



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

JUHO LASONEN

Aurinkosähkövoimalan suunnittelu ja toteutus

Diplomityö

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen
Tarkastaja ja aihe hyväksytty tieto- ja sähkötekniikan tiedekuntaneuvoston kokouksessa 5.10.2016

TIIVISTELMÄ

LASONEN, JUHO: Aurinkosähkövoimalan suunnittelu ja toteutus

Tampereen teknillinen yliopisto

Diplomityö, 57 sivua, 4 liitesivua

Maaliskuu 2017

Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma

Pääaine: Uusiutuvat sähköenergiateknologiat

Tarkastaja: lehtori Risto Mikkonen

Avainsanat: aurinkoenergia, suunnittelu, kannattavuus, aurinkopaneeli, invertteri, mitoitus,

Tässä diplomityössä tarkasteltiin aurinkosähkövoimalan suunnittelua ja projektin toteutusta käytännössä. Tutkimuksessa perehdytään aurinkoenergian asemaan maailmalla ja Suomessa, sekä tutustutaan säteilyenergian teoriaan. Paneelin toiminta on keskeisessä osassa sähköntuotannon kannalta, joten niiden teoreettista toimintaa tarkastellaan myös tässä työssä.

Aurinkosähkö on kasvava trendi maailmalla. Suomessakin asennettu kapasiteetti on viime vuosina kasvanut hyvää vauhtia. Hintojen lasku on ollut merkittävimpiä tekijöitä lisääntyneessä kiinnostuksessa aurinkosähköhankkeita kohtaan. Vihreät arvot, mainosarvo ja ilmastonmuutoksen hidastaminen ovat muita merkittäviä tekijöitä, jotka ovat osaltaan johdattaneet aurinkosähkömarkkinoita kasvuun. Yleinen ennakkoluulo Suomessa aurinkosähköjärjestelmiä vastaan on se, että niiden ei uskota tuottavan energiaa pohjoisissa olosuhteissa. Totuus on kuitenkin toinen, ja esimerkiksi yritysten saaman energiatuen avulla aurinkosähköjärjestelmät voivat olla kannattava sijoitus. Vaikka energian hinta on tällä hetkellä alhainen, niin monet sähkönsiirtoyhtiöt ovat viime vuosina korottamaan siirtohintoja. Aurinkosähköjärjestelmät voivat toimia eräänlaisena suojana hintojen nousua vastaan.

Tämän työn tavoitteena on ollut toteuttaa toimiva aurinkosähköjärjestelmä asiakkaan kiinteistöön. Aurinkosähköprojektin toteutuksesta saadaan tärkeää kokemusta siitä, mitä asioita on huomioitava aurinkosähköjärjestelmien suunnittelussa. Työ antaa myös kuvan, mitkä tekijät ovat suurimpia muuttujia aurinkosähköasennuksissa. Jatkossa aurinkovoimalasta saadaan hyvää tietoa energiantuotannosta ja voimalan ylläpitoon liittyvistä toimenpiteistä.

ABSTRACT

LASONEN, JUHO: Designing and executing a solar power plant
Tampere University of Technology
Master of Science Thesis, 57 pages, 4 appendix pages
March 2017
Master's Degree Programme in Electrical Engineering
Major: Renewable Electric Energy Technologies
Examiner: lecturer Risto Mikkonen

Keywords: solar power, design, planning, solar panel, inverter

This master's thesis orientates in the designing, planning and executing a solar power project. The thesis also studies the solar power, mainly photovoltaic systems (PV), markets both in Finland and worldwide. Since solar radiation and the physics behind the operation of a solar panel are key elements in producing electricity from light, the thesis examines the theory behind these matters.

PV system installations are a rising trend globally. Also in Finland the installed capacity has grown rapidly during the last few years. Decrease in the prices on PV systems has been a key factor in the increasing interest towards solar power. Green values, added commercial value and the fight against climate change are other notable factors, that have helped to grow PV markets. General opinion in Finland against PV systems has been that they don't produce electricity in northern conditions. The truth is different, and for example the investment aid for companies helps the PV systems to be profitable in the Finnish environment. Although the price of energy is quite low at the moment, many electricity transmission companies have raised their fees of electricity transmission. PV systems can help to reduce the costs of increasing price of electricity.

The object of this thesis was to design and build an acting PV system for the customer. The executing of this project gives valuable experience about the design and construction of a PV system. One also finds the biggest variables of uncertainties considering the installations of PV systems in this thesis. In the future this project gives important data about the production, operation and maintenance of a solar power plant.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty One1 Oy:lle ja työn pääasiallinen toteutus tapahtui Lahden toimistolla. Työn ohjaajana toimi One1 Oy:ssä KTM Mika Kallio ja tarkastajana lehtori Risto Mikkonen TTY:n tieto- ja sähkötekniikan laitokselta.

Työn tavoitteena oli toteuttaa aurinkosähköprojekti Lahden alueella Lahti Energian kiinteistöön. Projektin valmistumisen jälkeen uskon työn tekemisestä tulevan hyötyä sekä One1 Oy:lle että Lahti Energialle. Aurinkosähköjärjestelmät näyttävät olevan tällä hetkellä hyvässä nosteessa Suomessa ja toivon, että molemmat osapuolet pääsevät tämän työn myötä mukaan kasvaville aurinkosähkömarkkinoille ja auttavat näiden järjestelmien avulla ilmastonmuutoksen hidastumista. Vaikutukset voivat olla pieniä suhteessa ilmastonmuutoksen laajuuteen, mutta pienetkin järjestelmät vähentävät silti käytön aikaisia hiilidioksidipäästöjä ilmakehään.

Haluan kiittää One1 Oy:tä ja koko sen henkilökuntaa hyvästä työilmapiiristä, sekä Lahti Energiaa mielenkiintoisen ja opettavaisen työn tarjoamisesta. Lisäksi haluan kiittää erityisesti parempaa puoliskoani Lotta Luukasta, vanhempiani, pikkusiskoani sekä kaikkia läheisiä ystäviä joita olen tavannut opiskelujeni ohessa ja sen ulkopuolella.

Tampereella 22.3.2017

Juho Lasonen

SISÄLLYS

1. JOHDANTO	1
2. AURINKOSÄHKÖMARKKINAT	2
2.1 Aurinkoenergian historia ja kehitys maailmalla	2
2.2 Aurinkosähkö Euroopassa	4
2.3 Aurinkosähkö Suomessa	5
3. AURINKOSÄHKÖN TEORIA	9
3.1 Säteilyenergia.....	9
3.2 Ilmamassaluku	10
3.3 Kallistus- ja atsimuuttikulma	11
3.4 Säteilyenergia maailmalla ja Suomessa	12
3.5 Puolijohdemateriaalien fysiikka	15
3.6 Fotonin absorboituminen	16
3.7 Pn-liitos	17
4. KENNOJEN RAKENNE JA OMINAISUUDET	19
4.1 Kennon rakenne.....	19
4.2 Kennojen ominaisuudet.....	20
4.3 Olosuhteiden vaikutus kennon toimintaan.....	22
5. AURINKOVOIMALAN SUUNNITTELU	26
5.1 Aurinkovoimalan mitoitus	26
5.2 Inverttereiden mitoitus	29
5.2 Voimalan tuotanto ja aiheutuvat varjostukset	32
5.3 Asennuksen suunnittelu	37
5.4 Voimalan investointi ja taloudellinen tarkastelu	40
5.5 Mahdollisen akkuratkaisun tarkastelu.....	42
5.6 Hankkeen muut vaikutukset	45
6. PROJEKTIN TOTEUTUS	46
6.1 Tarvittavat hakemukset ja lupakirjat.....	46
6.2 Asennustyöt	46
6.3 Käyttöönotto	48
7. YHTEENVETO	51

LYHENTEET JA MERKINNÄT

ALV	arvonlisävero
AM	ilmamassaluku
B	boori
CdTe	kadmiumtelluuri
CSP	keskitetty aurinkovoima
EU	Euroopan unioni
FF	täyttökerroin
GaAs	galliumarsenikki
GaInP	gallium-indium-fosfori
He	helium
MPP	maksimitehopiste
Oy	osakeyhtiö
P	fosfori
PV	aurinkosähkö
Si	pii
a	kiihtyvyyys
β	kallistuskulma
c	valonopeus
\cos	kosinifunktio
ε	permittiivisyys
e^-	elektroni
\vec{E}	sähkökentän voimakkuus
E_f	fotonin energia
E_G	eneria-aukko
EJ	eksajoule
f	taajuus
h	Planckin vakio
I_0	kyllästysvirta
I_{ketju}	sarjaan kytkettyjen kennojen virta
I_m	maksimitehopisteen virta
I_{sc}	oikosulkuvirta
k	Boltzmannin vakio
λ	aallonpituus
μ	liikkuvuus
μ_I	ionisoiduista epäpuhtauksista johtuva hajonta
μ_L	kidehilahajonta
m	massa
$\nabla^2\phi$	pn-liitoksen potentiaaliero
η	kennon hyötysuhde
n_0	elektronien konsentraatio
N_A^-	vastaanottajien konsentraatio
N_D^+	luovuttajien konsentraatio
θ_S	auringon ja tason normaalin välinen kulma
θ_z	auringon ja lakipisteen välinen kulma
p	protoni
P_S	säteilyteho kennon pinnalle

q	alkeisvaraus
R_s	sarjavastus
R_{sh}	siirtovastus
T	lämpötila
\vec{v}_d	varauksen liikkeen nopeus
V_D	ohitusdiodin jännite
V_F	jännitteen alenema
V_m	maksimitehopisteen jännite
V_{oc}	avoimen piirin jännite
V_R	käänteisjännite
W_p	aurinkopaneelin nimellisteho

1. JOHDANTO

Tämän diplomityön aihe käsittelee aurinkoenergiaa ja käytännön aurinkosähköprojektin toteutusta. Aurinkosähkö on nosteessa sekä maailmalla että Suomessa. Monet yritykset Suomessa ovat lähteneet mukaan aurinkosähköhankkeisiin ja alalla on monia toimijoita, jotka toimittavat aurinkovoimaloita valmiiksi asennettuina. Tämän työn tavoitteena oli toteuttaa aurinkosähköprojekti ja avata sen suunnittelua ja työvaiheita. Osana työn tavoitetta oli selvittää, mitä asioita on aurinkosähkövoimalan toteutuksessa otettava huomioon. Näiden asioiden nojalla aurinkovoimalaa ei haluttu ostaa niin sanottuna ”avaimet käteen” toimituksena.

Työssä käsitellään myös aurinkosähkömarkkinoita maailmalla ja Euroopassa havainnollistamaan alan laajuutta ja avaamaan isompaa kuvaa Suomen markkinoiden ulkopuolella. Maailman markkinat vaikuttavat kuitenkin Suomen hintoihin, koska yhä suuri osa esimerkiksi paneeleista valmistetaan Kiinassa.

Säteilyenergian määrä vaikuttaa voimakkaimmin paneelien tuottamaan sähköön. Säteilysuhteet vaihtelevat huomattavasti maailman eri paikoissa. Työssä esitellään säteilyenergian jakautuminen maailmalla ja Suomessa. Säteilyenergia riippuu auringon liikkeistä maanpintaan nähden. Ilmiö on keskeinen aurinkosähkön tuotannon kannalta, joten työssä tutustutaan paneelien asennuskulman vaikutukseen.

Paneelit ovat oleellisin osa aurinkosähkövoimalassa, joten niiden toimintaan perehdytään tarkemmin työn teoriaosiossa. Paneelit valmistetaan yleisimmin puolijohdemateriaaleista kuten piistä, koska niiden ominaisuudet tukevat hyvin valon muuttamista sähköksi. Työssä tarkastellaan fysikaalisia tapahtumia valosähköisen ilmiön taustalla.

Itse aurinkosähkövoimala suunnitellaan kohteeseen sopivaksi siten, että kaikki tuotettu sähkö saadaan käytettyä paikan päällä. Näin saadaan tuotetusta sähköstä suurin mahdollinen säästö. Suomessa sähkönhinta koostuu energiasta, siirrosta ja veroista. Käytettäessä sähkö paikan päällä säästetään sähkölaskussa kaikki nämä osa-alueet. Voimala suunnitellaan sekä sähkönkulutuksen että rakennuksien asettamien rajoitteiden kuten pinta-alan mukaan. Voimalan mitoituksen jälkeen tarkastellaan paneelien sijoituspaikkoja, jonka jälkeen on tehty invertterien eli vaihtosuuntaajien valinnat ja mitoitus.

Aurinkosähkövoimalan teknisen suunnittelun jälkeen tarkastellaan hankkeen taloudellisuutta, minkä tueksi tarvitaan arvio voimalan tuottamasta energiamäärästä, jonka selvittämiseksi on käytetty PV SOL – ohjelmistoa. Tuotantosimulaatiot saadaan tehtyä teknisten suunnitelmien perusteella. Voimalan tuottoja verrataan ostosähkön hintaan ja itse voimalan investointiin. Taloudellisessa arvioinnissa on käytetty tunnuslukuina mm. takaisinmaksuaikaa, kassavirran nykyarvoa ja aurinkovoimalan tuottaman energian hintaa.

Työ tehtiin Lahdessa One1 Oy:lle, ja aurinkovoimalan tilaajana toimi Lahti Energia.

2. AURINKOSÄHKÖMARKKINAT

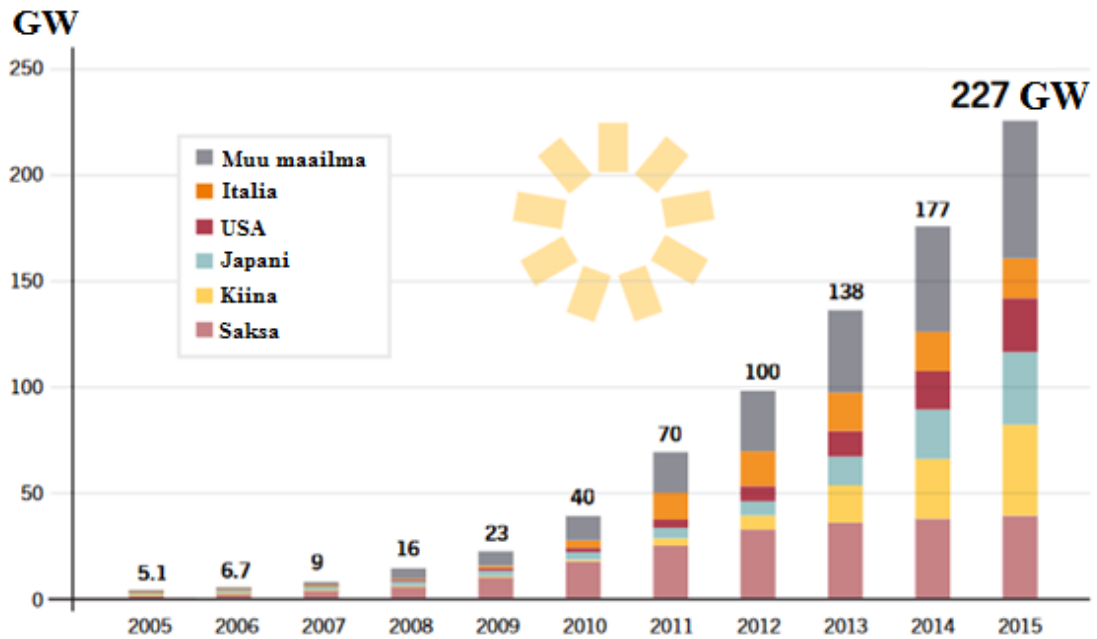
Aurinkoenergialla on huomattava potentiaali koko maailman energiantuotannossa. Vuodessa maapallolle tuleva aurinkoenergia on huomattavasti suurempi kuin mikään muu energianlähde. Vuosittain maapallolle ilmakehän jälkeen tuleva säteilyenergia on noin $3\,850\,000\text{ EJ}$ (10^{18} J). Tästä määrästä hyödynnettävissä on noin $1\,500 - 50\,000\text{ EJ}$, kun otetaan huomioon teoreettisesti käytettävissä olevat alueet [1]. Koko maailman primäärienergian kulutus vuonna 2015 oli 550 EJ [2]. Aurinkoenergialla saataisiin tuotettua siis paljon enemmän energiaa, kuin mitä ihmiskunta tarvitsee. Tämä kuvastaa hyvin aurinkoenergian valtavaa määrää. Aurinkoenergia on toimiessaan päästötöntä, joten sen rooli ilmastonmuutoksen hidastamisessa on tärkeä.

2.1 Aurinkoenergian historia ja kehitys maailmalla

Ensimmäiset sähköä tuottavat aurinkokennot valmistettiin Yhdysvalloissa 1950 – luvulla. Vuonna 1954 Bell Labs esitteli ensimmäisen käytännöllisen kennon, jolla voitiin tuottaa sähköä. Kennolla saatiin virtaa pieneen lelumaailmanpyörään ja radioon. Kennon hyötysuhde oli alhainen, vain noin 6 %. Tämä keksintö kuitenkin loi pohjan nykyisille aurinkokennoille ja paneeleille. Keksinnön julkistamisen jälkeen New York Times ehti jo kuvailla sitä ”uuden aikakauden aluksi, joka voisi johtaa unelmaan lähes rajattoman aurinkoenergian saamisesta ihmiskunnan käyttöön” [3]. Totuus oli kuitenkin toinen. Kennojen valmistus oli kallista, joten läpimurtoa energiamarkkinoille ei tapahtunut. Muutamien vuosien kuluessa tekniikka kehittyi ja paneeleita käytettiin jo avaruussovelluksissa. Vuonna 1962 avaruuteen lähetetyssä Telstar – satelliitissa oli paneeleita asennettuna 14 W_p [4][5].

1960 ja 70 – luvuilla kennojen kehitys jatkui ja niitä alettiin tutkia muuallakin kuin Yhdysvalloissa, esimerkiksi Japanissa ja Neuvostoliitossa. Vuonna 1977 aurinkokennojen tuotanto ylitti 500 kW :n rajan. Kyocera aloitti ensimmäisenä aurinkokennojen massatuotannon 1980 – luvulla. Tämä johti aurinkokennoliiketoiminnan kasvuun ja vuonna 1983 kennojen tuotanto ylitti jo 21 MW . Yhden GW :n asennettu aurinkosähkökapasiteetti saavutettiin vuonna 1999 [4][5].

Aurinkosähköön asennettu kapasiteetti on kasvanut eksponentiaalisesti vuosien ajan. Vuonna 2000 asennettu kumulatiivinen kapasiteetti oli noin $1,3\text{ GW}$ [6]. Vuonna 2015 kumulatiivinen kapasiteetti oli jo 227 GW [7]. Tämä tarkoittaa että 14 vuodessa kapasiteetti on kasvanut yli 170 – kertaiseksi. Vuosittain tarkasteltuna kasvu on ollut noin 41 %. Seuraavassa kuvassa on esitetty aurinkoenergian kumulatiivinen asennettu kapasiteetti vuosina 2005–2015.



Kuva 2.1. Maailman kumulatiivinen aurinkosähkökapasiteetti vuosina 2005–2015 (muokattu lähteestä [7]).

Kuvasta 2.1 voidaan huomata asennetun aurinkoenergian eksponentiaalinen kasvu. Esimerkiksi vuosien 2010–11 välinen kasvu oli suurempi kuin vuoden 2009 kokonaiskapasiteetti. Kuten nähdään, suurimmat maat aurinkoenergian tuottajina ovat Kiina, Saksa, Japani, Yhdysvallat sekä Italia. Vuonna 2015 Kiina ohitti ensimmäistä kertaa Saksan maailman suurimpana aurinkosähkömaana 43 GW:n kapasiteetillaan. Kiina, Saksa ja Japani vastaavat yli puolesta maailmanlaajuisesta kapasiteetista. Suurin kasvu vuonna 2015 tapahtui Aasiassa, jossa vastattiin maailmanlaajuisista lisäyksistä noin 60 %. Aasian markkinat olivat suuremmat nyt kolmatta vuotta peräkkäin. Suurimmat kansalliset markkinat vuonna 2015 olivat järjestyksessä Kiinassa, Japanissa ja Yhdysvalloissa. Vuoden 2015 maailmanlaajuiset markkinat olivat noin 50 GW ja kasvua edellisvuoteen oli yli 25 % [7].

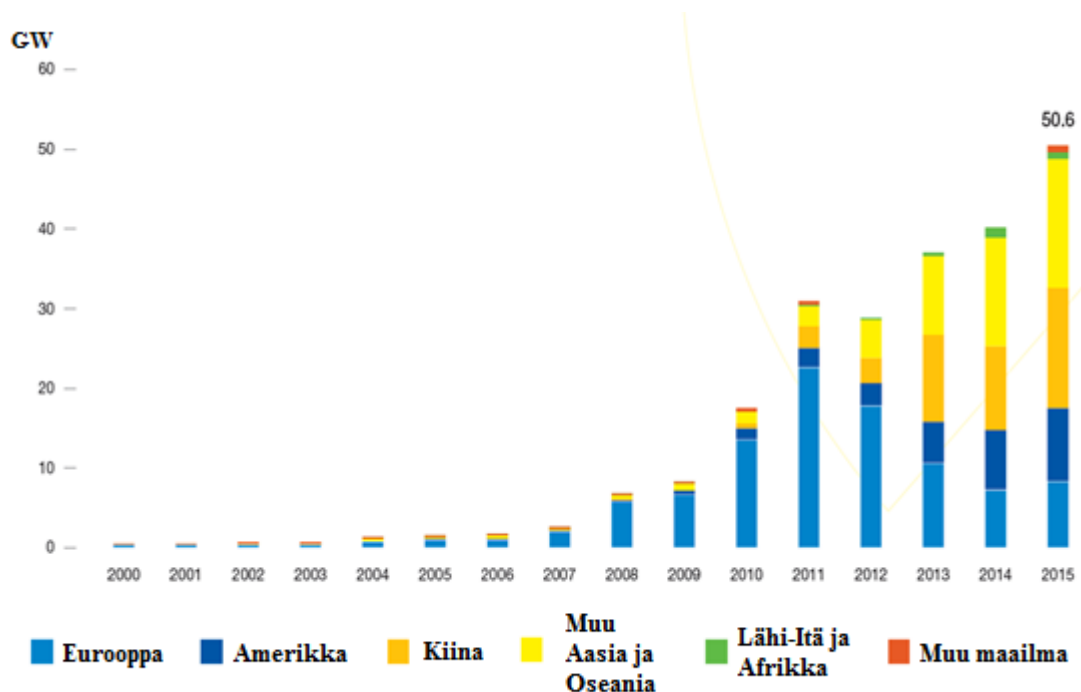
Kapasiteetin kasvu on johtanut moniin asioihin, kuten teknologioiden kehittymiseen sekä markkinoiden leviämiseen. Kapasiteetin kasvua vauhdittaneita syitä ovat olleet muun muassa hintojen lasku, hallitusten tukiohjelmat, sähkön kysynnän kasvu sekä hiilidioksidipäästöjen vähentämisen tarve. Suuresta kasvusta huolimatta aurinkovoiman osuus koko sähköntuotannossa on marginaalisen pieni, vain noin 1 %. Kokonaisenergiankulutuksesta osuus on häviävän pieni. Esimerkiksi maailmanlaajuisen kuljetussektorin energiasta 96 % tuotetaan uusiutumattomilla lähteillä [7].

Aurinkoenergian suuren kysynnän takia se on synnyttänyt paljon työpaikkoja ympäri maailmaa. Vuonna 2015 uusiutuvan energian sektori työllisti noin 8,1 miljoonaa ihmistä, joista noin 46 % työskenteli aurinkoenergian parissa. Tässä on huomioitu PV, CSP (keskitetty aurinkovoima) sekä aurinkolämmitys. Suurin yksittäinen työllistäjä oli Kiina, jonka aurinkosähkösektorilla työskenteli noin 1,6 miljoonaa ihmistä. Vertailun vuoksi seuraavaksi suurin Japani työllisti noin 370 000 ihmistä ja Euroopan suurin työllistäjä Saksa noin 38 000 ihmistä [7].

Hintojen lasku on ollut merkittävä tekijä aurinkosähkösektorin suuressa kasvussa. Aurinkosähkön tuotantokustannukset ovat pudonneet huomattavasti viimeisten vuosikymmenten aikana. Vuonna 1956 hinta wattia kohden oli jopa 256 \$. Nykyrahassa tämä hinta olisi noin 1910 \$/W. Nykyään hinta dollareissa on noin 0,8 \$/W. Hinta on tippunut alle kahdestuhannesosaan ensimmäisten teknologioiden tasosta. Jos tätä ajatellaan vuosittaisena laskuna, tarkoittaisi se noin 10 %:n laskua vuositasolla [8].

2.2 Aurinkosähkö Euroopassa

Nykyään suurimmat markkinat aurinkosähköllä ovat siis Aasiassa, mutta Euroopalla on ollut merkittävä rooli markkinoiden kasvattamisessa. Vielä vuonna 2013 Euroopassa oli eniten asennettua aurinkosähkökapasiteettia, 81 GW:n edestä, mikä oli noin 59 % maailmanlaajuisesta kapasiteetista. Kuvassa 2.2 on esitetty maailmanlaajuinen lisätty kapasiteetti vuosina 2000–2015.



Kuva 2.2. Maailman vuosittainen lisätty aurinkosähkökapasiteetti 2000–2015 (muokattu lähteestä [9]).

Kuvasta 2.2 nähdään, että Euroopan markkinat ovat johdattaneet koko maailman kasvua mukanaan. Vain kuudessa vuodessa (2006–2012) Euroopan kapasiteetti kasvoi yli 20-kertaiseksi. Tämä on luonut hyvän pohjan Aasialle, missä aurinkovoima on nyt voimakkaassa kasvussa. Huomattavaa on myös, että vuoden 2011 jälkeen markkinat ovat pienentyneet Euroopassa. Markkinoiden lasku johtui pääasiassa tukien leikkauksista ja epäuskosta aurinkosähkömarkkinoihin. Esimerkiksi Espanjassa otettiin käyttöön eräänlainen aurinkovero, joka käytännössä tarkoitti, että itsetuotetusta aurinkosähköstä on maksettava veroa. Tämä heikensi aurinkosähkön asemaa, ja se käytännössä romahdutti koko maan markkinat [7]. Vuosi 2015 oli ensimmäinen vuosi tämän jälkeen, jolloin markkinat elpyivät Euroopassa ja lisätty kapasiteetti oli suurempi kuin edellisvuotena. Maailmanlaajuiset

markkinat kasvoivat huolimatta Euroopan vaikeuksista. Tämä johtui Aasian maiden suuresta panostuksesta aurinkovoimaan.

Vuoden 2016 aikana Euroopan kumulatiivinen kapasiteetti ylitti 100 GW:n rajan. Euroopan suurin kapasiteetti on Saksassa (39,7 GW), joka on ollut monesti myös maailman suurin 2000 – luvulla. Seuraavaksi suurimmat asennetut kapasiteetit Euroopassa ovat järjestyksessä Italia (18,6 GW), Iso-Britannia (9,1 GW), Ranska (6,5 GW) ja Espanja (5,4 GW). Vaikka Saksassa on suurin kapasiteetti, niin Iso-Britannia on tällä hetkellä Euroopan markkinajohtaja. Vuonna 2015 Iso-Britanniassa lisättiin kapasiteettia noin 3,7 GW, joka on yli 2-kertainen Saksaan nähden (1,5 GW). Seuraavina tulevat Ranska (879 MW), Hollanti (450 MW) sekä Sveitsi ja Italia (molemmat 300 MW). Iso-Britannia, Saksa ja Ranska vastasivat yli 70 % kaikista lisäyksistä Euroopassa. Vuonna 2015 Euroopassa tuotettiin kaikesta sähköstä noin 4 % aurinkovoimalla [9].

2.3 Aurinkosähkö Suomessa

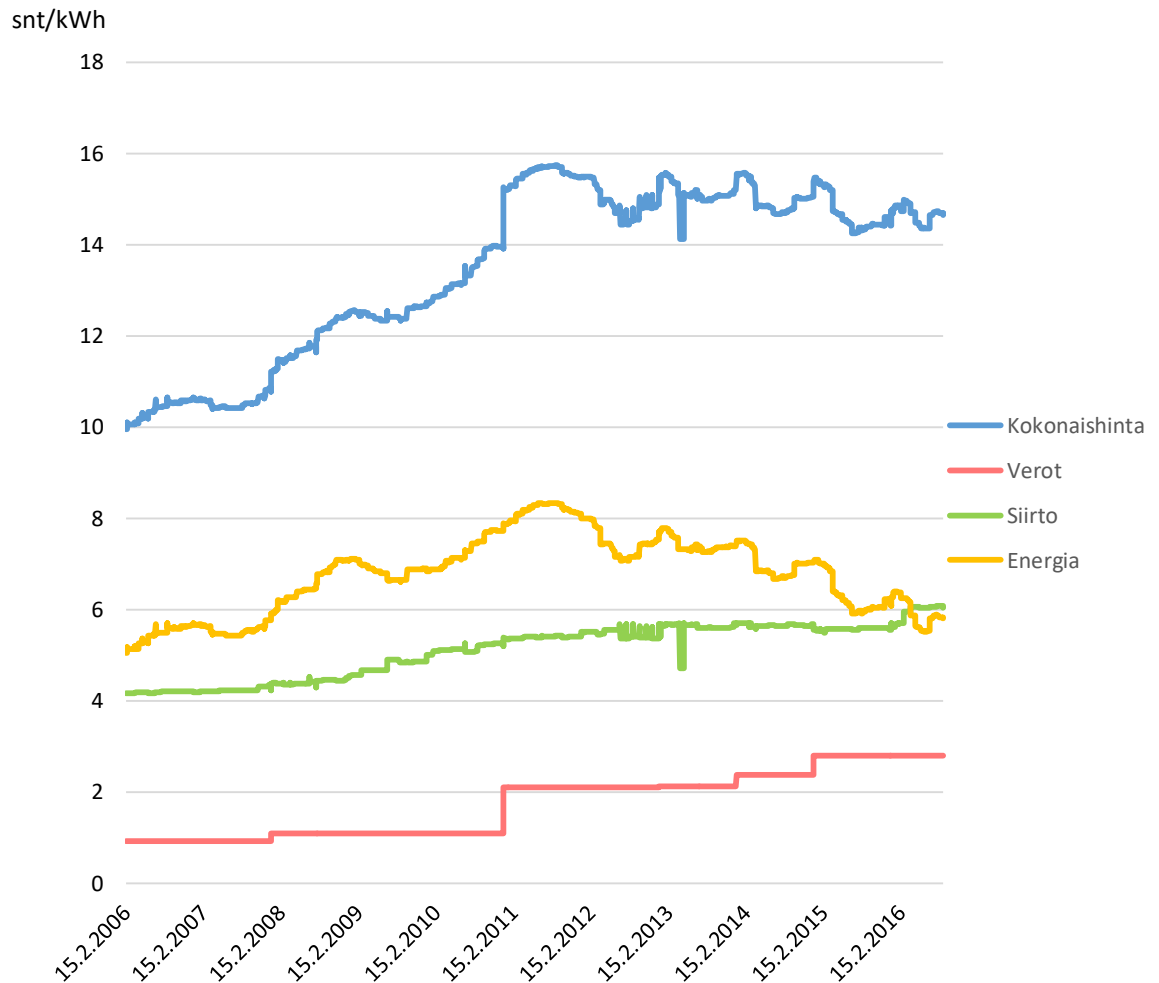
Suomessa aurinkosähkökapasiteetti on kasvanut hieman hitaammin kuin muissa Euroopan maissa. Toisaalta nyt monissa Euroopan maissa aurinkosähkö on laskusuhdanteessa, mutta Suomessa asennetaan koko ajan enemmän aurinkovoimaa. Suomi oli mukana myös Pariisin ilmastokokouksessa vuoden 2015 joulukuussa, missä Yhdistyneiden kansakuntien valtiot sitoutuivat pysäyttämään ilmaston lämpenemisen alle 2 °C:een [10]. Tämä tarkoittaa energiasektorilla siirtymistä uusiutuviin energialähteisiin. Suomessa tuotettiin vuonna 2016 kaikesta sähköstä uusiutuvilla energialähteillä 45 % [11].

Aurinkosähkön osuus Suomessa on todella pieni. Tällä hetkellä Suomesta ei löydy edes tarkkaa tietoa asennetusta kapasiteetista. Arvioiden mukaan Suomessa oli vuoden 2015 lopussa noin 14,7 MW asennettua aurinkosähkökapasiteettia. EU – maista Suomea pienemmät kapasiteetit löytyvät vain Virosta, Irlannista ja Latviasta. Vuosittaisissa lisäyksissä Suomen takaa löytyy 5 maata. Vuonna 2014 Suomessa asennettiin noin 2 MW:n edestä aurinkovoimaa. Vuotta myöhemmin luku oli noin 3,5 MW (Ruotsissa vastaava luku oli jo 50 MW). Tämä tarkoitti noin 75 %:n kasvua [12]. Kasvua tapahtuu ja nykyään asenteet aurinkovoimaa kohtaan ovat pääosin positiivisia.

Kasvusta kertoo myös se, että vuosien 2015 ja 2016 aikana on rakennettu Suomen 10 suurimmasta aurinkovoimalasta kahdeksan. Vielä enemmän kertoo se, että näistä kahdeksasta kuusi on rakennettu vuonna 2016. Näiden kuuden voimalan yhteenlaskettu teho on noin 3,3 MW, mikä on jo lähes yhtä paljon kuin vuoden 2015 kaikki lisäykset yhteensä [13]. Tällä hetkellä Suomen suurin aurinkosähkövoimala on Helen Oy:n Kivikon kattovoimalaitos, jonka teho on 853 kW_p. Suurin maa-asenteinen on Sallila Energian voimala Loimaalla, jonka teho on 734 kW_p [14].

Suomessa ostosähkön hinta on niin alhainen, että aurinkovoimaan ei kannata sijoittaa ainakaan energianmyyntimielessä. Omaan käyttöön tuotettu sähkö voi olla kannattavaa, sillä silloin vältytään sähköveroilta ja siirtomaksulta. Vaikka itse energianhinta pysyisikin alhaisena niin siirron ja verojen osuuksien nousu vaikuttaa silti kokonaishintaan. Siirtohinnot ovat historian aikana nousseet ja todennäköisesti tulevat nousemaan jatkossakin. Hyvänä esimerkkinä on Carunan siirtohintojen nosto alkuvuodesta 2016 yli viidesosalla [15]. Myös sähköveroja nostettiin viimeksi 1.1.2015. Verot ovat nousseet vuoden 2012

tasosta yli 30 % [16]. Oheisessa kuvassa on esitetty kotitalouksien sähkön kokonaishinnan muutos vuodesta 2006 lähtien.



Kuva 2.3. Pientalon (5 000 kWh/a) toistaiseksi voimassa olevat tarjoushinnat 2006-2016 (muokattu lähteestä [17])

Kuvasta 2.3 nähdään, että pientalon sähköhinnat lähes kaikilla osa-alueilla ovat nousseet. Keskiarvo kokonaishinnalle on noin 13,5 snt/kWh. Suurimmat muutokset ovat energian hinnoissa. Huomattavaa on, että hinnat ovat toistaiseksi voimassa olevia tarjoushintoja, joten hinnat eivät aivan täysin mukaile sähkön markkinahintaa. Sähkönsiirron hinta näyttäisi olevan koko ajan pienessä nousussa. Verojakin tullaan todennäköisesti vielä nostamaan tulevien vuosien aikana. Nousevien sähköhintojen myötä aurinkosähkö tulee tulevaisuudessa olemaan varteenotettava vaihtoehto kotitalouksien energianhankinnassa.

Nykyään sähköntuotantolaitokset, jotka ovat nimellisteholtaan alle 100 kVA, on vapautettu kaikista sähköverotuksen velvollisuuksista. Yli 100 kVA laitokset, mutta enintään 800 MWh vuodessa tuottavat laitokset joutuvat rekisteröitymään Verohallinnolle sähköverovelvollisiksi. Näiden laitosten ei kuitenkaan tarvitse maksaa sähköveroa, vaan ne toimittavat kerran vuodessa ns. nollaveroilmoituksen, jotta tuotantorajaa voidaan valvoa. Vuoden 2017 alusta valmisteverotukseen liittyvät asiat siirtyivät Tullilta Verohallinnolle [18]. Seuraavassa taulukossa on esitetty Suomen sähköveroluokat.

Taulukko 2.1. Suomen sähköveroluokat [18].

Tuote	Energiavero [snt/kWh]	Huoltovarmuusmaksu [snt/kWh]	Yhteensä [snt/kWh]
Veroluokka I	2,24	0,013	2,253
Veroluokka II	0,69	0,013	0,703

Sähköverot on siis jaettu kahteen luokkaan. Veroluokan II sähköä maksetaan teollisuudessa ja konesaleissa käytetystä sähköstä. Konesalit ovat teholtaan yli 5 MW tiloja, joissa harjoitetaan tietopalvelutoimintaa. Veroluokkaan II liitetään myös ammattimainen kasvi-huoneviljely ja 1.1.2017 alkaen myös kaivostoiminta ja louhinta. Kaikki muut sähkönkäyttäjät kuuluvat veroluokkaan I [18].

Nykyään kotitalouksien asentamat aurinkosähköjärjestelmät eivät saa käytännössä minikäänlaisia tukia tai avustuksia. Jos kaikki sähkö käytetään kiinteistössä itsessään, ei siitä tarvitse maksaa veroja. Jos aurinkosähköjärjestelmä on mitoitettu siten, että kaikkea sähköä ei voida käyttää kiinteistössä, on ylijäämänsähkö syötettävä verkkoon. Ylijäämänsähkön myynnistä on sovittava erikseen sähköyhtiön kanssa. Tämän kaltainen sähkönmyynti on veronalaista tuloa. Tulojen hankkimisesta voidaan kuitenkin tehdä vähennyksiä. Sähköntuotantolaitteista voidaan tehdä menojäännöspoistoja, jotka voivat olla suuruudeltaan 25 % kokonaisinvestoinnista. Vähennyskelpoisia ovat myös sähkön myyntiin ja tuotantoon kohdistuvat menot ja ne voivat olla suuruudeltaan myynnistä saadun korvauksen suuruisia. Menoja ei voi vähentää kokonaisina, vaan vähennyksen suuruus on myytyä sähköä vastaava osuus kokonaistuotannosta [19].

Aurinkosähköjärjestelmän investointiin liittyvä ainoa mahdollinen hyvitys yksityisille henkilöille voi olla kotitalousvähennys. Kotitalousvähennyksellä voidaan saada verovähennyksiä liittyen järjestelmän asentamiseen liittyvään työhön. Jos asennuksen ostaa yritykseltä, voi kotitalousvähennyksestä saada 50 % pelkästä arvonlisäverollisesta työn osuudesta (ei siis työhön tarvittavista tarvikkeista). Palkatessa henkilö työsuhteeseen on vähennyksestä mahdollista saada 15 % maksetusta palkasta. Omavastuu on kuitenkin 100 € ja vähennyksen enimmäismäärä 2 400 € henkilöä kohden [20].

Yrityksille tilanne on hieman helpompi. Ensinnäkin, yritysten ei tarvitse maksaa arvonlisäveroa investoinnista. Lisäksi yritykset voivat hakea Tekesiltä investointitukea uusiutuvan energian ratkaisuille. Vuonna 2017 investointituen määrä on tavanomaisille aurinkosähköhankkeille 25 %. Uusia teknologioita hyödyntävät investoinnit voivat saada jopa 40 %:n tuen. Maatilat voivat hakea maatalouden investointitukea, joka on 35 %. Maaseudulla sijaitsevat yritykset voivat hakea maaseudun yritystukea investointeihin, mikä on 20 – 35 % [21]. Tukien ja ALV:n poiston takia yritysten maksama hinta aurinkoenergiasta on vain 60 % siitä, mitä kotitaloudet maksavat. Tämä vaikuttaa huomattavasti aurinkovoimalan tuottaman energian hintaan ja sen kannattavuuteen. Ilmastonmuutostavoittei-

den saavuttamiseksi energiasektorilla, myös kotitalouksille olisi syytä kaavailla jonkinlaista tukea aurinkoenergiaan liittyen. Tämä voisi kiihdyttää entisestään aurinkoenergian asemaa Suomessa.

Hallitus hyväksyi uuden energia- ja ilmastostrategian 24.11.2016. Strategia on voimassa vuoteen 2030 asti. Teollisen mittakaavan sähköntuotannossa siirrytään tuulivoiman syöttötariffijärjestelmästä teknologianeutraaliin tarjouskilpailuun, jossa sähkön tuotantotukea maksetaan vain kustannustehokkaimmille investoinneille. Vuosina 2018–20 tullaan kilpailuttamaan 2 TWh:a sähköä. Tuen saaneiden hankkeiden on tarkoitus aloittaa energiantuotanto vuonna 2020. Pientuotannon raja säilytetään 800 MWh:ssa, ja yrityksillä on yhä mahdollista hakea investointitukea pientuotantoon. Tukitasoja tullaan toisaalta laskemaan nykyisestä. Investointitusta tullaan luopumaan kokonaan kun hankkeet käynnistyvät markkinaehtoisesti. Investointituen säilyttäminen on tärkeä tekijä aurinkosähkömarkkinoiden kasvun kannalta. Tarkkoja lukuja investointituille ei tässä strategiassa vielä anneta [22].

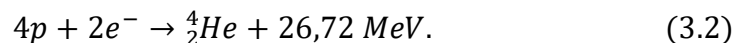
3. AURINKOSÄHKÖN TEORIA

Tässä kappaleessa perehdytään aurinkoenergian teoriaan ja alkuperään. Aurinkoenergia on seurausta auringossa tapahtuvasta fuusioreaktiosta. Auringon suuri massa aiheuttaa painovoimallisia vuorovaikutuksia kevyiden atomien välille. Nämä voimat ovat suurempia kuin voimat, jotka sitovat elektroneja atomin ytimeen. Näin ollen elektronit liikkuvat vapaasti, eivätkä ole sidoksissa atomin ytimeen, joten materiaalin olomuoto auringossa on plasma. Suuri painovoima puristaa plasmaa, mikä nostaa huomattavasti painetta ja lämpötilaa [23].

Protonien välillä vaikuttaa sähkömagneettinen ja vahva vuorovaikutus. Vahva vuorovaikutus vetää protoneja toisiinsa, ja vastaavasti sähkömagneettinen vuorovaikutus työntää niitä pois päin toisistaan. Näiden voimien seurauksena protonien välissä on potentiaalivalli, joka on ylitettävä fuusioitumisen tapahtumiseksi. Lyhyillä etäisyyksillä vahva vuorovaikutus on sähkömagneettista vaikutusta voimakkaampi, jolloin se sitoo protonit toisiinsa. Suuri paine työntää ytimiä lähemmäs toisiinsa, jolloin vahva vuorovaikutus vetää protonit yhteen. Myös suuri lämpötila lisää todennäköisyyttä fuusiolle, sillä suurempi liike-energia auttaa protoneita siirtymään potentiaalivallin läpi. Auringon ytimessä massaa muuttuu energiaksi. Vapautuva energia saadaan yhtälöstä

$$E = mc^2, \quad (3.1)$$

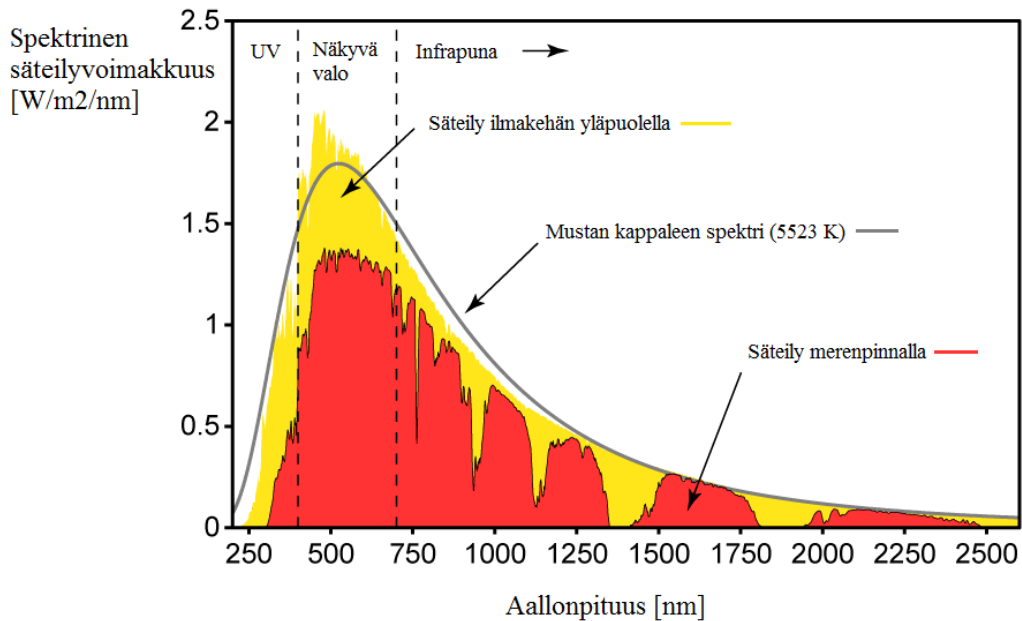
missä m on aineen massa ja c valonnopeus. Auringossa kaksi vetyatomia fuusioituu ja reaktiotuotteena syntyy heliumia ja neutriinon kantamaa energiaa. Reaktio tapahtuu protoni-protoni-ketjun mukaan, joka on monesta reaktioyhtälöstä koostuva kokonaisuus. Ketjun viimeinen reaktioyhtälö voidaan kirjoittaa muodossa



Auringossa keskimäärin noin 4,4 miljoonaa tonnia massaa muuttuu energiaksi joka sekunti ja avaruuteen vapautuvan säteilyenergian määrä on noin $3,86 \cdot 10^{26}$ W [24]. Maa sijaitsee 150 miljoonan kilometrin päästä auringosta ja maapallo on suhteellisen pieni kooltaan, joten tästä energiamäärästä vain murto-osa saavuttaa maapallon [25]. Siitä huolimatta energiamäärä on valtava ja sillä voitaisiin kattaa koko ihmiskunnan energiantarve.

3.1 Säteilyenergia

Kaikki kappaleet, jotka ovat absoluuttista nolapistettä lämpimämpiä, lähettävät sähkömagneettista säteilyä. Se koostuu sähkö- ja magneettikenttien aaltoliikkeestä. Aurinko on valtava tämän kaltaisen säteilyn lähde. Auringon pintalämpötila on noin 6000 K [26]. Auringon säteilyn spektriä voidaan verrata mustan kappaleen säteilyn spektriin. Mustalla kappaleella tarkoitetaan fysiikassa kappaletta, joka absorboi kaiken siihen osuvan sähkömagneettisen säteilyn. Seuraavassa kuvassa on esitetty auringon ja mustan kappaleen säteilyn spektrit lämpötilassa 5523 K.



Kuva 3.1. Auringon säteilyenergian voimakkuus aallonpituutta kohti ilmakehän yläpuolella, sekä meren pinnalla. Vertailukohteena mustan kappaleen 5523 K spektri (muokattu lähteestä [27]).

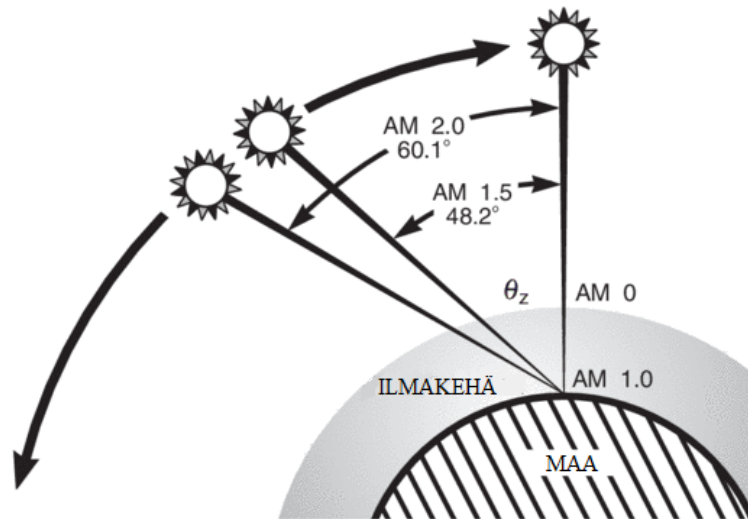
Kuten kuvasta 3.1 voidaan nähdä, auringon spektri mukailee hyvin tarkasti mustan kappaleen käyrää. Erot johtuvat pääosin siitä, että musta kappale on ideaalinen määritelmä, jollaista ei todellisuudessa voida saavuttaa. Toinen huomattava asia on se, että merenpinnalla säteilyn voimakkuus on huomattavasti pienempi kuin ilmakehän yläpuolella. Ilmakehä siis vaimentaa säteilyä. Tämä johtuu siitä, että osa säteilystä heijastuu takaisin avaruuteen ja osa absorboituu ilmakehään. Happi-, typpi-, otsoni-, vesi- ja hiilidioksidimolekyylit absorboivat säteilyä eri aallonpituuksilla. Absorboitumisesta johtuen merenpinnan säteilyn käyrään muodostuu kuoppia. Toinen merkittävä tekijä säteilyn vaimenemisessa on säteilyn heijastuminen takaisin avaruuteen. Säteilyä heijastuu ilmakehän partikkeleista (aerosolit ja vesipisarot), sekä niin sanotun Rayleigh'n sironnan takia. Kyseinen sironta tarkoittaa, että säteilyä hajottaa itse säteilyn aallonpituutta pienemmät partikkelit. Noin 96,3 % säteilyenergiasta sijoittuu 200–2500 nm aallonpituuksien välille. Loput 3,7 % sijoittuvat pitemmille aallonpituuksille [28].

Ilmakehän yläpuolelle saapuvan säteilyn intensiteetti on lähteestä riippuen noin 1367 W/m^2 . Tätä arvoa kutsutaan aurinkovakioksi. Se ilmoittaa säteilyenergian neliömetrille, kun säteily on kohtisuorassa tasoa vasten. Aurinkovakion arvo vaihtelee noin $\pm 3 \%$, johtuen maan kiertoradan hiukan elliptisestä muodosta. Sironnan ja absorbaation takia maan pinnalle saapuvan säteilyn intensiteetti pilvettömänä kesäpäivänä on noin 1050 W/m^2 suoraa säteilyä. Kokonaissäteily on hiukan suurempi hajasäteilyn ja heijastuksien ansiosta. Kokonaissäteilyn arvo on noin 1120 W/m^2 . Silti suurin osa (n. 94 %) säteilystä on suoraa säteilyä [28].

3.2 Ilmamassaluku

Ilmakehän vaimentaessa suoraa säteilyä on siis tärkeää, että auringonsäteilyn kulkema matka ilmakehän läpi olisi mahdollisimman lyhyt. Jos taso on kohtisuorassa säteilyyn

nähdessä, matka on lyhimmillään. Tason poiketessa välimatka kasvaa ja säteilyn intensiteetti pienenee. Tätä ilmiötä kuvaamaan on kehitetty ilmamassaluku (Air mass number, AM). Kuvassa 3.2 on esitetty havainnollistava kuva ilmamassaluvun periaatteesta.



Kuva 3.2. Ilmamassaluvun periaate (muokattu lähteestä [28]).

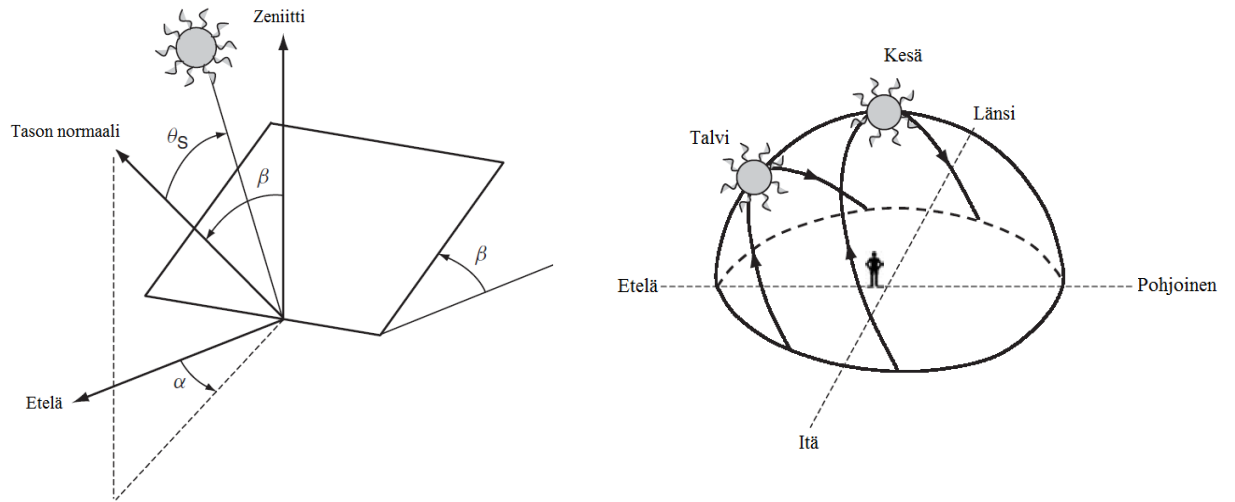
Kuvassa 3.2 on esitetty auringon lakipisteen kulmat eri ilmamassaluvuilla. Ilmamassaluku AM 0 kuvaa säteilyä ilmakehän yläpuolella. Luku 0 kuvastaa sitä, että säteily ei ohita yhtään ilmaa. AM 1 taas kuvaa tilannetta, jossa aurinko on kohtisuorassa maanpintaan nähden. Tällöin säteily kulkee lyhimmän mahdollisen matkan ilmakehän läpi. Ilmakehän paksuus riippuu myös maantieteellisestä sijainnista. Se voi vaihdella muutamia kilometrejä [29]. Tämä vaikutus on kuitenkin pieni verrattuna auringon sijainnin vaikutukseen, sillä ilmakehän paksuus on huomattavasti suurempi. Ilmakehällä ei ole tarkkaa rajapintaa, mutta yleisesti voidaan käyttää Kármánin rajaa, joka on noin 100 km [30]. Ilmamassaluku voidaan laskea yhtälöstä

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z}, \quad (3.3)$$

missä $\cos \theta_z$ on auringon sijainti taivaan lakipisteen sijaintiin nähden (kuva 3.2). Yhtälö pätee vain ideaalille homogeeniselle ilmakehälle, mutta useimmissa tapauksissa tarkkuus on riittävä [31].

3.3 Kallistus- ja atsimuuttikulma

Säteilyenergian voimakkuus riippuu siis sekä ilmakehän ominaisuuksista että auringon sijainnista. Koska suurin osa maanpinnalle saapuvasta säteilystä on suoraa säteilyä, on tärkeää, että paneelit olisi suunnattu aurinkoa kohti. Eri vuoden- ja vuorokaudenaikoina aurinko paistaa eri suunnasta kiinteään pisteeseen nähden. Kaksi suuretta kuvaa tason (aurinkopaneelin) suuntausta aurinkoon nähden. Nämä ovat kallistus- ja atsimuuttikulma. Kuvassa 3.3 on havainnollistettu auringon sijaintia kiinteään pisteeseen ja tasoon nähden.



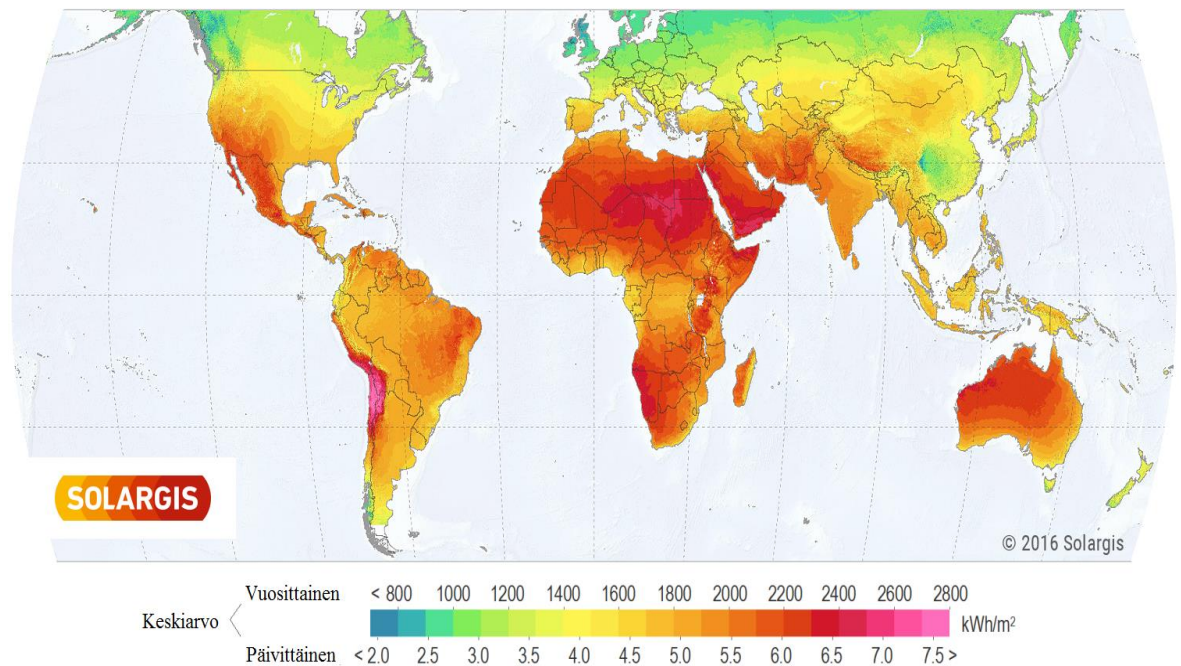
Kuva 3.3. Auringon sijainti kallistettuun tasoon nähden, sekä vuodenajan vaikutus auringon kiertorataan. (muokattu lähteestä [31])

Zeniitti tarkoittaa maanpinnasta kohtisuoraan ylöspäin olevaa taivaan lakipistettä. Kuten kuvasta 3.3 voidaan huomata, tason kallistuskulma β on tason normaalin ja zeniitin välinen kulma. Tason normaalin ja auringon välisen kulman θ_S olisi oltava mahdollisimman pieni suurimman säteilyenergian saamiseksi. Talvella tason kallistuskulman pitäisi olla suuri, koska aurinko paistaa silloin matalammalta. Kesällä taas aurinko paistaa keskipäivällä zeniitin suunnasta, joten silloin tason kallistuskulman olisi syytä olla mahdollisimman pieni.

Atsimuuttikulma taas tarkoittaa tason suuntauksen poikkeavuutta etelästä. Kun taso on suunnattu etelään, atsimuuttikulma on 0. Atsimuuttikulma on positiivinen länteen päin mentäessä ja vastaavasti negatiivinen itään päin mentäessä. Suurimman säteilyenergian saamiseksi taso olisi pyrittävä suuntaamaan mahdollisimman tarkasti etelään. Näin tasoon tulee sekä aamupäivän, että iltapäivän säteilyä. Esimerkkinä, jos taso olisi suunnattu suoraan itään, ei iltapäivällä tai illalla tasoon kohdistu juuri yhtään suoraa säteilyä.

3.4 Säteilyenergia maailmalla ja Suomessa

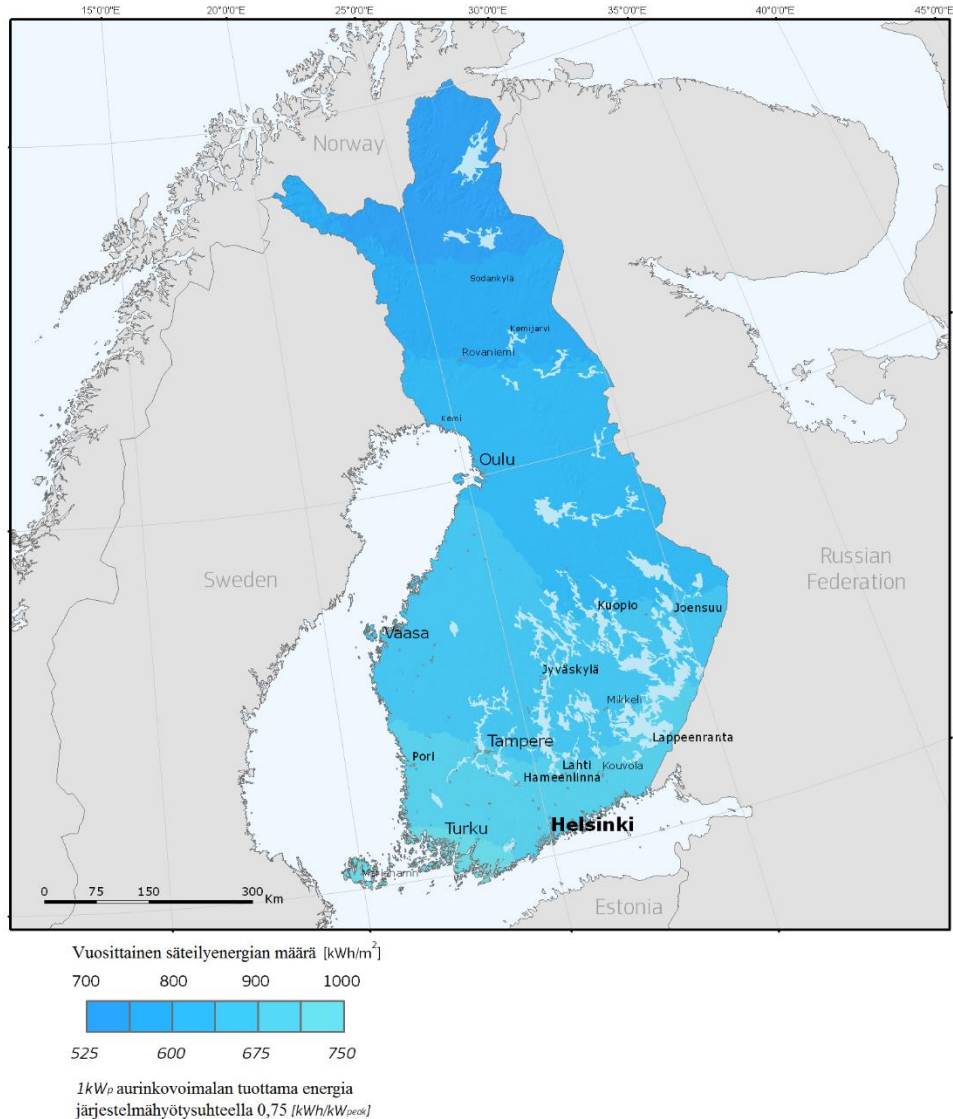
Säteilyenergia vaihtelee maantieteellisen sijainnin mukaan. Syitä tähän on ilmakehän paksuus, maapallon kiertoradan elliptisyys ja akselin kallistuskulma. Nämä asiat aiheuttavat myös eri ilmastot maapallolla. Vuosittainen kokonaissäteilyenergia voi vaihdella pohjoisten osien alle 800 kWh/m^2 :sta, eteläisten ja päiväntasaajan alueiden jopa $2\,500 \text{ kWh/m}^2$:iin. Kuvassa 3.4 on esitetty keskimääräinen kokonaissäteilyenergia maailmalla.



Kuva 3.4. Kokonaissäteilyn keskiarvo vaakatasolle (muokattu lähteestä [32]).

Kuvasta 3.4 nähdään, että potentiaalisimmat paikat aurinkoenergian hyödynnettävyydelle löytyvät Afrikasta, Lähi-Idästä, Australiasta ja Väli-Amerikasta. Afrikan alueella olisi huomattava potentiaali aurinkoenergian käytölle, mutta esteinä on mm. alueiden infrastruktuuri. Sähköverkot puuttuvat ja elintaso on alhainen, joten sähköä ei käytetä kovinkaan paljon. Tulevaisuudessa aurinkovoimalat voisivat olla tärkeä osa hajautetun energiajärjestelmän luomisessa ja sähkön toimittamisessa syrjäisille alueille. Kartasta huomataan myös, että suurimmassa osassa Eurooppaa säteilyenergian määrä ei ole kovinkaan suuri. Hintojen laskun myötä aurinkovoimaloista on tullut kannattavaa jopa näillä alueilla. Maailman johtavan aurinkoenergian tuottajan, Kiinan, potentiaali ei ole paras mahdollinen. Itä-Kiinassa, jossa valtaosa väestöstä asuu, säteilyenergian määrä on noin 800–1500 kWh/m². Tämän hetkisten kaupallisten paneelien hyötysuhteet ovat luokkaa 15–16 %, joten vuodessa on mahdollista tuottaa noin 120–400 kWh/m².

Suomessa vaakatasoon saapuva säteilyenergiatiheys on luokkaa 700 kWh/m² pohjoisessa ja 1 000 kWh/m² aivan eteläisimmässä osissa. Kuvassa 3.5 on esitetty Suomen vuotuinen säteilyenergia vaakatasolle.

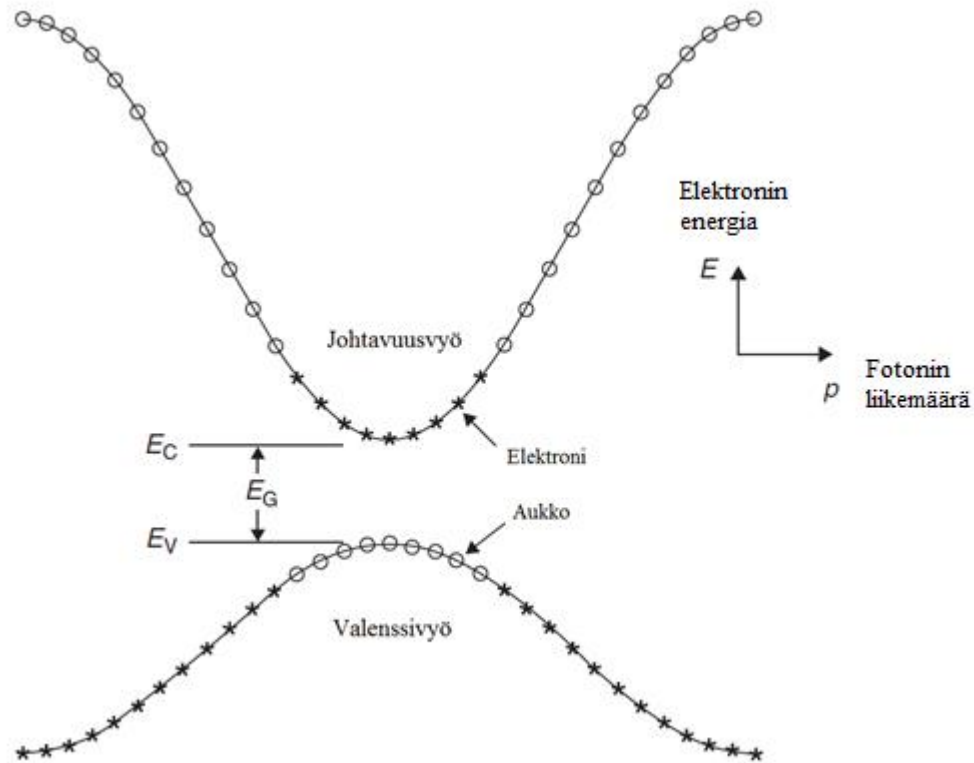


Kuva 3.5. Kokonaissäteilyn keskiarvo Suomessa vaakatasoon nähden (muokattu lähteestä [33]).

Vaakasuooraan tasoon tuleva kokonaissäteily ei siis ole Suomessa kovinkaan voimakasta. Tason tulisi aina olla kohtisuorassa auringon lakipisteeseen nähden maksimaalisen säteilyn saamiseksi. Kesällä suurimman osan ajasta aurinko paistaa korkealta ja talvella matalammalta. Talvisin paistetunteja on vähän. Tason poiketessa vaakatasosta, auringon säteily tulee suuremman osan ajasta kohtisuoraan tasoa vasten, koska aurinko ei paista suoraan ylhäältä. Optimaalisesti kohdistetulle tasolle saadaan Suomessa 900–1100 kWh/m². Kuvassa järjestelmähyötysuhde on 750 kWh/kW_p, mutta optimaalisesti suunnattu voimala voi tuottaa etelässä yli 800 kWh/kW_p. Suomessa hajasäteilyn osuus on suurempi verrattuna aurinkoisiin alueisiin. Tämä johtuu siitä, että pilvisiä päiviä on paljon etenkin syksyllä ja talvella, jolloin suoraa säteilyä ei tule juuri lainkaan. Se ei tarkoita kuitenkaan sitä, että säteilyenergiaa ei saada ollenkaan, sillä pilvistä ja maasta heijastuvasta hajasäteilystä saadaan myös energiaa.

3.5 Puolijohdemateriaalien fysiikka

Puolijohteet ovat kiinteitä materiaaleja, joiden atomien elektronit ovat sijoittuneet energiavöille. Ylintä energiavyötä, jolla on elektroneja, kutsutaan valenssivyöksi. Alhaisissa lämpötiloissa valenssivyön vapaat paikat on täytetty elektroneilla. Jotta puolijohdemateriaali voi johtaa sähköä, on valenssivyöltä vapauduttava tilaa, jotta elektronit voivat liikkua [34]. Energiavyöt ovat keskeisessä osassa puolijohdemateriaaleja tarkastellessa. Seuraavassa kuvassa on esitetty yksinkertaistettu energiavöiden rakenne.



Kuva 3.6. Energiavöiden yksinkertaistettu rakenne (muokattu lähteestä [31]).

Kuvassa 3.6 on esitetty vain ylin valenssivyö ja alin johtavuusvyö, koska oletetaan että alemmat valenssivyöt ovat täynnä ja ylemmät johtavuusvyöt ovat tyhjiä. Kuvassa on esitetty suoran välin puolijohde (esimerkiksi GaAs ja CdTe), mikä tarkoittaa, että valenssivyön maksimi ja johtavuusvyön minimi ovat kohtisuorassa toisiaan vastaan. Epäsuoran välin puolijohdeissa (pii), maksimi ja minimi eivät ole kohtisuorassa toisiinsa nähden. Vöiden väli, energia-aukko E_G on energia, joka tarvitaan elektronin virittämiseksi valenssivyöltä johtavuusvyölle. Piin energia-aukon arvo on noin 1,1 eV [31].

Lämpötilan noustessa, jotkin elektronit voivat nousta johtavuusvyölle. Kun valenssivyöltä irtoaa elektroni, se jättää jälkeensä tyhjän tilan. Näitä tyhjiä tiloja voidaan kuvata positiivisesti varautuneina varauksenkuljettajina; aukkoina. Ilman ulkoista voimaa elektronit ja aukot kuitenkin pyrkivät takaisin tasapainotilaan. Tämä tarkoittaa, että elektroni tippuu johtavuusvyöltä takaisin valenssivyön tyhjiin aukkoon. Tätä ilmiötä kutsutaan rekombinaatioksi. Ne eivät ole haluttuja tapahtumia, sillä ne eliminoivat elektroni-aukko

pareja, jotka mahdollistavat sähkövirran kulkemisen. Näin ollen rekombinaatiot pienentävät materiaalin sähkönjohtavuutta. Jotta rekombinaatioilta voidaan välttyä, elektroniaukko-pari on pystyttävä erottamaan toisistaan. Se voidaan toteuttaa sähkökentän avulla.

Puolijohdemateriaali on täynnä pieniä esteitä, kuten ioneja ja seosatomien partikkeleita, joihin liikkeessä olevat elektronit ja aukot törmäävät. Elektronit ja aukot kimmahtelevat näistä esteistä ja liike hajoaa, mutta suunta on silti pääasiallisesti sähkökentän määräämä. Liikettä voisi verrata flipperin palloon, joka kimpoilee esteistä eri suuntiin, mutta pääasiallisesti liikkuu alaspäin. Merkittävimmät liikettä hajottavat tapahtumat aurinkokennoissa ovat ionisoiduista epäpuhtauksista johtuva hajonta sekä kidehilahajonta. Näiden yhteisvaikutuksesta saadaan varauksenkuljettajien liikkuvuus μ yhtälöstä [31]

$$\frac{1}{\mu} = \frac{1}{\mu_L} + \frac{1}{\mu_I}, \quad (3.4)$$

missä μ_L on kidehilahajonta ja μ_I ionisoiduista epäpuhtauksista johtuva hajonta. Voimakas sähkökenttä voi myös vaikuttaa liikkuvuuteen, mutta tätä asiaa ei ole syytä tarkastella, koska aurinkokennoissa voimakkaita sähkökenttiä ei esiinny [31]. Kun puolijohteen yli vaikuttaa sähkökenttä, se taivuttaa energiavöitä ylöspäin sähkökentän suuntaan. Johtavuusvyöllä sijaitsevat negatiivisesti varautuneet elektronit kulkevat vastakkaiseen suuntaan kenttään nähden ja aukot taas kentän suuntaisesti. Sähkökentän vaikutuksesta aiheutuva varauksen (elektronin tai aukon) liikkeen nopeus, ns. vaellusnopeus, saadaan yhtälöstä

$$|\vec{v}_d| = |\mu \vec{E}|, \quad (3.5)$$

missä \vec{E} on sähkökentän voimakkuus.

Lämpöliikkeestä johtuen elektronit ja aukot pyrkivät jakautumaan tasaisesti puolijohdemateriaalissa. Ne liikkuvat suuremmista pitoisuuksista pienempiin. Tätä liikettä kutsutaan diffuusioksi. Ilmiötä voi verrata ilman jakautumiseen tasaisesti ilmapallon sisällä [31].

3.6 Fotonin absorboituminen

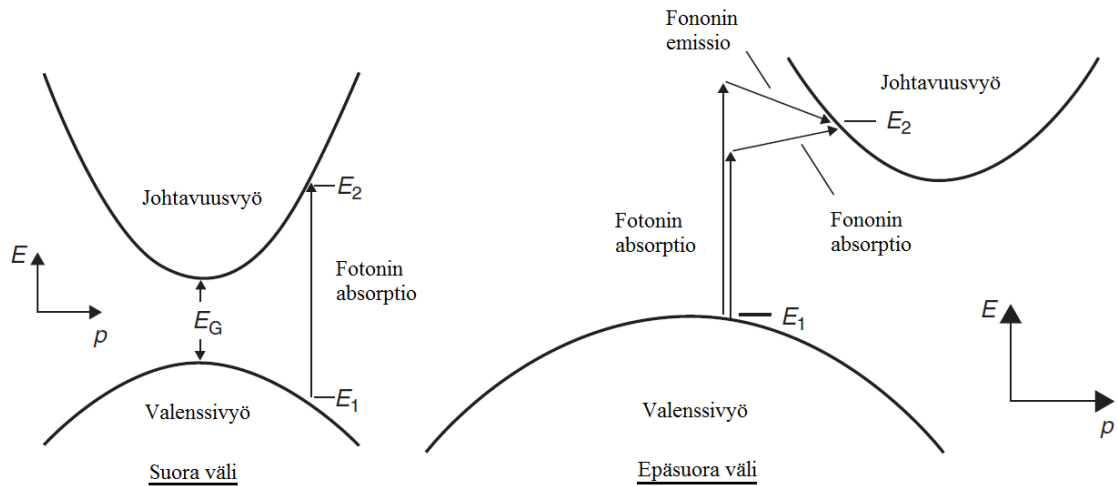
Valo on siis sähkömagneettista säteilyä. Sähkömagneettisen säteilyn välittäjähiukkasta kutsutaan fotoniksi ja sen energia saadaan yhtälöstä

$$E_f = hf = h \frac{c}{\lambda}, \quad (3.6)$$

missä h on Planckin vakio, f taajuus, c valonnopeus ja λ aallonpituus. Yhtälöstä nähdään, että lyhyillä aallonpituuksilla fotonien energia on suurempi kuin pitkällä aallonpituuksilla. Fotonien absorboituessa puolijohdemateriaaliin ne voivat virittää elektronin valenssivyöltä johtavuusvyölle. Vain fotonit joilla on tarpeeksi suuri energia ($E_f > E_G$) pystyvät tähän [31].

Suoran välin puolijohdeissa elektroni vapautuu suoraan johtavuusvyölle. Tätä kutsutaan perusabsorboitumiseksi, jossa fotonin energia sekä liikemäärän on säilyttävä. Tällöin elektroni irtautuu kohtisuoraan ylöspäin valenssivyöltä. Epäsuoran välin puolijohdeissa, energian ja liikemäärän säilyttämiseksi tarvitaan ylimääräinen partikkeli: fononi. Niillä

on pieni energia, mutta suuri liikemäärä. Valon absorboitumiseksi epäsuoran välin materiaaleissa, tarvitaan joko fononin absorptio tai emissio. Kuvassa 3.7 on esitetty sekä suoran välin että epäsuoran välin absorptio.



Kuva 3.7. Fotonin absorbaatio suoran ja epäsuoran välin materiaaleissa (muokattu lähteestä [31]).

Suoran välin materiaaleissa fotonin absorbaatio on todennäköisempi, koska siinä tarvitaan vähemmän energiaa, eikä ylimääräisiä partikkeleita. Näin ollen näistä materiaaleista tehtyjen paneelien hyötysuhteet ovat myös korkeammat.

3.7 Pn-liitos

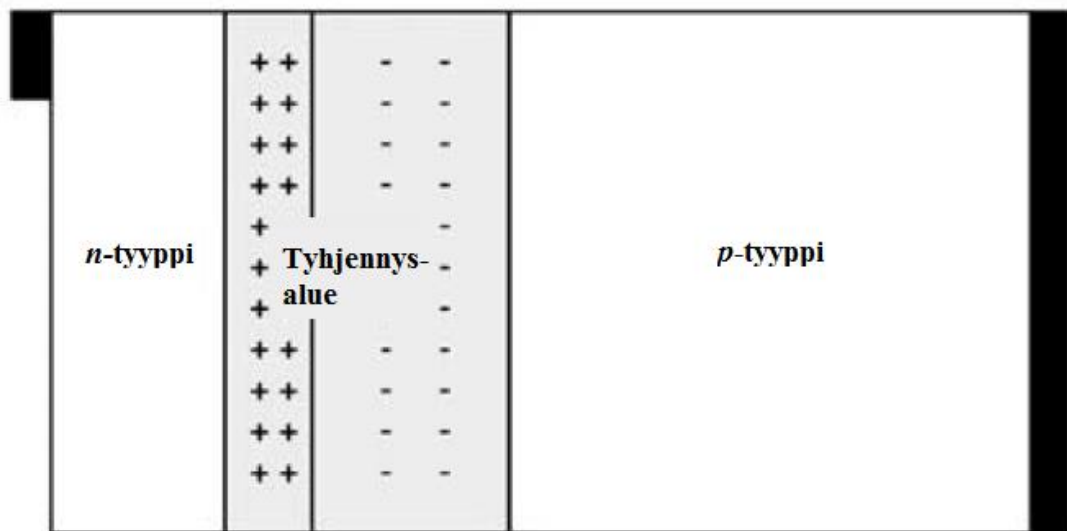
Koska pii on johtava materiaali paneelivalmistuksessa, perehdytään sen ominaisuuksiin tarkemmin. Pii kuuluu alkuaineiden jaksollisessa järjestelmässä ryhmään IV, mikä tarkoittaa, että piiatomilla on neljä elektronia uloimmalla elektronikuorella. Nämä neljä valenssielektronia ovat käytettävissä kovalenttisten sidosten luomiseen vierekkäisten atomien kanssa. Puolijohdeiden tärkeä ominaisuus on, että niiden johtavuutta voidaan kontrolloida seostamalla eri puolijohdemateriaaleja toisiinsa. Esimerkiksi fosforilla (P) on viisi valenssielektronia, joista neljä käytetään muodostamaan kovalenttinen sidos piin valenssielektronien kanssa. Ylimääräinen elektroni luovutetaan johtavuusvyölle. Vastavasti boorilla (B) on vain kolme valenssielektronia, joten se jättää jälkeensä yhden aukon (vastaanottaja). Luovuttaja-atomit tuottavat positiivisesti varautuneen tilan ja vastaavasti vastaanottajat negatiivisen tilan. Näin saadaan luotua n- ja p-tyyppin puolijohdeita. N-tyyppin puolijohdeissa elektronit toimivat ensisijaisina varauksenkuljettajina ja p-tyyppin materiaaleissa aukot [34].

Kun n- ja p-tyyppin puolijohdemateriaalit liitetään toisiinsa, saadaan niin sanottu pn-liitos. Yleensä n-tyyppin kerros on noin 1000 kertaa ohuempi kuin p-kerros. Toisaalta n-tyyppin materiaalissa on 10 000 kertaa enemmän luovuttajia verrattuna p-tyyppin vastaanottajiin. Koska n- ja p-tyyppin materiaaleissa on eri pitoisuudet elektroneja ja aukkoja, tapahtuu diffuusiota. Elektronit kulkevat n-puolelta p-puolelle ja aukot päinvastaiseen suuntaan p-puolelta n-puolelle. Diffuusion seurauksena puolijohdeisiin lisätyt ionisoidut luovuttajat ja vastaanottajat paljastuvat. Tämän tapahtuessa syntyy potentiaaliero eli sähkökenttä pn-

liitoksen yli. Tätä pn-liitoksen aiheuttamaa potentiaaliero ϕ kutsutaan myös kynnysjännitteeksi, ja tätä ilmiötä kuvaa Poissonin yhtälö [31].

$$\nabla^2 \phi = \frac{q}{\epsilon} (n_0 - p_0 + N_A^- - N_D^+), \quad (3.7)$$

missä q on elektronin varaus, ϵ puolijohteen permittiivisyys, n_0 tasapainotilan elektronien konsentraatio, p_0 tasapainotilan aukkojen konsentraatio, N_A^- ionisoitujen vastaanottajien konsentraatio ja N_D^+ ionisoitujen luovuttajien konsentraatio. Konsentraatiot ilmoittavat kuinka monta kappaletta kyseisiä partikkeleita on kuutiosenttimetrissä. Kuten yhtälöstä voidaan huomata, materiaalien ominaisuudet vaikuttavat kynnysjännitteen suuruuteen. Siirtymäaluetta, jossa elektronien ja aukkojen diffuusio tapahtuu, kutsutaan tyhjennysalueeksi. Tyhjennysalueella ei ole vapaita elektroneja tai aukkoja. Seuraavassa kuvassa on esitetty pn-liitos ja tyhjennysalue.



Kuva 3.8. PN-liitoksen synnyttämä tyhjennysalue (muokattu lähteestä [31]).

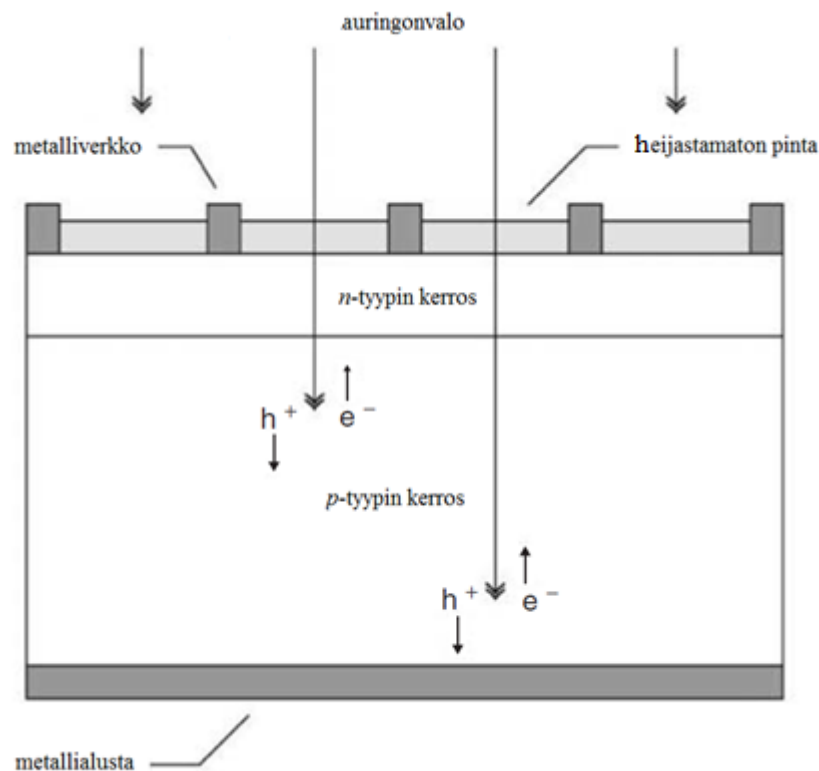
Kuten huomataan, tyhjennysalueen n-puolen varaus on positiivinen ja p-puolella negatiivinen. Tyhjennysalueen sivuilla varaus on neutraali. P-tyypin puolijohdemateriaali on paksumpi, ja suurin osa valon absorbaatiosta tapahtuu siellä. Kuvassa näkyvät mustat alueet kuvaavat sähköisiä liitoksia. Vasemmalla puolella liitoksena toimii metalliverkko ja oikealla paneelin takaosa. Liitoksen synnyttämän potentiaalieron ja sähköisten liitosten avulla saadaan virta kulkemaan lisäämällä liitosten väliin ulkoinen kuorma. Tämä on perusteena paneelien muuntaessa valoa sähköksi [31].

4. KENNOJEN RAKENNE JA OMINAISUUDET

Aurinkokenno on puolijohdekerroksista ja sähköisistä liitoksista koostuva auringonvaloa sähköksi muuntava komponentti. Kennojen koko vaihtelee toimittajien ja teknologioiden mukaan, mutta yleisesti yhden kennon koko on luokkaa 156 x 156 mm. Tämän kokoisen kennon tuottama teho on noin 4 – 4,5 W_p . Aurinkopaneelit koostuvat kennoista, joita on kytketty sekä rinnan että sarjaan halutun jännitteen ja virran muodostamiseksi. Yleisimmin kennoja on 60 kappaletta yhdessä paneelissa [31].

4.1 Kennon rakenne

Aurinkokennon toiminta on seurausta valosähköisestä ilmiöstä, jossa fotonien liike-energia muuttuu sähköksi. Kennojen toiminta perustuu puolijohdemateriaalien kykyyn absorboida valoa ja kuljettaa osa fotonien energiasta varauksenkuljettajille. Virta kulkee vain yhteen suuntaan, joten aurinkokenno on yksinkertaisuudessaan puolijohdediodi. Kenno koostuu alustasta, n- ja p-tyyppin puolijohdekerroksista, heijastusta estävästä pinnasta ja metalliverkosta. Kuvassa 3.6 on esitetty yksinkertaistettu kennon rakenne.



Kuva 4.1. Yksinkertainen kuvaus aurinkokennon rakenteesta (muokattu lähteestä [31]).

Metalliverkko muodostaa toisen sähköisen kontaktin ja metallialusta kennon vastakkaisella puolella toisen. Verkon väleistä auringonvalo pääsee puolijohdekerrokseen. Metalliverkon alla on pieni heijastamaton kerros, joka lisää puolijohdepinnoille pääsevää valon

määrää. Puolijohdekerrokset voidaan valmistaa monesta materiaalista, mutta markkinoita hallitsee yhä pii (Si). Piillä on hyvät ominaisuudet absorboida valoa ja piin valmistustekniikat ovat hyvin kehittyneet, koska sitä käytetään paljon puolijohde-elektronikassa. Muita kenoissa käytettyjä materiaaleja ovat mm. galliumarseeni (GaAs), galliumindiumfosfori (GaInP) ja kadmiumtelluuri (CdTe). Kaikista maailmalla tuotetuista paneeleista yli 90 % on yksi- tai monikidepiipaneeleita. Loput paneelit ovat pääasiassa ohutkalvo- tai moniliitospaneeleita, ja ne on valmistettu pääosin edellä mainituista yhdisteistä. Ohutkalvopaneeleista noin 60 % on kadmiumtelluurista ja loput piipohjaisia [35].

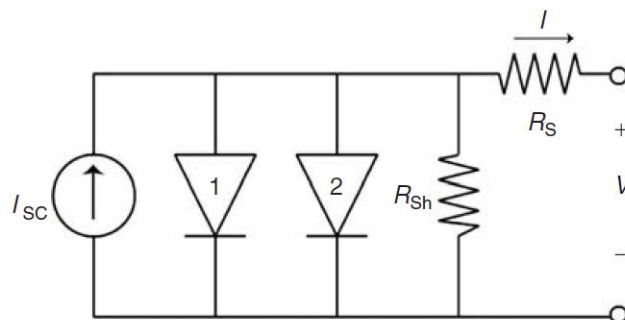
Galliumarseeni- ja galliumindiumfosforipaneelit perustuvat moniliitosteknologiaan. Tavallisessa yhden liitoksen piikennossa vain fotonit, joilla on suurempi energia kuin energiaväiden välinen energia-aukko, absorboituvat materiaaliin. Jos fotonin energia on suurempi kuin energia-aukko, ylimääräinen energia muuttuu lämmöksi. Fotonit, joiden energia on pienempi kuin energia-aukko, eivät absorboidu ollenkaan. Moniliitoksenkennoissa on nimensä mukaisesti monta liitosta. Tämän avulla energia-aukkojen arvoja on useita, joten suurempi määrä fotoneita absorboituu materiaaliin. Näin ollen moniliitoksenkennojen hyötysuhteet ovat parempia kuin tavallisilla yhden liitoksen piikenoilla. Moniliitoksenkennojen hyötysuhde voi olla jopa 40 %. Nämä ovat kuitenkin piikenoja kalliimpia, ja niitä käytetään lähinnä avaruussovelluksissa. Kadmiumtelluuripaneelit ovat myös hyötysuhteeltaan piikenoja parempia. Energiavyöt ovat kohtisuorassa toisiaan vasten, joten fotonin absorboituminen on todennäköisempää kuin epäsuoran välin piikenoissa [31].

4.2 Kennojen ominaisuudet

Aurinkokennojen tuottama energia riippuu monesta tekijästä. Näitä ovat muun muassa lämpötila, säteilyn voimakkuus ja puolijohteen ominaisuudet. Kennon tuottama virta saadaan laskettua yhtälöstä

$$I = I_{SC} - I_{o1} \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) - I_{o2} \left(e^{\frac{qV}{2kT}} - 1 \right), \quad (4.1)$$

missä I_{SC} on kennon oikosulkuvirta, I_{o1} ja I_{o2} ovat kyllästysvirtoja, k on Boltzmannin vakio, T on lämpötila ja V kennon jännite. Kyllästysvirrat ovat seurausta rekombinaatioista ja ne pienentävät kennon tuottamaa kokonaisvirtaa. Kyllästysvirta I_{o1} johtuu rekombinaatioista pn-liitoksen neutraaleilla alueilla ja I_{o2} johtuu rekombinaatioista tyhjennysalueella [31]. Yksinkertaisesti esitettynä kenno voidaan esittää piirinä, jossa on yksi virtalähde. Kuvassa 3.10 on esitetty aurinkokennon yksinkertaistettu sijaiskytkentä.



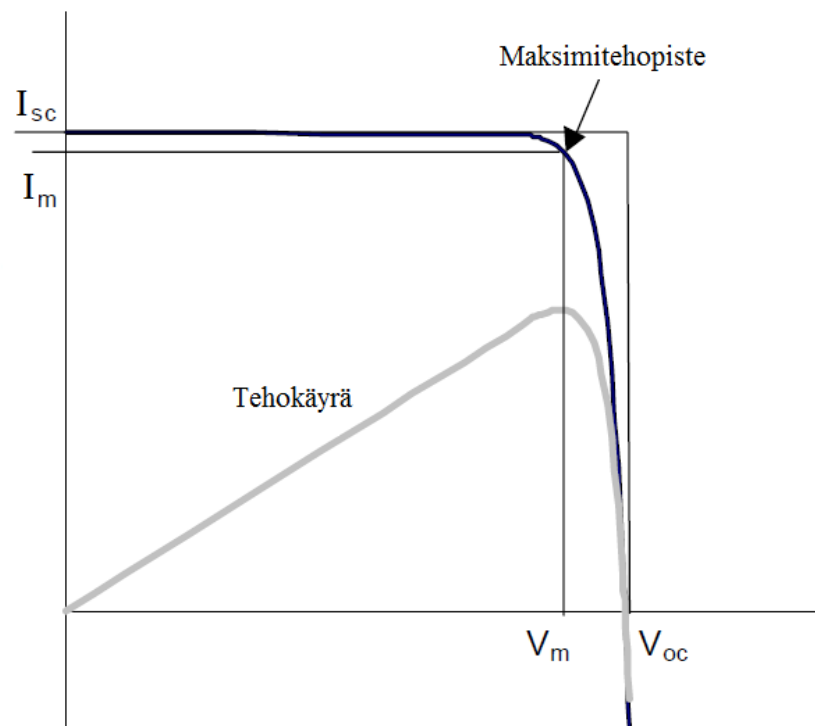
Kuva 4.2. Aurinkokennon yksinkertaistettu sijaiskytkentä (muokattu lähteestä [31]).

Kuvassa (4.2) on aurinkokennon oikosulkuvirran kanssa kytketty rinnan kaksi diodia. Diodi 1 kuvastaa rekombinaatiovirtaa pn-liitoksen neutraaleilla alueilla (I_{o1}). Diodi 2 kuvaa rekombinaatiovirtaa tyhjennysalueella (I_{o2}). Yleensä piiri kuvataan vain yhdellä diodilla, joka kuvaa molempia kyllästysvirtoja. Kyllästysvirtojen suuruus riippuu kennon rakenteesta, materiaalien ominaisuuksista, käyttöolosuhteista sekä kennon jännitteestä. Kennon tuottamaa energiaa pienentää myös kuvassa esitetyt sarjaan ja rinnan kytketyt vastukset R_S ja R_{Sh} . Sarjaan kytketty vastus R_S johtuu kennon metalliverkon resistanssista sekä virran poikittaisesta liikkeestä n-puolelta metalliverkkoon. Siirtovastus R_{Sh} kuvaa vapaiden varauksenkuljettajien vaihtoehtoisia reittejä. Suuri siirtovastuksen arvo merkitsee sitä että suurin osa varauksenkuljettajista päätyy tuottamaan energiaa. Eräät tutkimukset ovat osoittaneet, että nämä vastukset eivät ole vakioita, vaan ne riippuvat säteilyvoimakkuudesta. Sarjavastuksen on osoitettu pienenevän ja siirtovastuksen kasvavan säteilyvoimakkuuden laskiessa. Sarjavastuksella ei ole vaikutusta avoimen piirin jännitteeseen, mutta se pienentää oikosulkuvirtaa. Päinvastoin siirtovastus ei vaikuta oikosulkuvirtaan, mutta pienentää avoimen piirin jännitettä [31][36].

Kennojen sähköisiä ominaisuuksia tarkastellaan yleensä I-V (virta-jännite) kuvaajien avulla. Avoimen piirin jännitteen ja oikosulkuvirran välinen suhde saadaan seuraavasta yhtälöstä

$$V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{I_{sc}}{I_0} + 1 \right), \quad (4.2)$$

missä I_0 on kokonaiskyllästysvirta [31]. Yhtälöstä on yksinkertaistuksen vuoksi jätetty vastusten vaikutus huomioimatta. Avoimen piirin jännite on maksimijännite, jonka kenno voi tuottaa. Seuraavassa kuvassa on esitetty yhden kennon virta-jännitekäyrä.



Kuva 4.3. Aurinkokennon virta-jännitekäyrä (muokattu lähteestä [37]).

Kuten huomataan, pienillä jännitteillä virta pysyy lähes vakiona ja sen arvo on kennon oikosulkuvirran suuruinen. Jännitteen kasvaessa virta tippuu nopeasti nolnaan. Tämä johtuu kyllästysvirroista. Ne kulkevat kennon tuottamaa virtaa vastaan, ja näin pienentävät kennon tuottamaa kokonaisvirtaa. Jännitteen saavuttaessa avoimen piirin jännitteen arvon, kennon tuottama kokonaisvirta putoaa nolnaan. Maksimitehopiste on se piste, jossa kenno tuottaa suurimman mahdollisen tehon. Kuten kuvasta huomataan, maksimitehopisteen (MPP) arvo ei aivan vastaa avoimen piirin jännitteen ja oikosulkuvirran leikkauspistettä. Kennon maksimiteho saadaan nyt yhtälöstä

$$P_{MPP} = I_m V_m, \quad (4.3)$$

missä I_m on maksimitehopisteen virta ja V_m maksimitehopisteen jännite. Optimaalisen kennon maksimitehopiste olisi siis $I_{SC} * V_{OC}$. Täyttökerroin kuvaa maksimitehopisteen suhdetta optimaaliseen tehonsaataavuuteen. Se saadaan yhtälöstä

$$FF = \frac{I_m V_m}{I_{sc} V_{oc}}. \quad (4.4)$$

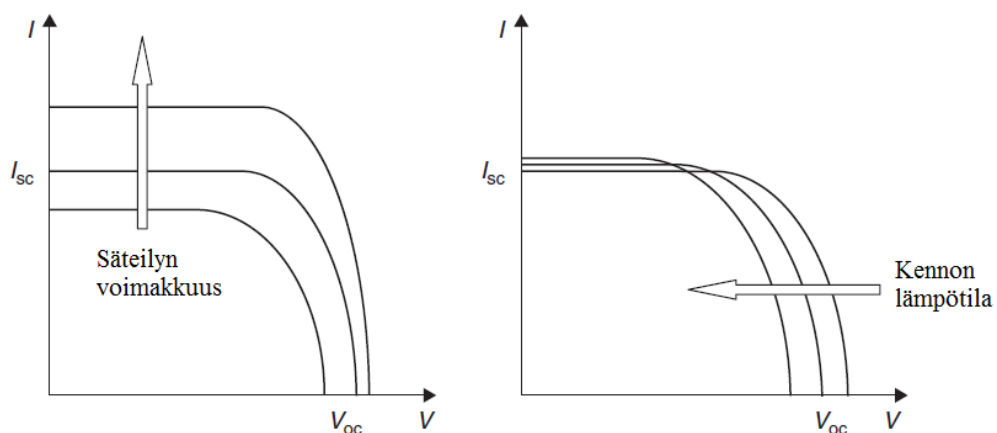
Kennon kokonaishyötysuhde saadaan yhtälöstä

$$\eta = \frac{I_{sc} V_{oc} FF}{P_s}, \quad (4.5)$$

missä P_s on kennon pinnalle tuleva säteilyteho [37].

4.3 Olosuhteiden vaikutus kennon toimintaan

Kennon tuottamaan energiaan vaikuttavat sisäisten ominaisuuksien lisäksi myös käyttöolosuhteet. Näistä tärkeimpinä voidaan pitää säteilyn voimakkuutta, lämpötilaa ja varjostuksia. Seuraavassa kuvassa on esitetty lämpötilan ja säteilyn vaikutus kennon virtaan ja jännitteeseen



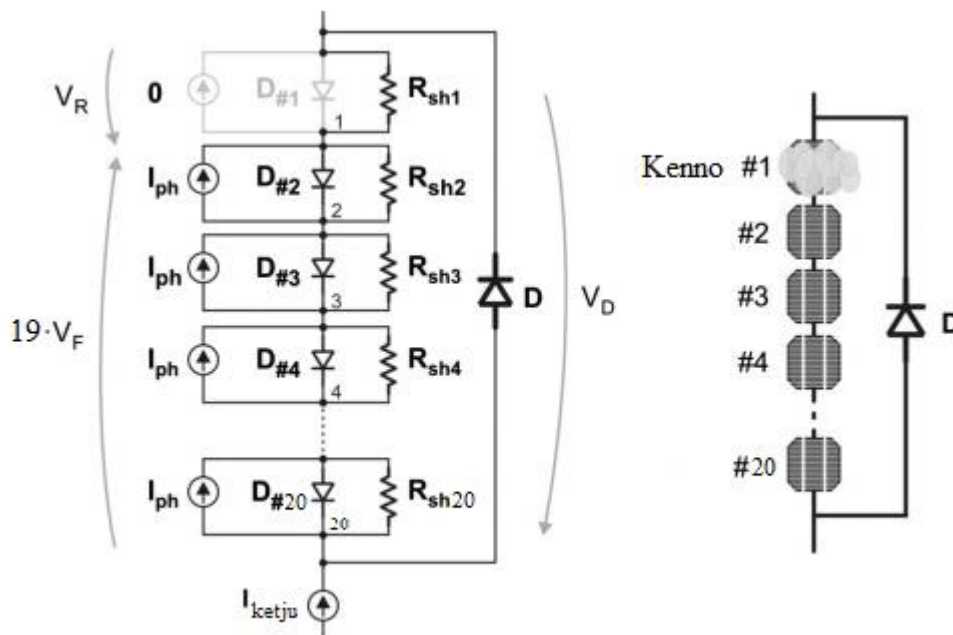
Kuva 4.4. Säteilyvoimakkuuden ja lämpötilan vaikutus kennon virta-jännite käyriin (muokattu lähteestä [38]).

Säteilyvoimakkuus vaikuttaa positiivisesti kennon tuottamaan virtaan, mutta pienentää kennon jännitettä. Virta kasvaa kuitenkin nopeammin, joten suuremmilla säteilyvoimakkuuksilla maksimitehopisteen arvo kasvaa. Suurilla säteilyvoimakkuuksilla fotoneilla on

enemmän energiaa virittää elektronit johtavuusvyölle, joten valon absorbaatiota tapahtuu enemmän kuin pienemmillä voimakkuuksilla. Näin ollen kennon johtavuus ja sen seurauksena myös kennon virta kasvaa.

Virta kasvaa myös lämpötilan noustessa. Tämä johtuu siitä, että energia-aukko pienenee lämpötilan vaikutuksesta, jolloin fotonit tarvitsevat vähemmän energiaa virittyäkseen johtavuusvyölle. Toisaalta kennon jännite laskee johtuen kyllästysvirtojen kasvusta. Jännite pienenee voimakkaammin kuin virta kasvaa, joten yhteisvaikutuksena kenno tuottaa vähemmän tehoa. Kennojen hyötysuhde on siis huonompi korkeissa lämpötiloissa [39].

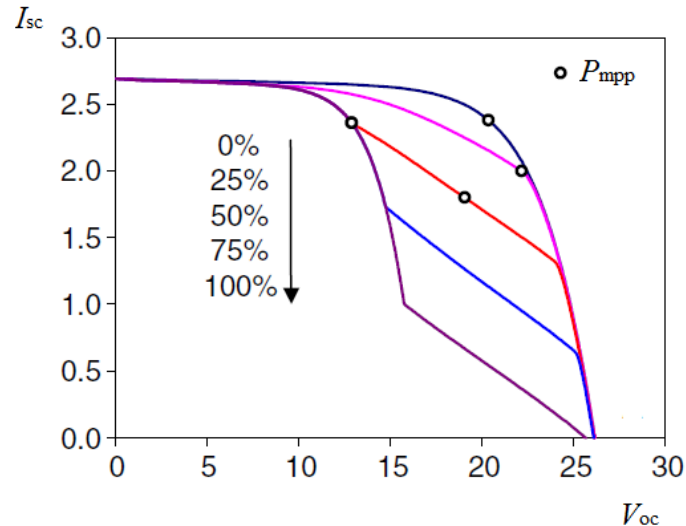
Säteilyvoimakkuus vaikuttaa siis voimakkaasti kennon tuottamaan virtaan. Varjostukset pienentävät suoran säteilyn määrää, joten ne aiheuttavat virran huomattavaa pienenemistä. Kennoja kytkettäessä sarjaan kaikkien kennojen läpi menevä virta on yhtä suuri. Yksittäisen kennon varjostuessa, se voi alkaa toimia estotilassa, jolloin kenno kuluttaa tehoa muuttamalla sitä lämmöksi. Tätä kutsutaan niin sanotuksi kuuman pisteen (hot spot) muodostumiseksi. Kuumat pisteet voivat aiheuttaa kennojen pysyvää rikkoutumista. Käytännössä ilmiötä tapahtuu aina kennojen varjostuessa, joten ne on suojattava sitä vastaan. Yleisimmin yhden paneelin 60 kennoa on kytketty kolmeen 20 kennon sarjaan. Jokainen näistä sarjoista on suojattu ohitusdiodilla, joka vähentää estotilasta johtuvaa käänteisjännitettä. Ohitusdiodi muodostaa virralle vaihtoehoisen kulkureitin. Seuraavassa kuvassa on esitetty ohitusdiodin periaate [40].



Kuva 4.5. Ohitusdiodin ja kennojen rinnankytkentä (muokattu lähteestä [40]).

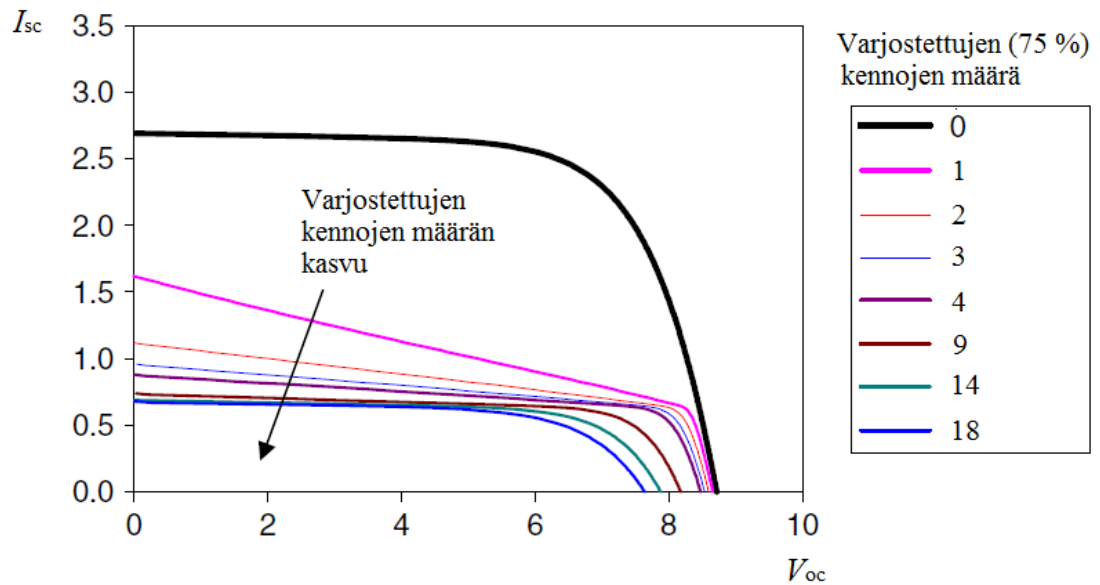
Kuvassa esitetyssä tilanteessa kenno numero yksi on kokonaan varjostettu ja sen tuottaman virran arvoksi on oletettu nolla. Ylimääräinen virta I_{ketju} on nyt pakotettu kulkemaan ohitusdiodin kautta. Koko ketjun yli vaikuttava jännite on ohitusdiodin yli oleva jännite V_D . Piidiodeilla sen arvo on noin 0,8-1 V riippuen ylimääräisen virran suuruudesta. Varjostamattomat kennot eivät pysty syöttämään niiden tuottamaa virtaa, koska varjostettu kenno katkaisee ketjun. Näin ollen niiden tuottama virta joutuu kulkemaan

sisäisen diodin $D_{\#N}$ läpi. Tämä aiheuttaa kennojen yli jännitteen aleneman V_F . Kennon turvallisen toiminnan takaamiseksi käänteisjännitteen V_R ei saisi ylittää kennon läpilyöntijännitettä, jolloin kenno voi hajota perusteellisesti. Tämän takia ohitusdiodi on yleisimmin kytketty rinnan juuri 20 kennon kanssa. Yhden kennon jännitteen alenema on noin 0,6 V, jolloin käänteisjännite on noin $19 * 0,6 \text{ V} = 11,4 \text{ V}$. Tämä arvo on tarpeeksi alhainen takaamaan kennon turvallinen toiminta [40]. Kuvassa 4.6 on esitetty yhden varjostetun kennon vaikutus 18 kennon sarjaan.



Kuva 4.6. Yhden kennon varjostusasteen vaikutus 18x3 kennon sarjaankytkentään (muokattu lähteestä [41]).

Yhdenkin kennon varjostuminen pienentää siis koko moduulin tuottamaa tehoa. Maksimitehopisteen arvo pienenee kaikilla varjostuksen asteilla. Kuvasta 4.6 voidaan huomata myös, että varjostuksen osuus vaikuttaa huomattavan paljon moduulin virta-jännite käyrään. Ohitusdiodin vaikutus näkyy siten, että koko moduulin avoimen piirin virta ei laske alkuarvostaan. Jos ohitusdiodia ei olisi, virran arvo tippuisi huomattavasti enemmän, ja maksimitehopisteen arvo laskisi. Ohitusdiodin vaikutus näkyy kuvassa 4.5 suorana, joka laskee avoimen piirin jännitteeseen asti. Kuvassa 4.7 on esitetty 75 prosenttisesti varjostettujen kennojen määrän vaikutus 18 ketjun virta-jännite käyrään.



Kuva 4.7. Varjostettujen kennojen määrän vaikutus koko ketjun virta-jännite käyrään (muokattu lähteestä [41]).

Kuten kuvasta 4.7 voidaan huomata, varjostettujen kennojen määrä vaikuttaa myös negatiivisesti piirin virtaan. Jo yhdenkin kennon varjostus tiputtaa virran arvoa jopa 40 %. Kahden, kolmen tai neljän varjostetun kennon lisääminen vaikuttaa virtaan vielä jokseenkin merkittävästi. Kun varjostettuja kennoja on yli puolet koko ketjusta, virran muutos ei ole kovinkaan suurta. Toisaalta nyt avoimen piirin jännite putoaa hieman, mikä pudottaa maksimitehopistettä. Varjostettujen kennojen määrällä ei siis ole suurta merkitystä, koska yhden kennon huono toiminta vaikuttaa jo todella paljon.

5. AURINKOVOIMALAN SUUNNITTELU

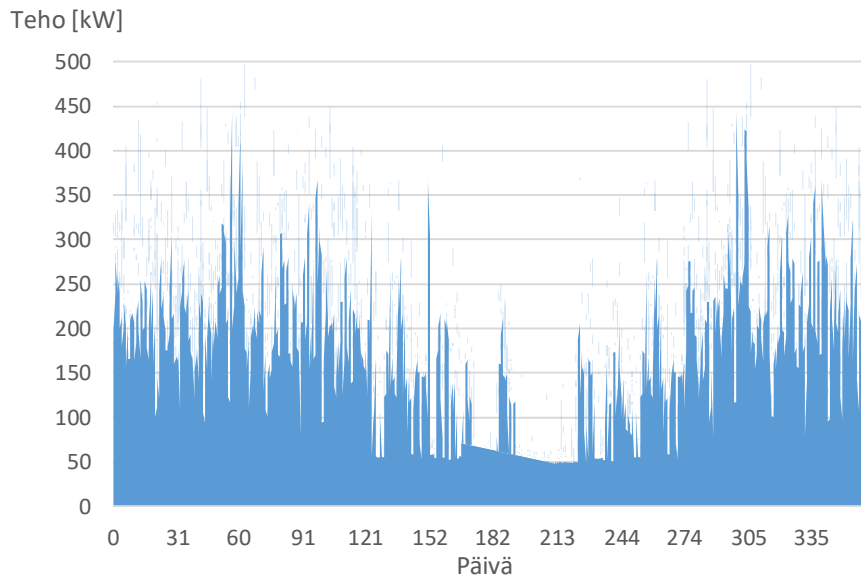
Tässä kappaleessa perehdytään voimalan sijoituskohteeseen sekä suunnitteluun. Voimala on suunniteltu siten, että kaikki tuotettu sähkö käytetään kiinteistössä itsessään, jotta liittymistä sähkönsiirtoverkkoon ei tarvita. Sähköverkkoon liittyminen lisää investointikustannuksia, eikä verkkoon myydystä sähköstä saada kuin sähköenergian pörssihinta. Tällä hetkellä pörssihinta on alhainen, eikä aurinkosähköä ole kannattavaa myydä sillä hinnalla. Kun sähkö käytetään kiinteistössä itsessään, säästetään käytetyn energian avulla myös energian siirrossa ja veroissa. Paneelitoimittajien kanssa käytyjen keskustelujen perusteella tavanomaisen katolle asennettavan järjestelmän hinta asennettuna on noin 1 €/W_p . Isoissa yli 100 kW:n järjestelmissä voidaan päästä jopa alle $0,96 \text{ €/W}_p$. Pienet alle 50 kW järjestelmät maksavat asennettuna noin $1 - 1,7 \text{ €/W}_p$, riippuen esimerkiksi asennustavasta [55].

Rakennettavan voimalan sijoituspaikka on Lahdessa sijaitseva Teivaanmäen lämpölaitos. Laitoksen omistaa Lahti Energia Oy, ja se on otettu käyttöön vuonna 1965. Se on yhteistuotantolaitos, jossa tuotetaan sähköä, kaukolämpöä sekä -kylmää. Voimala toimii pääasiassa vara- ja huippulaitoksena. Sen pääpolttoaineena sähkön- ja lämmöntuotannossa on maakaasu ja varapolttoaineena kevyt polttoöljy. Voimala sijaitsee osoitteessa Jalkarannantie 22 aivan Lahden keskustan lähellä. Voimalassa on käytössä kuumavesikattila (24 MW), kaasuturbiini (13,8 MW) sekä höyrykehitin (0,4 MW). Pääasiassa sähkö- ja lämpö tuotetaan kaasuturbiinilla. Höyrykehitin tuottaa höyryä lähestulkoon läpi vuoden.

Lahti Energia haluaa tuottaa osan voimalan tarvitsemasta sähköstä aurinkovoimalan avulla. Kiinteistössä ei ole kovinkaan paljon vapaata kattopinta-alaa, joten voimala tullaan toteuttamaan pääosin seinäasenteisena. Voimalan suunnittelussa ja tuotannon simuloinnissa on käytetty Valentin Softwaren PV SOL Premium – ohjelmistoa. Se on aurinkosähköjärjestelmiin erikoistunut ohjelma, jolla voidaan tehdä 3D – malleja rakennuksista ja sijoittaa niihin aurinkopaneeleita. Ohjelmalla saadaan suunnitellun aurinkovoimalan tuotantosimulaatiot valitun paikan perusteella. Ohjelma löytää Suomestakin monia eri kaupunkeja, ja sen käyttämä säädata perustuu MeteoSynin tietokantaan vuosilta 1991 – 2010.

5.1 Aurinkovoimalan mitoitus

Aurinkovoimalan mitoitus tehdään kiinteistön tarpeiden mukaan. Nimellisteho pyritään valitsemaan siten, että se kattaa kiinteistön peruskuorman. Seuraavassa kuvassa on esitetty kiinteistön sähkönkulutus.



Kuva 5.1. Kiinteistön sähkönkulutus vuonna 2016

Kuten huomataan, kiinteistön kulutus kesällä on pienä verrattuna talven huipputehon tarpeeseen. Kokonaissähkönkulutus oli noin 1,58 GWh ja keskiteho 180 kW. Koko kulutusta ei ole mahdollista toteuttaa aurinkosähköllä, koska suurin osa sähkötarpeesta ajoittuu talvelle, jolloin aurinkovoimala tuottaa vain murto-osan koko vuoden energiasta. Kesällä ei myöskään ole paljon suuria kulutuspiikkejä, vaan sähkönkulutus on tasaisempaa. Kesällä teho pysyy pitkälti noin 50 kW:ssa. Jos kaikki sähkö haluttaisiin tuottaa aurinkovoimalla, tarvittaisiin järjestelmä jonka nimellisteho on

$$\frac{1,58 \text{ GWh}}{800 \text{ kWh/kW}_p} \approx 2 \text{ MW}_p.$$

Tällöin tarvittaisiin lisäksi energiavarasto kattamaan talvikuukausien kulutus, joten investointina koko järjestelmä tulisi maksamaan 2-3 M€. Nimittäjässä ominaistuotannon suuntaa antavana arvona on käytetty Helen Oy:n Suvilahden aurinkovoimalan vuonna 2016 tuottamaa energiaa [44].

Kiinteistö ei siis kuluta sähköä tasaisesti. Vuonna 2016 maksimiteho oli 497,3 kW ja minimiteho 45,9 kW. Jotta aurinkovoimalan kaikki sähkö saataisiin käytettyä kiinteistössä, mitoitetaan se minimitehon mukaan. Nyt ylijäämä sähköä ei tarvitse syöttää sähkönsiirtoverkkoon, josta saadaan takaisin vain energian markkinahinta. Vuonna 2016 päivittäinen energianhinta liikkui 1,4 – 9,2 snt/kWh välillä ja sen keskiarvo oli noin 3,3 snt/kWh [42]. Seuraavissa kappaleissa nähdään, että aurinkosähkö on yhä kaukana tästä hintaluokasta.

Kaupallisten paneelien teholuokka on tällä hetkellä 250–325 W. Yleisimpien 260 W:n paneelien koko on noin 1650 * 992 * 35 mm. Alustavaksi paneelikooksi valitaan 260 W, koska ne ovat markkinoilla yleisimpiä. Näitä paneeleita tarvittaisiin

$$45,9 \text{ kW} / 0,26 \text{ kW} = 176,5 \text{ kpl.}$$

Tässä vaiheessa pyöristetään varmistukseksi lukua hieman alaspäin 174:ään, jotta voimalan teho ei ylitä minimitehoa. Aurinkovoimalan nimellisteho on nyt 45,24 kW_p. Kiinteistössä ei ole kovinkaan paljon potentiaalista tyhjää kattopinta-alaa tämän kokoiselle voimalalle. Seuraavassa kuvassa on esitetty kiinteistön ilmakuva.



Kuva 5.2. Kiinteistön ilmakuva etelä-pohjoissuunnassa (Google earth)

Kiinteistössä on kaksi korkeampaa rakennusta (1 ja 2), ja loput ovat lähestulkoon samassa tasossa. Keskipäivän aikaan rakennukset 1 ja 2 varjostavat takana olevia matalampia rakennuksia, joten sinne ei sijoiteta paneeleita. Myös rakennuksen 2 oikealla puolella olevat toimistorakennukset ovat huonoja sijoituskohteita, sillä kuten kuvasta huomataan, puut varjostavat niitä. Näiden pinta-alat ovat myös pieniä, joten niille ei saada paljon paneeleita. Rakennuksen 1 edustalla sijaitsee noin 30 metriä korkea piippu, joka aiheuttaa huomattavia varjostuksia molempien rakennusten seinille ja katoille. Ongelmana on myös rakennuksen 2 katolla oleva piippu, joka aiheuttaa iltapäivällä ja illalla varjostuksia. Näistä huolimatta katoille tullaan sijoittamaan joitakin paneelirivistöjä, jotta voidaan tutkia seinä- ja kattoasennusten tuottojen eroja käytännössä.

Seinäasennuksien ongelma on suuri asennuskulma (90 °). Talvella seinäasenteiset paneelit tuottavat paremmin auringon paistaessa matalalta. Talvisin säteilyn määrä on kuitenkin vähäistä verrattuna kesään. Kesällä seinälle asennettavat paneelit tuottavat huomattavasti tavalliseen kattoasennukseen verrattuna, koska aurinko paistaa korkealta. Seinät ovat kuitenkin ainoa mahdollisuus sijoittaa tämän verran paneeleita. Tuotto tulee olemaan pienempi kuin kattoasennuksella, mutta toisaalta paneelit jäävät näkyvälle paikalle. Rakennusten 1 ja 2 päädyt osoittavat etelän ja lounaan väliin. Poikkeamaa etelästä on 24°. Idän ja kaakon välinen seinä poikkeaa etelän suunnasta 66°. Itään päin osoittava seinä saa enemmän säteilyä aamupäivällä, kun taas päätyseinät vastaanottavat suurimman osan säteilystä iltapäivänä. Päätyseinien käytettävissä olevat pinta-alat ovat noin 12 * 15 m. Itään osoittavan seinän pinta-ala on isompi, mutta sen edessä on katos, joka voi rajoittaa asennustyötä.

Päätyseinille sijoitetaan kaksi voimalayksikköä, itäseinälle yksi ja oikeanpuoleisen korkean rakennuksen katolle yksi. Koska seinäasennukset jäävät näkyviin, niiden olisi syytä olla saman kokoisia ja esteettisesti aseteltu. Seinäyksiköt saadaan aseteltua neliömalliseen muotoon, jos niitä on kahdeksan kappaletta vierekkäin ja viisi kappaletta päällekkäin. Oletetaan, että paneelit kiinnitetään siten, että ne eivät ole aivan kosketuksissa toisiaan vasten. Paneelien välinen rako oletetaan noin 5 cm:ksi. Nyt yhden 40 paneelin seinäyksikön korkeus on 8,5 m ja leveys 8,3 m. Tämän kokoinen yksikkö mahtuu hyvin seinälle sekä leveys että pituussuunnassa. Kolme yksikköä koostuu siis 120 paneelista.

Rakennuksien 1 ja 2 katoille sijoitetaan loput 54 kappaletta, joiden yhteisteho on 14,04 kW. Paneelit jaotellaan alustavasti siten, että katolle 1 sijoitetaan 36 paneelia (9,36 kW) ja loput 18 katolle 2 (4,68 kW). Tämä siksi, ettei katon 2 piipun taakse tarvitsisi sijoittaa paneelirivejä. Katolle 2 sijoitettavat paneelit pyritään sijoittamaan siten, että ne eivät ole piipun takana. Tärkeää on myös huomioida että paneelirivistöjä ei laiteta liian lähelle toisiaan, jolloin edessä olevat rivit varjostavat takana olevia rivejä. On myös syytä jättää tilaa kattojen harjojen ja paneelirivien väliin, jotta asennus ja huolto voidaan suorittaa helpommin. Seuraavassa kuvassa on esitetty alustavat paneelien sijoituspaikat.



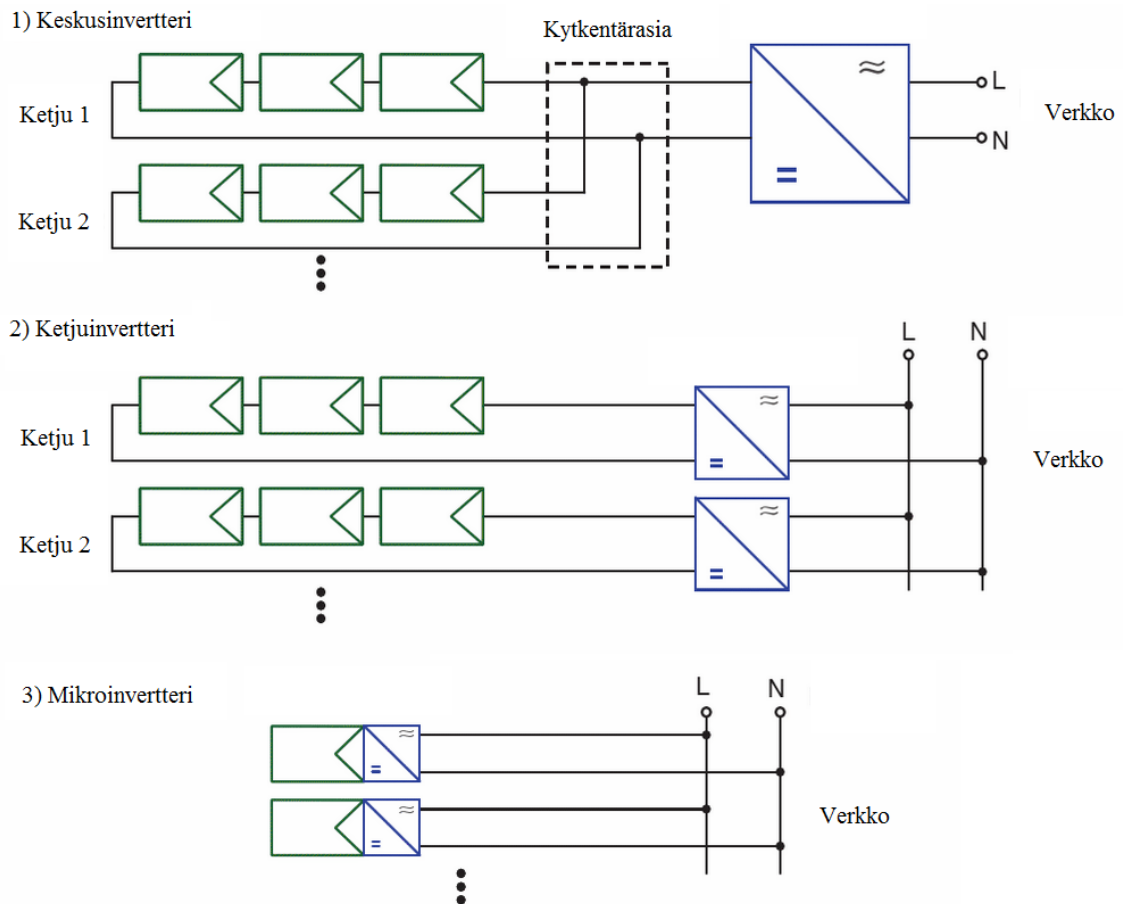
Kuva 5.3. Paneelien alustavat sijoituspaikat.

Alustavasti paneelit jaotellaan siis kolmeen seinäyksikköön ja kahteen kattoyksikköön. Katolle 1 ja 2 asennetaan eri valmistajien paneelimalleja vertailua varten. Myöhemmässä vaiheessa tehdään tarkempi tarkastelu sijoituspaikoista ja niiden vaikutuksista paneelien tuotantoon.

5.2 Inverttereiden mitoitus

Koska aurinkopaneelit tuottavat tasavirtaa, on se muunnettava vaihtovirraksi, jotta sähköä voidaan käyttää kiinteistössä. Tähän tarkoitukseen aurinkosähkövoimalaan tarvitaan vaihtosuuntaaja eli invertteri. Niiden kokoluokat ovat muutamista kilowateista jopa usei-

siin megawatteihin. Yksittäisen paneelin teho on pieni verrattuna monen kilowatin invertteriin, joten yleisimmin yhteen invertteriin kytketään useita paneeleita. Yleisimpiä invertteriratkaisuita on kolme, jotka on esitetty seuraavassa kuvassa.



Kuva 5.4. Aurinkosähkötarkaisuisissa käytetyt invertteriratkaisut (muokattu lähteestä [43])

Kuvassa 5.4 ensimmäisenä ratkaisuna on esitetty keskusinvertteri. Kaikki paneeliketjut kytketään rinnan ja niiden kaapelit kootaan yhteen kytkentärasioissa tai – keskuksissa. Näistä kaapelit kytketään suoraan keskusinvertteriin. Etuna on, että tarvitaan vain yksi invertteri, jolloin rikkoutuvia osia on vähän. Toisaalta invertteri mittaa vain yhtä maksimitehopistettä, jolloin yksikin varjostettu ketju pudottaa koko voimalan tehoa. Pitkissä tasavirtakaapeleissa tehohäviöt ovat suuremmat kuin vaihtovirtakaapeleissa. Keskusinverttereitä käytetään suurissa voimaloissa, joissa kaikki paneelit ovat samanlaisissa säteilyolosuhteissa, esimerkkinä suuret maavoimalat.

Toisena ja yleisimpänä vaihtoehtona on ketjuinvertterirakenne, jossa paneeliketjuilla on omat invertterinsä. Kuvasta poiketen ketjuja voi olla useita kytkettynä rinnan yhteen invertteriin. Näin saadaan luotua invertterin toiminnan kannalta optimaalinen virta ja jännite. Keskusinvertteriin verrattuna tämä ratkaisu on joustavampi, sillä varjostukset pienentävät vain yhden invertterin tuottamaa tehoa. Toisaalta investointikustannus on kalliimpi verrattuna yhteen isoon invertteriin.

Kolmas ja harvinaisin vaihtoehto on mikroinvertteri. Jokaisessa paneelissa on sisäänrakennettu invertteri, jonka teho on luokkaa 100–300 W. Etuna on, että mikroinvertterit

etsivät maksimitehopisteen jokaiselle paneelille erikseen. Näin yksittäisen paneelin varjostus tai rikkoutuminen ei aiheuta tehonlaskua muissa ketjun paneeleissa. Haittapuolena on korkea hinta sekä komponenttien määrä, jolloin järjestelmän luotettavuus voi kärsiä [31][43].

Järjestelmä tullaan toteuttamaan ketjuinvertteriperiaatteella, koska se on sopivin juuri tähän ratkaisuun. Koska voimalaan tulee seinä- ja kattoyksiköitä, ja niillä kaikilla on erilaiset säteilyolosuhteet, keskusinvertteri toimisi epäsuotuisalla alueella. Invertterien kokoluokat eivät myöskään aivan vastaa tämän voimalan mitoitettua tehoa. Laitetoimittajien tarjouksista päätellen Suomessa käytetyimmät invertterivalmistajat ovat ABB, SMA ja Fronius. Näiden valmistajien paras vaihtoehto olisi ABB PRO-33.0. Mitoitukseltaan se kyllä sopisi, koska aamupäivän jälkeen itäseinän tuotto tippuisi huomattavasti ja iltapäivälläkin iso piippu varjostaa rakennuksen 1 päätyseinää. Toisaalta tässä invertterissä on vain yksi maksimitehopisteen seuranta, joten sen tuottama teho olisi pienempi verrattuna ketjuinvertteriratkaisuun. Invertteri mittaa vain sen läpi menevää kokonaistehoa, joten esimerkiksi eri seinäyksiköiden tuottamien energioiden vertailu keskenään ei olisi mahdollista.

Ketjuinvertterit tullaan mitoittamaan siten, että kaikkien voimalayksiköiden tuottamaa energiaa voidaan tarkastella erikseen. Jokaiselle yksikölle mitoitetaan siis oma invertterinsä. Yhden seinäyksikön teho on 10,4 kW, joten valitaan jokaiselle 10 kW nimellistehoinen invertteri. Katoille halutaan asentaa kahta erityyppistä paneelia, jotta niiden eroja voidaan vertailla. Tämän takia tarvitaan kattopaneeleille 2 invertteriä. Valitaan inverttereiksi 10 kW katolle 1 ja 5 kW katolle 2. Näitä teholuokkia tarjoavat kaikki kolme aiemmin mainittua invertterivalmistajaa. Yhteensä voimalaan tulee neljä 10 kW ja yksi 5 kW invertteri. Seuraavassa taulukossa on esitetty kolmen erilaisen 10 kW ja yhden 5 kW invertterimallin tekniset tiedot.

Taulukko 5.1. Eri valmistajien inverttereiden tekniset ominaisuudet [Liite I].

Valmistaja	Malli	U_{DC} [V]	$U_{DC,max}$ [V]	$I_{DC,max}$ [A]	$I_{AC,max}$ [A]
ABB	PVI-10.0-TL	580	900	34 / 17	16,6
Fronius	Symo 10.0-3-M	600	1000	27 / 16,5	20
SMA	Sunny tripower 10000TL	580	1000	18 / 10	14,5
Fronius	Symo 5.0-3-M	595	1000	16 / 16	13,5

Kuten taulukosta 5.1 voidaan huomata, invertterien tuottama maksimivirta voi vaihdella huomattavasti. Syötettävällä maksimitasavirtalla on kaksi arvoa, sillä kaikki edellämainitut invertterit sisältävät kaksi maksimitehopisteen seurantajärjestelmää. Ensimmäinen arvo on maksimivirta ensimmäiselle tehopisteen seurannalle ja seuraava arvo toiselle.

Koska paneelien tuottama jännite on pieni, niitä on kytkettävä sarjaan jännitetason nostamiseksi invertterille suotuisaksi. Invertterien DC käyttöalue on noin 300 – 800 V. Seuraavassa taulukossa on esitetty kolmen 260 W paneelin tekniset tiedot.

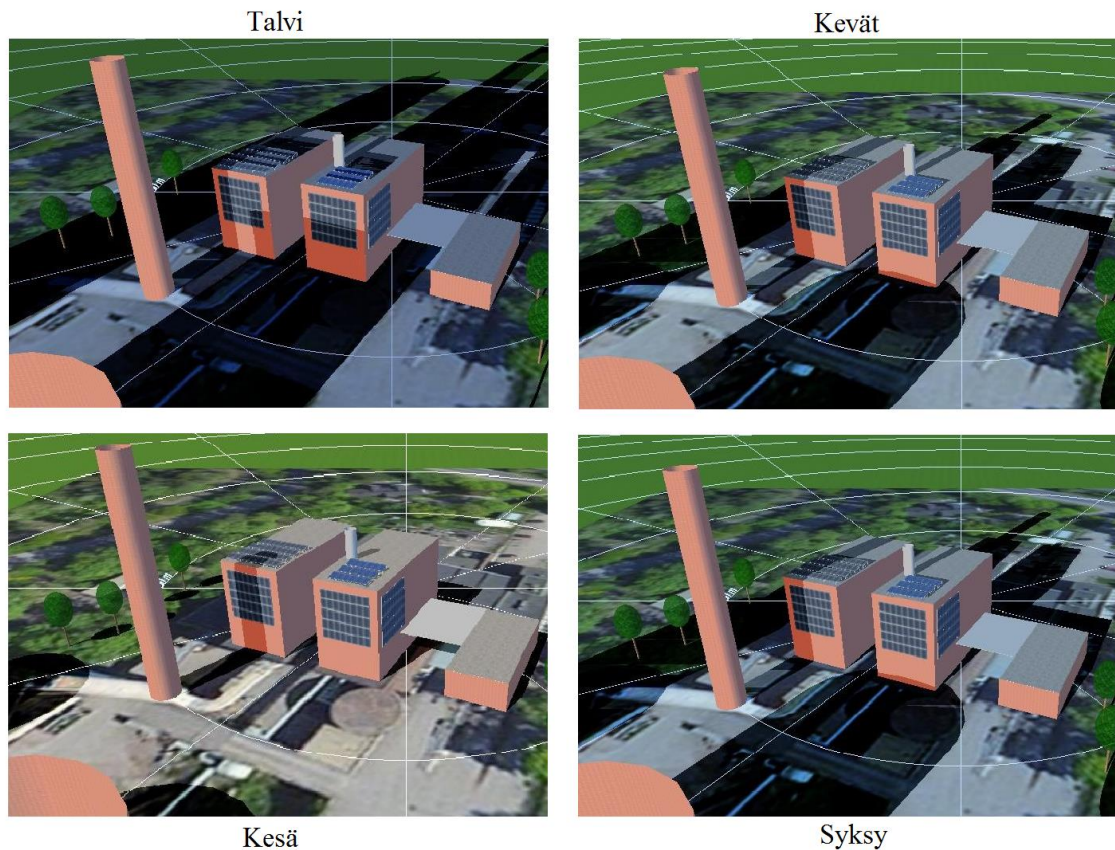
Taulukko 5.2. Kolmen 260 W paneelin tekniset ominaisuudet [Liite II].

Valmistaja	Malli	U_{oc} [V]	I_{sc} [A]	η [%]	Koko [mm]
Canadian Solar	CS6K-260	37,5	9,12	15,9	1650 x 992
Naps	Saana 260 P3 MAW	38,2	9,01	16,2	1623 x 986
Trina	TSM-260 PC05A	38,2	9,00	15,9	1650 x 992

Paneelien teknisissä ominaisuuksissa valmistajien välillä ei ole niin paljon vaihtelua kuin inverttereissä. Oikosulkuvirta on kaikilla noin 9 A ja avoimen piirin jännite noin 38 V. Hyötysuhteet ovat myös lähestulkoon samat. Seinäyksiköihin tulee 40 paneelia, joten kaikkia ei voida kytkeä sarjaan, sillä mikään edellä mainituista inverttereistä ei kestä niiden tuottamaa jännitettä ($38,2 \text{ V} \times 40 = 1528 \text{ V} > 1000 \text{ V}$). Jaetaan yksiköt kahteen 20 paneelin sarjaan, jolloin jännitteeksi tulee $38,2 \text{ V} \times 20 = 764 \text{ V}$. Tämä jännite soveltuu kaikille edellä mainituille invertterimalleille. Molemmat 20 paneelin sarjat tuottavat maksimissaan 9 A virran. Molemmat sarjat voidaan kytkeä eri maksimitehopisteen seurantaan. Näin saadaan tuotettua paremmin tehoa, jos esimerkiksi piiput varjostavat paneeleita. Katolle asennettava isompi 36 paneelin järjestelmä jaetaan myös kahteen 18 paneelin sarjaan. Niiden tuottama jännite on 687,6 V. Pienempi 18 paneelin järjestelmä voidaan toteuttaa yhtenä sarjana, sillä 5 kW invertterin toiminta-alue on 163–800 V ja maksimivirran arvo 16 A.

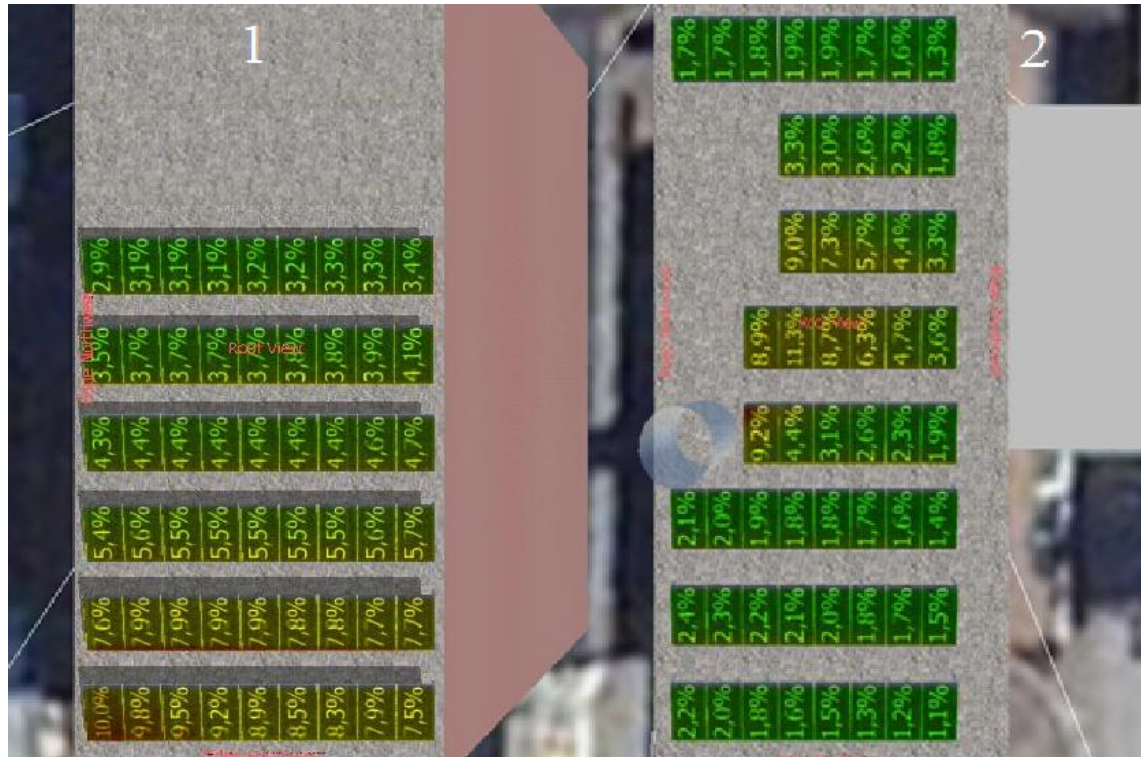
5.2 Voimalan tuotanto ja aiheutuvat varjostukset

Aurinkovoimalayksiköiden sijoituspaikat eivät ole aivan optimaalisia tehontuoton kannalta. Seinäasennuksilla on huonommat vuosittaiset tuotot kuin kattoasennuksella. Toisaalta seinäasennukset tuottavat sähköä paremmin talvikuukausina kuin katolla olevat paneelit. Seinä- ja kattoyksiköihin aiheutuu myös varjostuksia katolla 2 ja rakennuksen 1 edustalla sijaitsevista piipuista. On siis syytä tarkastella tarkemmin voimalaan kohdistuvia varjostuksia. Nämä saadaan laskettua PV SOL Premium - ohjelmistolla. Ohjelmaan saadaan syötettyä kohteen sijainti ja se laskee paikan vuosittaisen säteilyenergian määrän MeteoSynin tietokannasta. Ohjelmalla saadaan tehtyä kohteesta 3D – malli, jonka avulla voidaan tarkastella paneeliin aiheutuvia varjostuksia. Satelliittikuvat toimivat 3D – mallin pohjakuvana. Seuraavassa kuvassa on esitetty voimalan ympäristöstä aiheutuvat varjostukset eri vuodenaikoina.



Kuva 5.5. Ympäristöstä aiheutuvat varjot eri vuodenaikoina. Havainnollistavien kuvien ajankohta on joka vuodenajan keskimmäisen kuukauden 15. päivä klo 14.

Korkea piippu varjostaa paneeleita jokaisena vuodenaikana. Etenkin rakennuksen 1 katon ja seinille asennettavat paneelit tuottavat huonommin energiaa tämän takia. Talvella varjot ovat hyvinkin pitkiä, ja matalatkin esteet (esimerkiksi edessä olevat paneelirivit) voivat luoda merkittäviä varjostuksia. Voimalaitoksen edustalla sijaitsevat säiliöt aiheuttavat seinille varjostuksia etenkin talvella. Kesällä ne eivät juurikaan osu seinälle. Keväällä ja syksyllä varjostukset ovat iltapäivän aikaan lähes samankaltaiset. Piippujen takia tarkastellaan katolle aiheutuvia varjostuksia tarkemmin. Vertaillaan varjostuksia toisiinsa siten, että kaikki 54 paneelia asennetaan joko katolle 1 tai 2. Seuraavassa kuvassa on esitetty molemmille katoille aiheutuvat varjostukset, jos kaikki paneelit asennetaan samalle katolle.



Kuva 5.6. Piippujen varjostuksien vaikutus paneeleihin molemmilla katoilla. Prosenttiluvut kuvaavat kuinka paljon suoran säteilyn vuosittainen määrä putoaa varjostuksien vaikutuksesta.

Kuten kuvasta 5.6 voidaan huomata, rakennuksen 1 edustalla sijaitseva korkea piippu varjostaa katolla 1 olevia paneeleita huomattavasti. Etenkin lähellä reunaa säteilyn määrä on huomattavasti huonompi kuin toisella katolla. Katon 1 huono puoli on sen epätasaisuus. Katolle asennettavia paneelirivistöjä joutuisi nostamaan tai tekemään riveistä lyhempiä katon kaltevuuden takia. Katon takareunassa on kaksi ilmastointikanavaa, jotka vaikuttaisivat myös paneelirivien asennukseen. Myös kaapelia kuluisi enemmän, koska sähkökeskus sijaistee rakennuksessa 2. Näiden asioiden nojalla asennuskustannukset katolla 1 olisivat suuremmat, joten sijoitetaan kaikki 54 paneelia katolle 2.

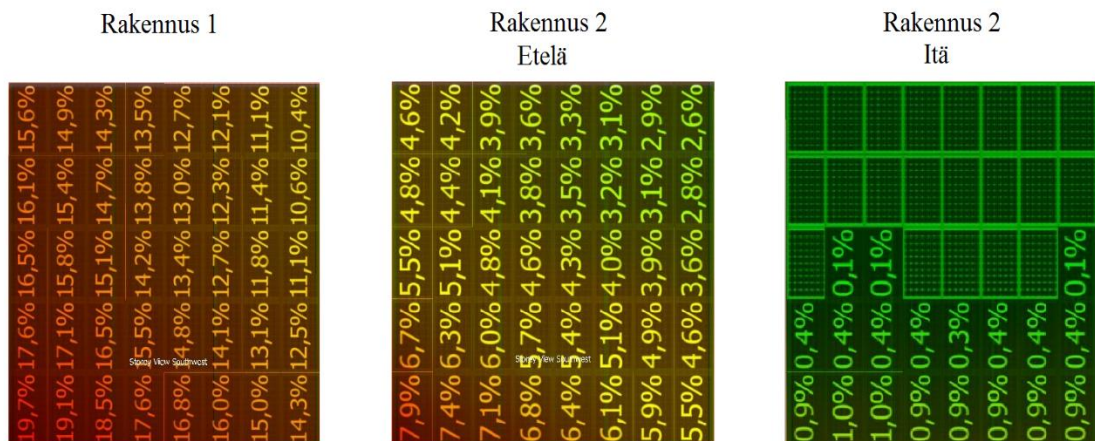
Katolla 2 oleva piippu varjostaa etenkin sen läheisyydessä olevia paneeleita, mutta esimerkiksi vaikutus viimeiseen riviin on vähäinen. Piippu varjostaa paneeleita etenkin ilta-päivän aikaan, jolloin aurinko paistaa lounaasta. Paneelirivien väliksi on asetettu 90 cm, jolloin parhaimpina tuottokuukausina paneelirivit eivät varjosta toisiaan auringon paistessa korkealta. Talvisin paneelirivit varjostavat toisiaan ja tilanpuutteen vuoksi niitä ei voi laittaa kovinkaan kauas toisistaan. Talvella ilmiö ei ole haitaksi, koska silloin energi-antuotto on vähäistä. Seuraavassa kuvassa on esitetty paneelien lopulliset sijoitukset.



Kuva 5.7. Aurinkopaneelien lopulliset sijoituspaikat.

Katolle asennettavat paneelit pyritään asettelemaan siten, että piipun varjostuksen vaikutus minimoidaan. Katolle sijoitetaan kahta eri 260 W:n paneelityyppiä, esimerkiksi Trina Solar TSM-PC05A (monikidepaneeli) ja Trina Solar TSM-DC05A.05 (yksikidepaneeli). Toisia tulee 18 kappaletta ja toisia 36 kappaletta. Molemmille yksiköille tulee oma inverterinsä, paneelien tuottojen vertailemiseksi.

Seinille asennettavat yksiköt joutuvat myös rakennuksen 1 edessä olevan piipun varjostuksen alaisiksi. Toinen huomattava seikka on rakennuksien edustalla noin 35 metrin päässä olevat korkeat säiliöt. Nämä rakennelmat varjostavat seinäyksiköitä etenkin talvella, jolloin aurinko paistaa matalalta. Seuraavassa kuvassa on esitetty kaikkien kolmen seinäyksikön varjostukset.



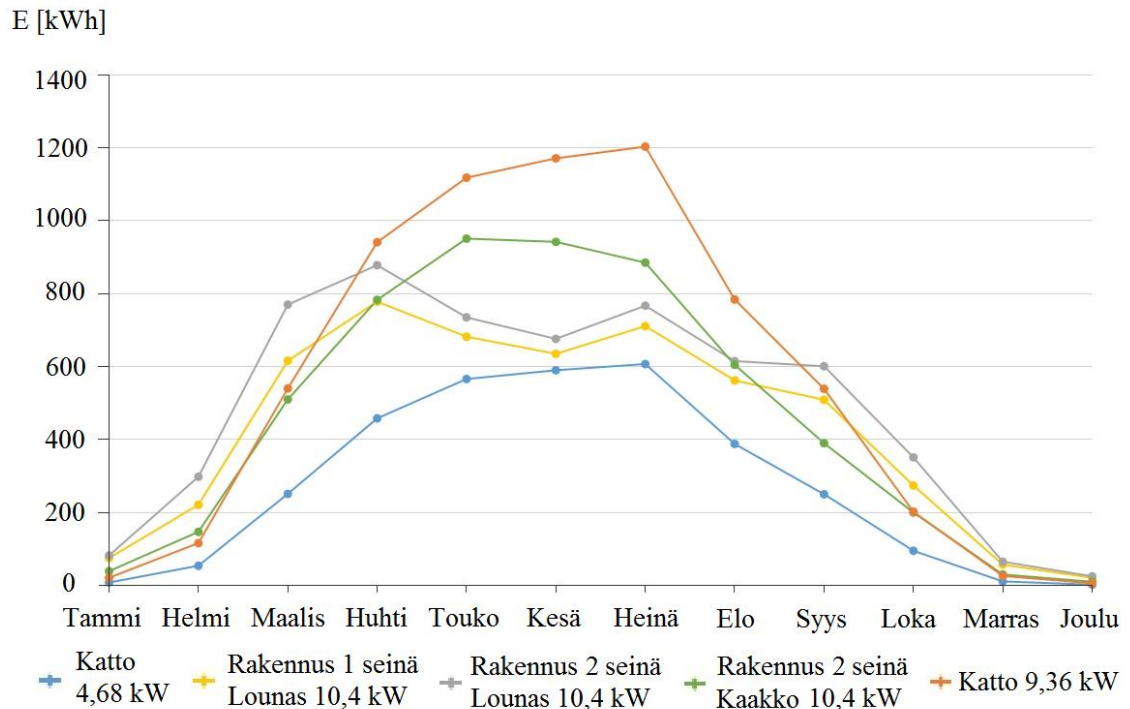
Kuva 5.8. Piippujen ja muiden rakennuksien varjostuksen vaikutus kaikkiin seinäyksiköihin.

Piipun varjostuksen vaikutus on huomattavan suuri molempiin eteläisiin seinäyksiköihin. Rakennuksen 1 seinäyksikkö joutuu huomattavien varjostusten alaiseksi. Oikeassa alakulmassa sijaitsevat paneelit saavat vuosittain jopa 20 % vähemmän suoraa säteilyä kuin varjostamattomat paneelit. Piipun varjo on suuressa osassa etenkin talvisin ja iltapäivän aikaan. Rakennuksen 2 eteläiseen yksikköön piipun varjo ei vaikuta läheskään niin paljon mitä rakennuksen 1 yksikköön. Kuitenkin on huomioitava, että oikean alakulman paneelit ovat varjostettuina pienen osan ajasta. Rakennuksen 2 toiseen seinäyksikköön ei koidu merkittäviä varjostuksia. Varjostuksien simulaation avulla ohjelma pystyy laskemaan voimalan vuotuisen energiantuoton. Simulaatiossa on käytetty Froniuksen 10 ja 5 kW inverttereitä sekä Trina TSM-260 PC05 paneeleita. Kallistuskulmaksi on asetettu 10°. Seuraavassa taulukossa on esitetty voimalayksiköiden energiantuotto-odotukset.

Taulukko 5.3. Aurinkovoimalan eri yksiköiden vuosittaiset tuotto-odotukset.

Yksikkö	Verkkoon tuotettu energia [kWh]	Ominaistuotto [kWh/kW _p]
Rakennus 1 Seinä	5 140,5	494,3
Rakennus 2 Seinä (Lounas)	5 862,2	563,7
Rakennus 2 Seinä (Kaakko)	5 493,1	528,2
Rakennus 2 Katto (Iso)	6 667,2	712,3
Rakennus 2 Katto (Pieni)	3 280,2	700,9
Yhteensä	26 443,2	585,0

Huomataan, että paneelien sijoituksilla on huomattava vaikutus tuotettuun energiaan. Asennuskulman vaikutus on todella suuri, sillä seinään asennettavat paneelit tuottavat tässä tapauksessa noin 25 % vähemmän mitä katolle asennettaessa. Vertailukohteena Hellen Oy:n Suvilahden aurinkovoimalan ominaistuotto vuonna 2016 oli noin 780 kWh/kW_p [44]. Sen on suunnattu lähes samaan suuntaan kuin tämän voimala, joten voidaan olettaa, että piippujen varjostukset heikentävät katolla sijaitsevien paneelien tuottoa. Seinäyksiköiden välillä on myös huomattavia eroja. Rakennuksien 1 ja 2 eteläisten paneelien välillä on noin 10 %:n ero. Tämä johtuu kokonaisuudessaan rakennuksen 1 edustalla olevasta piipusta. Eteläisten ja itäisten asennettujen paneelien välillä on myös pieni ero energian tuotossa. Tämä johtuu siitä, että iltapäivän aikaan itäiset paneelit eivät saa suoraa säteilyä. Seuraavassa kuvassa on esitetty kaikkien invertterien vuosituotannot kuukausitasolla.

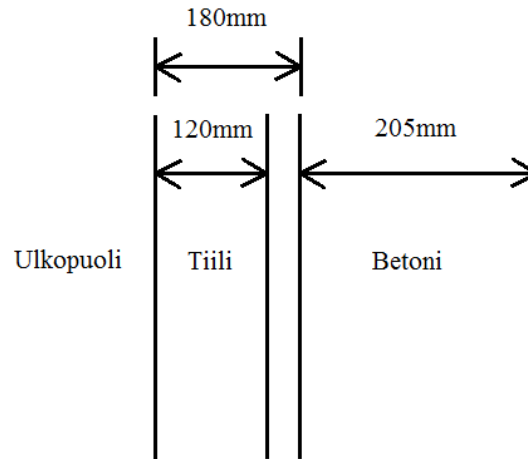


Kuva 5.9. Voimalayksiköiden vuotuinen energiantuotto kuukausitasolla.

Kuten kuvasta 5.9 voidaan huomata, eri yksiköiden tuotantokäyrät eroavat toisistaan huomattavasti. Varjostuksista johtuen rakennuksen 1 seinäpaneelien tuotantokäyrä on hieman huonompi mitä rakennuksessa 2. Kevätkuukausina erot ovat suurimmat, koska aurinko paistaa vielä matalalta, joten piipun varjosta suuri osa heijastuu suoraan rakennuksen 1 seinälle. Huomattava ero on myös kaakkoon ja lounaaseen asennettavien paneelien tuotoissa. Kesäkuukausina kaakkoon suunnatut paneelit tuottavat enemmän energiaa kuin lounaaseen suunnatut paneelit. Toisaalta kevät- ja syyskuukausina lounaaseen suunnatut paneelit tuottavat enemmän. Kesän tuotantoerot johtuvat siitä, että auringon noustessa idästä, kaakkoon suunnatut paneelit saavat paljon suoraa säteilyä. Iltapäivällä, kun aurinko paistaa korkealta lounaasta, seinään asennetut paneelit eivät saa kohtisuoraa säteilyä. Seinäyksiköt tuottavat eniten huhti- ja toukokuussa. Tämä aiheuttaa myös sen, että kesällä lounaaseen asennetut paneelit jäävät kauas huipputehostaan. Nimellisteholtaan yli puolet pienempi kattoasennus tuottaa lähes yhtä paljon energiaa kuin samaan suuntaan asennetut seinäpaneelit. Eniten energiaa tuottaa katolle asennettava 9,36 kW_p järjestelmä.

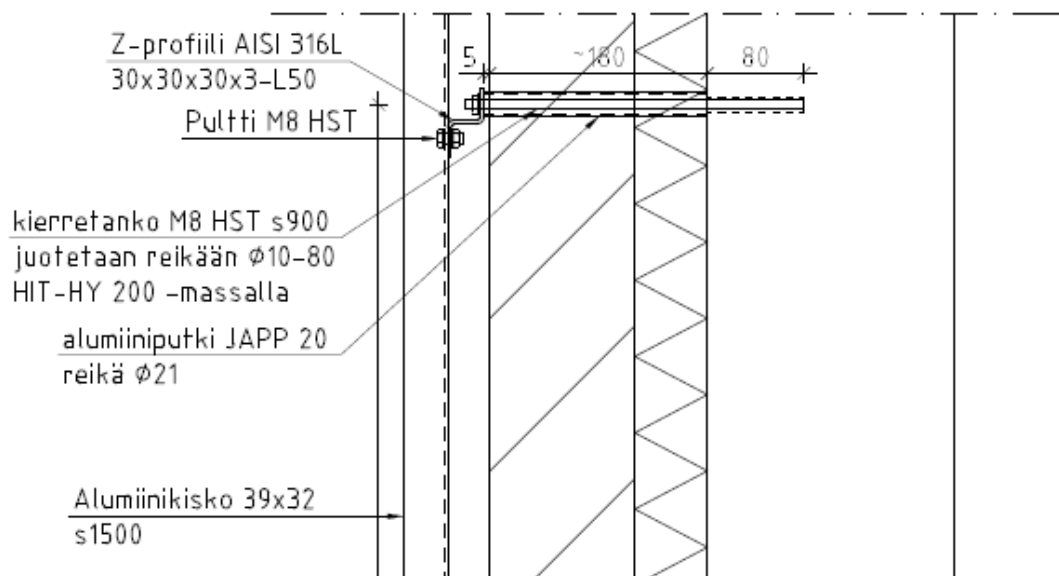
5.3 Asennuksen suunnittelu

Koska seinään asennettavat järjestelmät ovat harvinaisempia kuin katolle asennettavat, ei niistä löydy niin paljon käyttökokemuksia. Voimalaitoksen tiiliseinät ovat vanhoja ja niiden saumat ovat alkaneet halkeilla. Kiinnitysratkaisuun on siis kiinnitettävä huomiota, jotta paneelit pysyvät seinässä kiinni ja tiiliseinälle ei koidu liiallisia rasituksia. Seuraavassa kuvassa on esitetty seinän rakenne.



Kuva 5.10. Voimalalaitoksen ulkoseinän rakenne.

Koska tiiliseinän ja betonin välissä on 60 mm:n villaeristeväli, aurinkopaneelien kiinnityksiä ei voi porata ainoastaan tiiliseinään, jotta sille ei koidu rasituksia. Etenkin seinien yläosissa saumaukset ovat siinä kunnossa, että tiilet voivat irrota seinästä liiallisen rasituksen seurauksena. Tässä tapauksessa paras ratkaisu olisi, että paneeleista aiheutuvien paino- ja tuulikuormien vaikutukset saataisiin siirrettyä betoniperustukseen tiilien sijasta. Seinään on kiinnitettävä kiskot, joihin paneelit voidaan asentaa. Lähes kaikilla valmistajilla on omanlaisensa ratkaisu paneelien kiinnittämiseksi kiskoihin. Kiskon kiinnitys seinään tapahtuu kuitenkin pultin ja mutterin avulla. Tässä tapauksessa tarvitaan pitkä kierretanko, joka ylittää tiilien ja eristevälin läpi betonirakenteeseen asti. Kiskoja ei kuitenkaan voida suoraan kiinnittää kierretankoon, sillä kiskon kiristäminen tiukasti aiheuttaisi tiilien painumista sisäänpäin. Tämän välttämiseksi kierretangon yhteydessä asennetaan eräänlainen holkki, jotta kisko ei kiinnity suoraan tiiltä vasten. Seuraavassa kuvassa on esitetty suunnitelma kiskojen kiinnityspisteistä.



Kuva 5.11. Suunnitelma kiskon kiinnittämisestä seinään.

Holkiksi on suunniteltu sähköasennuksissa käytettävää JAPP alumiiniputkea. Putken pituudeksi tulee 185 mm, jolloin se ulottuu 5 mm ulos tiiliseinästä. Nyt kiskon kiristäminen kierretankoon ei aiheuta rasitusta tiiliseinään, vaan kaikki kiristyksestä aiheutuva voima kohdistuu kierretankoon. Tämän johdosta kierretangon on oltava tiukasti kiinni betoni-seinässä, joten kiinnitysmassan on oltava kestävä. Kiinnitysratkaisun suunnittelussa käytettiin apuna paikallista suunnittelutoimistoa, jonka mukaan kuvassa esitetyn kiinnitysmassan ominaisuudet ovat riittävät. Seinätöissä tullaan käyttämään henkilönostinta, joka kokonsa puolesta mahtuu liikkumaan voimalaitoksen läheisyydessä. Nostimen valinnassa on syytä huomioida myös puomin pituus, jotta sillä yltää asentamaan myös ylimmät paneelit. Nostimella tullaan nostamaan paneelit ja telineet katolle, joten sillä on oltava tarpeeksi kantavuutta. Paikallisen nostintoimijan kanssa paikanpäällä käynnin jälkeen löysimme projektiin sopivan ratkaisun. Kyseiseen kurottajaan saadaan sekä henkilökorin että piikit kollien nostamiseksi katolle.

Katolle asennettavissa järjestelmissä on huomioitava katon kantavuus. Kiinteistön katon tukirakenteet koostuvat isoista betonipalkeista. Yhden paneelin paino on noin 19 kg ja yhtä paneelia kohti tarvitaan lisäpainoa noin 25 kg verran. Paneelin koko on noin 1,6 m², joten aurinkosähköjärjestelmän ominaispaino on 27,5 kg/m². Alumiinitelineet mukaan lukien paino on hieman suurempi, joten arviona käytetään noin 35 kg/m². Rakennesuunnittelijan kanssa käydyn keskustelun perusteella betonipalkkien ominaispaino on jo niin suuri, ettei katolle asennettavan aurinkosähköjärjestelmän painosta koidu merkittävää lisäkuormaa.

Aurinkosähköjärjestelmälle tullaan tekemään oma sähkökeskus, inverttereiden ja kiinteistön sähkökeskuksen väliin. Keskukseen tullaan sijoittamaan kWh – mittari, jotta voidaan tarkastella koko voimalan tuottamaa tehoa. Jokaiselle invertterille tulee oma automaattisulake, jonka avulla invertterien AC-puoli voidaan kytkeä irti sähkökeskuksesta esimerkiksi huollon takia. Keskus toimii myös kaapelien koontiyksikkönä, jolloin keskukselta lähtee vain yksi syöttö kiinteistön sähkökeskukselle. Kuten taulukosta 5.1 nähdään, 10 kW invertterin syöttämä maksimivirta on korkeintaan 20 A. Pienempi 5 kW invertteri tuottaa maksimissaan 13,5 A. Näiden perusteella valitaan sulakkeiden kokoluokiksi 25 A ja 16 A. Pääsulakkeen kooksi valitaan 63 A.

Invertterit tullaan sijoittamaan kiinteistön sisätiloihin katutasoon. Kaapelin pituudeksi arvioidaan 50 metriä. Jokaiselta seinäyksiköltä tulee 4 johtolähtöä invertterille. Kaikki 20 paneelin sarjat tarvitsevat + ja – johdon, jotka kytketään invertterin maksimitehopisteen seurantaan. Tasavirtakaapelin tehohäviöt saadaan yhtälöstä

$$\Delta P = R_j I_{sarja}^2, \quad (5.1)$$

missä R_j on johtimen resistanssi ja I_{sarja} on paneelisarjan tuottama virta. Maksimitehopisteessä paneeli tuottaa noin 8,5 A virran [51]. Erään valmistajan 6 mm² aurinkosähkökaapelin resistanssi on 3,39 Ω/km [52]. Tehohäviö 50 metrin matkalla on noin 12 W. Neljässä kaapelissa tehohäviöt ovat yhteensä 48 W. Yhtä seinäyksikköä kohden tämä tarkoittaa noin 0,5 %:n suhteellista tehohäviötä, jota voidaan pitää tarpeeksi pienenä.

5.4 Voimalan investointi ja taloudellinen tarkastelu

Voimalan investointi arvioidaan paneelitoimittajien kanssa käytyjen keskustelujen perusteella. Asennetun aurinkosähkövoimalan hinta liikkuu siis luokassa 1-1,7 €/W_p. Tällä hinta-alueella aurinkovoimalan kokonaishinta liikkuu välillä 45 000 – 77 000 €. Investointituen jälkeen hinta on noin 34 000 – 58 000 €.

Voimalan investoinnin kannattavuutta voidaan arvioida sen tuottaman energian perusteella. Tuotettu energia menee kiinteistön käyttöön ja näin pienentää tarvittavan verkko­sähkön määrää. Aurinkovoimala siis pienentää sähkölaskua. Teivaanmäen voimalaitos kuuluu sähköveroluokkaan I, joten sähkövero on 2,24 snt/kWh. Kappaleen (5.1) perusteella energian keskihinta on 3,3 snt/kWh. Vuoden 2017 LE Sähköverkko Oy:n tehon siirtohinta on 0,71 snt/kWh, tehomaksu 2,10 €/kW,kk ja perusmaksu 200 €/kk. Kaikki esitetyt hinnat ovat arvonlisäverottomia. Tehomaksu määräytyy edellisen 12 kuukauden aikana mitatun suurimman tunnin aikaisen keskitehon mukaan [45]. Teho- ja perusmaksujen osuudet voidaan laskea kilowattituntia kohden jakamalla niistä aiheutuvat vuosittaiset kustannukset vuosienenergian määrällä. Vuonna 2016 maksimiteho oli 497,3 kW ja kokonaiskulutus 1,58 GWh, kuten kappaleessa (5.1) on mainittu. Vuosittainen sähköenergian keskihinta on esitetty seuraavassa taulukossa.

Taulukko 5.4. Sähkönhinnan muodostuminen LE Sähköverkko Oy:n alueella (ALV 0 %) [45].

Komponentti	Hinta [snt/kWh]	Kustannukset vuodessa [€]
Sähköenergia	3,30	52 140
Sähkönsiirto	0,71	11 218
Tehomaksu	0,79	12 532
Perusmaksu	0,15	2 400
Verot	2,25	35 392
Yhteensä	7,20	113 682

Taulukosta voidaan huomata että, tehosiirtosopimuksessa sähkön siirto on halpaa verrattuna energian ja verojen hintaan. Tehomaksu on itseasiassa kalliimpi kuin itse siirto. Tällä sähkön hinnalla ja simuloitulla tuotolla (26,5 MWh/v) aurinkovoimalan synnyttämät vuosittaiset säästöt ostosähköön verrattuna ovat 1908 €. Koroton takaisinmaksuaika energiatuen jälkeen hintatasolla 1 €/W_p olisi

$$\frac{34\,000\ \text{€}}{1908\ \text{€/v}} = 17,8\ \text{vuotta}.$$

Yleisesti ottaen tämä on liian pitkä, mutta toisaalta aurinkopaneeleiden oletettu elinikä on 25 vuotta, jolloin voimala tuottaisi ilmaista energiaa noin 7 vuotta. Hintatasolla 1,7 €/W_p takaisinmaksuaika olisi 30,4 vuotta. Tästä voidaan huomata, että aurinkosähköhankkeiden kannattavuus on hyvinkin investointipainotteinen. Vuonna 2016 aurinkosähköhankkeille myönnettävän investointituen määrä oli 25 %. Toisaalta sähkönhinnan voidaan olettaa nousevan maltillisesti lähivuosien aikana. Vuoden 2016 aikana sähkön kokonaishinta nousi 5,4 % edellisvuoteen verrattuna. Siirtohinta nousi 7,8 % ja energian verollinen

hinta 2,3 % [46]. Teollisuuden kokonaishinta on noussut hieman hitaammin. Vuosien 2006–2016 aikana teollisuuden kokonaishinta on noussut noin 14 % [47]. Tämä tarkoittaisi vuosittain 1,3 %:n kasvua.

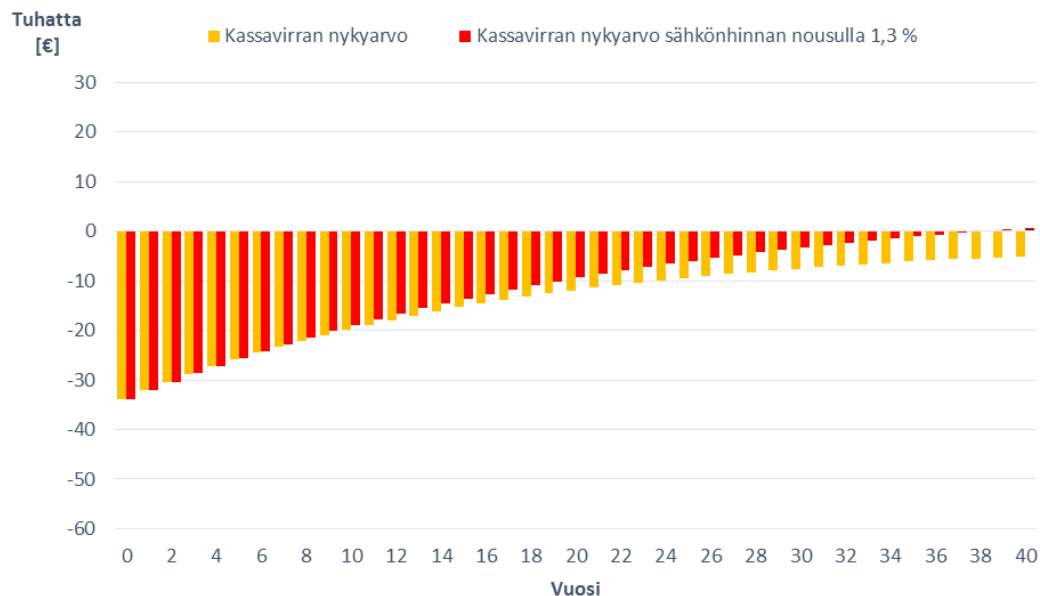
Voimalan kannattavuutta on syytä tarkastella myös sijoitetun pääoman tuoton näkökulmasta. Koron vaikutus tulee tässä tapauksessa olemaan hyvinkin vahva, koska voimalan takaisinmaksuaika on pitkä. Voimalan kannattavuutta voidaan arvioida annuiteetin, sisäisen korkokannan ja nettonykyarvon avulla. Annuiteettimenetelmässä verrataan investoinnista aiheutuvia vuosittaisia kustannuksia voimalan tuottamiin säästöihin. Investointia voidaan pitää kannattavana, jos vuosittaiset säästöt ovat suuremmat kuin investoinnista aiheutuvat kustannukset. Investoinnista aiheutuvat vuosittaiset kustannukset saadaan yhtälöstä

$$A = Inv * \frac{r(r + 1)^t}{(r + 1)^t - 1}, \quad (5.3)$$

missä r on korkokanta, t pitoaika ja Inv investoinnin suuruus (34 000 €). Valitaan korkokannaksi 5 % ja pitoajaksi 25 vuotta, jolloin annuiteetiksi saadaan 2 400 € (9 snt/kWh). Tämä on suurempi mitä vuosittaiset säästöt, joten hanketta ei voida tämän perusteella pitää kannattavana. Hankkeen kannattavuutta voidaan arvioida myös kassavirran avulla. Jokaisen vuoden tuotoille lasketaan nykyarvo, eli arvo, joka tulevaisuudessa saatavalla rahalla olisi nyt. Nykyarvon laskemista kutsutaan diskonttaamiseksi. Diskonttauskerroin jokaiselle vuodelle saadaan yhtälöstä

$$D_n = \frac{1}{(r + 1)^{t_n}}, \quad (5.4)$$

missä n on kyseisen vuoden järjestysnumero. Seuraavassa taulukossa on esitetty aurinkovoimalan kassavirtalaskelma 5 %:n korkokannalla.



Kuva 5.12. Aurinkovoimalan kassavirtalaskelma 5 %:n korkokannalla ja investoinnilla 34 000 € (ALV 0 %).

Kuvasta nähdään, että aurinkovoimala ei ehdi maksamaan itseään takaisin 40 vuodessa. Syinä tähän ovat huonot tuotanto-olosuhteet sekä matala sähköhinta. Laskennassa on huomioitu korkokannan lisäksi myös paneeleiden tehontuoton lasku. Paneeleiden tehontuottotakuu on 25 vuoden päästä 80 %, mikä tarkoittaa vuosittain noin 0,9 %:n laskua. Sähköhinnan nousulla on vain pieni vaikutus kassavirran nykyarvoon, koska investointi on suuri verrattuna vuosittaisiin säästöihin. Jotta voimala maksaisi itsenä takaisin esimerkiksi 20 vuodessa, olisi sähkön hinnan noustava vuosittain noin 5 %. Tätä ei voida pitää kovin realistisena hinnan nousuna, sillä 20 vuoden päästä energian hinta olisi yli 19 snt/kWh. Seuraavassa taulukossa on esitetty tarvittavat sähkön kokonaishinnat, jolloin voimala maksaisi itsensä takaisin haluttuna aikana 5 %:n korolla.

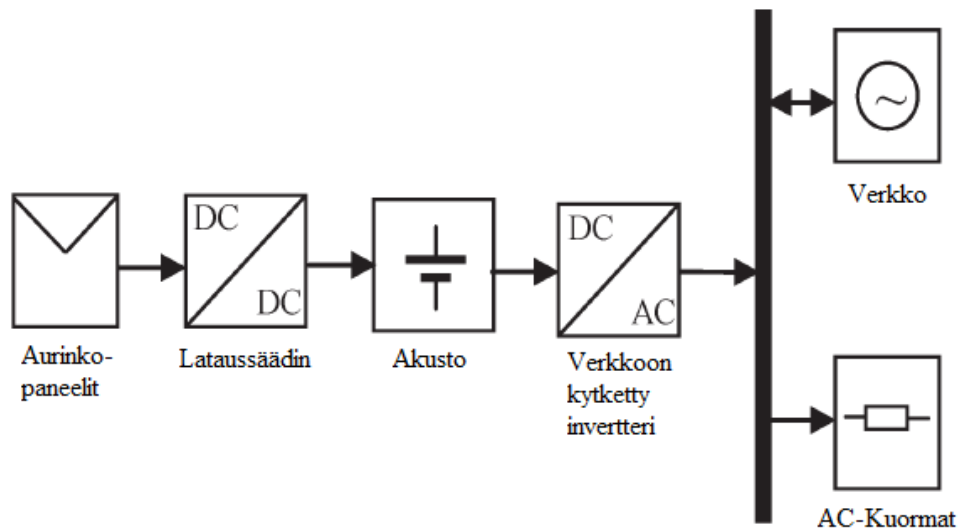
Taulukko 5.5. Aurinkovoimalan tuottaman energian hinta eri takaisinmaksuajoilla.

Takaisinmaksuaika [v]	Energian hinta [snt/kWh]
10	17,3
15	13,1
20	11,1
25	10,1

Aurinkovoimalan tuottaman energian hinta on siis huomattavasti korkeampi mitä kiinteistön ostosähkö. Pitkilläkin yli 15 vuoden takaisinmaksuajoilla energian hinta on noin 50 % kalliimpi ostosähköön verrattuna. Toisaalta aurinkoenergiaan panostaminen on tärkeää kasvavan ilmaston lämpenemisen takia. Kyse on myös suhteellisen pienistä energiamääristä verrattuna koko kiinteistön kulutukseen. Aurinkovoimala kattaa vain noin 1,7 % kiinteistön sähköntarpeesta.

5.5 Mahdollisen akkuratkaisun tarkastelu

Aurinkoenergian haittana on se, että tuotto ei yleensä vastaa kulutusta. Etenkin kesällä energiankulutus voi olla hyvinkin vähäistä verrattuna talviaikaan. Yrityksissä ja toimistorakennuksissa ei taas viikonloppuisin aina kuluteta niin paljon energiaa kuin viikolla. Tällöin voimalaan voidaan liittää akusto, johon energiaa voidaan varastoida ja käyttää silloin kun on tarvetta. Toisena hyvänä puolena akkujärjestelmässä olisi se, että ylimääräisähköä ei tarvitsisi syöttää verkkoon. Verkkoon syötettävästä energiasta ei saada kuin energian hinta, kun taas kiinteistössä käytetyssä sähkössä säästetään energian hinnan lisäksi myös siirto ja verot. Seuraavassa kuvassa on esitetty aurinkovoimala akkuratkaisun kanssa.



Kuva 5.13. Akusto integroituna aurinkosähköjärjestelmään (muokattu lähteestä [48]).

Aurinkosähköjärjestelmään integroitu akkujärjestelmä tarvitsee akuston lisäksi lataussäätimen, joka toimii akun suojana. Se suojaa akkua ylilataukselta ja liialliselta purkamiselta. Lataussäädin irrottaa paneelit akusta, kun akku on täynnä, ja näin estää akun rikkoutumisen. Lataussäätimissä on yleensä myös maksimitehopisteen seuranta, joten se pyrkii aina ottamaan paneeleista suurimman tehon [53]. Muitakin vaihtoehtoja löytyy kuten Fronius Energy Package, jossa paneelit on kytketty suoraan invertteriin, joka on kytketty suoraan verkkoon ja sen rinnalla on akkujärjestelmä [Liite III].

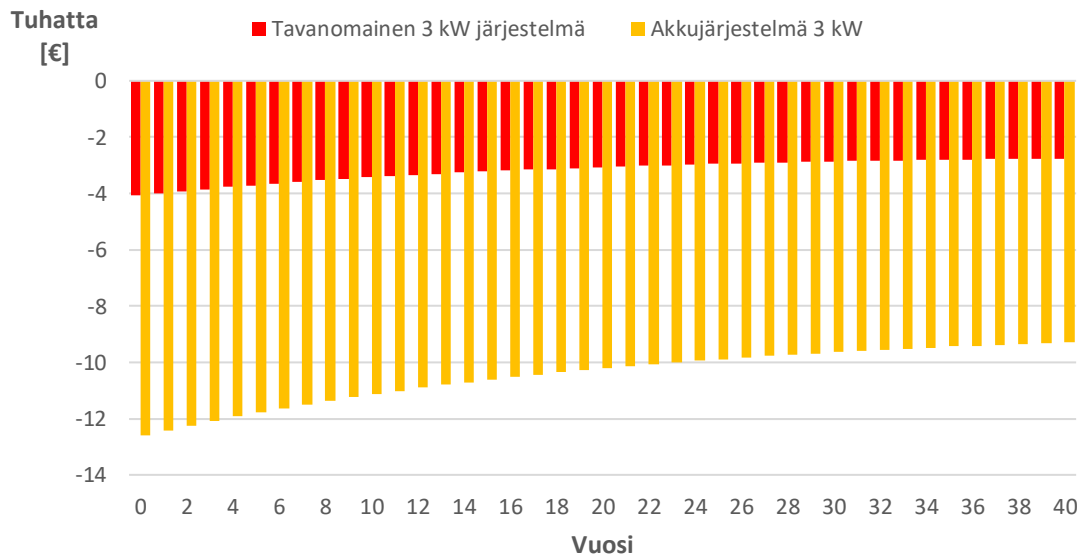
Esimerkkitarkasteluun otetaan Fronius Energy Package 30 kWh järjestelmä. Siihen kuuluu 3 kW Fronius Symo Hybrid 3.0-3-S invertteri, kolme kpl Fronius Solar Battery 10,5 sekä Fronius Smart Meter. Yhteen 3 kW:n järjestelmään tulisi 12 kpl 260 W paneeleita. Tutkittaessa akkujärjestelmän kannattavuutta verrataan sitä tavanomaiseen 3 kW:n järjestelmään, joka syöttäisi energiaa sähköverkkoon. Tämä olisi huonoin mahdollinen skenaario energiasta saatujen säästöjen kannalta. Seuraavassa taulukossa on esitetty hinnat sekä akkujärjestelmälle, että saman kokoiselle tavanomaiselle aurinkosähkövoimalalle.

Taulukko 5.6. Kahden erilaisen 3 kW aurinkosähköjärjestelmän komponenttien hinnat (ALV 0 %).

Komponentti	Akkujärjestelmä 3 kW [€]	Aurinkosähköjärjestelmä 3 kW [€]
Paneelit	1 788,2	1 788,2
Invertteri	1 345,0	1 253,0
Akusto	10 485,0	-
Telineet	391,8	391,8
Asennus	2 800,0	1 800,0
Yhteensä	16 810,0	5 233,0

Akkuratkaisu on huomattavasti kalliimpi verrattuna tavanomaiseen aurinkosähköjärjestelmään. Valtaosa suuremmasta hinnasta johtuu akuista. Muut kalliimmat komponentit ovat invertteri sekä asennuksen osuus. Asennus vie kauemmin aikaa, johtuen akkujen suuresta koosta sekä johdotuksista. Tässä ratkaisussa käytetyn akun paino on 159 kg, joten sen liikuttelu on hieman vaikeaa. Asennustarvikkeita kuten kaapelia kuluu myös enemmän. Nämä ovat kuitenkin pieniä verrattuna akkujen korkeaan hintaan. Investointia voidaan skaalata isommaksikin, sillä useita akkuja voidaan kytkeä toisiinsa kapasiteetin kasvattamiseksi.

Kannattavuuden arvioimiseksi tarkastellaan tavanomaisen järjestelmän sekä akkujärjestelmän kassavirtalaskelmaa. Akkujärjestelmän sähkön hinta on 7,2 snt/kWh ja tavanomaisen järjestelmän hinnaksi asetetaan pörssisähkön keskihinta 3,3 snt/kWh. Seuraavassa kuvassa on esitetty näiden kahden järjestelmän kassavirtalaskelmat.



Kuva 5.14. Tavanomaisen 3 kW aurinkosähköjärjestelmän sekä 3 kW akkujärjestelmän kassavirtalaskelmat 5 %:n korkokannalla.

Akkujärjestelmä ei tuota taloudellista lisäarvoa tässä tapauksessa. Vaikka akkujärjestelmän avulla säästettävä rahan määrä onkin suurempi, niin se ei riitä maksamaan akkujen korkeaa hintaa takaisin. Käytännössä kiinteistön tehontarve voi vaihdella paljon, joten todennäköisesti tavanomaisen järjestelmän energiaa ei aina tarvitsisi syöttää verkkoon. Akkujen hintojen pitäisi tulla radikaalisti alaspäin, jotta tämän kokoiset järjestelmät voisivat tulla kannattaviksi. Toisaalta akkujärjestelmän etuna on, että energiaa voidaan käyttää silloin kun pörssisähkön hinta on korkealla, jolloin säästetty rahamäärä on suurempi. Vuonna 2016 korkein pörssisähkön päivittäinen hinta oli 9,2 snt/kWh. Tällä energianhinnalla sähkön kokonaishinta olisi 13,1 snt/kWh. Vaikka järjestelmän tuottoja laskettaisiin tällä energian hinnalla, ei akkujärjestelmä maksa itseään takaisin 40 vuodessa. Tämä vaatisi myös suuremman akuston, jotta energiaa voitaisiin varastoida enemmän kalleimpien tuntien varalle.

5.6 Hankkeen muut vaikutukset

Vaikka hanke ei näytä kannattavan rahallisesti, on sillä muitakin vaikutuksia yritykselle. Aurinkosähkövoimalat tuottavat yritykselle positiivista mainosarvoa. Tässä tapauksessa aurinkopaneelit jäävät hyvinkin näkyvälle paikalle. Kiinteistön sijaitsee aivan Lahden kaupungin läheisyydessä, ja ohikulkijoita tulee päivittäin paljon. Lähellä sijaitsevat myös jäähalli, urheilustadion sekä messu- ja urheilukeskus. Etenkin suurten urheilutapahtumien, messujen sekä jalkapallo- ja jääkiekkoliigapeliin aikaan alueella liikkuu paljon ihmisiä. Lahdessa järjestetään hiihdon MM-kisat helmi-maaliskuussa 2017, jotka keräävät paljon ihmisiä. Kiinteistö sijaitsee kisa-alueen välittömässä läheisyydessä, joten projektin toivotaan valmistuvan ennen kisoja. Aurinkovoimalan tuottama mainosarvo on siis hyvinkin merkittävä. Itse voimalaitoksen imago muuttuu ympäristöystävällisemmäksi. Tuotettua kaukolämpöä ja – kylmää, voidaan markkinoida osittain aurinkoenergialla tuotteiksi. Kiinteistö saa myös modernimman ulkonäön paneelien avulla.

Aurinkovoimalan rakentaminen voi myös avata mahdollisuuden uuden liiketoimintamallin syntymiselle. Aurinkovoimaloita voidaan jatkossa toimittaa muihinkin kohteisiin tässä projektissa syntyvän toimintamallin pohjalta. Kyseessä on siis eräänlainen pilottihanke. Tiiliseinäasennukset ovat vielä harvinaisia, joten projekti antaa kokemusta niiden toteuttamisesta. Haastavat tuotanto-olosuhteet antavat tärkeää tietoa varjostuksien ja suuntauksien vaikutuksista tuotantoon. Pieni katolle asennettava järjestelmä avaimet käteen tilatuna ei anna näitä edellä mainittuja etuja. Aurinkovoimala tullaan toteuttamaan, vaikka rahallisesti hanke ei vaikuta kannattavalta. Rahamäärä on myös pieni suhteutettuna energiyhtiön liiketoimintaan. Mainosarvon vaikutus koetaan tässä tapauksessa tärkeämmäksi kuin investoinnin kannattavuus.

Aurinkovoimala on toimiessaan täysin päästötöntä, joten sen voidaan myös olettaa pienentävän hiilidioksidipäästöjä. Vuonna 2015 Lahti Energian sähköntuotannon ominaispäästökerroin oli $166 \text{ g}_{\text{CO}_2}/\text{kWh}$ [49]. Aurinkovoimala korvaa ostosähköä, joten se pienentää myös ostosähköstä koituvia hiilidioksidipäästöjä. Vuosittainen päästövähennäminen on

$$26,5 * 10^3 \text{ kWh} * 0,166 \frac{\text{kg}_{\text{CO}_2}}{\text{kWh}} = 4\,400 \text{ kg}.$$

Markkinoinnillisten hyötyjen lisäksi, aurinkosähkö pienentää päästöjäkin huomattavasti. Oletetun 25 vuoden elinkaaren aikana aurinkosähköllä pienennettäisiin ilmakehään joutuvaa hiilidioksidia jopa 110 tonnia.

6. PROJEKTIN TOTEUTUS

Projektin toteuttamisesta päätettiin syksyllä 2016. Suunnittelu tehtiin elo-syyskuussa 2016 ja työt aloitettiin marraskuussa. Asennuksien aikana ei tullut suuria viivästyksiä ja projekti valmistui aikataulussa ennen helmikuun 2017 hiihdon MM-kisoja. Aurinkosähkövoimala saatiin kytkettyä kiinteistön sähköverkkoon tammikuussa 2017. Voimalan loppukatselmus tehtiin rakennusvalvonnan toimesta 26.1.2017.

Muutoksia alkuperäisiin suunnitelmiin tuli vain paneelien osalta. Kaikki seinälle asennettavista voimalayksiköistä koostuivat nimellisteholtaan 270 W paneeleista suunniteltujen 260 W:n sijaan. Näitä 270 W:n paneeleita saatiin kokomustina, minkä todettiin antavan aurinkovoimalalle paremman ulkoasun. Paneelit olivat hieman kalliimpia verrattuna pienempitehoisiin ja perinteisen värisiin paneeleihin. Katolle asennettavista paneeleista 36 kappaletta oli teholtaan 270 W ja loput 18 kappaletta 260 W. Tämä tehtiin siksi, että voidaan vertailla eri paneelien toimintaa. Eritehoiset paneelit kytkettiin omiin inverttereihinsä.

Voimalan kokonaistehoksi tuli siis lopulta 46,8 kW. Inverttereille syötettävät tehot eivät nousseet niin paljon, että kytkentäsuunnitelmia olisi tarvinnut muuttaa. Kustannukset nousivat myös johtuen asennustarvikkeiden määrästä sekä työn kestosta. Suunnitelmista poiketen seinälle asennettavien yksiköiden yhteyteen asennettiin myös valaisimet.

6.1 Tarvittavat hakemukset ja lupakirjat

Ennen rakentamisen aloittamista tarvittiin Lahden rakennusvalvonnasta lupa projektin aloittamiselle. Tätä varten rakennusvalvontaan toimitettiin rakennus- ja toimenpidelupahakemus sekä tekniset piirustukset. Päätöksen myöntämisessä kesti noin 3 päivää. Ennen minkään toimenpiteen aloittamista rakennusvalvonta vaati myös piirustukset kiinnitysratkaisuista sekä vastaavan työnjohtajan projektille. Nämä vaadittiin siksi, että asennus oli haastavampi verrattuna tavanomaiseen katolle asennettavaan järjestelmään. Piirustusten ja työnjohtajan hakemusten hyväksymisissä meni myös noin 3 päivää.

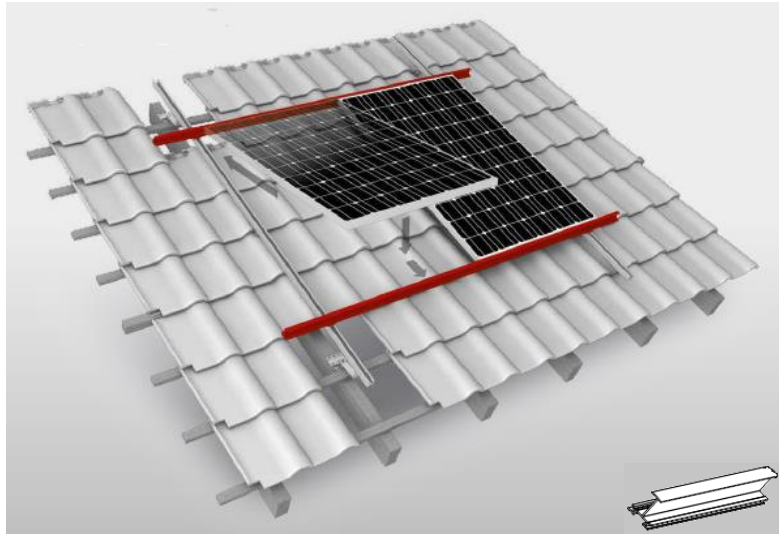
Hankkeelle haettiin myös investointitukea uusiutuvan energian käytölle. Haettu määrä oli 25 % investoinnista. Investointitukien käsittely siirtyi vuoden 2017 alusta ELY-keskuskilta Tekesille [50]. Investointituki hakemus lähetettiin syyskuussa 2016, joten se käsiteltiin vielä ELY-keskuksen toimesta. Päätöstä ei kuitenkaan saatu vuoden 2016 aikana, joten käsittely siirtyi Tekes:ille. LE Sähköverkko Oy:lle toimitettiin myös ilmoitus verkkoon liitetystä mikrotuotantolaitoksesta. Näin sähköverkkoyhtiö tietää, missä käyttöpaikoissa ilmenee mahdollisesti takaisinsyöttöä. Investointituen päätöstä ei ollut saatu ennen tämän työn palauttamista.

6.2 Asennustyöt

Mekaaniseen asennukseen kuului siis kierretankojen kiinnitys seinään, pystykiskojen liittäminen kyseisiin tankoihin ja paneelien asennus kiskoihin. Työt aloitettiin 21.11.2016

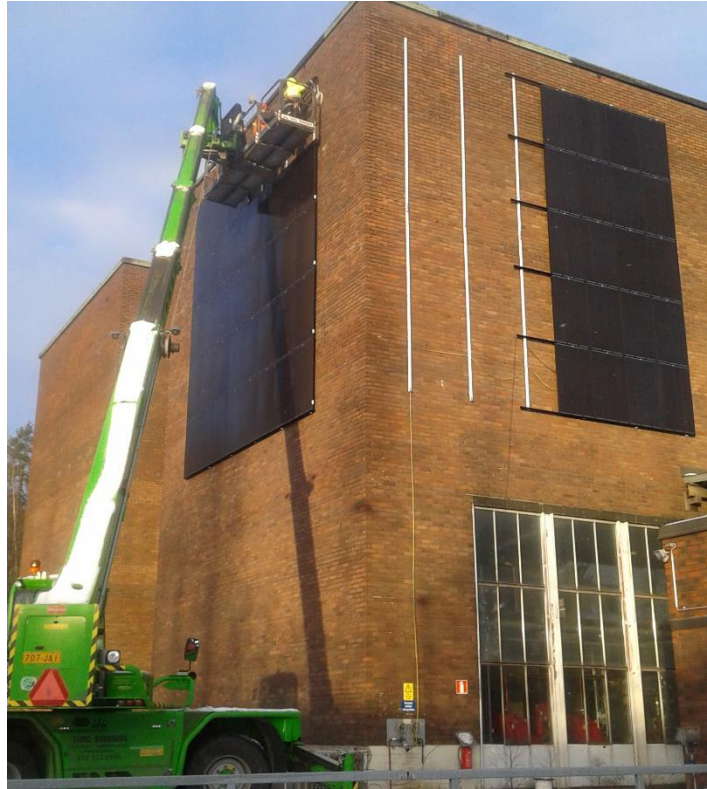
poraamalla reikiä seinään ja kiinnittämällä niihin kierretankoja. Seinäasennukset valmistuivat 22.12.2016. Asentajilla oli viikon tauko, joten seinäasennukset valmistuivat 3 viikossa. Katolle asennettava järjestelmä valmistui noin viikossa. Itse mekaanisten asennusten lisäksi kaapeloinneissa ja sähkötöissä kului lisäksi reilu viikko. Tilaajan pyynnöstä seinälle asennettavien paneelien yläpuolelle asennettiin valonheittimet, jotka valaisevat paneeleita iltaisin. Valaisimien asennus vaati noin 4 henkilötyöpäivää. Yhteensä laskuttuja työtunteja kertyi 391 arvioidun 320:n sijaan.

Kiinnitysjärjestelmä ja pystykiskot tulivat saksalaiselta aurinkopaneelien kiinnitysjärjestelmien valmistajalta K2:lta. Kiinnitysjärjestelmä koostuu pystykiskoista, liittimistä sekä vaakakiskoista. Seuraavassa kuvassa on esitetty kiinnitysjärjestelmän periaate.



Kuva 6.1. Seinäasennuksissa käytetyn kiinnitysjärjestelmän toimintaperiaate (muokattu lähteestä [54]).

Paneeleita ei tässä järjestelmässä kiristetä millään osilla vaakakiskoihin, vaan ne makaa-
vat omalla painollaan niiden välissä. Kiskojen ylä- ja alareunoissa on pienet ulokkeet,
jotka pitävät paneelit paikallaan. Vaakakiskot tilattiin mustina, jotta seinäasennuksien es-
teettisyys säilyy. Vaakakiskot kiinnitetään alumiinisiin pystykiskoihin erillisillä kiinnik-
keillä. Seuraavassa on esitetty kuva asennusvaiheesta.



Kuva 6.2. Seinäpaneelien asennusvaihe.

Pystykiskot jouduttiin asentamaan kahdessa osassa, koska niiden pituus oli vain 4,2 metriä. Ne jäivät kuitenkin paneelien taakse piiloon, joten käytännössä asia ei vaikuttanut paneelien asennukseen. Huomattavaa oli kuitenkin, että kaksi kiskoa ei pystysuunnassa aivan riittänyt viidelle paneelille, joten yläpäihin jouduttiin tekemään pienet jatkopalat. Vaakakiskot tehtiin myös kahdesta osasta, ja ne kiinnitettiin toisiinsa valmistajan tarjoamalla liitospaloilla. Suurin osa seinäasennukseen kuluneesta ajasta meni pystykiskojen kiinnittämiseksi seinään. Reikien poraaminen ja kierretankojen asentaminen niihin oli tämän vaiheen työläin osuus.

Ulkopuolella kaapelit vedettiin asennusputkien sisässä, jotta vältetään kaapeleiden altistumisesta sääolosuhteille. Kaapelit tuotiin sisätiloihin seinistä tehtyjen läpivientien kautta. Sisätiloissa kaapelit vedettiin myös asennusputkien sisässä. Invertterit asennettiin sisätiloihin vapaaseen tilaan, johon kaikki viisi invertteriä mahtuivat. Kiinteistön ulkoseinälle, kuvassa (5.13) näkyvän vaahtosammuttimen yläpuolelle asennettiin katkaisija, jolla koko aurinkosähköjärjestelmä saadaan kytkettyä irti kiinteistön verkosta. Tätä vaaditaan siksi, että esimerkiksi vikatilanteissa ulkopuoliset tahot kuten palokunta tai sähköverkko-yhtiön edustaja voivat erottaa laitteiston verkosta. Samaan tilaan invertterien kanssa asennettiin myös DC-puolen turvekytkimet, jotta paneelit saadaan tarvittaessa kytkettyä irti inverttereistä, esimerkiksi huoltotoimenpiteiden ohessa.

6.3 Käyttöönotto

Aurinkovoimala kytkettiin kiinteistön sähköverkkoon 13.1.2017. Aikaa projektiin kului siis noin puolitoista kuukautta. Toisaalta asennustöissä oli viikon tauko joulukuun alussa, sekä toinen viikko joulun ja uudenvuodenaaton välissä. Yhteensä asennuksiin kului siis

noin 6 viikkoa. Käyttöönoton yhteydessä tehtiin tarkastukset ja mittaukset voimalan toiminnasta. Rakennusvalvonnan suorittamassa loppukatselmuksessa ei löytynyt puutteita aurinkosähköjärjestelmästä. Seuraavassa kuvassa on esitetty valmis aurinkovoimala.



Kuva 6.3. Ilmakuva kiinteistöstä projektin valmistumisen jälkeen.

Voimala valmistui samalla tavalla mitä oli suunniteltu. Kuva on otettu tammikuussa 2017 aamupäivän aikaan. Jos kuvaa verrataan kuvaan 5.4, voidaan talvikuvaa vertaamalla todeta, että kiinteistön edustalla olevien säiliöidenkin tuottamien varjojen vaikutus on todellinen. Ero kuvaan 5.4, johtuu ajankohdasta. Iltapäivällä aurinko paistaa enemmän kuvasta katsottuna vasemmalta, jolloin varjot osuvat molempiin seiniin. Myös piipun varjo osuu seinäpaneeliin vasta iltapäivän aikaan.

Kahden kuukauden toiminnan jälkeen (13.1–13.3.2017) aurinkovoimala oli tuottanut noin 2570 kWh sähköä. Seuraavassa taulukossa on esitetty voimalan tuottama ja simuloituenergian tuotto kyseiseltä ajalta.

Taulukko 6.2. Aurinkovoimalan simuloitujen ja toteutuneiden tuotot ajalta 13.1-13.3.2017.

Yksikkö	Simuloitu tuotto [kWh]	Toteutunut tuotto [kWh]
Rakennus 1 Seinä	566,3	775,0
Rakennus 2 Seinä (Lounas)	727,7	873,9
Rakennus 2 Seinä (Kaakko)	408,4	525,1
Rakennus 2 Katto (Iso)	329,1	241,6
Rakennus 2 Katto (Pieni)	163,2	147,5
Yhteensä	2194,7	2563,1

Aurinkovoimala tuotti siis tammi-helmikuussa enemmän energiaa mitä oli alun perin laskettu. Toteutunut tuotanto oli noin 17 % suurempi mitä simuloitu tuotanto. Syinä tähän

voi olla ohjelmiston arvioiman hajasäteilyn suuruus tai muutama aurinkoinen päivä helmikuussa 2017. Tuotantoarvioissa seinäasennukset tuottivat paljon vähemmän energiaa mitä todellisuudessa. Toisaalta taas kattopaneelit tuottivat vähemmän energiaa kuin oli arvioitu. Jos tilanne toteutuisi, että myös vuositasolla tuotto olisi suurempi, saataisiin vuodessa enemmän säästöjä. Tämä pienentäisi korotonta takaisinmaksuaikaa 17,8 vuodesta 15,2 vuoteen. Tämä on vain arvio, joka perustuu kahden kuukauden tuotantolukemiin, joten sitä ei voida vielä pitää kovin luotettavana. Lähtökohdat vaikuttavat kyllä positiivisilta.

7. YHTEENVETO

Tämän työn tavoitteena oli suunnitella ja toteuttaa toimiva aurinkosähköratkaisu lämpölaitoksen yhteyteen. Aurinkosähkölaitos suunniteltiin siten, että kaikki sen tuottama sähkö saadaan hyödynnettyä kiinteistössä. Haasteita suunnittelussa asettivat tila ja erilaiset varjostavat tekijät.

Maailman aurinkosähkömarkkinat ovat kasvaneet merkittävästi, eikä suurta hidastumista näytä vielä olevan tulossa. Kiinan uusiutuvan energian lisäämishankkeet ovat olleet suurimpia tekijöitä maailman markkinoiden kasvussa. Euroopassa markkinat ovat pienentyneet huippuvuodesta 2011, mutta elpymistä on havaittavissa. Suomessa markkinat ovat hyvässä kasvussa, vaikka osuus sähköntuotannosta on hyvin pieni. Asennetulta kapasiteetiltaan Suomi on yhä Euroopan pienimpiä aurinkosähköntuottajia. Suomessa kasvu on tullut pääasiassa suurien aurinkovoimahankkeiden (yli 100 kW) johdolla.

Työssä tarkastellun kiinteistön sähkönkulutusprofiili ei ole kovinkaan tasainen ja suurin osa kulutuksesta ajoittuu talven aikaan. Kesällä kiinteistön tehontarve on noin 50 kW. Aurinkosähkövoimala mitoitettiin minimikuorman mukaan, mikä on noin 45 kW. Tällä tehomäärällä voimalan suunniteltiin koostuvan 174 paneelistä. Kiinteistössä ei kuitenkaan ollut tarvittavaa ja potentiaalista kattopinta-alaa tälle määrälle johtuen varjostavista tekijöistä, kattojen kaadoista ja katon koosta. Tämän johdosta paneeleita suunniteltiin asennettavaksi myös seinille.

Tuotantosimulaatioiden perusteella seinille asennettavat paneelit eivät tuota niin paljon energiaa kuin katolle asennetut. Koko voimalan ominaistuotto on noin 590 kWh/kW_P. Suomen suurimman aurinkovoimalan ominaistuotto oli vuonna 2016 noin 800 kWh/kW_P, joten seinäasennuksien ja erilaisten varjostavien tekijöiden vaikutus on huomattavan suuri. Seinille asennettavat paneelit tuottavat noin 25 % vähemmän energiaa mitä vastaavat katolle asennettavat paneelit. Seinäasennukset ovat myös kalliimpia ja haastavampia toteuttaa. Toisaalta paneelit jäävät hyvin näkyvälle paikalle, mikä tuo enemmän imagoarvoa projektille ja asiakkaalle mitä katolle asennettavat paneelit toisivat. Myös suuntauokset vaikuttavat paneelien tuotantoon. Kaakkoon suunnatut paneelit tuottavat tässä tapauksessa noin 10 % vähemmän mitä vastaavat lounaaseen suunnatut paneelit.

Aurinkovoimalan asennustyöt aloitettiin marraskuussa 2016 ja voimala valmistui tammi-kuussa 2017. Yhteensä voimalan rakentamiseen kului noin 6 viikkoa. Alkuperäiseen suunnitelmaan verrattuna työt venyivät noin kaksi viikkoa. Tämä johtui erilaisista muutoksista kuten lisävalaisimista ja seinäasennuksien haastavuudesta.

Tällä hetkellä aurinkosähköjärjestelmien hinnat liikkuvat noin 1 €/W_P molemmin puolin riippuen järjestelmän koosta ja asennustavasta. Tämän hetkiselällä sähköhinnalla (7,2 snt/kWh) ja voimalan simuloitulla ominaistuotolla, investointia ei tuota rahalle kovin suurta tuottoa.

Työn lopputuloksena voidaan todeta, että seinäasenteiset aurinkovoimalat eivät ole rahallisesti kovin kannattavia. Seinällä olevat paneelit kuitenkin tuovat suurta mainos- ja imagoarvoa niiden näkyvyyden takia. Kiinteistö tai yritys voi saada seinäasenteisten paneelien avulla pienelläkin investoinnilla huomattavaa ”vihreää” mainosarvoa. Tuloksina

saatiin myös paljon tietoa ja käytännön kokemusta aurinkosähköprojektin suunnittelusta ja toteutuksesta.

LÄHTEET

- [1] United Nations Development Programme (UNDP). World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability. 2000. s. 163. [WWW]. [viitattu 12.10.2016]. Saatavissa:
<http://www.undp.org/content/dam/aplaws/publication/en/publications/environment-energy/www-ee-library/sustainable-energy/world-energy-assessment-energy-and-the-challenge-of-sustainability/World%20Energy%20Assessment-2000.pdf>
- [2] BP, Statistical Review of World Energy. 2016. s. 41. [WWW]. [viitattu 12.10.2016]. Saatavissa:
<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
- [3] American Physical Society (APS). APS News. Huhtikuu 2009, Nidos 18, Numero 4. s. 2. [WWW]. [viitattu 12.10.2016]. Saatavissa:
<https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/upload/April-2009-Volume-18-Number-4-Entire-Issue.pdf>
- [4] California Solar Center. 2015. [WWW]. [viitattu 14.10.2016] Saatavissa:
<http://californiasolarcenter.org/history-pv/>
- [5] US Department of Energy. The History of Solar. [WWW]. [viitattu 14.10.2016]. Saatavissa:
https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/solar_timeline.pdf
- [6] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). Global Market Outlook For Photovoltaics 2014-2018. 2014. s. 17. [WWW]. [viitattu 18.10.2016]. Saatavissa:
http://www.cleanenergybusinesscouncil.com/site/resources/files/reports/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf
- [7] REN 21. Renewables 2016: Global Status Report. 2016. s. 41, 62–67. [WWW]. [viitattu 18.10.2016]. Saatavissa:
http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf
- [8] J. Doyne Farmer. F. Lafond. How Predictable Is Technological Progress?. Research Policy. Huhtikuu 2016, Nidos 45, Numero 3. s. 648. [WWW]. [viitattu 20.10.2016]. Saatavissa:
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0048733315001699>
- [9] Solar Power Europe. Global Market Outlook For Solar Power 2016-2020. 2016. s. 14. [WWW]. [viitattu 20.10.2016]. Saatavissa:
http://www.solareb2b.it/wp-content/uploads/2016/06/SPE_GMO2016_full_version.pdf
- [10] Sustainable Innovation Forum 2015. [WWW]:
<http://www.cop21paris.org/about/cop21/>

- [11] Energiateollisuus Ry. Energiavuosi 2016 – Sähkö. 2017. [WWW]. [viitattu 16.2.2017]. Saatavissa:
http://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energia-vuosi_2016_-_sahko.html#material-view
- [12] EurObserv'ER. Photovoltaic Barometer. 2016. s. 5. [WWW]. [viitattu 14.10.2016]. Saatavissa:
<https://www.eurobserv-er.org/photovoltaic-barometer-2016/>
- [13] Aurinkoenergia.fi. 2016. [WWW]. [viitattu 14.10.2016]. Saatavissa:
<http://www.aurinkoenergia.fi/aurinkoenergia.html>
- [14] Sallila Energia. 2016. [WWW]. [viitattu 14.10.2016]. Saatavissa:
<http://www.sallilaenergia.fi/energia/tuotteet-ja-palvelut/sun/aurinkopuisto-live>
- [15] Caruna Oy. [WWW]. [viitattu 22.10.2016]. Saatavissa:
<https://www.caruna.fi/ajankohtaista/siirtohintamme-nousevat-132016-alkaen>
- [16] Veronmaksajat.fi. Energiaverot. [WWW]. [viitattu 22.10.2016]. Saatavissa:
<https://www.veronmaksajat.fi/luvut/Tilastot/Kulutusverot/Energiaverot>
- [17] Energiavirasto. Sähkönhinta.fi. [WWW]. [viitattu 22.10.2016]. Saatavissa:
<http://sahkonhinta.fi/summariesandgraphs>
- [18] Verohallinto. Energiaverotus. [WWW]. [viitattu 16.2.2017]. Saatavissa:
https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Valmisteverotus/Energiaverotus
- [19] Verohallinto. Kotitalouden Sähköntuotannon Verotus. [WWW]. [viitattu 16.2.2017]. Saatavissa:
https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotus#addsearch=kotit,f=TaxTabSerach
- [20] Verohallinto. Kotitalousvähennys. [WWW]. [viitattu 16.2.2017]. Saatavissa:
https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalousvahennys
- [21] A. Liukko. Nykyisiä ja Tulevia Uusiutuvan Energian Tukimuotoja. 2016. [WWW]. [viitattu 14.11.2016]. Saatavissa:
http://www.aurinkoteknillinenyhdistys.fi/wp-content/uploads/2016/10/1300-Aurinkoenergia_tukimuotoja-AL-12102016.pdf
- [22] Valtioneuvosto. Selonteko Kansallisesta Energia- ja Ilmastostrategiasta Vuoteen 2030. 2016. s. 22-26. [WWW]. [viitattu 28.11.2016]. [Saatavissa]:
<http://tem.fi/documents/1410877/2148188/Kansallinen+energia-+ja+ilmastostrategia+vuoteen+2030+24+11+2016+lopull.pdf/a07ba219-f4ef-47f7-ba39-70c9261d2a63>
- [23] E. Michaelides. Alternative Energy Sources. 2012. s. 173-177

- [24] M. Kikuchi. *Frontiers in Fusion Research*. 2009. s. 6-7
- [25] IPS Radio and Space Services. The Solar Constant. [WWW]. [viitattu 2.11.2016]. Saatavissa:
http://www.ips.gov.au/Category/Educational/The%20Sun%20and%20Solar%20Activity/General%20Info/Solar_Constant.pdf
- [26] NASA. Sun Fact Sheet. [WWW]. [viitattu 4.11.2016]. Saatavissa:
<http://nssdc.gsfc.nasa.gov/planetary/factsheet/sunfact.html>
- [27] R. Rohde. Global Warming Art. 2007. [WWW]. [viitattu 4.11.2016]. Saatavissa:
https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/4c/Solar_Spectrum.png
- [28] Newport Corporation. Introduction to Solar Radiation. [WWW]. [viitattu 4.11.2016]. Saatavissa:
<https://www.newport.com/t/introduction-to-solar-radiation>
- [29] I. Lagzi, R. Mészáros, G. Gelybó, Á. Leelőssy. *Atmospheric Chemistry*. 2013. [WWW]. [viitattu 8.11.2016]. Saatavissa:
<http://elte.prompt.hu/sites/default/files/tananyagok/AtmosphericChemistry/ch01s04.html>
- [30] The World Air Sports Federation (FAI). 100km Altitude Boundary for Astronautics. [WWW]. [viitattu 8.11.2016]. Saatavissa:
<http://www.fai.org/icare-records/100km-altitude-boundary-for-astronautics>
- [31] A. Luque, S. Hegedus. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*, Second Edition. 2011. s. 82, 83, 86, 98, 100, 104, 120, 297, 314, 871, 990, 992
- [32] Solargis. Solar Resource Maps. 2016. [WWW]. [viitattu 20.11.2016]. Saatavissa:
<http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/overview/>
- [33] Euroopan Komissio. Joint Research Centre (JRC). [WWW]. [viitattu 20.11.2016]. Saatavissa:
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmmaps/eu_cmsaf_hor/G_hor_FI.png
- [34] J. Lutz, H. Schlangenotto, U. Scheuermann, R. De Doncker. *Semiconductor Power Devices*. 2011. s. 17, 30
- [35] Fraunhofer ISE. *Photovoltaics Report*. 2016. s. 19. [WWW]. [viitattu 17.11.2016]. Saatavilla:
<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- [36] C. Saboia Ruschel, F. Perin Gasparin, E. Ramos Costa, A. Krenzinger. Assessment of PV Modules Shunt Resistance Dependence on Solar Irradiance. *Solar Energy*, Nidos 133. 2016. s.37.[viitattu 13.12.2016].

- [37] J. Nelson, *The Physics of Solar Cells*. 2003. s. 11–12.
- [38] S. Kalogirou. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. 2014. s 494.
- [39] D. Rekioua, Ernest Matagne, *Optimization of Photovoltaic Power Systems*. 2012. s. 11.
- [40] S. Daliento, F. Di Napoli, P. Guerriero, V. d' Alessandro. A Modified Bypass Circuit for Improved Hot Spot Reliability of Solar Panels Subject to Partial Shading. *Solar Energy*, Nidos 134. 2016. s. 211. [viitattu 13.12.2016]
- [41] M.C. Alonso-García, J.M. Ruizb, W. Herrmann. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy*, Nidos 31. 2006. s. 1988, 1991. [viitattu 19.12.2016]
- [42] Nordpool. Historical Market Data. 2017. [WWW]. [viitattu 14.1.2017]. Saatavilla: <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>
- [43] Konrad Mertens. *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*. 2013. s. 170.
- [44] Helen Oy, Aurinkosähkö. 2016. [WWW]. [viitattu 22.12.2016]. Saatavilla: <https://www.helen.fi/sahko/kodit/aurinkosahko/>
- [45] LE-Sähköverkko Oy. Verkkopalveluhinnasto. 2017. [viitattu 10.1.2017]. Saatavilla: <http://www.lahtienergia.fi/sahkon-siirto/palvelut-ja-hinnastot/verkkopalveluhinnasto>
- [46] Energiavirasto. Sähkömarkkinoiden tilanne nyt – mitä markkinoilla tapahtui vuonna 2016. 2017. s. 14.[WWW]. [viitattu 10.1.2017]. Saatavissa: https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Tiedotustilaisuus+2017_pdf.pdf/171cfa27-9c76-4425-a128-585f6f303545
- [47] Tilastokeskus. Sähkönhinta kuluttajatyypeittäin. 2016. [WWW]. [viitattu 9.2.2017]. Saatavissa: http://tilastokeskus.fi/til/ehi/2016/03/ehi_2016_03_2016-12-08_kuv_005_fi.html
- [48] H. Fakham, D. Lu, B. Francois. Power Control Design of a Battery Charger in a Hybrid Active PV Generator for Load-Following Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. Nidos 58, Numero 1. 2011. [viitattu 18.12.2016]
- [49] Lahti Energia Oy. Päästökauppa. 2015. [WWW]. [viitattu 10.2.2016]. Saatavissa: <http://www.lahtienergia.fi/ymparisto/502>
- [50] Tekes. Energiatuki. 2017. [WWW]. [viitattu 10.2.2016]. Saatavissa: <https://www.tekes.fi/rahoitus/pk-yritys/energiatuki/>

[51] Trina Solar. Tuote-esite: Allmax. 2017. [WWW]. [viitattu 7.3.2017]. Saatavissa: http://static.trinasolar.com/sites/default/files/PS-M-0323%20E%20Datasheet_Allmax_US_Feb_2017_A.pdf

[52] Astroenergy. Tuote-esite: Halogen Free PV Cable. 2017. [WWW]. [viitattu 7.3.2017] Saatavissa: <http://www.astronergy.com/attch/download/Datasheet%20for%20PV%20cable.pdf>

[53] M. Camino-Villacorta, M. Angel Egido-Aguilera, P. Díaz. Test Procedures For Maximum Power Point Tracking Charge Controllers Characterization. Progress In Photovoltaics: Research and Applications. Numero 20. 2012. s. 310. [viitattu 13.1.2017]

[54] K2 Systems. Tuote-esite: Alustand System. 2017. [WWW]. [viitattu 7.3.2017]. Saatavissa: <https://k2-systems.com/en/products/alustand-insertion-system>

[55] Markus Andersen (Naps Solar Systems), One1 Oy:n Lahden toimistolla 25.8.2016 käyty palaveri.

LIITE I: ERI INVERTTERIMALLIEN SÄHKÖISET PARAMETRIT

Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,dc}$)	900 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dcmh}...V_{dcmx}$)	0.7 x $V_{start}...850$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V_{az})	580 V	
Rated DC input power (P_{az})	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{az}	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [$750 V \leq V_{MPPT} \leq 850 V$]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{az} , max unbalance example	6500 W [$380 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$] the other channel: $P_{az} = 6500$ W [$225 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$]	8000 W [$445 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$] the other channel: $P_{az} = 8000$ W [$270 V \leq V_{MPPT} \leq 750 V$]
Maximum DC input current (I_{dcmx}) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC inputs pairs for each MPPT	2	
DC connection type	PV quick fit connector ³⁾	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power (P_{az} @ $\cos\phi = 1$)	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ($P_{az,max}$ @ $\cos\phi = 1$)	11000 W ⁴⁾	13800 W ⁵⁾
Maximum apparent power (S_{max})	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage ($V_{az,r}$)	400 V	
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{az,max}$)	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f _o)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range (f _{min} ...f _{max})	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{az} = 10.0$ kW, ± 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{az} = 12.5$ kW, ± 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	

Kuva 1. ABB PVI-10.0-TL – invertterin sähköiset parametrit.

Technical Data	Sunny Tripower 10000TL
Input (DC)	
Max. DC power (@ $\cos\phi = 1$)	10250 W
Max. input voltage	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	370 V ... 800 V / 580 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	18 A / 10 A
Max. input current per string input A / input B	18 A / 10 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:2, B:2
Output (AC)	
Rated power (@ 230 V, 50 Hz)	10000 W
Max. AC apparent power	10000 VA
Nominal AC voltage	3 / N / PE; 220 / 380 V 3 / N / PE; 230 / 400 V 3 / N / PE; 240 / 415 V
Nominal AC voltage range	160 V ... 280 V
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz ... +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V
Max. output current	14.5 A
Power factor at rated power	1
Adjustable displacement power factor	0.8 overexcited ... 0.8 underexcited
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	98 % / 97.6 %
Protective devices	
DC disconnect device	•
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	• / • / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	•
Protection class (according to IEC 62103)/overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III

Kuva 2. SMA Sunny Tripower 10000TL – invertterin sähköiset parametrit.

INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)	27.0 A / 16.5 A			33.0 A / 27.0 A
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)	40.5 A / 24.8 A			49.5 A / 40.5 A
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)				200 V
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)				200 V
Nominal input voltage ($U_{dc\ n}$)				600 V
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)				1,000 V
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V
Number MPP trackers				2
Number of DC connections				3+3
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA
Max. output current ($I_{ac\ max}$)	20 A			32 A
Grid connection ($U_{ac,n}$)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V			
Min. output voltage ($U_{ac\ min}$)	260 / 150 V			
Max. output voltage ($U_{ac\ max}$)	485 / 280 V			
Frequency (f_i)	50 Hz / 60 Hz			
Frequency range ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Hz			
Total harmonic distortion	< 2 %			
Power factor ($\cos \varphi_{ac,n}$)	0 - 1 ind. / cap.			
INPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. input current ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$)				16.0 A / 16.0 A
Max. array short circuit current (MPP ₁ /MPP ₂)				24.0 A / 24.0 A
Min. input voltage ($U_{dc\ min}$)				150 V
Feed-in start voltage ($U_{dc\ start}$)				200 V
Nominal input voltage ($U_{dc\ n}$)				595 V
Max. input voltage ($U_{dc\ max}$)				1,000 V
MPP voltage range ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Number MPP trackers				2
Number of DC connections				2 + 2
OUTPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
AC nominal output ($P_{ac,n}$)	5,000 W	6,000 W	7,000 W	8,200 W
Max. output power	5,000 VA	6,000 VA	7,000 VA	8,200 VA
Max. output current ($I_{ac\ max}$)				13.5 A
Grid connection ($U_{ac,n}$)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V			
Min. output voltage ($U_{ac\ min}$)	260 / 150 V			
Max. output voltage ($U_{ac\ max}$)	485 / 280 V			
Frequency (f_i)	50 Hz / 60 Hz			
Frequency range ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Hz			
Total harmonic distortion	< 3 %			
Power factor ($\cos \varphi_{ac,n}$)	0.85 - 1 ind. / cap.			

Kuva 3. Fronius Symo 5.0-3-M ja 10.0-3-M – invertterien sähköiset parametrit.

LIITE II: ERI PANEELIEN SÄHKÖISET PARAMETRIT

Performance at STC	250 P3 MAW	255 P3 MAW	260 P3 MAW	265 P3 MAW	270 P3 MAW
Maximum power (W/Pmax)	250	255	260	265	270
Maximum power tolerance (W)	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0	+5/-0
Current (typical at max power) (A/Ip)	8.23	8.33	8.46	8.52	8.57
Voltage (typical at max power) (V/Vp)	30.4	30.6	30.7	31.09	31.49
Short circuit current (typical) (A/Isc)	8.66	8.74	9.01	9.07	9.12
Open circuit voltage (typical) (V/Voc)	37.6	37.9	38.2	38.4	38.6
Module efficiency (minimum) (%)	15.6	15.9	16.2	16.6	16.9
Module efficiency (maximum) (%)	15.9	16.2	16.6	16.9	17.2

Kuva 4. NAPS Saana – paneelin sähköiset parametrit.

ELECTRICAL DATA | STC*

CS6K	260P	265P	270P	275P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W	275 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V	31.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.0 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A	9.45 A
Module Efficiency	15.88%	16.19%	16.50%	16.80%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

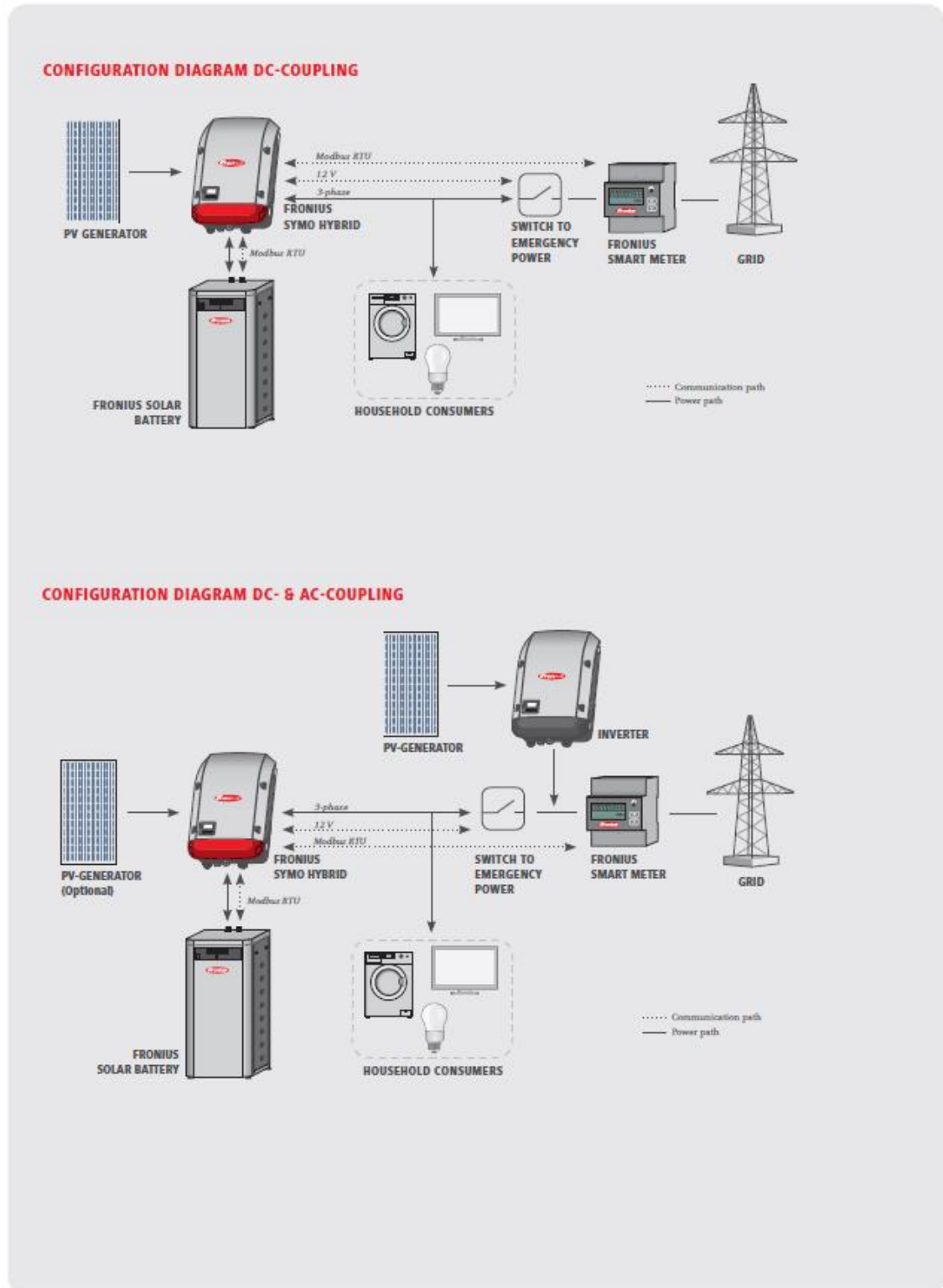
Kuva 5. Canadian Solar CSK6 – paneelin sähköiset parametrit.

ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-255 PC05A	TSM-260 PC05A	TSM-265 PC05A
Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)	255	260	265
Power Output Tolerance-P _{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	30.5	30.6	30.8
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	8.37	8.50	8.61
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	38.1	38.2	38.3
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	8.88	9.00	9.10
Module Efficiency η_m (%)	15.6	15.9	16.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3. Average efficiency reduction of 4.5% at 200 W/m² according to EN 60904-1.

Kuva 6. Trina Solar TSM-PC05A – paneelin sähköiset parametrit.

LIITE III: FRONIUS ENERGY PACKAGEN TOIMINTAPERIAATE



Kuva 7. Fronius Energy Package – järjestelmän toimintaperiaate.