

KARELIA-AMMATTIKORKEAKOULU
Energia- ja ympäristötekniikan koulutus

Mika Heiskanen

AURINKOSÄHKÖN TUOTANNON SELVITYS UIMAHARJUN
ALUELÄMPÖLAITOKSELLE

Opinnäytetyö
Kesäkuu 2021



OPINNÄYTETYÖ
Kesäkuu 2021
Energia- ja ympäristötekniikan koulutus

Tikkarinne 9
80200 JOENSUU
+358 13 260 600 (vaihde)

Tekijä
Mika Heiskanen

Nimeke
Aurinkosähkön tuotannon selvitys Uimaharjun aluelämpölaitokselle

Toimeksiantaja
UusiutuWat-hanke

Tiivistelmä

Opinnäytetyön tavoitteena oli selvittää aurinkosähkön tuotannon soveltuvuutta Uimaharjun aluelämpölaitokselle. Lämpölaitokselle mitoitettiin sopivan kokoinen aurinkosähköjärjestelmä sekä tarkasteltiin sen taloudellista kannattavuutta. Opinnäytetyö tehtiin Enon energian osuuskunnalle, ja sen toimeksiantajana toimi UusiutuWat-hanke.

Työn tietoperustan lähteinä käytettiin sähköisiä aineistoja sekä kokoomateoksia. Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksen lähtötietoina toimi toimeksiantajan antamat sähkönkulutustiedot. Mitoitus tehtiin käyttämällä PV*SOL-tietokoneohjelmistoa, minkä jälkeen tehtiin kannattavuuden tarkastelu taloudellisesta näkökulmasta. Taloudellisen tarkastelun kohteena oli selvittää investoinnin kannattavuus, sisäinen korkokanta sekä tutkia korotonta ja korollista takaisinmaksuaikaa. Teknillisten ja taloudellisten tulosten perusteella esitettiin sopivaa järjestelmää.

Uimaharjun aluelämpölaitokselle mitoitettiin neljä eri kokoista järjestelmää. Näistä pienin osoittautui alimitoitetuksi ja suurin ylimitoitetuksi. Kun tarkasteltiin kahta jäljelle jäänyttä järjestelmää, kooltaan 22 kWp ja 33 kWp havaittiin, että molemmat järjestelmät olivat taloudellisesti kannattavia. Teknillisten ja taloudellisten seikkojen perusteella päädyttiin valitsemaan Uimaharjun aluelämpölaitokselle pienempi 22 kWp:n järjestelmä.

Kieli
suomi

Sivuja 44
Liitteet 1
Liitesivumäärä 3

Asiasanat
Aurinkovoima, sähköntuotanto, kannattavuus



THESIS
June 2021
Degree Programme in Energy and Environmental Engineering

Tikkarinne 9
80200 JOENSUU
FINLAND
+ 358 13 260 600 (switchboard)

Author
Mika Heiskanen

Title
Dimensioning of the Photovoltaic System for Uimaharju District Heating Plant

Commissioned by
UusiutuWat project

Abstract

The goal of this thesis was to find out if photovoltaic system is suitable for Uimaharju district heating plant. Photovoltaic system of suitable size was dimensioned for the heating plant and its economic profitability was examined. Thesis was made for Eno energy cooperative, and it was commissioned by Uusiutuwat project.

The theoretical background of this study was based on digital sources and written compilations. Background data for the dimensioning of the photovoltaic system was based on electricity consumption of the heating plant. Dimensioning was made by using PV*SOL-computer software, and economic aspects examined the profitability of the investment, the internal interest rate, and the repayment period. Based on technical and economic aspects an appropriately sized system was presented.

Four different sized systems were dimensioned for the heating plant. The smallest of these systems proved to be undersized, and the largest system was oversized. Remaining two systems, sized 22 kWp and 33 kWp, were both economically viable. Based on technical and economic aspects it was decided to choose a smaller 22 kWp photovoltaic system for the Uimaharju district heating plant.

Language
Finnish

Pages 44
Appendices 1
Pages of Appendices 3

Keywords
photovoltaic system, electricity generation, profitability

Sisältö

1	Johdanto	5
2	Opinnäytetyön tietoperusta	6
2.1	Keskeiset käsitteet	6
2.2	Aurinkoenergia	8
2.3	Aurinkoenergia Suomessa	9
2.4	Aurinkosähköjärjestelmät	11
2.4.1	Aurinkopaneelit	12
2.4.2	Verkkoinvertteri	16
2.4.3	Akusto	17
2.5	Aurinkosähköpaneelien asennustapojen vaikutukset	18
2.5.1	Suuntaus ja kallistus	18
2.5.2	Varjostus	19
2.5.3	Lämpötila	20
2.6	Lupa-asiat	21
3	Investointilaskenta	22
3.1	Nykyarvomenetelmä	23
3.2	Diskonnttaus	23
3.3	Laskentakorkokanta	23
3.4	Sisäisen korkokannan menetelmä	24
3.5	Takaisinmaksuajan menetelmä	24
3.6	Herkkyysanalyysi	24
4	Opinnäytetyön tavoitteet, toteutus ja lähdeaineistot	25
4.1	Opinnäytetyön tavoitteet sekä taustat	25
4.2	Opinnäytetyön toteutus	26
4.3	Opinnäytetyön lähdeaineistot	26
5	Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus	28
5.1	Järjestelmän mitoitus käyttäen PV*SOL-ohjelmistoa	28
5.2	3D-mallinnus	29
5.3	Aurinkopaneelien ja inverttereiden valinta	30
5.4	Simulointi ja tulokset	31
6	Kannattavuuslaskelmat	33
6.1	Hakevarasto 10 kWp:n järjestelmä	34
6.2	Hakevarasto 22 kWp:n, 33 kWp:n, ja 54 kWp:n järjestelmät	35
7	Tulokset	36
7.1	22 kWp:n järjestelmä ja herkkyysanalyysi	38
7.2	33 kWp:n järjestelmä ja herkkyysanalyysi	40
7.3	Järjestelmien vertailu ja järjestelmäsuositus	41
8	Pohdinta	43
	Lähteet	45

Kuvat

- Kuva 1. Uimaharjun aluelämpölaitos (Kuva: Mika Heiskanen).
Kuva 2. Auringonsäteily maapallolle (Kuva: Tahkokorpi 2016).
Kuva 3. Auringonsäteilyn määrä Suomessa vuositasolla, optimaalinen tulo-
kulma (Kuva: European comission 2019).
Kuva 4. Aurinkosähköjärjestelmän rakenne (Kuva: RT 103076 2019, 4).
Kuva 5. Yleisimpien kennotyyppien ominaisuudet (Kuva: ST-käsikirja 40
2017).
Kuva 6. Yksikiteinen (mono silicon) ja monikiteinen (poly silicon) paneeli
(Kuva: Clean energy reviews 2014).
Kuva 7. Amorfisen piin paneelin kerrosrakennekuva (Kuva: ST-käsikirja 40
2017).
Kuva 8. Kolmiliitoksisen kennon rakenne (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).
Kuva 9. Väriaineherkistetyn kennon rakenne (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).
Kuva 10. Auringon radalla ja paneelien suuntauksella on merkitystä (Kuva:
ST-käsikirja 40 2017).
Kuva 11. Ohitusdiodin aktivoituessa paneelin sisäinen kennoketju sammuu
varjon osuessa paneelin pitkälle sivulle, eikä tehontuotto romahda
nollaan (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).
Kuva 12. Aurinkopaneelien asennustapa vaikuttaa paneeliston lämpötilaan ja
sitä kautta sähköntuotantoon (Kuva: RT 103076 2019).
Kuva 13. Lämpölaitoksen piiput (Kuva: Mika Heiskanen).
Kuva 14. Hakevarasto (Kuva: Mika Heiskanen).
Kuva 15. Suuntaa antava mitoitus (Kuva: Finnwind 2021).
Kuva 16. 3D-mallinnus 22 kWp:n järjestelmästä.
Kuva 17. 3D-mallinnus 33 kWp:n järjestelmästä.

Kuviot

- Kuvio 1. Uimaharjun kulutusprofiili vuodelta 2018. Kulutus on kuvattu wa-
teissa (Kuvio: PV*SOL Premium 2021).
Kuvio 2. Keskimääräinen sähkönkulutus kuukausittain.
Kuvio 3. Hakevarasto, omakulutusasteet erikokoisille järjestelmille.
Kuvio 4. Hakevarasto, energiaomavaraisuus erikokoisille järjestelmille.
Kuvio 5. Laskentakorkokannan vaikutus investoinnin kannattavuuteen.
Kuvio 6. Laskentakorkokannan vaikutus investoinnin kannattavuuteen.

Taulukot

- Taulukko 1. Aurinkoenergian tuotanto lämpölaitokselle ja hakevarastolle 10
kWp:n, 22 kWp:n, 33 kWp:n sekä 54 kWp:n kokoisille järjestel-
mille.
Taulukko 2. Hakevaraston aurinkoenergia omakulutus ja myynti valtakunnan
verkkoon.
Taulukko 3. Taloudelliset lähtötiedot.
Taulukko 4. 10 kWp:n järjestelmän lähtötiedot.
Taulukko 5. 10 kWp:n järjestelmän investoinnin kannattavuus.
Taulukko 6. 22 kWp:n, 33 kWp:n ja 54 kWp:n järjestelmien lähtötiedot.
Taulukko 7. 22 kWp:n, 33 kWp:n ja 54 kWp:n järjestelmien investointien kan-
nattavuudet.
Taulukko 8. Laskentakorkokannan vaikutus korolliseen takaisinmaksuaikaan.
Taulukko 9. Laskentakorkokannan vaikutus korolliseen takaisinmaksuaikaan.

Lyhenteet

DC	Tasavirta.
VA	Voltiampeeri.
VAC	Volttivaihtovirta.
V	Voltti.
W	Watti.
Wh	Wattitunti.
Wp	Piikkivatti eli huipputeho.

Liitteet

Liite 1	PV*SOL-simuloinnin tulokset, 22 kWp.
---------	--------------------------------------

1 Johdanto

Opinnäytetyön tarkoituksena on selvittää aurinkosähkön tuotantoa Uimaharjun aluelämpölaitoksen yhteydessä. Aluelämpölaitokselle selvitetään aurinkosähköjärjestelmän optimaalinen koko sekä tehdään taloudellinen selvitys. Aurinkolämmön tuotantoon ei tässä opinnäytetyössä perehdytä, koska kohteella ei ole tarvetta lämpöenergialle.

Opinnäytetyön aihe liittyy keskeisesti energia- ja ympäristötekniikan alaan. Aurinkovoiman käyttö on koko ajan lisääntymässä, ja sen merkitys puhtaamman energian tuotannossa ja ilmastonmuutoksen torjumisessa on merkittävää niin globaalisti kuin Suomessakin. Uimaharjun aluelämpölaitokselle aurinkosähköjärjestelmä merkitsee energiaomavaraisuuden sekä energiatehokkuuden nousua. Pitemmällä aikavälillä aurinkosähköjärjestelmä on myös taloudellisesti kannattava vaihtoehto oikein mitoitettuna ja sijoitettuna.



Kuva 1. Uimaharjun aluelämpölaitos (Kuva: Mika Heiskanen).

Opinnäytetyö tehdään Uusiutuwat-hankkeen yhteydessä, Enon Energia Osuuskunnalle. Enon Energian Osuuskunta omistaa Uimaharjun aluelämpölaitoksen

(kuva 1), jolle tämä opinnäytetyö tehdään. Osuuskunta omistaa myös kaksi muuta lämpölaitosta.

Opinnäytetyön tietoperustan pohjana toimivat ajanmukaiset ja monipuoliset sähköiset tietolähteet, kuten RT-kortistot. Myös kirjallisuutta hyödynnetään lähdeaineistona. Järjestelmän koon selvittämiseen käytetään PvSol-tietokoneohjelmistoa, ja taloudellinen analyysi tehdään käyttämällä Microsoft Excel-taulukointiohjelmistoa.

2 Opinnäytetyön tietoperusta

2.1 Keskeiset käsitteet

Atsimuuttikulma eli poikkeama etelästä. Määritellään siten, että suuntaus etelään on 0° , itään -90° ja länteen 90° . (Tahkokorpi 2016, 17.)

Auringonsäteily on auringosta tuleva kokonaissäteily, joka sisältää suoran säteilyn ja hajasäteilyn (Tahkokorpi 2016, 195).

Energiaomavaraisuus kertoo, kuinka suuri osa käytetystä energiasta voidaan tuottaa itse (RT 103076 2019, 2).

Hajasäteily eli ilmakehän pilvien ja molekyylien heijastamaa säteilyä sekä maasta heijastunutta hajasäteilyä (Tahkokorpi 2016 14).

Ilmakehän vastasäteily on ilmakehän otsonin, vesihöyryn ja hiilidioksidin aiheuttamaa säteilyä, jotka säteilevät lämpöä takaisin maanpinnalle (Tahkokorpi 2016, 14).

Kallistuskulma eli deklinaatio on vaakatason ja laitetasen välinen kulma (Tahkokorpi 2016, 17).

MPPT eli maximum power point tracking on inverttereissä käytetty menetelmä, jolla varmistetaan, että aurinkopaneeleista saadaan irti suurin mahdollinen teho (Käpylehto 2016, 52).

Off-grid-järjestelmä eli saarekejärjestelmä tai mökkijärjestelmä on aurinkosähköjärjestelmä, jota käytetään itsenäisenä järjestelmänä esimerkiksi mökeillä tai veneissä (ST-käsikirja 40, 2017, 26).

On-grid-järjestelmä eli sähköverkkoon liitetty järjestelmä, jota käytetään esimerkiksi omakotitaloissa. Jos sähköverkko on alhaalla, ei aurinkosähkö takaa sähköntuotantoa, koska järjestelmä ei ole oma sarakkeensa. (ST-käsikirja 40 2017, 26.)

PV*SOL on tietokoneohjelmisto, jolla voidaan määrittää aurinkosähköjärjestelmän koko sekä tehdä taloudellisia ennusteita.

Suora auringonsäteily eli ilmakehän suoraan läpi tullutta säteilyä (Tahkokorpi 2016, 14).

Valosähköinen ilmiö on tapahtuma, jossa elektroneja irtoaa metallipinnasta siihen kohdistetun valon vaikutuksesta (Tahkokorpi 2016, 206).

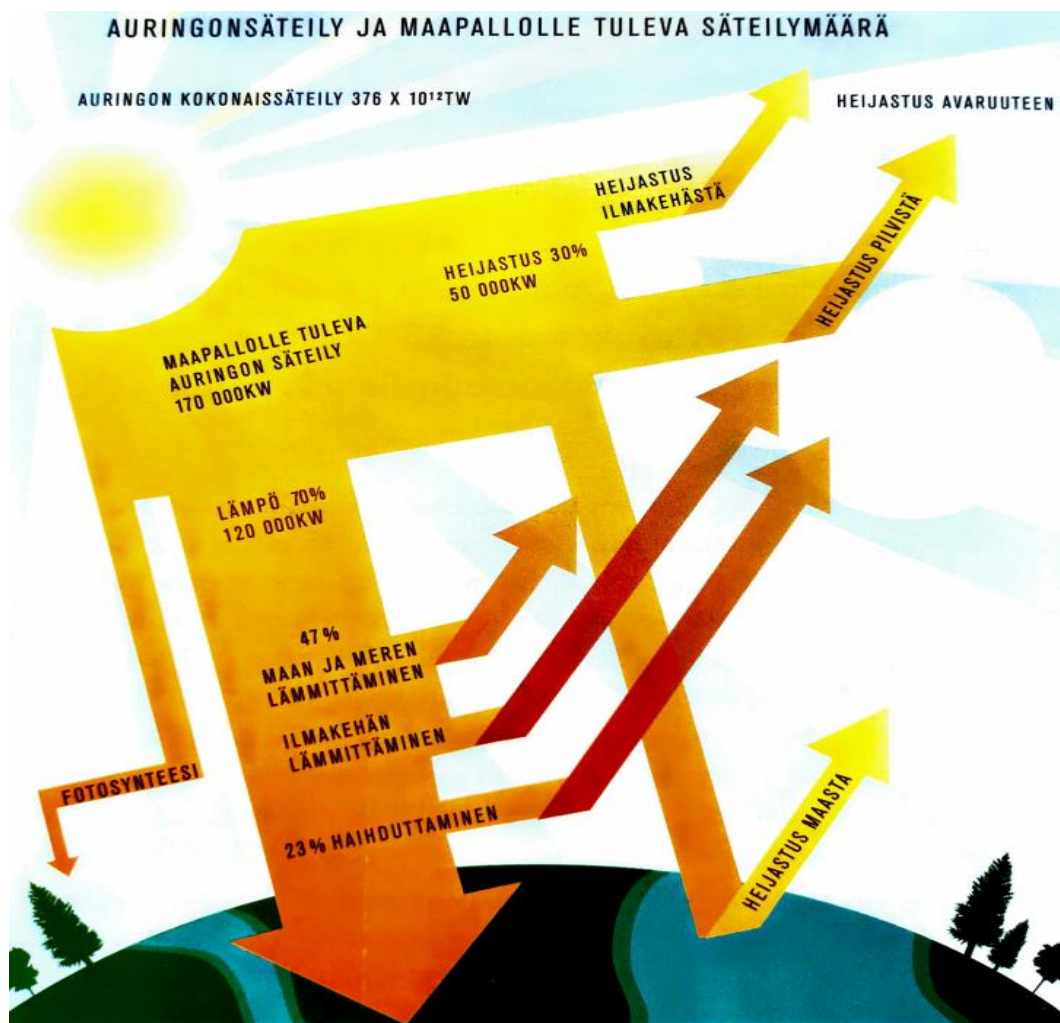
Puolijohde on alkuaine tai yhdiste, joka johtaa virtaa huonommin kuin johteet, mutta paremmin kuin eristeet (ST-käsikirja 40 2017, 10).

3-vaiheinen verkkoinvertteri eli invertteri, jolla saadaan tasaisesti jaettua aurinkosähköä pienkiinteistön eri kulutuslaitteille (RT 103076 2019, 4).

1-vaiheinen verkkoinvertteri eli invertteri, jolla saadaan pienen kulutuksen kiinteistön tuotto mahdollisimman tehokkaasti omaan käyttöön (RT 103076 2019, 4).

2.2 Aurinkoenergia

Auringon säteilemä energia on edellytys elämälle maapallolla ja sen energia on peräisin fuusioreaktiosta. Reaktiossa kaksi vetyatomia yhdistyy heliumatomiksi, jolloin vapautuu suuri määrä energiaa. Tämä reaktio vaatii erittäin suuren lämpötilan, noin 10 miljoonaa astetta. Maapallolle tulevasta säteilyenergiasta noin 30 % heijastuu takaisin avaruuteen ilmakehästä ja pilvistä. Loput 70 % lämmittävät maata, meriä sekä ilmakehää. (Tahkokorpi 2016, 11–12.)



Kuva 2. Auringonsäteily maapallolle (Kuva: Tahkokorpi 2016).

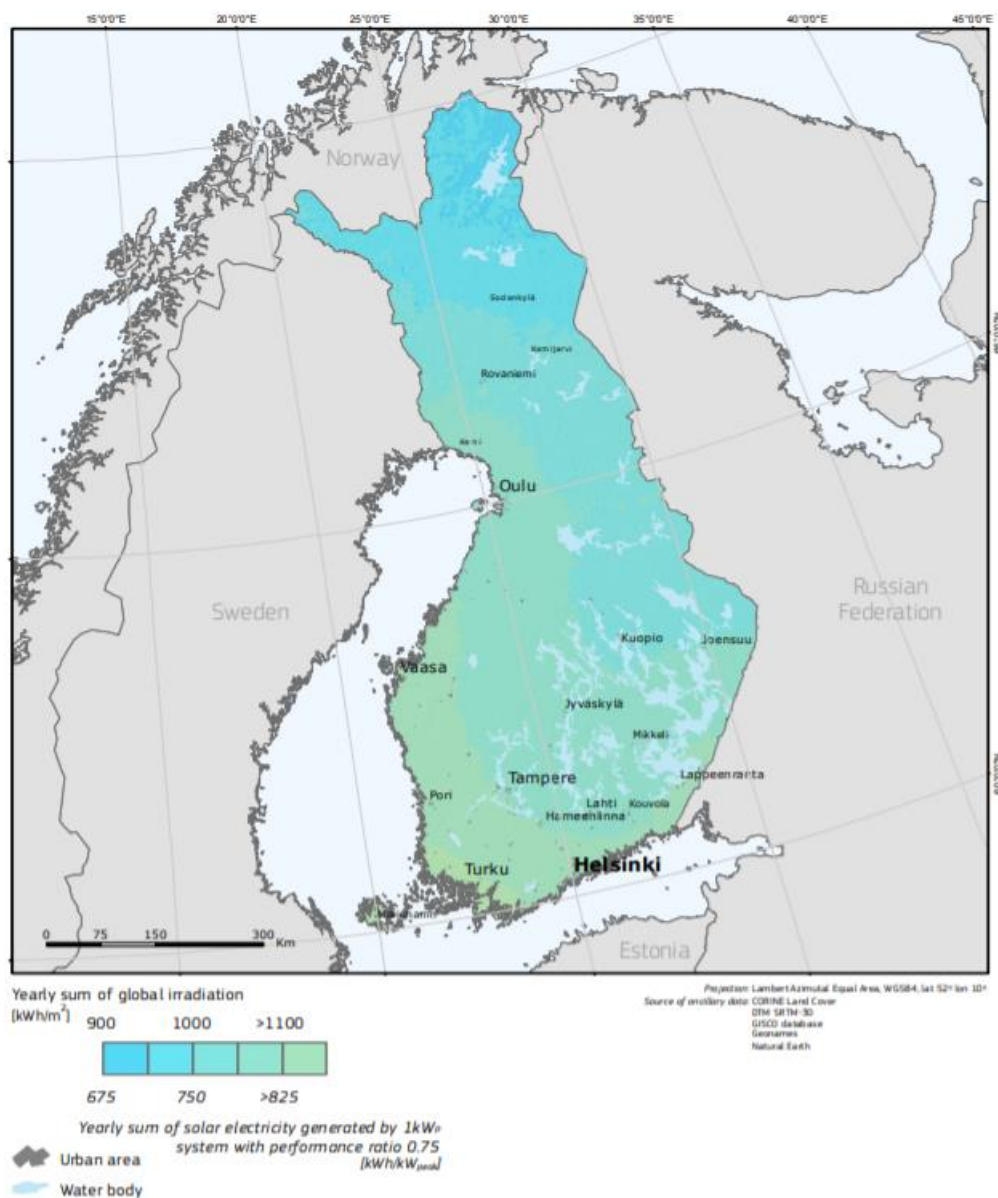
Auringon säteilyä merkittävästi heikentävät ilmakehässä olevat monenlaiset kaasumolekyylit ja vesihöyry sekä erilaiset epäpuhtaudet. Tästä on haittaa sekä hyötyä. Ilmakehä säätelee, kuinka paljon haitallista UV-säteilyä pääsee maanpinnalle. Samalla ilmakehä pienentää tulevan säteilyn määrää, mikä pienentää

säteilyenergiaa. Ilmakehän vaikutukset voidaan jakaa kolmeen ryhmään. Suora auringonsäteily, haja eli diffuusinen säteily ja ilmakehän vastasäteily. (Tahkokorpi 2016, 13–14.)

2.3 Aurinkoenergia Suomessa

Suomessa auringon kokonaissäteilystä merkittävä osa on hajasäteilyä. On huomattava, että aurinkopaneelien tuotannon kannalta ei ole merkitystä sillä, onko tuleva säteily suoraa vai hajasäteilyä. Hajasäteilyn suuri osuus aiheuttaa kuitenkin sen, että keskittävät ja seuraavat aurinkosähköjärjestelmät eivät ole taloudellisesti kannattavia, koska ne perustuvat lähinnä suoran säteilyn hyödyntämiseen. Suomen leveysasteilla aurinkosähkön tuotanto keskittyy kesäkuukausille ja tuotanto vaihtelee vuodenaikojen mukaan. (Motiva 2020a.)

Sääolosuhteet vaikuttavat merkittävästi hetkelliseen säteilyn määrään. Aurinkosähköpaneelin tulevan energia määrään vaikuttaa säteilyn voimakkuuden lisäksi myös sen suuntaus. Suuntaukseen liittyy kaksi kulmaa: kallistuskulma eli deklinaatio ja poikkeama etelästä eli atsimuuttikulma. Optimiasennossa olevalle keräimelle aurinkosäteily vuositasolla on Etelä-Suomessa noin 1 100 KW/m² ja Keski-Suomessa noin 1 000 KW/m². (Tahkokorpi 2016, 15–17.)



Kuva 3. Auringonsäteilyn määrä Suomessa vuositasolla, optimaalinen tulo- kulma (Kuva: European comission 2019).

Aurinkopaneelin sijoitus yhdessä kallistuskulman kanssa vaikuttavat kokonais- säteilyn määrään. Heijastuva säteily, joka tulee esimerkiksi lumesta tai vedestä voi lisätä hetkellisesti säteilyn määrää jopa 20 prosenttia. Vuosittaisella tasolla heijastuvan säteilyn määrä on noin parin prosentin luokkaa. (Motiva 2019a.)

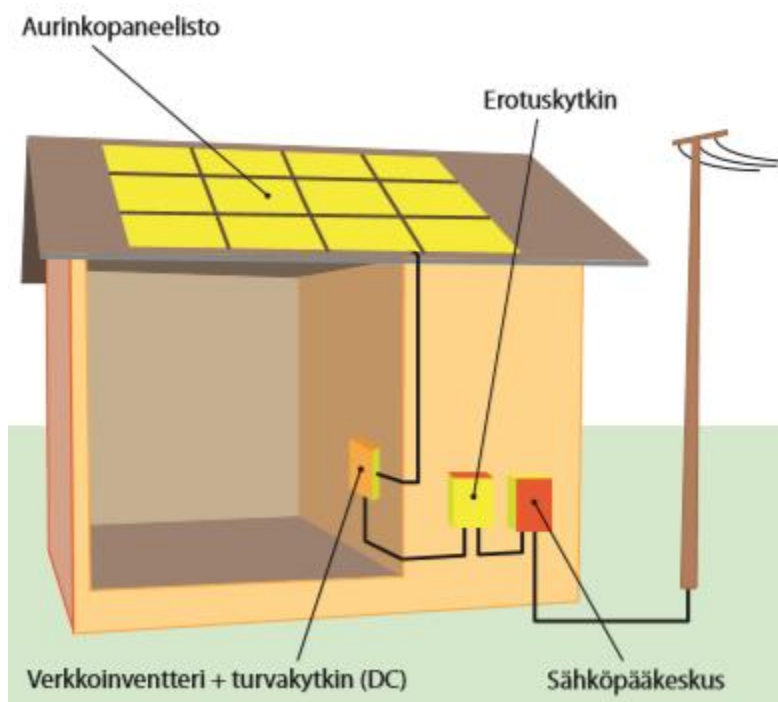
2.4 Aurinkosähköjärjestelmät

Aurinkopaneelien sähkön tuotanto ja niiden toimita perustuu auringon säteilyyn, valosähköiseen ilmiöön ja esimerkiksi puolijohdemateriaalien erilasiin ominaisuuksiin. Auringon säteilystä hyödynnetään pääosin säteilyä, joka on UV-NIR-alueella. Aurinkopaneeli pystyy tuottamaan sähkövirtaa valosähköisen ilmiön avulla, kun auringon säteily irrottaa alkuaineen, useimmiten piin (Si), pinnalta elektronin. Fotoni, joka saapuu auringon säteilyn mukana, luovuttaa energiansa elektronille, jotta elektroni voi irrottautua. (ST-käsikirja 40 2017, 9–10.)

Puolijohdemateriaaleja ovat ne alkuaineet ja yhdisteet, joille on ominaista heikompi sähkönjohtavuus kuin johteilla, mutta parempi kuin eristeillä. Esimerkiksi pii on puolijohdemateriaali. Jotta puolijohteelle saataisiin parempi sähkönjohtavuus, se seostetaan esimerkiksi fosforilla, jolloin materiaaliin muodostuu ylimääräisiä varauksenkuljettajia. Tällaisia negatiivisen varauksen omaavia materiaaleja kutsutaan N-aineeksi. P-aineeksi kutsutaan positiivisten varauksen omaavia materiaaleja, kuten esimerkiksi seostaessa alumiinilla aineeseen muodostuu aukkoja, jotka voidaan käsitellä ylimääräisenä positiivisena varauksena. Kun vierekkäin laitetaan N-aine ja P-aine, saadaan P-N-liitos, johon muodostuu sisäinen sähkökenttä. (ST-käsikirja 40 2017, 10.)

Aurinkosähköjärjestelmän pääkomponentit ovat aurinkopaneelit kiinnitysjärjestelmät, kaapelointi, verkkoinverterti sekä erotuskytkin. Akustoa käytetään kohteen mukaan. Auringon säteilyenergia muutetaan aurinkopaneeleilla tasasähköksi, joka muutetaan edelleen verkkoinverterillä vaihtosähköksi.

Aurinkopaneelien tuottama sähkö hyödynnetään esimerkiksi kiinteistön sähkölaitteissa tai sähköauton lataamisessa. Yli jäävä sähkö myydään sähköverkon kautta. (RT 103076 2019, 4.)



Kuva 4. Aurinkosähköjärjestelmän rakenne (Kuva: RT 103076 2019, 4).

2.4.1 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneelit koostuvat lukuisista yksittäisistä aurinkokennoista. Aurinkokennotyyppejä ovat kiteinen pii, ohutkalvo sekä orgaaninen. Aurinkokennon toiminta perustuu siihen, että sen puolijohderakenne muuttaa absorboimansa auringon säteilyenergian tasavirraksi. Erilaisia kennoteknologioita, sen valmistustapoja ja sekä materiaaleja on lukuisia. (RT 103076 2019, 4.)

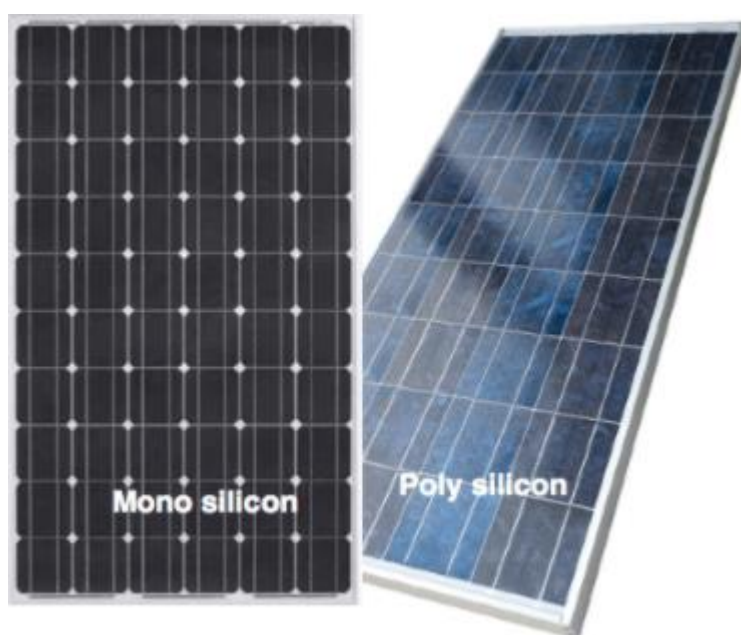
Ominaisuudet	Kiteinen pii		Ohutkalvo			Orgaaninen
	Monikiteinen	Yksikiteinen	Amorfinen pii	CIS/CIGS	CdTe	
Hyötysuhde (%)	13–16 %	15–20 %	5–10 %	7–16 %	7–16 %	3–5 %
Lämpötilan vaikutus (STC) tehoon (% / +1 °C)	–0,42	–0,40	–0,1...–0,3	–0,35...–0,40	–0,25...–0,36	...
Mekaaninen kestävyys	hauras	hauras	joustava	joustava	joustava	joustava
Varjostus	herkkä	herkkä	sietää	sietää	sietää	sietää
Käyttöikä (vuotta)	30+	30+	30+	30+	30+	0,5–3
Hinta	€€	€€€	€€€	€€€	€€€	€

Kuva 5. Yleisimpien kennotyyppien ominaisuudet (kuva: ST-käsikirja 40 2017).

Yksi- ja monikiteisestä piistä valmistetut paneelit

Tämä aurinkopaneelien valmistusteknologia perustuu kiteiseen piihin, jossa paneelit koostuvat sarjaan kytketyistä kennoista. Yksikiteisen piin ominaisuuksiin kuuluvat parempi hyötysuhde kuin monikiteisessä piissä mutta yksikiteinen pii on kalliimpaa valmistaa. Kiteinen piikenno tarvitsee ympärilleen suojaavan rakenteen koska se on hauras. Suojaava rakenne on esimerkiksi alumiinikehys, jonka sisälle lasilevyyn piikennot ja kytkentälangat tyhjiö laminoidaan. Paneeli voi olla myös kaksipuolinen, jolloin myös taustasta heijastuva auringon säteily saadaan hyödynnettyä. (RT 103076 2019, 4.)

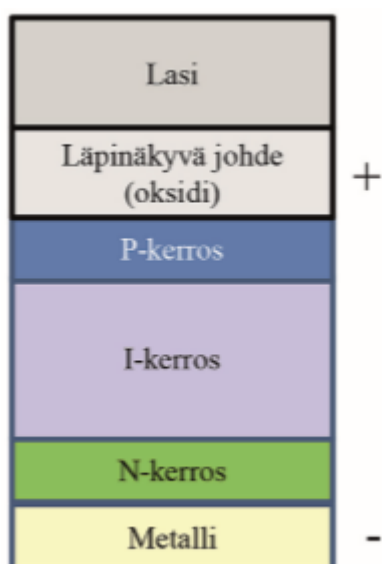
Monikiteinen pii valmistetaan yksikiteisen piin valmistuksen leikkuu- ja hiontajätteistä. Kerätty materiaali sulatetaan ja sen jälkeen kiteytetään haluttuun muotoon. Koska tämä prosessi aiheuttaa kidevirheitä piin kiderakenteeseen, monikiteiset kennot ovat heikompia hyötysuhteeltaan kuin yksikiteiset kennot. Hyötysuhteen heikkeneminen johtuu kidevirheen alueella olevien elektronien jumittumisesta paikoilleen. (ST-käsikirja 2017, 13.)



Kuva 6. Yksikiteinen (mono silicon) ja monikiteinen (poly silicon) paneeli (Kuva: Clean energy reviews 2014).

Ohutkalvopaneelit

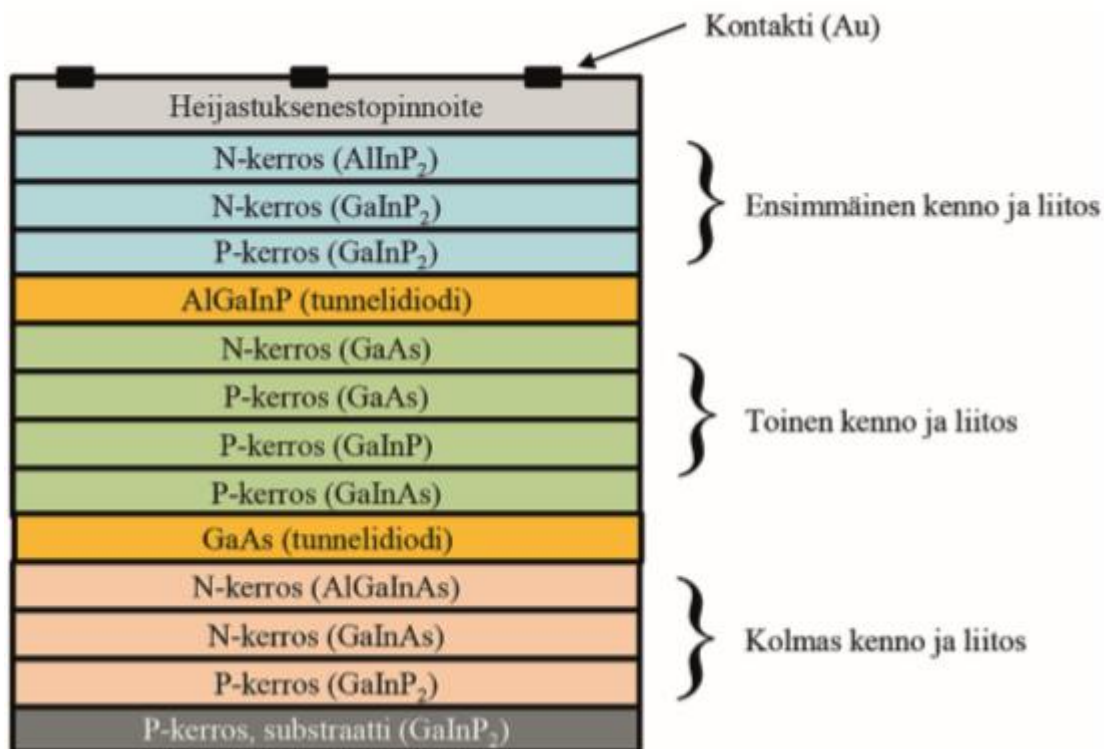
Ohutkalvoaurinkopaneeleissa käytetään materiaaleina amorfista piitä, mikroki-teistä piitä, CIGS-yhdisteitä ja CdTe-yhdisteitä. Tämä teknologia perustuu sii-hen, että muodostetaan kerroksia näistä materiaaleista. Eri kerrokset tuottavat sähkövirtaa auringon säteilyn eri aallonpituuksista. Ohutkalvopaneelien ominai-suuksiin kuuluvat myös joustavuus, jolloin paneeli ei mene niin helposti rikki sekä parempi sähköntuotto kuin kiteisellä paneelilla, jos paneelien eteen tulee hieman varjostusta. (RT 103076 2019, 4.)



Kuva 7. Amorfisen piin paneelin kerrosrakennekuva (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).

Moniliitospaneelit

Tällä aurinkopaneeliteknologialla saavutetaan korkeimmat hyötysuhteet, jopa 46 %. Moniliitospaneelien rakenne koostuu kahdesta tai useammasta P-N-liitok-sesta, jotka on rakennettu eri puolijohteista. Koska moniliitospaneelien materi-aalit ja rakentaminen ovat kallista, niitä käytetään vain kaikkien kehittyneim-issä sovelluksissa kuten avaruusteknologioissa. (ST-käsikirja 40 2017,15.)



Kuva 8. Kolmiliitoksisen paneelin rakenne (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).

Orgaaniset ja väriaineherkistetyt paneelit

Nämä paneelit edustavat uusinta teknologiaa. Näistä valmistetut paneelit voivat olla hyvin kustannustehokkaita, koska niitä voidaan valmistaa painamalla tai tulostamalla. Ongelmat liittyvät kuitenkin paneelien pitkäaikaiseen kestävyYTEEN, joten ne eivät ole vielä varteenotettava vaihtoehto. (RT 103076 2017, 4.)

Väriaineherkistettyjen paneelien paras saavutettu hyötysuhde laboratoriossa on jopa 11,9 %. Paneelit voivat olla erivärisiä, erimuotoisia tai värittömiä ja niiden valmistus on halvempaa kuin piipohjaisten eivätkä niissä käytetyt aineet ole myrkyllisiä. Väriaineherkistettyjen paneelien toiminta perustuu niin sanottuun keinotekoiseen fotosynteesiin eikä perinteisissä paneeleissa olevaan P-N-liitoksen sähköiseen ilmiöön. (ST-käsikirja 40 2017, 16.)



Kuva 9. Väriaineherkistetyn paneelin rakenne (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).

2.4.2 Verkkoinverterti

Aurinkosähköjärjestelmän merkittävä osa on invertteri, joka muuntaa paneeleilta tulevan tasasähkön vaihtosähköksi. Yleisesti ottaen aurinkosähköjärjestelmässä invertterit ovat laitteita, joihin kytketään paneelit ja keskitetään useasti kaikki järjestelmän tärkeimmät toiminnot. Kokoonpanosta riippuen erilaisia ominaisuuksia ovat esimerkiksi järjestelmän säätimet, 230 VAC vaihtosuuntaaja, suojalaitteet sekä eri piirien kytkin- ja erotuslaitteet. (ST-käsikirja 40 2017, 50.)

Kun verkkoinvertteriä ollaan kytkemässä pienkiinteistöön, ne voidaan jakaa liitettävyyden, sijoituspaikan ja hallittavuuden mukaan 3- ja 1-vaiheisiin inverttereihin. Sisääntulojen ja maksimitehopisteen (MPPT) seurannan määrän suhteen mukaan voidaan myös jakaa verkkoinvertterimalleja. Esimerkiksi perusinvertterissä on vain yksi MPPT-piiri, jolloin kaikki invertteriin liitettävät paneelit tulevat olla samanlaisia, suunnattuna samaan ilmansuuntaan sekä oltava samassa kaltevuuskulmassa. Useamman MPPT-piirin inverttereihin voidaan lisätä saman verran paneeliketjuja kuin itse piirejä, ja kaikkien paneeliketjujen tuotto saadaan optimoitua. (RT 103076 2019, 5.)

Hajautettua tekniikka edustavat mikroinvertterit, joihin liitetään vain yksi tai kaksi paneelia. Mikroinverttereiden haittana ovat mahdollisesti monet huoltokohteet sekä korkeat yksikkökustannukset. DC-optimoija edustaa string-invertterin ja mikroinvertterin välimuotoa. Niitä käytetään lähinnä katoilla ja maa-asennuksissa, joissa on varjostumia esimerkiksi puiden tai piippujen takia. DC-optimoija aurinkosähköjärjestelmän kytkentärasiaan on integroitu säätöelektronikkaa, jolla saavutetaan samat edut kuin mikroinvertterillä, mutta yksikkökustannukset eivät nouse niin suuriksi. Suurissa aurinkovoimaloissa käytetään lukuisia stringkohtaisia inverttereitä tai keskusinverttereitä. String-invertteriä käytettäessä järjestelmä koostuu suuresta määrästä pienempiä voimaloita, jotka kytketään rinnan. Keskusinvertterijärjestelmässä suuri määrä paneeliketjuja yhdistetään yhteen keskusinvertteriin DC-rinnankytkentäkeskusten kautta. Siitä kumpi on parempi vaihtoehto, string- vai keskusinvertteri, perustuu tapauskohtaiseen kustannus-, huolto- ja tuottoanalyysiin. (RT 103076 2019, 5.)

2.4.3 Akusto

Akustot toimivat aurinkosähköjärjestelmässä lyhytaikaisena aurinkosähkön varastona. Ei ole taloudellisesti järkevää varastoida sähköä akustoihin kuukausien ajan. Kun määritetään tarvittavaa akkukapasiteettia, se tehdään kohteen kulu- tusprofiiliin perustuen ja akkujen sijoituskohde tulee olla palo-osastoitu, jossa on kunnollinen ilmanvaihto. Omakotitalon aurinkosähköjärjestelmään liitettävän akuston kapasiteetti on tyypillisesti noin 3–10 kWh. (RT 103076 2019, 5.)

Jos kyseessä on off-grid-järjestelmän eli niin sanottu mökkijärjestelmä, akusto on merkittävä osa kokonaisjärjestelmää. On-grid-järjestelmiin ei akustoja yleensä asenneta, eikä niillä saavuteta merkittävää hyötyä kyseisessä järjestelmässä. Akkutekniikkojen kehittyessä ja akustojen hintojen lasiessa erilaisten on-grid-akkujärjestelmien osuus tulee kasvamaan. Yleensä käytetään suljettuja lyijyakkuja niiden helpon ylläpidon ja huollon sekä edullisen hinnan vuoksi. Lyijyakkuja sanotaan huoltovapaiksi, mutta akustojen kuntoa tulisi tarkkailla vuosit-

tain. Suurissa järjestelmissä käytetään yleisesti avoimia akkuja, joita pitää huolta säännöllisesti ja niiden vesitystä on tarkkailtava vähintään kolmen kuukauden välein. (ST-käsikirja 40 2017, 57.)

2.5 Aurinkosähköpaneelien asennustapojen vaikutukset

On tärkeää, miten aurinkopaneelit asennetaan kohteeseen, koska erilaiset varjostukset, kallistus ja suuntaus sekä lämpötila vaikuttavat merkittävästi aurinkosähköjärjestelmän sähkön tuotantoon. Esimerkiksi pienikin varjostus voi romahduttaa vuosituotantoa olennaisesti. Aurinkopaneelit voidaan sijoittaa katolle, julkisivuun tai sopivalle maapaikalle. On tärkeää huomioida eri tekijöiden yhteisvaikutukset ja tarkastella jokaista kohdetta yksilöllisesti.

2.5.1 Suuntaus ja kallistus

Suuntauksessa puhutaan yleensä atsimuuttikulmasta ja on tärkeää mihin ilmaansuuntaan aurinkopaneelit sijoitetaan. Suoraan etelään (0°) osoittavat paneelit antavat parhaan tuotannon, kun on kyse suuntauksesta. Itä-länsi (-90° , $+90^\circ$) suuntaan asennetut paneelit antavat hieman pienemmän tuotannon kuin etelään suunnatut, mutta tuotanto jakautuu tasaisemmin päivän aikana. Pohjoiseen (180°) suunnatut paneelit antavat huonon tuotannon. (RT 103076 2019, 6.)

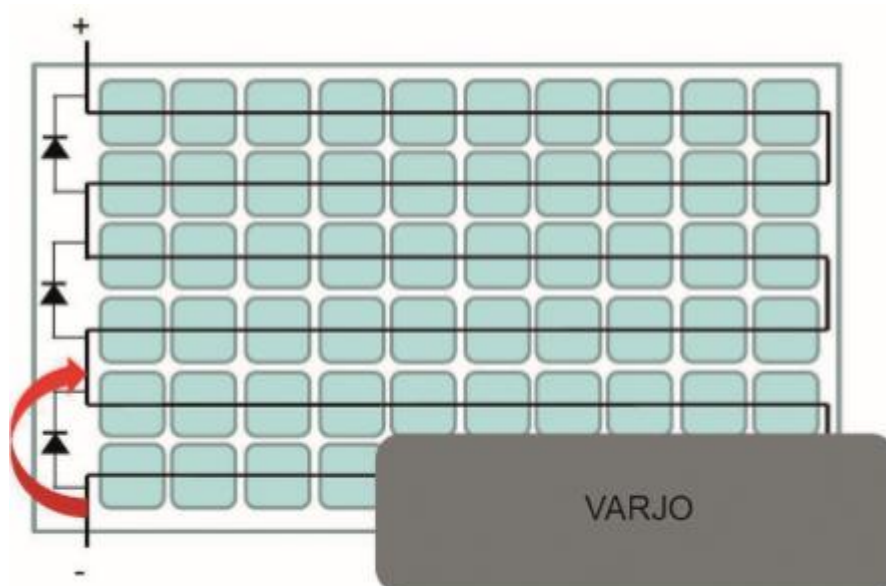


Kuva 10. Auringon radalla ja paneelien suuntauksella on merkitystä (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).

Paneelien kallistus ilmoitetaan asteissa suhteessa horisonttiin. Jos paneelit sijoitettaisiin vaakatasoon, olisi kulma 0° ja pystysuoraan 90° . Paras asennuskulma vaihtelee maantieteellisen sijainnin mukaan. Paneelien kulma vaikuttaa erityisesti vuosituotantoon ja se alkaa heiketä merkittävästi, jos paneelit ovat alle 30° kulmassa tai yli 60° kulmassa. Erikoiskohteissa voi olla merkittävää asentaa paneelit poikkeavaan kulmaan. Jos kohteessa halutaan saada kesän ajalta huipputuotanto, voidaan paneelit asentaa lähes maahan vaakatasoon. Pohjoisessa paneelit voidaan asentaa taas lähes pystyasentoon, jotta matalalla kiertävästä auringosta saadaan eniten energiaa. (ST-käsikirja 40 2017, 20.)

2.5.2 Varjostus

Kaikki aurinkopaneelityypit ovat herkkiä paneelien varjostuksille, erityisen herkkiä ovat kiteisestä piistä valmistetut paneelit. Varjostukset aiheuttavat merkittäviä tehohäviöitä ja on erityisen tärkeää tutkia kohteen varjostukset tarkkaan sijoittaessa paneeleja. Jos varjostus osuu paneelien lyhyelle sivulle, voi tehon tuotto romahtaa nollaan paneelien sisäisestä kytkennästä riippuen. (RT 103076 2019, 6.)



Kuva 11. Ohitusdiodin aktivoituessa paneelin sisäinen kennoketju sammuu varjon osuessa paneelin pitkälle sivulle, eikä tehontuotto romahda nollaan (Kuva: ST-käsikirja 40 2017).

Ohitusdiodien avulla pyritään vähentämään varjostuksien aiheuttamia tehohäviöitä. Varjossa oleva paneeliketju ohitetaan ohitusdiodin avulla, jolloin sen tehohäviö minimoituu. Paneelikohtaisia mikroinverttereitä tai DC-optimoijia käyttämällä voidaan myös tehohäviöitä minimoida. (RT 103076 2019, 6.)

Kun asennetaan aurinkopaneeleja katolle, tulee asennuksessa huomioida paneeleja varjostavat elementit. Näitä ovat esimerkiksi savupiiput, viemärien tuuletukset, kattovarusteet, kattojiirit ja -lyhdyt, ilmanvaihtokanavat ja huippuimurit. Rakennuksen ulkopuolisia varjostuksia aiheuttavat esimerkiksi puut, korkeat savupiiput ja naapurirakennukset. Nämä tulee ottaa huomioon aurinkopaneelien maa-asennuksessa. Liian lähelle asennettu toinen aurinkopaneelisto voi myös aiheuttaa varjostuksia. Jos uudiskohteessa tiedetään, että kohteeseen tullaan asentamaan aurinkosähköjärjestelmä, pyritään kattoläpiviennit sijoittamaan järjestelmän kannalta suotuisasti, esimerkiksi pohjoisen puoleiselle lappeelle. (RT 103076 2019, 6.)

2.5.3 Lämpötila

Paneelien lämpötila vaikuttaa suuresti sähköntuotantoon ja paneelien ympäristön lämpötila voikin lämpimänä kesäpäivänä nousta jopa 70 asteeseen, kun paneelien standardoitu testilämpötila on 25 astetta. Jo parin asteen nousu standardilämpötilasta voi huonontaa paneelien sähköntuotantoa prosentilla. Huonosti tuulettuvissa kohteissa sähköntuotanto voi tippua jopa 30 %, joten paneelien hyvä tuulettavuus on otettava huomioon ja esimerkiksi paneelien taakse on jätettävä tarpeeksi tilaa. Myös katon tai julkisivun väri vaikuttaa tuotantoon. (ST-käsikirja 40 2017, 22.)

	Asennustapa	Paneeliston lämpötila	Tuotanto
	Maa-asennus, ilma kiertää vapaasti	+ 35 °C	••••
	Kattoasennus, paneeliston ja katon välissä tuuletustila	+45 °C	•••
	Kattoon integroitu asennus, niukka tuuletustila	+65 °C	•
	Julkisivuasennus, niukka tuuletustila	+ 55 °C	••

Kuva 12. Aurinkopaneelien asennustapa vaikuttaa paneeliston lämpötilaan ja sitä kautta sähköntuotantoon (Kuva: RT 103076 2019).

2.6 Lupa-asiat

Kohteesta riippuen paneelien asentaminen voi vaatia erillistä lupaa. Käytännössä kaupunkikuvaa tai ympäristöä merkittävästi muuttava aurinkosähköjärjestelmä vaatii toimenpideluvan. Rakennuslupaa tarvitaan esimerkiksi erittäin suuriin järjestelmiin, ja on myös mahdollista, että rakennus on suojeltu, joten asentaminen on kokonaan kiellettyä. Rakennusvalvonta voi siis vaatia toimenpideluvan, rakennusluvan tai valvonta ei vaadi mitään. Kuntakohtaiset vaatimukset kannattaa varmistaa aina ennen järjestelmän hankintaa ja asennusta sekä paikallisia käytäntöjä tulee noudattaa. (Motiva 2020b.)

Verkkoon kytkettyjen (230 V) aurinkosähköjärjestelmien sähkötöitä saa tehdä vain yritys, jolla on siihen tarvittavat sähköasennusoikeudet ja järjestelmille on

tehtävä käyttöönottotarkistus. Käyttöönottotarkistus ei ole pakollinen omakoti- ja paritaloissa sekä loma-asunnoissa, joiden pääsulakkeen koko ei ylitä 35 ampeeria. Tavallinen sähkökäyttäjä saa tehdä sähkölaitteistojen asennus- sekä korjaustöitä ainoastaan enintään 50 voltin vaihtojännitteellä tai 120 voltin tasajännitteellä toimiviin laitteistoihin. Tällöinkin asentajan on perehdyttävä sähkötyihin sekä niitä koskeviin turvallisuusvaatimuksiin, ja sähkötyöt olisi hyvä jättää aina alan ammattilaiselle. (Motiva 2020b.)

Kun kytketään aurinkosähköjärjestelmä sähköverkkoon, on verkkoyhtiöstä varmistettava tekniset yhteensopivuudet ja kytkemiseen lupa pitää kysyä verkonhaltijalta. Ylijäämä sähkölle tulee myös sopia ostaja. Alle 100 kVA:n aurinkosähköjärjestelmiin, jotka lasketaan mikrotuotannoksi, voidaan kytkemislupa hakea paikalliselta verkonhaltijalta mikrotuotannon yhteistietolomakkeella. Pientuotannoksi laskettavan 100 kVA- 2 MVA:n aurinkosähköjärjestelmän suunnitteluvaiheessa kannattaa olla yhteydessä verkon haltijaan, koska kytkeminen saattaa edellyttää muutostöitä sähköverkkoon. (RT 103076 2019, 13.)

Aurinkosähköjärjestelmän voi vaatia käyttöikänsä aika tarkastus-, huolto- ja muutostoimenpiteitä ja jotta toimenpiteet voidaan suorittaa turvallisesti ja tehokkaasti, tulisi järjestelmästä olla tarkka ja yksityiskohtainen dokumentaatio. Dokumentaation taso pitää käydä ilmi tarjouspyyntö- ja urakkasopimusasiakirjoissa. (RT 103076 2019, 14.)

3 Investointilaskenta

Investointilaskelmilla pyritään määrittämään, onko investointi kannattava vai ei. Investointeja ovat ne menot, jotka ovat rahalliselta määrältään suuria ja joissa tulojen kertymisaika on pitkä, jopa kolmekymmentä vuotta. Tehty investointi vaikuttaa suoraan yritykseen useiden vuosien ajan ja yrityksen toiminta perustuu-kin siihen, että yrityksen investoinnit tuottavat enemmän rahaa kuin niistä koituvat kustannukset. Onnistunut investointi on yrityksen kannalta erittäin merkittävää ja epäonnistunut investointi voi merkitä koko yrityksen kaatumista.

Yritysten investoinneilla on suuri merkitys yhteiskunnalle esimerkiksi työllisyyden ja kansainvälisen kilpailun kautta. (Tevä-Helminen 2013, 4.)

3.1 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmää käytettäessä kaikki investoinneista tulevat tuotot ja kustannukset diskontataan valitulla laskentakorkokannalla nykyhetkeen. Tällä tavoin tuotot ja kustannukset saadaan yhteismitallisiksi ja tuotoista vähennetään kustannukset. Investointi voidaan katsoa kannattavaksi, jos tuotot ovat kustannuksia suuremmat eli nykyarvo on positiivinen. (Tevä-Helminen 2013, 14.)

3.2 Diskonttaus

Investointilaskemissa eri ajankohtina tapahtuvat investoinnista aiheutuvat rahamääräiset suoritukset muutetaan yleensä yhteismitallisiksi. Tämä tapahtuu diskonttaamalla tulevat maksut valitulla laskentakorkokannalla vastaamaan nykyhetkellä tapahtuvia maksuja. Diskonttauksella tarkoitetaan sitä, että tulevaisuuden rahamäärä muunnetaan nykyrahaksi laskentakorkokantaa käyttäen. (Tevä-Helminen 2013, 10.)

3.3 Laskentakorkokanta

Laskentakorkokannalla tarkoitetaan korkoa, joka on pääoman käytöstä maksettavaa kustannusta. Laskentakorkokanta voidaan määrittellä monella eri tavalla. Yleensä yritys määrittää korkokantansa lainakoron perusteella, korjaamalla lainakorkoa tietyllä lisällä, investoinnin tuottotavoitteen perusteella tai selvittämällä oman tai vieraan pääoman keskimääräiset kustannukset. (Tevä-Helminen 2013, 8.)

3.4 Sisäisen korkokannan menetelmä

Tätä menetelmää käytettäessä, selvitetään korkokanta, jolla investoinnin nykyarvo tulee nolaksi eli tuotot ovat yhtä suuren kuin menot. Jos sisäinen korko on suurempi kuin laskentakorkokanta ei pääomantuottotavoite on investointi kannattava. Sisäinen korkokanta voidaan selvittää esimerkiksi taulukkolaskentaohjelmiston avulla. (Tevä-Helminen 2013, 19.)

3.5 Takaisinmaksuajan menetelmä

Takaisinmaksuajalla tarkoitetaan aikaa, jolla investoinnit maksavat itsensä takaisin. Tämä ilmoitetaan vuosina ja yritys asettaa maksimaallisen takaisinmaksuajan. Investointi voidaan hyväksyä, jos takaisinmaksuaika on pienempi kuin yrityksen asettama maksimaalinen takaisinmaksuaika. (Tevä-Helmine 2013, 22.)

3.6 Herkkyysanalyysi

Investoinnin kannattavuuteen vaikuttaa moni eri tekijä, kuten laskentakorkokanta tai investoinnin pitoaika. Herkkyysanalyysissä tutkitaan, kuinka investoinnin kannattavuus muuttuu, jos muutetaan yhtä tai useampaa tekijää. Kun muutetaan tekijöitä eli tehdään herkkyysanalyysia, on tärkeää tutkia mitä vaikutuksia tällä on investoinnin kannattavuuteen. Tärkeää on löytää epäedullisimmat tekijät. (Yritystulkki 2021.)

4 Opinnäytetyön tavoitteet, toteutus ja lähdeaineistot

4.1 Opinnäytetyön tavoitteet sekä taustat

Tavoitteena on tehdä kattava selvitys aurinkosähkön tuotannosta Uimaharjun aluelämpölaitokselle. Lähdeaineistojen pohjalta mitoitetaan lämpölaitokselle useita sopivan kokoisia aurinkosähköjärjestelmiä. Kun sopivat järjestelmävaihtoehdot ovat mitoitettu, tehdään järjestelmille taloudellinen selvitys. Taloudellisen selvityksen perusteella valitaan paras järjestelmä. Kohteella ei ole tarvetta lämpöenergialle, joten aurinkolämmöntuotantoa ei tässä opinnäytetyössä huomioida.

Aurinkosähköjärjestelmän sijoitus Enon energian Uimaharjun lämpölaitokselle, tuo sille taloudellisten hyötyjen lisäksi myös positiivista imagoa. Aurinkosähkön tuotanto on puhdasta, jolloin ostosähkön negatiiviset vaikutukset jäävät pienemmiksi. Globaalisti kasvavan ilmastonmuutoksen torjunnassa yksittäisetkin investoinnit puhtaan energian tuotantoon ovat kannattavia. Erityisesti aurinkosähköjärjestelmällä haetaan taloudellista hyötyä.

Enon energia perustettiin vuonna 1999 ja osuuskunnan varsinainen toiminta alkoi vuonna 2000. Osuuskunnalla on toiminnassa kolme hakelämpölaitosta, joiden yhteisteho on noin 4,8 MW. Lämpölaitoksilla tuotetaan lämpöä muun muassa kouluihin ja päiväkoteihin, liiketiloihin sekä rivitaloihin. Kaksi laitosta sijaitsee Enossa ja yksi Uimaharjussa. Tässä työssä tarkastellaan Uimaharjun aluelämpölaitosta, joka on teholtaan noin 2 MW. (Enon energia 2019.)

Uusiutuwat-hankkeen päätarkoituksena on parantaa maaseudun elinkeinotoimintaa ja edistää yritysten yhteistyötä uusiutuvan energian käytössä ja tuotannossa. Tämä tapahtuu tukemalla ja uudistamalla alueen yritysten energiaomavaraisuutta, energiatehokkuutta ja uusiutuvien energiaressurssien hyödyntämistä. Pohjois-Karjala toimii hankkeen toteuttamismaakuntana ja hanke toteutetaan vuosien 2019–2021 aikana. (Metsäkeskus 2016.)

4.2 Opinnäytetyön toteutus

Opinnäytetyön aiheen ollessa aurinkosähköjärjestelmän mitoitus, on opinnäytetyön alussa keskitytty aurinkosähköjärjestelmän toimintaan. Aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen kuuluu myös taloudellinen selvitys. Taloudellisen selvityksen perustana toimii investointilaskenta. Investointilaskennan tietoperusta on siis myös merkittävä osa opinnäytetyötä.

Aurinkosähköjärjestelmä mitoitetaan kohteen eli Uimaharjun aluelämpölaitoksen sähkönkulutustietoihin perustuen. Mitoituksessa tarkastellaan vaihtoehtoisia asennuspaikkoja, jotka ovat itse lämpölaite tai hakevarasto. Mitoituksessa käytetään Valentin Software:n PV*SOL Premium 2021 tietokoneohjelmistoa, johon annetaan tarvittavat lähdeaineistot. Ohjelmassa mallinnetaan kohde kolmiulotteisesti, jolloin saadaan mahdollisimman luotettava lopputulos mitoitukselle. Ohjelma laskee sijaintitietojen perusteella auringon säteily määrän sekä ottaa huomioon sääolosuhteet. PV*SOL on laajasti ammattilaisten käytössä oleva ohjelmisto aurinkosähköjärjestelmien mitoitukseen.

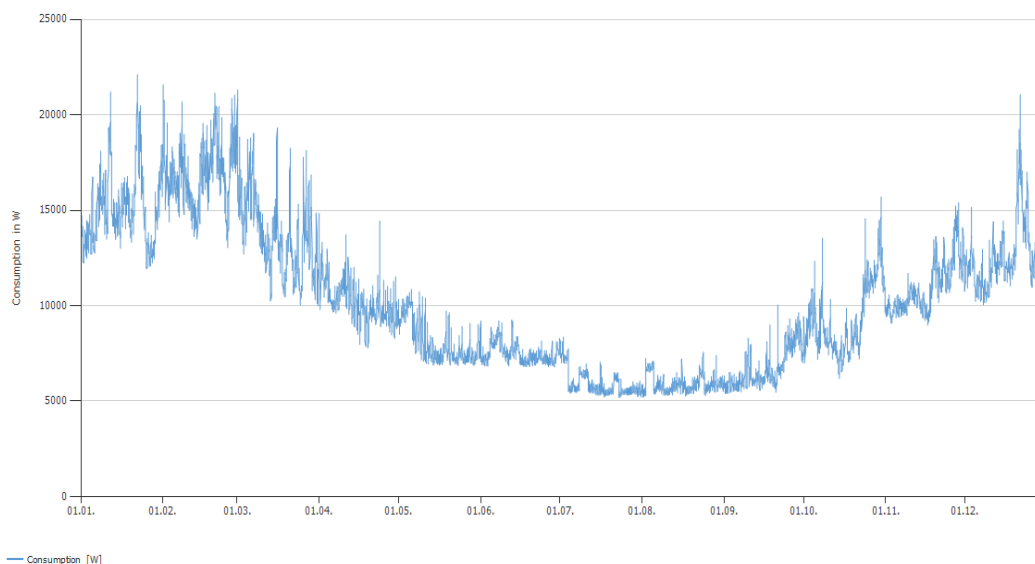
Taloudellinen selvitys tehdään lähdeaineistojen sekä PV*SOL:sta saatavien tietojen perusteella. Selvityksessä käytetään Excel-taulukointiohjelmaa. Taloudellisia lähtötietoja ovat muun muassa investointikustannukset, sähkön hinta, tuet, laskentakorkokanta ja investointiaika. Jokaiselle sopivalle mitoitetulle järjestelmälle tehdään taloudellisen selvitys, jonka perusteella valitaan kannattavin järjestelmä. Herkkyysanalyysiä hyödynnetään järjestelmien vertailussa.

4.3 Opinnäytetyön lähdeaineistot

Opinnäytetyön teossa on käytetty monipuolisesti lähteitä niin kirjoista kuin internetistä. Myös tietokantoja on hyödynnetty opinnäytetyön tekemiseen. Lähdeaineistot aurinkosähköjärjestelmän mitoituslaskelmiin on saatu yhteyshenkilöltä.

Merkittävä lähdeaineisto on Uimaharjun aluelämpölaitoksen sähkönkulutustiedot (kuvio 1). Sähkönkulutustiedot on saatu Enon energia yhteyshenkilöltä ja ne ovat vuodelta 2018. Vaikka sähkönkulutustiedot ovat vuodelta 2018, voidaan

olettaa, että lämpölaitoksen sähkönkulutus ei ole muuttunut merkittävästi muuttaman vuoden sisällä. Sähkönkulutustiedot sisältävät tuntikohtaiset kulutustiedot koko vuoden ajalta.



Kuvio 1. Uimaharjun kulutusprofiili vuodelta 2018. Kulutus on kuvattu wateissa (Kuvio: PV*SOL).

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitusvaiheessa on käytetty PV*SOL-ohjelmiston tietoja ja satelliittikuvia, jotta on saatu mallinnettua rakennukset oikean kokoisiksi. Lämpölaitoksen osalta löytyi satelliittikuvat, joita voitiin hyödyntää mitoittaessa lämpölaitosta, mutta uutta hakevarastoa ei satelliittikuvissa vielä ollut. Hakevaraston mitat on arvioitu kuvista vertaamalla niitä lämpölaitoksen kuviin ja mittoihin.

Investointilaskelmissa on otettu huomioon sähkön hinnan arviot niin myyntisähkön kuin ostosähkönkin osalta ja arvioitu sähkön hinnan nousu. Paneelien keskimääräinen tuotannon tehon lasku on otettu huomioon laskelmia tehtäessä. Investointihinnat on saatu Finnwind-internetsivustolta ja laskelmissa käytetään useaa korkokantaa herkkyyksianalyysin takia.

Aurinkosähköjärjestelmiin on saatavissa myös valtion tukea. Näin pyritään edistämään uusien energiateknologioiden käyttöönottoa. Aurinkosähköjärjestelmän investointikustannuksien tulee olla vähintään 10 000 euroa, ja järjestelmän koko

ei saa ylittää 5 MW. Aurinkosähköjärjestelmien investointituki on 20 % vuonna 2021. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2021.)

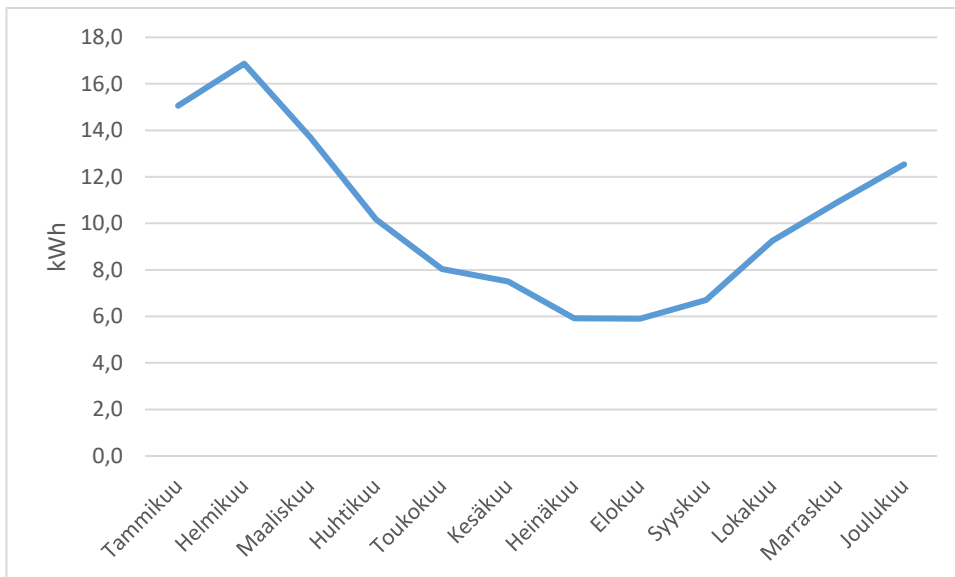
5 Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus

5.1 Järjestelmän mitoitus käyttäen PV*SOL-ohjelmistoa

Mitoituksen alussa annetaan projektin tiedot, kuten projektin nimi, tiedot sekä kuvaus projektista. Myös asiakkaan yhteistiedot voidaan sisällyttää tähän kohtaan. Tiedot eivät ole välttämättömiä projektin valmistumiseksi.

Seuraavaksi valitaan aurinkosähköjärjestelmän malli ja annetaan kohteen sijaintitiedot. Malliksi valitaan verkkoon kytketty järjestelmä, jossa on kytkettynä sähkölaitteita. Kohteen sijaintitiedoksi valitaan lähin mahdollinen kohde, josta saadaan säätiedot, kuten auringon säteily. Kohteeksi valitaan Joensuu. Tässä valitaan myös, että käytetään 3D-mallinnusta ja simulaation aikaväliksi valitaan yksi tunti.

Tämän jälkeen ladataan ohjelmaan Uimaharjun lämpölaitoksen sähkönkulutus-tiedot. Sähkönkulutustiedot ovat kilowattitunneissa joka tunnilta koko vuoden ajalta. Sähkönkulutus on vuodelta 89 162 kWh. Sähkönkulutustiedot tulee ladata ohjelmaan csv-tiedostomuodossa, jotta ohjelma pystyy lukemaan kulutus-tietoja.



Kuvio 2. Keskimääräinen sähkönkulutus kuukausittain.

5.2 3D-mallinnus



Kuva 13. Lämpölaitoksen piiput (Kuva: Mika Heiskanen).

3D-mallinnuksessa käytetään satelliittikuvia ja oikeita kuvia rakennusten ja varjostusten, kuten puiden ja piippujen hahmottamiseen. Lämpölaitoksen osalta saadaan mitat satelliittikuvista ja oikeista kuvista. Lämpölaitoksen pohjan kooksi asetetaan 9 m x 10 m x 27 m (korkeus x leveys x pituus). Ullakon mitat ovat 2 m x 27 m (korkeus x pituus). Ullakolle ei määritetä leveyttä vaan se asetetaan nol-laksi ja ohjelma määrittää itse rakennuksen lopulliset mitat. Näin saadaan läm-pölaitoksen lappeiden kallistuskulma, joka vaikuttaa aurinkosähkön tuotantoon.

Tämän jälkeen kuvista päätellen sijoitetaan lämpölaitokseen piiput ja tuuletuskanavat.



Kuva 14. Hakevarasto (Kuva: Mika Heiskanen).

Hakevarasto on sen verran uusi, että satelliittikuvista ei rakennusta löydy, joten rakennuksen mitat arvioidaan kuvista ja vertaamalla lämpölaitokseen. Hakevaraston pohjan mitoiksi määritellään 5 m x 13,6 m x 40,5 m (korkeus x leveys x pituus). Ullakon mitoiksi määritellään 2,9 m x 20,4 m (korkeus x pituus). Lopuksi sijoitetaan alueen puut mallinnukseen.

5.3 Aurinkopaneelien ja inverttereiden valinta

Aurinkopaneelit ja invertterit on valittu Finnwind-sivuston mukaan, jotta mitoituksista ja investointilaskelmista tulisi mahdollisimman todenmukaisia. Aurinkopaneeleiksi valittiin 380-wattinen moduuli, jonka valmistaa Suntech Power, malliltaan STP380S, sekä samalta valmistajalta 325-wattinen moduuli, malliltaan STP325S.

Aurinkopaneelit sijoitettiin erikseen sekä lämpölaitoksen että hakevaraston katoille. Lämpölaitoksen aurinkopaneelit sijoitettiin sekä itään että länteen antavalle laipalle, jolloin saadaan mahdollisimman suuri tuotanto. Hakevaraston osalta paneelit sijoitettiin etelään osoittavalle laipalle, jotta saadaan paras tuotanto. Paneelit sijoitettiin molemmille rakennuksille niin, että järjestelmien kooksi

tuli 10 kWp, 22 kWp, 33 kWp ja 54 kWp ja paneelien tuuletettavuus valittiin hyväksi. 10 kWp:n järjestelmälle valittiin 235-wattinen moduuli ja kolmelle isommalle järjestelmälle 380-wattinen moduuli.

Invertterit valittiin siten, että 10 kWp:n järjestelmälle valittiin Froniuksen 10 kW:n invertteri, malliltaan Symo 10.0–3-M. Kolmelle isommalle järjestelmälle valittiin inverttereiksi Sungrow 22 kW:n, 33 kW:n ja 54 kW:n invertterit. Mallit ovat samassa järjestyksessä SG20KTL-M, SG33CX ja SG50SC.

5.4 Simulointi ja tulokset

Ohjelma teki annettujen tietojen ja mallinnusten perusteella jokaiselle järjestelmäkoolle omat simuloinnit. Niiden perusteella voidaan sanoa, että on järkevämpi valita hakevarasto aurinkosähköjärjestelmän sijoituspaikaksi, koska etelään osoittava järjestelmä tuottaa paremmin aurinkoenergiaa kuin lämpölaitoksen länteen ja itään osoittava järjestelmä (taulukko 1). Investointilaskuista voidaan jättää pois lämpölaitoksen katolle asennettava aurinkosähköjärjestelmä. Tämän vuoksi seuraavissa tuloksissa keskitytään lähinnä hakevaraston aurinkoenergian tuotantoon ja siihen liittyviin tietoihin. Hakevaraston katolle ei simuloinnissa osunut varjostuksia, jotka heikentäisivät energiantuotantoa.

	10 kWp	22 kWp	33 kWp	54 kWp
Lämpölaitos, energian vuotuotanto	7 600 kWh/v	16 391 kWh/v	23 530 kWh/v	38 773 kWh/v
Hakevarasto, energian vuotuotanto	8 817 kWh/v	18 963 kWh/v	28 243 kWh/v	46 190 kWh/v

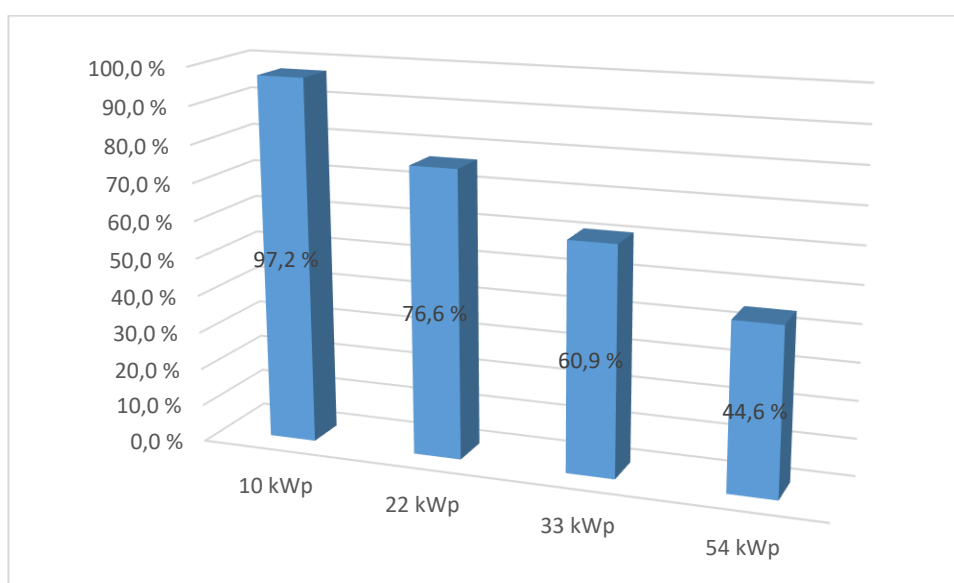
Taulukko 1. Aurinkoenergian tuotanto lämpölaitokselle ja hakevarastolle 10 kWp:n, 22 kWp:n, 33 kWp:n ja 54 kWp:n kokoisille järjestelmille.

Hakevaraston aurinkoenergian tuotannon ollessa eri kokoisille järjestelmille noin 8 800 kWh/v, 19 00 kWh/v, 28 200 kWh/v ja 46 200 kWh/v, on merkittävää tarkastella myös sitä, kuinka paljon energiasta kulutetaan itse ja kuinka paljo siitä myydään valtakunnan verkkoon (taulukko 2).

	10 kWp	22 kWp	33 kWp	54 kWp
Energia omakulutus kWh/v	8 567	14 527 kWh/v	17 209 kWh/v	20 579 kWh/v
Energia valtakunnan verkkoon kWh/v	250 kWh/v	4 436 kWh/v	11 034 kWh/v	25 611 kWh/v

Taulukko 2. Hakevaraston aurinkoenergia omakulutus ja myynti valtakunnan verkkoon.

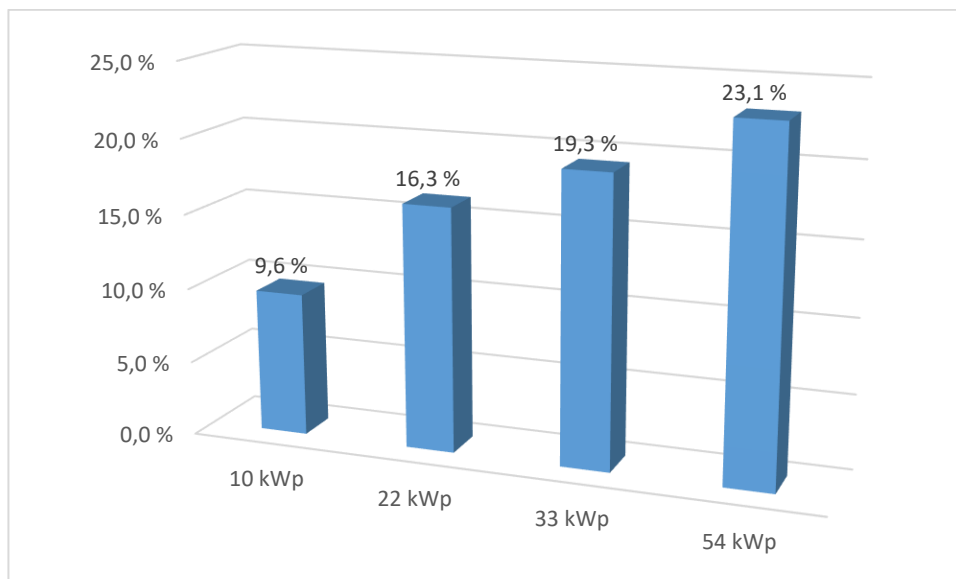
Omakulutusastetta voidaan tarkastella hakevaraston osalta, kun valitaan sopiva järjestelmä (kuvio 3). Omakulutusaste ei kuitenkaan kerro koko totuutta, sillä sopivan kokoisen järjestelmän ratkaisee lopullisesti taloudellinen puoli. Omakulutusaste saadaan koko vuoden aurinkoenergian tuotannon ja omaan käyttöön menevän aurinkoenergian suhteesta.



Kuvio 3. Hakevarasto, omakulutusasteet erikokoisille järjestelmille.

Kuviosta 4 voidaan laskea, kuinka monta prosenttia eri järjestelmien energiaomavaraisuus on. Energiaomavaraisuudella tässä tarkoitetaan sitä, kuinka

monta prosenttia koko vuoden energiankulutuksesta korvataan aurinkoenergian tuotannolla. Voidaan esimerkiksi havaita, että 10 kWp:n järjestelmän energiaomavaraisuus on huomattavasti pienempi kuin isommilla järjestelmillä.



Kuvio 4. Hakevarasto, energiaomavaraisuus erikokoisille järjestelmille.

6 Kannattavuuslaskelmat

Kuten jo aikaisemmin todettiin, hakevaraston katolle asennetun aurinkosähköjärjestelmän energiantuotanto on parempi kuin lämpölaitoksen katolle asennetun järjestelmän energiantuotanto (taulukko 1). Siksi seuraavissa kannattavuuslaskelmissa on keskitytty vain hakevaraston katolle asennettaviin järjestelmiin. Järjestelmäkoot ovat 10 kWp, 22 kWp, 33 kWp ja 54 kWp. Kun tutkitaan taloudellista puolta, on tärkeää tietää eri järjestelmien omaan käyttöön menevä energian määrä sekä valtakunnan verkkoon myyntiin menevä energian määrä (taulukko 2).

Laskelmissa tehdään jokaiselle järjestelmäkoolle taloudellinen arvio käyttäen nykyarvomenetelmää, sisäisen korkokannan menetelmää sekä tarkastellaan korotonta ja korollista takaisinmaksuaikaa. Tämän jälkeen tarkastellaan herk-

kyysanalyysin avulla, kuinka erilaiset laskentakorkokannat vaikuttava lopputulokseen. Eri järjestelmien taloudelliset lähtötiedot vaihtelevat, mutta tietyt lähtötiedot ovat kaikille järjestelmille samat (taulukko 3).

Myyntisähkön hinnaksi on arvioitu 0,0356 €/kWh, ja ostosähkön hinnaksi on arvioitu 0,0795 €/kWh. Investoinnin ajaksi määriteltiin 30 vuotta, vaikka aurinkopaneelit tuottavat energiaa vielä 30 vuoden jälkeenkin. Laskentakorkokanta on 5 % ja sähkön hinnannousu vuosittain on arvioitu olevan yhden prosentin verran.

Aurinkopaneelien ikääntyessä niiden energiantuotannon teho vähenee. Tutkimuksen mukaan aurinkopaneelien tehon lasku on noin 0,15 % vuodessa, joten yleinen käsitys 0,5 %:n vuosittaisesta tuotannon laskusta olisi vanhentunut. Tässä selvityksessä käytetään 0,5 %:n tehon alenemaa, jotta aurinkopaneelien tuotannon tehon laskun arvio ei olisi liian positiivinen ja näin vaikuttaisi negatiivisesti talouslaskelmiin. Yleensä valmistajat lupaavat jopa 30 vuoden takuun sille, että koko tuona aikana tuotannon tehon lasku olisi noin 20 %, mikä merkitsisi 0,67 %:n vuosittaista tuotannon tehon laskua. (Fraunhofer 2021.)

Myyntisähkön hinta	0,0356 €/kWh
Ostosähkön hinta	0,0795 €/kWh
Sähkön hinnan nousu vuodessa	1 %
Tuotannon tehon lasku vuodessa	0,5 %
Laskentakorkokanta	5 %
Investointiaika	30 v

Taulukko 3. Taloudelliset lähtötiedot.

6.1 Hakevarasto 10 kWp:n järjestelmä

Pienimmän järjestelmän hintatiedot ovat saatu Finnwind-sivustolta. On huomiotavaa, että tämän järjestelmän kohdalla hinnat sisältävät arvonlisäveron, joka on vähennetty alkuperäisestä hinnasta koska kohteena on yritys. Järjestelmän hinta ei ylitä 10 000 euroa (taulukko 4), joten järjestelmä ei ole oikeutettu tukiin.

Tämän järjestelmän kohdalla investoinnin ja invertterin hinta-arvio on suuntaa antava, koska selvityksen kohteena on yritys ja alkuperäiset hintatiedot sisältävät arvonlisäveron ja ne ovat tarkoitettu yksityisille ihmisille. Invertterin vaihto on huomioitu laskuissa.

Investointikustannus (ilman alv.)	5 768 €
Invertteri (ilman alv.)	1 874 €
Energian oma kulutus	8 567 kWh/v (Taulukko 2).
Energian myynti verkkoon	250 kWh/v (Taulukko 2).

Taulukko 4. 10 kWp:n järjestelmän lähtötiedot.

Lähtötietojen perusteella (taulukko 3 ja 4) voidaan laskea kyseiselle järjestelmälle nykyarvomenetelmällä, tuottojen ja kustannusten nykyarvon erotuksena, onko järjestelmä kannattava vai ei. Lisäksi voidaan tarkastella sisäistä korkoa ja selvittää koroton sekä korollinen takaisinmaksuaika (taulukko 5).

Tuottojen ja kustannusten nykyarvon erotus	4 536 €
Sisäinen korko	10,2 %
Koroton takaisinmaksuaika	10 v
Korollinen takaisinmaksuaika	14 v

Taulukko 5. 10 kWp:n järjestelmän investoinnin kannattavuus.

6.2 Hakevarasto 22 kWp:n, 33 kWp:n, ja 54 kWp:n järjestelmät

Hintatiedot on saatu Finnwind-sivustolta ja järjestelmien hinnat eivät sisällä arvonlisäveroa. Kyseiset järjestelmät on oikeutettu tukeen, koska ne ylittävät 10 000 euron investointikustannukset (taulukko 6). Invertterin vaihto on huomioitu laskuissa.

	22 kWp	33 kWp	54 kWp
Investointikus- tannus	17 990 €	24 750 €	39 000 €
Invertteri	1 797 €	2 235 €	2 762 €
Tuki	20 %	20 %	20 %
Energian oma kulutus	14 527 kWh/v (Taulukko 2).	17 209 kWh/v (Taulukko 2).	20 579 kWh/v (Taulukko 2).
Energian myynti verkkoon	4 436 kWh/v (Taulukko 2).	11 034 kWh/v (Taulukko 2).	25 611 kWh/v (Taulukko 2).

Taulukko 6. 22 kWp:n, 33 kWp:n ja 54 kWp:n järjestelmien lähtötiedot.

Lähtötietojen perusteella (taulukko 3 ja 6) voidaan laskea nykyarvomenetelmällä investointien kannattavuus, selvittää sisäinen korkokanta sekä tarkastella eri järjestelmien korotonta sekä korollista takaisinmaksuaikaa (taulukko 7).

	22 kWp	33 kWp	54 kWp
Tuottojen ja kus- tannusten nykyar- von erotus	6 066 €	7 725 €	8 851 €
Sisäinen korko	8,2 %	7,9 %	7,2 %
Koroton takaisin- maksuaika	12 v	12 v	13 v
Korollinen takai- sinmaksuaika	18 v	19 v	20 v

Taulukko 7. 22 kWp:n, 33 kWp:n 54 kWp:n järjestelmien investointien kannattavuudet.

7 Tulokset

Kun aloitetaan tarkastelemaan mikä järjestelmäkoko on sopivin Uimaharjun aluelämpölaitokselle, voidaan tutkia aluksi omakulutusasteita. Kuviosta 3 voidaan havaita, että 54 kWp:n järjestelmän omakulutusaste on alle 50 %, mikä ei

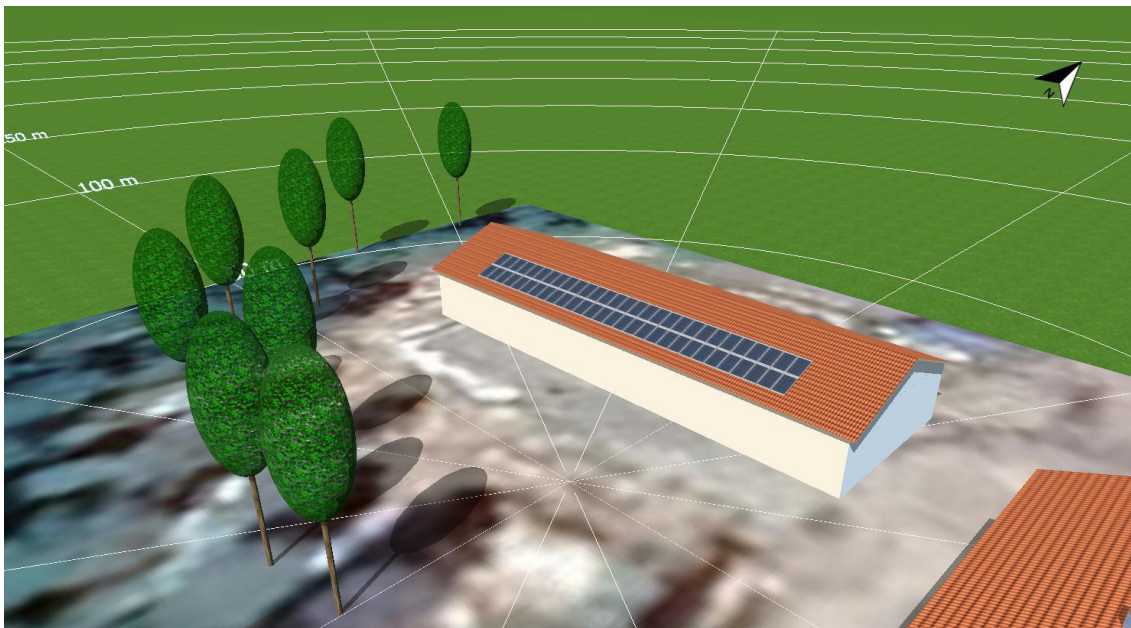
ole tavoiteltavaa. Järjestelmä on liian suuri kohteelle, eikä ole järkevää investoida kyseiseen järjestelmään, koska pienemmillä järjestelmillä ja investoinneilla saadaan tarpeellinen energiantuotanto. Muiden järjestelmävaihtoehtojen omakulutusaste vaihtelee 60–100 %:n välillä.

Nykyinen sähkönkulutus vuodessa [kWh]	Soveltuva järjestelmäkoko
30 000 - 60 000	7 - 25 kWp
60 000 - 100 000	12 - 40 kWp
100 000 - 200 000	20 - 80 kWp
200 000 - 300 000	40 - 120 kWp
300 000 - 400 000	60 - 160 kWp

Kuva 15. Suuntaa antava mitoitus (Kuva: Finnwind 2021).

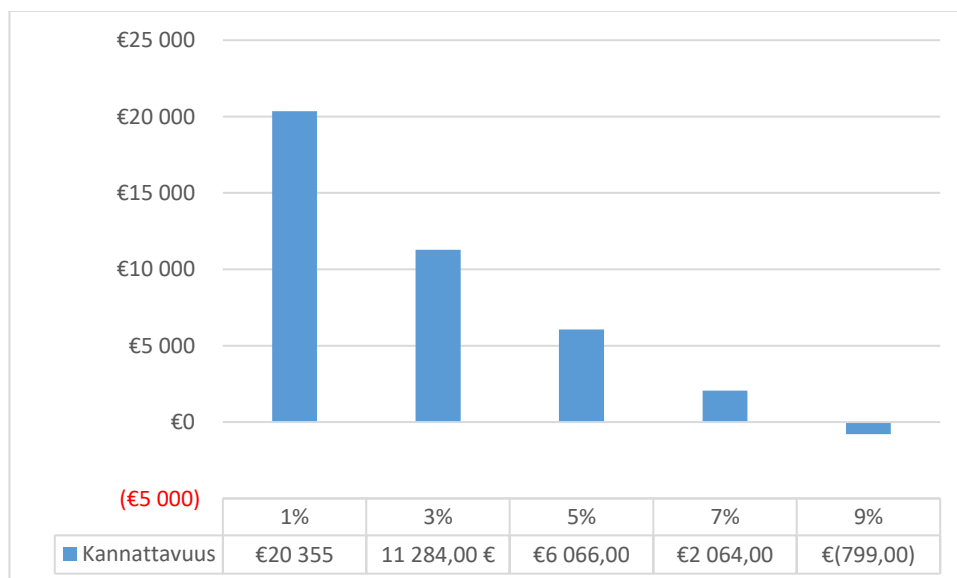
Kuvasta 15 voidaan nähdä, että Uimaharjun aluelämpölaitoksen vuosittaisen sähkönkulutuksen ollessa noin 89 000 kWh:n vuodessa, on suuntaa antava järjestelmäkoko välillä 12–40 kWp. Kuten jo aikaisemmin todettiin 54 kWp:n järjestelmä on ylimitoitettu, ja kuvasta 14 voidaan havaita, että 10 kWp:n järjestelmä on alimitoitettu. 10 kWp:n järjestelmän aurinkoenergian tuotannon osuus koko vuoden energiankulutuksesta on vain 9,6 %, mikä on alhainen. Esimerkiksi 22 kWp:n järjestelmän aurinkoenergian tuotannon osuus on 16,3 % ja 33 kWp:n järjestelmän tuotannon osuus on kaksinkertainen, 19,3 % (kuvio 4). Edellä mainittujen seikkojen perusteella voidaan poissulkea pienin ja suurin järjestelmä ja tutkia 22 kWp:n sekä 33 kWp:n järjestelmien energiantuotantoa ja kannattavuutta.

7.1 22 kWp:n järjestelmä ja herkkyysanalyysi



Kuva 16. 3D-mallinnus 22 kWp:n järjestelmästä.

Taulukosta 7 voidaan nähdä 22 kWp:n järjestelmän investoinnin kannattavuus. 30 vuoden sijoituksen aikana laskentakorkokannan ollessa viisi prosenttia, tuottojen ja kustannusten nykyarvon erotus on 6 066 €. Investointi on siis kannattava ja sen koroton takaisinmaksuaika on 12 vuotta, korollisen takaisinmaksuajan ollessa 18 vuotta. Sisäinen korko on 8,2 %. Kuvioista 3 ja 4 nähdään, että omakulutusaste on 76,6 % ja energiaomavaraisuus on 16,3 %.



Kuvio 5. Laskentakorkokannan vaikutus investoinnin kannattavuuteen.

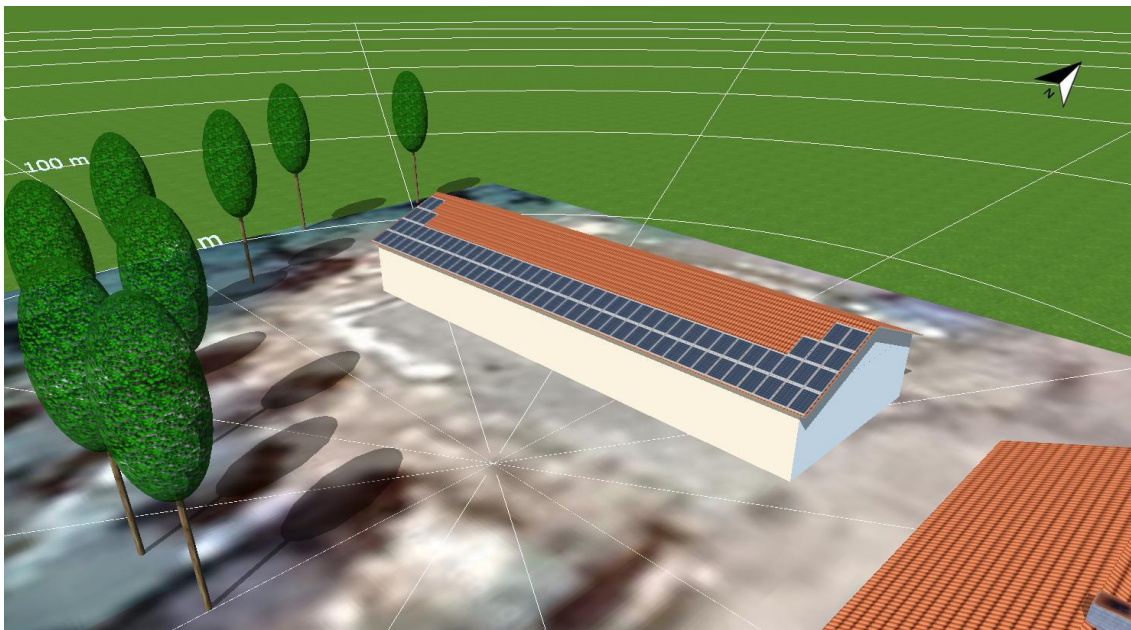
Kuviosta 4 voidaan nähdä, että mitä korkeampi laskentakorkokanta investoinnille laitetaan, sitä huonompi on investoinnin kannattavuus. Korkokannan vaikutuksen arvioinnissa on käytetty 30 vuoden takaisinmaksuaikaa. Investointi muuttuu kannattamattomaksi, kun laskentakorkokanta on 9 %. Tällöin kustannukset ylittävät kokonaisinvestoinnin määrän noin 800 €:lla.

Laskentakorkokanta	Korollinen tma. vuotta
1 %	13
3 %	15
5 %	17
7 %	22
9 %	>30

Taulukko 8. Laskentakorkokannan vaikutus korolliseen takaisinmaksuaikaan.

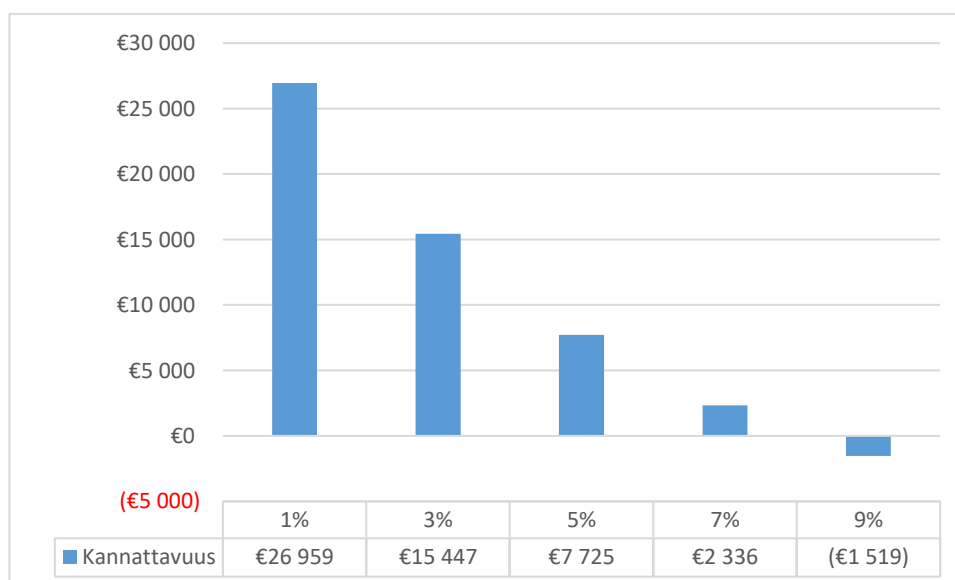
Korottomassa takaisinmaksuajassa ei ole eroa eri laskentakorkokantojen välillä, mutta kun tarkastellaan korollista takaisinmaksuaikaa, ero on huomattava. Laskelmissa käytetyn 5 %:n korkokannan takaisinmaksuajan ollessa 17 vuotta, voidaan taulukosta 8 nähdä, että kun laskentakorkokanta on 9 % tai yli, takaisinmaksuaika on yli 30 vuotta. Tämä ylittää investoinnin ajaksi määritellyn 30 vuoden ajan.

7.2 33 kWp:n järjestelmä ja herkkyysanalyysi



Kuva 17. 3D-mallinnus 33 kWp järjestelmästä.

33 kWp:n järjestelmän kannattavuutta voidaan tarkastella taulukosta 7. Järjestelmän investoinnin ajaksi määriteltiin 30 vuotta ja laskentakorkokannaksi 5 %, näin ollen investointi jäi positiiviseksi, ollen 7 725 €. Investoinnin koroton takaisinmaksuaika on 12 vuotta ja korollinen takaisinmaksuaika 19 vuotta. Sisäinen korko on 7,9 %. Kuvioista 3 ja 4 nähdään, että omakulutusaste on 60,9 % ja energiaomavaraisuus 19,3 %.



Kuvio 5. Laskentakorkokannan vaikutus investoinnin kannattavuuteen.

Kuviosta 5 voidaan nähdä, kuinka eri laskentakorkokannat vaikuttavat investoinnin kannattavuuteen. Pienimmällä 1 %:n laskentakorkokannalla investoinnin säästöt 30 vuoden jälkeen ovat melkein 27 000 €, kun taas 9 %:n laskentakorkokantaa käytettäessä, investointi ei ole kannattava ja kustannukset ylittävät investoinnin määrän noin 1 500 €:lla.

Laskentakorkokanta	Korollinen tma. vuotta
1 %	13
3 %	15
5 %	18
7 %	23
9 %	>30

Taulukko 9. Laskentakorkokannan vaikutus korolliseen takaisinmaksuajkaan.

Eri laskentakorkokantojen välillä ei ollut merkittävää muutosta korottomaan takaisinmaksuajkaan. Korollisessa takaisinmaksuajassa 1 %:n ja 7 %:n laskentakorkokannan välillä ero on merkittävä, 10 vuotta. Kun laskentakorkokanta on 9 % tai yli, korollinen takaisinmaksuajaksi ylittää investoinnin ajaksi määritetyn 30 vuoden ajan.

7.3 Järjestelmien vertailu ja järjestelmäsuositus

Kappaleiden 7.1 ja 7.2 mukaan sekä 22 kWp:n järjestelmä että 33 kWp:n järjestelmä on taloudellisesti kannattava. Kun tutkitaan muita tekijöitä kuten investoinnin kokonaismäärä euroissa, omakulutusastetta, säästöjä sekä korollista takaisinmaksuajaa selviää, kumpaa järjestelmää kohteelle on järkevämpi suositella.

Isomman 33 kWp:n järjestelmän investointikustannukset ovat 24 750 € ja pienemmän järjestelmän investointikustannukset 17 990 €. Isomman järjestelmän investointikustannukset ovat siis 6 760 € suuremmat kuin pienemmän 22 kWp:n järjestelmän. Tämän on melkein 30 % pienemmän järjestelmän hinnasta mikä on merkittävän suuri määrä. Voidaan olettaakin, että pienemmän järjestelmän

pienemmän hinnan takia investoinnin riskit ovat myös pienemmät kuin suuremmalla järjestelmällä. Epävarmuustekijät kuten sähkön hinnan sekä sen nousun arvioiminen ja aurinkopaneelien tuotannon tehon lasku tuovat riskejä investointilaskelmiin. Isomman järjestelmän suurempi investointikustannus vaikuttaa suuremmissa määrin epävarmuustekijöihin, joten riski on suurempi. Vastakohtaisesti voidaan todeta, että suurempi järjestelmä tuo hieman suuremmat säästöt.

30 vuoden investointiaikana ja 5 %:n laskentakorkokannalla, 22 kWp:n järjestelmän taloudelliset säästöt ovat 6 066 € ja isomman järjestelmän 7 753 €. Isomman järjestelmän säästöt ovat siis vain 1 687 € suuremmat kuin pienemmän, mutta verrattuna isomman järjestelmän 6 760 € kalliimpaan hintaan, on pienempi järjestelmä järkevämpi vaihtoehto.

Pienemmällä järjestelmällä sisäinen korko on parempi, 8,2 %. Takaisinmaksuaikaa tarkasteltaessa 5 %:n laskentakorkokantaa käyttäen korottoman takaisinmaksuajan välillä ei ole eroa molemmilla järjestelmillä sen ollessa 12 vuotta. Korollinen takaisinmaksuaika on pienemmälle järjestelmälle 17 vuotta, ja se maksaakin itsensä takaisin vuotta aiemmin kuin suurempi järjestelmä.

Kun tutkitaan omakulutusastetta, havaitaan että 22 kWp:n järjestelmä on omakulutusasteeltaan huomattavasti parempi kuin 33 kWp:n järjestelmä. Suuremman järjestelmän omakulutusaste on 60,9 % ja pienemmän 76,6 %. Ero on merkittävä ja aurinkosähköjärjestelmissä pyritäänkin parempaan omakulutusasteeseen. Energiaomavaraisuuden kohdalla ero järjestelmien välillä ei ole suuri. Suuremman järjestelmän energiaomavaraisuus on 19,3 % ja pienemmän järjestelmän 16,3 %, joten eroa on vain 3 %.

Yllä olevien taloudellisten ja teknillisten seikkojen perusteella Uimaharjun aluelämpölaitokselle on järkevämpi suositella pienempää 22 kWp:n järjestelmää. Taloudellisesti suurempi 33 kWp:n järjestelmä on huomattavasti kalliimpi kuin pienempi järjestelmä eivätkä säästöt ole niin merkittävät. Teknillisesti suuremman järjestelmän omakulutusaste on merkittävästi huonompi kuin pienemmän järjestelmän eikä suuremman järjestelmän energiaomavaraisuus ole merkittävästi parempi kuin pienemmän järjestelmän.

8 Pohdinta

Opinnäytetyön tavoitteina oli mitoittaa sopivan kokoinen järjestelmä Uimaharjun aluelämpölaitokselle ja sen jälkeen selvittää sen taloudellinen kannattavuus. Mitoituksessa päädyttiin kahteen järjestelmävaihtoehtoon, josta valittiin teknillisesti sekä taloudellisesti paras vaihtoehto.

Kun järjestelmiä verrattiin toisiinsa, päädyttiin pienempään, 22 kWp:n järjestelmään. Pienempi järjestelmä oli taloudellisesti kannattava sekä teknillisiä seikkoja tutkien parempi vaihtoehto.

Opinnäytetyön teknillisen puolen alkuperäisen suunnitelman ja lopputuleman välillä oli eroja. Alun perin aurinkosähköjärjestelmä oli tarkoitus sijoittaa lämpölaitoksen katolle tai maa-asennuksena lämpölaitoksen vierellä olevalle maa-alueelle. Myöhemmässä vaiheessa selvisi, että maa-alue oli varattu uudelle hakevarastolle, joten maa-asennus poissuljettiin tässä vaiheessa. Näin päädyttiin vertailemaan eri kattoasennusten vaikutusta energiantuotantoon.

Opinnäytetyön mitoitusvaiheessa epävarmuustekijöinä oli hakevaraston mittojen arviointi. Lämpölaitoksen osalta mitoitusta helpottivat hieman satelliittikuvat, mutta näitä ei uuden hakevaraston kohdalla ollut vielä saatavana. Mitat arvioitiin kuvista ja vertaamalla niitä lämpölaitokseen. Taloudellista kannattavuutta tutkittaessa epävarmuustekijöiksi muodostuivat sähkön hinta ja sen nousun arvioiminen. Tätä on pidemmällä aikavälillä vaikea arvioida.

Aurinkosähköjärjestelmien hintatiedot saatiin Finnwind-internetsivustolta. Vaikka hintatiedot ovat ajanmukaiset ja oikeat, rajoitti tämä hieman mitoitusta. Hyvänä puolena voidaan todeta olevan sen, että hintatiedot olivat sivustolla monipuoliset ja mitoitukseen saatiinkin hyvä hajonta pienemmästä 10 kWp:n järjestelmästä aina isoimpaan 54 kWp:n järjestelmään.

Lopuksi voidaan todeta, että opinnäytetyön tavoitteisiin päästiin. Selvitettiin Uimaharjun aluelämpölaitokselle sopivan kokoinen järjestelmä sekä tutkittiin sen taloudellista kannattavuutta.

Lähteet

- Docplyer. 2021. Metropolia ammattikorkeakoulu, investointilaskenta ja päätöksenteko. <https://docplayer.fi/495691-Metropolia-ammattikorkeakoulu-investointilaskenta-ja-paatoksenteko-opetusmoniste.html>. 20.4.2021.
- Finnwind. 2021a. Aurinko E22. <https://finnwind.fi/tuote/aurinko-e22-paneeliteho-22-kwp/>. 28.4.2021.
- Finnwind. 2021b. Aurinko E33. <https://finnwind.fi/tuote/aurinko-e33-paneeliteho-33-kwp/>. 28.4.2021.
- Finnwind. 2021c. Aurinko E54. <https://finnwind.fi/tuote/aurinko-e54-paneeliteho-54-kwp/>. 28.4.2021.
- Finnwind. 2021d. Aurinkovoimalat maatilat yleisesite. https://finnwind.fi/wp-content/uploads/upload_photos/esitteet/Aurinkovoimala-maatilat-yleisesite.pdf. 4.5.2021.
- Finnwind. 2021e. Premium E10.4. <https://finnwind.fi/tuote/premium-e10-4-paneeliteho-10-4-kwp-fronius-3/>. 28.4.2021.
- Enon energia. 2019. Enon energian osuuskunta. <http://www.enonenergia.fi/>. 8.2.2021.
- European Commission. 2019. Photovoltaic geographical information system. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP. 19.2.2021.
- Europe-solarstore. 2021a. Sungrow SG33CX inverte. <https://www.europe-solarstore.com/sungrow-sg33cx-multi-mppt-string-inverter.html>. 20.4.2021.
- Europe-solarstore. 2021b. Sungrow SG50CX inverter. <https://www.europe-solarstore.com/sungrow-sg50cx-multi-mppt-string-inverter.html>. 20.4.2021.
- Fronius. 2021. Fronius primo. <https://www.fronius.com/en/solar-energy/installers-partners/technical-data/all-products/inverters/fronius-primo/fronius-primo-3-5-1>. 18.3.2021.
- Käpylehto, J. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki: Into.
- Motiva. 2020a. Auringon säteily Suomessa. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringon_sateilyn_maara_suomessa. 19.2.2021.
- Motiva. 2020b. Lupa-asiat. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lupa-asiat. 4.3.2021.
- Newkirk M. 2014. What are monocrystalline, polycrystalline and thin film solar panels. <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/pv-panel-technology>. 16.2.2021.
- RT 103076. 2019. Verkkoon kytketyt aurinkosähköjärjestelmät. Ohjekortti.
- Solarshop. 2020. Fronius Symo verkkoinvertteri. <https://solarpower.fi/tuote/fronius-symo-10-0-3-m-verkkoinvertteri/>. 28.4.2021.
- Solar top store. 2021. Sungrow SG20KTL-M. <https://www.solartopstore.com/products/sungrow-sg20ctl-m>. 20.4.2021.
- Tahkokorpi, M. 2016. Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki: Into.
- Työ- ja elinkeinoministeriö. 2021. Tuettavat hankkeet ja tuen enimmäismäärä. <https://tem.fi/tuettavat-hankkeet>. 27.4.2021.
- ST-käsikirja 40. 2017. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus.

- Suomen metsäkeskus. 2016. Uusiutuwat. <https://www.metsakeskus.fi/uusiutuwat>. 8.2.2021.
- Yritystulkki. 2021. Investoinnin kannattavuus. <https://www.yritystulkki.fi/fi/alue/oulu/aloittava-yrittaja/suunnittelu/taloussuunnitelmat/investoinninkannattavuus/>. 20.04.2021.
- Valentin-software. 2021. Tutorial. <https://forum.valentin-software.com/topic/374-tutorial-pvsol-premium-map-import-and-extrusion-of-3d-objects-for-fast-pv-systems/>. 3.2.2021.

PV*SOL-simulaation tulokset, 22 kWp.

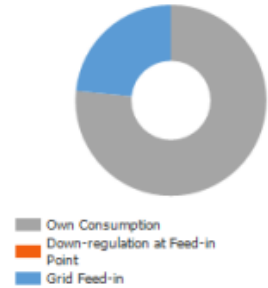
Simulation Results

Results Total System

PV System

PV Generator Output	22 kWp
Spec. Annual Yield	859,76 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	88,8 %
Yield Reduction due to Shading	4,8 %/Year
PV Generator Energy (AC grid)	
Own Consumption	14 527 kWh/Year
Down-regulation at Feed-in Point	0 kWh/Year
Grid Feed-in	4 436 kWh/Year
Own Power Consumption	76,6 %
CO ₂ Emissions avoided	8 906 kg / year

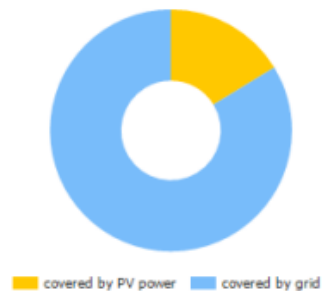
PV Generator Energy (AC grid)



Appliances

Appliances	89 162 kWh/Year
Standby Consumption (Inverter)	14 kWh/Year
Total Consumption	89 176 kWh/Year
covered by PV power	14 527 kWh/Year
covered by grid	74 649 kWh/Year
Solar Fraction	16,3 %

Total Consumption



Level of Self-sufficiency

Total Consumption	89 176 kWh/Year
covered by grid	74 649 kWh/Year
Level of Self-sufficiency	16,3 %

PV*SOL-simulaation tulokset, 22 kWp.

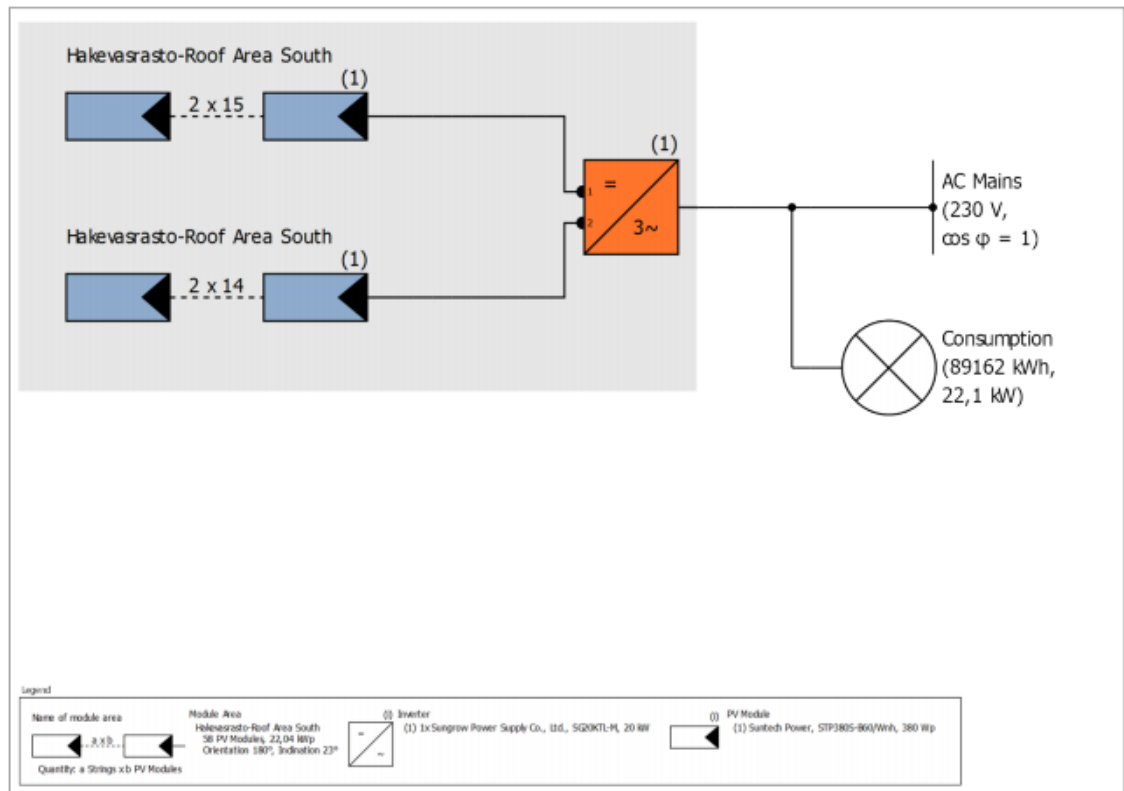


Figure: Schematic diagram

The yield

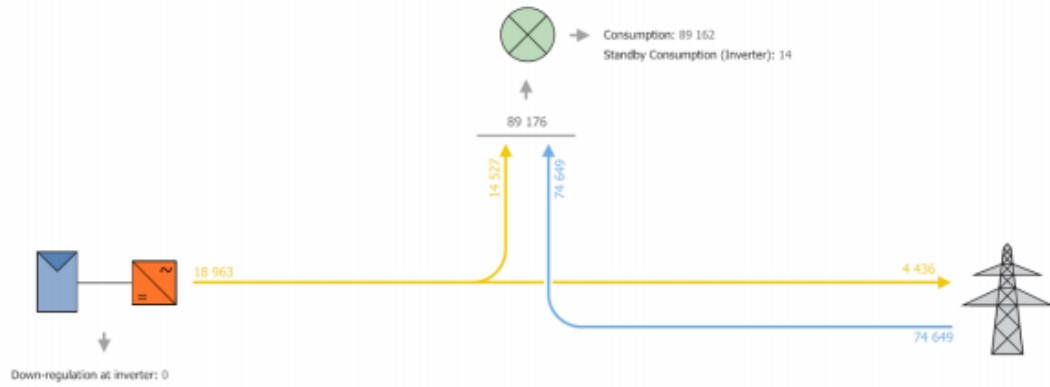
The yield

PV Generator Energy (AC grid)	18 963 kWh
Direct Own Use	14 527 kWh
Grid Feed-in	4 436 kWh
Down-regulation at Feed-in Point	0 kWh
Own Power Consumption	76,6 %
Solar Fraction	16,3 %
Spec. Annual Yield	859,76 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	88,8 %
Yield Reduction due to Shading	4,8 %/Year
CO₂ Emissions avoided	8 906 kg / year

PV*SOL-simulaation tulokset, 22 kWp.

Energy Flow Graph

Project: Katto-asennus hakevarastoon, 22 kWp



All values in kWh
Small deviations in the totals can occur due to rounding
related with PV*SOL.

Lähde: PV*SOL premium 2021, student version.