



**PIENTALON AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN TALOUDELLINEN KANNAT-
TAVUUS ERILLISHANKINTANA JA KOKONAISTOIMITUKSENA**

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

Energiatekniikan diplomityö

2022

Tekijä: Pekka Saastamoinen

Tarkastaja: TkT Teemu Turunen-Saaresti

TkT Aki Grönman

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT Energiajärjestelmät

Energiatekniikka

Pekka Saastamoinen

Pientalon aurinkosähköjärjestelmän taloudellinen kannattavuus erillishankintana ja kokonaistoimituksena

Energiatekniikan diplomityö

2022

72 sivua, 19 kuvaa, 17 taulukkoa ja 2 liitettä

Tarkastajat: TkT Teemu Turunen-Saaresti ja TkT Aki Grönman

Avainsanat: aurinkosähkö, kannattavuus, simulointi, sisäinen korkokanta, omakotitalo, pientalo

Tutkimuksen tarkoituksena on löytää Pohjois-Karjalassa sijaitsevaan omakotitaloon optimaalisen hinta-tuottosuhteen aurinkosähköjärjestelmä. Tarkasteltavina ovat järjestelmän erillishankinta, eli laitteiston ja työn tilaaminen erillisinä osina, sekä kokonaistoimitus, jossa järjestelmän myynnistä ja asennuksesta vastaa yksi yritys. Järjestelmien kannattavuutta verrataan sisäisen korkokannan menetelmällä. Tavoitteena on tuottaa tietoa erilaisista tavoista hankkia aurinkosähköjärjestelmä, sekä hankintatapojen välisistä eroista. Lisäksi tavoitteena on kehittää aurinkosähkön tuoton simulointimenetelmää osana kannattavuustutkimusta. Tutkittavina olevista järjestelmistä kokonaistoimituksina tarjottavien järjestelmien sisäinen korkokanta vaihtelee välillä $-1,30$ – $2,75$ %. Parhaiden kokonaistarjousten kannattavuutta lisää huomattavasti työn osuus, ja tästä saatava kotitalousvähennys. Erillistoimituksena hankittavat järjestelmät saadaan kokonaistoimituksille kilpailukykyisiksi ainoastaan invertterin merkittävällä alimitoittamisella, mitoituskerroimilla $1,68$ – $1,98$. Investoinnin sisäinen korkokanta $4,95$ – $7,92$ kW_p järjestelmissä vaihtelee välillä $1,18$ – $1,24$ %. Optimaalinen mitoitus saavutetaan itä-länsilapteen järjestelmillä, painottaen itälapetta suhteessa $65/35$ %. Tutkimuksen perusteella kokonaistoimituksena hankittava järjestelmä on todennäköisesti kannattavampi pientaloon, jossa sähkönkulutuksen optimointi tai varastointi ei ole teknisesti mahdollista. Erillistoimitettavan järjestelmän vahvuus on mahdollisuus laadukkaampaan suunnitteluun yhdessä muun talotekniikan kanssa. Talotekniikan kokonaisvaltainen suunnittelu voi lisätä hankinnan kilpailukykyä.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT

School of Energy Systems

Energy Technology

Pekka Saastamoinen

Economic profitability of a detached house's photovoltaic system as a separate procurement and total delivery

Master's thesis

2022

72 pages, 19 figures, 17 tables and 2 appendices

Examiners: D.Sc. Teemu Turunen-Saaresti ja D.Sc. Aki Grönman

Keywords: photovoltaics, profitability, simulation, internal rate of return, detached house

The purpose of the study is to find a photovoltaic system with an optimal price-performance ratio for a detached house in North Karelia. The separate procurement of the system, ie. ordering of equipment and work in separate parts, as well as the total delivery, in which one company is responsible for the sale and installation of the system, are under consideration. The profitability of the schemes is compared using the internal rate of return method. The aim is to provide information on the different ways to acquire a photovoltaic system, as well as the differences between the procurement methods. In addition, the aim is to develop a simulation method for the production of solar electricity as part of a feasibility study. The internal interest rate of total delivery systems varies between -1.30 and 2.75%. The profitability of the best offers is greatly increased by the share of labor, and the resulting tax deduction. Systems procured separately can only be made competitive with a significant undersizing of the inverter, with design factors of 1.68–1.98. The internal rate of return on investment in 4.95–7.92 kW_p systems varies between 1.18 and 1.24%. Optimal sizing is achieved with East-West oriented systems, with 65/35% share between East and West roofing. Based on the study, the system to be procured as a total delivery is likely to be more profitable for a detached house where optimization or storage of electricity consumption is not technically possible. The strength of the stand-alone system is the possibility of higher-quality design together with other building technology. The holistic design of building services can increase the competitiveness of procurement.

Sisällysluettelo

Tiivistelmä

Abstract

1	Johdanto.....	6
2	Verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä.....	9
2.1	Aurinkopaneelit.....	10
2.2	Invertteri.....	12
3	Järjestelmän teknistaloudellinen mitoittaminen.....	14
3.1	Hintataso.....	15
3.1.1	Kustannusrakenne.....	17
3.2	Sähköenergian hintarakenne.....	18
3.3	Sähkön hintakehitys.....	20
3.4	Sähköntuotannon ja sähkönkulutusprofiilin optimointi.....	23
4	Tutkimusmenetelmä.....	26
4.1	Lähtötiedot.....	26
4.1.1	Erillishankinnan kokoonpanot.....	27
4.1.2	Tarjouspyynnöt.....	28
4.1.3	Sähkönkulutustiedot.....	29
4.1.4	Sähkön hintatiedot.....	31
4.2	Järjestelmien mallintaminen ja tuotannon simulointi.....	33
4.2.1	PV*Sol Premium.....	33
4.2.2	Simuloinnin parametrit.....	34
4.2.3	Minuuttimallinnus ja mallinnuksen testaaminen.....	37
4.3	Investointilaskelmat.....	40
4.3.1	Investoinnin sisäinen korko, IRR.....	40
4.3.2	Investoinnin parametrit.....	42
5	Tulokset.....	44
5.1	Referenssijärjestelmä.....	44
5.1.1	Invertterin alimitoittaminen.....	49
5.1.2	Herkkyystarkastelu.....	51

5.2	Tarjousjärjestelmät	52
5.2.1	Tarjousjärjestelmien mitoitus	55
5.2.2	Järjestelmien simuloitunut tuotot	56
5.2.3	Tuottoarviot suhteessa sähkönkulutukseen.....	57
5.2.4	Investointilaskelmat	58
5.2.5	Herkkyystarkastelu	60
6	Johtopäätökset	62
	Lähteet	66

Liitteet

Liite 1. Erillistoimituksena hankittavien järjestelmien kustannusrakenne

Liite 2. Ilmastomallin tiedot

1 Johdanto

Aurinkosähkön tuotanto on lisääntynyt viimeisen viiden vuoden aikana kiihtyvällä tahdilla. Vuoden 2020 lopussa verkkoon kytketyn aurinkosähkötuotannon kokonaiskapasiteetti Suomessa oli 293 MW_p, joka tuotettiin pääosin alle 1 MW_p pientuotantolaitoksissa. Vuoteen 2019 verrattuna tuotantokapasiteetti lisääntyi 91 MW_p, mikä tarkoittaa noin 45 % vuotuista kasvua. Uusiutuvista energiantuotantomuodoista aurinkosähkön suhteellinen kasvuvauhti on tällä hetkellä nopeinta, minkä seurauksena myös tuotantomuodon merkitys osana Suomalaista sähköjärjestelmää on kasvussa: osuus vuoden 2020 sähkön kokonaistuotannosta oli n. 0,4 %, mutta hetkellisesti aurinkosähkö ylsi peräti 4 % tuotto-osuuksiin. (Energiavirasto 2021a.) Tuotantopotentiaalissa on vielä kasvun varaa, sillä suomalaisille katoille, ilman merkittävää sähköverkolle aiheutuvaa haastetta, asennettavan aurinkosähkön tuotantokapasiteetin on arvioitu olevan peräti 12000 MW_p (Lassila et. al. 2016).

Aurinkosähköjärjestelmien lisääntymisen ohessa aurinkosähköjärjestelmiä asentavien yritysten markkinoinnista on tullut näkyvämpää. Aurinkosähköjärjestelmiä markkinoidaan pääsääntöisesti ekologisista ja taloudellisista perusteista, esimerkiksi erilaisten verkkokauppojen tai ”avaimet käteen” -järjestelmiä myyvien yritysten toimesta. Ekologisissa argumenteissa aurinkovoimalan hankkimista kuvataan tehokkaaksi keinoksi vähentää rakennuksen energiankulutuksen hiilijalanjälkeä (esim. Väre Oy 2020). Taloudellisissa argumenteissa aurinkosähköjärjestelmille luvataan jopa 6–10 % vuotuista tuottoa ja laitteiston luvataan maksavan itsensä vähintään kahdesti elinkaarensa aikana (esim. Rasol Oy 2020).

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus taloudellisessa mielessä ei ole näin yksinkertaista. Kannattavuuteen vaikuttavat useat tekijät, keskeisinä investoinnin suuruus, kuluttajasähkön hinta, sähkön kulutusprofiili, rakennuksen sijainti ja rakennuksen muoto. Tuotantopotentiaali on jokaisen sähkönkuluttajan tapauksessa yksilöllinen. Mikäli kyseessä on kuluttajalle merkittävä investointi, on investoinnin kannattavuutta syytä tarkastella perusteellisemmin.

Investointilaskelmien perusteella ekologisten ja taloudellisten näkökulmien vertaileminen on helpompaa, ja ostopäätös voidaan tehdä tarkkoihin tietoihin perustuen.

Tässä tutkimuksessa tarkastelun kohteena on aurinkosähköjärjestelmän taloudellinen kannattavuus Pohjois-Karjalassa sijaitsevaan nelihenkisen perheen omakotitaloon. Tarkasteltavana ovat investointimahdollisuudet kahden eri hankintakanavan kautta: ensimmäisessä investointi toteutetaan erillishankintana, jolloin järjestelmäkomponentit, suunnittelu sekä asennustyö ostetaan erikseen, mahdollisesti eri palveluntarjoajilta. Tutkittavana on erilaiset järjestelmävaihtoehdot 3–8 kW_p teholuokassa. Erillishankinta lisää kuluttajan työmäärää, ja vaatii syvällistä tietoa ja ymmärrystä laitteiston toiminnasta. Investointi voidaan myös toteuttaa kokonaistoimituksena, nk. ”avaimet käteen-pakettina”, jolloin yksi palveluntarjoaja vastaa sekä järjestelmän myynnistä, asennuksesta sekä takuuasioista. Kääntöpuolena on kuluttajan saaman tiedon taso: missä määrin myyntipuheisiin voi luottaa, vai onko järkevämpää palkata suunnittelija johtamaan projektia?

Taloudellista kannattavuutta arvioidaan sisäisen korkokannan menetelmällä, vertaamalla järjestelmien vuotuista tuotto-odotusta investointiin 20 vuoden aikajänteellä. Vuotuinen tuotto-odotus lasketaan simuloimalla tarkasteltavien järjestelmien arvioitu energiantuotanto ja vertaamalla tuotantoa kohteen todelliseen sähkön vuosikulutukseen. Menetelmän vahvuus on sen yksinkertaisuus: sisäistä korkoa voidaan verrata muiden investointikanavien, esimerkiksi määräaikaistilien tai osakkeiden tuotto-odotuksiin, mutta tämä ei ole välttämätöntä. Tässä tutkimuksessa sisäisen korkokannan menetelmää käytetään puhtaasti helpottamaan aurinkosähköjärjestelmän hankintapäätöstä. Tavoitteena on löytää järjestelmä, joka tarjoaa parhaan hintatuottosuhteen käytettävissä olevalle rahamäärälle. Tämän vuoksi esimerkiksi investointilaskelmille tyypillinen markkinakorkotarkastelu jätetään tutkimuksen ulkopuolelle.

Tutkimuksen tavoitteena on täyttää myös tutkimustyhjiötä, joka koskee erityisesti kokonaistoimitusten sisältöä ja kannattavuutta. Tässä suhteessa tutkimus tarjoaa arvokasta tietoa myös muille aurinkosähköjärjestelmää harkitseville kuluttajille, ja auttaa hahmottamaan järjestelmän kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä. Tavoitteena on perehtyä tarkemmin myös

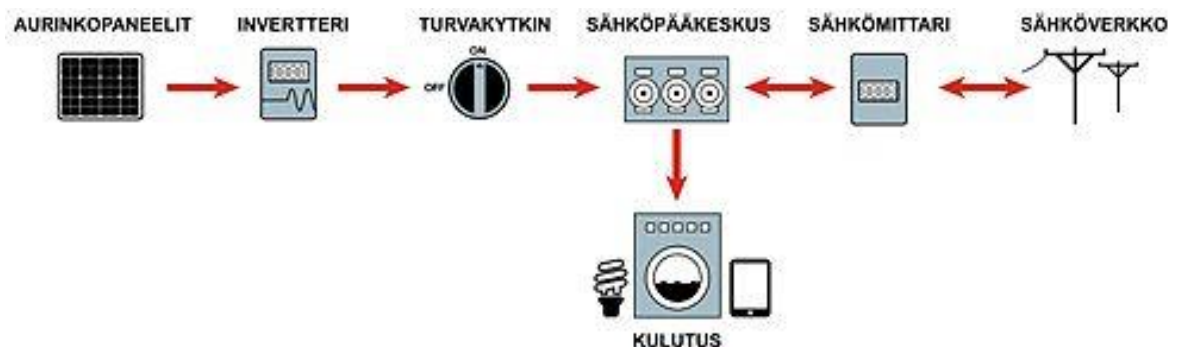
järjestelmien mallintamisen ja simuloinnin parametreihin sekä niiden valintaan. Simulointi on keskeinen osa esimerkiksi järjestelmien teknistaloudellista mitoittamista koskevaa tutkimusta (esim. Simola et. al. 2018), mutta usein menetelmään liittyvät valinnat ja niiden perusteleva jäävät ilman tarkempaa huomiota.

Rakenteellisesti tutkimus etenee seuraavasti. Ensiksi tarkastellaan verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän rakennetta sekä järjestelmään liittyviä keskeisiä laitteita ja käsitteitä. Tarkempi teknisiin yksityiskohtiin ja ominaisuuksiin perehtyminen jätetään tutkimuksen ulkopuolelle. Toiseksi perehdytään aurinkosähköjärjestelmien mitoittamiseen teknistaloudellisesta näkökulmasta. Tarkasteltavana ovat tutkimusasetelman kannalta merkitykselliset tekijät: järjestelmien hintataso, sähkön hinta ja hintakehitys sekä energiantuotannon ja kulutuksen kohtaaminen. Tämän jälkeen perehdytään tarkemmin tutkimusmenetelmään. Kahdessa viimeisessä kappaleessa esitetään tutkimustulokset, näihin liittyvä pohdinta, sekä tulosten perusteella tehtävät johtopäätökset.

2 Verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähköjärjestelmät voidaan jakaa kahteen päätyyppiin, sähköverkkoon kytkettyihin järjestelmiin ja sähköverkkoon kytkemättömiin järjestelmiin (Whittaker et al. 2011, 843–844; Tahkokorpi 2016, 147–151). Taajama-alueelle suunniteltavat aurinkosähköjärjestelmät ovat lähes poikkeuksetta sähköverkkoon kytkettyjä järjestelmiä. Tämän kaltaisella järjestelmällä on useita etuja: sen avulla voidaan tuottaa kiinteistöihin sähköä vuoden ja vuorokauden aurinkoiseen aikaan, ja pienentää siten sähköverkosta ostettavan sähkön määrää. Lähellä tuotetulla sähköllä on pienet siirtohäviöt ja ylimääräinen sähkö voidaan myydä verkossa muiden kuluttajien käytettäväksi (Rekioua & Matagne 2012, 17). Sähköverkkoon kytkemättömiä järjestelmiä suunnitellaan lähinnä vapaa-ajan asuntoihin, jossa sähköverkkoon liittyminen on haastavaa tai mahdotonta (Stapleton et. al. 2012, 3–5).

Järjestelmät eroavat toisistaan paitsi mitoitukseltaan, osin myös laitteistoltaan (Chiras 2019, 113–134). Tässä tutkimuksessa keskitytään tarkastelemaan sähköverkkoon kytkettyä järjestelmää, jonka keskeiset komponentit on esitetty kuvassa 1.



Kuva 1. Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä (Motiva 2021a)

Sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän pääkomponentit ovat aurinkopaneelit sekä invertteri. Invertteri muuntaa paneelien tuottaman tasavirran (DC) sähkö- sekä

jakeluverkkoon soveltuvaksi vaihtovirraksi (AC). Aurinkopaneelit kytketään invertterin ja turvakytkimen kautta talon sähköpääkeskukseen ja siten osaksi sähköjärjestelmää. Sähköenergian mittarilla mitataan sähköverkosta ostetun ja sinne myydyin sähkön määrää, joka on yleensä luettavissa sähkönsiirtoyhtiön WWW-palvelusta tai Suomen sähkönsiirron kantaverkosta vastaavan Fingrid Oyj:n datahubista. Näiden lisäksi aurinkosähkövoimala koostuu tarvittavista kaapeloinneista sekä aurinkopaneelien kiinnikejärjestelmästä. Kattokiinnikkeiden tulee kestää myös mahdollinen lumikuorma ja mahdollistaa paneelien riittävä tuuletus. (Motiva 2021a; Tahkokorpi 2016, 144, 184.)

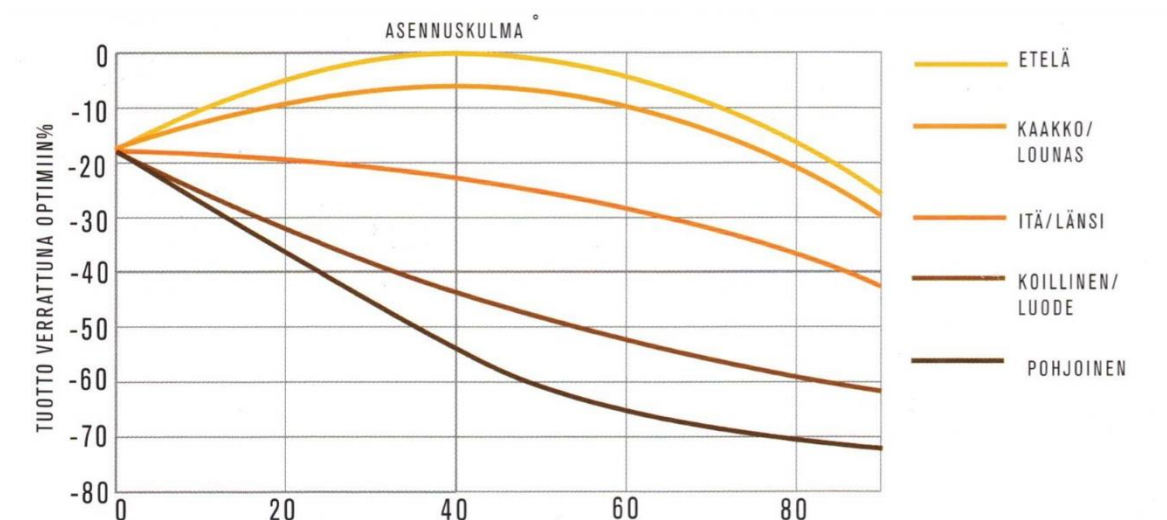
2.1 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneelit koostuvat sarjaan kytketyistä aurinkokennoista. Paneelien tehoa kuvataan nimellisteholla, nk. piikkiwatilla [W_p]. Nimellisteho kuvaa aurinkokennon tuottamaa tehoa standarditestiolosuhteissa (STC, standard test condition). Standarditestiolosuhteissa aurin gon säteilyteho on 1000 W/m^2 ja paneelin kennojen lämpötila $+25^\circ\text{C}$. (Tahkokorpi 2016, 138–139.) Todellisessa käyttöympäristössään aurinkopaneelit kuitenkin toimivat vain harvoin STC-olosuhteissa (Theristis et. al. 2018, 674). Paneelien lämmitessä niistä saatava teho heikkenee ja vastaavasti lämpötilan laskiessa teho kasvaa. Vastaavasti säteilyn määrä muuttuu vuoden- ja vuorokaudenajan sekä säätilan mukaan. Näin ollen myös paneelin teho voi poiketa nimellistehosta suuntaan tai toiseen. (DGS 2010, 87–89.) Nimellistehoa käytetään kuitenkin yleensä järjestelmän mitoituksen ja markkinoinnin pohjana.

Paneelien nimellistehon ohella paneelin tehokkuuden keskeinen mittari on paneelin hyötysuhde, joka on riippuvainen paneelin valmistusmateriaalista ja -tekniikasta. Paneelin hyötysuhde määritellään jakamalla nimellisteho paneelin pinta-alalla ja standardiolosuhteiden säteilymäärällä [1000 W/m^2] (Tahkokorpi 2016, 142). Suomessa markkinoitavien aurinkopaneelien hyötysuhteet ovat tavallisesti 17–20 % välillä, ja paneelien toiminta-arvot paranevat jatkuvasti valmistusmenetelmien kehittyessä. Paneelit on tällä hetkellä valmistettu pääsääntöisesti joko yksi- tai monikiteisestä piistä, joista yksikideteknologia on ottanut dominoivan markkina-aseman (Fraunhofer ISE 2022, 5). Molemmissa teknologioissa on etunsa:

monikidepaneelin hyötysuhde on yleensä yksikidepaneelia pienempi, mutta toisaalta se ei ole niin herkkä varjostuksille (DGS 2010, 52; Käpylehto 2016, 57–58).

Aurinkopaneelit tuottavat yleensä parhaiten noin 40 asteen kulmassa eteläsuuntaisesti asennettuna (kuva 2). Paneelien tuotto pienenee suhteellisen vähän asennuskulman ja ilmansuunnan muuttuessa, joten pienissä voimaloissa kokonaistaloudellisin ratkaisu on yleensä lappeen suuntainen asennus. Mahdollisuuksien mukaan, suuntaamalla paneelit itään tai länteen voidaan paneelien tuottoa siirtää aamu- tai iltapäivään. (Tahkokorpi 2016, 180–181.)



Kuva 2. Ilmansuunnan ja asennuskulman vaikutus paneelin tuottoon (Tahkokorpi 2016, 180).

Suuntauksen ohella paneelien sijoittelussa tulee huomioida lumen, puiden sekä muiden rakennusten aiheuttamat varjostukset. 5–10 % varjostuma voi laskea aurinkopaneelien tuottoa peräti 80 % (Whittaker et. al. 2011, 863). Ympärillä olevien rakennusten ja puiden varjostusvaikutusta voi minimoida asentamalla paneelit matalampaan asennuskulmaan. Lumen vaikutusta voi ehkäistä asentamalla paneelit mahdollisimman jyrkkään kulmaan. Kohdekohtaisesti, optimikulmana voidaan pitää kulmaa, jolla tuotetun sähkön hinta on mahdollisimman edullinen. (Tahkokorpi 2016, 181–182.)

Suomessa myytävät aurinkopaneelit ovat pääsääntöisesti Tier1-luokiteltujen paneelivalmistajien toimittamia. Tier1-luokitus on Bloomberg New Energy Financen (BNEF) ylläpitämä lista vakavaraiseksi todetuista aurinkopaneelivalmistajista (BNEF 2019). Aurinkopaneelien laadusta kertoo takuu-aika, ja tämä on tärkeä kriteeri arvioitaessa investoinnin kannattavuutta. Aurinkopaneelien takuuajat ovat tavallisesti materiaalien osalta 10–15 vuotta ja tehontuoton osalta 20–25 vuotta. Mahdollisten reklamaatiotilanteiden näkökulmasta paneelien hankinta suurelta Tier1-luokitellulta toimittajalta on näin ollen melko turvallista.

2.2 Invertteri

Valtaosa pientaloihin asennettavista aurinkosähköjärjestelmistä varustetaan yhdellä invertterillä, johon kytketään 1–4 paneeliketjua (Fraunhofer ISE 2022, 9). Paneeliketjut koostuvat sarjaan kytkettävistä aurinkopaneeleista, ja eri ketjut voivat sijaita esimerkiksi talon eri lappeilla. Aurinkopaneeleita tulee kytkeä sarjaan riittävä määrä, jotta saavutetaan invertterin toiminnan edellyttämä jännitealue. Koska aurinkopaneelien virta-jännitekäyttäytyminen vaihtelee eri lämpötiloissa, tulee invertterin toiminta varmistaa myös asennuspaikan mukaisissa ulkolämpötiloissa. (DSG 2010, 153–155.) Suunnitteluprosessia voi helpottaa invertterivalmistajien tarjoamilla suunnitteluohjelmistoilla (esim. SMA Sunny Design), joilla valitulle paneelimallele- ja määrälle tarjotaan käyttöalueeltaan soveltuvia invertterimalleja. valmistajan valikoimasta (Chiras 2019, 127).

Invertteri voi olla joko yksi- tai kolmevaiheinen, riippuen järjestelmän tehosta ja käyttökohteesta (Ross et. al. 2018, 771–775). Yksivaiheinen invertteri kytketään verkon yhteen vaiheeseen, minkä vuoksi ainoastaan kyseiseen vaiheeseen liitetyt laitteet voivat käyttää aurinkopaneelien tuottamaa sähköä. Kolmivaiheinen invertteri kytketään verkon kaikkiin vaiheisiin, jolloin aurinkosähköä voidaan syöttää kaikkien sähkölaitteiden tarpeisiin. Tällöin järjestelmästä saadaan suurin hyöty, erityisesti tilanteessa, jossa sähkölaitteet kuormittavat kaikkia vaiheita samanaikaisesti. Valtaosa verkkoon kytketyistä aurinkosähköjärjestelmistä varustetaan kolmivaiheisilla inverttereillä. Pieniin, alle 3 kW_p, voimaloihin yksivaiheinvertterit ovat käytännössä ainoa vaihtoehto. (Tahkokorpi 2016, 144–145.)

Markkinoilla suositaan ovat lisäämässä myös paneelikohtaiset mikroinvertterit, jotka optimoivat yhden paneelin tuotantoa, ja voivat siten parantaa järjestelmän hyötysuhdetta (Chiras 2019, 88). Mikroinvertterit ovat hankintahinnaltaan hieman ketjuinvertteriä kalliimpia, minkä vuoksi niiden markkinaosuus on pysynyt toistaiseksi marginaalisena (Fraunhofer ISE 2022, 9). Toisaalta mikroinvertterin takuu-aika on yleensä ketjuinvertteriä pidempi, mikä kertoo valmistajan luottamuksesta laitteen kestoan. Tämän lisäksi mikroinverttereillä voidaan puuttua ketjutetun järjestelmän keskeiseen ongelmaan: kun sarjaan kytketyssä järjestelmässä yhden paneelin varjostuma pudottaa koko paneeliketjun tehontuottoa, mikroinvertterijärjestelmässä jokaisen paneelin tehontuotto optimoidaan erikseen. Paneelikohtainen tuotannon optimointi parantaa järjestelmän hyötysuhdetta, erityisesti haastavissa varjostusoloissa. (Jenkins et. al. 2018, 861; Tahkokorpi 2016, 147.)

Suomessa verkkoon kytkettävien invertterien tulee täyttää pientuotantostandardin FS-EN 50549-1:2019 määräykset tai saksalaisen VDE-AR-N 4105 2018–11:n vaatimukset (Energiateollisuus ry. 2019). Laadukkaan ketjuinvertterin käyttöikä voi Suomessa olla jopa 20 vuotta (Tahkokorpi 2016, 142), mutta yleisesti invertterin vaihtoon kannattaa varautua jo 15 vuoden jälkeen (Auvinen et al. 2016, 31). Laadukkaille inverttereille tarjotaan yleensä 5–7 vuoden takuu-aikaa, joka erillistä korvausta vastaan voidaan laajentaa 20 vuoteen. Mikroinverttereissä takuu-aika voi olla jopa 25 vuotta.

3 Järjestelmän teknistaloudellinen mitoittaminen

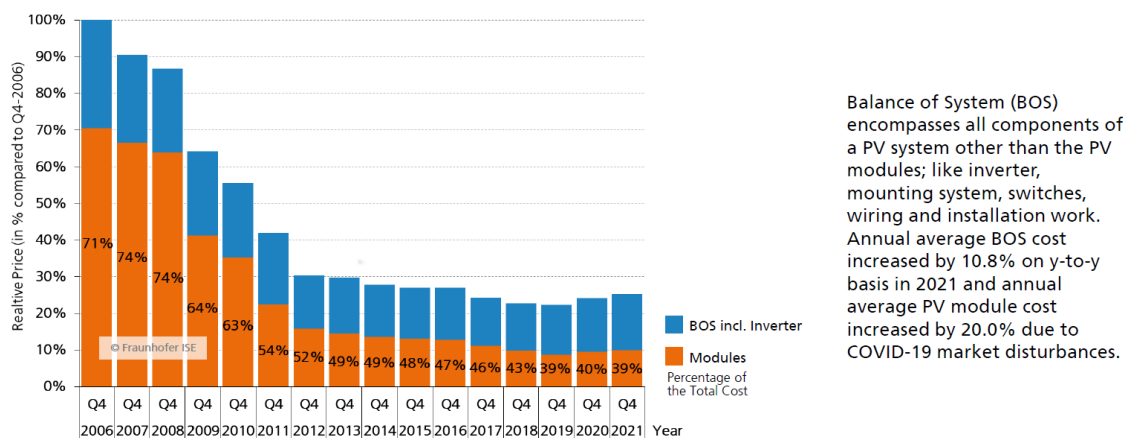
Verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen ja suunnittelu riippuvat siitä, mitä järjestelmähankinnalla tavoitellaan. Mikäli tavoitteena on minimoida kiinteistön hiilijalanjälki, voidaan kiinteistöön mitoittaa esimerkiksi nettonolla- tai plusenergiakonseptin mukainen järjestelmä, jossa aurinkosähkövoimalan tuotanto kattaa tai ylittää kiinteistön vuotuisen sähkönkulutuksen (Sartori et. al. 2011). Tällöin ylijäämä sähkö myydään verkkoon ja ostetaan takaisin, kun voimalan tuotanto ei riitä kattamaan sähkönkulutusta (Kosonen et. al. 2020). Reilusti mitoitettu järjestelmä voidaan varustaa myös akustolla, jolloin valoisan ajan tuotannolla voidaan kattaa osa pimeän vuorokaudenajan kulutuksesta (Puranen et. al. 2021a). Mikäli järjestelmällä tuotetun sähköenergian hinta ylittää verkosta ostettavan sähkön hintatason, voi valintaa tulkita ohjaavan ensisijaisesti ekologiset arvot.

Aurinkosähköjärjestelmän hankinta on kuluttajalle merkittävä investointi, joten ekologisuuden ohella järjestelmän mitoitusta lähestytään usein taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta. Kuten tässä tutkimuksessa, taloudellinen lähestymistapa voi toimia myös ekologisen päätöksenteon tukena silloin, kun käytettävissä olevat varat ovat rajalliset, mutta osa käytetystä sähköenergiasta halutaan tuottaa itse. Tällöin sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen perustuu verkosta ostetun ja verkkoon myydyn sähkön määrän optimointiin siten, että investointi on taloudellisesti mahdollisimman kannattava, ts. järjestelmällä saadaan mahdollisimman suuri tuotto suhteessa investoinnin suuruuteen (Simola et al. 2018, Väisänen et. al. 2019, Šimić et. al. 2021). Teknistaloudellisesta näkökulmasta optimaalinen järjestelmä on sekä teknisesti hyvin toimiva, että investointina mahdollisimman kannattava.

3.1 Hintataso

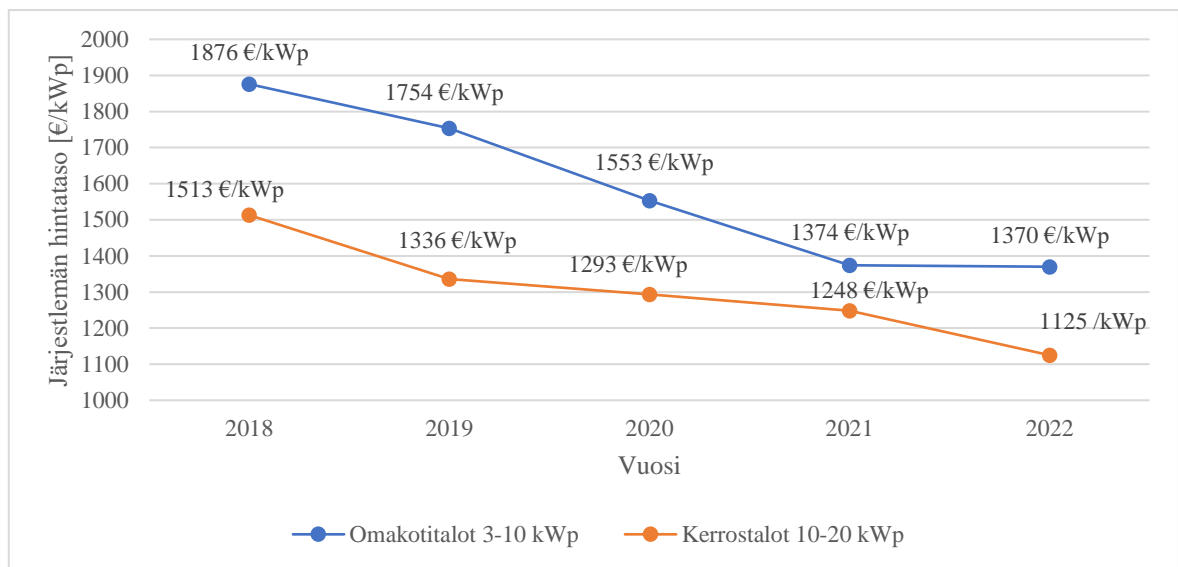
Aurinkosähköjärjestelmän taloudellisen kannattavuuden keskiössä on investoinnin suuruus. Aurinkopaneelien tuotannon kehitysharppaukset ovat laskeneet aurinkosähköjärjestelmien hintatasoa merkittävästi viimeisten vuosikymmenien aikana, ja samalla tämä on johtanut maailmanlaajuisesti asennetun aurinkosähkökapasiteetin moninkertaistumiseen. Suurin muutos on tapahtunut viimeisen 10 vuoden aikana: vuoteen 2021 mennessä asennetusta 787 GW aurinkosähkökapasiteetista peräti 70 % on asennettu vuosien 2015–2020 välillä (IEA PVPS 2021). Vuosien 2010–2020 välillä aurinkosähköjärjestelmien hintataso on laskenut 85 % (IRENA 2021), joskin lasku näyttää tasoittuneen 2020-luvulla (IEA PVPS 2021).

Suomen aurinkosähkömarkkinat heijastelevat kansainvälistä kehitystä. Vuoden 2016 jälkeen verkkoon asennettu aurinkosähkökapasiteetti on yli kymmenkertaistunut ja oli vuoden 2020 loppuun mennessä 293 MW (Energiavirasto 2021a). Pitkäaikaisesta hintakehityksestä ei toistaiseksi ole kattavaa tilastoa, mutta yleisellä tasolla hintakehitys seuraa muita Euroopan maita, kuten Saksaa, joka on tilastoinut järjestelmien hintakehitystä järjestelmällisesti. (Motiva 2022a.) Katolle asennettavien 10–100 kW_p aurinkosähköjärjestelmien suhteellinen hintakehitys Saksassa vuosilta 2006–2021 on esitetty kuvassa 3.



Kuva 3. Aurinkosähköjärjestelmien suhteellinen hintakehitys Saksassa 2006–2020 (Fraunhofer ISE 2022).

Saksassa aurinkosähköjärjestelmien hinnat ovat laskeneet 70 % vuosien 2006–2012 aikana. Tämän jälkeen hintojen lasku on tasoittunut, ja vuodesta 2019 eteenpäin kääntynyt nousuun koronapandemian aiheuttamien tuotanto- ja logistiikkaongelmien vuoksi (emt.). Suomessa pienempien, 3–20 kW_p, järjestelmien hintatasossa tämänkaltaista nousua ei ole toistaiseksi nähtävissä. Asennusliikkeiden markkinoimien järjestelmien keskihintoja vuosilta 2018–2022 on esitetty kuvassa 4.

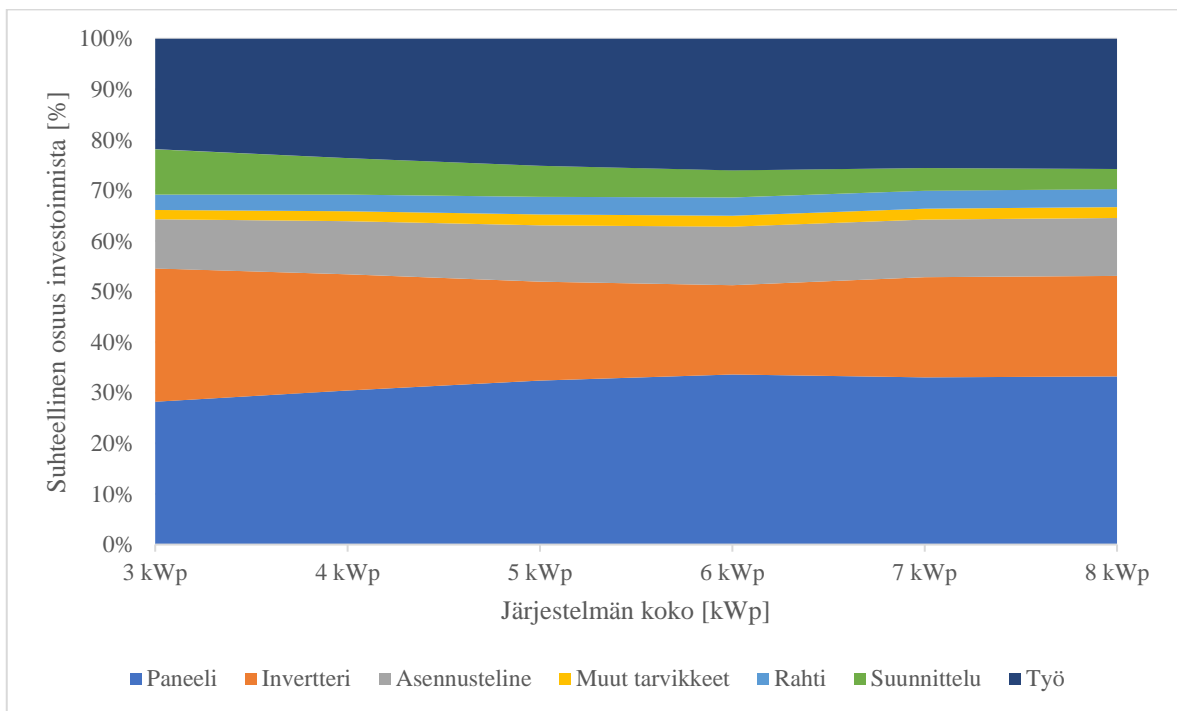


Kuva 4. Omakoti- ja kerrostaloihin asennettavien järjestelmien tarjoushintataso (Juuti 2021; Motiva 2022b)

Kuvassa 4 esitetyt järjestelmähinnat on laskettu Motiva Oy:n koordinoiman ”Aurinkosähköä kotiin”-kampanjan asennusliikkeiltä keräämien tarjousten perusteella. Kerros- ja omakotitaloihin tarjottujen järjestelmien hintataso on laskenut tasaisesti vuosien 2018–2021 välillä, joskin hintojen lasku näyttää ainakin omakotitalojen kokoluokan (3–10 kW_p) osalta tasoittuneen (Juuti 2021; Motiva 2022b), ja seuraavan siten myös kansainvälistä trendiä. Hintoja vääristää hieman poikkeamat eri vuosina tarjottavien järjestelmien keskimääräisessä kokoluokassa, joten tässä suhteessa kampanjan hintatasot eri vuosina eivät ole täysin vertailukelpoisia.

3.1.1 Kustannusrakenne

Paneelien ohella aurinkosähköjärjestelmän kustannuksiin vaikuttavat myös asennus- ja suunnittelutyö sekä invertterin, asennustelineiden ja sähkötarvikkeiden hankintahinnat. Varsinkin yksityistalouksille on työn osuudella investoinnin suuruuteen ratkaiseva merkitys, sillä työstä voi vuoden 2022 verotuksessa vähentää 40 % ansiotulon verotuksista tehtävinä kotitalousvähennyksinä (Verohallinto 2022). Tämän tutkimuksen kannalta merkittävän, 3–8 kW_p, kokoluokan kohdalla osajärjestelmien suhteellista osuutta vuoden 2022 hintatasossa on hahmoteltu kuvassa 5.



Kuva 5. Kustannusjakauma 3–8 kW_p aurinkosähköjärjestelmissä Suomessa

Laitteiston ja suunnittelun hinta-arviot perustuvat yhdeltä järjestelmätoimittajalta sekä suomalaisista verkkokaupoista kerättyihin keskihintoihin tammikuussa 2022. Työn osuus perustuu arvioon yhden piikkiwatin asennuksen vaatimasta työstä ja hintatasosta vuodelta 2019 (IEA PVPS 2020). Asennusliikkeiden välisen kilpailun kiristytessä työn kustannuksissa on tuskin tapahtunut merkittävää muutosta, joskin on mahdollista, että urakkaluontoisissa

työsuoritteissa työn suhteellinen osuus poikkeaa arvioidusta, ja voi myös pienentyä järjestelmäkoon kasvaessa (Väisänen et al. 2019, 3). Tarkemmin järjestelmähinnat on eritelty liitteessä 1.

Kuten kuvasta 5 on havaittavissa, ovat Suomessa aurinkopaneelien ohella erityisesti asennustyön ja invertterin suhteelliset osuudet ovat suuria. Tämän vuoksi järjestelmää mitoittaessa kannattaa tarkastella myös invertterin alimitoitamisen mahdollisuutta; paneelien tuotanto ylittää vain harvoin nimellistehoonsa, jolloin järjestelmän hintatasoa voi olla järkevää laskea pienempitehoisella invertterillä. Järjestelmäkoon kasvaessa invertterin osuus kokonaiskustannuksista pienenee, ja aurinkopaneelien hintatason suhteellinen merkitys kasvaa. (Simola et. al. 2018.) Ero korostuu suuremmissa järjestelmissä, minkä seurauksena myös järjestelmien keskihinta pienenee, kuten kuvasta 4 on havaittavissa.

3.2 Sähköenergian hintarakenne

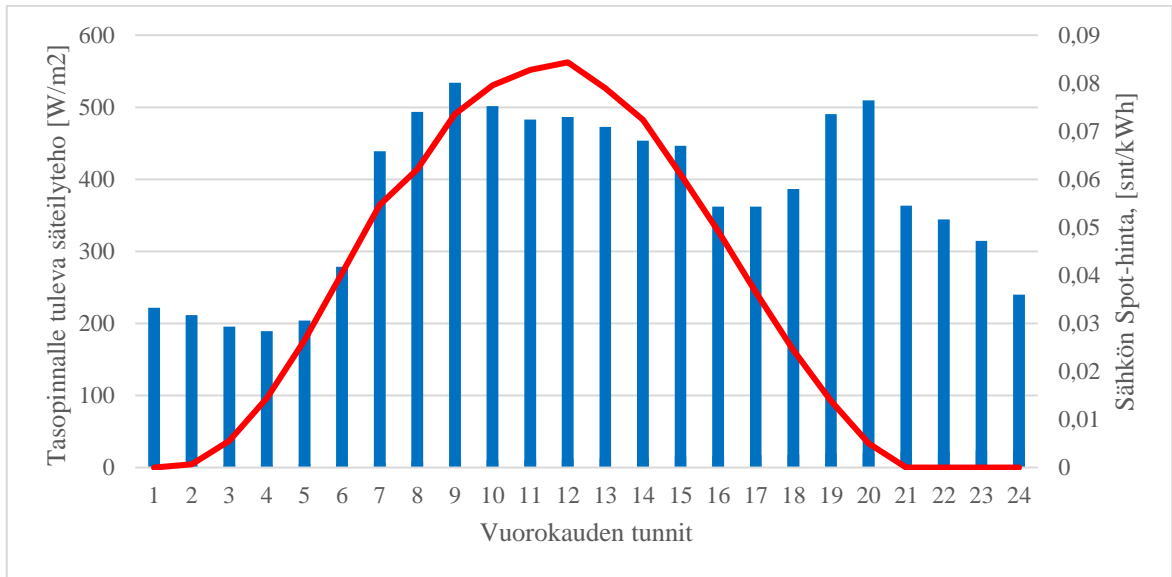
Investoinnin suuruuden ohella sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän taloudellinen optimointi perustuu ostettavan- ja myytävän sähkön hintaeroon: Suomessa sähköverkosta ostettavan sähkön hinta on historiallisesti ollut noin kolminkertainen verkkoon myytävän sähkön hintaan nähden (Simola et. al. 2018, 115). Suomessa myytävän sähköenergian Spot-hinta määritellään tuntikohtaisesti pohjoismaisessa Nord Pool-sähköpörssissä (Nord Pool AS 2022). Kotitalouksille myytävän sähkön hintatasoa vuodelta 2021 on havainnollistettu taulukossa 1.

Taulukko 1. Sähkön myynti- ja ostohintojen keskiarvot vuonna 2021

	Osto [snt/kWh]	Myynti [snt/kWh]
Siirtomaksut (Caruna Espoo Oy 2021)	2,96	
Spot-keskihinta (Nord Pool AS 2022)	11,098 (alv. 24 %)	8,95 (alv 0 %)
Välityspalkkio (Helen Oy)	0,24	0,00
Sähkövero	2,79372	
Yhteensä	17,09	8,95
Hintasuhde (myynti/osto)		52,3 %

Ostosähkön hinta koostuu sähköenergian lisäksi, sähköyhtiön välityspalkkiosta, siirtomaksuista sekä sähkö- ja arvonlisäveroista. Sähköverkkoon myytävästä sähköstä saatava korvaus perustuu ainoastaan sähköenergian hintaan. Tavanomaisissa sähkösopimuksissa sähköverkkoon myytävästä sähköstä saatava korvaus on tämän vuoksi alhaisempi kuin sähköverkosta ostettavan sähkön hinnan, vuoden 2021 keskihintojen osalta noin 52 %. Tämän vuoksi aurinkosähköjärjestelmien mitoituksessa kehoitetaan yleensä maksimoimaan itse tuotetun sähkön hyödyntäminen ja minimoimaan verkkoon myydyin sähkön määrä (Motiva 2021b). Joissakin tapauksissa parempi tulos kuvataan saavutettavan 10–20 % ylituotannolla (Käpylehto 2016, 102).

Käytännössä mitoittaminen ei ole näin yksinkertaista, sillä sähkönkulutus, aurinkosähkön tuotanto sekä pörssisähkön hinta vaihtelevat eri vuorokauden- ja vuodenajan mukaan. Vuorokauden sisäistä Spot-sähkön hintavaihtelua kesäkuussa 2021 sekä tasopinnalle saapuvaa auringon säteilytehoa Joensuussa on havainnollistettu kuvassa 6.

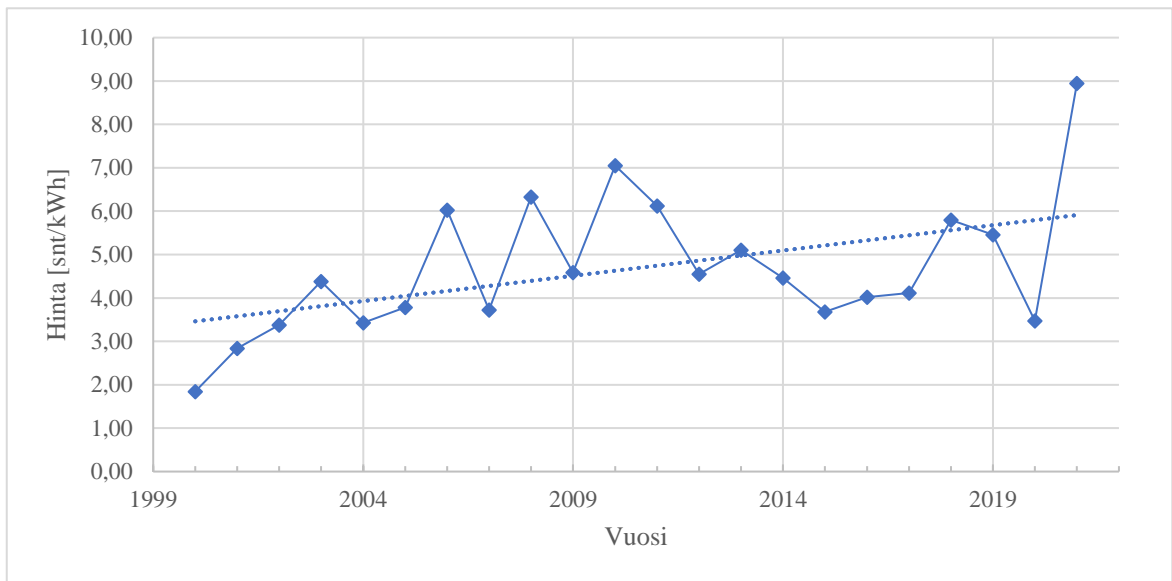


Kuva 6. Tasopinnoille saapuva säteilyteho Joensuussa (ERA5) sekä sähkön tuntikohtainen keskihinta kesäkuussa 2021 (Nord Pool AS 2022).

Kuvasta 6 on havaittavissa, että sähkön Spot-hinta on korkeimmillaan keskipäivällä ja illalla, kun sähkönkulutus on suurinta. Aurinkosähköjärjestelmän potentiaalinen tuottoaika ajoittuu rinnakkain keskipäivän korkean sähkön hinnan kanssa. Tämä parantaa aurinkosähkön kannattavuutta, sillä oman kulutuksen ylittävästä, sähköverkkoon myytävästä, sähköstä saadaan tuolloin hyvä korvaus. Vuorokauden sisällä pörssisähkön hinta voi vaihdella jopa 50 %, minkä seurauksena keskipäivällä myytävän sähkön hinta voi olla korkeampi, kuin yöaikaan ostettavan sähköenergian hinta lisäkuluineen. Toisaalta Spot-hinnan laskiessa verojen sekä siirtomaksujen merkitys ostosähkön kokonaishinnassa korostuu, ja siten lisää osto- ja myyntisähkön välistä suhteellista hintaeroa.

3.3 Sähkön hintakehitys

Aurinkosähköjärjestelmän kestoikä on yleensä vähintään 20 vuotta, minkä vuoksi myös sähkön hinnan muutokset vaikuttavat merkittävästi laitteistosta saatavaan tuotto-odotukseen. Spot-sähkön vuotuisen keskihinnan muutokset (ALV 0 %) vuosilta 2000–2021 on esitetty kuvassa 7.

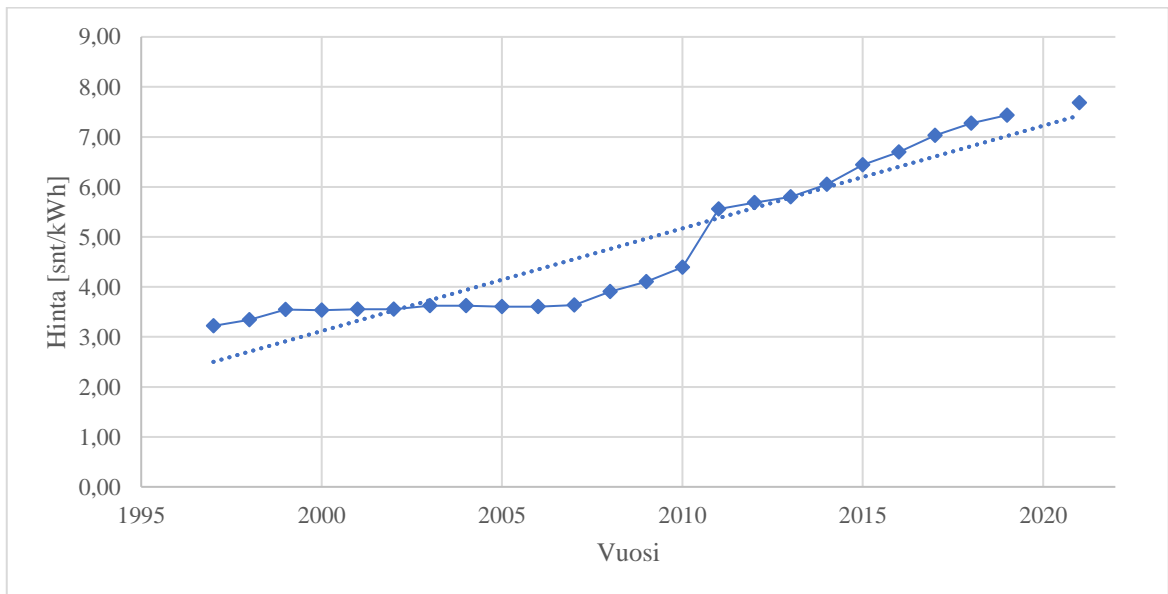


Kuva 7. Sähkön Spot-hinta (ALV 0 %) vuosina 2000–2021 (Nord Pool AS 2022).

Sähkön Spot-hinta on vaihdellut huomattavasti vuosien 2000–2021 välillä. Erityisesti vuoden 2021 aikana hinta nousi selvästi keskimääräisen hintatrendin yläpuolelle. Tarkasteluvälillä sähkön hinnan vuotuinen kasvuvauhti on ollut keskimäärin 2,6 %, eikä tähän ole odotettavissa muutosta. Työ- ja elinkeinoministeriö (2019) on teettämässään sähkön hintaskenaarioissa vuoteen 2050 ennakoivut sähkön hintakehityksen säilyvän nousujohteisena tulevien vuosikymmenien aikana. Ikääntyvä ydinvoima, lisääntyvä aurinko- ja tuulivoima sekä kasvavat polttoaineiden ja päästöoikeuksien hinnat lisäävät myös hintavaihtelua etenkin heikkotuulisina ja kuivina vuosina, kun päästötöntä sähköä ei ole saatavilla. (TEM 2019.)

Kallistuvat polttoaineet sekä päästöoikeudet selittävät osaltaan vuoden 2021 hintapiikkiä: vuosi 2021 oli kuiva ja vähätuulinen, mikä lisäsi polttoaineiden kulutusta ja siten myös päästökustannuksia. Tämän kaltainen tilanne on toistunut keskimäärin kymmenen vuoden välein ajanjaksolla 1958–2014 (TEM 2019), joten hintavaihtelun voi olettaa tasoittuvan seuraavan kymmenen vuoden sisällä. Toisaalta polttoaineiden sekä päästöoikeuksien hinnat ylittivät jo vuoden 2021 aikana edellä mainitut skenaariolaskelmat 2050-luvulle. Tämä kuvaa tulevaisuuden ennakkoinnin vaikeutta nykytilanteessa.

Aurinkoenergialla korvattavan sähköenergian lisäksi tuottopotentiaaliin vaikuttavat sähkönsiirtomaksujen sekä veroasteen kehittyminen. Nämä vaikuttavat suoraan ostettavan sähkön hintaan. Sähkönsiirtomaksujen sekä arvonlisä- ja sähköveron hintakehitys vuosilta 1997–2021 on esitetty kuvassa 8.



Kuva 8. Sähkönsiirtomaksujen, arvonlisäveron sekä sähköveron hintakehitys 1997–2021 (Energiavirasto 2021b).

Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustutkimuksissa sähköenergian ja ostosähkön hintaan vaikuttavia kulujen kehitystä käsitellään yleensä yhdessä (esim. Simola et. al. 2018), mikä helpottaa laskentaa, mutta ei ole perusteltua historiallisesta näkökulmasta. Kuvasta 8 voi havaita, että Suomessa sähkönsiirtomaksut sekä verot ovat nousseet selvästi sähkön pörssihintaa jyrkemmin. Vuosien 1997–2021 välillä siirtomaksujen ja verojen hintataso on kasvanut keskimäärin 4,8 % vuodessa. Vuodelta 2019 tilastoja ei ole toistaiseksi saatavissa.

Sähkön siirtomaksujen, sähköveron sekä sähköenergian hinnanmuodostukseen vaikuttavat eri mekanismit, minkä vuoksi asianmukaisissa investointilaskelmissa osto- ja myyntisähkön hintakehitystä on syytä tarkastella erillisinä parametreina. Sähkön siirtomaksujen sekä sähköveron sähköenergiaa nopeampi hintakehitys parantaa aurinkosähkön omatuotannon

kannattavuutta suhteessa sähkön myyntiin tulevaisuudessa. Takeita trendin kehittymiselle ei luonnollisesti ole, mutta toisaalta tutkijalla ei ole parempaa tietoa käytössään.

3.4 Sähköntuotannon ja sähkönkulutusprofiilin optimointi

Aurinkosähköjärjestelmän teknistaloudellinen mitoittaminen perustuu pohjimmiltaan kuluttajan sähkönkulutusprofiilin ja aurinkosähkön tuotannon optimointiin sähkön kuluttajahinnan ehdoilla. Sähkönkulutusprofiili kuvaa sähkönkulutuksen jakautumista eri vuoden- ja vuorokaudenaikoina. Käytännössä molempia voidaan muokata ennalta määriteltyjen reunaehtojes puitteissa. Sähkönkulutusprofiilin optimointi voidaan toteuttaa kahdella tavalla: kulutusjoustolla, eli kulutuksen ajallisella siirtämisellä, tai energiavarastoilla (Puranen et al. 2021b). Molempia ratkaisuja rajoittaa yleensä käytettävissä oleva talotekniikka sekä uuteen tekniikkaan käytettävissä oleva tekninen tila. Aurinkosähkön tuotannolle keskeisen reunaehdon muodostavat taas käytettävissä oleva kattoala sekä ympäristön varjostustekijät. Teknistaloudellisesta näkökulmasta optimoinnin tulee parantaa investoinnin kannattavuutta kaikissa tilanteissa.

Mitoitusta lähtökohtaisesti määrittävä tekijä on rakennuksen sähkönkulutusprofiili. Sähkönkulutusprofiili antaa tärkeää tietoa esimerkiksi aurinkopaneelien sijoittelun suhteen. Varjostamattomalle etelälapeelle voi olla kannattavaa asentaa paneeleita mahdollisimman paljon, mikäli järjestelmän saa kohtuulliseen hintaan. Itä-länsilapeelliseen taloon on yleensä mahdollista asentaa kolme erilaista järjestelmäkokonaisuutta: erikseen itä- tai länsilapeelle asennettava järjestelmä tai sekä itä- että länsilapeelle asennettava järjestelmä (Simola et al. 2018). Sen sijaan, pohjoislapeelliseen taloon aurinkosähköjärjestelmän hankkiminen ei todennäköisesti ole mielekäs (kappale 2.1). Mikäli käytössä on paljon tonttialaa, voidaan yhtenä vaihtoehtona harkita maanelineiden käyttöä, jolloin paneelien suuntauksen ja kulman voi optimoida lapeasennusta vapaammin. Ratkaisu voi tosin olla huomattavasti kattoasennusta kalliimpi (Tahkokorpi 2016, 180).

Optimaalinen järjestelmäkokonaisuus selviää joko kokeilemalla tai simuloimalla mahdollisten järjestelmäkokonaisuuksien arvioitu tuntikohtainen sähköntuotanto ja vertaamalla sitä kiinteistön sähkönkulutusprofiiliin. Tällä tavoin saadaan selville ostettavan ja myytävän sähkön määrä ja hinta eri vuorokauden- ja vuodenaikoihin, ja sitä kautta arvio järjestelmän kokoonpanosta sekä taloudellisesta kannattavuudesta. Käytännössä mitoituksen pohjana suositeltavaa käyttää tuntikohtaista kulutusprofiilia (Tahkokorpi 2016, 177–178). Tuntikohtaiset kulutustiedot saa yleensä ladattua joko graafisessa muodossa tai taulukoituna sähkönjakeluyhtiön WWW-portaalista tai Fingridin Oyj:n datahubista.

Mikäli kiinteistön olemassa oleva tai siihen suunnitteilla oleva laitteisto mahdollistavat kulutusprofiilin optimoinnin, kannattaa myös nämä vaihtoehdot ottaa mukaan osaksi aurinkosähköjärjestelmän mitoitusta. Kulutusprofiilin optimoinnilla pyritään kasvattamaan aurinkosähköjärjestelmän omakäytön osuutta, eli itse tuotetun sähkön kulutusta kiinteistössä (Luthander et. al. 2015). Omakäytön osuus voi toimia myös mitoituksen perustana esimerkiksi kohteissa, joissa ei ole tilaa isoille paneelistoille tai mikäli investointi halutaan pitää maltillisena. Tässä tilanteessa aurinkosähköjärjestelmä mitoitetaan kattamaan tasaisena pysyvä sähkön pohjakulutus, jolloin valtaosa tuotetusta aurinkosähköstä kulutetaan kiinteistössä (Motiva 2020a).

Edullisimmillaan aurinkosähkön omakäytön osuutta voidaan kasvattaa kulutusjoustolla, mikä parantaa suurempien voimalakokojen kannattavuutta (Luthander et. al. 2015, 86). Kulutusjoustolla kulutusintensiivisten laitteiden käyttöä siirretään vuorokauden aurinkoisille tunneille, jolloin aurinkosähköä on eniten tarjolla ja siten pienentää ostettavan sähkön määrää. Esimerkiksi pesukoneen tai sähköisen lattialämmitysjärjestelmän käyttö voidaan ajastaa toimimaan keskipäivällä. Kaikkien sähkölaitteiden, kuten valaistuksen, viihdelaitteiden tai ilmanvaihtokoneen, käytön ajoittaminen ei kuitenkaan ole mahdollista, joten tämänkaltaisen kulutusjouston kyky nostaa omakäytön osuutta on kuitenkin melko rajallinen. (Puranen, et. al. 2021b, 1–2.)

Kulutusjoustoja voidaan tehostaa erilaisilla energiavarastoilla, mikäli tämä parantaa järjestelmän kannattavuutta. Yleisin käytössä oleva ja paljon tutkittu energian varastoinnin muoto on lämpövarasto, yksinkertaisimmillaan edulliset lämminvesivaraajat, joita voidaan lämmitellä aurinkosähköllä ja siten mahdollistaa aurinkosähköllä tuotetun lämpimän käyttöveden ja lämmitysveden käyttö pimeään vuorokauden aikaan (Puranen et. al. 2021b, 2). Toinen yleinen energian varastointimuoto ovat erilaiset akkuratkaisut, tyypillisimmillään järjestelmään lataussäätimen kautta kytkettävät sähköakut. Sähköakkujen ohella aurinkosähköjärjestelmiin markkinoidaan myös ns. verkko- tai virtuaaliakkusopimuksia, joissa myytävästä sähköstä maksetaan ostosähkön hinta kokonaisuudessaan (esim. Helen Oy 2022).

Kulutusjouston ja energian varastoinnin kannattavuus vaihtelee kohdekohtaisesti. Lämminvesivaraajalla varustettu maalämpöpumppu voidaan ohjelmoida toimimaan silloin, kun aurinkosähköjärjestelmä on tuottavimmillaan. Riippuen lämminvesivaraajan koosta, on tämän kaltaisella ratkaisulla mahdollista säästää ostosähkön kulutuksessa jopa 36–53 %. (Knuutinen et. al. 2021.) Uusimisen tarpeessa oleva lämmitysjärjestelmä kannattaa näin ollen suunnitella samanaikaisesti aurinkosähköjärjestelmän kanssa. Sen sijaan sähköakkuja ei ole tois- taiseksi ole pidetty kannattavana investointina sähköverkkoon kytketyissä aurinkosähköjärjestelmissä (Puranen et. al. 2021b), mutta sähkön hinnan nousu sekä sähköautojen yleistyminen voi muuttaa asetelmaa lähitulevaisuudessa. Sähköautojen roolin onkin uskottu kasvavan merkittäväksi osaksi tulevaisuuden kulutusjouston mahdollisuuksia (Ram et. al. 2019). Verkkoakut ovat tarkalleen ottaen määräaikaista sähkön ostosopimuksia, joissa sopimuksen jatkolle ei ole takeita. Tämä tekee kannattavuuden arvioimisesta mahdotonta.

4 Tutkimusmenetelmä

Tutkimuksen tavoitteena on verrata eri kokoisten aurinkosähköjärjestelmien taloudellista kannattavuutta Joensuussa sijaitsevaan neljän hengen omakotitaloon. Kannattavuuden tarkastelu tapahtuu kahdessa vaiheessa: ensimmäisessä vaiheessa tavoitteena on hahmottaa erillishankintana toteutettava, hinta-tuottosuhteeltaan optimaalinen, aurinkosähköjärjestelmä sekä järjestelmällä saavutettava vuotuinen tuotto. Erillishankinnassa 3–8 kW_p aurinkosähköjärjestelmän komponentit ja työ ostetaan eri palveluntarjoajilta, jolloin asiakkaalla on suurempi vastuu työn koordinoinnista ja onnistumisesta. Toisessa vaiheessa analysoidaan asiakkaalle tarjottujen kokonaistarjousten taloudellista kannattavuutta. Kokonaistarjouksissa palveluntarjoaja vastaa järjestelmän myynnistä, suunnittelusta, asennuksesta sekä käyttöönotosta. Eri hankintakanavien tarkasteleminen rinnakkain tarjoaa arvokasta vertailutietoa aurinkosähköjärjestelmän investointipäätöksen tueksi.

4.1 Lähtötiedot

Tutkittava kohde on vuonna 2012 valmistunut nelihenkisen perheen omakotitalo. Talon lämmitettävä pinta-ala on 195 m². Lämmitysmuotona on maalämmitys, mutta olemassa oleva laitteisto ei automatiikkansa puolesta mahdollista lämmöntuotannon ajoittamista, eikä mahdolliselle energiavaraajalle ole myöskään tilaa käytettävissä. Tämän vuoksi aurinkosähköjärjestelmän mitoitus tehdään talon sähkönkulutusprofiilia sekä erilaisten voimalakokoonpanojen tuotantosimulaatioita vertaamalla. Tällä tavalla saadaan selville järjestelmien omakulutuksen aste ja siten myyntiin ohjautuva energiamäärä eri vuoden- ja vuorokaudenaikoihin. Tutkimuksessa oletetaan, että sähkönkulutusprofiilille ei ole odotettavissa merkittäviä muutoksia lähitulevaisuudessa.

Talo on itä-länsilappeellinen, joten lapesuunta ei lähtökohtaisesti ole optimaalinen aurinkosähkön tuottopotentialia ajatellen. Katon jyrkkyys on 27° ja katemateriaalina on kone-saumapeltikate, jolle ei ole odotettavissa uusimistarvetta lähimpien vuosikymmenien aikana.

Asennusteknisesti konesaumapeltikatto on turvallinen, sillä katon saumoihin kiristettävät paneelikiinnikkeet eivät vaadi katteen rei'ittämistä, eivätkä siten heikennä katon kosteusteknistä toimintaa.

4.1.1 Erillishankinnan kokoonpanot

Erillishankinnan kokoonpanot koostuvat omakotitaloihin tyypillisesti asennettavasta 3–8 kW_p kokoluokan laitteistosta ilman energiavarastointia. Kokonpanovaihtoehdot perustuvat etukäteisoletuksiin sekä hankittavalle järjestelmälle asetettuihin kriteereihin: hankittavan invertterin tulee olla kolmivaiheinen ketjuinvertteri, perustuen markkinoilla olevien järjestelmien tarjontaan. Tämän lisäksi on todennäköistä, että tarkasteltavana olevalle sähkönkulutusprofiilille optimaalinen järjestelmä löytyy 3–8 kW_p kokoluokasta. Tutkittavaa kokoluokkaa on helppo laajentaa, mikäli alustavat tulokset antavat tähän aihetta.

Tutkittavat järjestelmät on valittu siten, että ne ovat todellisuudessa asennettavissa ja toimivia. Eri tavoin lappeille asemoitavat järjestelmäkokoonpanot on esitetty taulukossa 2:

Taulukko 2. Erillishankinnan järjestelmäkokoonpanot

	Järjestelmän teho [kW _p]					
	2,97	3,96	4,95	5,94	6,93	7,92
Paneelin teho [W _p]	330					
Hyötysuhde [%]	19,7					
Invertterimalli	STP 3.0	STP 4.0	STP 5.0	STP 6.0	Symo 7.0	STP 8.0
Hyötysuhde [%]	96,5	97,1	97,4	97,6	97,6	97,7
Paneelijako [itä-länsi]						
Itälape 100 %	9–0	12–0	15–0	18–0	21–0	24–0
Länsilape 100 %	0–9	0–12	0–15	0–18	0–21	0–24
Itä- ja länsilape 50/50 %	5–4	6–6	8–7	9–9	11–10	12–12
Itä- ja länsilape 65/35 %	-	8–4	10–5	12–6	14–7	16–8

Tutkittavien järjestelmien paneelimalliksi on valittu saksalaisen Heckert Solarin NeMo 330 W_p paneeli. Valmistajan paneeleita on asennettu Suomeen hyvin paljon esimerkiksi yhteishankintana Aurinkovirta-palvelun kautta (Purotokka Oy 2022). Invertterimalliksi on valittu joko SMA Tripower (STP) - tai Fronius Symo (Symo) -sarjan invertteri, saatavilla olevasta tehoalueesta riippuen. Nämä invertterimallin ovat suomalaisten toimittajien keskuudessa yliedustettuina, joten tässä suhteessa analyysille tulee vertailuarvoa. Järjestelmien kulurakenne perustuu kappaleessa 3.11 esitettyihin lähtötietoihin. Järjestelmäkohtainen, euromääräinen, kulurakenne on eritelty liitteessä 1.

Tutkimuksessa mallinnetaan yhteensä 22 järjestelmäkokoonta. Kaikkien tehoalueiden järjestelmät mallinnetaan molemmille lappeille erikseen. Lisäksi mallinetaan kahden lappeen järjestelmiä joko suhteessa 50/50 % ja 65/35 % itä- ja länsilappeiden välillä, painottaen itälapteen kenttää mitoituksessa. Kahden lappeen järjestelmän valinta itälapetta painottavaksi perustuu alustaviin simulaatiotuloksiin, joissa itälape vaikuttaa länsilapetta hieman taloudellisemmalla ratkaisulla. Ensimmäisessä vaiheessa järjestelmät mallinnetaan ja simuloidaan täysitehoisilla invertterillä. Tämän jälkeen tutkittavien järjestelmien toimintaa ja kannattavuutta tutkitaan alimitoitetuilla inverttereillä, mitoituskerroin ollessa välillä 1,24–1,98x. Mitoituskerroin kuvaa aurinkopaneelien nimellistehon suhdetta invertterin tehoon. Tutkittavien kokoonpanojen yhteensopivuus on testattu invertterivalmistajien sovelluksilla, ja toimimattomat kokoonpanot jätetään tulostarkasteluiden ulkopuolelle.

4.1.2 Tarjouspyynnöt

Erillistarjoustensa lisäksi tutkimuksessa vertaillaan aurinkosähköjärjestelmästä saatuja kokonaistarjouksia. Tarjoukset on pyydetty kymmeneltä Pohjois-Karjalassa aurinkosähköjärjestelmiä markkinoivalta yritykseltä vuodenvaihteessa 2020–2021. Lopulliset tarjoukset saatiin kahdeksalta yritykseltä, joista yksi jätti kaksi tarjousta erilaisin kokoonpanoin. Koska tutkimus perustuu todellisen investointitarpeen selvittämiseen, yrityksiä ei informoitu tarjoustensa tutkimuskäytöstä. Näin ollen yrityksiä ei käsitellä niiden todellisilla nimillä, eikä yrityksiä ole mahdollista tunnistaa tämän raportin perusteella. Tarjoukset eivät tutkimuksen teon

hetkellä ole enää voimassa, joten yrityksen hintatasossa on voinut tapahtua nykyhintaan nähden muutoksia. Pienillä muutoksilla ei ole merkitystä tutkimuksen informatiivisuudelle.

Yksi tarjous jätettiin myös tutkimuksen ulkopuolelle, sillä tarjouksesta ei tullut ilmi laitteistolle myönnettäviä takuuajkoja, eikä näitä löytynyt myöskään yrityksen kotisivuilta. Tutkimukseen mukaan otettujen tarjousten takuuajat on eritelty taulukossa 3.

Taulukko 3. Tarjousten takuuajat

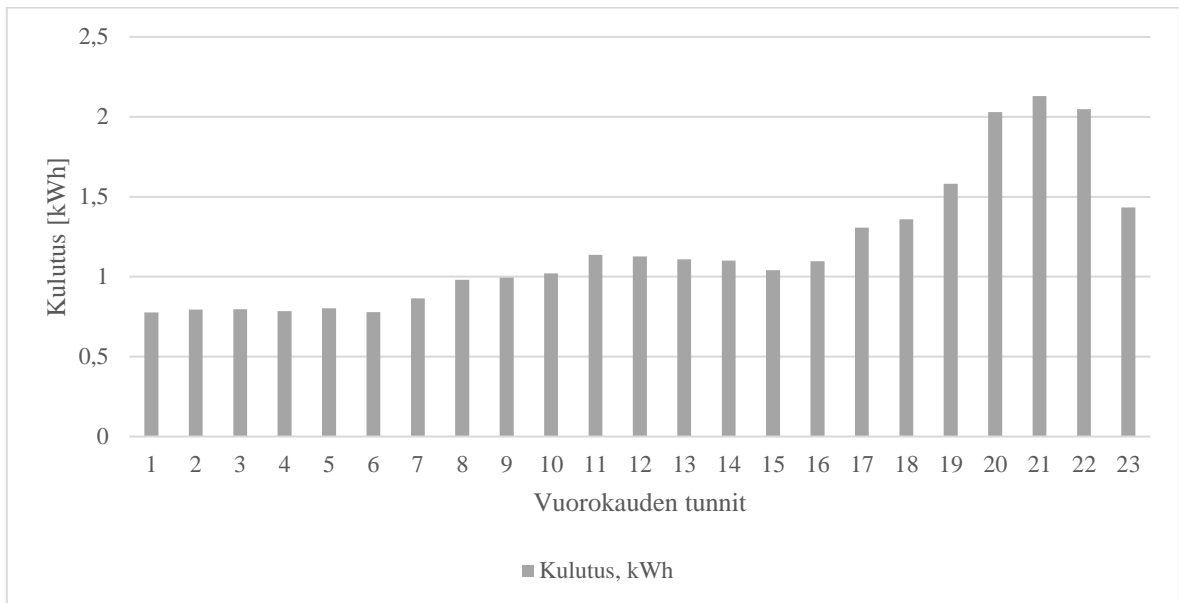
Yritys	Takuu		
	Invertteri vuotta	Paneelien materiaali vuotta	Paneelien tehontuotto vuotta
Yritys 1	10	12	25
Yritys 2	7	12	25
Yritys 3	7	12	25
Yritys 4	7	15	25
Yritys 4	7	15	25
Yritys 5	7	12	25
Yritys 6	7	10	25
Yritys 7	10	10	25

Invertterien takuuajat vastaavat kaikilla toimijoilla tehtaan tuotetakuuta ja ne ovat keskenään melko yhteneväisiä. Kaikkien toimittamien aurinkopaneelien materiaalitakuu ylittää 10 vuotta, mitä tässä tapauksessa pidetään vähimmäisaikana, ja lineaarinen tehontuottotakuu on 25 vuotta. Linearisella tehontuottotakuulla taataan paneelien tehon laskevan enintään 0,7 % / vuosi. Yli 10 vuoden materiaalitakuut vaikuttavat tarjousten vertailtavuuteen vain ainoastaan, mikäli tarjouksiin ei muilta osin saada eroa.

4.1.3 Sähkönkulutustiedot

Kiinteistön sähkönkulutustiedot on kerätty vuosilta 2020–2021 alueen sähkönjakelusta vastaavan Caruna Espoo Oy:n WWW-palvelusta. Vuoden 2020 sähkönkulutus on 11676 kWh ja vuoden 2021 vastaavasti 13347 kWh. Vuosikulutusten välinen ero selittyy pitkälti tutkitavina olevien vuosien lämpötilaerolla. Vuoden 2021 talvikuukausien lämpötilat ovat selvästi vuoden 2020 lämpötiloja alhaisemmat, minkä vuoksi myös lämmitystarve on ollut

suurempi. Tämän vuoksi tutkimuksessa tarkasteltava tuntikulutus on laskettu vuosien 2020–2021 tuntikulutuksen keskiarvona. Vuorokauden sisäinen kulutusjakauma maaliskokuun ajalta on esitetty kuvassa 9. Suomen olosuhteissa maaliskokuu on keskeinen ajanjakso aurinkosähkön tuotannon kannalta.



Kuva 9. Sähkön tuntikohtainen keskikulutus, maaliskokuu 2020–2021

Sähkönkulutusprofiili on hyvin iltapainotteinen ja sikäli haastava aurinkosähköjärjestelmän mitoitusta ajatellen. Illalla sähkönkulutusta lisäävät eniten lämpimän käyttöveden tuotanto, pyykinpesu, ruoanlaitto sekä saunominen. Näistä pyykinpesu olisi ajoitettavissa keskipäivälle, joskaan tuolloin talossa ei ole asukkaita paikalla, mikä voi johtaa vesivahinkoriskin kasvamiseen. Kahden vuoden tuntikulutuksen keskiarvoa käyttäen simuloinnissa pyritään lähestymään myös ulkolämpötilojen suhteen käytettävän laskentavuoden tilannetta. Vuosien 2020 ja 2021 kuukausikohtaiset keskilämpötilat, näiden keskiarvo sekä simuloinnissa käytettävän laskentavuoden lämpötilat on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. Vuosien 2020–2021 kuukausittaiset lämpötilat, keskiarvo ja laskentavuosi

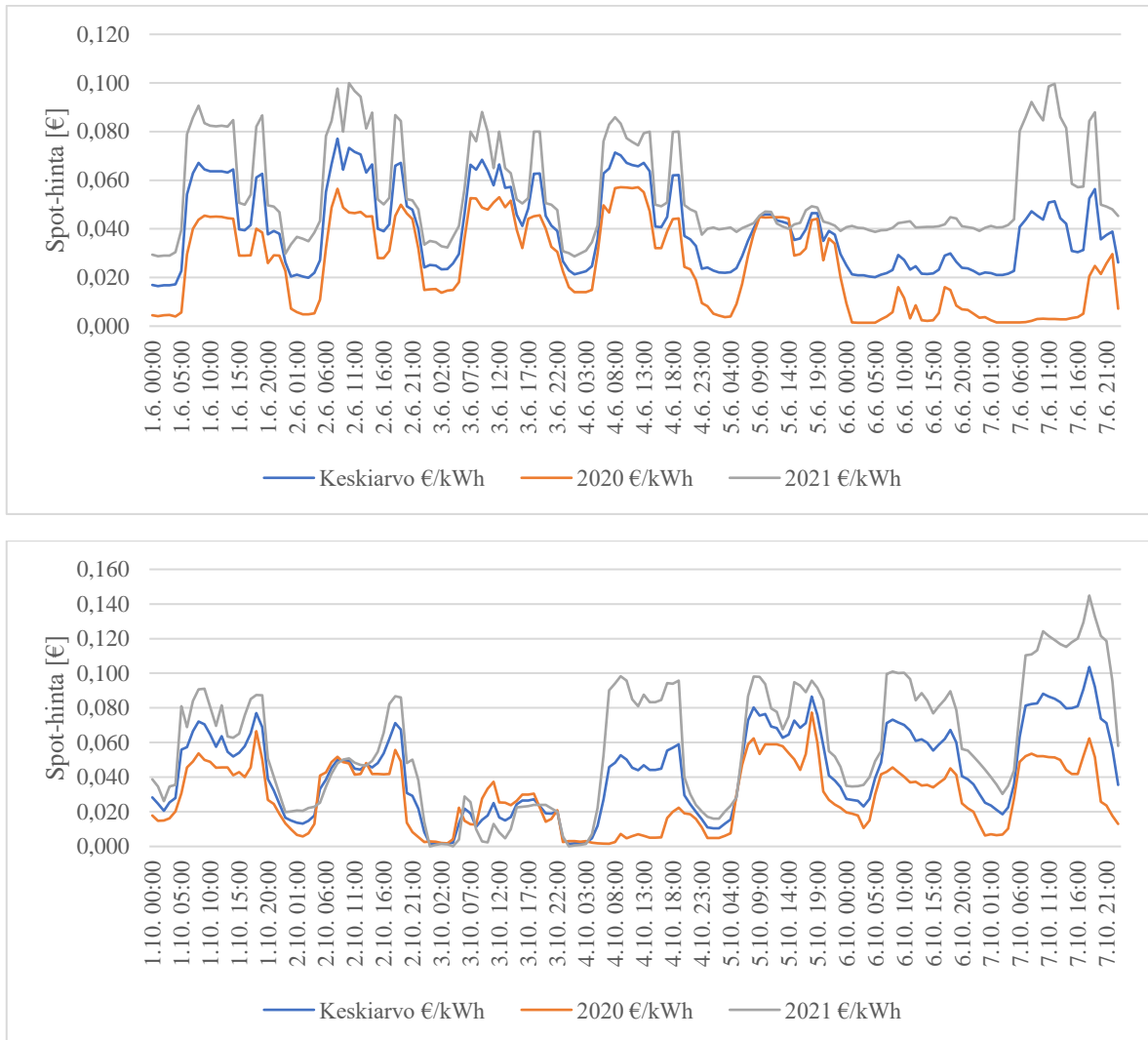
	Tammi	Helmi	Maa- lis	Huhti	Touko	Kesä	Heinä	Elo	Syys	Loka	Mar- ras	Joulu
	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C	°C
2020	-1,8	-3,1	-0,9	0,9	7,9	17	16,1	15	11	6,1	1,8	-2,4
2021	-8,5	-12,9	-4	2,6	9,3	19	20,3	14,6	7,4	6	-0,9	-9,8
Keskiarvo	-5,2	-8,0	-2,5	1,8	8,6	18,0	18,2	14,8	9,2	6,1	0,5	-6,1
Laskentavuosi	-9,0	-8,5	-4,0	2,4	9,6	14,0	17,8	15,3	9,9	3,6	-1,0	-5,3

Koska simulointi laskee sähköntuotantoarvion keskimääräiselle säävuodelle, on optimaalissa tilanteessa myös tutkittava sähkönkulutuksen jakso huomattavasti pitempi. Tässä tapauksessa tietoja ei ole käytettävissä ennen vuotta 2020, mutta toisaalta vuosien 2020–2021 lämpötilojen keskiarvon ja simuloinnin keskiarvojen välistä eroa ei simuloinnin kannalta voi pitää kriittisenä. Kesäkuun kohdalla simulointi tuottanee hieman optimistisen tuloksen, sillä paneelit tuottavat paremmin alhaisemmassa lämpötilassa (Tahkokorpi 2016, 40). Energiantuotannon kannalta lämpötiloja suurempi merkitys on kuitenkin varjostus- sekä säteilyolojen mahdollisimman laadukkaalla mallintamisella.

4.1.4 Sähkön hintatiedot

Osto- ja myyntisähkön hintaa tarkastellaan vuosien 2020–2021 sähkön pörssihinnan tuntikeskiarvona. Sähkön pörssihinnat on ladattu Pohjoismaisen sähköpörssin verkkosivuilta (Nord Pool AS 2022). Vuodet 2020 ja 2021 ovat pörssisähkön hinnoittelun suhteen hyvin erilaisia, kuten kappaleessa 3.3 on havaittu: suhteessa vuosien 2000–2021 sähkön hintakehitykseen, vuonna 2020 sähkön Spot-hinta on ollut selvästi keskimääräistä alhaisemmalla tasolla, kun taas vuoden 2021 hintataso on poikkeuksellisen korkea. Vuonna 2021 myös vuodensisäinen hintavaihtelu on suurta.

Sähkön pörssihinnan tuntikeskiarvolla pyritään tasoittamaan toisaalta vuoden 2020 alhaista hintaa ja toisaalta vuoden 2021 korkeata hintaa sekä voimakasta hintavaihtelua. Vaikutuksia on havainnollistettu kesä- ja lokakuun osalta kuvassa 10.



Kuva 10. Kesä- ja lokakuun ensimmäisen viikon sähkön Spot-hinnat vuosina 2020 ja 2021 sekä eri vuosien hintojen keskiarvo (Nord Pool AS 2022).

Kuvassa 10 on kuvattu kesä- ja lokakuun ensimmäisen viikon sähkön tuntikohtaista pörssi-hintaa. Hintakehityksestä on havaittavissa, että vuoden 2020 kesä- ja lokakuun hintataso on keskimäärin vuoden 2021 hintatasoa alhaisempi. Sähkön hintavaihtelu on vuosina 2020 ja 2021 ajallisesti hyvin samankaltaista, yksittäisiä poikkeuksia (5.6. & 4.10.) lukuun ottamatta. Vuoden 2021 osalta hintapiikit ovat hieman voimakkaampia. Vuosien välinen keskiarvo on perusteltu, sillä se ei muuta pörssin hintarakennetta ajallisesti, mutta tuo tarkasteltavat hinnat lähemmäs pitkän aikavälin keskiarvoa. Vuosien 2020 ja 2021 sähkön Spot-

hinnan keskiarvo on 6,21 snt./kWh, mikä asettuu lähelle sähkön historiallisen hintakehityksen trendiviivaa (kuva 7).

4.2 Järjestelmien mallintaminen ja tuotannon simulointi

Tässä kappaleessa perehdytään tutkittavan kohteen sekä alueen ilmaston mallintamiseen ja aurinkosähkötuotannon simulointiin. Huolellinen mallintaminen on keskeistä simuloinnin onnistumisessa. Varjostusten sekä simuloinnin parametrien tulee vastata todellisia olosuhteita mahdollisimman tarkasti, jotta simulointiprosessilla saadaan tuotettua vertailukelpoista tietoa.

4.2.1 PV*Sol Premium

Tutkimuksessa simulointiin käytetään kaupallisen PV*Sol Premium-simulointiohjelmiston 30 päivän kokeiluversiota. Ohjelmiston käyttämä tietokanta sisältää yli 20000 aurinkopaneelimallia sekä yli 4700 invertterimallia. Simuloinnissa käytettävän ilmastomallin sovellus luo sveitsiläisen Meteotest AG:n ilmasto- ja säädatan perusteella. Malli perustuu 34 meteorologiseen parametriin, tärkeimpinä ilman lämpötilaan sekä auringon säteily. Parametrit perustuvat säähavaintoasemien ja satelliittien keräämään dataan useiden vuosien tai vuosikymmenten ajalta, simuloinnissa käytetyn ilmastomallin mukaan. (Meteotest AG 2022a & 2022b.)

Aurinkopaneeleille tuleva auringon säteily koostuu suorasta säteilystä sekä pilvistä, epäpuhauksista ja muusta vastaavasta sironneesta hajasäteilystä. Suoran säteilyenergian simulointi tapahtuu suoraan säteilydatan perusteella, mutta simuloinnissa olennaista on huomioida myös hajasäteilyn merkitys. Suomessa noin 40–50 % auringon säteilystä on hajasäteilyä (Motiva 2020b). PV*Sol premium voi simuloida hajasäteilyä usealla eri mallilla, joista oletusarvoisesti on valittu aktiivisesti käytetty ja testattu Hoffmanin malli (Hoffman et. al. 2017). Tasolta heijastuvaa säteilyä mallinetaan Hayn & Daviesin (Hay et. al. 1980) mallilla,

joka ottaa simuloinnissa huomioon maanpinnasta aurinkopaneeleille kohdistuvat heijastukset (Valentin Software 2013a, 14).

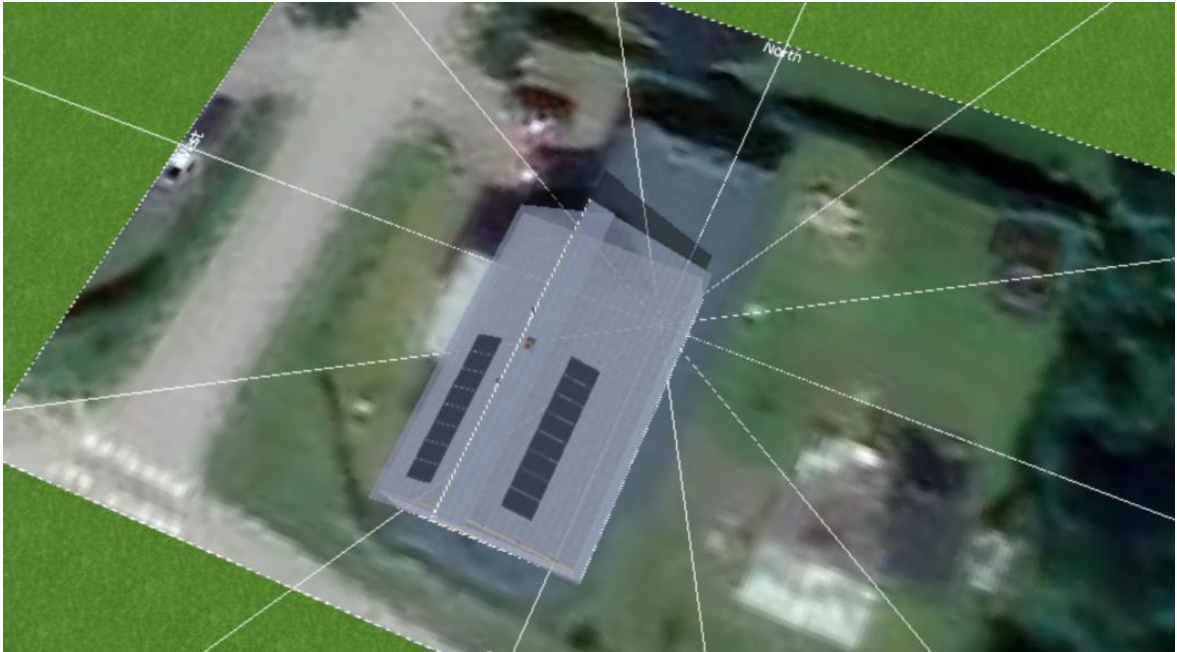
Simuloinnissa käytettävillä malleilla pyritään jäljittämään fysikaalisia muuttujia mahdollisimman tarkasti, mutta ne ovat väistämättä yksinkertaistuksia ja sisältävät siten epätarkkuutta. PV*Sol Premiumin simuloiman tuottoennusteen on havaittu poikkeavan todellisesta tuotosta 2–11 %, riippuen simuloitun järjestelmän maantieteellisestä sijainnista (esim. Axaopoulos et. al. 2014; Ozcan, et. al. 2019; González-Peña et. al. 2021 & Linem et. al. 2021). Käytettävien mallien lisäksi epätarkkuutta voi aiheuttaa myös käytettävissä oleva data, säähavaintoasemien suuri etäisyys toisistaan tai puutteellinen mittaushistoria (Meteotest AG 2022a). Mallinnettavan kohteen lämpötilatiedot perustuvat Joensuun Lentoaseman mittaushistoriaan vuosilta 2000–2019. Kokonaissäteily on interpoloitu Helsingin, Jyväskylän, Jokioisen ja Umeån vuosien 1991–2010 mittaushistorian perusteella. Kokonaissäteilyn virheeksi Meteonorm arvioi +/- 8 % (liite 2).

4.2.2 Simuloinnin parametrit

Ilmastomallinnuksen ohella simuloinnissa keskeistä on mallintaa rakennus ja sen ympäristö siten, että ohjelma voi laskea paneelien saaman säteilyn mahdollisimman tarkasti. Tärkeimmät mallinnettavat tekijät simuloinnin kannalta ovat rakennuksen ja sen ympäristön varjostustekijät, kuten korkeat rakennukset tai puut, talon suuntaus ilmansuuntien mukaan, katon lappeiden muoto sekä paneelien sijoittaminen. Ilman auringonsäteilyä paneelit eivät tuota sähköä lainkaan, ja pienikin varjostus voi johtaa merkittävään tehontuoton laskuun, tai pahimmassa tapauksessa jopa varjostetun kennon ylikuormittumiseen ja hajoamiseen (Stapleton et. al. 2012, 56–57).

Tutkittavana olevasta kohteesta on käytettävissä perinteiset rakennuskuvat, joten rakennuksesta laaditaan malli, joka on riittävän tarkka energiantuotannon simulointiin. Ikkunat, pilarit, ovet ja muut sähköntuotannon kannalta toisarvoiset seikat jätetään mallintamatta. Rakennuksessa on itä-länsisuuntainen puolipulpettikatto, jossa itälape aiheuttaa varjostuksia länsilapelle. Katteen mallinnus oli keskeinen syy simulointiohjelmiston valintaan: PV*Sol

mahdollistaa rakennuksen muodon mallintamisen hyvin tarkkasti, joten näiltä osin myös varjostukset vastaavat lähes todellisuutta. Rakennus sijaitsee tasamaalla, eikä sen välittömässä ympäristössä ole korkeita rakennuksia tai kasvillisuutta. Simulointiin käytettävää mallia on havainnollistettu kuvassa 11.



Kuva 11. Rakennuksen 3D-malli

Simulointiohjelmisto käyttää paneelien tuoton laskennassa valitun paneelin toiminta-arvoja valmistajan ilmoittamien tietojen perusteella. Toiminta-arvojen perusteella aurinkopaneelin tuotto lasketaan ympäristön lämpötilan funktiona. Paneelin virta-jännitekäyttäytymisessä pätee keskeinen periaate: kylmä aurinkopaneeli tuottaa paremmin kuin lämmin (Käpylehto 2016, 61). Ulkoilman lämmitessä paneelin tuotto laskee keskimäärin $0,4 \text{ \%/}^\circ\text{C}$, kun kennojen lämpötila ylittää $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Aurinkoisena päivänä kennojen lämpötila voi olla $20\text{--}30$ astetta ulkoilman lämpötilaa korkeampi, eli optimaalisen tuoton raja-arvona voidaan pitää $-5 \text{ }^\circ\text{C}$ ulkolämpötilaa. (Tahkokorpi 2016, 140.)

Paneelien ominaisuuksien ja lukumäärän lisäksi simuloinnissa tulee määrittää useita muita lähtötietoja, kuten järjestelmän hyötysuhteeseen vaikuttavat johdinhäviöt, tehopoikkeamat paneelivalmistajan ilmoittamista arvoista, ympäristön maaheijastukset (albedo) sekä paneelien likaantuminen tai lumeen peittyminen (soiling). Näiden parametrien arvot tutkimukseen sovellettuna on esitetty taulukossa 5:

Taulukko 5. Tehopoikkeama sekä albedo- ja soiling-arvot

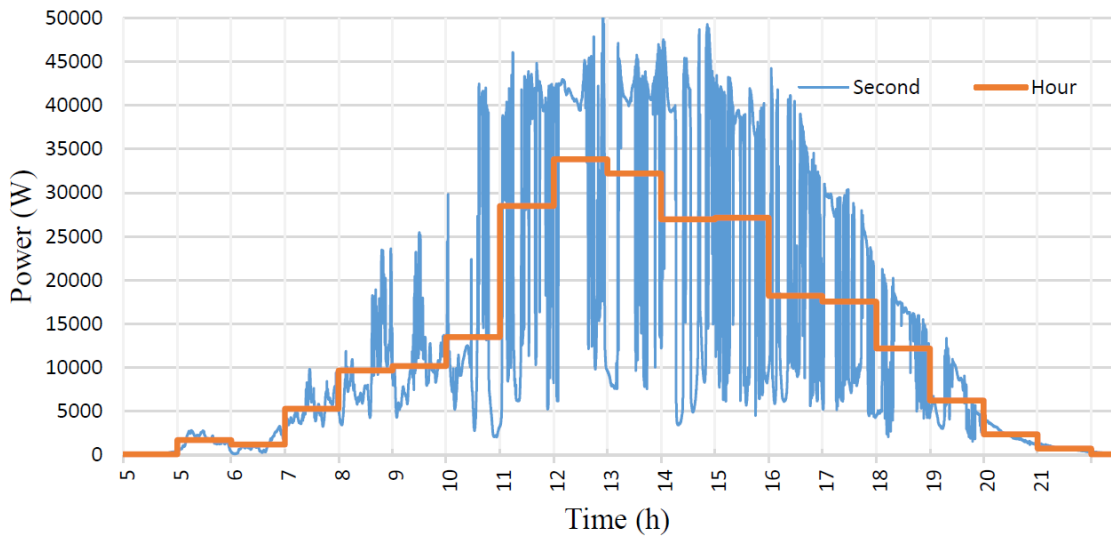
Johdinhäviöt		0,7 %
Tehopoikkeama		1 %
Albedo	touko-lokakuu	15 %
	marras-huhtikuu	45 %
Soiling	marraskuu	28 %
	joulukuu	45 %
	tammikuu	62 %
	helmikuu	37 %
	maaliskuu	35 %
	huhtikuu	6 %

Johdinhäviöiksi simulointiin valitaan 0,7 %, jota voi pitää tarkkuudeltaan riittävänä tämän kaltaiseen kohteeseen (Ekici et. al. 2017). Tehopoikkeamaksi valitaan järjestelmän oletusarvo 1 %. Loput tehohäviöistä simulointi laskee automaattisesti laitekoonpanon mukaan. Maaheijastusten arvot vaihtelevat ympäristön maanpeitteen mukaan. Lumi voi heijastaa 45–90 % siihen kohdistuneesta säteilystä, kun taas nurmikolle tyypilliset arvot vaihtelevat 15–30 % välillä (Valentin software 2022). Rakennusta ympäröi tasainen nurmitontti, joten lumettomalle ajalle (touko-lokakuu) maaheijastuksen arvoksi valitaan 15 %, ja lumiselle ajalle (marras-huhtikuu) valitaan 45 %. Suomessa esimerkiksi ruska ja alkutalven lumettomat jaksot voivat vaikuttaa heijastukseen kielteisesti, minkä vuoksi arvot on valittu konservatiivisesti.

Soiling-arvoon Suomessa voivat vaikuttaa esimerkiksi lumi, puiden lehdet, siitepöly tai noki. Yli 20° kattokaltevuuksilla likaantuminen voidaan jättää yleensä huomiotta (Valentin software 2013b, 80), kuten tässä tutkimuksessa. Lumen vaikutusta arvioidaan Yhdysvaltalaisen National Renewable Energy Laboratoryn (NREL) kehittämällä SAM-simulointiohjelmistolla. Sovelluksen arvioima lumikuorma perustuu malliin, jossa lumen peittoa ja liukumaa aurinkopaneelien pinnalla arvioidaan päivittäisten sääolosuhteiden avulla (Marion et. al. 2013). Sovelluksen avulla lumen virhevaikutusta simulointiin on saatu pienennettyä noin 45 % tavanomaisesta simuloinnista. Sovellus laskee lumen peittovaikutuksen sijaintikohtaisen ”tyypillisen vuoteen” perustuen. (Severin-Ryberg et. al. 2017.) Tyypillinen vuosi on keskiarvomalli, joka on laadittu pitkän aikavälin säädatan perusteella. Suomesta sovelluksessa toimiva, ilmainen ja luotettava säädata löytyy ainoastaan Helsingistä ja Tampereelta, joten tässä tutkimuksessa tyydytään käyttämään Tampereen arvoja.

4.2.3 Minuuttimallinnus ja mallinnuksen testaaminen

Simulointiohjelmistojen simulointi tapahtuu oletusarvoisesti tuntitasolla, mikä on yleensä riittävä, kun simuloinnin tavoitteena on järjestelmäkoonpanon alustava suunnittelu. Tavanomainen mallinnus ja tuntisimulointi eivät kuitenkaan ole riittävän tarkkoja erilaisten järjestelmäkoonpanojen tarkempaan testaamiseen, sillä todellisuudessa kokoonpanoon tehtävät muutokset vaikuttavat järjestelmän toimintaan ja tuotantoon sekuntitasolla (Simola et. al. 2018). Erityisesti puolipilvisinä kesäpäivinä tuotanto voi vaihdella yhden tunnin sisällä useita kymmeniä prosentteja, minkä vuoksi esimerkiksi invertterin alimitoituksen todelliset vaikutukset järjestelmän tuotantoon voivat poiketa hyvin paljon tuntisimuloinnin tuloksista. Ilmiön merkitystä on havainnollistettu kuvassa 12.



Kuva 12. Lappeenrannan yliopiston 51,5 kW_p tasakattovoimalan tuotanto sekunti- ja tuntitasolla pilvisenä päivänä 9.7.2015 (Simola et. al. 2018)

Kuvassa 12 sekuntitason tuotanto perustuu todelliseen mittausdataan ja osoittaa, miten vaihtelut pilvisyydessä aiheuttavat voimakkaita piikkejä paneelien tuotannossa. Tuotannon pyöristäminen tuntitasolle laskee järjestelmän hetkellistä huipputehoa huomattavasti. Mikäli järjestelmä varustetaan paneelien nimellistehoa pienemmällä invertterillä, on invertterin todellisesta huipputuotosta leikkaaman energian osuus yleensä suurempi, kuin tuntikohtaiseen simulointiin perustuva laskennallinen leikkaus. Tämän vuoksi simuloitu vuosituotanto on ylioptimistinen, mikä vaikuttaa järjestelmän taloudellisuuteen todellisuudessa. (Simola et. al. 2018.)

Tutkimuksessa tuntiresoluution pyöristävää vaikutus pyritään minimoimaan minuuttitason mallinnuksella. Minuuttimallinnus generoi sovelluksen muodostamasta tuotannon tuntimallista version, joka pyrkii jäljittelemään säätilojen satunnaisvaihtelua ja ottaman siten huomioon myös tehopiikkien vaikutuksen simuloinnissa yhden minuutin resoluutiolla. Näin esimerkiksi invertterin alimitoituksen vaikutuksia voidaan analysoida tarkemmin. (Hoffman et. al. 2014.) Minuuttitason simuloinnin vaikutuksien vertailemiseksi tutkimuksessa mallinnettiin ja simuloitiin Lappeenrannan yliopiston 51,5 kW_p tasakattovoimala kolmella eri teholuokan invertterillä. Tuloksia verrattiin Timo Sallisen DI-työn tuntitason simulointituloksiin

sekä todelliseen mittausdataan (Sallinen 2017; Simola et. al. 2019). Vertailun keskeiset tulokset on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 6. Lappeenrannan teknillisen yliopiston 51,5 kW_p voimalan tuotannon ja vertailu eri menetelmillä

Invertterin teho, kW	51,5 kW	40 kW	30 kW
Tehokerroin	1	1,29	1,72
Tuntiperustainen simuloitu tuotto (Sallinen 2017), kWh	46702	46699	45823
Leikkaus, kWh	0	3	878
Tuottoleikkaus, %	0,00 %	0,01 %	1,88 %
Minuuttiperustainen simuloitu tuotto, kWh	38845	38634	36343
Leikkaus, kWh	0	212	2503
Tuottoleikkaus, %	0,00 %	0,55 %	6,44 %
Mitattu tuotto (Simola et. al. 2018), kWh (2015)	38346	38129	35947
Laskennallinen leikkaus, kWh	0,00	217	2399
Laskennallinen leikkaus, %	0,00 %	0,57 %	6,26 %

Taulukossa 6 hyödynnetty data järjestelmän todellisesta tuotannosta perustuu vuoden 2015 tuotannon mittauksiin. Vuosi 2015 on sääolosuhteiltaan melko tavanomainen ja poikkeaa siten vain vähän simuloinnissa käytetystä keskimääräisestä mitoitusvuodesta. Tuloksista tulee esiin tavanomaisen tuntimallinnuksen optimistinen arvio järjestelmän vuosituotannosta. Vuosituotannon arvio täysitehoisella invertterillä on peräti 21,7 % suurempi, kuin vuoden 2015 todellinen tuotanto. Alimitoitetuilla inverttereillä tapahtunut tuotannon leikkaus on myös huomattavasti todellisesta tuotannosta laskettua leikkausta pienempi. Minuuttiperustaisella simuloinnilla ensimmäisen vuoden tuotanto poikkeaa mitatusta vain 1,3 %, ja alimitoitetuilla inverttereillä tapahtunut suhteellinen energian leikkaus on myös hyvin laskennallista leikkausta, joka perustuu vuoden 2015 todelliseen tuotantoon.

Simulointitulokset perustuvat historialliseen ilmastotietoon, minkä vuoksi simulointituloksia ei ole pidetty yhtä luotettavina kuin olemassa olevan aurinkosähköjärjestelmän todellisesta tuotannosta saatavaa tietoa (esim. Puranen et. al. 2021b). Näkemys on perusteltu erityisesti silloin, kun tuotantotiedot kattavat useamman vuoden ajanjakson – yhden vuoden tarkastelujaksoa ei voi pitää kovin edustavana sitäkään. Alustavien havaintojen mukaan

minuuttimallinnuksella on kuitenkin mahdollista saavuttaa perinteistä tuntimallinnusta tarkempi simulointitulokset, myös siinä tapauksessa, kun energiantuotantoa halutaan testata erikokoisilla invertterimalleilla. Tämä tosin edellyttää huolellista kohteen ja aurinkosähköjärjestelmän mallintamista. Tässä suhteessa mallintamisen tarkkuus on simulointiohjelmiston etu: sovellus laskee leikkautuvan energian aina todellisen invertterimallin suorituskyvyn perusteella. Todellisesta tuotannosta on haastavampaa analysoida laskennallista leikkautuvan energian määrää, ilman riittävän tehokasta ja monipuolista laskentasovellusta.

4.3 Investointilaskelmat

Tutkimuksessa eri tavalla mitoitettujen, ja eri hankintakanavien kautta hankittavien, aurinkosähköjärjestelmien kannattavuutta arvioidaan sisäisen korkokannan menetelmällä. Tässä kappaleessa perehdytään tarkemmin laskentamenetelmään sekä laskennan vaatimiin lähtötietoihin.

4.3.1 Investoinnin sisäinen korko, IRR

Sisäinen korkokanta on yleisesti käytössä eri alojen yrityksissä (Neilimo et. al. 2012, 224), ja käyttökelpoinen erityisesti silloin, kun investoinnin tuotolle halutaan laskea korko ennalta määritellyn ajan puitteissa. Korko on vertailukelpoinen esimerkiksi osakeinvestoinneista tai määräaikaistalletuksesta saatavan tuotto-odotuksen kanssa. Sisäistä korkokantaa käyttäen investoinnista kertyvien nettotuottojen nykyarvo on yhtä suuri kuin perushankintakustannus, eli alkuinvestointi (emt., 221). Sisäinen korkokanta ratkaistaan yhtälöstä 1:

$$P = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+j)^t} \quad (1)$$

jossa

P = perushankintakustannus, €

S_t = t:nnen vuoden nettotuotto, €

j = laskentakorkokanta

n = investointiajanjakso vuosina

(Jyrkkiö et. al. 1997, 186).

Sisäisen korkokannan laskentaan ei ole suoraa yhtälöä, vaan ratkaisu on kokeellinen, ja vaatii yleensä laskurin, esim. Excelin, käyttöä. Aurinkosähkövoimalan investoinnin kannattavuutta laskiessa vuosittaisiin nettotuottoihin vaikuttavat useat seikat, tärkeimpänä rakennuksen sähkön kulutus, aurinkovoimalan tuotto sekä tuotosta itse kulutettava osuus sekä kuluttajasähkön hinta.

Sisäisen korkokannalle vaihtoehtoisia menetelmiä ovat esimerkiksi nettonykyarvo (net-present value, NPV) tai korollinen takaismaksuaika (discounted payback period, DPP). Molemmilla menetelmällä arvioidaan, hieman eri näkökulmista, investoinnin mielekkyyttä suhteessa oletettuun markkinakorkoon tulevaisuudessa (esim. Simola et. al. 2018). Yksinkertainen ja yleisesti käytetty menetelmä on myös elinkaaren ajalta laskettu tuotantokustannus (levelized cost of energy, LCOE) (esim. Väisänen et. al. 2019). LCOE kuvaa tuotetun sähkön hintaa (c/kWh) järjestelmän koko elinkaaren ajalta, ottaen tuotannon ja investoinnin lisäksi huomioon myös esimerkiksi vuotuiset ylläpitokulut (Whittaker et. al. 2011, 874–875).

Tämän tutkimuksen puitteissa LCOE ei tarjoa riittävästi tietoa, sillä se ei ota huomioon säästettävän ja myytävän sähköenergian vuotuista tuottoa. Suhteessa muihin kannattavuuslaskennan menetelmiin sisäisen korkokannan menetelmän vahvuus on sen yksinkertaisuus.

Menetelmällä investoinnille saadaan vuotuinen korkotuotto, jonka laskenta ei välttämättä vaadi tulevaisuuden markkinakorkoihin liittyvien skenaarioiden pohdintaa. Sähkön hintakehityksen ohella markkinakoron ottaminen mukaan tutkimukseen heikentää merkittävästi tutkimustulosten luotettavuutta. Suhteessa tutkimuksen tavoitteeseen, sisäisen koron menetelmän tulkitaan olevan riittävän informatiivinen.

4.3.2 Investoinnin parametrit

Investointilaskelmia varten tutkimuksessa kehitetään Excel-pohjainen laskuri, joka ottaa huomioon laskelmissa kaikki keskeiset muuttuvat parametrit. Laskuriin syötettävät parametrit mukaillen eritelty taulukossa 7.

Taulukko 7. Investoinnin parametrit

Aurinkosähkölaitteiston hankinta	[€]	Laskennallinen / tarjouksen mukaan
Kotitalousvähennys alkuinvestoinnista	[€]	0,4 x asennustyön hinta - omavastuu 100 €
Ylläpitokulut (invertterin vaihtotyö, vakuutukset, huolto yms. kulut)	[€]	0,03 x investointi / vuosi
Invertterin vaihto	[€]	Invertterin vaihto 15 vuoden käyttöiässä. Invertterin hinta nykyyhinnan mukaan.
Järjestelmän taloudellinen käyttöikä	[vuotta]	20
Sähkön tuntikohtainen kulutus	[kWh]	Sähkönsiirtoyhtiön WWW-palvelusta
Aurinkosähkön tuotto omaan käyttöön	[kWh]	Simuloinnin ja kulutuksen perusteella
Aurinkosähkön tuotto myyntiin	[kWh]	Simuloinnin ja kulutuksen perusteella
Aurinkovoimalan sähköntuotannon vähenemä	[%/vuosi]	3 (ensimmäinen vuosi)
	[%/vuosi]	0,7 (toisesta vuodesta eteenpäin)
Sähkön kuluttajahinta, koostuen seuraavista:		
Pörssisähkön hinta (Nord Pool 2022)	[snt/kWh]	Vuosien 2020–2021 tuntikeskiarvon mukaan
Sähkön myyjän välityspalkkio (Helen Oy)	[snt/kWh]	0,24
Sähkön ostajan välityspalkkio (Helen Oy)	[snt/kWh]	0,00
Sähkön siirtohintaa (Caruna Espoo Oy)	[snt/kWh]	3,14
Sähkövero, veroluokka 1	[snt/kWh]	2,79372
Arvio sähköenergian hinnan kehityksestä	[%/vuosi]	2,6
Sähkönsiirron ja sähköveron kehitys	[%/vuosi]	4,8

Investointilaskelmien lähtökohta on aurinkosähkövoimalan hankintakustannukset ja sisäinen korkokanta laskettuna tavoitteena olevalle 20 vuoden taloudelliselle elinajalle. Ensimmäisen vuoden jälkeen investointikustannuksia pienentää järjestelmän asennuskustannuksista palautettava kotitalousvähennys. Kotitalousvähennys on yksityistalouksille suunnattu verohelpotus, jolla kotitaloustyön laskutuksesta voidaan vähentää 40 % asiakkaan tuloverotuksessa. Kotitalousvähennyksen maksimi vuonna 2021 on 2250 €, ja vuosittainen omavastuu 100 € (Verohallinto 2022).

Aurinkovoimalan tuntikohtainen tuotto arvioidaan simulointiohjelmistolla. Voimalan tuoton vuosittainen vähenemä on aurinkopaneelivalmistajien yleisesti ilmoittama 3 % ensimmäiseltä vuodelta, ja 0,7 %/vuosi toisesta vuodesta eteenpäin. Tämän kaltainen vähenemä on tavanomainen, eikä johda aurinkopaneelien 25 vuoden tuottotakuun laukeamiseen. Aurinkosähkövoimala on sateiden ja lumen vuoksi itsepuhdistuva ja siten lähes huoltovapaa. Järjestelmän kiinteät huoltokulut 0,3 % oletetaan kattavan pienet korjaukset sekä invertterin vaihtotyön. Invertterin vaihtoon varaudutaan viidentoista vuoden käyttöiässä, mikä on yleisesti käytetty aurinkosähköjärjestelmien investointilaskelmissa (esim. Auvinen et al. 2016, 31).

Sähkön kulutus- ja hintatiedot on esitelty kappaleissa 4.1.2 ja 4.13. Sähkön hintakehitykseen vaikuttavat muuttujat perustuvat kappaleessa 3.3 esitettyihin arvioihin. Sähkön kuluttajahinnaksi tutkimukseen valitaan Helen Oy:n pörssisähkösopimus, jossa pörssisähkön ostosta veloitetaan 0,24 snt/kWh. Aurinkovoimalan tuottaman ylijäämäsähkön myynnistä ei veloiteta erikseen, joten aurinkosähkön pientuottaja saa myymästään sähköstä täyden Spot-hinnan (ALV. 0 %) kulloisellakin hetkellä. Spot-sähkön vuoden 2020–2021 tilastohinnat ladataan sähköpörssin WWW-sivuilta (Nord Pool AS 2022).

5 Tulokset

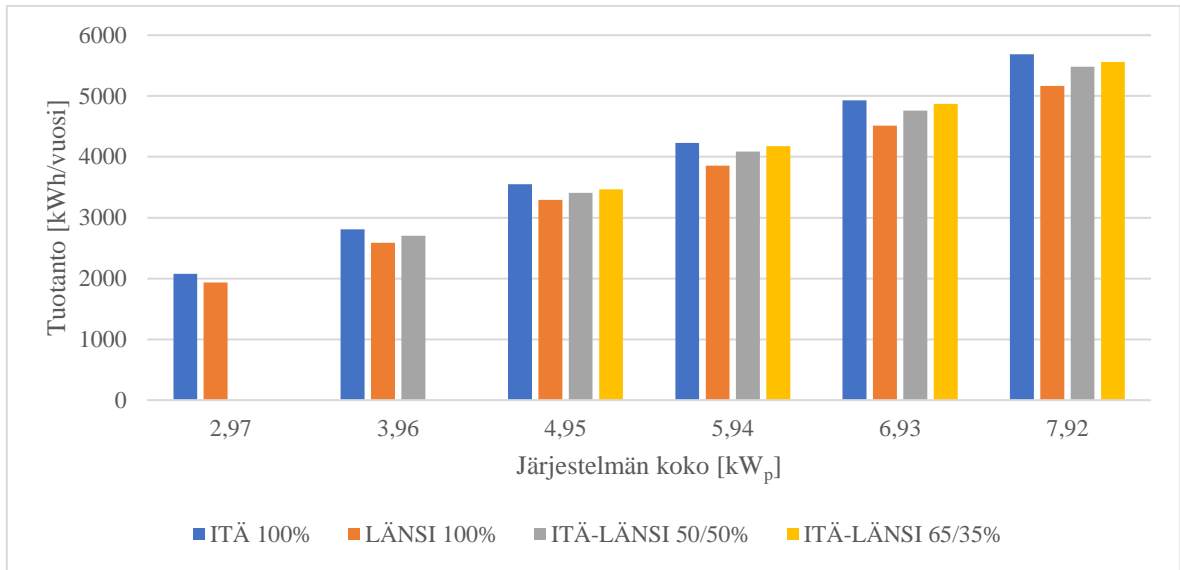
5.1 Referenssijärjestelmä

Tutkimuksessa optimaalinen järjestelmäkoko valitaan laskemalla simuloidun tuottoennusteen ja sähkönkulutusprofiilin perusteella teholuokaltaan 3–8 kW_p järjestelmille vuotuinen taloudellinen tuotto 20 vuoden aikana. Järjestelmien laskennalliset investoinnit, investoinnista tehtävät vähennykset sekä nimellishinnat on esitetty taulukossa 8.

Taulukko 8. Investoinnin kustannukset

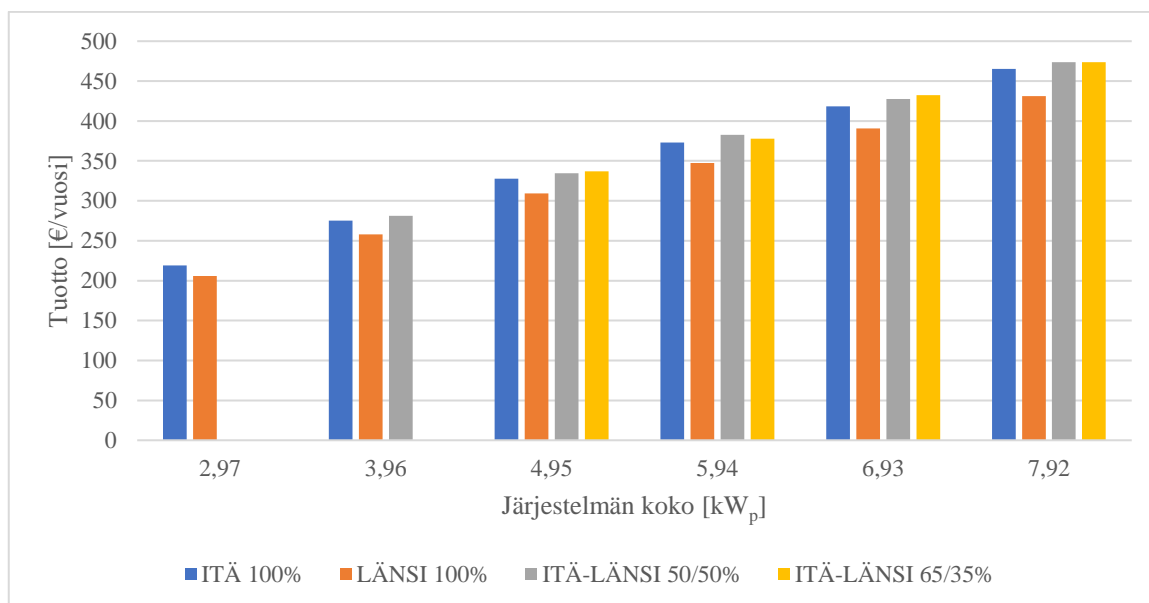
Järjestelmän koko [kW _p]	2,97	3,96	4,95	5,94	6,93	7,92
Investointi [€]	4892	6046	7161	8397	9758	11073
Investointi vähennyksen jälkeen [€]	4564	5576	6548	7642	8861	10032
Nimellishinta [€/W _p]	1647	1527	1447	1414	1408	1398
Nimellishinta vähennyksen jälkeen [€/W _p]	1537	1408	1323	1287	1279	1267
Vähennyksen vaikutus investointiin	-6,7 %	-7,8 %	-8,6 %	-9,0 %	-9,2 %	-9,4 %

Taulukon 8 laskelmien investoinnin kulujakauma on eritelty tarkemmin kappaleessa 3.1.1. Järjestelmien piikkwattihinnat laskevat voimakkaasti kokoluokassa 3–6 kW_p. Tämän jälkeen hinnanpudotus alkaa tasoittua. Laskennallisten 3–8 kW_p järjestelmien keskihinta on 1473 €/kW_p ennen kotitalousvähennyksiä, ja 1350 €/kW_p kotitalousvähennysten jälkeen. Kotitalousvähennyksen merkitys investoinnin lopulliseen suuruuteen kasvaa järjestelmäkoon kasvaessa, mikäli työ hinnoitellaan asennettavien paneelien lukumäärän perusteella. Tässä suhteessa laskennalliset kustannukset vastaavat järjestelmää, jonka suunnittelu, hankinta sekä asennus toteutetaan erillisinä kokonaisuuksina. Saman kokoluokan järjestelmällä voidaan toteuttaa erilaisia kokoonpanoja itä-länsilappeelle, invertterin salliman jännitealueen puitteissa. Erilaisten voimalakokoonpanojen simuloidut vuosituotannot on esitelty kuvassa 13.



Kuva 13. Eri järjestelmien simuloidut sähkön vuosituotannot

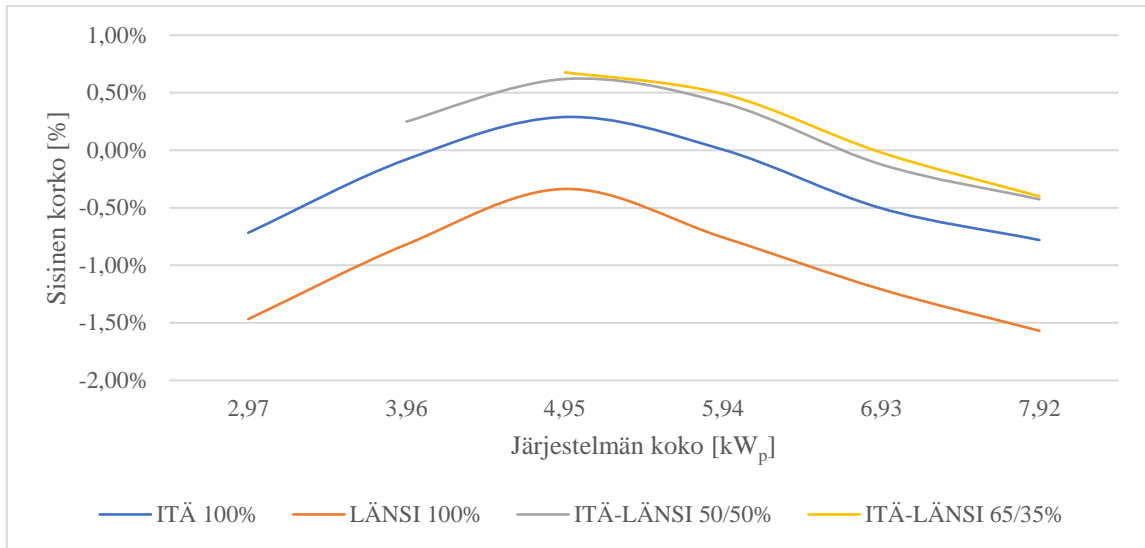
Mallinnetuista kokoonpanoista itälapeelle suunniteltu järjestelmä saavuttaa korkeimman vuosituotannon kaikissa kokoluokissa. Länsilappeen tuotanto on pienin, johtuen rakennuksen katteen muodosta: harja varjostaa osan paneeleista aamupäivällä, mikä leikkaa koko järjestelmän tuotantoa. Ero korostaa kohteen huolellisen mallintamisen tärkeyttä, sillä pienetkin varjostustekijät muuttavat järjestelmän toimintaa merkittävästi. Itä- ja länsilappeille mallinnetut kokoonpanot seuraavat loogisesti eri lappeiden tuotantoa, vuosituotannon kasvaessa järjestelmän painottuessa itälapeelle. Kokoonpanojen laskennallinen taloudellinen tuotto, eli omatuotannolla sekä sähkön myynnillä saavutettu säästö, on esitetty kuvassa 14.



Kaavio 14. Järjestelmien laskennallinen ensimmäisen vuoden taloudellinen tuotto [€]

Järjestelmän vuosittainen sähköntuotanto ei välttämättä korreloi järjestelmän taloudellisuuden kanssa. Vaikka itälapeelle suunniteltu järjestelmä tuottaa eniten sähköä, saavuttaa itälänsilapeelle suunniteltu järjestelmä hieman paremman vuotuisen taloudellisen tuoton. Itälänsilapeelle asemoitujen paneelien tuotot ovat lähellä toisiaan ja erot pienenevät järjestelmäkoon kasvaessa. 8 kW_p järjestelmässä eroa ei ole enää havaittavissa.

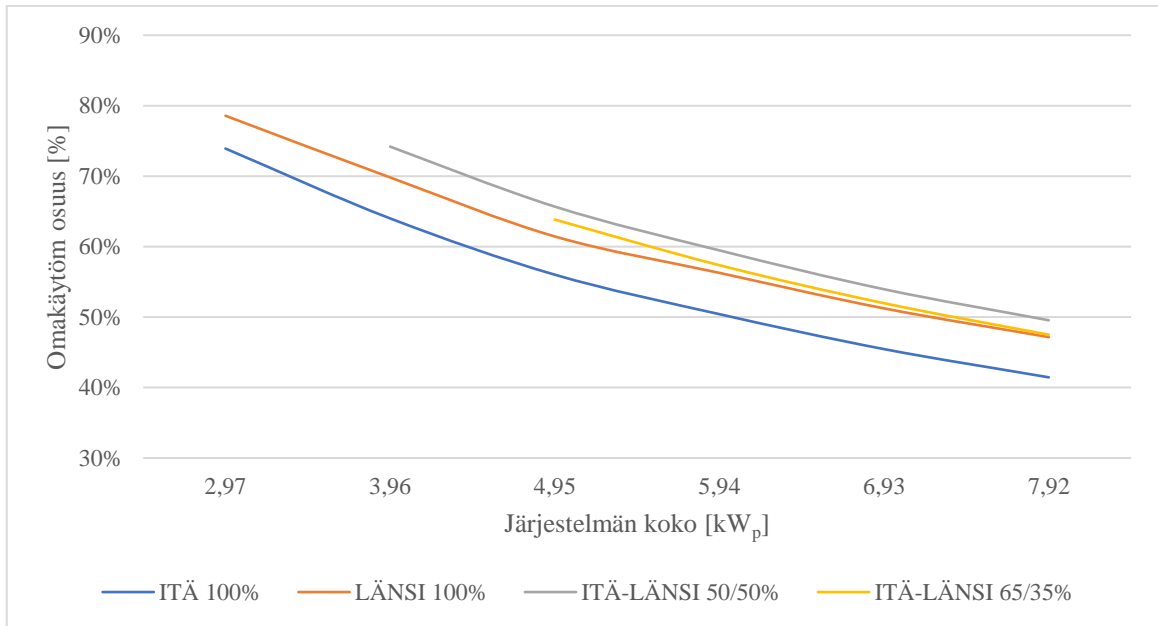
Ensimmäisen vuoden tuotannon jälkeen järjestelmän taloudellisuuteen vaikuttavat myös paneelien tehon vuotuinen lasku, sähkön hinnan muutokset sekä ylläpitokulut. Näiden vaikutus on hahmotettavissa sisäisen koron perusteella, joka eri järjestelmävaihtoehdoille on esitetty kuvassa 15



Kuva 15. Järjestelmän sisäinen korko

Sisäisen korkokannan menetelmällä eri järjestelmäkokoospanojen erot korostuvat selvästi. Paras sisäinen korkokanta saavutetaan 4,95 kW_p järjestelmällä, joko asemoimalla paneelit tasaisesti (50/50 %) eri lappeille, tai korostamalla itälapetta suhteessa länsilappeeseen (65/35 %). Näillä kokoonpanoilla investoinnille saavutetaan 0,62 % (50/50 %) ja 0,68 % (65/35 %) sisäinen korkokanta. Erot kokoonpanojen välillä ovat vähäiset, ja voivat tasoittua hyvinkin pienillä simulointiparametrien tai todellisen ympäristön muutoksilla. Itälappeelle asemoitu järjestelmä saavuttaa parhaimmillaan 0,29 % sisäisen korkokannan. On mahdollista, että ero kahden lappeen järjestelmään tasoittuu mahdollisesti kahta lapetta pienemmillä asennuskustannuksilla, joten valintaa on syytä harkita tarkempien, paikkakuntaakohtaisten hintatiedustelujen yhteydessä. Länsilappeelle asemoitava järjestelmä ei tämän tutkimuksen laskelmien mukaan ole millään kokoonpanolla taloudellisesti kannattava 20 vuoden käyttöhorisontissa.

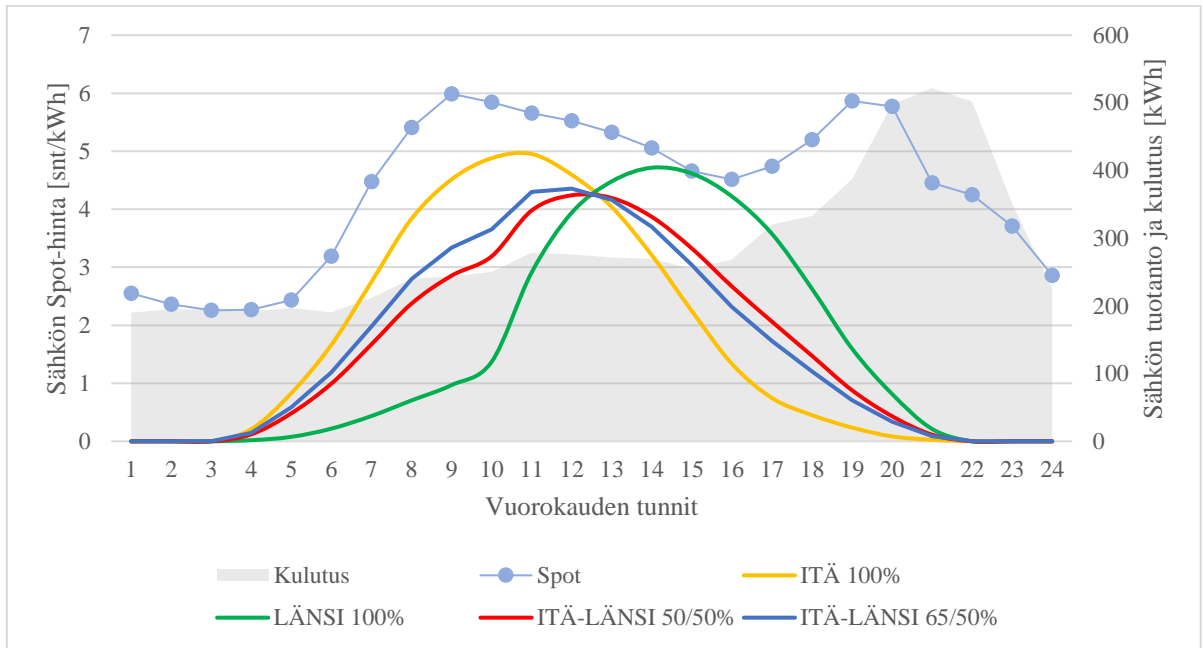
Erot järjestelmien välillä johtuvat tuotannon ja sähkönkulutusprofiilin kohtaamisesta. Järjestelmien suhdetta sähkönkulutukseen yleisellä tasolla voidaan tarkastella omakäytön osuudella, joka eri kokoonpanoille on esitetty kuvassa 16.



Kuva 16. Järjestelmien omakäytön osuus

Omakäytön osuus pienenee tasaisesti järjestelmäkoon kasvaessa. Järjestelmäkokojen kasvaessa itä-länsilapelle tasaisesti asennettavalla järjestelmällä tuotetusta sähköstä saadaan suurin hyöty talon omassa sähkönkulutuksessa. Korkein omakäytön osuus, 78 %, saavutetaan länsilapteen 2,97 kW_p järjestelmällä. Tästä huolimatta järjestelmä ei ole kokonaistaloudellisesti kannattavin vaihtoehto. Parhaan sisäisen korkokannan saavuttavien, itä-länsilapelle asennettavien, 4,95 kW_p järjestelmien omakäytön osuudet ovat 65 % (50/50 %) ja 64 % (65/35 %), joten näiden järjestelmien vuosituotannosta myyntiin ohjautuu 35–36 %.

Omakäytön osuutta suurempi merkitys järjestelmävalinnan kannattavuudelle on investoinnin kustannusrakenteella sekä isompien järjestelmien ylituotannosta saatavalla sähkön markkinahinnalla. Sähköntuotannon, kulutuksen sekä sähkön Spot-hintojen jakautumista eri vuorokauden aikoihin maaliskuu-lokakuussa on hahmoteltu kuvassa 17.



Kuva 17. Sähkön Spot-hintojen, sähkökulutuksen sekä 4,95 kW_p aurinkosähköjärjestelmien tuotannon jakaantuminen.

Kuvasta 17 on selvästi havaittavissa syyt itä- ja länsilappeelle suunniteltujen järjestelmien kannattavuuden eroissa. Itälappen järjestelmän ylituotanto ajoittuu rinnakkain korkean sähkön hinnan kanssa, kun länsilappen ylituotannosta maksettava korvaus on selvästi heikompi. Länsilappeella aamupäivän tuotannosta myös osa leikkautuu pois katon muodon aiheuttaman varjostuksen vuoksi. Itä-länsilappen järjestelmillä omakäytön osuus on suurin, jolloin voimalan tuotannosta valtaosa korvaa kallista verkkosähköä. Erot itä- ja länsilapetta eri tavoin painottavien järjestelmien välillä ovat pienet. Kuvasta 17 on pääteltävissä myös mahdollisen akkuinvestoinnin potentiaali, sillä kokoonpanot eivät kykene tuottamaan sähköä lainkaan sekä kulutuksen että sähkön hinnan kallistuessa iltaa kohti. Tässä tapauksessa mitoitettavan voimalan tulisi olla selvästi tehokkaampi.

5.1.1 Invertterin alimitoittaminen

Itä- tai länsilappeelle, tai itä- ja länsilappeelle asennettavien järjestelmien todellinen tuotantoteho on selvästi paneelien nimellisteho alhaisempi. Nimellistehon mukaan mitoitettua

invertteristä on haittaa erityisesti pienillä kuormilla, jolloin invertterin hyötysuhde on pienitehoisempaa heikompi (Väisänen et. al. 2019). Erityisesti kahdelle lappelte suunniteltu järjestelmä hyötyy invertterin alimitoittamisesta, sillä auringon säteily jakautuu eri lappeille vuorokauden ajan mukaan. Molempien lappeiden paneelit toimivat erillisinä kokonaisuuksina, jolloin pienitehoisen invertterin avulla molempien paneelienttien tuotanto saadaan hyödynnettyä tehokkaammin. Tässä tutkimuksessa mallinnettujen järjestelmien toiminta-arvot erikokoisilla inverttereillä on esitetty taulukossa 9.

Taulukko 9. Järjestelmän tuotto ja sisäinen korko erilaisilla inverttereillä

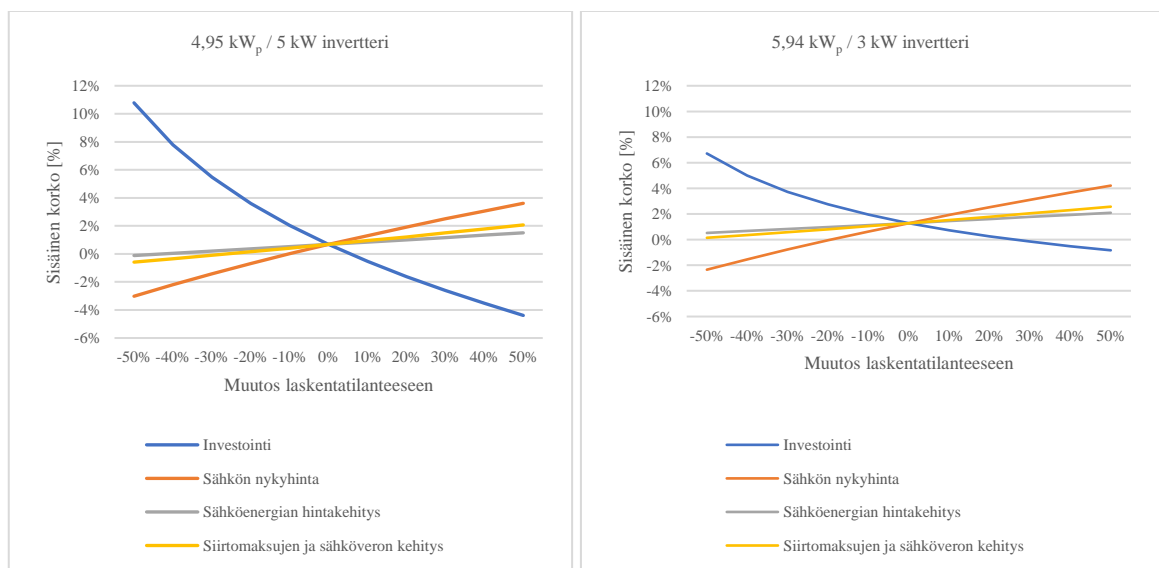
Paneliteho [kW _p]	Invertterin teho [kW]	Mitoituskerroin	1. vuoden tuotanto [kWh]	Tuottoero täysmitoitukseen [kWh]	Sisäinen korko
4,95	5,0	0,99	3467,6	0	0,68 %
4,95	4,0	1,24	3475,2	7,7	0,89 %
4,95	3,0	1,65	3463,3	-4,3	1,18 %
5,94	6,0	0,99	4174,6	0	0,49 %
5,94	4,0	1,49	4182,3	7,7	1,15 %
5,94	3,0	1,98	4094,9	-79,7	1,29 %
6,93	7,0	0,99	4871,0	0,0	-0,02 %
6,93	5,0	1,39	4906,9	35,9	1,13 %
6,93	4,0	1,73	4874,6	3,6	1,24 %
7,92	8,0	0,99	5558,5	0	-0,40 %
7,92	6,0	1,32	5626,4	67,8	0,83 %
7,92	5,0	1,58	5616,3	57,7	1,19 %
7,92	4,0	1,98	5507,2	-51,4	1,20 %

Taulukon 9 tuloksista voi havaita, että jokaisen kokoluokan järjestelmän vuosituo-
tanta kasvaa invertterin lievällä (1,24–1,58x) alimitoittamisella. Tämä johtuu erityisesti nimelliste-
holtaan pienemmän länsilappeen paneelisarjan tehokkaammasta hyödyntämisestä. Invertte-
ritehon puolittuminen leikkaa 5,94 kW_p järjestelmän tuotannosta n. 1,9 %, mutta edullisempi
invertteri nostaa investoinnin sisäistä korkoa peräti 0,8 %-yksikköä. 7,92 kW_p järjestelmässä
tuotannosta leikataan ainoastaan n. 0,9 % sisäisen koron parantuessa peräti 1,6 %-yksikköä.
Kaikkien kokoluokkien investointien kannattavuus paranee merkittävästi invertteritehon
pienentämisellä. Näin ollen jokaisesta järjestelmäkoosta on löydettävissä sopiva koko-
naisuus riippuen investoinnin tavoitteesta ja käytettävissä olevasta rahamäärästä.

Tuloksia voi tulkita myös käänteisesti: mikäli järjestelmä päätetään mitoittaa täysitehoisella invertterillä, on tulevaisuudessa paneelien lisääminen samalle invertterille tehokas ja edullinen tapa lisätä kiinteistön omaa sähköntuotantoa. Näin ollen, järjestelmän rakentaminen voidaan aloittaa alhaisemman nimellistehon järjestelmällä. Järjestelmää voidaan turvallisesti laajentaa esimerkiksi sähkönkulutusprofiilin muutosten vuoksi.

5.1.2 Herkkyystarkastelu

Aurinkosähköinvestoinnin riskejä tarkastellaan herkkyysanalyysillä, jolla voidaan testata laskennassa käytettävien muuttujien vaikutusta sisäiseen korkokantaan. Kuvassa 18 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi parhaat sisäiset korot saavuttaneiden (65/35 %) itä-länsisuuntaisille, 4,96 kW_p täysimitoitetulla invertterillä varustetulle, sekä 5,94 kW_p alimitoitetulla invertterillä (1,98x) varustetuille, aurinkosähköjärjestelmille.



Kuva 18. Yhden muuttujan herkkyysanalyysi 4,96 kW_p täysimitoitettun invertterin sekä 5,94 kW_p alimitoitettun invertterin (1,98x) voimalalle.

Suurin merkitys molempien järjestelmien kannattavuudelle on investoinnin suuruudella. Investoinnin merkitys korostuu täysimitoitettun invertterin voimalassa, erityisesti

investointikustannusten laskiessa suhteessa laskentatilanteeseen. Investointikustannusten laskiessa investoinnin sisäinen korkokanta kohoaa lähes eksponentiaalisesti. Havainto kannustaa aurinkosähköljärjestelmän kustannustehokkaaseen suunnitteluun. Täysmitoitettun invertterin järjestelmässä investointikustannukset voivat kasvaa 5 % ennen järjestelmähankinnan muuttumista taloudellisesti kannattamattomaksi. Alimitoitettun invertterin järjestelmässä vastaava luku on 25 %, eli investoinnin merkitys pienenee tässä vaiheessa.

Sähkön hintarakenteessa merkittävin muuttuja järjestelmän taloudellisuudelle on sähkön nykyhinnalla, joka täysmitoitettun invertterin voimalassa voi muuttua -10 % ennen järjestelmähankinnan muuttumista taloudellisesti kannattamattomaksi. Alimitoitettun invertterin voimalassa vastaava luku on -20 %. Sähköenergian, sähkönsiirtohintojen ja sähköveron kehitys on molemmista järjestelmissä samankaltainen. Täysmitoitettun invertterin järjestelmässä sähköenergian kehitys voi muuttua -45 %, ja alimitoitettun invertterin järjestelmässä -18 %, investoinnin muuttuessa kannattamattomaksi. Sähkön siirtohintojen sekä verojen lukemat ovat -25 % ja -12 %. Sähköenergian hintamuutosten erot järjestelmien välillä johtuvat järjestelmien lähtökohtaisesta kannattavuuserosta. Alimitoitettun invertterin hankintahinta on luonnollisesti täysmitoitettua pienempi, mikä laskee investointikustannuksia.

5.2 Tarjousjärjestelmät

Tutkimuksessa saatiin hyväksyttävät tarjoukset seitsemältä yritykseltä. Tarjousten sisältämien voimaloiden kustannukset ja nimellistehot on eritelty taulukossa 10.

Taulukko 10. Tarjousten mukaisten aurinkosähköjärjestelmien kustannukset ja teho

Yritys	Voimalan nimellisteho [kW _p]	Kokonais-hinta [€]	Työn osuus [€]	Työn osuus [%]	Nimellishinta [€/kW _p]	Poikkeama keskihinnasta [%]
Yritys 1	5,68	7300	4125	56,5 %	1285	-17,8 %
Yritys 2	5,04	6862	2900	42,3 %	1362	-13,0 %
Yritys 3	5,58	8560	4016	46,9 %	1534	-1,9 %
Yritys 4	4,14	6400	2560	40,0 %	1546	-1,2 %
Yritys 5	3,84	6290	2516	40,0 %	1638	4,7 %
Yritys 6	4,48	7900	3849	48,7 %	1763	12,7 %
Yritys 7	3,42	6290	2108	33,5 %	1839	17,6 %
Keskiarvo	4,54	7000	3079	43,5 %	1564	
Referenssi	4,54	6694	2088	31,2 %	1475	

Taulukon 10 tarjoukset on järjestetty aurinkosähköjärjestelmän nimellishinnan [€/kW_p] mukaisesti. Alimpana olevan referenssijärjestelmän hintataso on laskettu kappaleessa 3.1.1 esitetyn hinnoittelumallin mukaisesti, ja vastaa siten työn ja materiaalien hankintakustannuksia erillisinä kokonaisuuksina. Tarjousten keskimääräinen nimellishinta on 1564 €/kW_p, mikä on 6,1 % referenssihintaa ja 13,8 % vuoden 2021 keskimääräistä tarjoushintaa, 1374 €/kW_p, korkeampi (kappale 3.1). Hintatasojen eroon voivat vaikuttaa useat tekijät, kuten kohteen sijainti, tarjoushinnoista poikkeava katemateriaali sekä mahdollisen kahden lappeen asennuksen aiheuttama lisätyö. Edullisimmilta järjestelmätoimittajilta ei saatu tarjouksia lainkaan, mikä kertonee aurinkosähköjärjestelmien kysynnän kasvusta.

Tarjousten välinen hintavaihtelu on huomattavaa, ja korkein tarjous on nimellishinnaltaan peräti 43 % edullisinta tarjousta korkeampi. Ainoastaan yritykset 1 ja 2 hinnoittelevat järjestelmänsä referenssihinnan alapuolelle. Hintavaihtelu johtunee osittain yritysten mitoituskriteereistä: kalleimman tarjouksen järjestelmäkoko on 60 % edullisinta tarjousta pienempi. Nimellishinnat laskevat lähes lineaarisesti järjestelmäkoon kasvaessa, minkä vuoksi suurempien järjestelmäkokonaisuuksien hintataso näyttää vertailussa pieniä järjestelmiä houkuttelevammalta, poikkeuksena hinnoittelumalleiltaan muista poikkeavat yritysten 3 ja 6 tarjoukset.

Tarjouksissa myös työn osuus on referenssijärjestelmää korkeampi. Erot työn osuudesta tarjousten välillä kertovat yritysten erilaisista urakkahinnoittelumalleista. Nostamalla työn

osuutta urakkatarjouksessa, yritys voi parantaa tarjouksen houkuttelevuutta kotitalousvähennyksen vedoten, ja siirtää osan katetavoitteesta kotitalousvähennyksin korvattavaksi. Tarjoushinnat kotitalousvähennysten jälkeen on esitetty taulukossa 11.

Taulukko 11. Tarjousten mukaisten aurinkosähköjärjestelmien kustannukset ja teho

Yritys	Voimalan nimellisteho [kW _p]	Kokonais- hinta [€]	Kotitalousvähennetty hinta [€]	Kokonaishinnan muutos [%]	Nimellishinta vähennysten jälkeen [€/kW _p]	Poikkeama keskihinnasta [%]
Yritys 1	5,68	7300	5750	-21 %	1012	-21,69 %
Yritys 2	5,04	6862	5802	-15 %	1151	-10,94 %
Yritys 3	5,58	8560	7054	-18 %	1264	-2,21 %
Yritys 4	4,14	6400	5476	-14 %	1323	2,33 %
Yritys 5	3,84	6290	5384	-14 %	1402	8,46 %
Yritys 6	4,48	7900	6460	-18 %	1442	11,56 %
Yritys 7	3,42	6290	5547	-12 %	1622	25,47 %
Keskiarvo	4,54	7000	5869	-16 %	1293	
Referenssi	4,54	6694	6141	-8 %	1353	

Kotitalousvähennys laskee tarjousten keskimääräisen nimellishinnan referenssihinnan alapuolelle, ja muuttaa tarjousten välistä vertailuasetelmaa korostaen edullisimman ja kalleimman tarjouksen välistä hintaeroa entisestään. Tarjoushinnat laskevat kotitalousvähennyksen myötä keskimäärin 16 %, kun referenssijärjestelmällä lasku on vain 8 %. Erillisinä osakokonaisuuksina hankittava järjestelmä sisältää yritysten voittomarginaalit kaikissa hankinnan vaiheissa, minkä vuoksi myös laitteiston hankintahinta korostuu työn osuuden kustannuksella.

Yrityksen 1 tarjouksessa työn osuus on selvästi suurin, 56,5 %, minkä seurauksena aurinkovoimalan kotitalousvähennetty hinta laskee lähelle tarjoushintojen keskiarvoa, 5869 €. Tarjouksen hintataso on kotitalousvähennysten jälkeen lähes 25 % referenssihintaa edullisempi, ja tässä tapauksessa on vastaava, kuin laitteiston hinta erillistoimituksena ilman asennustyötä. Kotitalousvähennys on yksityistalouksille merkittävä investointituki, ja yrityksen kyky hyödyntää tukea tarjouksen tekemisessä sekä markkinoinnissa näyttää olevan keskeinen tarjouksen kilpailukykyyn vaikuttava tekijä.

5.2.1 Tarjousjärjestelmien mitoitus

Aurinkosähköjärjestelmiä myyvät ja asentava yritykset tarjoavat asiakkailleen vaihtelevan määrän tietoa valittavien järjestelmien mitoituksesta. Useimmiten tarjouksissa esitetään vähintään järjestelmän nimellisteho, aurinkopaneelien ja invertterin teho ja suoritusarvot, alustava suunnitelma järjestelmän rakenteesta sekä mahdollinen vuosituottoennuste. Tutkimukseen valittujen järjestelmien keskeiset mitoitus tiedot on eritelty taulukossa 12.

Taulukko 12. Aurinkosähköjärjestelmien kokoonpanot

Yritys	Voimalan nimellis- teho [kW _p]	Invertterin teho [kW]	Mitoitusker- roin	Paneelijako [itä-länsi]	Myyjän tuot- toennuste [kWh/vuosi]	Simuloitu
Yritys 1	5,68	5	1,14	8–8	4000	
Yritys 2	5,04	6	0,84	8–8	4400	
Yritys 3	5,58	5	1,12	7–11	4100	x
Yritys 4, itä-länsi	4,14	3,7	1,12	6–6	2941	x
Yritys 4, länsi	4,14	3,7	1,12	0–12	2876	x
Yritys 5	3,84	4,5	0,85	7–7	Ei ilmoitettu	
Yritys 6	4,48	4,5	1,00	6–6	Ei ilmoitettu	
Yritys 7	3,42	3	1,14	6–6	2900	

Aurinkosähköjärjestelmiä tarjoavat yritykset ovat tarjouspyyntöloMAKEISSAAN kiinnostuneita pääasiassa rakennuksen vuotuisesta sähkönkulutuksesta sekä lämmitysmuodosta. Tämän vuoksi on yllättävää, että tutkimuksen kohteena olevat tarjoukset ovat nimellistehoiltaan hyvin erilaisia. Yrityksillä ei ole yhtenäistä näkemystä kohteeseen optimaalisesti sopivasta järjestelmäkokoonpanosta, mikä asettaa haasteen tarjousten vertailtavuudelle kuluttajan näkökulmasta. Yritysten 2 ja 5 tarjouksissa myös invertterit ovat selvästi ylimitoitettuja, mikä kertoo yleisestä suunnitteluosaamisen puutteesta. Ylimitoitettu invertteri tarvitsee yleensä suuremman jännitteen käynnistyäkseen, minkä seurauksena vuorokauden ensimmäisten ja viimeisten valonsäteiden tuotantopotentiaali voi jäädä hyödyntämättä (Helen Oy 2020, 5).

Paneelien sijoittelun osalta tarjoukset ovat pääsääntöisesti yhteneväisiä. Seitsemän tarjousta sisältää itä-länsilapelle suunnitellun ja yksi tarjous pelkälle länsilapelle suunnitellun järjestelmän. Kuudessa itä-länsilapelle suunnitellussa järjestelmässä aurinkopaneelit on jaettu tasaisesti molemmille lappeille. Tätä perustellaan tuoton jakautumisella tasaisesti sekä aamu- että iltapäivän ajalle. Tässä suhteessa mitoitus on oikeasuuntainen, kuten kappaleen 5.1 analyysin perusteella voi päätellä. Yrityksen 3 itä-länsikokoonpanossa tuottoa pyrittiin siirtämään iltapäivälle, painottamalla länsilapetta paneelien sijoittelussa. Yritykset 3 ja 4 tarjosivat myös yksinkertaisen simulaation tuoton jakautumisesta, jolloin asiakkaalla on mahdollisuus verrata omaa sähkönkulutusprofiiliaan aurinkovoimalan tuotantoon. Aurinkovoimaloiden tuotantoa kuvattiin graafisessa muodossa, joten tarkka vertailu, esimerkiksi tunti-kohtaisen, sähkönkulutuksen kanssa ei ole mahdollista.

5.2.2 Järjestelmien simuloitut tuotot

Tarjousten mukaisten järjestelmien tuotanto simuloitiin referenssijärjestelmää vastaavilla parametreilla. Simuloinnin tuloksena saadut vuosituottoarviot on eritelty taulukossa 13.

Taulukko 13. Simuloinnin tulokset

Yritys	Voimalan nimellisteho [kW _p]	Invertterin teho [kW]	1. vuoden tuotto [kWh]	Tuotto / ni- mellisteho [kWh/kW _p]	Myyjän tuot- toennuste [kWh/vuosi]	Ennuste / si- mulointi [%]
Yritys 1	5,68	5	3802	669,4	4000	105,2 %
Yritys 2	5,04	6	3396	673,9	4400	129,6 %
Yritys 3	5,58	5	3836	687,4	4100	106,9 %
Yritys 4, itä-länsi	4,14	3,7	2854	689,4	2941	103,0 %
Yritys 4, länsi	4,14	3,7	2778	671,1	2876	103,5 %
Yritys 5	3,84	4,5	2516	655,1	-	
Yritys 6	4,48	4,5	2999	669,4	-	
Yritys 7	3,42	3	2294	670,9	2900	126,4 %

Tarjousjärjestelmien simuloitut 1. vuoden tuottoennusteet vaihtelevat välillä 2516–3832 kWh. Vuoden aikana saatavaa keskimääräisen tuotto seuraa melko tarkasti voimalan

nimellisteho. Tämän lisäksi keskeinen vaikutus tuotantoon on invertterin ja paneelien mitoitusuhteella, mikä näkyy esimerkiksi yrityksen 4 itä-länsilapejärjestelmän keskimääräistä paremmissa suoritusarvoissa. Lievästi alimitoitettu invertteri hyödyntää erityisesti kahden lappeen paneelistoa selvästi kilpailijoitaan tehokkaammin.

Yritys 4 tarjoaa asiakkaalleen myös varsin realistisen arvion järjestelmiensä vuosituotannosta: tuotantoennusteet poikkeavat tutkimuksessa simuloituista tuotoista ainoastaan 3–3,5 %. Lievästi optimistiset ennusteet johtunevat talvikuukausien tuottoeroista, sekä katteen muodon puutteellisesta mallintamisesta. Yritysten 1 ja 3 tuottoarviot ovat myös hyväksyttävällä tasolla, ja on yllättävää, että Yrityksen 1 arvio ei tarjouksen perusteella perustu simulointiin. Toisin sanoen, ennustetta ei tietoisesti pyritä nostamaan esimerkiksi myynninedistämistarkoituksessa. Sen sijaan yritysten 2 ja 7 tuotantoennusteet poikkeavat yli 25 % simuloinnin tuloksista, joten tässä suhteessa asiakas ei saa luotettavaa tietoa päätöksentekonsa tueksi.

5.2.3 Tuottoarviot suhteessa sähkönkulutukseen

Simuloinnin perusteella arvioidun tuntikohtaisen tuotannon ja sähkönsiirtoyhtiöltä saadun tuntikohtaisen sähkönkulutuksen perusteella lasketut tuotantolukemat on eritelty taulukossa 14.

Taulukko 14. Aurinkosähköjärjestelmien simuloitu tuotto suhteessa sähkönkulutukseen

Yritys	Voimalan nimellis- teho [kW _p]	Tuotto [kWh/vuosi]	Oma käyttö [kWh]	Myynti [kWh]	Omakäytön osuus [%]
Yritys 1	5,68	3802	2161	1477	61 %
Yritys 3	5,58	3836	2373	1462	62 %
Yritys 2	5,04	3396	2238	1159	66 %
Yritys 4, länsi	4,14	2778	1883	896	68 %
Yritys 6	4,48	2999	2105	894	70 %
Yritys 4, itä-länsi	4,14	2854	2059	795	72 %
Yritys 5	3,84	2516	1879	637	75 %
Yritys 7	3,42	2294	1815	479	79 %

Taulukossa 14 tarjoukset on järjestetty aurinkosähkön omakäytön osuuden mukaisesti. Omakäytön osuus seuraa pääasiassa voimalan nimellistehon suhdetta rakennuksen sähkönkulutukseen, kuten myös kappaleen 5.1 analyysin perusteella on havaittavissa. Yrityksen 4 länsilapelle suunniteltu aurinkojärjestelmä näyttää epäedullisemmalta suhteessa itä-länsilapelle jaettuun järjestelmään: vuorokauden ajalle tasaisesti jaetun itä-länsilapteen järjestelmän tuotanto kohtaa rakennuksen sähkönkulutusprofiilin paremmin. Tässä suhteessa myöskään yrityksen 3 länsilapetta painottava kahden lappeen järjestelmä ei onnistu mitoituksellisesti, vaikka tarjouksen laatijan pyrkimyksenä oli kasvattaa järjestelmän omakäytön osuutta. Vuosikulutukseen perustuva mitoittaminen perustuu tässä suhteessa lähinnä arvaukseen. Menetelmällä ei voi syrjäyttää tuntiperustaista vertailua, joka olisi toteutettavissa melko vaittomasti ja isoilta osin myös automatisoidusti.

5.2.4 Investointilaskelmat

Omassa käytössä hyödynnettävän ja myytävän sähkön euromääräiset tuotot on eritelty taulukossa 15.

Taulukko 15. Aurinkosähkøjärjestelmien simuloitu tuotto suhteessa sähkönkulutukseen

Yritys	Voimalan nimellisteho [kW _p]	Myynti [€/vuosi]	Säästö kulutuksessa [€/vuosi]	Kokonaistuotto [€/vuosi]
Yritys 1	5,68	77	284	361
Yritys 2	5,04	61	274	334
Yritys 3	5,58	75	290	365
Yritys 4, itä-länsi	4,14	42	252	294
Yritys 4, länsi	4,14	44	230	274
Yritys 5	3,84	33	229	262
Yritys 6	4,48	47	258	304
Yritys 7	3,42	25	223	248

Taulukon 15 lukemat kuvaavat ensimmäisen vuoden tuotannosta saatavia säästöjä. Toisesta vuodesta eteenpäin tuotantoa laskevat paneelien tuotannon heikentyminen, mutta samalla

säästöjä lisäävät sähkön hinnan oletettu kallistuminen. Myynti tarkoittaa verkkoon myydystä sähköstä saatua tuloa, oma käyttö tarkoittaa itse tuotetun sähkön kulutuksella saavutettua säästöä, ja kokonaissäästöihin kuuluvat sekä myynnillä että omalla käytöllä saavutetut säästöt suhteessa tilanteeseen ilman aurinkosähköinvestointia. Kokonaissäästö on verrattavissa vuosittaiseen tuottoon ja on siten keskeinen seikka laskiessa vuosittaisia nettotuottoja. Nettotuottojen mukaan 20 vuodelle lasketut sisäiset korot muiden keskeisten muuttujien, paneelien toimintaa, kuvaavien mittareiden ohella on eritelty taulukossa 16.

Taulukko 16. Sisäinen korko

Yritys	Voimalan nimellisteho [kW _p]	Omakäytön osuus [%]	Nimellishinta [€/kW _p]	Sisäinen korko [%]
Yritys 1	5,68	61 %	1012	2,75 %
Yritys 2	5,04	61 %	1151	1,71 %
Yritys 4, itä-länsi	4,1	72 %	1323	0,93 %
Yritys 3	5,58	62 %	1264	0,79 %
Yritys 4, länsi	4,1	68 %	1323	0,06 %
Yritys 5	3,84	75 %	1402	-0,38 %
Yritys 7	3,42	79 %	1622	-0,75 %
Yritys 6	4,48	70 %	1442	-1,30 %

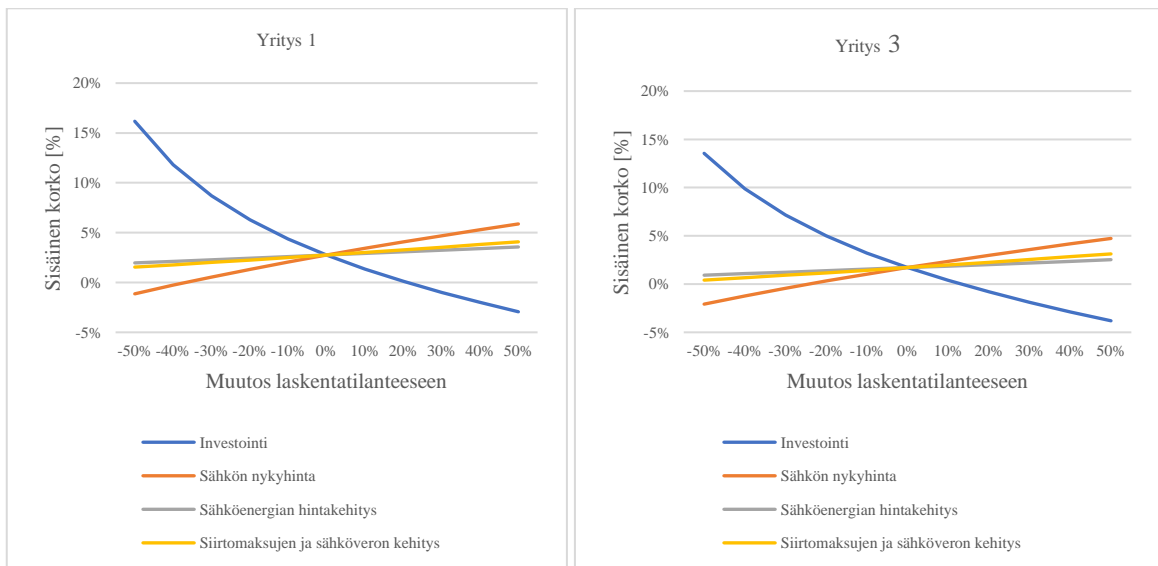
Tarkempien investointilaskelmien perusteella Yrityksen 1 tarjous on 20 käyttövuoden tarkastelujaksolla selvästi kannattavin 2,75 %:n sisäisellä korolla. Yritysten 5–7 tarjoukset eivät yllä 20 vuoden aikana positiiviseen sisäiseen korkoon. Näiden osalta investoinnit eivät välttämättä tule maksamaan itseään takaisin edes järjestelmän teknisen eliniän puitteissa. Todellisen korollisen takaisinmaksuajan laskeminen kuitenkin vaatii markkinakorkoanalyysiä, mihin tässä tutkimuksessa ei paneuduta.

Taulukossa 16 esiteltyjen tulosten perusteella on ilmeistä, että voimalan koon tai omakäytön osuudella ei voi yksin päätellä aurinkosähköinvestoinnin kannattavuutta, kuten myös kappaleessa 5.1 havaitaan. Nimellisteho tai mitoitusta kuvaava omakäytön osuus eivät näytä korreloivan merkittävästi sisäisen koron kanssa. Suurempi käänteinen korrelaatio (-0,91)

saavutetaan sisäisen koron ja kotitalousvähennetyin nimellishinnan välillä. Toisin sanoen, matalimman nimellishinnan omaava tarjous on melko todennäköisesti myös kannattavin, joskin korrelaation yleistettävyyteen ei tämän tutkimuksen otantakoolla ole mahdollista ottaa kantaa.

5.2.5 Herkkyystarkastelu

Herkkyystarkastelun kohteeksi kokonaistarjouksista valitaan Yritysten 1 ja 3 tarjoukset, jotka saavuttivat tutkimuksessa parhaan sisäisen korkokannan. Järjestelmien yhden muuttujan herkkyysanalyysi on esitetty kuvassa 20.



Kuva 19. Yhden muuttujan herkkyysanalyysi täysimitoitetulle Yrityksen 1 ja 3 tarjousten mukaisille aurinkosähköjärjestelmille.

Tarjousten herkkyys kannattavuuslaskennan eri muuttujille vastaa erillishankintana hankittavien järjestelmien herkkyyttä. Suurin merkitys molempien järjestelmien kannattavuudelle on investoinnin suuruudella. Yrityksen 1 tarjouksen investointikustannukset voivat kasvaa 20 % ennen järjestelmähankinnan muuttumista taloudellisesti kannattamattomaksi. Yrityksen 3 tarjouksessa vastaava luku on 13 %.

Myös kokonaistarjouksissa sähkön hintarakenteen merkittävin muuttuja järjestelmän taloudellisuudelle on sähkön nykyhintaa, joka Yrityksen 1 voimalassa voi muuttua -36 % ennen järjestelmähankinnan muuttumista taloudellisesti kannattamattomaksi. Yrityksen 3 voimalassa vastaava luku on -25 %. Sähköenergian, sähkönsiirtohintojen sekä sähköveron kasvuvauhdin muutokset eivät kummankaan tarjouksen skenaariolaskelmissa johda tarjousten kannattamattomuuteen.

6 Johtopäätökset

Tutkimuksessa pyrittiin kartoittamaan taloudellisesti kannattavimman aurinkosähköjärjestelmän rakenne ja hankintakanava Joensuussa sijaitsevaan nelihenkisen perheen omakotitaloon. Hankintakanaviksi tutkimukseen valittiin aurinkopaneelien hankinta osakokonaisuuksina, eli järjestelmäkomponenttien sekä työn ostaminen erikseen. Tämän lisäksi tutkimuksessa analysoitiin seitsemän yrityksen ”avaimet käteen” tarjoukset. Yksi yrityksistä tarjosi kahta erilaista kokoonpanoa, joten analysoitavia tarjouksia oli kokonaisuudessaan kahdeksan kappaletta.

Investoinnin taloudellista kannattavuutta, eli hinta-tuottosuhdetta, analysoitiin sisäisen koron menetelmällä 20 vuoden aikajänteellä. Sisäisen koron menetelmä soveltuu hyvin optimaalisen järjestelmäkoon valintaan myös siinä tilanteessa, kun alustava investointipäätös on jo tehty. Tutkimuksen viisi kannattavinta järjestelmää keskeisine tietoineen on esitetty taulukossa 17.

Taulukko 17. Kannattavuustarkastelun viisi parasta kokoonpanoa

	Kotitalousvähen- netty hinta [€]	Paneli- teho [kW _p]	Inverterin teho [kW]	Mitoitusker- roin	1. vuoden tuotanto [kWh]	1. vuoden tuotto [€]	Sisäinen korko [%]
Yritys 1	5750	5,68	5	1,14	3802,1	361	2,75 %
Yritys 2	5802	5,04	5	1,01	3396,0	334	1,71 %
Tutkimus	7300	5,94	3	1,98	4094,9	384	1,29 %
Tutkimus	8311	6,93	4	1,73	4874,6	435	1,24 %
Tutkimus	9223	7,92	4	1,98	5507,2	477	1,20 %

Tulosten perusteella aurinkosähköjärjestelmien voi todeta muuttuneen, ekologisuuden lisäksi, myös taloudellisesti järkeväksi investoinniksi. Keskeisenä syynä tähän ovat järjestelmien hintatason voimakas lasku viimeisen kymmenen vuoden aikana sekä sähkön hinnan jo

pitkään jatkunut nousutrendi. Sähkön hinnan nousulle ei ole odotettavissa muutosta tulevien vuosikymmenien aikana (TEM 2019), joten aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuden voi olettaa parantuvan entisestään.

Tutkittavina olevista kokoonpanoista yrityksen 1 tarjoama järjestelmä on omalla tasollaan, saavuttaen investoinnille peräti 2,75 %:n sisäisen koron. Yrityksen 2 tarjous on myös erittäin hyvä, joten investointipäätöksessä on syytä perehtyä huolellisesti tarjoukseen sekä asennustyöhön vaikuttaviin muihin seikkoihin, kuten yrityksen taloudelliseen tilanteeseen, referensseihin, laitteiston ja asennustyön takuuseen sekä tuotteiden tunnettuun laatuun. Tutkimusraportin kirjoittamisen hetkellä yksi tutkimuksessa mukana olleista yrityksistä on ajautunut konkurssiin, joten taloudellisen kestävyuden huomiointi investointipäätöstä tehtäessä on ensiarvoisen tärkeää.

Kokonaistoimitukseen verrattuna erillistoimituksena hankittava järjestelmä mahdollistaa suunnittelulle enemmän muokattavuutta ja optimointikeinoja. Hankinta voi olla järkevää, mikäli omakäytön osuutta on mahdollista kasvattaa muilla käytettävissä olevilla keinoilla, kuten esimerkiksi lämmitysjärjestelmän uusimisella tai päivittämisellä. Tässä yhteydessä huolellisen suunnittelun merkitys korostuu, ja tutkimuksessa tehdyt havainnot antavat syytä epäillä suunnitteluosaamisen laatua kokonaistarjouksia tarjoavissa yrityksissä. Itse hankittaessa komponentit on myös valittavissa siten, että järjestelmän laajentaminen tulevaisuudessa on vaivatonta.

Tutkittavan kohteen kohdalla sisäisen korko osoittaa, että parhaimpiin kokonaistarjouksiin verrattuna erillistoimituksina hankittavat järjestelmät saadaan vertailukelpoisiksi kokonaistarjouksien kanssa ainoastaan invertterin huomattavalla alimitoittamisella. Tässä suhteessa esimerkiksi järjestelmän laajentamisen mahdollisuudet ovat lopulta melko rajalliset, joten asiakkaan on luonnollisempaa valita huomattavasti taloudellisempi kokonaistarjous. Tällöin myös mahdolliset takuuasiat saadaan hoidettua yhden liikkeen kanssa. Asetelmaa voi muuttaa, mikäli asiakas voi tehdä paneelien asennukset tai järjestelmän suunnittelun itsenäisesti. Tällöin ainoastaan sähköasennukset tulee tehdä valtuutetun sähköliikkeen toimesta, ja työn

kustannukset putoavat merkittävästi. Itse asennetun järjestelmän analysoiminen ei kuitenkaan ollut tämän tutkimuksen kohteena, joten taloudellinen kannattavuus tulee tehdä tämänkaltaisessa hankinnassa erikseen.

Tutkimuksessa sisäistä korkoa käytettiin apuvälineenä etukäteen tehdyn investointipäätöksen tueksi. Kaikille asiakkaille investoinnin sisäinen korko ei tarkoita välttämättä investoinnin toteutumista; liian suurta alkupääomaa vaativa investointi voi muodostua esteeksi itsensä. Korkotason perusteella on kuitenkin mahdollista arvioida myös mahdollisen rahoitustarjouksen mielekkyyttä, mikäli käytössä ei ole välittömästi saatavia pääomia. Investointipäätökseen taloudellisten kriteerien ohella vaikuttavat toki myös ekologiset arvot. Tänä päivänä ekologiset arvot ovat aurinkosähköjärjestelmiin liittyviä investointipäätöksiä tehtäessä todennäköisesti hyvin merkittävässä roolissa. On vaikeaa löytää muita perusteita sille, miten investointilaskelmissa heikoiten pärjänneet yritykset saavat tuotteensa myytyä.

Tutkimuksessa ilmeni myös, että parhaan tarjouksen järjestelmä ei ole välttämättä sähköntuotannollisesti optimaalisin ratkaisu. Yrityksen 1 järjestelmän omakäytön osuus on ainoastaan 61 %, joten verkkoon myytävän sähkön osuus on suhteellisen suuri. Omakäytön optimoinnille ei teknistaloudellisen mitoituksen näkökulmasta voi esittää nyrkkisääntöjä, vaan kannattavuus on todennettava tapauskohtaisesti. Kannattavuuteen vaikuttavat järjestelmän nimellishinnan ohella sähköntuotannon sekä kulutuksen ajallinen jakautuminen. Nämä määrittävät säästettävän ja myytävän sähköenergian suuruuden eri vuoden- ja vuorokauden aikoina. Säästettävän ja myytävän sähköenergian taloudellista merkitystä määrittelee pörs-sisähkön hinta, joka voi vaihdella jopa vuorokauden sisällä useita kymmeniä prosentteja.

Tutkimuksen tulokset tarjoavat olennaista tietoa aurinkosähköhankintaa pohtivalle kuluttajalle, sillä tarjouskokoonten kannattavuudesta ei toistaiseksi ole saatavilla tutkimustietoa. Kannattavuuden ohella tutkimuksessa pyrittiin kehittämään myös simulointiparametrien valintaa vastaamaan suomalaisia oloja, ja parantamaan siten simulointitulosten laatua. Tämä tutkimus ei kuitenkaan mahdollista käytettyjen mallien riittävän tarkkaa testaamista. Suomesta puuttuu asennettujen järjestelmien pitkäaikaistuottoon perustuva simulointimallien ja -ohjelmistojen vertaileva tutkimus. Käytettävien ohjelmistojen ja mallien tarkkuus poikkeaa

toisistaan eri maantieteellisille alueille sovellettuna (Urraca et. al. 2018). Laadukkaalla tutkimuksella aurinkosähköjärjestelmien suunnittelijat saivat aluekohtaisesti koestettua tietoa parantaakseen mitoituslaatua. Tutkimuksen perusteella asennettavaksi valitun järjestelmän energian tuotto ja taloudellinen säästö tarjoavat tässä suhteessa mielenkiintoisen tutkimuksen kohteen tulevaisuudessa. Viime kädessä tutkimuksen laatua voidaan arvioida useiden vuosien toteutuneen energiantuotannon ja taloudellisen tuoton perusteella.

Lähteet

- Auvinen, K., Lovio, R., Jalas, M., Juntunen, J., Liuksiala, L., Nissilä, H. & Müller, J. 2016. Finsolar: Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa. [Raportti]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavilla: <https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/20264/isbn9789526067674.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- Axaopoulos, P. J., Fylladitakis, E. D. & Gkarakis K. 2014. Accuracy analysis of software for the estimation and planning of photovoltaic installations. *International Journal of Energy and Environmental Engineering* 5(1): 1-7.
- Bošnjaković M., Čikić A. & Zlatunić B. 2021. Cost-Benefit Analysis of Small-Scale Rooftop PV Systems: The Case of Dragotin, Croatia. *Applied Sciences* 11(19): 9318.
- BNEF. 2019. BloombergNEF PV Module Tier 1 List Methodology. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 11.5.2022]. Saatavilla: https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/4/2012/12/bnef_2012-12-03_PVModuleTiering.pdf.
- Caruna Espoo Oy. 2021. ”Verkkopalveluhinnasto Caruna Espoo Oy”. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavilla: https://images.caruna.fi/verkkopalveluhinnasto_caruna_espoo_oy_1.11.2021.pdf.
- Chiras D. 2019. *Solar Electricity Basics - Revised and Updated 2nd Edition: Powering Your Home Or Office with Solar Energy*. Gabriola Island: New Society Publishers.
- DGS. 2010. *Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects, and Engineers*. Kolmas painos. Lontoo. Earthscan.
- Ekici, S. & Kopru, M. 2017. Investigation of PV System Cable Losses. *International Journal of Renewable Energy Research-IJRES*. 7. 807–815.
- Energiateollisuus ry. 2019. Pientuotannon yleistietolomake verkonhaltijoiden käyttöön. [Verkkojulkaisu]. [Päivitetty 9.6.2021]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://energia.fi/uutishuone/materiaalipankki/pientuotannon_yleistietolomake_verkonhaltijoiden_kayttoon.html.

Energiavirasto. 2021a. Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti kasvoi 45 prosenttia vuonna 2020 - pientuotantoa lähes 300 megawattia. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-kasvoi-45-prosenttia-vuonna-2020-pientuotantoa-lahes-300-megawattia>.

Energiavirasto. 2021b. *Sähkön Hintatilastot*. [Verkkoarkisto]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>.

Fraunhofer ISE. 2022. Photovoltaics Report. [Verkkoraportti]. [Viitattu: 11.5.2022]. Saatavilla: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.

González-Peña, D., García-Ruiz, I., Díez-Mediavilla, M., Dieste-Velasco, M. & Alonso-Tristán, C. 2021. Photovoltaic Prediction Software: Evaluation with Real Data from Northern Spain. *Applied Sciences* 11(11): 5025.

Hay, J. E. & Davies, J. A. 1980. Calculation of the Solar Radiation Incident on an Inclined Surface. Proceedings of the 1st Canadian Solar Radiation Data Workshop. Toronto, Canada.

Helen Oy. 2020. Aurinkopaneelien hankintaopas. Kaikki mitä sinun tulee tietää ennen aurinkopaneelien hankintaa kotiisi. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavilla: https://www.helen.fi/globalassets/aurinko/aurinkopaneeleiden_hankintaopas.pdf.

Helen Oy. 2022. Helen Oy. 2022. Virtuaaliakulla Varastoit Aurinkosähköä. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavilla: <https://www.helen.fi/aurinkopaneelit/sahko-varastointi/virtuaaliakku>.

Hofmann, M., Riechelmann, S., Crisosto, C., Mubarak, R. & Seckmeyer, G. 2014. Improved Synthesis of Global Irradiance with One-Minute Resolution for PV System Simulations. *International Journal of Photoenergy* 2014: 1–10.

Hoffman, M. & Seckmeyer, G. 2017. A New Model for Estimating the Diffuse Fraction of Solar Irradiance for Photovoltaic System Simulations. *Energies*. 10.2: 248–269. Saatavilla: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/2/248>.

IEA PVPS. 2020. National Survey Report of PV Power Applications in FINLAND. [Verkkoraportti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/09/NSR_Finland_2019.pdf.

- IEA PVPS. 2021. Trends in Photovoltaic Applications 2021. [Verkkoraportti]. [Viitattu: 11.5.2022]. Saatavilla: https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-in-pv-applications-2021/.
- IRENA. 2021. Renewable power generation costs 2020. [Verkkoraportti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_Power_Generation_Costs_2020.pdf.
- Jenkins, N. & Thornycroft, J. 2018. Grid Connection of Photovoltaic Systems: Technical and Regulatory Issues. Teoksessa K, Soteris. 2018. *Mcevoy's handbook of photovoltaics: fundamentals and applications* (847-876). Kolmas painos. Lontoo: Academic Press.
- Juuti, P. 2021. Aurinkopaneelien halpeneminen jatkuikin, mutta hintaerot ovat hurjat avaimet käteen -paketeissa – keräsimme vinkit tarjousviidakkoon. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://yle.fi/uutiset/3-11817758>.
- Jyrkkiö, E. & Riistama, V. 1997. *Laskentatoimi päätöksenteon apuna*. Porvoo: WSOY.
- Käpylehto, J. 2016. *Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen*. Helsinki: Into.
- Knuutinen, J., Böök, H., Ruuskanen, V., Kosonen, A., Immonen, P. & Ahola, J. 2021. Ground source heat pump control methods for solar photovoltaic-assisted domestic hot water heating. *Renewable Energy* 177: 732-742.
- Kosonen, A. & Keskiisaari, A. 2020. Zero-energy log house – Future concept for an energy efficient building in the Nordic conditions. *Energy and Buildings* 228: 110449.
- Lassila, J., Tikka, V., Haapaniemi, J., Child, M., Breyer, C. & Partanen, J. 2016. Nationwide photovoltaic hosting capacity in the Finnish electricity distribution system. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: http://www.neocarbonenergy.fi/wp-content/uploads/2016/02/08_Lassila.pdf.
- Limem, F. & Sezen, S. 2021. Comparative Analysis of Different Photovoltaic Simulation Software: Case Study on Analyzing the Performance of a 5,1 kWp Grid Connected Photovoltaic System. *European Journal of Science and Technology*. (32): 816-826.
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D. & Palm, J. 2015. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy* 142: 80–94.

Marion, B. Schaefer, R. Caine, H. & Sanchez, G. 2013. Measured and Modeled Photovoltaic System Energy Losses from Snow for Colorado and Wisconsin Locations. *Solar energy* (97): 112–121.

Meteotest AG 2022a. Features. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://meteonorm.com/en/meteonorm-features>.

Meteotest AG 2020b. Meteorological parameters. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 12.15.2022]. Saatavilla: <https://meteonorm.com/en/meteonorm-parameter>.

Motiva Oy. 2020a. Pohjakulutukseen perustuva mitoitus. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 11.5.2021]. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus/mitoitusmenetelmia/pohjakulutukseen_perustuva_mitoitus.

Motiva Oy. 2020b. Aurinkolämpösanasto. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkolampo/aurinkolamposanasto.

Motiva Oy. 2021a. Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma.

Motiva Oy. 2021b. Sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän mitoitus. [Verkkajulkaisu]. [viitattu 12.5.2022]. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus.

Motiva Oy. 2022a. Aurinkosähköjärjestelmien hinta. [Verkkajulkaisu]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta.

Motiva Oy. 2022b. Aurinkosähköä kotiin – tarjoukset sinun alueellasi. [Verkkosivu]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://aurinkosahkoakotiin.fi/tarjoukset/>.

Neilimo, K., & Uusi-Rauva, E. 2012. *Johdon laskentatoimi*. 11. painos. Helsinki: Edita.

Nord Pool AS. 2022. Historical Market Data. [Verkkoarkisto]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://www.nordpoolgroup.com/en/historical-market-data/>.

Ozcan, H. G., Gunerhan, H., Yildirim, N. & Hepbasli, A. 2019. A comprehensive evaluation of PV electricity production methods and life cycle energy-cost assessment of a particular system. *Journal of Cleaner Production* 238: 117883.

Puranen, P., Kosonen, A. & Ahola, J. 2021a. Technical feasibility evaluation of a solar PV based off-grid domestic energy system with battery and hydrogen energy storage in northern climates. *Solar Energy* 213: 246-259.

Puranen, P., Kosonen, A. & Ahola, J. 2021b. Techno-economic viability of energy storage concepts combined with a residential solar photovoltaic system: A case study from Finland. *Applied Energy* 298: 117199.

Purotokka Oy. 2022. Aurinkovirta.fi. Aurinkovirta-aurinkosähköä vuodesta 2013. [Verkkosivu]. [Viitattu 13.5.2022]. Saatavilla: <https://www.aurinkovirta.fi/>.

Ram, M., Bogdanov, D., Breyer, C., Keiner, D. & Barbosa, L. D. S. N. S. 2019. Cost optimal self-consumption of PV prosumers with stationary batteries, heat pumps, thermal energy storage and electric vehicles across the world up to 2050. *Solar energy* (185): 406–423.

Rasol Oy. 2020. Miksi aurinkoenergia? [Verkköjulkaisu]. [Viitattu 12.5.2022] Saatavilla: <https://www.rasol.fi/yleistae>.

Rekioua, D. & Matagne, E. 2012. Optimization of Photovoltaic Power Systems Modelization, Simulation and Control. London: Springer London. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://link-springer-com.ezproxy.cc.lut.fi/book/10.1007/978-1-4471-2403-0>.

Ross, J. A. & Kalogirou, S. A. 2018. System electronics. Teoksessa K, Soteris. 2018. *Mcevoy's handbook of photovoltaics: fundamentals and applications* (764-788). Kolmas painos. Lontoo: Academic Press.

Sallinen, T. 2017. Aurinkosähköinvertterin mitoituksen teknistaloudellinen optimointi Etelä-Savon aurinkosäteilyolosuhteissa. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan laitos. Diplomityö.

Sartori, I., Napolitano, A. & Voss, K. 2011. Net zero energy buildings: A consistent definition framework. *Energy and Buildings* 48: 220-232.

Severin-Ryberg, D. & Freeman, J. 2017. Integration, Validation, and Application of a PV Snow Coverage Model in SAM. National Renewable Energy Laboratory. [Raportti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68705.pdf>

Šimić, Z., Topić, D., Crnogorac, I. ja Knežević, G. 2021. Method for Sizing of a PV System for Family Home Using Economic Indicators. *Energies* (Basel) 14(15): 4529.

Simola, A., Kosola, A., Ahonen, T., Ahola, T., Korhonen, M. & Hannula, T. 2018. Optimal Dimensioning of a Solar PV Plant with Measured Electrical Load Curves in Finland. *Solar energy* 170: 113–123.

Stapleton, G. & Susan, N. 2012. *Grid-Connected Solar Electric Systems: The Earthscan Expert Handbook for Planning, Design and Installation*. Lontoo: Earthscan, 2012.

Tahkokorpi, M. (toim.) 2016. *Aurinkoenergia Suomessa*. Helsinki: Into Kustannus.

TEM. 2019. Sähköntuotannon Skenaariolaskelmat Vuoteen 2050. [Selvitys]. [Viitattu 12.5.2022] Saatavilla: <https://tem.fi/documents/1410877/2132100/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019/8d83651e-9f66-07e5-4755-a2cb70585262/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93selvitys+22.2.2019.pdf>.

Theristis, M., Venizelou V., Makrides, G. & Georghiou, G. E. 2018 Energy Yield in Photovoltaic Systems. Teoksessa K. Soteris (toim.). 2018. *Mcevoy's Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications* (s. 971–713). Kolmas painos. Lontoo: Academic Press.

Valentin Software. 2013a. PV*Sol Expert. Version 6.0. Design and simulation of photovoltaic systems. Manual. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://www.valentin-software.com/wp-content/uploads/legacy-downloads/handbuecher/en/manual-pvsol-en.pdf>.

Valentin Software. 2013b. PV*Sol Advanced. Version 6.0. Design and simulation of photovoltaic systems. Manual. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla:

<https://www.valentin-software.com/wp-content/uploads/legacy-downloads/handbuecher/en/manual-pvsol-en.pdf>.

Valentin Software. 2022. PV*Sol Help. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 12.5.2022]. Saatavilla: <https://help.valentin-software.com/pvsol/en/>.

Verohallinto. 2022. Kotitalousvähennys. [Verkkojulkaisu]. [Viitattu 12.5.2021]. Saatavilla: <https://www.vero.fi/henkiloasiakkaat/verokortti-ja-veroilmoitus/tulot-ja-vahennykset/kotitalousvahennys/>.

Väisänen, J., Kosonen, A., Ahola, J., Sallinen, T. & Hannula, T. 2019. Optimal sizing ratio of a solar PV inverter for minimizing the levelized cost of electricity in Finnish irradiation conditions. *Solar Energy* (185): 350–362.

Väre Oy. 2020. Ekologista energiaa ja ilmastoteko. [Verkkojulkaisu]. [Viitattu: 12.5.2022]. Saatavilla: <https://vare.fi/aurinkopaneelit/miksi-hankkia-aurinkopaneelit/>.

Whittaker, C. M., Townsend, T. U., Razon, A., Hudson, R. M. & Vallvé, Z. 2011. PV Systems. Teoksessa A. Luque & S. Hegedus, S. (toim.). 2011. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (s. 841-895). Toinen painos. Chichester, West Sussex, U.K: Wiley.

Urraca, R., Huld, T., Lindfors, A. V., Riihelä, A., Martinez-de-Pison, F. J. & Garcia, A. S. 2018. Quantifying the Amplified Bias of PV System Simulations Due to Uncertainties in Solar Radiation Estimates. *Solar energy* (176): 663–677.

Liite 1. Erillistoimituksena hankittavien järjestelmien kustannusrakenne

Wp 2970	Osuus		
	€/Wp	€	%
Paneeli	0,47	1381	28,2 %
Invertteri	0,43	1290	26,4 %
Asennusteline	0,16	475	9,7 %
Muut tarvikkeet	0,03	89	1,8 %
Rahti	0,05	149	3,0 %
Suunnittelu	0,15	439	9,0 %
Työ	0,36	1069	21,9 %
Yht.	1,65	4892	100,00 %

Wp 3960	Osuus		
	€/Wp	€	%
Paneeli	0,47	1841	30,5 %
Invertteri	0,35	1390	23,0 %
Asennusteline	0,16	634	10,5 %
Muut tarvikkeet	0,03	119	2,0 %
Rahti	0,05	198	3,3 %
Suunnittelu	0,11	439	7,3 %
Työ	0,36	1426	23,6 %
Yht.	1,53	6046	100,00 %

Wp 4950	Osuus		
	€/Wp	€	%
Paneeli	0,47	2302	32,1 %
Invertteri	0,29	1450	20,2 %
Asennusteline	0,16	792	11,1 %
Muut tarvikkeet	0,03	149	2,1 %
Rahti	0,05	248	3,5 %
Suunnittelu	0,09	439	6,1 %
Työ	0,36	1782	24,9 %
Yht.	1,45	7161	100,00 %

Wp 5940	Osuus		
	€/Wp	€	%
Paneeli	0,47	2762	32,9 %
Invertteri	0,27	1632	19,4 %
Asennusteline	0,16	950	11,3 %
Muut tarvikkeet	0,03	178	2,1 %
Rahti	0,05	297	3,5 %
Suunnittelu	0,07	439	5,2 %
Työ	0,36	2138	25,5 %
Yht.	1,41	8397	100,00 %

Wp 6930	€/Wp	€	Osuus %
Paneeli	0,47	3222	33,0 %
Invertteri	0,28	1939	19,9 %
Asennusteline	0,16	1109	11,4 %
Muut tarvikkeet	0,03	208	2,1 %
Rahti	0,05	347	3,6 %
Suunnittelu	0,06	439	4,5 %
Työ	0,36	2495	25,6 %
Yht.	1,41	9758	100,00 %

Wp 7920	€/Wp	€	Osuus %
Paneeli	0,47	3683	33,3 %
Invertteri	0,28	2199	19,9 %
Asennusteline	0,16	1267	11,4 %
Muut tarvikkeet	0,03	238	2,1 %
Rahti	0,05	396	3,6 %
Suunnittelu	0,06	439	4,0 %
Työ	0,36	2851	25,7 %
Yht.	1,40	11073	100,00 %

Liite 2. Ilmastomallin tiedot

Joensuu

Location name

62.667

Latitude [°N]

29.633

Longitude [°E]

29290

WMO

117

Altitude [m a.s.l.]

II, 2

Climate region

Standard

Radiation model

Standard

Temperature model

Perez

Tilt radiation model

2000–2019

Temperature period

Contemporary

Radiation period

Additional information

Uncertainty of yearly values: Gh = 8%, Bn = 15%, Ta = 0,3 °C

Trend of Gh / decade: -

Variability of Gh / year: 5,4%

Radiation interpolation locations: Jyväskylä/Luonetjärvi (1991-2010, 205 km), Jokioinen (382 km), Umea (486 km), Helsinki-Airport (360 km), Oestersund (766 km) (Share of satellite data: 0%)

P90 and P10 of yearly Gh, referenced to average: 92,7%, 105,6%

Month	H_Gh	H_Dh	H_Bn	Ta
	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[°C]
January	6	4	18	-9,1
February	21	13	42	-8,3
March	61	30	98	-4,0
April	106	48	136	2,6
May	149	71	159	9,7
June	155	81	139	14,3
July	155	70	167	17,8
August	116	61	118	15,4
September	65	37	77	10,2
October	25	17	30	3,7
November	7	5	9	-0,9
December	2	2	8	-5,2
Year	863	438	1003	3,9

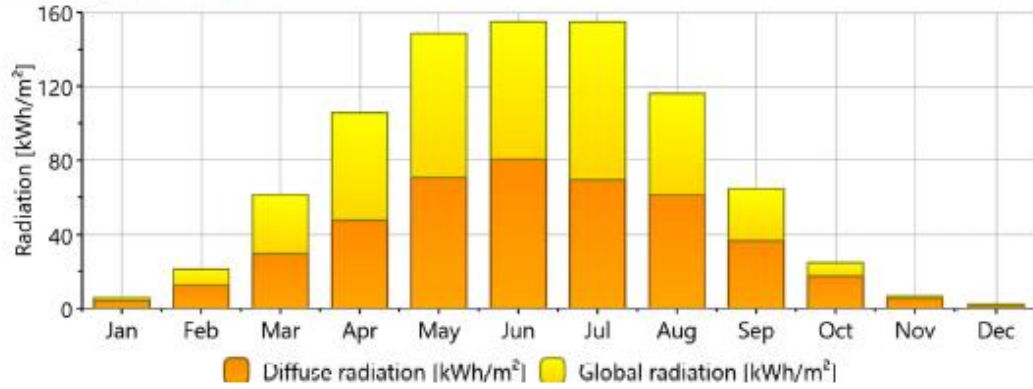
H_Gh: Irradiation of global radiation horizontal
H_Dh: Irradiation of diffuse radiation horizontal
H_Bn: Irradiation of beam
Ta: Air temperature

**Meteonoi**

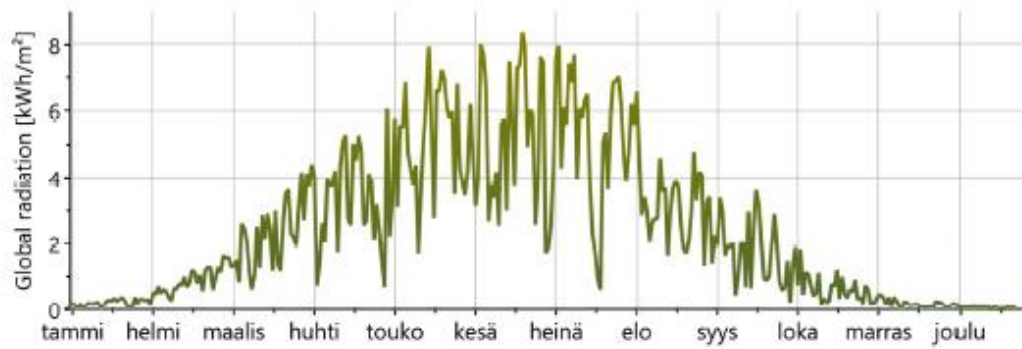
Meteonorm V8.1.0.28251 - Demo mode

1/3

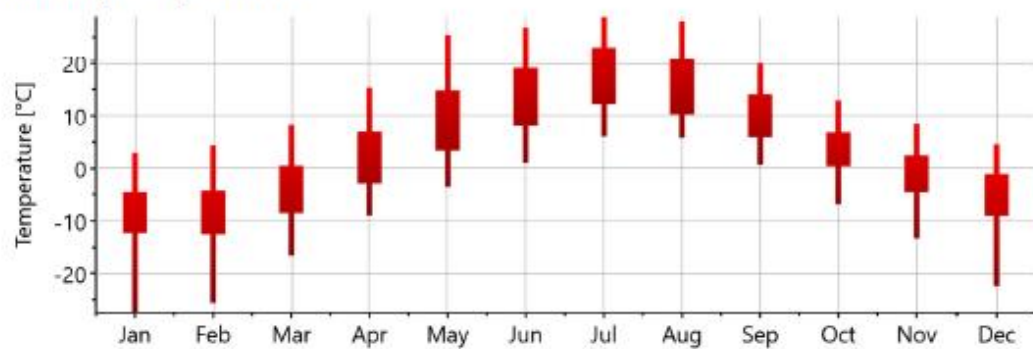
Monthly radiation



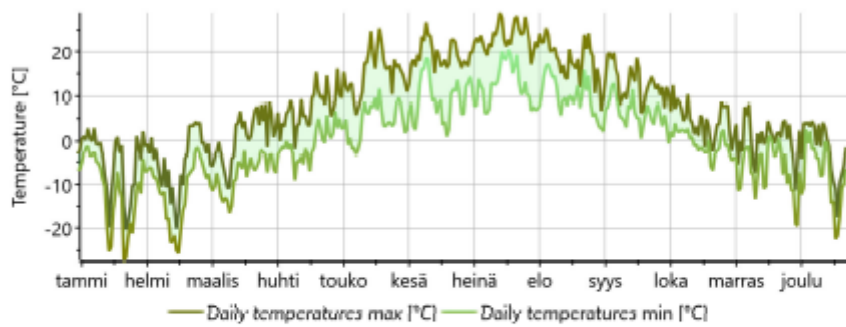
Daily global radiation



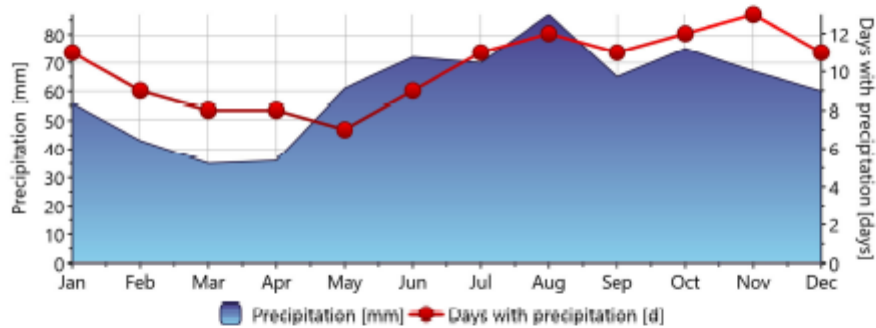
Monthly temperature



Daily temperature



Precipitation



Sunshine duration

