassa 2.13 on nähtävissä kaksi maksimitehopistettä. Toinen on globaali- ja toinen lokaalimaksimipiste. Tehopisteitä on korkeintaan niin monta kuin ohitusdiodeja tai eri säteilyn

tehoja. Vasemman puoleisessa maksimitehopisteessä jännite on pienempi, mutta virta on suurempi, sillä aurinkopaneelin kaikki kennot kykenevät tuottamaan kyseisen virran. Oikeanpuoleisessa pisteessä jännite on suurempi, mutta virtaa tuottaa vain $\frac{2}{3}$ – osa kennoista ja $\frac{1}{3}$ – osa kennoista on ohitettuna. Näiden pisteiden lukumäärä asettaa haasteita MPP-trackerin toiminnalle.

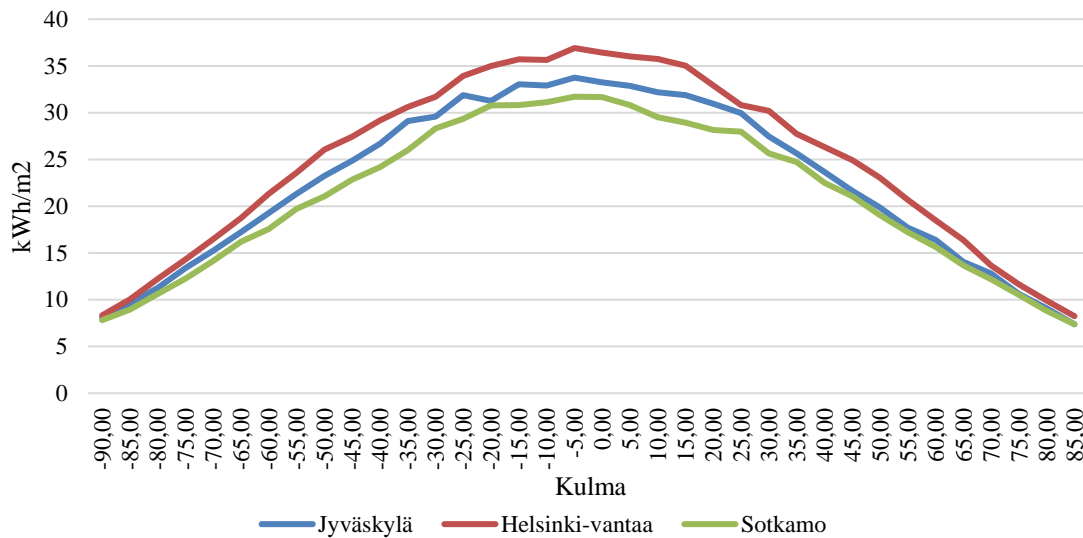
2.4 Säteilolosuhteet Etelä-Savossa

Aurinkopaneelien tehoon vaikuttaa suuresti myös auringon säteily ja auringonsäteilyn suunta. Kuvassa 2.14 on esitetty Suomesta eri paikkakunnilta mitattua tasopinnalle saapuvaa säteilyä kellonajan funktiona.



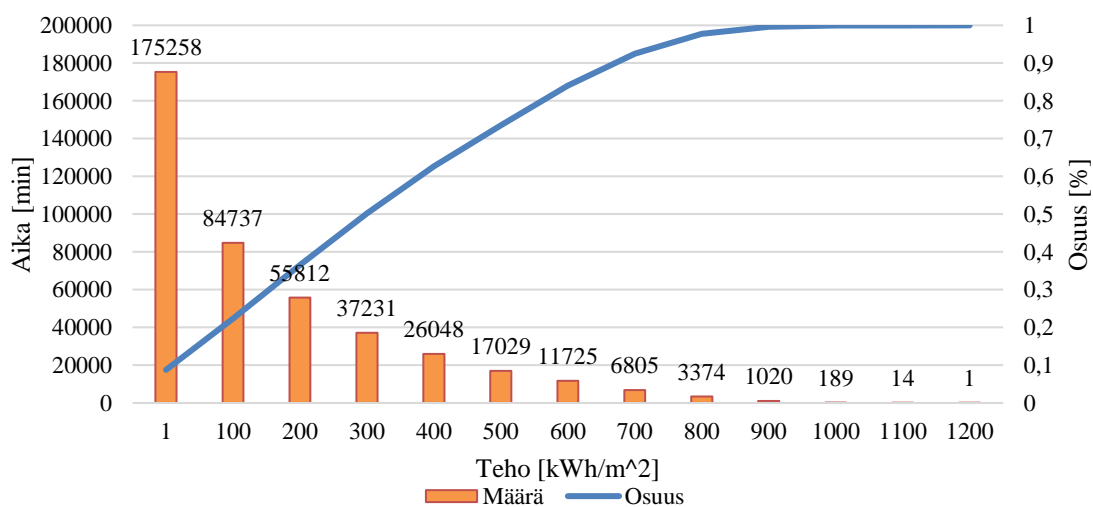
Kuva 2.14 Vuodessa tasopinnalle saapunut säteily eri kellonaikoina. Aika-akselilla numero tarkoittaa alkavaa tuntia. Data perustuu ilmatieteenlaitoksen mittauksiin vuodelta 2015.

Kuvasta 2.14 havaitaan, että suurin osa säteilystä saadaan klo 12 jälkeen. Tämä johtuu auringonajan ja Suomen ajan välisestä erosta. Kuvassa 2.15 on esitetty auringonsäteilyn kertymä eri tasokulmista.



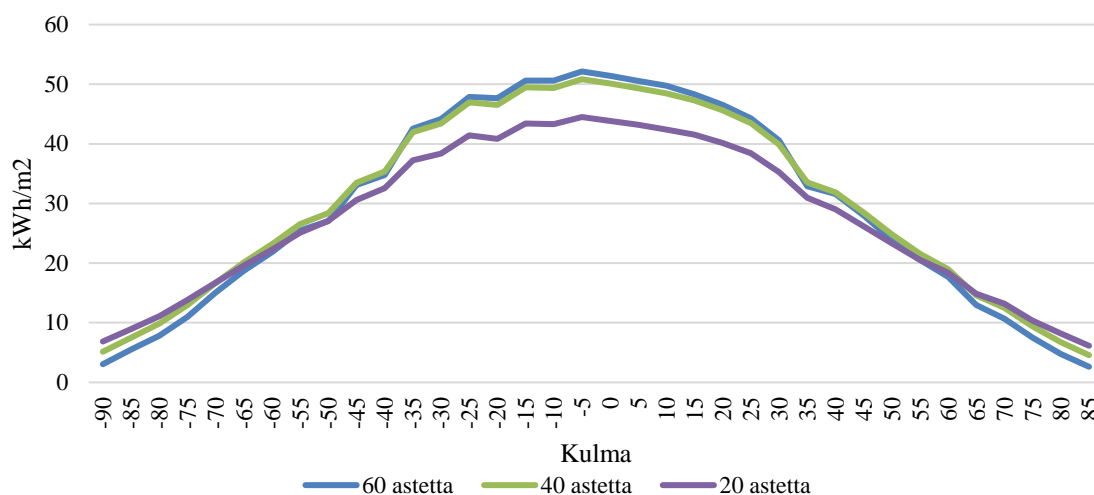
Kuva 2.15 Vuodessa tasopinnalle saapunut säteily eri ilmansuunnista. Kulma-akselilla kulma tarkoittaa alkavaa kulmaa etelästä. - 90 tarkoittaa itää ja 90 länttä. Data perustuu ilmatieteenlaitoksen mittauksiin vuodelta 2015.

Kuvasta 2.15 havaitaan, että optimaalisin kulma aurinkopaneelien sähkön tuotantoa ajatellen on suoraan etelään. Tämä johtuu aurinkoajan ja paikallisen kellonajan erotuksesta, sillä Suomessa aurinko-aika on keskimäärin puoli tuntia jäljessä, eli aurinko ei ole etelässä kello 12 paikallista-aikaa vaan aurinko-aikaa (Flowingdata). Kesäaika siirtää säteilyä vielä enemmän iltapäivälle. Vuodessa Etelä-Savossa tasopinnalle osuu säteilyä noin $850 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$. Tasopinnalla tarkoitetaan horisontaalista, eli maansuuntaista tasoa. Säteilyn intensiteetin histogrammi vuodelta 2015 Jyväskylästä on esitetty kuvassa 2.16.



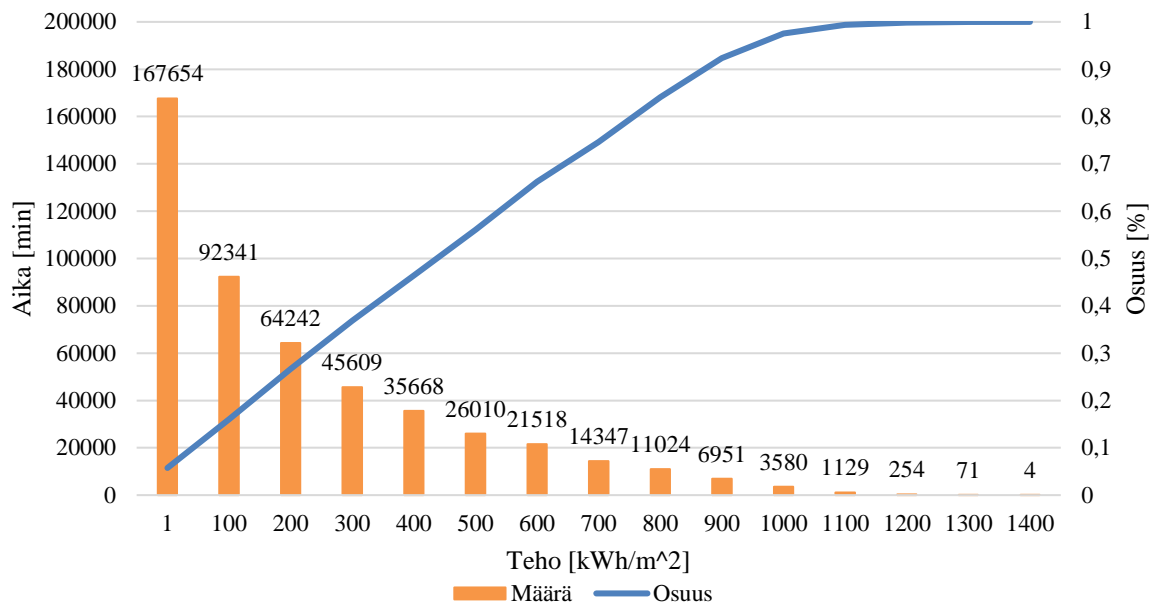
Kuva 2.16 Histogrammi Jyväskylän säteilyn intensiteetistä vuodelta 2015. Tulokset perustuvat ilmatieteenlaitoksen suorittamiin mittauksiin.

Kuvasta 2.16 havaitaan, että yli $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ säteilyn intensiteettiä on vuodessa hyvin vähän. 90 % vuoden säteilystä saavutetaan alle $700 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ teholla. Huomioitavaa on kuitenkin, että kuvassa on esitetty tasopinnalle tuleva säteily. Tasopinnalla tarkoitetaan tässä tapauksessa vaakatasossa olevaa tasoa. Aurinkopaneelien asennuskulmalla saadaan parannettua tilannetta. Säteily sisältää suoran ja epäsuoran säteilyn. Kuvassa 2.17 on esitetty eri tasokulmissa olevilla aurinkopaneeleille tuleva säteily eri ilmansuunnista.



Kuva 2.17 Vuodessa eri kulmassa olevalle tasolle saapunut säteily eri ilmansuunnista. Kulma-akselilla kulma tarkoittaa alkavaa kulmaa etelästä. – 90 tarkoittaa itää ja 90 länttä. Data perustuu ilmatieteenlaitoksen mittauksiin vuodelta 2015.

Kuvasta 2.17 havaitaan, että kallistamalla paneeleita saadaan talteen enemmän energiaa vuodessa. Kallistamalla paneeleita 60 asteen kulmaan vaakatasosta saadaan 1060 kWh vuodessa, 40 asteella 1080 kWh ja 20 asteella 990 kWh vuodessa. Paneeleita kallistamalla saadaan siis aikaan noin 20 % tuotannon lisäys verrattuna tasopintaan. Kuvasta 2.17 nähdään myös, että mitä jyrkemmässä kulmassa paneelit ovat, sitä enemmän menetetään energiaa idän ja lännen suunnalta, mutta vastaavasti etelästä saadaan enemmän. Kuvassa 2.18 on esitetty histogrammi 40 asteen kulmassa olevalle paneelille saapuvasta säteilyn intensiteetistä.



Kuva 2.18 Histogrammi Jyväskylän säteilyn intensiteetistä 40 asteen kulmassa olevalle tasolle vuodelta 2015. Tulokset perustuvat ilmatieteenlaitoksen suorittamiin mittauksiin.

Kuvia 2.16 ja 2.18 vertailemalla nähdään, että kallistamalla tasoa etelään päin, saadaan parannettua vuodessa hyödyksi saatavaa energiaa. Samalla kasvatetaan myös huipputehoa, jolla säteily osuu tasoon. Huipputehoja on kuitenkin hyvin vähän ja niillä tuotetaan hyvin pieni osa vuoden energiasta. Yli STC-olosuhteiden mukaisella $1000 \frac{W}{m^2}$ teholla säteilyä saapuu 40 asteen kulmassa olevalle tasolle vuodessa noin 94 tunnin ajan vuodesta eli vähemmän aikaa, kuin $900 - 1000 \frac{W}{m^2}$ teholla. Säteily sisältää suoran ja epäsuoran säteilyn.

Hajasäteilyllä tarkoitetaan säteilyä, joka on heijastunut jostain toisesta pinnasta tutkittavaan tasoon. Pilvisinä päivinä, sekä ennen ja jälkeen auringon nousun kaikki säteily on hajasäteilyä. (Motiva) Vuonna 2015 hajasäteilyn osuus kokonaissäteilystä on ollut Jyväskylässä 25,5 %, eli noin $200 \frac{kWh}{m^2, a}$. Hajasäteilyn osuus on merkitsevä tutkittaessa aurinkopaneelien tuotantoa, sillä esimerkiksi itä-länsi asennuksessa seinille auringon mentyä rakennuksen nurkan taakse ei paneeli saa yhtään suoraa säteilyä, mutta hajasäteily tuottaa edelleen.

3. INVERTTERIN TOIMINTA JA MITOITUS

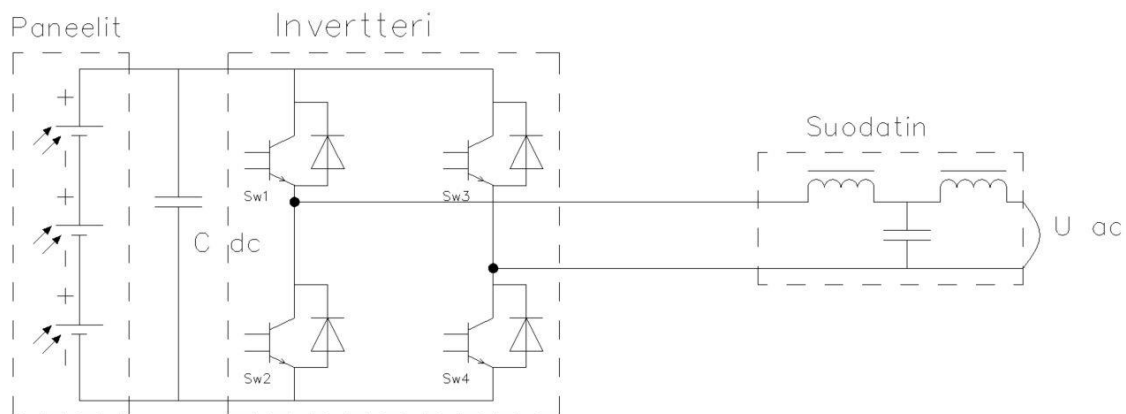
Aurinkosähköjärjestelmissä invertterin osuus on merkittävä toiminnallisesti ja kustannuksellisesti. Invertteri muuttaa aurinkopaneelien tuottaman tasasähkön (DC) verkkosähköksi (AC). Investoinnissa invertterin osuus on noin 10 – 20 % riippuen järjestelmän koosta. Invertterin investoinnin osuutta voidaan pienentää lisäämällä invertterille lisää paneeleita, tai valitsemalla pienempi ja samalla halvempi invertteri. Tällöin myös invertterin huipunkäyttöaika kasvaa ja samalla myös invertterin investoinnin osuus tuotettua energiayksikköä kohden pienenee. Tällöin kuitenkin menetetään osa paneelien tuottamasta energiasta.

Aurinkosähköinvertterit ja tehoelektronikka yleensä tulevat näyttelemään suurta osaa tulevaisuuden älykkäässä sähköverkossa, aivan kuten tahtimoottorit nykyisessä keskitetyssä energiantuotannossa. Tehoelektronikkaa käytetään muun muassa aurinkosähköinverttereissä, taajuusmuuttajissa, energiavarastoissa, säädettävissä kuormissa ja DC-sähkönsiirrossa. Tehoinverttereissä käytetään nykyisin IGBT-transistoreja tai MOSFET tekniikkaa. Invertterissä tapahtuvat häviöt koko käyntiajalta ovat noin 2 % luokkaa (Teodorescu R s. 12).

3.1 Invertterin toiminta

Aurinkosähköinverttereillä on monia tehtäviä, näistä tärkeimpänä kuormittaa aurinkopaneelleja optimaalisella teholla, eli maksimiteholla ja muuttaa aurinkopaneelien DC-sähkö AC-sähköksi mahdollisimman hyvällä hyötysuhteella. Lisäksi invertterin on tahdistettava itsensä verkkoon ja lopetettava toiminta, mikäli yhteys verkkoon katkeaa. Usein nykyisin myös halutaan seurata etänä tuotettua energiaa.

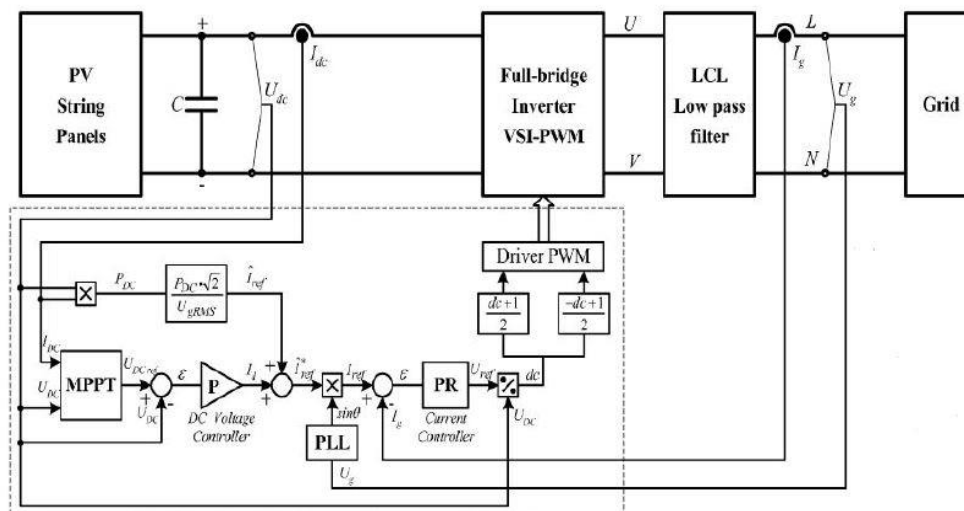
Invertterin toimintaan on kehitetty monia erilaisia ratkaisuja. Kuvassa 3.1 on esitetty perinteinen H-silta, jolla saadaan vaihtosuunnattua tasasähköä vaihtosähköksi. H-siltaa tai jotain sen muunnosta käytetään yleisesti inverttereissä.



Kuva 3.1 H-silta invertteri (Electrical Engineering in Wind and Solar Systems,LUT).

Invertterin toiminta perustuu kytkimien 1 – 4 ohjaamiseen oikealla logiikalla. Kun kytkimet 1 ja 4 ovat kiinni saadaan aikaan positiivinen jännite. Kun taas kytkimet 2 ja 3 ovat kiinni saadaan aikaan negatiivinen jännite. Kytkimien kytkentätaajuuudet ovat noin 5 – 20 kHz, mitä suurempi kytkentätaajuus sitä suuremmat ovat kytkentähäviöt (Hannonen J, 2011). Suuremmalla kytkentätaajuudella voidaan vähentää lähtösuodatuksen tarvetta. 0-jännite saadaan aikaan, kun kaikki kytkimet ovat auki. Kytkentähäviöiden minimoimiseksi kytkimiä 1 ja 2 ohjataan korkealla taajuudella ja kytkimiä 3 ja 4 verkon taajuudella (Teodorescu R 2011 s. 10). Sillä kytkentähäviö esiintyy aina jokaisen kytkentätapahtuman jälkeen.

SMA on kehittänyt H-silta invertteristä oman H5-invertterin. Tässä invertterissä on lisätty 1 kytkin DC-puolen – johtimeen. Tällä estetään korkeataajuisen maadoitusjännitteen muodostuminen AC jännitteen ollessa 0, sillä virrälle ei jää kulkureittiä kytkimen ollessa auki. Tällä saadaan tuotetusta sähköstä tasaisempaa ja pienennetään suodatuksen tarvetta ja täten häviöitä. Yhden kytkimen lisääminen lisää kuitenkin kytkentähäviöitä, mutta kytkentähäviöiden ollessa pienemmät kuin saadut hyödyt, on H5-invertteri ominaisuuksiltaan parempi, kuin perinteinen H-silta invertteri. (Teodorescu R 2011 s. 22). Kuvassa 3.2 on esitetty invertterin toiminta ja laitteet kokonaisuudessaan.



Kuva 3.2 Lohkokaavio aurinkosähköinvertterin toiminnasta. (Electrical Engineering in Wind and Solar Systems,LUT)

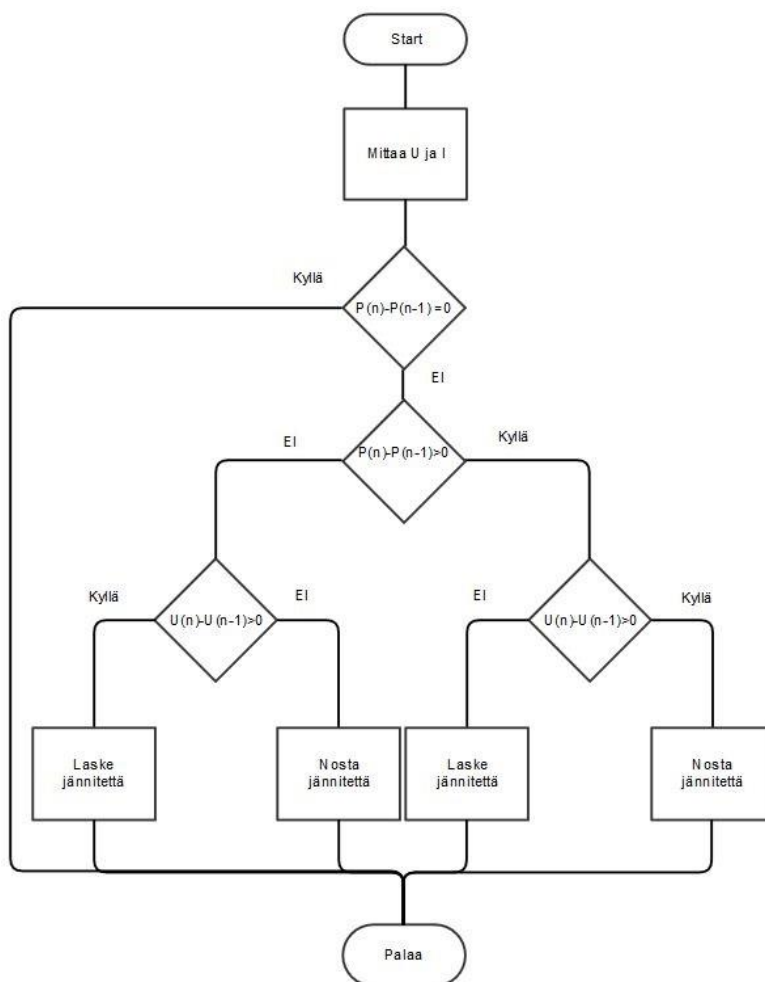
Kuvasta 3.2 on nähtävissä mitä mitataan ja mitä ohjataan minkäkin tiedon avulla. Yksinkertaistettuna ensin mitataan aurinkopaneelien tuottama virta ja jännite. Näiden perusteella MPP-trackeri säättää aurinkopaneelilta otettavaa virtaa ja täten aurinkopaneeliston tehopistettä. DC-sähkön jännitettä mahdollisesti nostetaan DC-DC hakkurilla, jota ei ole tässä kuvassa esitetty. Tämän jälkeen DC-sähkö muutetaan AC-sähköksi PWM-säätimen ja transistorisillan avulla, säädintä ohjataan verkon jännitteen ja verkkoon menevän virran avulla. AC-muunnoksen jälkeen suodatetaan yliaallot pois.

Staattisia komponentteja invertterissä on tasasähköpiiriin kondensaattori, tällä pidetään yllä tasasähköpiiriin jännitettä. Lisäksi alipäästösuodattimessa on kela ja kondensaattori. (Electrical Engineering in Wind and Solar Systems, LUT)

3.2 MPP- tracker

Aurinkosähköinvertterin yksi tärkeimmistä ominaisuuksista on MPP-tracker. Tällä saadaan optimoitua aurinkopaneelilta hyödyksi tuleva teho joka hetki. Kuten edellä on mainittu, aurinkopaneelien teho riippuu muun muassa säteilyn intensiteetistä, lämpötilasta ja aurinkopaneelin kuormitusjännitteestä. Etenkin säteilyn intensiteetti voi vaihdella nopeasti. Säteilyn pienentyessä invertterin kuormittaessa paneelista vielä vanhalla teholla, eli virralla romah-

taa paneeliston jännite. Tällöin MPPT muuttaa toimintapistettään ja hakee uuden maksimitehopisteen pienentämällä kuormitusvirtaa. Inverttereiden MPPT:t toimivat eri nopeuksilla ja eri pituisilla askelilla jännitettä muuttaessaan. Jos askel on suuri, saavutetaan nopeampi reagointi muuttuviin olosuhteisiin. Mikäli askel on pieni saavuttaa teho helpommin maksimitehopisteen eikä invertterin ottama jännite ”pompi” maksimitehopisteen jännitteen molemmin puolin niin paljoa. Tällöin kuitenkin reagointi nopeisiin muutoksiin on hitaampaa, sillä invertterin kuormitusvirta ei ehdi muuttua riittävän nopeasti. Lisäksi ongelmia saattaa ilmaantua, jos invertteri lähtee tekemään muutosta väärään suuntaan. (Kivimäki 2014 s31) Kuvassa 3.3 on esitetty erään MPPT:n lohkokaavio.



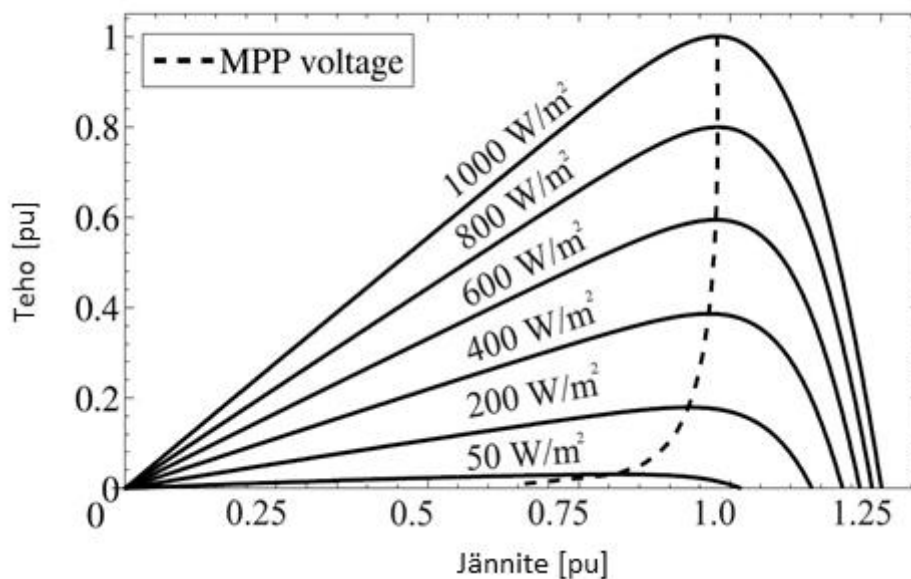
Kuva 3.3 Odota ja seuraa MPPT:n toiminta. (Mathworks)

Kuvan 3.3 MPPT:n toiminta perustuu nykyisen hetken ja edellisen mittauksen väliseen eroon. Mikäli eroa ei ole, ei muuteta mitään arvoa. Jos tehoissa on eroa, lasketaan erotuksen suunta. Jos erotus on suurempi kuin 0, vertaillaan edellisen pisteen jännitettä ja nykyistä

jännitettä ja säädetään tehopistettä eteenpäin jänniteakselilla. Jos erotus on pienempi kuin 0, tehdään päinvastoin. Jännitteen pienentäminen tai suurentaminen tapahtuu aurinkopaneelilta tulevan virran pulssinleveyttä säätämällä. Pulssinleveydellä saadaan myös pienennettyä DC-puolen tehoa, mikäli invertterin verkkoon syöttämä teho olisi suurempi kuin invertterin nimellisteho. Tämän takia invertteri ei voi ajautua ylikuormaan. Tämä on hyvä huomata invertterin alimitoituksen kannalta.

3.3 Invertterin hyötysuhteeseen vaikuttavat tekijät

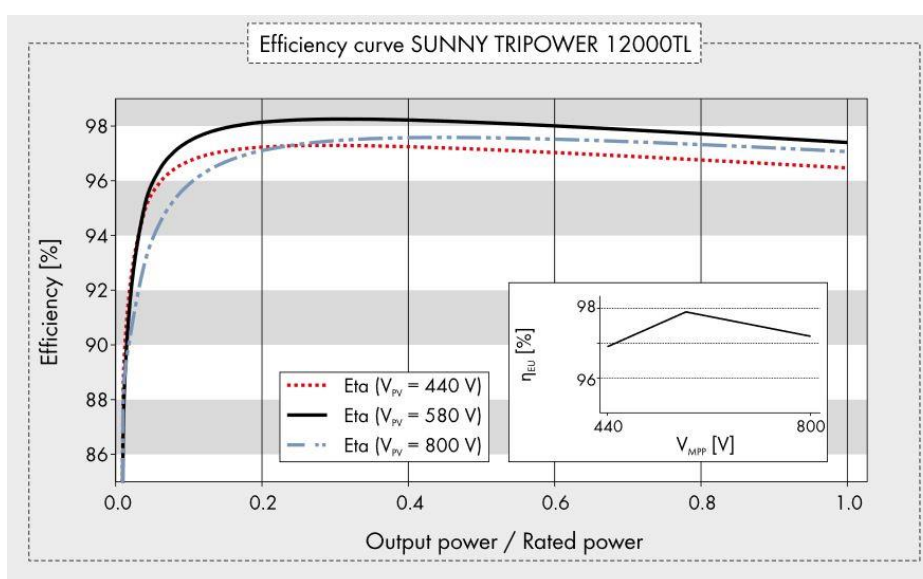
Invertterin hyötysuhde on riippuvainen DC-puolen jännitteestä ja suhteellisesta kuormituksesta. Jännitteen suhteen hyötysuhteen muuttuminen johtuu siitä, että vaihtosuunnattavan tasasähkön jännitteen on oltava korkeampi kuin tasasuunnattu verkon jännite, eli 230 V 1-vaiheisessa ja 565 V 3-vaiheisessa invertterissä. Mikäli jännite on pienempi kuin vaadittu, täytyy invertterin nostaa jännitettä DC-DC hakkurilla. Tämä DC hakkuri pienentää invertterin hyötysuhdetta, riippumatta joutuuko se nostamaan vai laskemaan jännitettä. Mikäli invertterissä on DC-DC hakkuri, on invertterin välipiirin jännite, eli jännite ennen vaihtosuuntausta aina vakio. Pienemmissä inverttereissä on nykyisin käytännössä aina DC-DC hakkuri, sillä pienillä paneelistoilla ei välttämättä saavuteta riittävän korkeita jännitteitä. Suuremmissa yli 10 kW inverttereissä hakkuria ei välttämättä ole. (Ahola 2016) Tämän takia paneeliketjut kannattaa mitoittaa mahdollisimman suurelle jännitteelle, eli 1000 V avoimen piirin jännitteelle. Aurinkopaneelien tuottama jännite on kuitenkin suhteellisen vakio riippumatta säteilystä, sillä virta muuttuu enemmän säteilyn suhteen. Maksimitehopisteen jännitteen ja säteilyn välinen riippuvuus on nähtävissä kuvasta 3.4.



Kuva 3.4 Maksimitehopisteen jännitteen riippuvuus säteilyn voimakkuudesta. (Kivimäki 2014 s.5)

Kuvasta 3.4 nähdään, että maksimitehopisteen jännite pienillä säteilyn intensiteeteillä on noin puolet avoimen piirin jännitteestä suurimmalla säteilyn voimakkuudella. Tästä voidaan päätellä, että mikäli aurinkopaneelikenttä on mitoitettu 1000 V avoimen piirin jännitteelle saavutetaan 565V MPP-jännite käytännössä aina.

Invertterien hyötysuhde on pienillä kuormilla voimakkaasti riippuvainen suhteellisesta kuormasta, mikä on nähtävissä kuvasta 3.5.

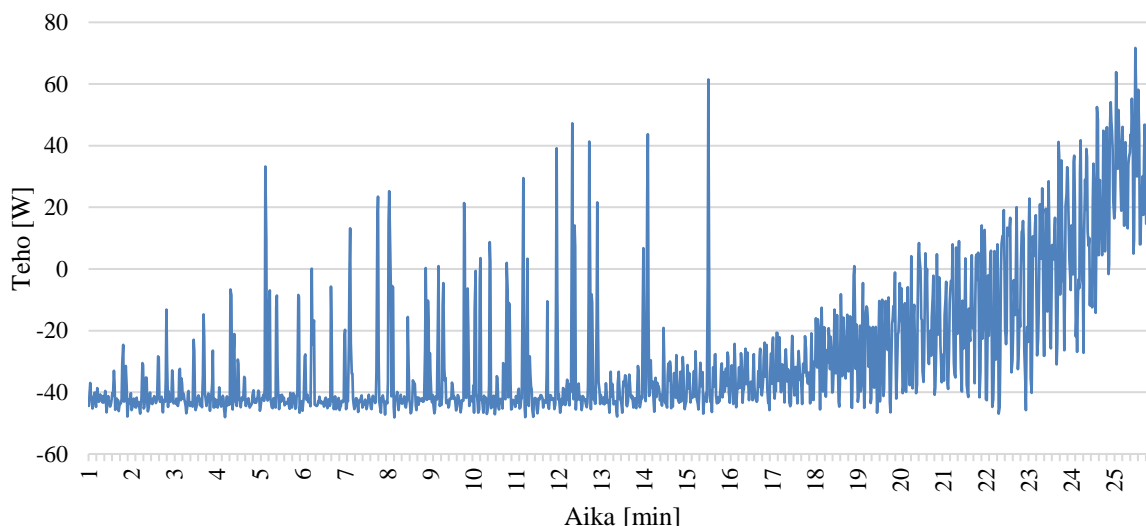


Kuva 3.5 SMA:n 12kW 3-vaiheisen invertterin hyötysuhteet (SMA tripower)

Kuvasta 3.5 havaitaan, että tehon noustessa 5 % nimellisestä, hyötysuhde saavuttaa lähes maksimiarvonsa. Hyötysuhteen pieni arvo pienillä tehoilla selittyy kytkentähäviöillä ja invertterin itsekuluttaman tehon avulla, sillä kytkentähäviöt säilyvät samana tehosta riippumatta.

3.4 Invertterin käynnistyminen

Invertterin käynnistymiseen vaikuttaa aurinkopaneelien DC-piirin jännite. Käynnistysjännite on invertterikohtainen. Esimerkiksi ABB ilmoittaa erään invertterin käynnistyvän minimissään 200 V DC-jännitteellä (ABB) ja LUT:in kattovoimalaitoksen inverttereille käynnistysjännite on 370 V ja heräämisjännite 250 V. 370 V käynnistymisjännite on looginen, sillä invertterissä ei ole DC-DC hakkuria, joten DC-jännitteen on oltava tasasuunnattua verkon jännitettä suurempi. Kuvassa 3.6 on esitetty invertterin käynnistymisen aikaista tuotantoa.

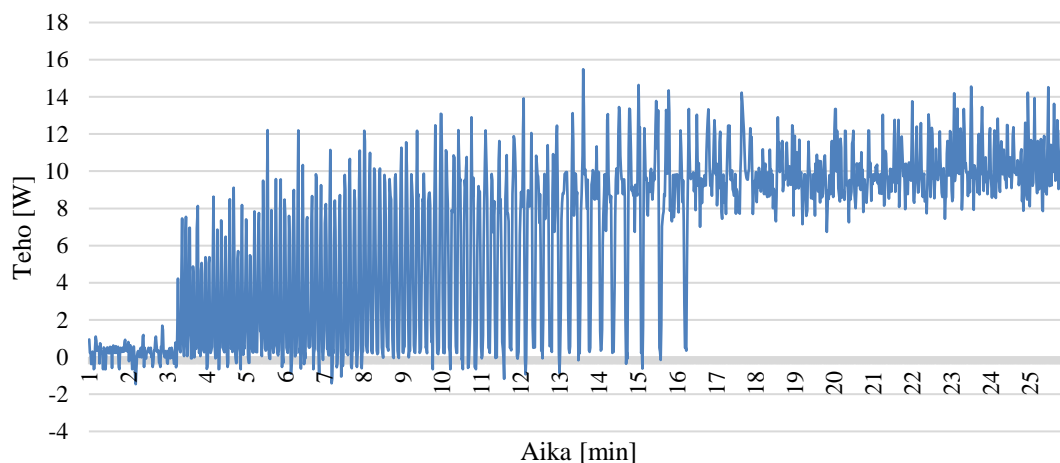


Kuva 3.6 51.5 kWp aurinkovoimalan tuotannon alkaessa esiintyviä piikkejä. Aika-akseli pituus 15 min. Kuva päivältä 10.7.2015 klo 04:00 – 04:25.

Kuvasta 3.6 havaitaan, että tuotanto ei kasva täysin suoraan verrannollisesti säteilyn kasvaessa, vaan ensin tuotanto esiintyy piikikkäänä. Nämä piikit muodostuvat, kun invertterin DC-kondensaattorit latautuvat ja invertteri purkaa varauksen verkkoon. Varauksen purkauttua jännite on laskenut liian pieneksi, jotta invertteri voisi toimia. Piikkien loputtua ja tuotannon alkaessa kasvaa säteilyn intensiteetti tasopinnalle on ollut $5 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$, joten tuotanto alkaa todella pienillä säteilyn intensiteeteillä. Inverttereistä ei ole saatavilla DC-piirien jännitteitä. Mittausdataa tutkimalla huomattiin myös, että noin 30 minuuttia ennen kuvassa 3.6

esiintyviä piikkejä teho tippui -20 W arvosta -40 W . Tämä johtuu oletettavasti invertterin heräämisestä.

Seinälle asennettujen invertterien DC-piirien jännitteet ja virrat saatiin selvitettyä tähän tutkimukseen. Seinälle asennettujen aurinkopaneelien invertterit ovat malliltaan ABB PRO-33.0. Invertterin nimellisteho on 33 kW ja inverttereissä ei ole DC-DC hakkuria. Invertterin käynnistyminen on kuvattu kuvassa 3.7.



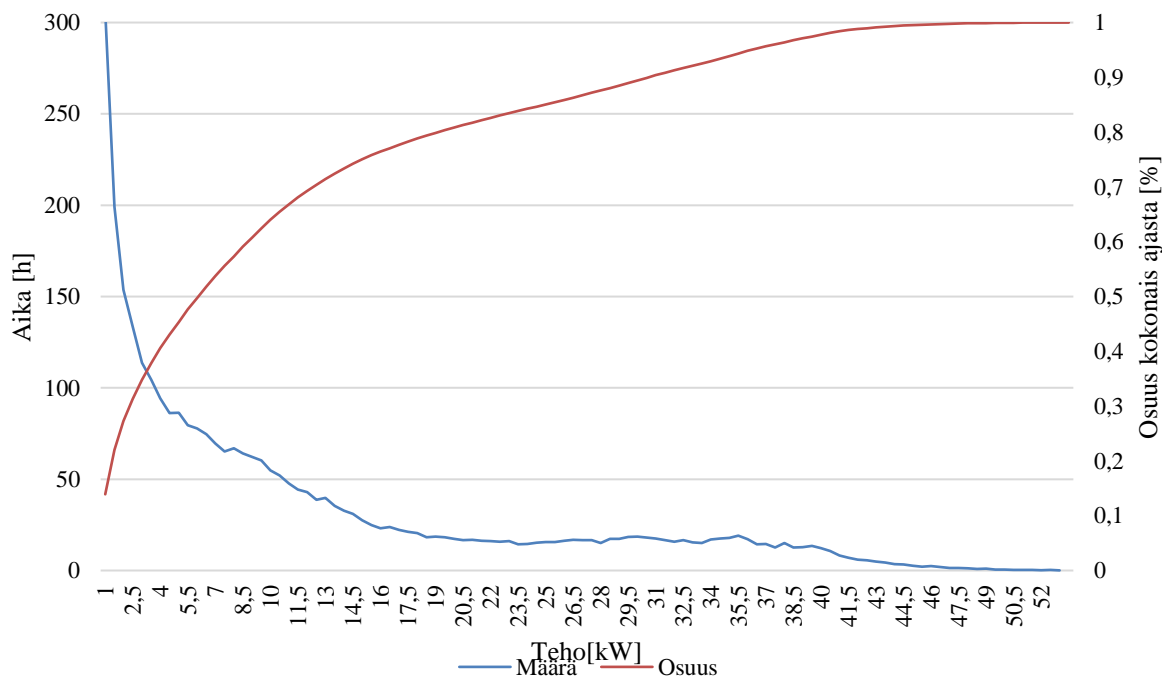
Kuva 3.7 18.36 kWp aurinkovoimalan tuotannon alkaessa esiintyviä piikkejä. Aika-akselin pituus 15 min. Kuva päivältä 10.7.2015 klo 03:33 – 03:58.

Kuvasta 3.7 havaitaan, että tuotannossa esiintyy samankaltaisia piikkejä kuin tasakatolle asennettujen aurinkopaneelien inverttereissä, mutta piikit ovat tasaisempia ja säännöllisempiä. Tämä voi johtua korkeammasta DC-jännitteestä, jolloin tuotanto on mahdollista. Kuvan jälkeen tuotanto alkoi kasvaa tasaisesti. DC-piirin jännite kuvan hetkellä on ollut noin 650 V . Dc-jännitteestä (liite 4) huomataan, että jännite nousee ensin huippuun ja laskeutuu sitten MPP-trackerin toiminnan takia noin 600 V arvoon ja lopulta säteilytehon kasvettua jännite nousee paneeliston MPP-jännitteeseen. Kuvan 3.7 tuotanto alkaa aiemmin, kuin kuvan 3.6 tuotanto, sillä aurinkopaneelit on asennettu seinälle, joten auringon hajasäteily pääsee kohtaamaan paneelin tason paremmin.

3.5 Invertterin koon vaikutus hyötysuhteeseen

Liitteessä 3 on esitetty ABB:n valmistamien aurinkosähköinvertterien datalehdet, kyseessä ei ole LUT:in invertterit, vaan nykyisin tuotannossa oleva invertteri. Lehdistä nähdään, että

pienemmällä invertterillä on parempi hyötysuhde kuin suuremmalla invertterillä alle 5 % kuormilla. Lisäksi pienemmällä invertterillä samankokoinen kuorma näyttäytyy suurempana suhteellisena kuormana, joten myös tämä nostaa hyötysuhdetta pienillä kuormilla. Kuvassa 3.8 on esitetty 51,5 kWp histogrammi hetkellisen tehon ja tuotantoajan suhteen.

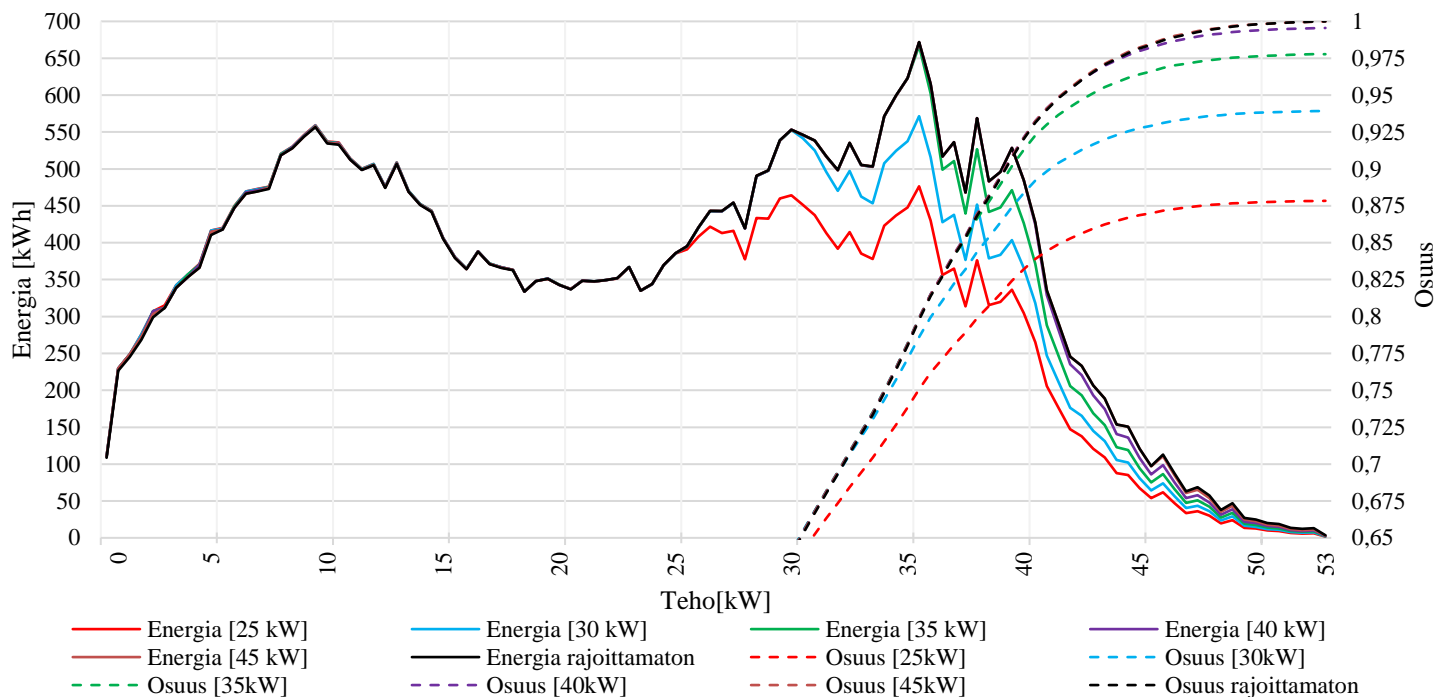


Kuva 3.8 Histogrammi tuotannoista ajansuhteen yksikkönä tunti [h].

Kuvasta 3.8 havaitaan, että pienitehoisia tuotantotunteja on huomattavasti enemmän kuin suuria. Alle 10 % nimellisteholla invertteri käy vuodesta 40 % ajastaan. Kuvan 3.8 datassa on todellisuudessa 6 kpl 1-vaiheista invertteriiä, ei yhtä isoa 3-vaiheista invertteriiä.

3.6 Invertterin taloudellinen optimointi

Invertteriiä ei ole järkevää mitoittaa yhden suhde yhteen aurinkopaneelien tehon suhteen, sillä aurinkopaneelit tuottavat harvoin nimellisellä tehollaan, kuten edellä kappaleessa 2.4 on mainittu. Tämä on myös havaittavissa kuvasta 3.9.



Kuva 3.9 Histogrammi tehoista vuodelta 2015. Paneeliston teho 51,5kWp. Rajoittamattoman invertterin kuvaajat piirretty toteutuneen tehon mukaan. Kuva piirretty sekunti-tason datasta.

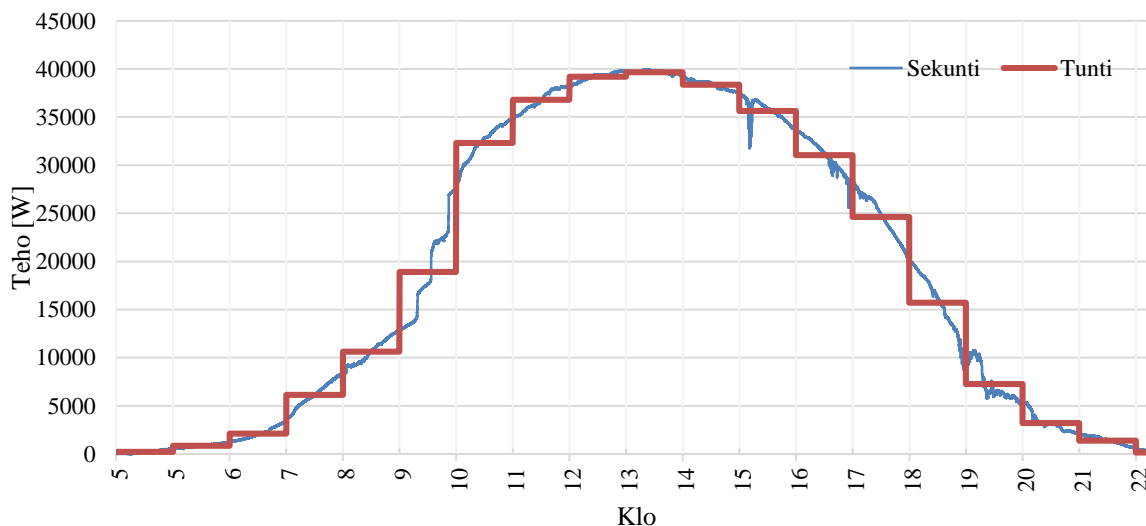
Kuvasta 3.9 huomataan, että vaikka invertterin olisi reilusti alimitoitettu energiaa menetetään vähän, sillä suurilla tehoilla ei tuoteta suurta määrää energiaa. Esimerkiksi 30 kW invertterillä saataisiin verkkoon tuotettua noin 94 % vuoden energiasta. Kuvasta 3.9 nähdään myös, että suurin osa energiasta tuotetaan noin 55 – 85 % alueella paneeliston tehosta, toinen huomattava energiapiikki on nähtävissä 20 % kohdalla. Piikkien sijainnit selittyvät sillä, että 20 % teholla sijaitseva piikki muodostuu aamun ja illan tuotantojen sekä pilvisten päivien tuotannosta. 55 – 80 % tehon kohdalla oleva piikki muodostuu taas aurinkoisten päivien tuotannosta. Huipputehot puuttuvat muun muassa aurinkopaneelien lämpenemisen takia ja paneelien epäedullisella 15 asteen asennuskulmalla verrattuna optimaalisempaan 40 asteen kulmaan. Lisäksi huipputehoja rajoittaa pois kuvasta 2.18 nähtävissä oleva yli $1000 \frac{W}{m^2}$ säteilytehojen vähäinen määrä, sillä paneeliston teho on ilmoitettu säteilytehon ollessa $1000 \frac{W}{m^2}$, joten jo tämä leikkaa huipputehoja pois.

Kuvasta 3.9 on tärkeää huomata, että vaikka invertterin olisi alimitoitettu, energiaa ei menetä huomattavia määriä. Invertterin alimitoittaminen parantaa myös pienien tehojen hyötysuhdetta, sillä invertterin hyötysuhteet pienillä kuormilla, eli alle 10 % nimellisestä ovat noin 5 prosenttiyksikköä pienempiä kuin maksimihyötysuhteet. Vaikka invertterin käy alle 10 %

nimellistehossa, eli alle 5 kW teholla kuvan 3.6 mukaan noin 40 % ajastaan, on tuotettu energia tällä ajalla vain 7 % vuosittaisesta energiasta. Invertterin pienentäminen vaikuttaa kuitenkin tähän tuotantoon positiivisesti. Esimerkiksi mikäli invertterin nimellisteho olisi 35 kW, eikä 51,5 kW kasvaisi alle 5 kW teholla tuotettu energia vuodessa yhdellä prosenttiyksiköllä, samalla kuitenkin menetetään huipputehoista noin 3,5 prosenttiyksikköä. Tällöin vuodessa menetetään noin 2,5 prosenttiyksikköä energiaa verrattuna paneelien nimellistehon suuruiseen invertteriin. Huipputehojen poistuminen ja pienten tuotantotehojen hyötysuhteiden kasvaminen parantavat myös sähkön omakäyttöä. Huomattavaa on myös, että leikatut huipputehot myytäisiin todennäköisesti verkkoon, jolloin tämän leikatun energian hinta on huomattavasti pienempi kuin omaan käyttöön menevän ostettavan energian, josta on maksettava sähkönsiirtomaksu ja sähkövero.

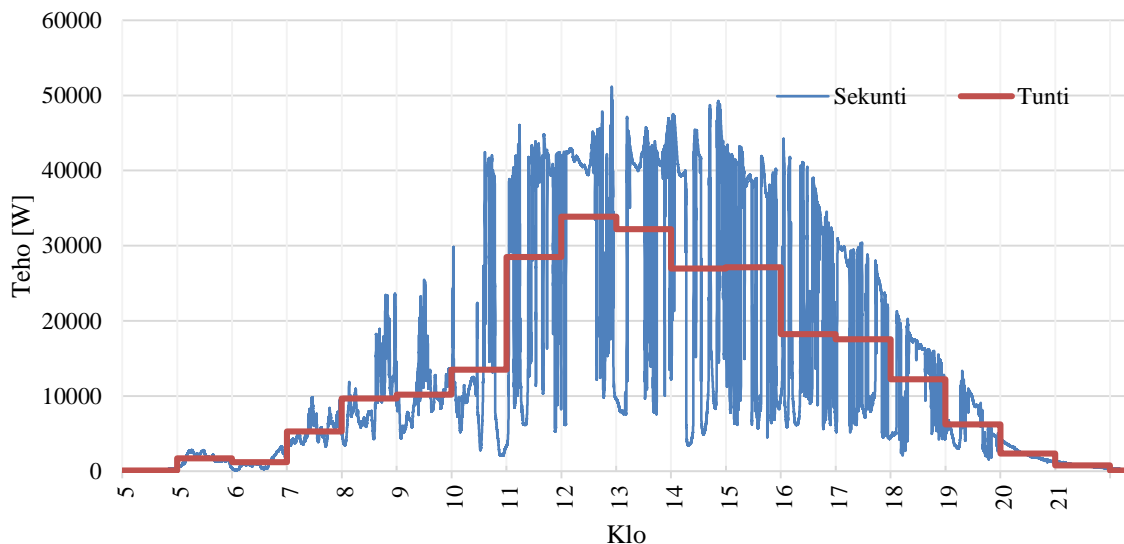
3.7 Tuotannon vaihtelevuus

Invertteriä alimitoittaessa on tärkeää huomata, että useimmat simulointiohjelmat antavat tuotannon tuntitasolla. Aurinkopaneelien tuotanto voi kuitenkin muuttua sekuntitasolla. Kuvissa 3.10, 3.11 ja 3.12 on esitetty 51,5 kWp voimalaitoksen tuotantoa pilvisenä päivänä ja aurinkoisena päivänä.



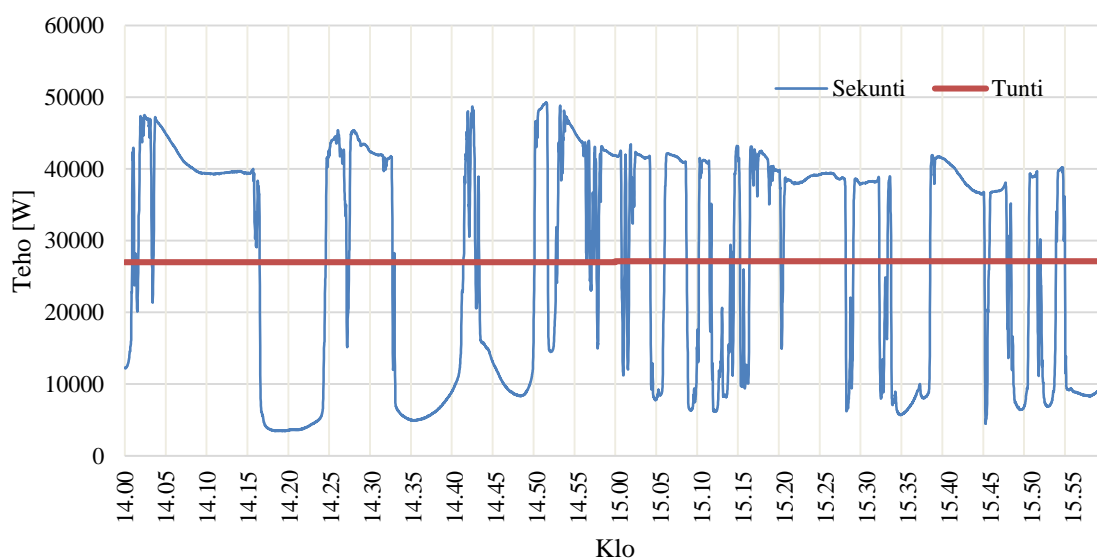
Kuva 3.10 Tunti- ja sekuntitason tuotannot 51,5 kWp voimalaitoksesta. Aurinkoinen päivä.

Kuvasta 3.10 nähdään, että todellinen sekuntitasontuotanto ja tuntitason tuotanto ovat lähellä toisiaan. Tällöin jos invertteri alimitoitetaan, ei tule suurta virhettä, jos käytetään tuntitason dataa mitoituksessa. Kuvassa 3.11 on esitetty toinen ääripää tuotannon vaihtelevuudesta.



Kuva 3.11 Tunti- ja sekuntitason tuotannot 51,5 kWp voimalaitoksesta. Vaihteleva päivä.

Kuvassa 3.11 tuotanto vaihtelee päivän aikana paljon, mutta tuntituotanto pysyy suhteellisen vakiona. Jos invertterin mitoitus tehdään tuntitehon perusteella, energiaa leikataan todellisuudessa enemmän kuin simulointi antaa tulokseksi. Kuvassa 3.12 on tarkennus kuvasta 3.11



Kuva 3.12 Tarkennus päivän 9.7.2015 tuotannon vaihtelusta.

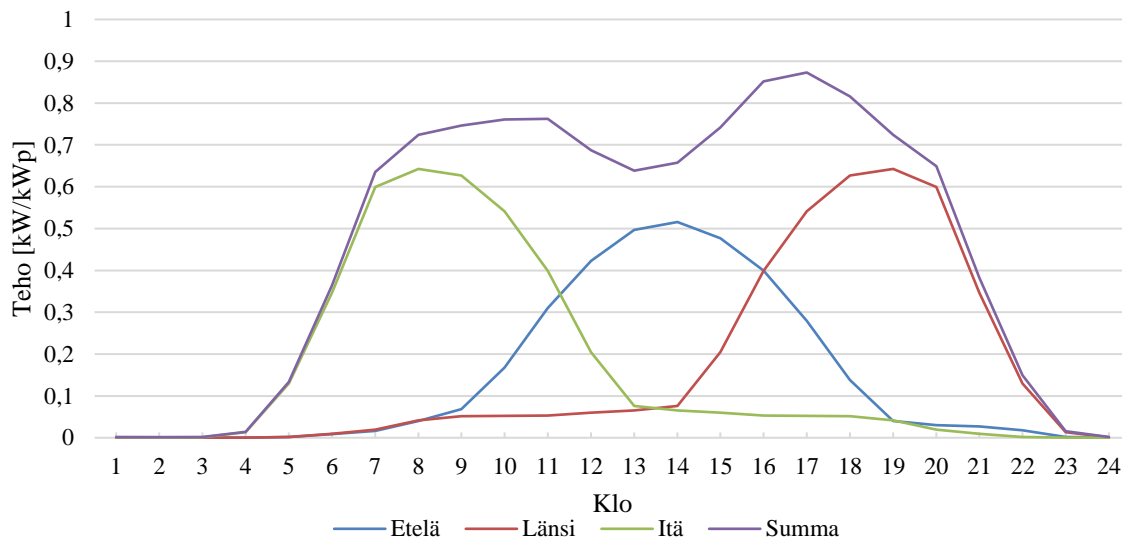
Kuvasta 3.12 nähdään, että tuotanto vaihtelee todella nopeasti. Nopeimmillaan teho tuplaantuu kymmenessä sekunnissa ja noin minuutissa 12 kW tehosta 43 kW tehoon. Tuntitehoa suuremmalla teholla on tuotettu tarkasteluajan aikana 14,9 kWh kokonaisenergian ollessa 54,1 kWh. Tällöin pelkästään käyttämällä teholtaan tuntitehon tehoista invertteriä leikattaisiin kaikki 14,9 kWh, eli 27,5 % energiasta kyseisen päivän aikana. Taulukossa 3.1 on esitetty erot leikatussa energiassa verrattaessa sekunti- ja tuntitason tuotantoja vuodelta 2015. Tuntitason tuotanto on laskettu keskiarvolla tunnin sisällä olevista sekuntien tuotannosta.

Taulukko 3.1 Tunti- ja sekuntitason datasta lasketut leikatut energiat [kWh]. Vuoden tuotanto kokonaisuudessaan 38345 kWh.

Invertterin teho	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0
Sekunti	7884,8	4743,7	2398,8	906,3	216,7	34,3	1,8
Tunti	4984,5	2599,7	1004,0	192,3	0,0	0,0	0,0

Taulukon 3.1 perusteella voidaan sanoa, että tuotanto ei ole ollut vuonna 2015 yhtään täyttää tuntia yli 40 kW teholla. Ja esimerkiksi laittamalla järjestelmään 35 kW invertteri, tuntitason datan perusteella menetettäisiin 0,5 % energiasta, vaikka todellisuudessa menetetään 2,5 % energiasta. Pienemmillä inverttereillä tuntiteho alkaa tulla nopeasti rajoittavaksi tekijäksi, mutta suuremmilla inverttereillä tunnin sisällä tapahtuvat muutokset vaikuttavat enemmän, kuin tuntitasolla tapahtuvat muutokset.

Kuvassa 3.13 on esitetty julkisivuilla olevan järjestelmän optimaalinen päivän tuotanto. Julkisivuille asennettavat järjestelmät tulevat kysymykseen lähinnä kerrostaloissa. Tällöin aurinkopaneelit saadaan sulautumaan nykyiseen infrastruktuuriin esimerkiksi julkisivu materiaalina. Data on mitattu LUT:n seinällä sijaitsevista paneeleista.



Kuva 3.13 Julkivivuille asennettujen paneelitojen suhteellinen teho. Idän suuntaan olevat paneelit on tehty länteen suunnatuista paneeleista peilaamalla niiden tuotanto aurinkoajan klo 12 yli. Data 3.6.2015.

Kuvasta on nähtävissä, että tuotanto ei koskaan kasva järjestelmällä yli yhden julkisivun nimellistehon. Itä-seinän tuotanto ei ole aivan täydellisesti peilattu, sillä data on tuntitasolla ja aurinkoajan kello 12 ei osu tasatunnille. Dataa tutkimalla havaittiin myös, että seinällä oleva järjestelmä on tuottaa syksyllä ja keväällä paremmin, kuin keskellä kesää. Tämä johtuu otollisemmasta auringon korkeudesta. Myöskään lumi ei talvella jää paneelien pintaa, joten tuotantoa on myös talvella.

3.8 Valmiit mitoitusohjelmat ja niiden vertailu

Valmiita mitoitusohjelmia otettiin tähän työhön SMA:lta, Froniukselta, lisäksi käytettiin HOMER-energyn HOMER-ohjelmistoa, jolla voi helposti simuloida aurinkopaneelijärjestelmiä. Lisäksi tehtiin oma Excel pohjainen mitoitusohjelma, joka perustuu osittain samoihin laskentamenetelmiin kuin HOMER.

3.8.1 SMA desing ohjelmisto

SMA on saksalainen invertterivalmistaja, jonka valikoimasta löytyy 1- ja 3- vaihe invertteireitä saarekekäyttöön ja suoraan verkkoon syöttäviä. (SMA) Mitoitusohjelma löytyy osoitteesta <http://www.sunnydesignweb.com/sdweb/#/Home>. Ohjelma kysyy paneelien sijainnin (paikkakunnan ja korkeuden) tässä tapauksessa jouduimme käyttämään Helsingin sijaintia,

sillä ohjelmaan ei ollut mahdollista syöttää Suomesta muita paikkakuntia. Paneeleina käytettiin Yingli green energyn 250Wp paneeleita, joista muodostettiin 10 kWp paneelisto etelään ja 10 kWp paneelisto jaettuna lounaan ja kaakon kesken. Asennuskulmana käytettiin 30 asteen kulmaa.

Itse ohjelman käyttäminen on helppoa. Lähtötietojen jälkeen syötetään paneelien tiedot, määrä ja kulmat, jonka jälkeen voi halutessaan käyttää automaattista invertterin mitoitus. Tässä tapauksessa automaattiseksi valinnaksi tuli 9 kW 3-vaiheinen invertteri kahdella MPPT-trackerillä. Lisäksi mitoitus tehtiin 8 kW ja 10 kW inverttereillä. Ohjelma mitoittaa eri MPPT-trackereille erimäärät paneeleita siten, että maksimi jännite ei nouse liian suureksi, todennäköisesti tämä johtuu invertterin hyötysuhteen optimoinnista. Kuvassa 3.14 on esitetty mitoitusohjelmiston antamat tärkeimmät tulokset.

Diagram	PV system	Grid connection	Performance						
Export				Annual energy yield	Spec. energy yield	Performance ratio	Energy usability factor	Inverter efficiency	Line losses (in % of PV energy)
✓	Dippatyö			29,881.80 kWh	996 kWh/kWp	86.2 %	99.8 %	97.3 %	---
✓	Subproject 1			29,881.80 kWh	996 kWh/kWp	86.2 %	99.8 %	97.3 %	---
✓	1 x STP 9000TL-20 PV system section 1			9,976.10 kWh	998 kWh/kWp	86.3 %	100 %	97.3 %	---
✓	1 x STP 10000TL-20 PV system section 2			9,986.70 kWh	999 kWh/kWp	86.4 %	100 %	97.4 %	---
✓	1 x STP 8000TL-20 PV system section 3			9,919.00 kWh	992 kWh/kWp	85.8 %	99.3 %	97.4 %	---

Kuva 3.14 SMA mitoitusohjelman tärkeimmät tulokset etelään päin asennetulle järjestelmälle.

Kuvasta 3.14 huomataan, että 10 kW ja 9 kW invertterillä saadaan kaikki energia talteen, mutta 8 kW invertterillä menetetään 0,7%. Invertterin hyötysuhteista ei voi tämän mitoituksen perusteella sanoa mitään. Taulukkoon 3.2 on koottu edellisten invertterien hinnat saksalaisesta verkkokaupasta (Photovoltaikshop) ja tuotannot.

Taulukko 3.2 Etelään päin asennetun järjestelmän tuotannot, invertterin- ja paneelien hinnat ja sähkön tuotantokustannus.

Teho [kW]	Hinta [€]	Invertterin hinta [€/kW]	Paneelit [€]	Tuotanto [kWh]	Energian erotus 1:1 mitoitukseen [kWh]	Sähkön hinta vuoden aikana [€/kWh]
8	2088,0	261,0	8100,0	9919,0	67,7	1,02
9	2209,0	245,4	8100,0	9976,1	10,6	1,03
10	2389,0	238,9	8100,0	9986,7	-	1,05

Taulukosta 3.2 huomataan, että 8kW invertteri muodostuu halvimmaksi sähkön tuotannonkustannuksien avulla käsiteltynä. Huomattavaa on, että mitoitushjelman automaattinen valinta ei ole tuotantokustannusten kannalta optimaalisin vaihtoehto. Sähkön hinta vuoden aikana käsittää vain paneelit ja invertterin kustannukset, sillä kiinnikkeet ja työt voidaan olettaa olevan samanhintaisia kaikissa tapauksissa.

Alla on tehty sama mitoitus jaetulle järjestelmälle. Jaetussa järjestelmässä tuotantojen huiput osuvat eri ajanjaksolle. Tällöin aurinkopaneeleja voidaan kytkeä yhteen invertteriin enemmän, sillä invertterin nimellistehoa ei saavuteta niin usein. Tässä täytyy huomioida, että invertterissä on vähintään 2 MPPT-trackeriä, sillä muuten aurinkopaneelien tuotanto ei ole optimaalista johtuen eri paneelistoille eri aikaan osuvista huipputehoista.

Diagram	PV system	Grid connection	Performance
Export			
	Annual energy yield	Spec. energy yield	Performance ratio
	Energy usability factor	Inverter efficiency	Line losses (in % of PV energy)
▼	✓ Dippatyö	28,153.00 kWh	938 kWh/kWp
▼	✓ Subproject 1	28,153.00 kWh	938 kWh/kWp
✓	1 x STP 8000TL-20 PV system section 1	9,412.60 kWh	941 kWh/kWp
✓	1 x STP 7000TL-20 PV system section 2	9,327.60 kWh	933 kWh/kWp
✓	1 x STP 9000TL-20 PV system section 3	9,412.80 kWh	941 kWh/kWp

Kuva 3.15 SMA mitoitushjelman tärkeimmät tulokset jaetulle järjestelmälle, jossa on 5 kWp aurinkopaneeleja 45 astetta etelästä itään ja 5 kWp aurinkopaneeleja 45 astetta etelästä länteen 40 asteen asennuskulmalla.

Mitoitushjelma antoi automaattiseksi mitoitukseksi 8 kW invertterin, tämä on 1 kW pienempi, kuin 10 kWp suoraan etelään mitoituksessa. Vuosituotannot ovat noin $60 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$ pienemmät kuin suoraan etelään asennetussa järjestelmässä. Automaattinen mitoitus jättää

0,1% energiasta hyödyntämättä. Huomattavaa on myös se, että pienimmän invertterin vuosihyötysuhde olisi 0,1% parempi kuin muiden. Taulukossa 3.3 on koottu kuvassa 3.15 olleiden inverttereiden ja paneelien hinnat ja järjestelmän tuotannot.

Taulukko 3.3 Etelään päin asennetun järjestelmän tuotannot, invertterin ja paneelien hinnat ja sähkön tuotantokustannus


Teho [kW]	Hinta [€]	Invertterin hinta [€/kW]	Paneelit [€]	Tuotanto [kWh]	Energian erotus 1:1 mitoitukseen [kWh]	Sähkön hinta vuoden aikana [€/kWh]
7	1968,0	281,1	8100,0	9327,6	85,2	1,07
8	2088,0	261,0	8100,0	9412,6	0,2	1,08
9	2209,0	245,4	8100,0	9412,8	-	1,09

Taulukosta 3.3 nähdään, että ohjelman suorittaman mitoituksen valitsema 8 kW:n invertteri ei ole taloudellisin vaihtoehto tuotantokustannusten kannalta, vaan taloudellisimmaksi vaihtoehdoksi näillä hinnoilla muodostuu 7 kW invertteri. Ohjelma ottaa huomioon invertterin leikkaaman energian, sillä tuotanto pienenee vähän invertterin tehoa pienennettäessä.

Ohjelman tekemä simulointi on lähellä todellisuutta, sillä tuotanto per paneeliteho on noin $950 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$, mikä on hieman yläkanttiin arvioitu, mutta ei paljoa verrattuna mitattuihin energioihin yleensä aurinkosähkövoimalaitoksista. Ohjelmalla simuloitiin myös samat järjestelmät kuin omalla Excel-ohjelmalla 10 kW invertterillä. Kun 10 kW invertterille laitettiin 16 kWp paneeleita 30 asteen kulmalla etelään leikkasi invertteri 1. vuonna 5,8 % kokonaisenergiasta ja tuotanto per paneeli teho oli $940 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$. Lounaan ja kaakon kesken jaetulle järjestelmälle, mikä sisälsi 9 kWp paneeleita kaakkoon ja lounaaseen 30 asteen kulmassa. Ohjelma antaa tuotannoksi $878 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$ ja leikatuksi energiaksi 1. vuonna 6,5 %.

3.8.2 Fronius mitoitushjelmisto

Fronius on itävaltalainen yritys, joka valmistaa hitsauslaitteita, aurinkosähköinverttereitä, akkuja ja niiden elektroniikkaa. Froniuksen mitoitushjelma kysyy sijainnin, vuoden energian kulutuksen, aurinkopaneelin mallin, lämpötilojen raja-arvot, invertterin ja tehosuhteen. Tehosuhteella tarkoitetaan paneelien tehon suhdetta invertterin tehoon. Esimerkiksi 150 % tehosuhteella 10 kW invertterillä on 15 kWp paneeleja. Kuvassa 3.15 on esitetty mitoitushjelman käyttöliittymää.

SOLAR.CONFIGURATOR 1.0.1635.1 

Cancel Create report English

Project

Country: Finland Project name: Dippatyö
 Annual power consumption*: 20000 kWh Usage pattern: Family

Solar module

Favourites: Please choose Inverter series: Symo
 Source: All Inverter type: Symo 5.0-3-M
 Manufacturer*: Yingli Green Energy Ho Min. power ratio*: 100%
 Type*: YL 250 P-29b Max. power ratio*: 120%
 Min. module temperature*: -10°C Storage: Please choose
 Max. module temperature*: 60°C

Result

#Module Power	21 5.25 kWp LV= 103 %	22 5.50 kWp LV= 108 %	23 5.75 kWp LV= 113 %	24 6.00 kWp LV= 117 %
#Str x #Module #Str x #Module	A/B 1x21	A/B 1x22	A/B 1x23	A 1x18 B 1x6
#Str x #Module #Str x #Module	A 1x15 B 1x6	A 1x16 B 1x6	A 1x17 B 1x6	A 1x17 B 1x7
#Str x #Module #Str x #Module	A 1x14 B 1x7	A 1x15 B 1x7	A 1x16 B 1x7	A 1x16 B 1x8
#Str x #Module #Str x #Module	A 1x13 B 1x8	A 1x14 B 1x8	A 1x15 B 1x8	A 1x15 B 1x9
#Str x #Module #Str x #Module	A 1x12 B 1x9	A 1x13 B 1x9	A 1x14 B 1x9	A 1x14 B 1x10

Kuva 3.15 Fronius mitoitusohjelman käyttöliittymä.

Ohjelma kertoo paneelien mahdolliset ketjutusmahdollisuudet, eli montako paneelia voidaan laittaa invertterin DC-tuloihin. Jännite- ja virtarajat huomioiden.

3.8.3 Homer

Homer on ohjelmisto, joka on kehitetty mikroverkkojen simulointiin. Ohjelmalla voidaan simuloida esimerkiksi erilaisia aurinkosähköjärjestelmiä. Ohjelma käyttää simuloinnissa NASA:n säteily havaintoja. Homer ei ota varjostuksia huomioon. Ohjelmassa on mahdollista säätää simulointiaikaa, mutta simulointi suoritettiin tunnin aikaskaalalla. (Homer energy)

Homerilla simuloitiin 51,5 kWp järjestelmän, eli tutkimuksessa olleen LUT:in katolla sijaitsevan voimalan tuotantoa erikokoisilla inverttereillä. Tulokset on koottu taulukkoihin 3.4 ja 3.5.

Taulukko 3.4 Homer-ohjelmistolla simuloitu tuotanto LUT:in katolla sijaitsevalle 51,5 kWp voimalaitokselle.

Invertterin teho [kW]	Energia suhteellinen simuloitu [%]	Energia mitatusta tuotannosta laskennallisesti leikattu [%]
25,0	94,4	87,8
30,0	98,1	93,9
35,0	99,7	97,8
40,0	100,0	99,6
45,0	100,0	100,0
50,0	100,0	100,0
51,5	100,0	100,0

Taulukon tulokset ovat osittain linjassa mitatusta datasta muodostettuihin arvoihin. Kauttaaltaan simulointi antaisi liian pieniä arvoja leikatulle energialle. Taulukossa 3.5 on esitetty simuloitua ja mitattua vuosittaisia energioita.

Taulukko 3.5 Homer-ohjelmistolla simuloitua ja vuosittaisia energioita LUT:in 51,5 kWp kattovoimalaitokselle.

Invertterin teho [kW]	Energia simuloitu [kWh]	Leikattu energia simuloinnissa [kWh]	Energia mitatusta tuotannosta laskennallisesti leikattu [kWh]	Energia todellisuudessa tuotettu [kWh]
25,0	44064,0	2637,5	33682,6	33682,6
30,0	45823,1	878,4	36016,8	36016,8
35,0	46546,7	154,8	37493,3	37493,3
40,0	46698,5	3,0	38174,4	38174,4
45,0	46701,5	0,0	38341,6	38341,6
50,0	46701,5	0,0	38342,0	38343,8
51,5	46701,5	0,0	38345,8	38345,7

Taulukosta nähdään, että Homer antaa liian optimistisen arvion vuoden tuotannosta syynä on osittain LUT:in paneelien kokemat varjostukset. Syynä tähän voi olla se, että Homer antaa tuotantoa myös talvikuukausille, jolloin tuotanto on todellisuudessa ollut 0. Lisäksi aurinkopaneelit ovat olleet mittaustulosten aikana käytössä 3 vuotta, joten tuotanto on pienentynyt alkuperäisestä. Homerin simuloinnin mukaan voimalaitoksen tuotanto olisi $\frac{906 \text{ kWh}}{\text{kWp,a}}$, vaikka todellisuudessa tuotanto on ollut $\frac{744 \text{ kWh}}{\text{kWp,a}}$. Homerin tulosten perusteella voidaan sanoa, että Homer ottaa huomioon invertterin leikkaavan energian, sillä esimerkiksi ero

40 kW ja 51,5 kW inverttereillä ei ole kovin suuri. Leikattu energia on suhteellisesti linjassa mitatun datan kanssa.

3.8.4 Oma Excel ohjelma

Työssä tehtiin myös oma Excel-pohjainen laskentaohjelma aurinkoenergian tuotannon simulointiin. Ohjelman käyttämistä varten tarvitaan tietää paneeliston sijainti ja kulmat ja invertterin teho. Ohjelma antaa tuloksena ohjeen lisätä tai vähentää paneeleita tietyn kokoiselle invertterille. Tulos perustuu käyttäjän ilmoittamiin hintoihin eri komponenteille. Ohjelma ottaa laskennassa huomioon invertterin hyötysuhteen muutokset osakuormilla, kuvan 3.5 mukaisesti. Lisäksi ohjelma huomioi aurinkopaneelien lämpenemisen, lämpenemisen malli on otettu kappaleen 2.2 tuloksista. Ulkolämpötilana käytetään kuukauden keskimääräistä huippulämpötilaa, sillä oletuksena lämpötila on korkeimmillaan, kun aurinko paistaa. Laskennan alkutietoina käytetään vuoden 2015 säteilytietoja Jyväskylältä. Ohjelma huomioi suoran- ja epäsuoran säteilyn. Ohjelmassa hyödynnetään tässä työssä esille tuotuja tuloksia muun muassa tunti- ja sekuntidatan eroissa leikatuissa energioissa ja hetkellisissä piikeissä. Ohjelma ei ota huomioon mahdollisia varjostuksia. Tuloksia on esitetty investointilaskelmat osiossa.

3.9 Yhteenveto mitoituksista

Invertterin alimitoituksella, tai vaihtoehtoisesti paneeliston ylimitoituksella saadaan tuotettua suurempi määrä energiaa suhteessa invertterin nimellistehoon, eli pidennetään invertterin huipunkäyttöaikaa. Lisäksi pienemmät paneeliston tuottamat tehot saadaan hyödynnettyä korkeamman hyötysuhteen avulla paremmin. Alimitoittamisella ei ole suurta vaikutusta vuoden tuotantoon kuvan 3.9 mukaan, kunhan invertterin teho on vähintään 60 % paneeliston tehosta tämän tutkimuksen mukaan. Riippuen paneelien suuntauksesta ja mikäli paneelit suunnataan kahteen erisuuntaan, voidaan paneeliston kokonaistehoa kasvattaa edelleen. Tai optimoimalla tuotantoa sijoittamalla paneelit 45 asteen kulmaan voidaan samalle invertterille sijoittaa vähemmän paneeleita.

Alimitoituksella saadaan myös rajoitettua tehokkaasti sähköjakeluverkkoihin syötettävää huipputehoa. Tulevaisuudessa tehoerusteisten siirtotariffien yleistyessä aurinkosähköjärjestelmän invertterin teholla voi olla merkitystä, ellei ylimääräistä tehoa kyetä käyttämään

kiinteistössä tai varastoimaan. Alimitoittaessa on huomioitava tuotannon muuttuminen sekuntitasolla, sillä suurin osa ohjelmista antaa tuotannon tuntitasolla. Tällöin mitoituksessa voi tulla virhettä, ja todellisuudessa menetetään enemmän energiaa, kuin suunnitellessa oli laskettu.

4. INVESTOINTILASKELMAT

Järjestelmän käyttäytymisen perusteella voidaan laskea kannattaako invertterille asentaa enemmän aurinkopaneeleja kuin invertterin nimellisteho. Kuten edellä on mainittu, kasvat-
taa paneelien lisäys invertterin huipunkäyttöaika ja samalla tuotetun sähkön yksikköhinta laskee. Taulukossa 4.2 on esitetty TS Sähkötekniikalta saadut komponenttien kustannukset erikokoisissa aurinkosähköjärjestelmissä ja taulukossa 4.1 on esitetty suomen keskiarvot paneelijärjestelmien hinnoista (Ahola 2015).

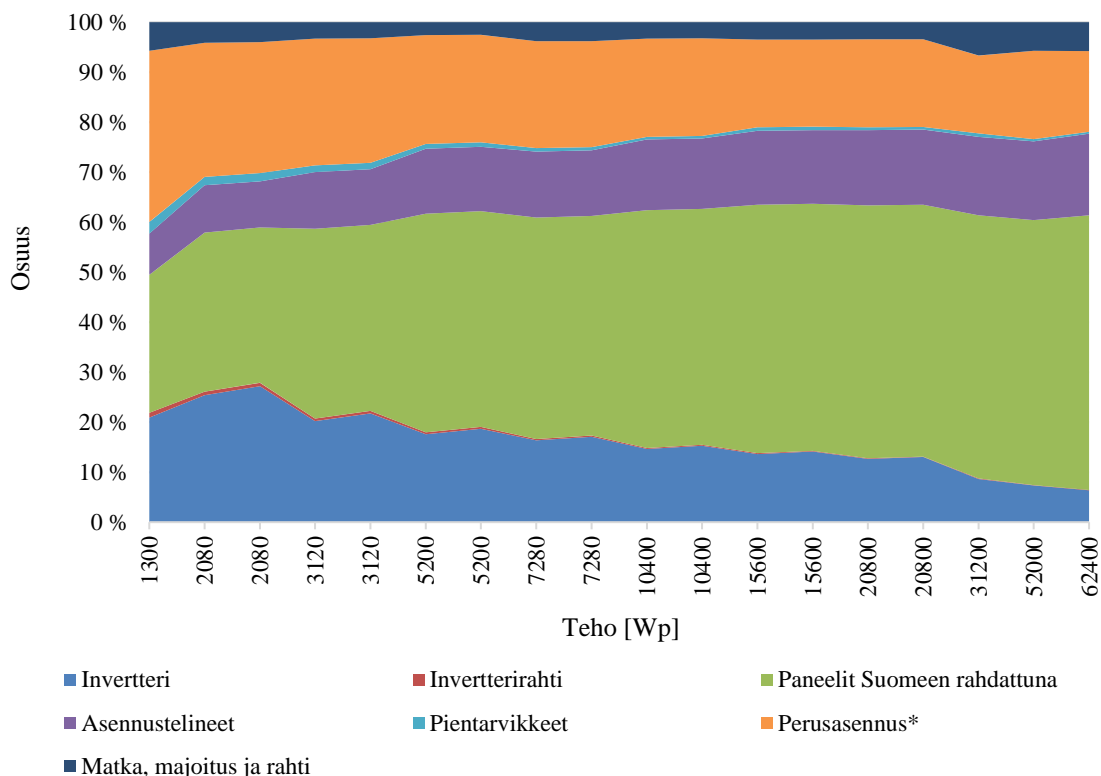
Taulukko 4.1 Suomen keskiarvot aurinkosähköjärjestelmän kustannuksille koko alle 10 kW. Hinnat ilman arvonlisävero. (Ahola 2015)

Laite	Keskiarvo [€/Wp]	Matalin [€/Wp]	Korkein [€/Wp]
Paneeli	0,65	0,60	0,70
Invertteri	0,20	0,18	0,20
Muut (kiinnik- keet, johdotus)	0,19	0,13	0,27
Voitto	0,20	0,17	0,24
Asennuskulut	0,29	0,24	0,42
Yhteensä	1,63	1,32	1,83

Taulukko 4.2 TS sähkötekniikalta saadut kustannukset eri komponenteille aurinkosähköjärjestelmässä.

	3,12 kWp	5,2 kWp	10,4 kWp
Asennustyö	20 %	19 %	17 %
Invertteri	25 %	18 %	12 %
Paneelit	42 %	50 %	57 %
Paneelien telineet	10 %	11 %	12 %
Asennustarvikkeet	3 %	2 %	2 %

Taulukoiden perusteella voidaan sanoa, että mitä isommasta järjestelmästä on kyse, sitä suu-
rempi osa investoinnista kuluu paneelien kustannuksiin. Sama on myös nähtävissä Etelä-
Savon Energialta saaduista tiedoista laaditusta kuvasta 4.1.



Kuva 4.1 Etelä-Savon Energialta saatu kuva aurinkovoimalan kustannusjakaumasta.

Kuvasta 4.1 on havaittavissa, että järjestelmän koon kasvaessa paneelien osuus investoinnista kasvaa suuremmaksi ja invertterin osuus putoaa jopa alle 5 % kokonaiskustannuksista. Tällöin paneelien lisäämisellä invertterille ei saavuteta suurta hyötyä. Asennuksen osuus pienenee myös koon kasvaessa. Kiinnikkeiden suhteellinen osuus seuraa paneelien kustannuksen osuutta. Invertterin osuus investoinnista laskee tasaisesti laitoksen koon kasvaessa. Pienillä laitoksilla osuus on jopa 30 %, suuremmilla osuus pienenee alle 10 % osuuteen.

Taulukoiden 4.1, 4.2 ja kuvan 4.1 perusteella invertterin alimitoittamisella saadaan suurimmat hyödyt järjestelmän hinnan osalta pienempien aurinkosähköjärjestelmien osalta, siksi työssä keskityttiin pieniin kotitalousluokan laitteistoihin, nimellisteholtaan alle 10 kW.

TS-sähkötekniikan järjestelmän koosta voidaan päätellä, että kyseessä on 260 Wp aurinkopaneelit, jos esimerkiksi 5,2 kWp järjestelmään lisätään 10 % lisää paneelitehoa tarkoittaa tämä kahden 260 Wp paneelin lisäämistä järjestelmään. Jos oletetaan paneelien lisäyksen maksavan saman verran suhteessa tehoon kuin alkuperäinen määrä paneeleita, saadaan järjestelmän suhteelliseksi hinnaksi telineet ja asennustyö huomioituna 108 % suhteutettuna alkuperäiseen hintaan. Mikäli tuotanto käyttäytyy samoin kuin kuvassa 3.9, niin paneelien

lisäys on kannattavaa, sillä hinnan kasvaessa 8 % kasvaa tuotanto 10 %. Tätä kasvattamista ei voida kuitenkaan jatkaa loputtomiin, vaan invertterin nimellisteho tulee jossain kohtaa vastaan. Excel ohjelma kehitettiin tämän rajan etsimiseen. Laskelmat on tehty seuraavin lähtötiedoin: invertterin hinta 2000 € 10 kW invertteri, 1500€ 6 kW invertteri, 1000€ 3 kW invertteri, muut kiinteät kulut 1500 €, paneelitehon hintana on käytetty $1000 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$. Hintaan on päädytty taulukon 4.1 hintojen perusteella lisäämällä paneelien hintaan kiinnikkeet ja suurin osa asennuskustannuksista, sillä asennusajasta suurin osa kuluu paneelien kiinnittämiseen ja johdotukseen. Paneelitehon kasvattamisessa tai vähentämisessä ei huomioida paneelin suhteellisen hinnan muuttumista järjestelmän koon kasvaessa, sillä järjestelmän nimellisteho ei kasva. Edellä mainituilla hinnoilla muodostuu taulukossa 4.3 kustannusjakauma.

Taulukko 4.3 Simuloinnissa käytettävien järjestelmien kustannusjakauma.

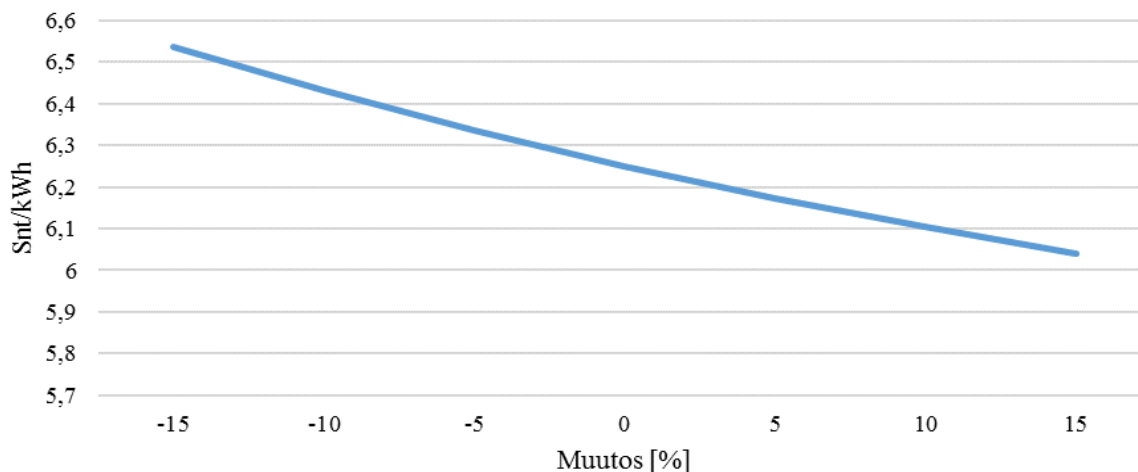
Paneeliston teho	Invertterin teho	Invertteri [%]	Paneelit [%]	Muut kiinteät kulut [%]
3 kW	3 kW	18,18	54,55	27,27
6,25 kW	3 kW	11,43	71,43	17,14
6,5 kW	3 kW	11,11	72,22	16,67
6 kW	6 kW	16,67	66,67	16,67
11 kW	6 kW	10,71	78,57	10,71
11,5 kW	6 kW	10,34	79,31	10,34
10 kW	10 kW	14,81	74,07	11,11
16 kW	10 kW	10,26	82,05	7,69
18 kW	10 kW	9,30	83,72	6,98
27 kW	10 kW	6,56	88,52	4,92
30 kW	10 kW	5,97	89,55	4,48

Taulukosta nähdään, että jakauma on osittain samalainen Etelä-Savon Energialta saadun kuvaajan kanssa. Pienemmissä järjestelmissä invertterin ja muiden kiinteiden kulujen osuus on merkitsevä. Invertterin osuus investoinnista pienenee, kun järjestelmään lisätään paneeleita lisää. 30 kWp julkisivuille asennettavissa järjestelmissä paneelien osuus hinnasta on jo lähellä 90 %. Julkisivuasennus on kuitenkin todennäköisesti katolle asennettavaa järjestelmää kalliimpi toteuttaa, jota ei ole laskelmissa huomioitu.

4.1 10 kW invertteri

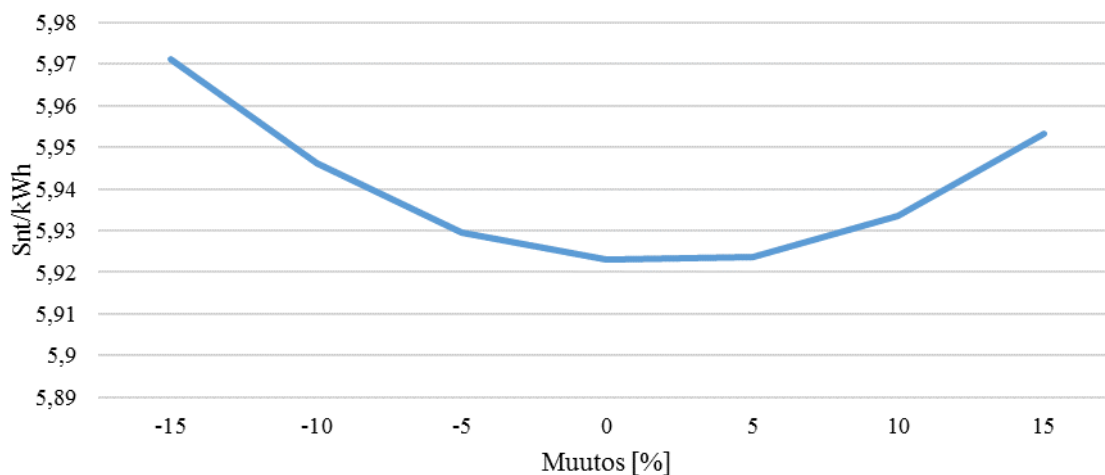
Kuvissa 4.2 ja 4.3 on esitetty 10 kW invertterille erilaisilla paneelitehoilla muodostuvia tuloja. 10 kW invertteri on suhteellisen isokokoinen, kun puhutaan kotitalouskoosta. 10 kW

invertteri voisi olla esimerkiksi maatilalla tai kerrostalossa mikäli paneelit asennettaisiin seinille, sillä kotitalouksien katot voivat olla liian pieniä näin suurelle määrälle paneeleita. Esimerkiksi 10 kW paneeleita vaatii tilaa noin 70 m², jos käytetään 260 Wp paneeleita. Kuvassa 4.2 on esitetty 10 kWp paneeleita 30 asteen kulmalla etelään 10 kW invertterillä.



Kuva 4.2 10 kW invertteri ja 10 kWp paneeleita suoraan etelään 30 asteen kulmassa.

Kuvasta 4.2 nähdään, että paneelitehoa lisäämällä saadaan tuotantokustannuksia pienennettyä. Tällä yhdistelmällä invertterin huipunkäyttöaika 1. vuonna on 968 tuntia, tuotanto paneelitehoa kohden on $968 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$, tuotetun sähkön hinnaksi muodostuu $6,25 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$. Invertteri ei leikkaa energiaa ollenkaan. Kuvassa 4.3 on esitetty tuotantokustannukset optimitilanteessa edellä mainituilla lähtöarvoilla.



Kuva 4.3 10 kW invertteri ja 16 kWp paneeleita suoraan etelään 30 asteen kulmassa.

Kuvasta 4.3 nähdään, että tuotantokustannus on laskenut arvoon $5,92 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$. Invertterin huipunkäyttöaika on kasvanut 1478 tuntiin ja invertterin leikkaama energia 1. vuonna on 7,3 % kokonaisenergiasta, eli 1075 kWh, tuotanto paneelitehoa kohden on 1. vuonna $891 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}$. Huomattavaa on kuitenkin, että koko 25 vuoden tarkastelujaksolla invertteri leikkaa 5,1 % kokonaisenergiasta sillä oletuksella, että laskennassa käytetty vuosi edustaa keskiarvoa. Invertterin ja paneelitehon väliseksi suhteeksi muodostuu siis 1,6

Mikäli paneelit jaettaisiin kaakon ja lounaan kesken saataisiin invertterin huipunkäyttöajaksi optimaalisella 18kWp paneelistolla 1557 tuntia ja invertterin leikkaamaksi energiaksi 1. vuonna 9,2 % ja koko 25 vuoden ajalta 7,2%. Tuotantokustannus olisi $6,37 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$. Tuotanto ajoittuu kuitenkin laajemmalle ajalle, joten suurempi osa sähköstä saadaan kulutettua itse. Lisäksi invertterin huipunkäyttöaika kasvaa. Invertterin ja paneelitehon väliseksi suhteeksi muodostuu siis 1,8.

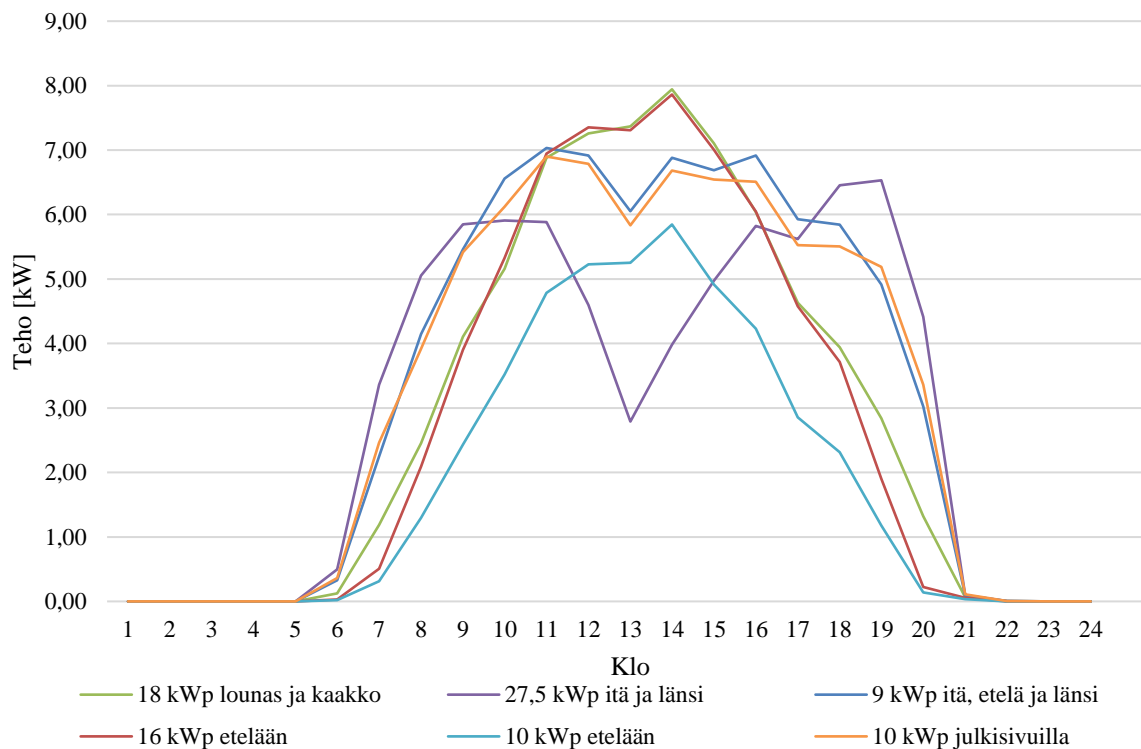
Täydellinen itä-länsi asennus esimerkiksi rakennuksen julkisivussa sisältäisi 15 kW paneeleita sekä itään, että länteen. Tällöin invertterin huipunkäyttöaika olisi 1711 tuntia, invertteri leikkaisi 1. vuonna 3 % kokonaisenergiasta, eli 513 kWh. Tuotantokustannus olisi $7,64 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$. Invertterin ja paneelitehon väliseksi suhteeksi muodostuu siis 3. Tuotantokustannus nousee, sillä itä-länsi asennus ei ole optimaalinen säteilyn kannalta. Energiaa kuitenkin tuotetaan huomattavasti laajemmalla ajalla, kuin suoraan etelän sijoitetuilla paneeleilla.

Paras sijoitussuunta paneeleille riippuu asiakkaan sähkönkulutuksen ajoittumisesta. Kotitalouksilla kuormat ovat suurempia aamulla ja illalla, kun kotona oleskellaan. Yrityksillä ja kauppoilla kulutus taas ajoittuu keskipäivälle, joten etelään päin sijoitettu järjestelmä on kannattavin. Taulukossa 4.4 on esitetty taulukon 4.3 10 kW invertterin nimellistehon ja optimitehojen keskeisimmät luvut.

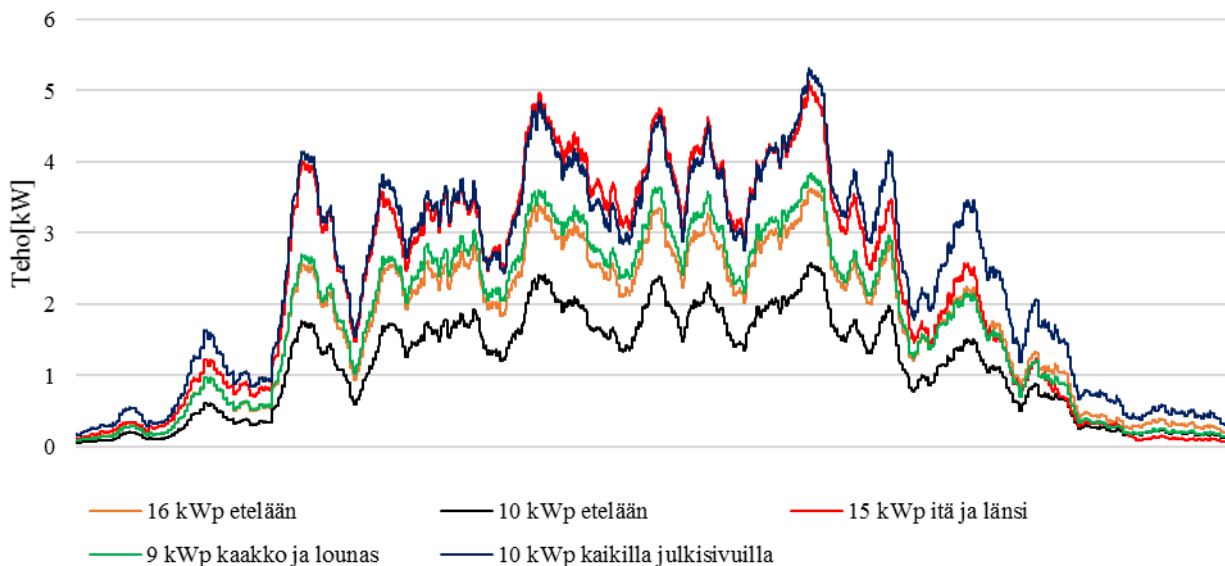
Taulukko 4.4 Simuloidut 10 kW invertterin tuotannot erilaisilla paneelistoilla.

10 kW invertteri	Invertterin huipun- käyttöaika 1. vuonna [h]	Tuotettu energia 1. vuonna [kWh/kWp]	Leikattu energia 1. vuonna [kWh]	Leikattu energia 1. vuonna [%]	Tuotanto tarkastelu- ajanjaksona [kWh]	Leikattu energia 25 v aikana [kWh]	Leikattu energia 25 v aikana [%]	Tuotanto- kustannus ilman kor- koa [snt/kWh]	Teho- suhde
10 kWp etelään	968	968	0	0	215968	0	0	6,25	1,0
16 kWp etelään	1442	891	1076	7,28	325625	16732	5,14	5,99	1,6
9 kWp kaakko ja lounas	1505	820	1435	9,22	337300	24280	7,20	6,37	1,8
15 kWp itä ja länsi	1908	568	513	3,00	387678	4487	1,16	8,64	3,0
9 kWp itä ja länsi, 9 kWp etelä 30 astetta	2002	690	560	3,00	423886	4608	1,08	7,19	2,7
10 kWp itä, etelä ja länsi julkisi- vulla	2078	631	600	3,16	430385	5487	1,27	7,78	3,0

Taulukosta 4.4 nähdään, että tuotantokustannuksiltaan halvinta on sijoittaa 16 kWp paneeleita etelään. Eri ilmansuuntiin jaetut järjestelmät leikkaavat koko pitoajalta suhteessa vähemmän energiaa kuin suoraan etelään sijoitettu järjestelmä. Täydellinen itä-länsi asennus julkisivuilla on kaikista kallein tapa tuottaa sähköä. Huomattavasti kannattavampaa on sijoittaa paneeleita vähemmän itä- ja länsi julkisivuille ja lisätä niitä eteläseinälle tai vaihtoehtoisesti katolle. Tämä edellyttää, että invertterissä on 3 MPPT:tä. Huomattavaa on myös, että mikäli paneelit sijoitetaan julkisivuille kannattaa kaikki paneelit sijoittaa yhdelle invertterille, sillä julkisivuilla paneelien tuotanto on huomattavasti pienempää kuvan 3.13 mukaan, kuin etelään optimaalisessa kulmassa. Eri paneelitojen huipputehot ajoittuvat täysin eri kellonajoille vuorokauden aikana, joten invertteri ei koe kerrallaan kuin yhden paneeliston huipputehon ja samalla muiden paneelitojen hajasäteilystä tuottaman tehon. Mikäli esimerkiksi taulukon 4.4 viimeiselle järjestelmälle asennettaisiin oma invertteri jokaiselle paneelitoille, ja paneeleita sijoitettaisiin nimellistehon verran joka suuntaan kasvaisi tuotantokustannus $7,78 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$ arvosta $8,71 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$ arvoon. Kuvassa 4.4 on esitetty erilaisten järjestelmien tyyppituotannot simuloituna vuoden 2015 säteilytiedoilla, ja kuvassa 4.5 samojen järjestelmien tuotannon viikkokeskiarvot.



Kuva 4.4 Erilaisten aurinkopaneelijärjestelmien tyypittuotannot. Data otettu keskiarvona kesäkuun ja heinäkuun viikoilta.



Kuva 4.5 Erilaisten aurinkopaneelijärjestelmien tuotannon simuloitunut viikkokeskiarvot 10 kW invertterillä.

Kuvasta 4.5 nähdään, että mitä enemmän invertteriin sijoitetaan paneeleja, sitä suurempi on viikkokeskiarvo. Myös itä ja länsi-asennusten parempi tuotanto verrattuna itä, länsi ja etelä-asennukseen keväällä ja syksyllä on nähtävissä kuvasta 4.5. Kuvasta 4.4 nähdään selvästi,

miten paneelien jakaminen selvästi eri ilman suuntiin laajentaa aikaa, jolloin sähköä tuotetaan. Kaakon ja lounaan kesken jakaminen laajenna tuotannon aikaa etelä asennukseen verrattuna kovinkaan paljoa. Julkisivuilla asennetuilla paneeleilla saadaan tuotettua energiaa läpi päivän.

Näin suuret ylimitoitukset voivat olla ongelma invertterin sisäänmenojen virrankestoisuuden kannalta, sillä paneelistojen maksimijännitteet ovat nykyään 1000 V. Taulukkoon 4.5 on koottu tässä kappaleessa simuloidut paneelistot froniuksen 10 kW 3-vaiheiseen invertteriin sijoitettuna, paneeleina on käytetty liitteen 2 250 Wp paneeleita. Invertterin sisäänmenojen virrankestoisuudet ovat 27 A ja 16,5 A.

Taulukko 4.5 Simuloitujen paneelistojen virta- ja jännitearvot.

Järjestelmä	Stringien koko ja määrä	U _{oc}	I _{pmax}	I _{sc}
10 kW etelään	2 kpl 20 sarjassa	760 V	20,3 A	18,15 A
16 kW etelään	2 kpl 20 sarjassa + 1 kpl 24 sarjassa	909 V	31,3 A	27,22 A
9 kWp kaakko ja lounas	2 kpl 18 sarjassa molempiin suuntiin	685 V	15,8 A & 16,8 A	18,1 A & 18,1 A
15 kWp itä ja länsi	3 kpl 20 sarjassa molempiin suuntiin	760 V	19,3 A & 21,2 A	27,2 A & 27,2 A
9 kWp itä ja länsi julkisivuilla, 9 kWp etelä 30 astetta	2 kpl 18 sarjassa jokaiseen suuntaan	685 V	12,9 A & 14,0 A & 17,6 A	18,1 A & 18,1 A & 18,1 A
10 kWp itä, etelä ja länsi julkisivuilla	2 kpl 20 sarjassa jokaisella julkisivulla	760 A	12,9 A & 14,0 A & 14,3 A	18,1 A & 18,1 A & 18,1 A

Taulukosta 4.5 nähdään, että etelään suunnatut järjestelmät eivät tuota ongelmia, sillä 16 kWp paneeleita on jaettava invertterin MPP trackerien välillä johtuen eri määrästä paneeleja ketjutettuna yhteen. 9 kWp kaakkoon ja lounaaseen asennettuna aiheuttaa mahdollisesti toisen sisäänmenon virtakestoisuuden ylittymisen, samoin kuten 15 kWp itä- ja länsijulkisivuille asennettuna. Julkisivuasennuksissa maksimitehon virta on pienempi, sillä paneelin kulma ei ole optimaalinen maksimitehoa ajatellen, ja paneelin tehon muutos johtuu suurimaksi osaksi virran muutoksesta ei jännitteen. Kolmeen suuntaan jaetut järjestelmät vaatisivat invertteriltä myös kolmannen MPPT:n. Oletuksella että kolmas MPPT olisi yhtä suuri, kuin pienempi, niin ongelmia virtakestoisuuden kohdalla ei olisi. Huomioitavaa on kuitenkin, että markkinoilla ei tällä hetkellä ole montaa invertteri mallia, jossa olisi kolme MPPT:tä. Mikäli paneeliketjujen maksimijännite saisi olla 1500 V DC laskisi paneeleilta tuleva virta, sillä paneeleita voitaisiin kytkeä sarjaan jopa 39 kappaletta, eli esimerkkilas-

kennassa 9750 Wp. Tämä mahdollistaisi kaikki simuloidut järjestelmät, jotka on esitetty taulukossa 4.4. Sillä 9 kWp muodostuisi jo pelkästään kytkemällä paneeleita sarjaan ja 15 kWp laittamalla 2 kappaletta 30 paneelin ketjuja sarjaan. 10 kWp julkisivuilla olisi myös mahdollista toteuttaa laittamalla 40 paneelia sarjaan, sillä julkisivuilla paneelien kokema suurin säteilyteho olisi korkeintaan $800 \frac{W}{m^2}$. Tällöin myös avoimen piirinjännite jää pienemmäksi kuvan 2.9 mukaisesti.

4.2 6 kW invertteri

6 kW invertteri voisi hyvin olla sijoitettuna kotitalouteen, sillä 6 kW paneelisto toteutettuna 260 Wp paneeleilla vie tilaa noin 40 m². Tämän verran tilaa löytyy helposti noin 100 m² omakotitalon katolta yhdeltä lappeelta. 6 kW invertterille ei ole simuloitu täydellisiä itä-länsi asennuksia. Taulukossa 4.6 on esitetty taulukon 4.3 6 kW invertterin nimellistehon ja optimithehojen keskeisimmät luvut.

Taulukko 4.6 Simuloidut 6 kW invertterin tuotannot erilaisilla paneelistoilla.

6 kW invertteri	Tuotettu energia 1. vuonna [kWh/kWp]	Leikattu energia 1. vuonna [kWh]	Leikattu energia 1. vuonna [%]	Tuotanto tarkastelu-ajanjaksona [kWh]	Leikattu energia 25 v aikana [kWh]	Leikattu energia 25 v aikana [%]	Tuotantokustannus ilman korkoa [snt/kWh]	Tehosuhte
6 kW etelään	958	0	0	125551	0	0	7,02	1,0
11 kW etelään	840	1292	13,28	212204	23139	10,91	6,60	1,8
11,5 kWp kaakko ja lounas	908	1047	10,70	209795	18209	8,50	6,80	1,9

Kuten 10 kW invertterillä myös 6 kW invertterillä halvin tuotantokustannus muodostuu yli mitoitetulle etelään sijoitetulle järjestelmälle. Ero etelään sijoitetun ja jaetun järjestelmän välillä on kuitenkin pienempi kuin 10 kW järjestelmällä. 6 kW ja 10 kW invertterien tulosten välillä huomataan, että optimaalisessa tilanteessa pienemmällä invertterillä leikataan enemmän energiaa. Tämä johtuu kiinteiden kulujen suuremmasta osuudesta verrattuna 10 kW järjestelmään. Tästä johtuen myös optimaalisissa tilanteissa tehosuhte on suurempi kuin 10 kW järjestelmässä.

4.3 3 kW invertteri

3 kW invertteri edustaa pientä omakotitaloluokan invertteriä. Esimerkiksi 5 kWp paneeleita toteutettuna 260 Wp paneeleilla vie tilaa noin 34 m². Tämän verran tilaa löytyy jo pienimpienkin omakotitalojen katolta. Lisäksi pienempi oma tuotanto saadaan paremmin kulutettua kiinteistössä, jolloin saadaan korvattua suhteessa eniten kalliimpaa ostosähköä. Tällöin järjestelmästä saadaan suurin hyöty. Taulukossa 4.7 on esitetty taulukon 4.3 3 kW invertterin nimellistehon ja optimitehojen keskeisimmät luvut.

Taulukko 4.7 Simuloidut 3 kW invertterin tuotannot erilaisilla paneelistoilla.

3 kW invertteri	Tuotettu energia 1. vuonna [kWh/kWp]	Leikattu energia 1. vuonna [kWh]	Leikattu energia 1. vuonna [%]	Tuotanto tarkastelu-ajanjaksona [kWh]	Leikattu energia 25 v aikana [kWh]	Leikattu energia 25 v aikana [%]	Tuotantokustannus ilman korkoa [snt/kWh]	Tehosuhte
3 kW etelään	938	0	0	62862	0	0	8,75	1,00
6,25 kW etelään	792	1013	16,99	114492	18611	16,26	7,64	2,08
6,5 kW kaakko ja lounas	766	865	17,69	113439	15482	13,46	7,83	2,17

Kustannuksiltaan halvinta on sijoittaa 6,25 kWp paneeleita suoraan etelään. Kuitenkin ero kaakon ja lounaan kesken jaettuun järjestelmään on niin pieni, että todennäköisesti kannattaisi investoida jaettuun järjestelmään, sillä sähkön omakäyttöaste kasvaisi merkittävästi, aamu- ja iltatuotantojen kasvaessa. Sillä kotitalouksien kulutus laskee päivällä huomattavasti ihmisten ollessa töissä. Kuten 6 kW ja 10 kW vertailussa samat erot ovat havaittavissa myös 6 kW ja 3 kW inverttereiden välillä. Tehosuhte on kasvanut entisestään ja tuotetun sähkön hinta on kasvanut myös.

4.4 Yhteenveto investointilaskelmista

Ylimoittaessa paneelistoa täytyy huomioida invertterin DC-sisäänmenojen virtarajat, ja järjestelmän maksimi avoimen piirin jännite. Työssä esitetyt esimerkkimitoitukset eivät ole mahdollisia kaikilla markkinoilla olevilla inverttereillä. Esimerkiksi 3 MPPT:n pieniä 10 kW inverttereitä ei ole tarjolla jokaisella valmistajalla.

Simuloinneista huomataan, että mitä pienempitehoisesta järjestelmästä on kyse, sitä enemmän invertteri kannattaa alimitoitaa. Tämä johtuu investointilaskelmissa tehdyistä oletuksista, että investoinnin kiinteät osat pysyvät aina vakiona paneelitehosta riippumatta. Toisaalta voidaan ajatella, että mikäli lähdetään asentamaan paneeleita johonkin kohteeseen, esimerkiksi lisäämällä 3 kWp järjestelmään toiset 3 kWp paneeleita ei työtä tule muuten lisää kuin paneelien lisäämisestä, joten oletus pitää paikkansa pienemmissä järjestelmissä. Järjestelmien tehosuhte olisi näiden tulosten perusteella optimitilanteessa jopa yli kahden.

5. YHTEENVETO JA JOHTOPÄÄTÖKSET

Työn tarkoituksena oli selvittää optimaalinen invertterin ja aurinkopaneeliston suhteellinen teho. Optimoimalla paneeliston ja invertterin keskinäinen teho saadaan myös optimoitua sähköntuotantokustannus. Tuotantokustannuksen pienentyminen mahdollistaa paremman kilpailun aurinkosähköllä. Tämän ansiosta aurinkosähkö muuttuu entistä enemmän kilpailukykyiseksi ratkaisuksi. Optimoidessa täytyy aina kuitenkin muistaa ympäristön rajoitukset muun muassa paneeleille varatun tilan ja katon tai seinien ilmasuunnan osalta. Invertterin toiminnassa täytyy muistaa, että ylimitoittaessa paneelistoa invertteri ”leikkaa” vain invertterin nimellistehon ylittävän tehon, ei koko tuotantoa. Tämän takia invertteri ei myöskään voi ajautua ylikuormaan, joten invertterin virrankestoisuus ei muodostu ongelmaksi. Invertteri käy kuitenkin suuremman osan ajastaan suuremmalla teholla, mikäli paneelisto on ylimitoitettu. Huomionarvoista on myös se, että kesällä aurinkoisina päivinä, jolloin saadaan suurimmat tuotannot paneelit käyvät jopa 25 – 30 astetta kuumempina kuin STC-olosuhteissa ilmoitettu nimellisteho. Jo tämä laskee tehoa noin 10 %. Tämä tehon lasku tapahtuu juuri suurimman säteilytehon aikana, joten huipputehot leikkaantuvat jo DC-puolella pois. Lisäksi STC-olosuhteissa säteilyn intensiteetti on $1000 \frac{W}{m^2}$, mikä on todellisuudessa hyvin korkea säteilyn intensiteetti, jota ei saavuteta Suomessa montaa kertaa vuodessa ilmatieteenlaitoksen mittauksien perusteella.

Suurimmat hyödyt invertterin alimitoittamisesta saadaan pienissä kotitalouskokoluokan järjestelmissä. Suuremmissa järjestelmissä paneelien osuus investoinnista kasvaa niin suureksi, että invertterin huipunkäyttöajalla ei ole suurta merkitystä tuotannon kannalta, vaan merkittäväksi muodostuu optimaalinen energian kerääminen paneeleilta. Mitä pienemmästä järjestelmästä on kyse, niin sitä enemmän järjestelmän paneelisto kannattaa ylimitoittaa. Hyvä huomio on myös esimerkiksi kerrostalon julkisivuun sijoitettavat järjestelmät. Tällöin sijoittamalla paneeleita kolmelle julkisivulle selvittää yhdellä invertterillä, jonka nimellisteho on sama kuin yhdelle sivulle sijoitetun paneeliston nimellisteho. Tätä kuitenkin rajoittaa inverttereiden MPPT:n määrät, sillä kolme MPPT:tä ei ole kovinkaan monessa invertterissä. Invertterin alimitoittamisessa on myös huomioitava invertterin DC – tulojen virtarajat. Esimerkiksi SMA:n inverttereissä toinen sisääntulo ei kestä paneelien rinnan kytkentää. Ja osaa tässä työssä lasketuista paneelistoista ei ole mahdollista toteuttaa nykyisin markkinoilla olevilla inverttereillä.

Lähteet

- Aarnio Pertti Aarnio Miten aurinkokenno toimii? www-sivu. Saatavilla <http://tfy.tkk.fi/aes/AES/projects/renew/pv/pv-toiminta.html> viitattu 27.11.2016
- ABB ABB trio datalehti. PDF-dokumentti. Saatavilla https://library.e.abb.com/public/d1c200323087d118c1257e2700406c65/TRIO-5.8_7.5_8.5-TL-OUTD_A4%20FI%20R2.pdf viitattu 27.11.2016
- Ahola 2016 Jero Ahola keskustelu 29.9.2016
- Ahola 2015 National Survey Report of PV Power Applications in Finland – 2015, Jero Ahola. Saatavilla: https://www.researchgate.net/publication/304247784_National_Survey_Report_of_PV_Power_Applications_in_Finland_2015_IEA-PVPS_2016
- Antennikauppa Antennikauppa Aurinkopaneelin ominaisuuksikäyrä 250 W, www-sivu. Saatavilla <http://www.antennikauppa.fi/index.php/catalog/product/gallery/id/416/image/612/>
- Electrical Engineering in Wind and Solar Systems,LUT
Electrical Engineering in Wind and Solar Systems,LUT lecture 10,
Olli Pyrhönen
- Finwind Aurinkoenergian ostajan muistilista – aurinkosähköhankkeen suunnittelu ja toteutus, www-sivu <http://www.finnwind.fi/aurinkoenergia/#aurinkopaneelien-asennus> viitattu 20.12.2016
- Flowingdata Flowingdata, Solar time versus standard time around the world, Nathan Yau, www-sivu. Saatavilla <https://flowingdata.com/2014/03/03/solar-time-versus-standard-time-around-the-world/> viitattu 30.1.2017

- Hannonen J, 2011 Diplomityö, Aurinkopaneeleihin liitettävien vaihtosuuntaajien testaussuunnitelman laadinta ja toteutus, Janne Hannonen, 2011, LUT. Saatavilla <http://www.doria.fi/handle/10024/69565>
- Holopainen M, 2016 Kandidaatintyö, aurinkosähkön kustannukset Suomessa, Mikko Holopainen, 2016, LUT. Saatavilla <http://www.doria.fi/handle/10024/124729>
- Homer energy Homer energy kotisivut, www-sivu. Saatavilla <http://www.homerenergy.com/>
- Kivimäki J, 2014 Diplomityö, Design Issues in Implementing Maximum-Power-Point Tracking Algorithms for PV Applications, Jyri Kivimäki, 2014, TUT. Saatavilla [https://tutcris.tut.fi/portal/fi/publications/design-issues-in-implementing-maximumpowerpoint-tracking-algorithms-for-pv-applications\(773193a2-6c49-4604-aec2-86b1df0d3245\)/export.html](https://tutcris.tut.fi/portal/fi/publications/design-issues-in-implementing-maximumpowerpoint-tracking-algorithms-for-pv-applications(773193a2-6c49-4604-aec2-86b1df0d3245)/export.html)
- Mathworks Implement Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithms for photovoltaic systems using MATLAB and Simulink, www-sivu. Saatavilla <https://se.mathworks.com/discovery/mppt-algorithm.html> viitattu 26.9.2016
- Motiva Motiva, Auringonsäteilyn määrä Suomessa, www-sivu. Saatavilla http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa viitattu 26.9.2016
- Photovoltaikshop Photovoltaikshop kotisivut. Saatavilla <http://www.photovoltaikshop.com/> viitattu 26.9.2016
- Teodorescu R s. 12 Remus Teodorescu, Marco Liserre, Pedro Rodriguez. Grid converters for Photovoltaic and Wind Power Systems. 2.painos 2011. Sivu 12

- SMA SMA kotisivut, www-sivu. Saatavilla <http://www.sma.de/en.html> viitattu 26.9.2016
- SMA tripower SMA sunny tripower 5000tl-12000tl, PDF-dokumentti. Saatavilla <http://files.sma.de/dl/17781/STP12000TL-DEN1433W.pdf>
- Suntekno aurinkopaneelit Suntekno aurinkopaneelit, www-sivu. Saatavilla <http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>
- Sähköala 1 Sähköala Aurinkokennoista saadaan paras tuotto kirkkaalla, kylmällä säällä, www-sivu. Saatavilla http://www.sahkoala.fi/ammattilaiset/artikkelit/energiatehokkuus/fi_FI/Aurinkokennot_Kari_Lappalainen/ viitattu 28.10.2016
- TUT SMG Tampereen teknillinen yliopisto luentomateriaali, PDF-dokumentti. Saatavilla https://www.tut.fi/smg/tp/kurssit/SMG-4450/luennot/SMG-4450_vierailuluento_6_10_2011.pdf

LIITTEET

Lite1

PANDA 60 CELL SERIES 2

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)

Module type	Y(L)xxxC-30b (xxx=P _{max})							
	P _{max}	W	300	295	290	285	280	275
Power output	P _{max}	W	300	295	290	285	280	275
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	0 / +5					
Module efficiency	η _m	%	18.5	18.2	17.9	17.6	17.2	16.9
Voltage at P _{max}	V _{MPP}	V	32.7	32.4	32.0	31.6	31.3	30.9
Current at P _{max}	I _{MPP}	A	9.16	9.11	9.06	9.01	8.96	8.91
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	40.1	39.9	39.6	39.4	39.1	38.8
Short-circuit current	I _{sc}	A	9.66	9.62	9.58	9.54	9.50	9.47

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3.
Average relative efficiency reduction of 19% at 200W/m² according to EN 60904-1.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)

Power output	Y(L)xxxC-30b (xxx=P _{max})							
	P _{max}	W	220.8	217.2	213.5	209.8	206.1	202.4
Voltage at P _{max}	V _{MPP}	V	30.3	29.9	29.6	29.2	28.9	28.5
Current at P _{max}	I _{MPP}	A	7.30	7.26	7.22	7.18	7.14	7.10
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	37.2	37.0	36.7	36.5	36.3	36.0
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.79	7.76	7.73	7.70	7.66	7.64

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.38
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{oc}	%/°C	-0.30
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{sc}	%/°C	0.04

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Backsheet (color)	white
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbar)	60 / monocrystalline silicon / 156mm x 156mm / 3 or 4
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1000mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



© Yingli Green Energy Holding Co. Ltd.

DS_PANDA60Cell-30b_40mm_EU_EN_20160203_V04

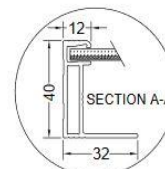
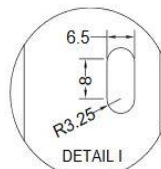
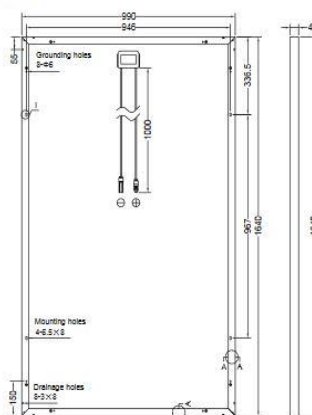
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1640mm / 990mm / 40mm
Weight	18.5kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	26
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1160mm / 1165mm
Box weight	514kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Yingli Partners:

Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

service@yingli.com

Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM



YGE 60 CELL SERIES 2

ELECTRICAL PERFORMANCE

Electrical parameters at Standard Test Conditions (STC)									
Module type	YxxxxP-29b (xxx=P _{max})								
Power output	P _{max}	W	275	270	265	260	255	250	
Power output tolerances	ΔP _{max}	W	0 / + 5						
Module efficiency	η _m	%	16.9	16.6	16.3	16.0	15.7	15.4	
Voltage at P _{max}	V _{MPP}	V	31.0	30.7	30.5	30.3	30.0	29.8	
Current at P _{max}	I _{MPP}	A	8.90	8.80	8.70	8.59	8.49	8.39	
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	37.9	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6	
Short-circuit current	I _{sc}	A	9.35	9.27	9.18	9.09	9.01	8.92	

STC: 1000W/m² irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5g spectrum according to EN 60904-3. Average relative efficiency reduction of 3.3% at 200W/m² according to EN 60904-3.

Electrical parameters at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)								
Power output	P _{max}	W	200.6	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Voltage at P _{max}	V _{MPP}	V	28.2	28.0	27.8	27.6	27.4	27.2
Current at P _{max}	I _{MPP}	A	7.12	7.04	6.96	6.87	6.79	6.71
Open-circuit voltage	V _{oc}	V	35.0	35.0	34.9	34.8	34.8	34.7
Short-circuit current	I _{sc}	A	7.56	7.49	7.42	7.35	7.28	7.21

NOCT: open-circuit module operation temperature at 800W/m² irradiance, 20°C ambient temperature, 1m/s wind speed.

THERMAL CHARACTERISTICS

Nominal operating cell temperature	NOCT	°C	46 +/- 2
Temperature coefficient of P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperature coefficient of V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.32
Temperature coefficient of I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.05

OPERATING CONDITIONS

Max. system voltage	1000V _{DC}
Max. series fuse rating	15A
Limiting reverse current	15A
Operating temperature range	-40°C to 85°C
Max. static load, front (e.g., snow)	5400Pa
Max. static load, back (e.g., wind)	2400Pa
Max. hailstone impact (diameter / velocity)	25mm / 23m/s

CONSTRUCTION MATERIALS

Front cover (material / thickness)	low-iron tempered glass / 3.2mm
Cell (quantity / material / dimensions / number of busbars)	60 / multicrystalline silicon / 156mm x 156mm / 3 or 4
Frame (material)	anodized aluminum alloy
Junction box (protection degree)	≥ IP65
Cable (length / cross-sectional area)	1000mm / 4mm ²
Plug connector (type / protection degree)	MC4 / IP68 or YTO8-1 / IP67 or Amphenol H4 / IP68 or Phoenix Contact SUNCLIX/IP67

- Due to continuous innovation, research and product improvement, the specifications in this product information sheet are subject to change without prior notice. The specifications may deviate slightly and are not guaranteed.
- The data do not refer to a single module and they are not part of the offer, they only serve for comparison to different module types.

QUALIFICATIONS & CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730, CE, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



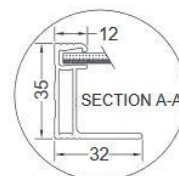
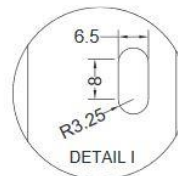
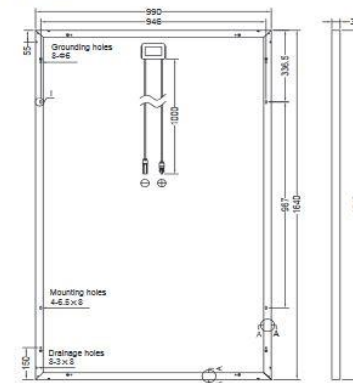
GENERAL CHARACTERISTICS

Dimensions (L / W / H)	1640mm / 990mm / 35mm
Weight	18.5kg

PACKAGING SPECIFICATIONS

Number of modules per pallet	30
Number of pallets per 40' container	28
Packaging box dimensions (L / W / H)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Box weight	588kg

Unit: mm



Warning: Read the Installation and User Manual in its entirety before handling, installing, and operating Yingli Solar modules.

Yingli Partners:

Yingli Green Energy Holding Co., Ltd.

service@yingli.com

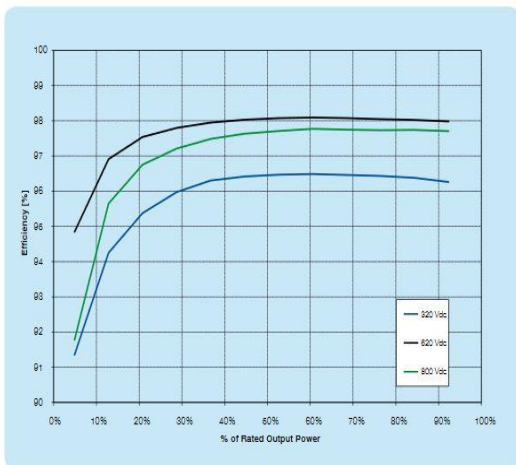
Tel: +86-312-2188055

YINGLISOLAR.COM

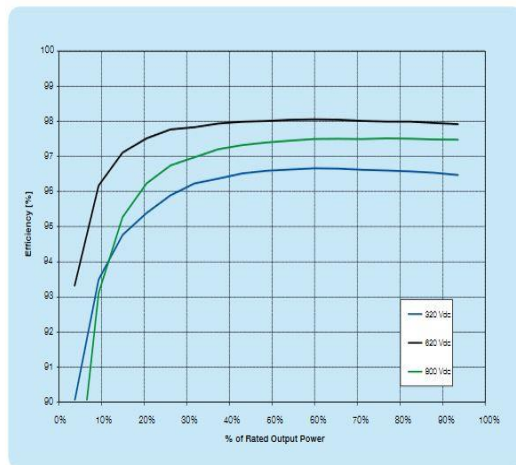


Lite 3

Efficiency curves of TRIO-5.8-TL-OUTD



Efficiency curves of TRIO-8.5-TL-OUTD



BCD.00376 Rev. E 06.06.2016

Support and service

ABB supports its customers with dedicated, global service organization in more than 60 countries and strong regional and national technical partner networks providing complete range of life cycle services.

For more information please contact your local ABB representative or visit:

- www.abb.com/solarinverters
- www.abb.com/solar
- www.abb.com

© Copyright 2016 ABB. All rights reserved. Specifications subject to change without notice.



Liite 4

