LAPPEENRANNAN TEKNILLINEN YLIOPISTO
LUT School of Energy Systems
Energiatekniikan koulutusohjelma
Diplomityö 2016

Miika Korhonen

SÄHKÖNKULUTUSKÄYRÄN JA SIMULOIDUN SÄHKÖTUOTANNON MUKAAN OPTIMOITU AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄMITOITUS

Työn tarkastajat: Professori Esa Vakkilainen
TkT Antti Kosonen

Työn ohjaaja: Petri Pelli

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
LUT School of Energy Systems
Energiatekniikan koulutusohjelma

Miika Korhonen

Sähkönkulutuskäyrän ja simuloidun sähkötuotannon mukaan optimoitu aurinkosähköjärjestelmämitoitus

Diplomityö

2016

91 sivua, 66 kuvaa, 27 taulukkoa ja 1 liite

Tarkastajat: Professori Esa Vakkilainen
TkT Antti Kosonen

Hakusanat: sähkönkulutuskäyrä, aurinkosähköjärjestelmä, mitoittaminen

Diplomityössä tutkitaan verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien mitoittamista eri kannattavuuskriteerein. Kannattavuustarkastelussa käytetään nykyarvo-, sisäisen korkokannan sekä korollisen takaisinmaksuajan menetelmää. Työssä on tehty laskentatyökalu kannattavimman järjestelmäkoon mitoittamiseksi tuntitason sähkönkulutuskäyrän perusteella. Laskentatyökalun avulla mitoittamista tarkastellaan esimerkkikohteiden avulla.

Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuuteen merkittävimmin vaikuttavia tekijöitä ovat aurinkosähkön tuotanto-olosuhteet, järjestelmän mitoitus suhteessa kiinteistön sähkönkulutukseen, järjestelmän investointikustannukset, kunnossapitokustannukset, pääomakustannukset sekä osto- ja myyntienergian hinta. Elinkaarenaikaisista kustannuksista valtaosa muodostuu alkuinvestoinnista, jonka suurin kustannuserä on aurinkopaneelit.

Sisäisen korkokannan menetelmän perusteella mitoitettaessa pyritään maksimoimaan investoinnin tuotto. Nykyarvomenetelmän perusteella tehtävä järjestelmämitoitus huomioi tuottovaatimuksen, mutta on herkkä laskentakorkokannan muutoksille. Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä ei yksistään riitä kannattavuuden kriteeriksi, mutta mitoitettaessa kannattavinta järjestelmäkokoa menetelmän antama tulos on sisäistä korkokantaa vastaava. Eri kannattavuuskriteerit tukevat toisiaan, ja niitä on järkevä käyttää yhdessä järjestelmämitoittamista tehdessä. Esimerkkikohteiden yritys- ja julkisten kiinteistöjen aurinkosähköjärjestelmien sisäisiksi korkokannoiksi muodostui 5,9–8,1 prosenttia, ja sähkölämmitteisten omakotitalojen vastaavaksi korkokannaksi 0,6–1,4 prosenttia.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
LUT School of Energy Systems
Degree Programme in Energy Technology

Miika Korhonen

Optimized photovoltaic power system by electricity load curve and simulated electricity generation

Master's Thesis

2016

91 pages, 66 figures, 27 tables and 1 appendix

Examiners: Prof. (Tech) Esa Vakkilainen
D.Sc. (Tech) Antti Kosonen

Keywords: electricity load curve, photovoltaic power system, dimensioning

The aim of this Master's Thesis is to study dimensioning of grid-connected photovoltaic power systems by profitability criteria. In this thesis profitability analysis is based on net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and discounted payback period. Calculation program has been developed during thesis to design the most profitable system wattage by hourly electricity load curve. System dimensioning with calculation program is studied trough sample cases.

Important factors affecting the profitability of the solar power investment are solar yield, system designing versus electricity consumption, investment costs, maintenance costs, cost of capital and the price of electricity. The majority of life-time costs is covered by initial investment, the biggest expense being solar panels.

Photovoltaic power system designed by IRR is the most profitable system size if there is no demanded rate of return. Designing by NPV is sensitive when rate of return is changing. Discounted payback period alone is not suitable criteria for profitability however the result for the optimized system design is same with IRR. Different profitability criteria support each other and it is advisable to use them together when sizing the system. IRR for the corporate and public buildings in example cases were calculated averaging between 5.9–8.1 percent and for the electrically heated households correspondingly between 0.6–1.4 percent.

ALKUSANAT

Mielenkiintoni alati kasvavaa energiantuotantomuotoa, aurinkosähköä, kohtaan heräsi tämän diplomityön myötä. Suuret kiitokset Suur-Savon Energiasäätiölle diplomityön tekemisen taloudellisesta tukemisesta. Kiitos ohjaajalleni Petri Pellille mielenkiintoisesta diplomityöaiheesta ja kattavasta perehdytyksestä aurinkosähkön kannattavuuden aihepiiriin. Kiitokset myös työn tarkastajille Esa Vakkilaiselle ja Antti Kososelle asiantuntevasta opastuksesta ja neuvoista.

Tärkein kiitos kuuluu sinulle Emilia, olet antanut minulle jatkuvaa tukea opiskelujeni loppuun saattamiseksi.

Lappeenrannassa 5.12.2016,

Miika Korhonen

SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO **6**

1 JOHDANTO **7**

2 MITOITTAMINEN **8**
2.1 Simulointiohjelmistot 10
2.1.1 HOMER Pro 13
2.1.2 SAM 13
2.1.3 PV*Sol 13
2.1.4 PVsyst 14
2.1.5 Tuotantoennusteiden vertailu 15

3 KANNATTAVUUS **17**
3.1 Tuotanto-olosuhteet 17
3.2 Investointikustannukset 20
3.3 Kunnossapitokustannukset 22
3.4 Aurinkosähkön tuet 23
3.5 Aurinkosähköjärjestelmän tuotto 24
3.6 Rahoitusmallit 26
3.7 Nykyarvomenetelmä 27
3.8 Sisäisen korkokannan menetelmä 28
3.9 Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä 29
3.10 Levelised Cost of Energy 29

4 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMIEN MITOITTAMINEN ESIMERKKIKOHTEISSA **30**
4.1 Työssä käytettävä laskentatyökalu 32
4.2 Maatila 34
4.3 Koulurakennus 43
4.4 Päivittäistavarakauppa 51
4.5 Jäähalli 57
4.6 Lappeenrannan teknillinen yliopisto 63
4.7 Suorasähkölämmitteinen omakotitalo 69
4.8 Osittain varaava sähkölämmitteinen omakotitalo 75

5 TULOKSIEN TARKASTELU **82**

6 JOHTOPÄÄTÖKSET **86**

LÄHDELUETTELO **87**

LIITE 1: Kannattavuuslaskennan aurinkosähköjärjestelmähinnasto

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

E	Energia.
E-luku	Rakennuksen tai sen osan kokonaisenergian kulutus.
H	Investoinnin hankintameno.
i	Laskentakorko.
JA	Jäännösarvo.
kWp	Piikkikilowatti eli nimellisteho (engl. kilowatt-peak.)
LCOE	Laskennallinen energian hinta (engl. Levelised Cost Of Energy.)
M	Käyttö- ja kunnossapitokustannukset
MPPT	Maksimitehopisteen seuranta (engl. maximum power point tracking.)
n	Pitoaika.
NA	Nykyarvo (engl. Net Present Value, NPV.)
r	Sisäinen korko (engl. Internal Rate of Return, IRR.)
S	Hankkeen elinkaaren aikaiset nettotuotot.
spot-hinta	Vaihdettavan hyödykkeen, kuten sähkön, kyseisen hetken hinta.
t	Aika.

1 JOHDANTO

Sähkön kokonaishinta Suomessa on viimeisen kymmenen vuoden aikana noussut keskimäärin pari prosenttia vuodessa. Samanaikaisesti aurinkosähköntuotannon omakustannehinnan laskiessa kiinteistökohtaiset verkkoon kytketyt aurinkosähköjärjestelmät ovat herättäneet laajaa kiinnostusta ja yleinen ajatus aurinkosähkön kannattamattomuudesta on väistymässä. Suomessa aurinkosähkön tuotanto on jyrkässä kasvussa, ja vuoden 2015 lopussa verkkoon kytkettyä aurinkosähkökapasiteettia oli arvioituna noin 10 MWp (Ahola 2016, 4.) Ennusteiden mukaan Suomessa voi olla jopa 35 GWp:n aurinkosähkökapasiteetti vuoteen 2050 mennessä (Breyer & Child 2015.)

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen vaikuttavat tuotanto-olosuhteiden lisäksi järjestelmän mitoitus suhteessa kiinteistön sähkönkulutukseen, investointikustannukset, kunnossapitokustannukset sekä sähkön kokonaishinta. Aurinkosähköjärjestelmän mitoittamisessa yleinen käytäntö on, että verkkoon myytävän sähkön osuus tulee minimoida. Kirjallisuudessa on vähänlaisesti tutkimusperäistä tietoa, kuinka aurinkosähköinvestoinnin kannattavuus käyttäytyy voimalan tehon suhteen. Diplomityön tavoitteena on määrittää, millä kannattavuustarkastelun menetelmällä saadaan mitoitettua kannattavin aurinkosähköjärjestelmä. Tarkoituksena on kehittää laskentatyökalu aurinkosähkötuotannon tuntitason simulaatioiden tekemiseen kiinteistökohtaisille aurinkosähköjärjestelmille ja tuotannon jakauman vaikutusten mallintamiseen aurinkosähkötuotannon kannattavuuteen.

Tutkimuksen tarkastelu rajataan Mikkelin säteily- ja säätietoihin, joita diplomityössä on käytetty Etelä-Savossa ja Etelä-Karjalassa sijaitsevissa esimerkkikohteissa suoritettavaan aurinkosähköjärjestelmämitoittamiseen. Aurinkosähköjärjestelmää diplomityössä tarkastellaan simuloidun aurinkosähkötuotannon avulla, ja järjestelmän toimintaan ei perehdytä syvällisemmin. Järjestelmäkomponenttien aiheuttamia häviöitä tarkastellaan realistisen aurinkosähkötuotannon mallintamiseksi. Esimerkkikohteille tehtävän aurinkosähköjärjestelmämitoittamisen ensisijainen lähtökohta on tuntikohtainen sähkönkulutuskäyrä. Muut mitoittamisen lähtötiedot ovat arvioitu kohteille tyypillisten tietojen perusteella.

2 MITOITTAMINEN

Verkkoon kytketyillä kiinteistökohtaisilla aurinkosähköjärjestelmillä on periaatteena tuottaa sähköä ensisijaisesti kiinteistön omaan kulutukseen (Tahkokorpi 2016, 162.) Kuluttamatta jäänyt ylijäämäsähkö syötetään verkkoon ja useat sähköenergiayhtiöt tarjoavat korvausta verkkoon syötetystä sähköenergiasta. Verkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä on suhteellisen yksinkertainen ja kustannustehokas. Sähköiset pääkomponentit verkkoon kytketyssä aurinkosähköjärjestelmässä ovat aurinkopaneelit ja vaihtosuuntaaja eli invertteri. Aurinkopaneelit tuottavat tasasähköä, jonka invertteri muuntaa vaihtosähköksi. (Motiva 2016e.) Periaatteellinen laitteisto verkkoon kytketylle aurinkosähköjärjestelmälle on esitetty kuvassa 1.

Kuva 1. Verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän periaatteellinen laitteisto (Motiva 2016e.)

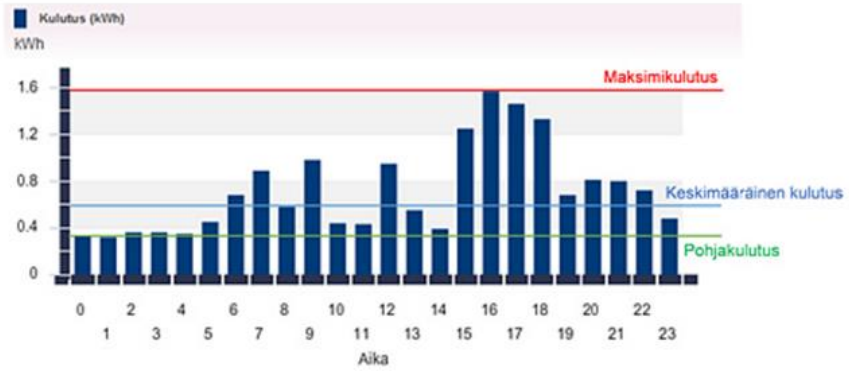
Aurinkopaneelit kytketään invertterin avulla kiinteistön sähköpääkeskukseen. Sähköverkkoon kytketty järjestelmä on osa jakeluverkkoa, joten järjestelmä ei voi toimia itsenäisenä saarekkeena sähkökatkojen aikaan. (Boxwell 2014, 12.) Sähköenergiamittari on sähkönjakeluyhtiön toimittama, joka mittaa verkosta ostetun ja verkkoon myydyn sähkön määrää. Lisäksi verkkoon kytketty sähköjärjestelmä vaatii komponenttien väliset kaapeloinnit, komponenttien kiinnikkeet sekä pakolliset suojalaitteet ja turvakytkimen.

Verkkoon kytketyissä kohteissa aurinkosähköjärjestelmien mitoittaminen on mahdollista toteuttaa erilaisin perustein (Motiva 2016a):

- Pohjakulutukseen perustuva mitoittaminen
- Kesäajan keskimääräiseen tai enimmäiskulutukseen perustuva mitoittaminen
- Nettonollaenergiamitoitukseen perustuva mitoittaminen (vuoden aikainen tuotanto yhtä suuri kuin vuoden aikainen kulutus)

- Sähkön osalta energiaomavaraisuuteen perustuva mitoittaminen
- Käytettävissä olevan aurinkosähkötuotannolle sopivan katto- ja/tai seinäpinta-alan perusteella mitoittaminen
- Järjestelmään käytettävissä olevan rahamäärän perusteella mitoittaminen

Kuvassa 2 on havainnollistettu pohjakulutukseen sekä kesäajan keskimääräiseen ja enimmäiskulutukseen perustuvat aurinkosähköjärjestelmän mitoittamiset.



Kuva 2. Kulutuskohteen heinäkuun sähkönkulutusprofiili ja kulutukseen perustuvat mitoittamismenetelmät (Motiva 2016a.)

Sähkönkulutuksen pohjalta tehtävässä mitoituksessa tehdään päätöksiä, kuinka paljon aurinkosähköä halutaan tuottaa ja kuinka suuri osa tuotannosta hyväksytään myytäväksi verkkoon. Pohjakuorman perusteella mitoitettaessa aurinkosähköjärjestelmän tuotannolla pyritään kattamaan vain jatkuvan sähkönkulutuksen aiheuttama kuorma. Kotitalouskohteissa laitteita, jotka aiheuttavat kuormaan pientä jatkuvaa sähkön kulutusta, ovat esimerkiksi ilmanvaihto, sähkölaitteiden valmiustilat tai telekommunikaatiojärjestelmät. Enimmäiskulutukseen perustuvassa mitoituksessa pyritään aurinkosähkötuotannolla kattamaan myös yksittäiset kulutuspiikit. Vastaavasti kotitalouskohteissa lyhytkestoisia kuormituspiikkejä aiheutuu sähkölaitteilla tehdyllä jäähdytyksellä ja lämmityksellä, kuten lämpöpumpuilla, sähköliesillä, veden lämmittämisellä, jääkaapilla tai pesukoneella. (DGS 2013, 202.)

Aurinkosähköjärjestelmien mitoittamisessa vallitseva yleinen nyrkkisääntö on, että verkkoon myytävän sähkön osuus tuotannosta tulisi minimoida. Tämä perustuu siihen, että verkkoon myydyn sähkön hyöty on vain noin kolmasosa omakäytetyn sähkön hyödystä eli verkosta ostetun sähkön kokonaishinnasta, joka koostuu sähköenergiasta, sähkönsiirrosta ja sähköverosta.

Toisaalta verkkoon myytävän sähkön minimointi mitoittamisvaiheessa vähentää myös tuotannolla korvattavan, muutoin verkosta ostettavan, sähkön määrää. Aurinkosähköjärjestelmien mitoittamisessa pääpaino tulisikin olla mahdollisimman suuren aurinkosähkötuoton tavoittelussa parhaimmalla hinta-hyötysuhteella (DGS 2013, 265.) Yleensä aurinkosähköinvestointia tehdessä halutaan tietää kannattavin vaihtoehto, johon järjestelmän oikealla mitoittamisella on suuri merkitys. Aurinkosähköjärjestelmän ylimitoittaminen voi tulla uudisrakennuksissa kyseeseen E-luvun alentamiseksi. Aurinkosähköinvestointien kannattavuutta olisi hyvä arvioida investoinnin sisäisellä korkokannalla, nykyarvomenetelmällä sekä aurinkosähkön omakustannehinnalla (Auvinen et al. 2016, 8.)

Ensisijaisesti aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen riippuu kohteen sähkönkulutuksen suuruudesta ja ajallisesta jakaumasta (Tahkokorpi 2016, 177.) Monessa kohteessa juuri tämä aiheuttaa haasteita mitoittamiselle, koska sähkönkulutus on useilla sähkön tyyppikuormilla vaihtelevaa niin vuorokausi, kuin vuodenaikakohtaisesti. Vaihtelevasta sähkönkulutuksesta helposti seuraa, että usein aurinkosähköjärjestelmän koosta riippumatta aina jokin osa aurinkosähkötuotannosta joudutaan syöttämään verkkoon. Parhaiten sopivimman voimalakoon mitoittaminen onnistuu tuntikohtaisilla sähkönkulutustiedoilla, jotka ovat vähintään vuoden ajanjaksolta (Tahkokorpi 2016, 178.) Nykyisin kiinteistöjen tuntikohtaiset kulutuslukemat vuosikohtaisesti on mahdollista saada sähkönjakeluyhtiöiltä. Tarkasteltavan kohteen oman kuormituskäyrän käyttö mitoittamisessa on aina tarkempi kuin esimerkiksi soveltuvan sähkön tyyppikäyttäjäprofiilin käyttäminen (DGS 2013, 203.)

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta voidaan parantaa kuormansiirroilla, esimerkiksi määrittelemällä lämminvesivaraajan toiminnan päiväsaikaan. Vuorokauden sisällä voidaan kiinteistön sähkön kulutusta ohjata aurinkosähkön tuotantotunneille taloautomaation avulla helposti, mutta aurinkosähkön vuodenaikavaihtelun tuotantoeroille ei voi tehdä juurikaan mitään. (Tahkokorpi 2016, 163.) Suomessa säteilyn vuodenaikavaihtelut ovat suuria, Etelä-Suomessa säteilyenergiasta 90 prosenttia saadaan maaliskuun ja syyskuun välisenä aikana (RIL 2014, 31.)

2.1 Simulointiohjelmistot

Aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen ja tuotannon laskeminen voidaan suorittaa nopeasti ja tarkasti simulointiohjelmistoilla. Simulointituloksista voidaan valita paras vaihtoehto energian

tuotannon, taloudellisten tai ekologisten tekijöiden perusteella. Yleisesti mitoitus- ja simulointiohjelmistot voivat auttaa selventämään monimutkaisten olosuhteiden, kuten varjostusten, vaikutusta mitoitukseen. Lisäksi simulointiohjelmistoilla saatuja tuloksia voidaan suunnittelun ohella käyttää kustannusarvioissa ja markkinoinnissa. Aurinkosähköön investoitaessa halutaan tietää, kuinka paljon suunniteltu järjestelmä tuottaa ja mikä sen taloudellisuus on verrattaessa eri järjestelmävaihtoehtoihin. Potentiaaliset aurinkosähköjärjestelmien hankkijat ovat kiinnostuneita optimaalisesta järjestelmämitoituksesta, energiansäästön suuruudesta sekä päästöjen vähennyksestä. (DGS 2013, 299–300.)

Markkinoilla on saatavilla lukuisia aurinkosähköjärjestelmien arviointiin ja simulointiin suunniteltuja ohjelmistoja. Aurinkosähköjärjestelmien simulointiohjelmistot luokitellaan ohjelmallisten tai laskennallisten metodien mukaan (DGS 2013, 299.) Kuvassa 3 on esitetty aurinkosähköohjelmistojen periaatteellinen jaottelu.

Kuva 3. Aurinkosähköjärjestelmien mitoitus- ja suunnitteluohjelmistojen jaottelu (mukaillen DGS 2008, 184.)

Aurinkosähköohjelmiston valinnassa käyttäjän on tärkeää tietää, millaisia aurinkosähköjärjestelmätyyppejä tai -kokoonpanoja ohjelmistolla halutaan mallintaa (DGS 2008, 184.) Lisäksi valintaa ohjaa se, kuinka tarkasti ja millä perustein järjestelmää halutaan mallintaa.

Kuukausi- tai päivätason aurinkosähköjärjestelmän tarkastelu ei yleensä riitä aurinkosähköjärjestelmämallinnuksen riittäväksi tarkkuudeksi. Tuntikohtainen tarkastelu on aurinkosähköohjelmistoissa yleisesti käytetty tarkasteluaikaväli. Useat aurinkosähköohjelmistot mahdollistavat järjestelmän komponenttikohtaisen tarkastelun ja mitoituksessa valitun kokoonpanon lopulli-

sen simuloinnin useilla eri variaatioilla. Yhdessä tuntikohtaisten säteily-, sää- ja sähkönkulutustietojen kanssa mitoittaminen voidaan suorittaa erittäin tarkoilla lähtöarvoilla. (DGS 2008, 185.)

Säteily- ja säätiedot ovat aurinkosähköjärjestelmän simuloinnin perusta (DGS 2013, 300.) Aurinkosähköohjelmistojen käyttämät säteily- ja säätiedot ovat joko satelliitti- tai maanpäällisten mittausten perusteella usean vuoden ajanjaksolla kerättyä tietoa. Sääolosuhteet vaikuttavat maanpäällisen säteilyn hetkelliseen määrään huomattavasti. Aurinkosähköjärjestelmän keskimääräinen tuotanto on ennustettavissa erittäin tarkasti, koska se on sidoksissa auringonkiertoon. Sääolosuhteista on kuitenkin vuosittaisia vaihteluja, jotka voivat kasvattaa arvion virheen suuruutta jopa kymmenillä prosenteilla. Järjestelmän pitoaikana vaihtelun vaikutus tasaantuu ja esimerkiksi kannattavuuslaskelmat ovat tällöin riittävän tarkkoja. (Käpylehto 2016, 119.) Arvion virheen suuruutta voi lisäksi lisätä paikallisen mikroilmaston erityispiirteet. (Tahkokorpi 2016, 17.)

Varjostukset aiheuttavat haasteen aurinkosähköjärjestelmien mallinnukselle. Varjostuksen aiheuttamat tuotannon menetykset ovat usein oletettua suuremmat. Varjostuksia esiintyy monissa sijaintipaikoissa, esimerkiksi tasakatoilla paneelit voivat varjostaa toinen toisiaan. Objektit lähiympäristössä, kuten puut tai rakennukset, voivat aiheuttaa osittaista tai täydellistä varjostusta aurinkosähköjärjestelmään. Varjostusta voi myös aiheuttaa korkea horisontti, kuten vuoristo tai metsät. Varjostuksella on alentava vaikutus energiantuotantoon ja järjestelmän toimintaan. Simulointiohjelmat ovat olennainen osa laskettaessa varjostusten vaikutusta järjestelmään sekä optimoidessa järjestelmän sähköinen ja geometrinen suunnittelu. Varjostusanalyysillä onkin merkittävä vaikutus aurinkosähköjärjestelmän mallinnuksen tarkkuuteen (DGS 2013, 301.)

2.1.1 HOMER Pro

HOMER Pro *(Hybrid Optimization Model for Electric Renewables)* on suunniteltu hajautetun energiantuotannon simuloinnin, optimoinnin ja herkkyystarkastelun ohjelmistoksi. HOMER:lla voidaan tarkastella verkkoon kytkettyjä ja kytkemättömiä järjestelmiä energiantuotannon, energiavarastojen ja kuormien avulla. Ohjelmiston pääpaino on koko elinkaaren kattavassa kannattavuustarkastelussa. (HOMER Energy 2016.)

Aurinkosähkön mallinnuksessa HOMER käyttää NASA:n tuottamia satelliiteilla mitattuja kuukausittaisia koko maapallon kattavia säteily- ja säätietoja 22 vuoden ajalta, jotka ohjelmisto satunnaistaa järjestelmän tuntikohtaisen tarkastelun mahdollistamiseksi (HOMER Energy 2016.) Tarkasteltavia aurinkosähköjärjestelmäkomponentteja ohjelmistossa on valmiina vähän ja järjestelmähäviöiden tarkkaa määrittämistä ei ole simuloinnissa huomioitu. HOMER:lla ei ole mahdollisuutta tehdä aurinkosähköjärjestelmän visuaalista suunnittelua eikä varjostusanalyysiä.

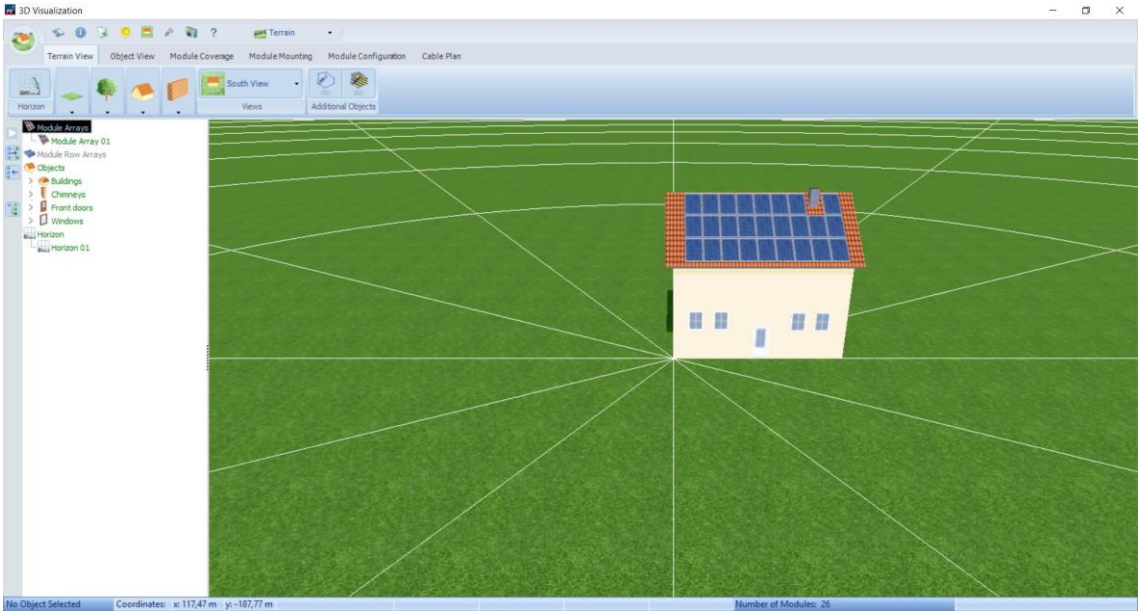
2.1.2 SAM

SAM (*System Advisor Model*) on uusiutuvan energian mallinnukseen ja kannattavuuden arviointiin suunniteltu ilmaisohjelmisto. Ohjelmistossa on myös mahdollista mallintaa kannattavuutta erilaisten taloudellisten mallien avulla.

Ohjelmisto käyttää NSRDB:n (*National Solar Radiation Database*) lukuisista eri kohteista keräämiä tuntikohtaisia säteily- ja meteorologisia tietoja (NREL 2016.) Suomen osalta säteily- ja meteorologiset tiedot ovat saatavilla Helsingistä ja Tampereelta. Mallinnukseen on mahdollista syöttää lähtöarvoja monipuolisesti ja järjestelmäkomponenttikirjasto on laaja. Ohjelmistolla ei ole mahdollista tehdä varjostusanalyysiä, mutta tiedot on mahdollista syöttää käsin tai tuoda toisesta ohjelmistosta.

2.1.3 PV*Sol

PV*Sol mahdollistaa verkkoon kytkettyjen ja kytkemättömien aurinkosähköjärjestelmien simuloinnin, optimoinnin ja 3D-visualisoinnin. PV*Sol sisältää myös toiminnot kattavalle kannattavuustarkastelulle. Kuvassa 4 on kuvakaappaus PV*Sol:n visualisointityökalusta.



Kuva 4. Kuvakaappaus PV*Sol-ohjelmiston visualisointityökalusta.

Meteorologisten tietokantojen prosessointiin PV*Sol käyttää MeteoSyn-ohjelmistoa. Järjestelmäkomponenttikirjasto on laaja ja mahdollistaa komponenttitietojen määrittämisen ja muokkaamisen. Ohjelmisto sisältää aurinkosähköjärjestelmän varjostusanalyysin tekemisen. Varjostusanalyysi ja tuotantoennuste on mahdollista simuloida 10 minuutin tarkkuudella ja invertterin MPPT-lähtöjen tarkkuudella.

2.1.4 PVsyst

PVsyst (*Photo Voltaic systems*) mahdollistaa verkkoon kytkettyjen ja kytkemättömien aurinkosähköjärjestelmien sekä pumppausjärjestelmien simuloinnin. Ohjelmisto mahdollistaa järjestelmän nopean esisuunnittelun kuukausittaisilla säteilyarvoilla sekä tarkemman tuntikohtaisen simuloinnin tarkoilla järjestelmä- ja olosuhdetiedoilla. Ohjelmistolla on myös mahdollista tehdä yksinkertaisia taloudellisia kannattavuustarkasteluja.

Säteily- ja säätietoina ohjelmisto käyttää Meteonorm:n sääasemilta ja satelliiteilta keräämiä mittaustietoja yli 25 vuoden ajalta (Meteonorm.) PVsyst sisältää runsaasti simuloinnissa käytettäviä komponentteja, joiden tietoja päivitetään säännöllisesti. Tietojen määrittäminen itse on myös mahdollista niin komponenttien kuin säteily- ja säätietojen osalta. Ohjelmiston 3D-mallinnuksella on myös mahdollista arvioida varjostusten vaikutusta aurinkosähköjärjestelmän toimintaan.

2.1.5 Tuotantoennusteiden vertailu

Tuotantoennusteen laatimiseksi on määritettävä aurinkosähköjärjestelmän sijainti ja kokonaishyötysuhde. Yksityiskohtaisesti määritettävät häviötekijät vähennetään kohteen ideaalisesta aurinkosähkötuotannosta, jolloin saadaan määritettyä aurinkosähköjärjestelmän todellinen tuotanto. Aurinkosähköjärjestelmän tuotantoennusteessa huomioitavia tekijöitä on koottu taulukkoon 1.

Taulukko 1. Aurinkosähköjärjestelmän tuotantoennusteessa huomioitavia häviöitä ja niiden suuruuksia (DGS 2013, 268.)

Häviö	Vaihteluväli
Varjostus	0,0–5,0 %
Likaantuminen	1,0–3,0 %
Heijastuminen	3,0–5,0 %
Vaihtelut ilmamassakertoimessa	1,0–2,0 %
Epätarkkuus komponenttivalmistajan ilmoittamissa arvoissa	0,5–2,5 %
Poikkeamat mittausolosuhteissa	4,0–9,0 %
Virtajohdinten häviöt	0,5–1,5%
Invertterin toiminta toiminta-alueen ulkopuolella	0,5–3,0 %
Invertterin muuntohäviöt	3,0–7,5 %

Diplomityössä tarkastelluilla HOMER Pro, SAM, PV*Sol ja PVsyst ohjelmistoilla on laskettu tuotantoennusteet 49,5 kWp:n järjestelmälle. Koska ohjelmistoilla ei ollut mahdollista mallintaa yhteneväisistä komponenteista koostuvaa järjestelmää, on vertailussa tarkasteltu järjestelmähäviötöntä tuotantoa. Vertailukohtana mallinnuksille on mikkeliläisen 49,5 kWp:n voimalan tuotanto vuodelta 2015. Taulukkoon 2 on koottu tuotantoennusteiden ja verrokkivoimalan kuukausittaiset tuotannot.

Taulukko 2. Simulointiohjelmistoilla lasketut järjestelmähäviöttömät tuotantoennusteet 49,5 kWp:n aurinkosähköjärjestelmälle. Atsimuuttikulma 25° ja kallistuskulma 20°.

Kuukausi	Homer Pro	SAM	PV*Sol	PVSyst	49,5 kWp
Tammikuu	1 067	366	279	785	0
Helmikuu	2 411	1 968	1 290	1 925	77
Maaliskuu	4 355	3 622	4 047	3 939	3 720
Huhtikuu	5 608	5 975	6 493	5 806	4 357
Toukokuu	6 977	8 558	7 897	7 556	5 898
Kesäkuu	6 674	9 058	7 950	7 323	6 407
Heinäkuu	6 579	9 056	8 382	7 440	6 690
Elokuu	5 463	6 863	5 995	5 984	7 490
Syyskuu	3 796	4 133	3 773	4 033	4 091
Lokakuu	2 162	2 179	1 349	1 986	2 177
Marraskuu	9 31	630	260	714	225
Joulukuu	563	348	33	376	53
Yhteensä	**46 587**	**52 756**	**47 749**	**47 867**	**41 185**

Tuotantoennusteilla häviöttömän tuotantoennusteen ja todellisen 49,5 kWp:n tuotannon suhteeksi tulee 78–88 prosenttia, kun asennuksen laadukkuudesta riippuen häviöttömän ja todellisen tuotannon suhde on yleensä 70–85 prosenttia (DGS 2013, 270.) Huomioitava lähtötieto vertailulle on, että SAM-ohjelmistolle tuotantoennuste on tehty Tampereelle ja PVsyst-ohjelmistolla Vantaalle, kun HOMER- ja PV*Sol-ohjelmistoissa tuotantoennuste laadittiin Mikkelin lähtötiedoilla. Yhteneväistä tuotantoennusteilla on tuotannon painottuminen enemmän vuoden ensimmäiselle puoliskolle. Tuotantoennusteissa talvikuukaudet ovat optimistisesti edustettuna verrattuna todellisen tuotannon kuukausijakaumaan. Suurempia johtopäätöksiä ei vertailun voimalan yhden vuoden tuotannosta voida tehdä, koska tuotanto-olosuhteet vaihtelevat vuosikohtaisesti. Simulointimallit ovat tulosta usean vuosikymmenen säteily- ja säätietojen keräämisestä, joten pitkän aikavälin yli tarkastellessa yksittäisen todellisen vuoden eroavaisuudella tuotantoennusteeseen ei ole suurta merkitystä. Suurin tuotantoennuste on 13 prosenttia pienintä tuotantoennustetta suurempi. Tällä tuotantoennusteiden suuruuden erolla on jo huomattavaa vaikutusta simulointiohjelmilla laskettaviin tuloksiin. Aurinkosähköohjelmistolla saataviin tuloksiin tuleekin suhtautua kriittisesti. Tulokset ovat niin tarkkoja kuin ohjelmaan syötetyt lähtöarvot ja ohjelmistoissa käytetyt laskentamenetelmät.

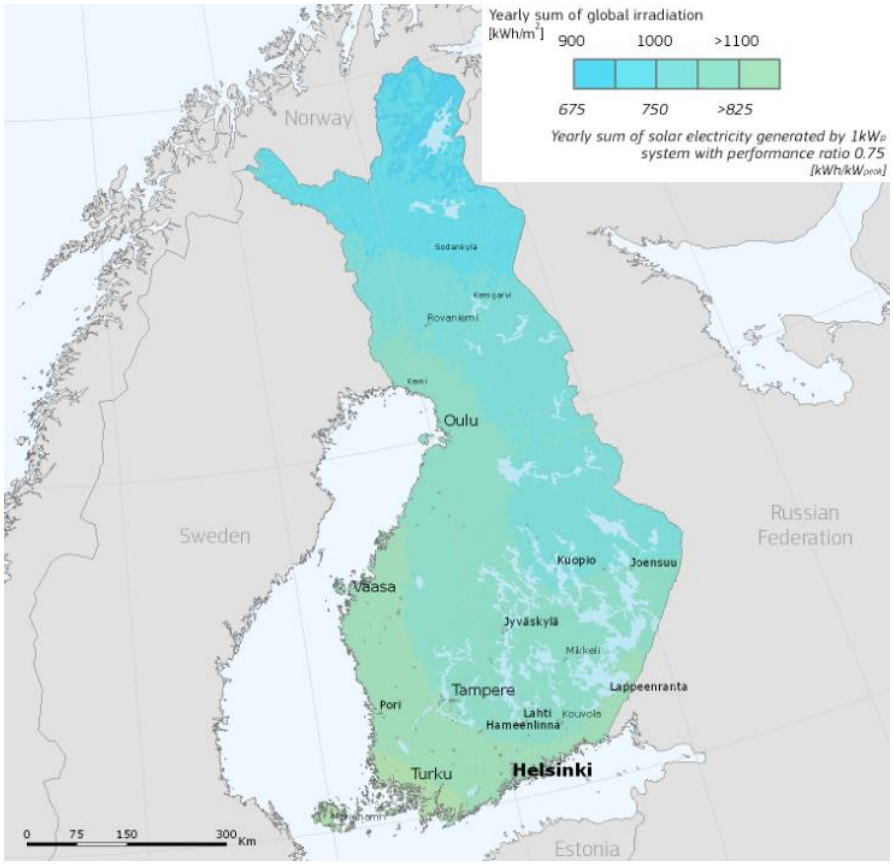
3 KANNATTAVUUS

Aurinkosähköinvestoinnin taloudellisen kannattavuuden varmistamiseksi tärkeässä roolissa ovat aurinkosähköjärjestelmän oikeanlainen suunnittelu ja sijoittaminen sekä kilpailukykyinen hinta aurinkosähköjärjestelmälle. Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa aurinkosähkön tuotanto-olosuhteet, järjestelmän mitoitus suhteessa kiinteistön sähkönkulutukseen, järjestelmän investointikustannukset, kunnossapitokustannukset sekä osto- ja myyntienergian hinta. Lisäksi aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelussa aurinkosähkön tuotantohintaan vaikuttavana tekijänä on otettava huomioon investoinnissa tarvittavan pääoman korkokustannukset. (Auvinen et al. 2015, 32; 40.) Kiinteistön sähkönkulutuksen vaikutusta aurinkosähköjärjestelmän mitoittamiseen on käsitelty aiemmin kappaleessa 2.

Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelussa on tarkasteltava järjestelmän koko elinkaaren aikaisia hyötyjä ja tuottoja. Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta on hyvä tarkastella nykyarvo- sekä sisäisen korkokannan menetelmällä. Takaisinmaksuajan menetelmää ei yksistään kannata käyttää aurinkosähköinvestointien kannattavuuden mittarina, koska investoinnin pitoajan ja jäännösarvon huomiotta jättäminen ei anna kokonaisvaltaista kuvaa aurinkosähköinvestoinnin kannattavuudesta. (Auvinen et al. 2015, 32.) Takaisinmaksuajan menetelmä soveltuukin vain vertailemaan kannattavuutta eri aurinkosähköinvestointien kesken, koska investointien pitoajat ovat yhtäläiset.

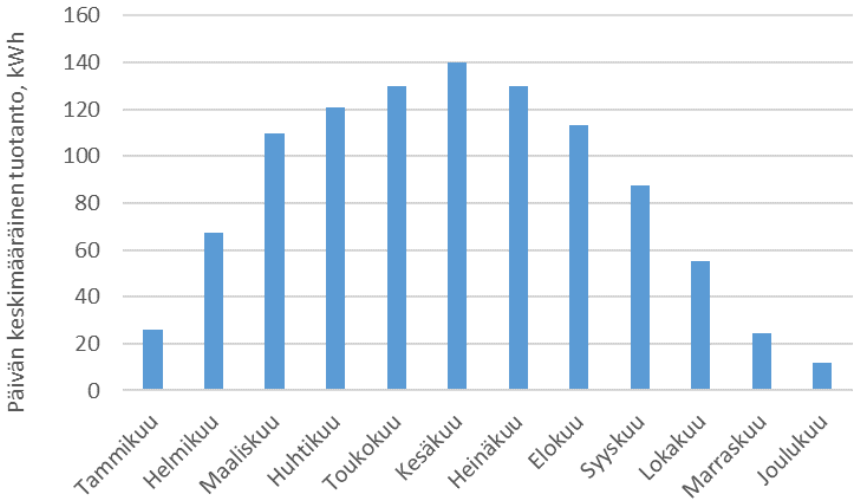
3.1 Tuotanto-olosuhteet

Aurinkosähköjärjestelmän tuotanto riippuu sijainnista ja asennustavasta. Kuvassa 5 on esitetty Suomen vuosittaisen säteilyn määrä sekä aurinkosähkön potentiaali optimaalisesti kallistetulle pinnalle.



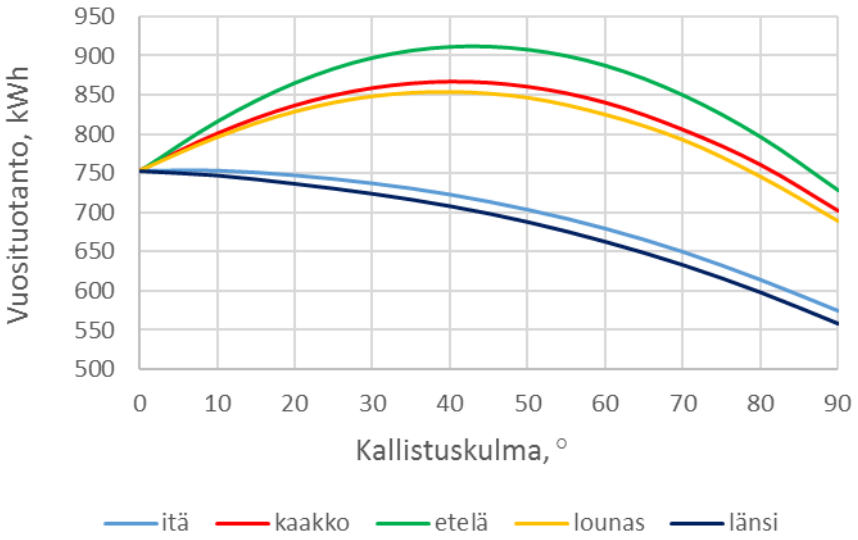
Kuva 5. Vuosittaisen säteilyn määrä ja aurinkosähkön potentiaali optimaalisesti kallistetulle pinnalle Suomessa (European Commission 2012.)

Suomessa aurinkosähkötuotannolle ominaista on tuotannon suuret vuodenaikavaihtelut. Tuotannon huippukuukaudet ajoittuvat kesäkuukausille. Kuvassa 6 on esitetty simuloidun yhden kilowatin aurinkosähköjärjestelmän keskimääräinen päiväkohtainen aurinkosähkötuotanto Mikkelissä.



Kuva 6. Simuloidun yhden kilowatin (kallistuskulma 40°) aurinkosähköjärjestelmän keskimääräinen päiväkohtainen tuotanto Mikkelissä.

Aurinkopaneelien suuntaus vaikuttaa säteilyn voimakkuuden ohella aurinkosähköjärjestelmään tulevan säteilyenergian määrään. Kallistuskulma eli deklinaatio määrää aurinkopaneelin asennon suhteessa vaakatasoon. Atsimuuttikulma ilmoittaa aurinkopaneelin suuntauksen poikkeaman etelästä siten, että 0° vastaa etelää ja +90° länttä. (Tahkokorpi 2016, 17.) Kuvassa 7 on esitetty aurinkosähköjärjestelmän suuntauksen ja kallistuskulman vaikutus vuosituotantoon.



Kuva 7. Suuntauksen ja kallistuskulman vaikutus simuloituun 1 kWp:n aurinkosähköjärjestelmän vuosituotantoon Mikkelissä.

Etelään suunnatuilla aurinkopaneeleilla saavutetaan suurin aurinkosähkön vuosituotanto. Suuntaus kaakon ja lounaan välille ei tuo suurta poikkeamaa vuosituotantoon, mutta itään tai länteen

suuntaus vaikuttaa jo merkittävästi. Optimaalinen kallistuskulma aurinkosähköntuotannolle Mikkelissä on noin 41 astetta (PVGIS.) Rakennusteknisistä syistä johtuen optimaalinen kallistuskulma ei ole taloudellisin ratkaisu, vaan paneelit asennetaan usein lähemmäksi vaakatasoa olevaan kallistuskulmaan, tai harjakattoisissa rakennuksissa lappeen myötäisesti (Tahkokorpi 2016, 163.)

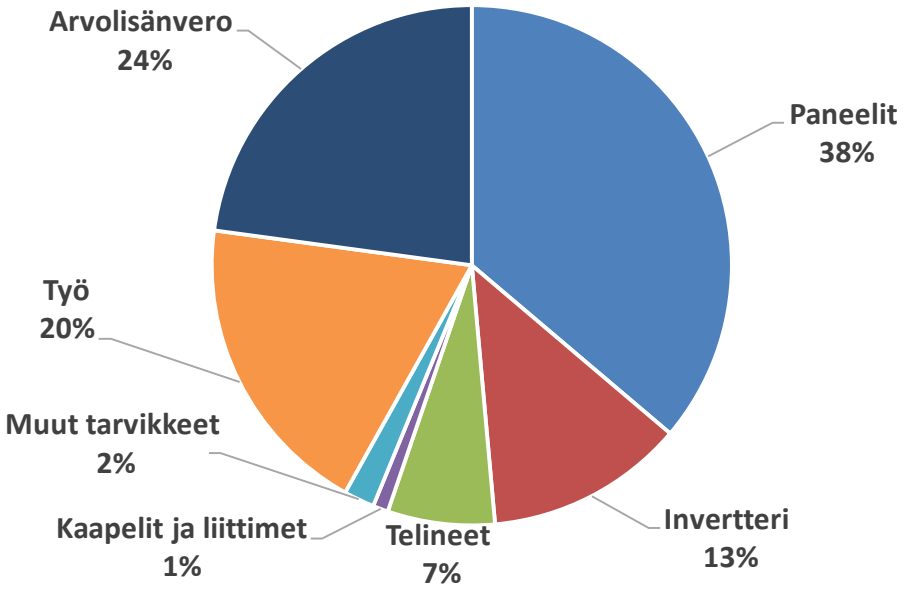
Aurinkosähköjärjestelmää sijoitettaessa erityistä huomiota on kiinnitettävä varjostuksiin ja niiden vaikutusten minimoimiseen. Myös suoraa säteilyä estämättömät kohteet voivat vaikuttaa tuotantoon vähentämällä paneeleihin osuvaa hajasäteilyä (Tahkokorpi 2016, 181.) Jo viiden prosentin varjostus aurinkopaneelissa voi aiheuttaa 50–80 prosentin häviön koko paneelin sen hetkisestä energian tuotannosta (Boxwell 2014, 49.)

Lämpötila vaikuttaa aurinkopaneelien tuotantoon alentavasti noin 0,5 prosenttia paneelin toimintapisteestä kasvanutta lämpöastetta kohden, jolloin aurinkopaneelien kiinnityksessä tulisi huomioida taustan tuulettuvuus. (Tahkokorpi 2016, 182.) Toisaalta toimintapistettä kylmempi lämpötila parantaa aurinkopaneelien tuotantoa, lämpötilassa 0 °C aurinkopaneeli tuottaa jopa 10 prosenttia enemmän kuin lämpötilassa 25 °C (Suntekno 2010.)

Aurinkopaneelin ikääntyessä sen tuotantoteho laskee, joka johtuu paneelien ominaisuuksien lisäksi käyttöolosuhteista. Puolijohteille on tyypillistä, että sen ominaisuudet heikkenevät korkeammissa lämpötiloissa nopeammin. Yleensä tuotantotehon lasku arvioidaan olevan 0,2–1,0 prosenttia vuodessa. (Käpylehto 2016, 96.)

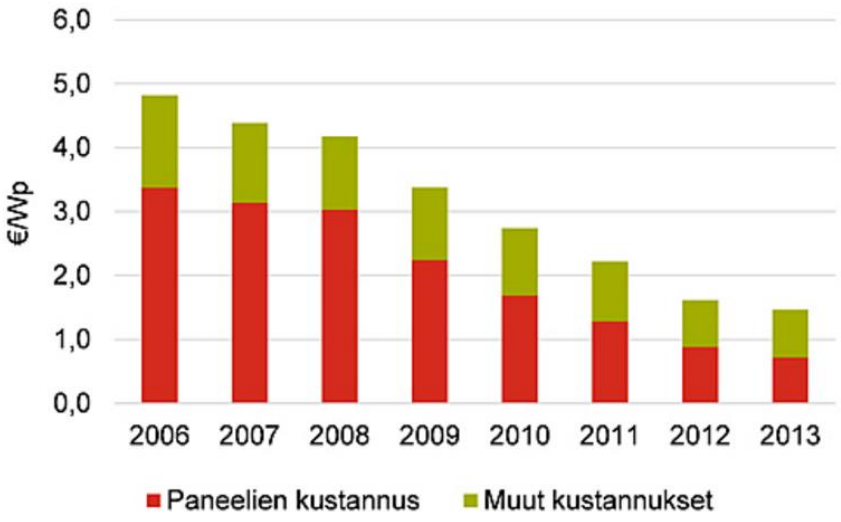
3.2 Investointikustannukset

Aurinkosähköinvestoinnin investointikustannukset koostuvat aurinkopaneeleista, invertteristä, kiinnikkeistä, johdotuksista, asennuskustannuksista sekä kotitalouksien aurinkosähköinvestoinneissa myös arvolisänverosta. Kuvassa 8 on esitetty suuntaa antavasti kotitalouksien aurinkosähköinvestointien investointikustannusten koostumus.



Kuva 8. Investointikustannusten suuntaa antava jakauma kotitalouksien aurinkosähköinvestoinneissa (mukaillen Ahola 2014.)

Suurin kuluerä aurinkosähköinvestoinnissa on paneelit. Verkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän hintaan vaikuttavat järjestelmän koko, asennustapa, järjestelmätoimittajan hinta ja toimitusmenetelmä. Suuremmissa järjestelmissä kiinnityksen, asennuksen ja suunnittelun kulut ovat pieniä järjestelmiä suuremmat. (DGS 2013, 265.) Lisäkustannuksia aurinkosähköinvestoinneissa voi aiheuttaa myös mahdollisen kattoremontin tarve, jotta asennus olisi mahdollista ja järkevää toteuttaa. Aurinkosähköjärjestelmien toimitus- ja rahoitusmenetelmiä on esitelty kappaleessa 3.6. Kuvassa 9 on esitetty kiinteistökohtaisten aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys Saksassa.



Kuva 9. Kiinteistökohtaisten verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien (10–100 kWp) hintakehitys (alv 0%) Saksassa vuosina 2006–2013 (Motiva 2016c.)

Aurinkosähköjärjestelmien LCOE-hinnat ovat laskeneet jopa 60 prosenttia vuodesta 2006 vuoteen 2013 mennessä. Aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys tulee jatkumaan laskevana. Vartiainen et al. (2015) tutkimuksessaan ennustaa aurinkosähkön LCOE-hinnan laskevan vielä 40–50 prosenttia vuoteen 2030 mennessä.

3.3 Kunnossapitokustannukset

Aurinkosähköjärjestelmien kustannukset muodostuvat pääasiassa investointikustannuksista. Aurinkosähkö poikkeaakin taloudellisesta näkökulmasta perinteisistä polttoaineriippuvaisista energiantuotantomuodoista. Aurinkosähköinvestoinneissa on hyvin vähän muuttuvia kustannuksia, esimerkiksi polttoainekustannukset puuttuvat kokonaan. Aurinkosähköjärjestelmillä on suhteellisen vähän kunnossapidon vaatimuksia. Muuttuvat kustannukset koostuvat pääasiassa mahdollisten rikkoontuneiden osien korvaamisesta. Aurinkosähköjärjestelmän elinkaaren aikana invertteri joudutaan todennäköisesti vaihtamaan vähintään kerran (DGS 2013, 466.) Sähköasennukset kuuluvat sähköurakoitsijalle, ja sähköjärjestelmissä havaituissa vioissa, kulumissa tai muissa epäilyttävissä muutoksissa tulee kääntyä sähköurakoitsijan puoleen (Motiva 2016b.)

Aurinkopaneelien likaantuminen voi aiheuttaa kunnossapitokustannuksia. Yleisesti yli 12 asteen kallistuskulmaan asennetut aurinkopaneelit ovat itsestään puhdistuvia sateiden ja painovoiman vaikutuksesta, joten paneelit eivät yleisesti vaadi puhdistustoimenpiteitä (DGS 2013,

445.) Kuitenkin puiden lehdet, risut, lintujen ulosteet, pöly ja muu lika voivat aiheuttaa aurinkosähkötuotannolle häviöitä, jolloin ne olisi harjata tai pestä vedellä paneelien pinnoilta pois. Myös talvella paneelien pinnoille kertyvä lumipeite haittaa sähköntuotantoa. Talvella aurinkosähkön tuotanto on pientä, joten lumien puhdistamatta jättäminen ei vaikuta oleellisesti aurinkosähköinvestoinnin kannattavuuteen. Puhdistustyö on helppoa tehdä itse, mutta joissakin tapauksissa se on hyvä teettää ulkopuolisella urakoitsijoilla jo turvallisuussyistä. (Motiva 2016b.)

3.4 Aurinkosähkön tuet

Aurinkosähkön tukikäytännöt Suomessa perustuvat aurinkosähkön käyttöönoton tukemiseen. Kotitalousvähennys on yksityishenkilöiden saama verovähennys kotitalous-, hoiva- ja hoitotyöstä, kunnossapito- ja perusparannustyöstä sekä tietotekniikan asennus- ja neuvontapalveluista. Kotitalousvähennystä voidaan hakea myös aurinkosähköjärjestelmien asennuskustannuksista. Yritykset, kunnat ja julkiset yhteisöt voivat hakea Työ- ja elinkeinoministeriön myöntämää energiatukea aurinkosähköinvestoinneille.

Kotitalousvähennys on hyödynnettävissä aurinkosähköjärjestelmien asennuskustannuksista. Kotitalousvähennys on vuonna 2016 45 prosenttia arvonlisäveron alaisesta työn osuudesta, kuitenkin enintään 2 400 euroa henkilöä kohden omavastuun ollessa 100 euroa. Kotitalousvähennys on henkilökohtainen, aurinkosähköinvestointeihin kotitalousvähennystä voi siis saada maksimissaan 4 800 euroa, kun hakijoina on puolisot. Kotitalousvähennys hyvitetään yksityishenkilöiden verotuksessa. (Verohallinto 2016.)

Työ- ja elinkeinoministeriön myöntämällä energiatuella pyritään edistämään uusiutuvan energian tuotantoa tai käyttöönottoa. Paikalliset elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskukset käsittelevät hakemukset viiden miljoonan euron hankerajaan asti. Sitä suuremmat hankkeet käsitellään työ- ja elinkeinoministeriön energiaosastolla. Vuonna 2016 aurinkosähköhankkeille ohjeellisena tuen määränä on annettu 25 prosenttia hyväksytyistä investointikustannuksista. Aurinkosähköhankkeissa tukea myönnetään myös uudisrakennuskohteille. (TEM 2016.)

Maatalouksien on mahdollista hakea investointitukea maatilan energiantuotannossa tarvittaviin rakennuskustannuksiin. Edellytyksenä tuen myöntämiselle on uusiutuvan energialähteen käyttäminen energiantuotannossa. Rakentamisinvestoinneissa tukea saadakseen investointituen

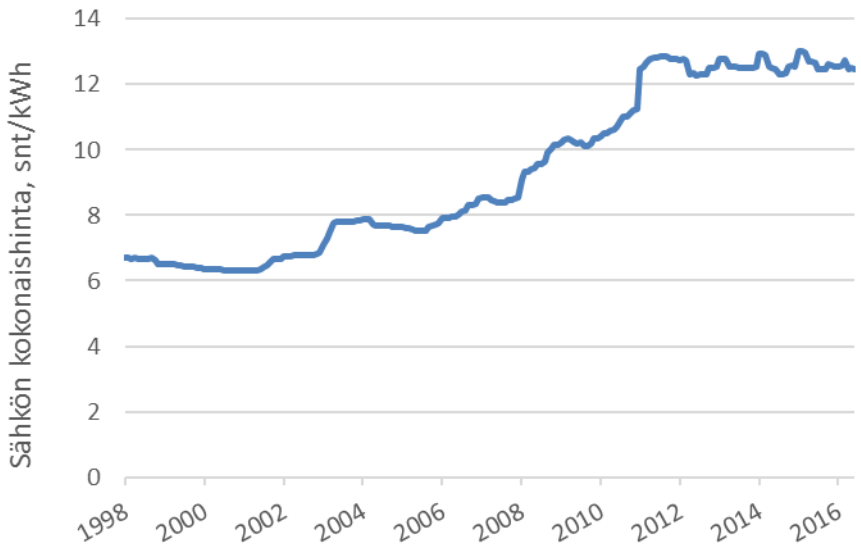
osuudeksi on muodostuttava yli 7 000 euroa. (Maaseutuvirasto 2016a.) Vuonna 2016 energiantuotannon rakentamisinvestointiin saatavan tuen määrä on 40 prosenttia maatalouden tuotantotoiminnassa kulutetun energiantuotannon osalta (Maaseutuvirasto 2016b.)

3.5 Aurinkosähköjärjestelmän tuotto

Aurinkosähköjärjestelmän rahallinen tuotto koostuu aurinkosähköllä korvatusta ostosähköstä sekä verkkoon myydystä sähköstä. Eniten aurinkosähkön tuotannosta saa hyötyä, kun kaikki tuotannosta käytetään kiinteistön sähkönkulutuksen kattamiseen. Aurinkosähköllä korvatun ostosähkön kokonaishinta koostuu sähköenergiasta, siirtomaksuista ja sähköverosta. Valmistavaa teollisuutta tai kasvihuoneviljelyä harjoittavat yritykset ovat oikeutettuja alempaan sähköveroluokkaan. Alempaan sähköveroluokkaan kuuluvilla aurinkosähköinvestoinnit ovat vähemmän kannattavia kuin korkeamman veroluokan kulutuskohteilla. Yksityishenkilöillä sähkön hintaan lisätään arvonlisävero. Aurinkosähkön myynti verkkoon edellyttää aurinkosähkön tuottajan ja sähkön myyjän välistä sopimusta. Suomessa ei ole aurinkosähkötuotannolle syöttötariffia eli takuuhintaa (Motiva 2015.) Lähtökohtaisesti sähköverkkoon myydystä sähköstä ei saa hyvää korvausta verrattuna korvatun ostosähkön tarjoamaan tuottoon, koska sähkön verkkoon myynnistä tuottoa saa vain sähköenergian arvon verran. Sähköyhtiöiden tarjoama korvaus pientuotannon myymisestä verkkoon on yleensä tuntikohtainen Nord pool spot-hinta. Vuonna 2015 Suomen keskimääräinen arvonlisäveroton aluehinta spot-sähkölle oli 2,97 senttiä kilowattitunnilta (Nord pool 2016.) Sähköveron osalta sähkön pientuotanto, enintään 100 kVA:n nimellistehoiset mikrotuotantolaitokset, on vapautettu kokonaan kaikista velvollisuuksista sähköverotukseen liittyen. Nimellisteholtaan yli 100 kVA, mutta vuosituotannoltaan enintään 800 000 kWh pienvoimalaitokset ovat velvoitettuja rekisteröitymään verovelvollisiksi. Tällöin sähköveroa ei tarvitse suorittaa, mutta sähkön vuosituotannon ylärajaa valvotaan vuosittain vaadittavalla veroilmoituksella. Nimellisteholtaan yli 100 kVA ja vuosituotannoltaan yli 800 000 kWh voimalaitokset ovat sähköverovelvollisia riippumatta siitä, syöttääkö sähköenergiaa verkkoon ollenkaan. (Tulli 2016.)

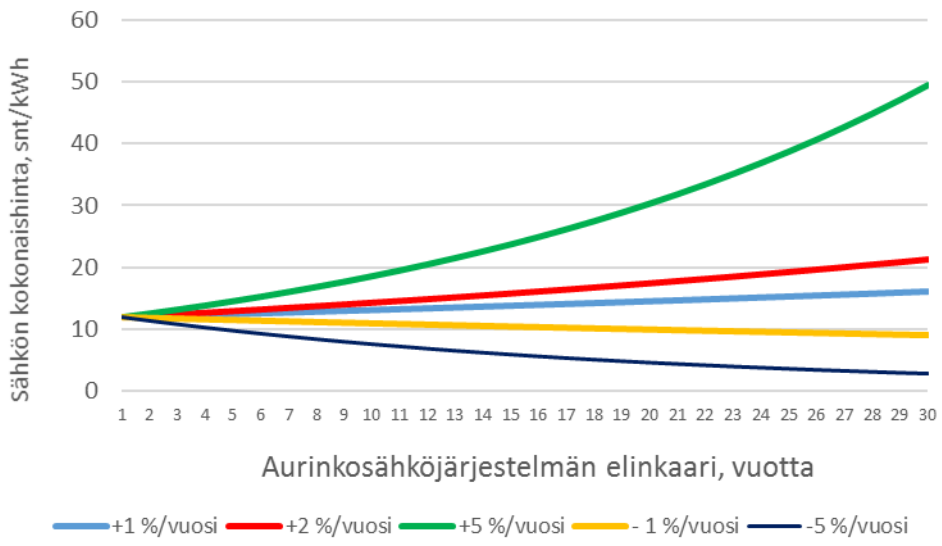
Aurinkosähköinvestointi tuo riippumattomuutta tulevaan sähkön hinnan kehitykseen. Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuutta arvioitaessa on oleellista tarkastella sähkön kokonaishintaa, eikä pelkästään sähköenergian hintaa. Kuvassa 10 on esitetty tyyppikäyttäjän L1 (*pientalo,*

huonekohtainen sähkölämmitys, pääsulake 3x25 A, sähkön vuosikulutus 18 000 kWh) sähkön kokonaishinnan kehitys aikavälillä 1.1.1998–30.6.2016.



Kuva 10. Tyyppikäyttäjän L1 sähkön kokonaishinnan kehitys aikavälillä 1.1.1998–30.6.2016 (SVT 2016.)

Sähkön hinnan nousun tai kehityksen arviointi on vaikeaa. Sähkön kokonaishinta on kasvanut viimeisen kymmenen vuoden aikana keskimäärin muutaman prosentin vuodessa (Käpylehto 2016, 94–96.) Kuvassa 11 on esitetty sähkön kokonaishinnan eri muutosprosenteilla, kuinka paljon nykyinen noin 12 sentin kilowattituntihinta olisi tyypillisen aurinkosähköinvestoinnin 30 vuoden elinkaaren lopussa.



Kuva 11. Sähkön kokonaishinnan arviointia eri vuotuisilla muutosprosenteilla aurinkosähköjärjestelmän 30 vuoden elinkaaren aikana.

Esimerkiksi yhden prosentin vuotuinen sähkön kokonaishinnan kasvuvauhti tarkoittaisi 30 vuoden kuluttua noin 16 sentin hintaa kilowattituntia kohden. Vertailukohtana paljon uusiutuvaa energiaa viime vuosina käyttöön ottaneilla mailla Tanskalla ja Saksalla kotitalouksien sähkön kokonaishinta oli vuoden 2016 alussa noin 30 senttiä kilowattitunnilta (Eurostat 2016.) Yhden prosentin vuotuista kasvuvauhtia voidaan siis pitää varsin konservatiivisena olettamuksena sähkön kokonaishinnan kallistumiselle aurinkosähköjärjestelmän elinkaaren aikana.

3.6 Rahoitusmallit

Aurinkosähköinvestoinnin toteuttamisen rahoitusmalleja ovat oma pääoma, laina, osamaksukauppa, rahoitusleasing, käyttöleasingrahoitus ja joukkorahoitus. Ulkopuolisen rahoituksen käyttö investoinnin pääomana on kannattavaa, kun rahoituskulut ovat aurinkosähköinvestoinnin sisäistä korkokantaa pienemmät. Osamaksu-, leasing- ja aurinkosähkön ostosopimuksen hyötyinä ovat investoinnin mahdollistaminen ilman erillisiä vakuuksia. Kunnille ja yrityksille etuina on myös taseen pääomarakenteen säilyminen edullisempana verrattuna lainarahoitettuihin investointeihin. (Auvinen et al. 2015, 54.)

Omalla pääomalla toteutettu aurinkosähköinvestointi on kokonaiskustannuksiltaan edullisin vaihtoehto, koska rahoituskustannuksia ei ole. Tämä tarkoittaa myös lyhyempää investoinnin

takaisinmaksuaikaa muihin rahoitusmalleihin verrattuna. Aurinkosähköjärjestelmä on omalla pääomalla investoijan omistuksessa koko elinkaaren ajan.

Aurinkosähköjärjestelmän rahoitus voidaan toteuttaa lainalla, jolle lainanantaja vaatii yleensä vakuuden ja perii lainasummasta korkoa. Lainan koron suuruuteen vaikuttavat lainanottajan asema lainamarkkinoilla, lainan suuruus sekä lainalla asetettujen vakuuksien laatu. Yksityishenkilöt voivat saada pankista edullista asuntolainaa aurinkosähköinvestointeihin. Myös kunnille on tarjolla edullista lainaa kiinteistöjen energiainvestointeihin. (Auvinen et al. 2015, 55.)

Aurinkosähköjärjestelmä voidaan myös hankkia osamaksukaupalla, jolloin järjestelmän hinta maksetaan sovitussa maksuaikataulussa. Aurinkosähköjärjestelmän omistusoikeus on myyjällä tai rahoittajalla siihen asti, kun sopimuksen mukainen osa kokonaishinnasta on maksettu. Osamaksuerien rahoituskulut määräytyvät samaan tapaan kuin lainoissa. Rahoitusleasing on osamaksukaupan kaltainen rahoitusmuoto, mutta aurinkosähköjärjestelmän omistus on myyjällä tai rahoittajalla koko sopimuskauden ajan. Aurinkosähköjärjestelmä siirtyy käyttäjän omistukseen sopimuskauden päätyttyä. (Auvinen et al. 2015, 55–56.)

Käyttöleasingrahoitus tarkoittaa aurinkosähköjärjestelmän vuokraamista pitkälle aikavälille. Rahoitusmuodon kustannukset koostuvat vuokrasta, joka on yleensä tietty osuus järjestelmän hankintahinnasta. Omistusoikeus on rahoittajalla koko sopimuskauden ajan ja omistusoikeus ei siirry käyttäjälle sopimuskauden päätyttyä. Aurinkosähkön ostosopimuksella voidaan vastuu järjestelmän tuotosta ja ylläpidosta siirtää myyjälle tai rahoittajalle. (Auvinen et al. 2015, 56.)

Joukkorahoituksella kerätään rahoitusta sijoitusten ja lainanannon muodossa. Aurinkosähköjärjestelmään tehdyistä sijoituksista tai annetusta lainasta saa korkotuottoja tai osinkoja. (Auvinen et al. 2015, 57.)

3.7 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmässä *(Net Present Value, NPV)* kaikki investoinnista aiheutuvat kassavirrat diskontataan tarkasteluhetkeen eli käytännössä investoinnin hankintahetkeen. Nykyarvoltaan suurin hanke on taloudellisesti paras hanke nykyarvon mukaan. Nykyarvo (*NA*) lasketaan yhtälön (1) mukaan.

$$\mathrm{NA} = \sum_{t=1}^{n} \frac{S_t}{(1+i)^t} + \frac{JA_n}{(1+i)^n} - H_t \qquad (1)$$

H = investoinnin hankintameno

S_t = hankkeen elinkaarenaikaiset nettotuotot

t = aika

i = laskentakorko

n = pitoaika

JA = jäännösarvo

Hyväksymiskriteeri: $\mathrm{NA} \geq 0$

Nykyarvomenetelmän perusteella periaatteessa kaikki positiivisen nykyarvon hankkeet kannattaa toteuttaa. Heikkoutena nykyarvomenetelmällä on herkkyys laskentakoron muutoksille. Pääsääntöisesti laskentakoron alarajana käytetään pääoman keskimääräistä kustannusta. Nykyarvomenetelmä suosii kannattavuustarkastelussa suuria hankkeita. (Kärri 2015.)

3.8 Sisäisen korkokannan menetelmä

Korko on yleinen kannattavuuskriteeri, josta jokaisella on jokin mielikuva. Sisäinen korkokanta *(Internal Rate of Return, IRR)* vastaa laskentakorkoa, jolla investoinnin nykyarvo on nolla. Sisäinen korkokanta ilmoittaa, kuinka suuri tuottoaste saadaan investoidulle pääomalle. (Tahkokorpi 2016, 188.) Sisäinen korkokanta saadaan ratkaistua yhtälöstä (2).

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{S_t}{(1+r)^t} + \frac{JA_n}{(1+r)^n} - H = 0 \qquad (2)$$

r = sisäinen korkokanta

Hyväksymiskriteeri: $r \geq i$

Sisäisen korkokannan menetelmässä investoinnille ei ole annettu tuottovaatimusta, vaan menetelmässä pyritään määrittämään korkokanta, jolla investoinnin kassavirtojen nykyarvojen summa on nolla. Sisäinen korkokanta ei aina kerro kannattavinta hanketta, kun hankkeet ovat vaihtoehtoisia. (Kärri 2015.)

3.9 Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä

Korollinen takaisinmaksuaika ilmoittaa ajan, jona investointi maksaa itsensä takaisin eli hankkeeseen sidottu pääoma vapautuu hankkeesta. Korollinen takaisinmaksuaika ratkaistaan yhtälöstä (3). (Kärri 2015.)

$$\sum_{t=1}^{n^*} \frac{S_t}{(1+i)^t} - H_t = 0 \qquad (3)$$

n^* = takaisinmaksuaika

Hyväksymiskriteeri: $n^* \leq n'$

n' = asetettu vaatimustaso kyseisen tyyppisille hankkeille

Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä ei ole itsestään hyvä kannattavuuden kriteeri, koska menetelmä ei ota huomioon investoinnin pitoaikaa eikä jäännösarvoa. Menetelmä ei varsinaisesti mittaa hankkeen kannattavuutta, vaan likviditeettivaikutusta. Itsenäisenä investoinnin kriteerinä korollisen takaisinmaksuajan menetelmää voidaan pitää vain, jos hankkeen vanhenemisriski on huomattava (Auvinen et al. 2015, 32.)

3.10 Levelised Cost of Energy

Aurinkosähkön tuotannon kustannuksille hyvä mittari on LCOE-hinta *(Levelised Cost of Energy)*. LCOE määritetään summaamalla kaikki elinkaaren aikaiset kustannukset nykyarvoon ja jakamalla koko elinkaaren aikaisella nykyarvoon muutetulla energian tuotannolla. (Tahkokorpi 2016, 189.) LCOE-hinta lasketaan yhtälön (4) mukaan.

$$\mathrm{LCOE} = \frac{H_t + \sum_{t=1}^{n} \frac{M_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}} \qquad (4)$$

M_t = vuosittaiset käyttö- ja kunnossapitokustannukset

E_t = vuosittainen tuotettu sähköenergia

LCOE-hinta mahdollistaa eri energiantuotantomuotojen kannattavuuksien vertailun. Vaikuttavia tekijöitä LCOE-hinnan suuruuteen ovat järjestelmien hinnat, pääomakustannukset, kunnossapitokustannukset, polttoainekustannukset ja tuotetun energian määrä.

4 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMIEN MITOITTAMINEN ESIMERKKIKOHTEISSA

Aurinkosähkötuotannon kannattavuutta eteläsavolaisessa sekä eteläkarjalaisessa tuotantoympäristöissä tarkastellaan mitoittamalla aurinkosähköjärjestelmä valittuihin esimerkkikohteisiin. Aurinkosähköjärjestelmät mitoitetaan tuntikohtaisen sähkönkulutuskäyrän perusteella ja kullekin esimerkkikohteelle ominaisten lähtöarvojen mukaan. Mitoituksessa on käytetty Mikkelin säteily- ja säätietoja. Esimerkkikohteina ovat julkisten sekä yritysrakennusten osalta maatila, koulurakennus, päivittäistavarakauppa sekä jäähalli. Aurinkosähköjärjestelmämitoittaminen tehdään myös Lappeenrannan teknillisen yliopiston kampusalueelle, jossa on olemassa oleva aurinkovoimala. Kotitalouksien aurinkosähköjärjestelmämitoittamisen esimerkkikohteina ovat suorasähkölämmitteinen sekä osittain varaava sähkölämmitteinen omakotitalo. Taulukkoon 3 on koottu eri kohteille yhtenevät aurinkosähköjärjestelmämitoittamisen lähtöarvot.

Taulukko 3. Aurinkosähköjärjestelmämitoittamisen lähtöarvot.

Lähtöarvot	Kotitaloudet	Yritykset
	- Suorasähkölämmitteinen omakotitalo - Osittain varaava sähkölämmitteinen omakotitalo	- Maatila - Koulurakennus - Päivittäistavarakauppa - Jäähalli - Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Sähköenergian hinta	Vuoden 2015 spot-hinta, marginaali 0,30 snt/kWh (alv 24 %)	Vuoden 2015 spot-hinta, marginaali 0,24 snt/kWh (alv 0 %)
Sähkönsiirron hinta	2,85 snt/kWh (alv 24 %)	2,30 snt/kWh (alv 0 %)
Sähkön myyntihinta verkkoon	Vuoden 2015 spot-hinta, marginaali 0,24 snt/kWh (alv 0 %)	Vuoden 2015 spot-hinta, marginaali 0,24 snt/kWh (alv 0 %)
Sähkövero	2,79372 snt/kWh (alv 24 %)	2,253 snt/kWh (alv 0 %)
Laskentakorko	1 %	2 %
Vuotuinen kunnossapitokustannus kokonaisinvestoinnista	0,3 %	0,5 %
Arvio vuotuisesta sähkön kokonaishinnan noususta	1,0 %	1,0 %
Järjestelmän käyttöikä	30 vuotta	30 vuotta
Sähköpaneelitehon vuotuinen heikkeneminen	0,5 %	0,5 %
Invertterin hyötysuhde	98,5 %	98,5 %
Investointituki	Kotitalousvähennys	25–40 %
Investoinnin hinta	Järjestelmätoimittajilta kerätty hinnasto (alv 24 %)	Järjestelmätoimittajilta kerätty hinnasto (alv 0 %)

Kannattavuustarkastelu perustuu sähkön nettomittaukseen tuntikohtaisesti. Nettomittauksella tarkoitetaan sähkön käyttökohteen taseselvitysjakson aikana verkkoon syötetyn ja verkosta otetun sähkön nettomäärää (Pahkala 2016.) Käytännössä sähkön pientuottaja maksaa siis kuluttamastaan sähköenergiasta, joka ylittää tarkastellulla aikavälillä verkkoon syötetyn sähköenergian. Sähköenergian eri mittausmenetelmien välistä vertailua sähkön loppukäyttäjän kannalta on selvittänyt Huoman (2015) kandidaatintyössään. Lähtökohtaisesti muilla sähköenergian mittausmenetelmillä aurinkosähköinvestointien kannattavuus on nettomittausmenetelmää heikompi.

Aurinkosähköjärjestelmän vuosituotannossa ei ole otettu huomioon tammikuun, helmikuun eikä joulukuun tuotantoja mahdollisen lumipeitteen aiheuttaman tuotantohäviöiden takia. Tällä ratkaisulla on pyritty saamaan realistisempi simuloitu tuotanto aurinkosähköjärjestelmille Etelä-Savossa ja Etelä-Karjalassa. Tuntikohtaiset aurinkosähkön tuotantotiedot on haettu HOMER Pro-ohjelmistosta, joka käyttää NASA:n tuottamia säteily- ja säätietoja 22 vuoden ajalta (NASA 2016.) Simuloitu tuotanto vastaa varjostamatonta tuotantoa. Varsinainen tietojen käsittely ja laskenta on tehty Excel-taulukkolaskentaohjelmalla.

Sähköenergian hintana on käytetty Etelä-Savon Energian tarjoamaa Spotti-tuntisähköä, jonka hinta muodostuu Nord Pool-sähköpörssin Suomen aluehinnasta ja marginaalista. Sähkön myyntihintana verkkoon on vastaavasti käytetty Etelä-Savon Energian Spotti-pientuotantoa, jonka hinta koostuu marginaalilla vähennetystä Nord-pool Suomen aluetuntihinnasta. (ESE 2016.) Laskennassa käytetyt sähköenergian spot-hinnat ovat vuodelta 2015 (Nord Pool 2016.) Sähkönsiirron hintana on käytetty ESE-Verkko Oy:n sähkönsiirtohinnastoja (ESE 2015.) Pientuotannon siirrosta ei peritä ESE-Verkko Oy:n alueella sähkön siirtomaksua (ESE 2016.) Sähköveron osalta kaikki tarkastelussa olleet esimerkkikohteet kuuluvat sähköveroluokkaan 1. Investointilaskennassa sähkön kokonaishinnan vuotuiseksi kasvuprosentiksi on arvioitu yksi prosentti.

Kannattavuustarkastelun laskentakorkokanta on määritetty riskittömän investoinnin korkokannalla, koska aurinkosähköinvestoinnit voidaan katsoa suhteellisen vähäriskisiksi investoinneiksi niiden elinkaaren aikaisten kassavirtojen ennustettavuuden vuoksi. Julkisten sekä yritys-

ja elinkeinotoiminnan rakennusten aurinkosähköjärjestelmien investointilaskennan laskentakorkokannaksi on valittu lähivuosien inflaatiotavoitetta vastaava korkokanta kaksi prosenttia. Kotitalouksien laskentakorkokannaksi on valittu yksi prosentti, joka on vuonna 2016 tarjolla olevien säästö- ja määräaikaistilien keskimääräistä talletuskorkoa suurempi (Kauppalehti 2016.)

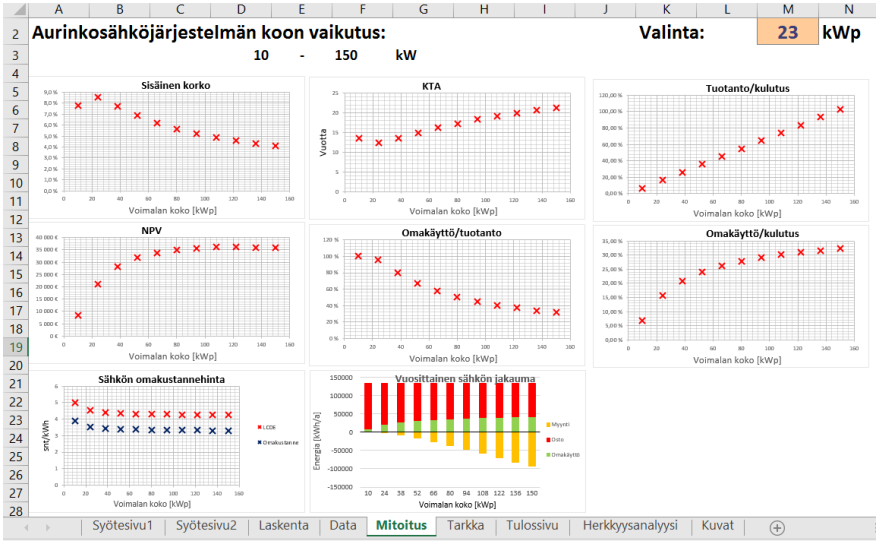
Investointikustannukset kattoasennettaville aurinkosähköjärjestelmille asennuskustannukset huomioiden on arvioitu järjestelmätoimittajilta kerättyjen tarjousten perusteella. Eri järjestelmähinnoista on muodostettu sovite eri kokoisten voimaloiden investointikustannusten määrittämiseksi. Hinnat on esitetty liitteessä 1. Kannattavuuslaskennassa investointikustannuksissa on otettu huomioon investointituki yritys- ja julkisten kiinteistöjen osalta sekä kotitalousvähennys yksityishenkilöiden omistamien asuinkiinteistöjen osalta. Kannattavuuslaskennassa aurinkosähköinvestoinnin pitoajan jälkeinen jäännösarvo on oletettu merkityksettömäksi.

Aurinkosähköinvestoinnin pitoajaksi on määritetty 30 vuotta. Aurinkopaneelien tehon on arvioitu heikkenevän 0,5 prosenttia vuotuisesti koko järjestelmän elinkaaren ajan (Wirth 2016, 30.) Invertterin hyötysuhteena on käytetty 98,5 prosenttia. Järjestelmän vuotuisiksi kunnossapitokustannuksiksi on arvioitu 0,3–0,5 prosenttia kohteesta riippuen. Kotitalouksien on oletettu pystyvän tekemään osan vaadituista kunnossapitotöistä, joten alempi kuluprosentti olisi perusteltua. Kustannuslaskennassa varaudutaan invertterin korvaamiseen kerran aurinkosähköjärjestelmän elinkaaren aikana, joka on sisällytetty kunnossapitokustannusten arvioon. Keskimäärin 10 käyttövuoden jälkeen invertterin elinkaarella aiheutuu vikaantumisten aiheuttamia kustannuksia. Kuitenkin useiden invertterivalmistajien käyttötestit ovat antaneet jopa 20 vuoden tuloksia invertereiden kestolle. (DGS 2013, 466.)

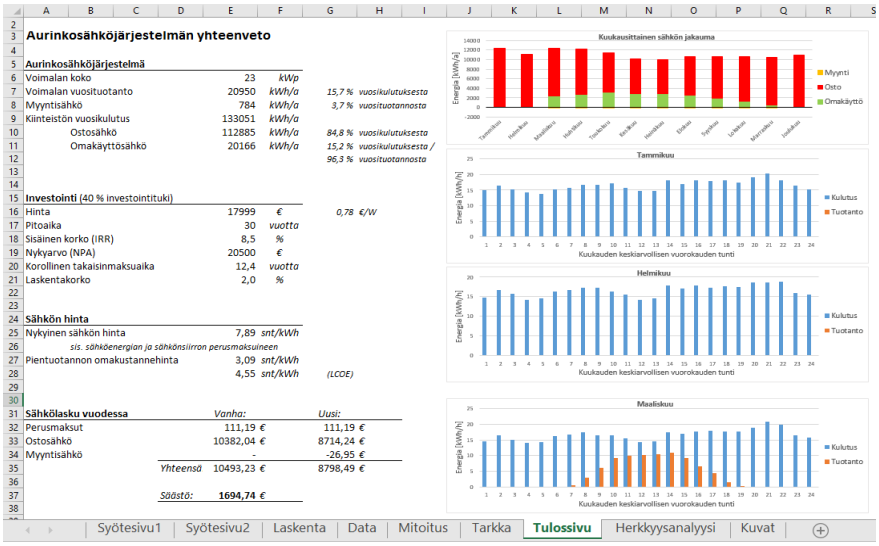
4.1 Työssä käytettävä laskentatyökalu

Aurinkosähköjärjestelmien mitoittamisen tarkastelua varten työn ohessa kehitettiin Excel-laskentatyökalu, jonka tarkoituksena on mallintaa sähkönkulutuskäyrän perusteella mitoitettaessa käytettäviä kannattavuuskriteerejä voimalan tehon suhteen. Sähkönkulutuskäyrän lisäksi laskentatyökalun huomioimat syöttöarvot on aiemmin esitetty taulukossa 3. Laskentatyökalusta saatavia mitoittamisen kannattavuuslukuja tehon funktioina ovat sisäinen korkokanta, nyky-

arvo, korollinen takaisinmaksuaika sekä LCOE. Lisäksi laskentatyökalulla on mahdollista tarkastella ja visualisoida simuloidun aurinkosähkötuotannon jakaumaa sähkönkulutuskäyrään verrattuna. Kuvassa 12 on esimerkki tuloksina saaduista kannattavuusluvuista tehon funktiona ja kuvassa 13 esimerkki valitun voimalakoon tarkastelusta.



Kuva 12. Kehitetyn Excel-laskentatyökalun mitoittamisen tuloksia.



Kuva 13. Kehitetyn Excel-laskentatyökalun valitun voimalakoon tarkastelua.

4.2 Maatila

Aurinkosähkön kannattavuutta tarkastellaan Etelä-Savon alueella sijaitsevalla suurehkolla maatilalla, jonka sähkön vuosikulutus on noin 133 MWh. Maatilan vuoden 2015 kuukausittainen sähkönkulutus on esitetty taulukossa 4.

Taulukko 4. Maatilan kuukausittainen sähkön kulutus.

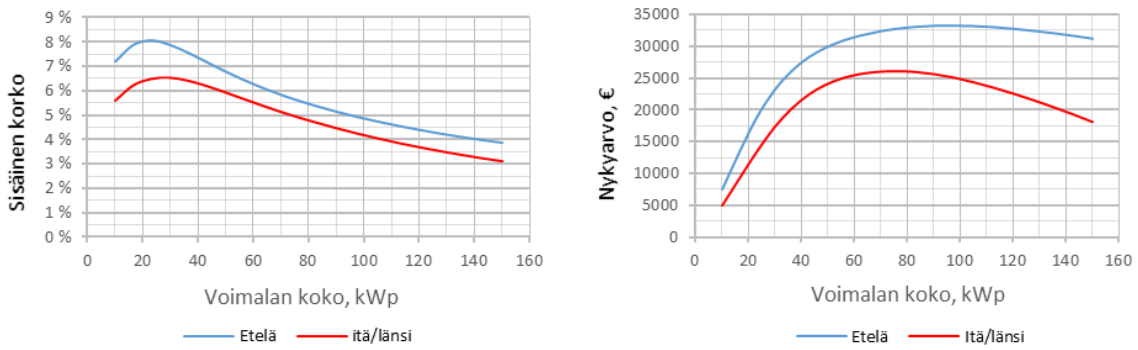
Kuukausi	Sähkön kulutus, kWh
Tammikuu	12 300
Helmikuu	11 100
Maaliskuu	12 400
Huhtikuu	12 200
Toukokuu	11 400
Kesäkuu	10 200
Heinäkuu	10 000
Elokuu	10 700
Syyskuu	10 600
Lokakuu	10 600
Marraskuu	10 600
Joulukuu	11 000
Yhteensä	**133 100**

Aurinkopaneelit sijoitetaan maatilan tuotantorakennuksen katolle lappeen myötäisesti. Tuotantorakennuksen pisin sivu suuntautuu pohjois-eteläsuuntaisesti. Paneeleista puolet suunnataan itään ja puolet länteen. Tuotantorakennuksen kattokulma on noin 20 astetta. Maatalouksien on mahdollista hakea investointitukea maatilan energiantuotannossa tarvittaviin rakennuskustannuksiin. Edellytyksenä tuen myöntämiselle on uusiutuvan energialähteen käyttäminen energiantuotannossa ja tukea on mahdollista saada vain tuotantotoiminnassa kulutetulle energian tuotannolle. Rakentamisinvestoinneissa tukea saadakseen investointituen osuudeksi on muodostuttava yli 7 000 euroa. (Maaseutuvirasto 2016a.) Vuonna 2016 energiantuotannon rakentamisinvestointiin saatavan tuen määrä on 40 prosenttia maatalouden tuotantotoiminnassa käytetyn energiantuotannon osalta (Maaseutuvirasto 2016b.) Laskennassa käytettävät lähtötiedot on esitetty taulukossa 5.

Taulukko 5. Lähtötiedot maatilalle mitoitettavaan aurinkosähköjärjestelmään.

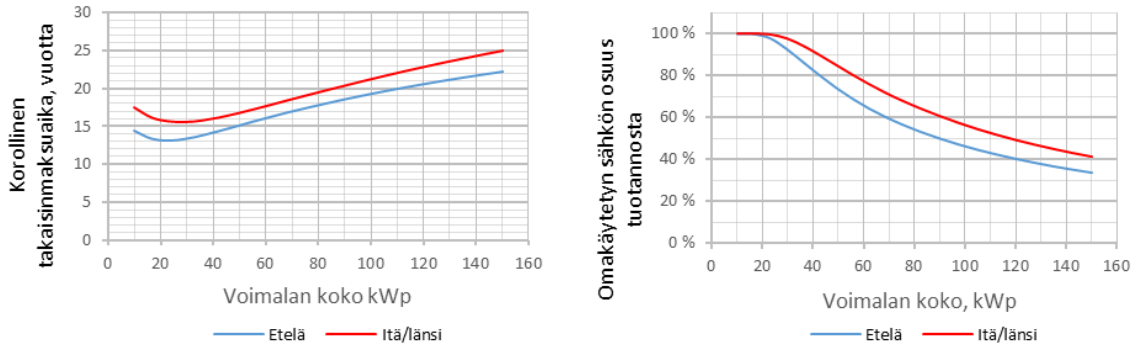
Lähtötieto	Lähtöarvo
Suuntaus	
- 50 % paneeleista	Itä −90°
- 50 % paneeleista	Länsi 90°
Asennuskulma	20°
Investointituki	40 %

Maatilan aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta on tarkasteltu investoinnin sisäisen korkokannan ja nykyarvon perusteella. Kuvassa 14 on esitetty aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko ja nykyarvo tehon funktiona itä-länsiasennuksena sekä tilanteessa, jossa kaikki voimalan paneelit suunnattaisiin etelään.



Kuva 14. Maatilan aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko ja nykyarvo tehon funktiona.

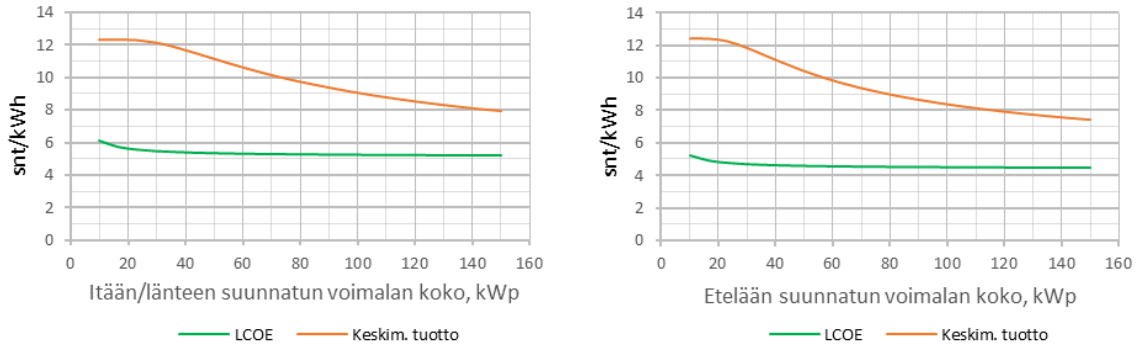
Sisäisen korkokannan perusteella kannattavin aurinkosähköjärjestelmäkoko maatilalle on 28 kWp, jolloin investoinnin sisäinen korko on 6,6 prosenttia. Etelään suunnatun järjestelmän sisäinen korkokanta olisi suurimmillaan 8,1 prosenttia 23 kWp:n järjestelmäkoolla. Kahden prosentin korkokannalla laskettu nykyarvo on suurimmillaan itä-länsisuunnattuna 76 kWp:n ja etelään suunnattuna 96 kWp:n aurinkosähköjärjestelmällä. Kuvassa 15 on esitetty investoinnin korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.



Kuva 15. Maatilan aurinkosähköinvestoinnin korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.

Aurinkosähköinvestoinnin korollinen takaisinmaksuaika on pienimmillään itä-länsiasennettuna 15,5 vuotta ja eteläasennettuna 13,1 vuotta. Kuvista 14 ja 15 voidaan todeta myös, että investoinnin korollinen takaisinmaksuaika on alimmillaan, kun sisäinen korkokanta on suurimmillaan. Itä-länsiasennetulla 28 kWp:n voimalalla on omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta 98,3 prosenttia. Vastaavasti eteläsuunnatulla 23 kWp:n voimalalla omakäyttöaste olisi 97,8 prosenttia. Nykyarvon ollessa suurimmillaan omakäyttöasteet ovat itä-länsisuunnatulle 67,6 prosenttia ja etelään suunnatulle 47,8 prosenttia.

Itä-länsisuunnatun sekä eteläsuunnatun voimaloiden kannattavimmat voimalakoot eroavat toisistaan. Aurinkosähköjärjestelmän tuotto koostuu sähköntuotannosta itse käytetystä sähköstä, jolloin verkosta ostetun sähkön kustannukset ovat pienemmät, sekä verkkoon myytävästä ylijäämäsähköstä. Koska voimalan elinkaaren aikaiset kustannukset ovat verrannollisia voimalan kokoon, kannattavin voimalakoko on silloin, kun investoinnin tuottojen ja kustannusten erotus on suurimmillaan. Kuvassa 16 maatilan kannattavinta voimalakokoa on havainnollistettu LCOE-hinnan ja investoinnin keskimääräisen tuoton avulla voimalan tehon funktiona.



Kuva 16. Itä-länsisuunnatun ja etelään suunnatun voimaloiden LCOE-hinnat sekä voimaloista saadut keskimääräiset rahatuotot energiayksikköä kohden.

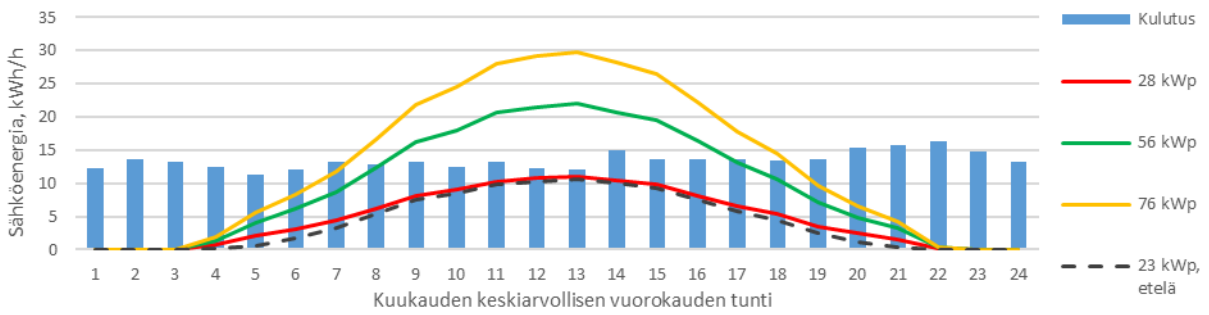
Investoinnin keskimääräinen tuotto on laskettu summaamalla aurinkosähköjärjestelmän elinkaaren aikana saatavat rahatuotot tuotettua kilowattituntia kohden ja diskonttaamalla ne nykyhetkeen. Kuvasta 16 on havaittavissa, että maatilan aurinkosähköinvestoinnin tuotto on suurimmillaan itä-länsisuunnattuna 28 kWp:n ja eteläsuunnattuna 23 kWp:n voimalakoolla, jotka vastaavat sisäisen korkokannan perusteella mitoitettavia voimaloita. Koska aurinkovoimala on kannattavimmillaan kilowattituntikohtaisten tuottojen ollessa suurimmillaan, kannattavimmalla aurinkovoimalalla ei omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta välttämättä ole 100 prosenttia investointikustannusten ominaishinnan halventuessa voimalakokoa kasvatettaessa.

Maatilalle investoitavan aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkasteltaessa kuvasta 14 on huomattavissa, että investoinnin sisäisen koron maksimi voimalan koon suhteen on suhteellisen laajalla alueella. Maatilalle investoitavaksi aurinkosähköjärjestelmäkooksi tarkastellaan sisäisen korkokannan sekä nykyarvon perusteella mitoitettua aurinkosähköjärjestelmää. Lisäksi tarkastellaan sisäisen korkokannan perusteella mitoitettua voimalaa 100 prosenttia suurempaa 56 piikkikilowatin voimalakokoa. Taulukkoon 6 on koottu itä-länsisuunnattujen 28 kWp:n, 56 kWp:n ja 76 kWp:n sekä eteläsuunnatun 23 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelun tulokset.

Taulukko 6. Maatilan aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelun tulokset.

Voimalan koko	**28 kWp, itä/länsi**	**56 kWp, itä/länsi**	**76 kWp, itä/länsi**	**23 kWp, etelä**
Investoinnin tuettu hinta	21 615 € (0,77 €/W)	41 975 € (0,75 €/W)	56 344 € (0,74 €/W)	17 999 € (0,78 €/W)
Sisäinen korko	6,6 %	5,7 %	4,9 %	8,1 %
Nykyarvo	16 311 €	24 975 €	26 004 €	18 777 €
Omakäytetty sähkö:				
tuotannosta	98,3 %	80,0 %	67,6 %	97,8 %
kulutuksesta	15,4 %	25,0 %	28,7 %	14,6 %
Korollinen takaisinmaksuaika	15,5 vuotta	17,2 vuotta	19,1 vuotta	13,1 vuotta

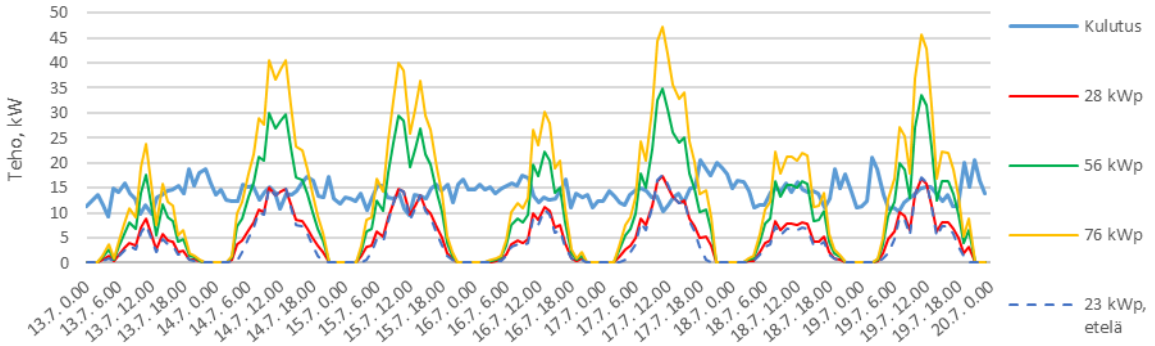
Taulukon 6 tuloksista on todettavissa, että voimalakokoa kasvatettaessa investoinnin sisäinen korkokanta pienenee vähemmän suhteessa omakäytetyn sähkön osuuteen tuotannosta. Aurinkosähköjärjestelmän mitoitusta tarkastellaan maatilan pienimmän sähkönkulutuksen kesäkuukauden mukaan. Kuvassa 17 on esitetty maatilan heinäkuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



Kuva 17. Heinäkuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 23 kWp:n, 28 kWp:n, 56 kWp:n ja 76 kWp:n voimaloille.

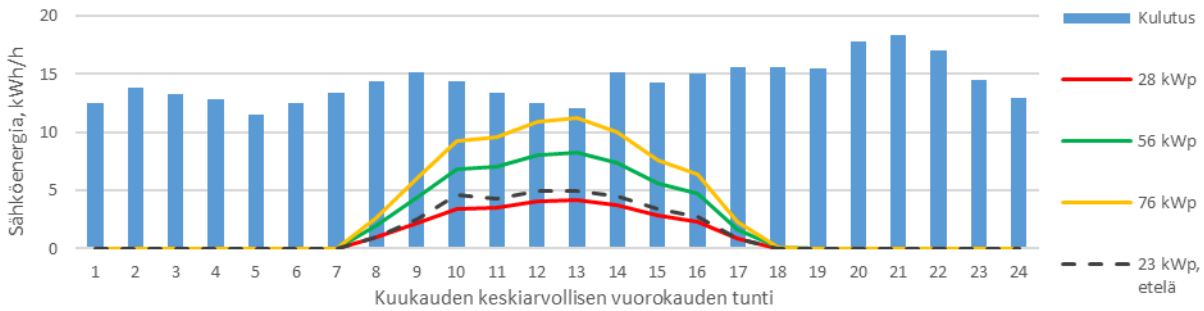
Sisäisen korkokannan perusteella mitoitetun aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähkö käytetään maatilalla keskimäärin kokonaan myös pienimmän sähkön kulutuksen kesäkuukautena, ja näin ollen verkkoon myytävä sähköenergia on vain hetkittäisten kuorman vaihteluiden aiheuttamaa. Itä-länsisuunnattu 28 kWp:n voimala tuottaa keskipäivän tunteina suunnilleen saman verran kuin eteläsuunnattu 23 kWp:n järjestelmä, mutta itä-länsisuunnatun järjestelmän säh-

köntuotanto on suurempaa aamu- ja iltatunteina. Suurimpien 56 kWp:n ja 76 kWp:n voimaloiden keskimääräisen heinäkuun päivän tuotannot ylittävät kuorman suuruuden päiväsaikaan, jolloin verkkoon myytävää sähköä tuotetaan lähes päivittäin. Suuremmalla tuotannolla saadaan kuitenkin korvattua enemmän sähköverkosta ostettua sähköä, jolloin maatilalla kulutetun aurinkosähkön osuus kokonaiskulutuksesta kasvaa. Maatilan sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot heinäkuussa viikolla 29 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 18.



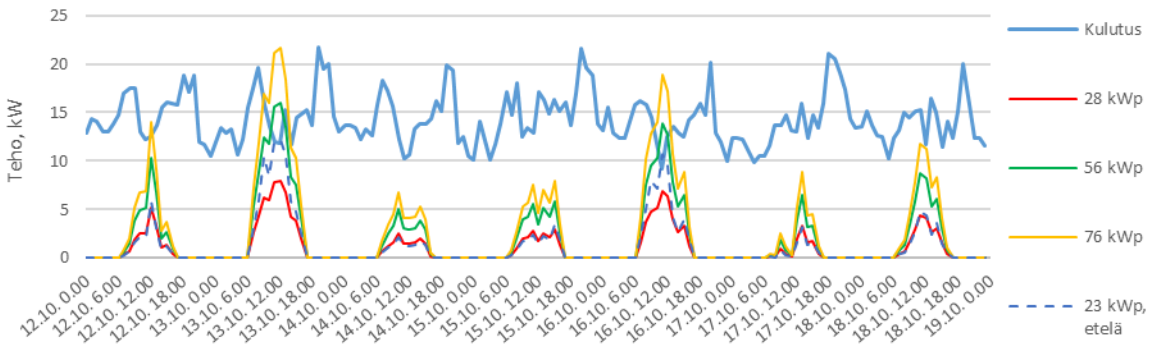
Kuva 18. Viikon 29 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 23 kWp:n, 28 kWp:n, 56 kWp:n ja 76 kWp:n voimaloille.

Hetkittäistä sähkön myyntiä verkkoon viikolla 29 on havaittavissa myös sisäisen korkokannan perusteella mitoitettujen aurinkosähköjärjestelmien osalta. Huonoimpina aurinkosähkön tuotantopäivinä, kuten 13.7., suurimmankin 76 kWp:n ylijäämäsähkön myynti verkkoon on vähäistä. Kesäkuukausina aurinkosähkön tuotanto on suurimmillaan, mutta säteilyolosuhteiden vuodenaikavaihtelun vuoksi etenkin kevään ja syksyn kuukausina tuotanto on kesäkuukausia huomattavasti vähäisempää. Kuvassa 19 on esitetty maatilan lokakuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotanto.



Kuva 19. Lokakuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 23 kWp:n, 28 kWp:n, 56 kWp:n ja 76 kWp:n voimaloille.

Lokakuussa yksikään tarkasteltavista voimaloista ei keskimääräisesti tuota verkkoon myytävää sähköä. Sisäisen korkokannan perusteella mitoitetuista voimaloista etelään suunnattu 23 kWp:n voimala tuottaa jokaisena lokakuun keskimääräisen vuorokauden tuntina itä-länsisuunnattua 28 kWp:n voimalaa huomattavasti paremmin. Lokakuussa auringon kesäkuukausia matalampi sijainti horisontissa sekä lyhyempi valoisa-aika aiheuttavat itään ja länteen suunnattujen voimaloiden huonomman tuotannon. Maatilan sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot lokakuussa viikolla 42 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 20.



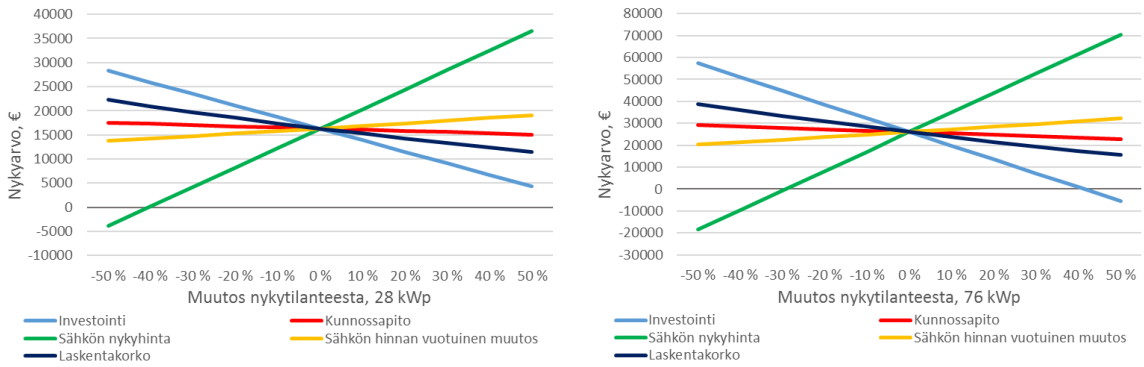
Kuva 20. Viikon 42 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 23 kWp:n, 28 kWp:n, 56 kWp:n ja 76 kWp:n voimaloille.

Viikolla 42 sisäisen korkokannan perusteella mitoitettu itä-länsisuunnattu 28 kWp:n voimala ei tuota yhtään verkkoon myytävää sähköä. Toisaalta etelään suunnattu sisäisen korkokannan perusteella mitoitettu järjestelmä tuottaa lokakuun esimerkkiviikon kahtena päivänä vähäisesti verkkoon myytävää sähköä. Huonoimpina aurinkosähkön tuotantopäivinä, esimerkiksi 14. – 15.10., yksikään voimaloista ei tuota verkkoon myytävää sähköä.

Aurinkosähköjärjestelmän kokoa kasvatettaessa investoinnin sisäisen korkokannan todettiin pienenevän vähemmän suhteessa omakäytetyn sähkön osuuteen tuotannosta. Tämä johtuu siitä, että kannattavinta järjestelmäkokoa suurempien järjestelmien tuottamalla suuremmalla tuotannolla pystytään korvaamaan verkosta ostettavaa sähköä enemmän sekä vuorokausi- että vuodenaikakohtaisesti. Toinen vaikuttava tekijä sisäisen korkokannan vähäisemmän heikentymisen taustalla on investoinnin ominaishinnan halpeneminen voimalakokoa kasvatettaessa. Tällöin voimalakokoa kasvatettaessa aurinkosähkön omakustannehinta laskee, jolloin verkkoon myydyn sähkön suuremmasta osuudesta huolimatta saadaan korvattua enemmän verkosta ostettavaa sähköä. Mahdollisesti kolmas sisäisen korkokannan maltillisen laskun selittävä tekijä

on sähköhinnan vaihtelut vuorokausi- ja vuodenaikakohtaisesti. Esimerkiksi vuoden 2015 lokakuun keskimääräinen sähkön arvolisänverollinen spot-hinta oli 0,6 senttiä heinäkuun vastaavaa hintaa kalliimpaa. Sähkön spot-hinta kuitenkin vaihtelee Pohjoismaiden sähköntuotantoolosuhteiden mukaan vuosittain, joten yksittäisen vuoden tarkastelulle ei voi antaa liikaa painoarvoa. Näin ollen suuremman voimalan sähköntuotannon korvaaman verkosta ostettavan sähkön keskihinta on pienempää voimalaa arvokkaampaa. Nykyarvomenetelmä ohjaa mitoittamaan maatilan aurinkosähköjärjestelmän suureksi. Huomattavaa on, että 56 kWp:n ja 76 kWp:n voimaloiden nykyarvot eivät eroa suuresti toisistaan, joten voidaan päätellä voimalakokoa suurennettaessa investoinnin riskien kasvavan nopeammin suhteessa tuottojen kasvuun.

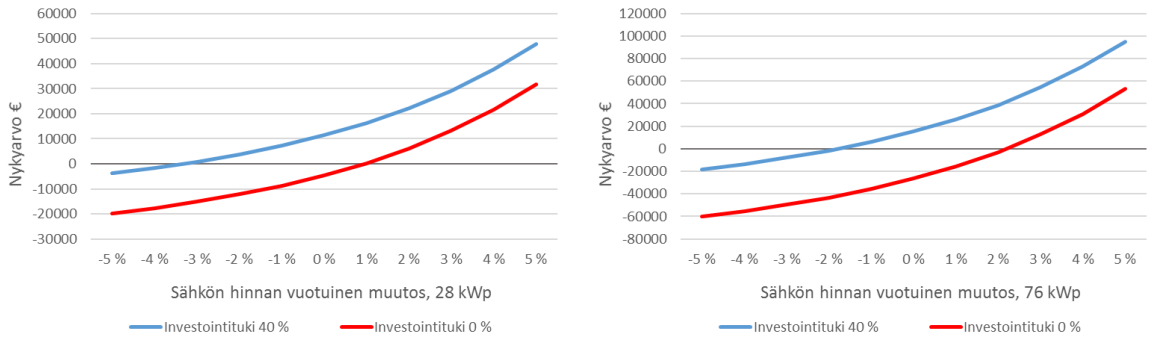
Maatilalle suunniteltavan aurinkosähköinvestoinnin riskejä tarkastellaan herkkyysanalyysillä. Analyysissä tarkastellaan investointikustannuksen, kunnossapitokustannuksen, sähkön nykyhinnan ja sähkön hinnan vuotuisen muutoksen sekä laskentakoron vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 21 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi itä-länsisuunnatuille 28 kWp:n sekä 76 kWp:n aurinkosähköjärjestelmille.



Kuva 21. Yhden muuttujan herkkyysanalyysit 28 kWp:n ja 76 kWp:n voimaloille.

Tarkastelluilla voimaloilla investointi on herkin sähkön nykyhinnalle ja toiseksi herkin investointikustannuksille. Pienimmällä 28 kWp voimalalla sähkön nykyhinta voisi olla 40 prosenttia nykyistä alempi ja suurimmalla 76 kWp:n järjestelmällä 29 prosenttia nykyistä alempi investoinnin ollessa vielä kannattava. Investointikustannuksien suuri kasvukaan ei tee investoinnista kannattamatonta, suurimmalla voimalalla investointikustannusten tulisi nousta yli 42 prosenttia, jotta investointi olisi kannattamaton. Investointikustannukseen vaikuttavat järjestelmätoimittajan asettama hinta toimitettavalle aurinkosähköjärjestelmälle asennettuna sekä investointiin saatava investointituki.

Koska investointikustannukset ja sähkön nykyhinta ovat investointihetkellä tiedossa, on käytännöllistä tarkastella investointituen ja sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen vaikutusta nykyarvoon. Kuvassa 22 on esitetty 28 kWp:n ja 76 kWp:n aurinkosähköinvestoinnin nykyarvon herkkyysanalyysi sähkön vuotuisen muutoksen funktiona investointituen ollessa 40 prosenttia sekä ilman investointitukea.



Kuva 22. Investointituen vaikutus 28 kWp:n sekä 76 kWp:n aurinkosähköinvestointien nykyarvoon vuotuisen sähkön hinnan muutoksen funktiona.

Pienimmän 28 kWp:n järjestelmän investointi 40 prosentin investointituella on vielä kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi 3,3 prosenttia vuotuisesti koko elinkaaren ajan. Ilman investointitukea pienimmän järjestelmän investointi on kannattava sähkön kokonaishinnan kallistuessa noin prosentin vuotuisesti. Suurimman 76 kWp järjestelmän investointi maatilalla investointituettuna on kannattava sähkön kokonaishinnan halventuessa 1,6 prosenttia vuotuisesti. Investoitaessa suurimpaan voimalaan ilman investointitukea sähkön kokonaishinnan tulisi nousta keskimäärin 2,2 prosenttia vuodessa, jotta investointi olisi kannattava.

Maatilalle suunniteltavan aurinkosähköjärjestelmän mitoittamisessa tulee ottaa huomioon aurinkopaneeleille sopivan kattopinta-alan rajoitteet. Yhden piikkikilowatin järjestelmä vaatii keskimäärin 6–8 neliömetrin kattoalan (Motiva 2016d.) Myös maatilan pääsulakekoko voi asettaa rajoituksia suuria voimalakokoja valittaessa. Herkkyystarkastelun tuloksena investoinnin riskit kasvavat enemmän suhteessa nykyarvon kasvuun voimalakokoa kasvatettaessa, kuitenkin tarkastellut investoinnit säilyvät kannattavina vielä laskevalla sähkön kokonaishinnalla. Kannattavin järjestelmäkoko kyseiselle maatilalle saadaan sisäisen korkokannan menetelmällä. Suuremman järjestelmän hankkiminen voi olla järkevää, jos maatilalla halutaan varautua mahdollisesti kulutuksen ja sähkön kokonaishinnan kasvulle tulevaisuudessa.

4.3 Koulurakennus

Aurinkosähkön kannattavuustarkastelu tehdään Mikkelissä sijaitsevalle kaukolämmitteiselle koulurakennukselle, jonka sähkön vuosikulutus on noin 695 MWh. Koulurakennuksen vuoden 2015 kuukausittainen sähkönkulutus on esitetty taulukossa 7 ja laskennassa käytettävät lähtötiedot on esitetty taulukossa 8.

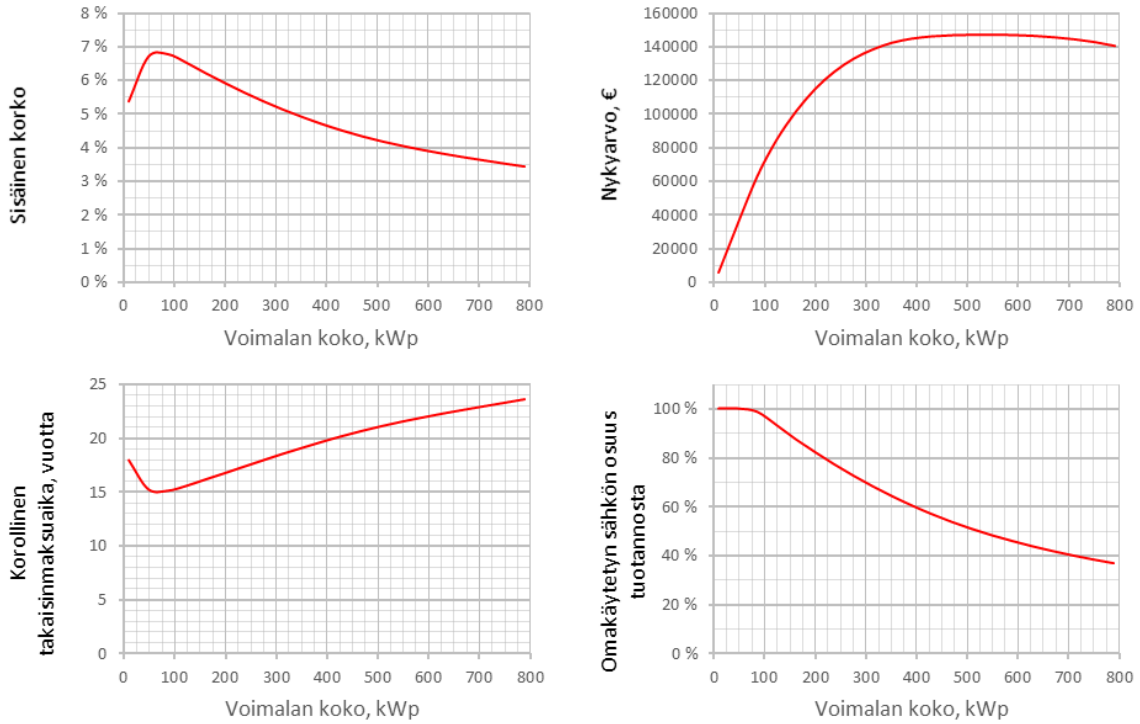
Taulukko 7. Koulurakennuksen kuukausittainen sähkön kulutus.

Kuukausi	Sähkön kulutus, kWh
Tammikuu	65 300
Helmikuu	58 600
Maaliskuu	68 300
Huhtikuu	63 700
Toukokuu	61 500
Kesäkuu	35 800
Heinäkuu	34 200
Elokuu	56 400
Syyskuu	64 500
Lokakuu	62 100
Marraskuu	64 400
Joulukuu	60 000
Yhteensä	**694 800**

Taulukko 8. Lähtötiedot koulurakennukselle mitoitettavaan aurinkosähköjärjestelmään.

Lähtötieto	Lähtöarvo
Suuntaus	Etelä 0°
Asennuskulma	30°
Investointituki	25 %

Aurinkopaneelit sijoitetaan koulurakennuksen katolle, joka on pääasiassa tasakattoa. Paneelit suunnataan etelään 30 asteen asennuskulmaan. Kuvassa 23 on esitetty koulurakennuksen aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.



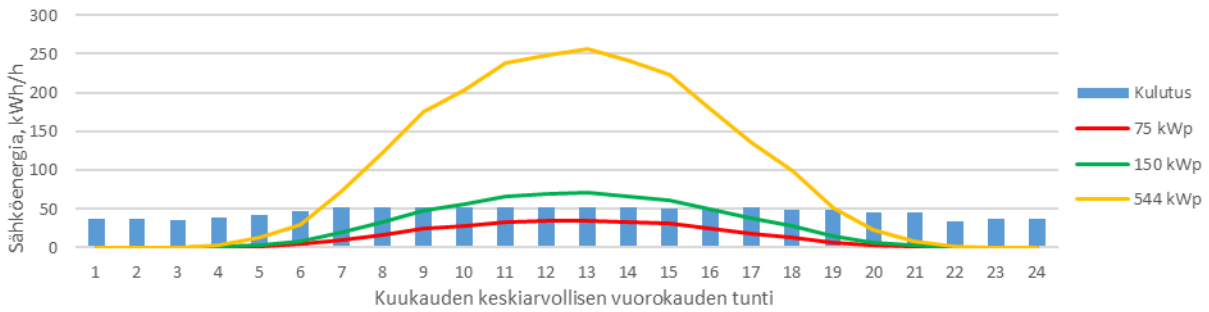
Kuva 23. Koulurakennuksen aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.

Sisäisen korkokannan perusteella mitoitettu kannattavin aurinkosähköjärjestelmä koulurakennukselle on 75 kWp. Sisäisen korkokannan maksimi on kapeammalla alueella verrattuna maatilan esimerkkimitoitukseen. Tämä johtuu koulurakennuksen kesäkuukausien vähäisemmästä sähkön kulutuksesta, jolloin voimalakokoa kasvatettaessa hyvän aurinkosähkön kuukausina yhä suurempi osa tuotannosta myydään verkkoon. Kuitenkin sisäinen korkokanta on yli kuuden prosentin 16–190 piikkikilowatin järjestelmillä. Kahden prosentin laskentakorkokannalla laskettu investoinnin nykyarvo on suurimmillaan 544 kWp:n aurinkosähköjärjestelmällä. Koulurakennukseen sijoitettavaksi aurinkosähköjärjestelmäksi tarkastellaan sisäisen korkokannan sekä nykyarvon perusteella mitoitettavia voimaloita. Lisäksi tarkasteluun on otettu mukaan sisäisen korkokannan perusteella kannattavinta voimalaa 100 prosenttia suurempi 150 kWp:n voimala. Taulukkoon 9 on koottu 75 kWp:n, 150 kWp:n ja 544 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelun tulokset.

Taulukko 9. Koulurakennuksen aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelun tulokset.

Voimalan koko	75 kWp	150 kWp	544 kWp
Investoinnin tuettu hinta	69 526 € (0,93 €/W)	137 001 € (0,91 €/W)	465 385 € (0,86 €/W)
Sisäinen korko	6,8 %	6,3 %	4,1 %
Nykyarvo	55 381 €	96 509 €	147 242 €
Omakäytetty sähkö:			
tuotannosta	99,6 %	89,4 %	48,9 %
kulutuksesta	9,6 %	17,3 %	34,3 %
Korollinen takaisin-maksuaika	15,1 vuotta	16,0 vuotta	21,5 vuotta

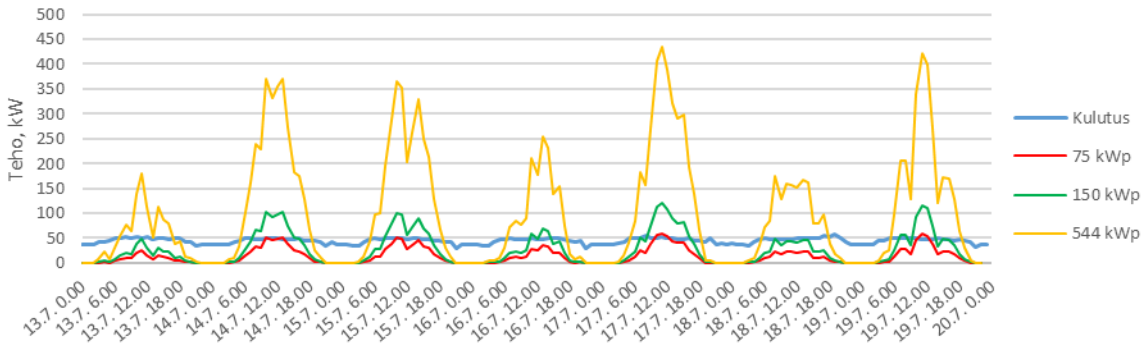
Taulukon 9 tuloksista on todettavissa, että voimalakokoa kasvatettaessa investoinnin sisäinen korkokanta pienenee suhteessa vähemmän verrattuna omakäytetyn sähkön osuuteen tuotannosta. Koulurakennuksen kesäkuukausien sähkönkulutus on pienimmillään heinäkuussa, jolloin kuitenkin aurinkosähköntuotanto on lähes suurimmillaan. Kuvassa 24 on esitetty koulurakennuksen heinäkuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



Kuva 24. Heinäkuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 75 kWp:n, 150 kWp:n ja 544 kWp:n voimaloille.

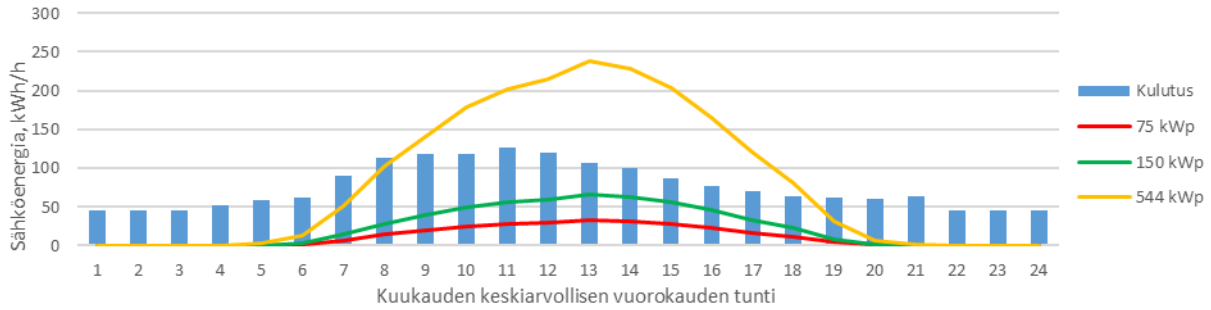
Sisäisen korkokannan perusteella mitoitetun aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähkö pystytään keskimäärin käyttämään itse kiinteistössä myös pienimmän sähkön kulutuksen kesäkuukautena, ja näin ollen myyntiin menevä sähkö on vain hetkittäisten kuorman vaihteluiden aiheuttamaa. Suurempien voimaloiden keskimääräisen heinäkuun vuorokauden päiväajan tuotannot ylittävät kuorman suuruuden, jolloin tuotetaan verkkoon myytävää sähköä. Suuremmalla tuotannolla saadaan kuitenkin korvattua enemmän sähköverkosta ostettua sähköä, jolloin kou-

lurakennuksessa käytetyn aurinkosähkön osuus kokonaiskulutuksesta kasvaa. Koulurakennuksen sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot heinäkuussa viikolla 29 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 25.



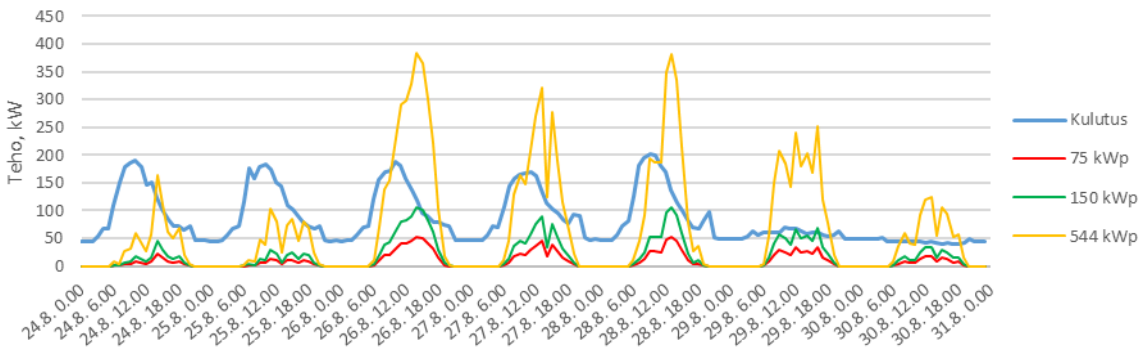
Kuva 25. Viikon 29 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 75 kWp:n, 150 kWp:n ja 544 kWp:n voimaloille.

Kuvasta 25 voidaan todeta, että myös pienimmän voimalan tuotannosta myydään hetkittäin sähköä verkkoon. Kyseisessä koulussa tilojen käyttö on kesä-heinäkuussa vähäistä, mutta esimerkiksi elokuun keskimääräisen päivän kulutuksesta on havaittavissa opetustoiminnan aiheuttama kuorman kasvu koulupäivän aikana. Kuvassa 26 on esitetty elokuun keskimääräisen päivän sähkön kulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



Kuva 26. Elokuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 75 kWp:n, 150 kWp:n ja 544 kWp:n voimaloille.

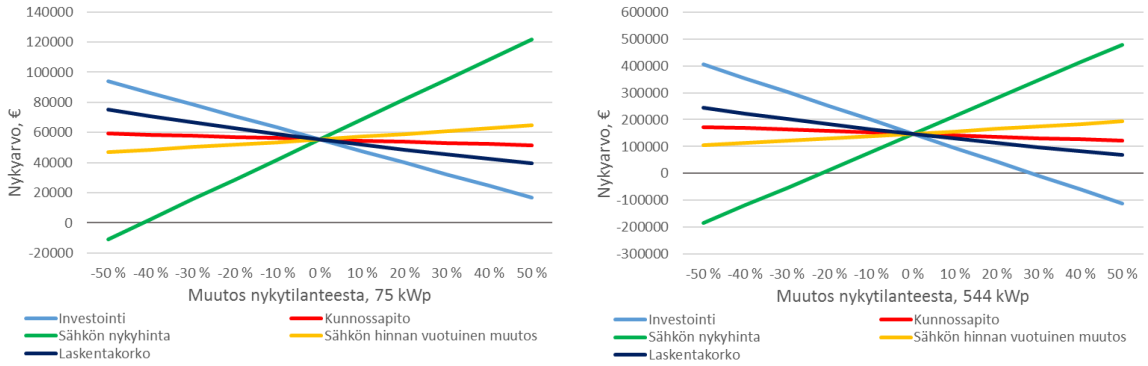
Mitoitettavista järjestelmistä vain suurimman 544 kWp:n voimalan elokuun keskimääräinen tuotanto ylittää kuorman suuruuden. Kuvassa 27 on esitetty viikon 35 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot tarkasteltaville voimaloille.



Kuva 27. Viikon 35 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 75 kWp:n, 150 kWp:n ja 544 kWp:n voimaloille.

Koulurakennuksen sähkönkulutuskäyrästä on havaittavissa kulutushuippujen keskittyvän arkipäiville. Näin ollen viikonloppuisin aurinkosähkötuotannosta suurempi osa myydään verkkoon. Kesäkuukausien ja viikonloppupäivien vähäisemmän kuorman vuoksi koulurakennukselle kannattavin aurinkosähköjärjestelmä on vuosikulutukseen verrattuna suhteellisen pieni.

Koulurakennukselle suunniteltavan aurinkosähköinvestoinnin riskejä tarkastellaan herkkyysanalyysillä. Analyysissä tarkastellaan investointikustannuksen, kunnossapitokustannuksen, sähkön nykyhinnan ja sähkön hinnan vuotuisen muutoksen sekä laskentakoron vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 28 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi 75 kWp:n sekä 544 kWp:n aurinkosähköjärjestelmille.

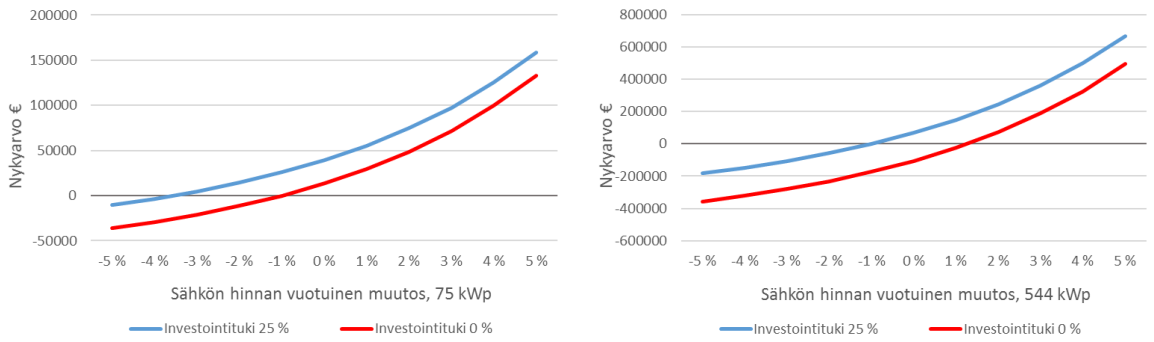


Kuva 28. Yhden muuttujan herkkyysanalyysit 75 kWp:n ja 544 kWp:n voimaloille.

Tarkastelluilla voimaloilla investointi on herkin sähkön nykyhinnalle ja toiseksi herkin investointikustannuksille. Pienimmällä 75 kWp voimalalla sähkön nykyhinta voisi olla 40 prosenttia nykyistä alempi ja suurimmalla 96 kWp:n järjestelmällä 20 prosenttia nykyistä alempi investoinnin ollessa vielä kannattava. Pienimmän 75 kWp:n järjestelmän mukaan tarkasteltava in-

vestointi säilyy kannattavana investointikustannuksen noustessa 72 prosenttia, kun suurimmalla 544 kWp:n voimalalla investointikustannus voisi nousta enintään 30 prosenttia, jotta investointi olisi kannattava.

Tarkastellaan sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 29 on esitetty 75 kWp:n ja 544 kWp:n aurinkosähköinvestoinnin nykyarvon herkkyysanalyysi sähkön vuotuisen muutoksen funktiona 25 prosentin investointituella sekä ilman investointitukea.



Kuva 29. Investointituen vaikutus 75 kWp:n sekä 544 kWp:n aurinkosähköinvestointien nykyarvoon vuotuisen sähkön hinnan muutoksen funktiona.

Pienimmän 75 kWp järjestelmän investointi 25 prosentin investointituella on nykyarvon perusteella vielä kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi 3,5 prosenttia vuotuisesti koko elinkaaren ajan. Ilman investointitukea pienimmän järjestelmän investointi on kannattava sähkön kokonaishinnan alentuessa enintään prosentin vuotuisesti. Suurimman 544 kWp järjestelmän investointi koulurakennukseen investointituettuna on kannattava sähkön kokonaishinnan alentuessa enintään prosentin vuotuisesti. Investoitaessa suurimpaan voimalaan ilman investointitukea sähkön kokonaishinnan tulisi nousta keskimäärin 1,5 prosenttia vuodessa, jotta investointi olisi kannattava.

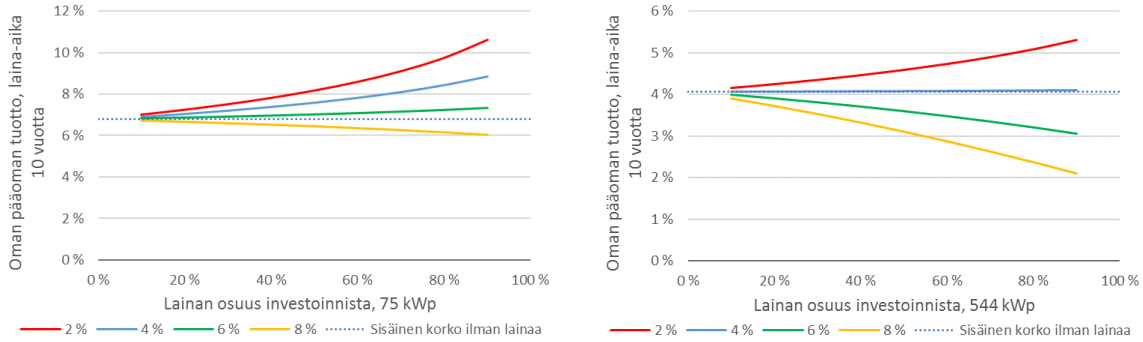
Sisäisen korkokannan menetelmä määrittää koulurakennuksen kannattavimman aurinkosähköinvestoinnin. Järjestelmän ylimitoittaminen ei kuitenkaan romahduta kannattavuutta. Nykyarvomenetelmä määrittää reilun 0,5 MWp:n voimalakoon, jolloin sisäinen korkokanta on kuitenkin vielä yli neljä prosenttia. Yli kuuden prosentin sisäiseen korkokantaan päästään vielä 190 kWp:n järjestelmäkoolla. Voimalakokoa rajoittavana tekijänä koulurakennuksen tapauksessa luultavasti tulee esille sopivan kattopinta-alan riittämättömyys.

Lainarahoitus on julkisten investointien yleinen rahoitusmuoto. Julkisen lainarahan saanti on helppoa ja edullista, mikä on lisännyt julkisten hankkeiden rahoitusta velalla. Edulliset laina-järjestelyt mahdollistavat investoinnit myös laskusuhdanteissa, jolloin kuntien talous on oleellisesti heikentynyt. (Busk et al. 2016, 17–18.) Kuntien lainarahoituksen marginaalit määritetään kunta- ja hankekohtaisesti, marginaalien vaihdellessa 0,5–1,5 prosentin välillä. Erityisluottolaitokset pystyvät rahoittamaan julkisen investoinnin enintään 10 vuoden marginaalin uudelleenhinnoitteluehdoilla. (Lehto 2015, 8.) Koulurakennuksen aurinkosähköinvestoinnin oman pääoman tuottoa tarkastellaan tilanteessa, kun 80 prosenttia investointikustannuksista katetaan lainarahoituksella. Lainarahoituksen koroksi laskennassa on oletettu kaksi prosenttia ja laina-aikana tarkastellaan 10 ja 30 vuotta. Lainasumma jaetaan yhtä suuriksi vuosieriksi eli annuiteeteiksi. Taulukossa 10 on esitetty lainarahoituksella investoitujen voimaloiden oman pääoman tuotot.

Taulukko 10. Koulurakennuksen aurinkosähköinvestoinnin oman pääoman tuotto, kun investoinnin lainarahoituksen osuus on 80 prosenttia.

Voimalan koko	**75 kWp**	**150 kWp**	**544 kWp**
Oman pääoman tuotto, laina-aika 10 vuotta	9,7 %	8,8 %	5,1 %
Oman pääoman tuotto, laina-aika 30 vuotta	20,4 %	18,5 %	10,2 %

Laina-ajan ollessa 10 vuotta investoinnin alussa sidotulle pääomalle saatava tuotto kasvaa tarkastelluilla voimaloilla 1–2,9 prosenttiyksikköä verrattuna lainarahoittamattomaan investointiin. Jos laina-aika olisi mahdollista pidentää järjestelmän pitoajan eli 30 vuoden pituiseksi, maksaisi kannattavin voimalakoko investointiin sijoitetun oman pääoman takaisin alle viidessä vuodessa. Kuvassa 30 on esitetty lainan koron ja investointiin käytettävän lainarahoituksen osuuden vaikutusta 75 kWp:n ja 544 kWp:n aurinkosähköinvestointien sisäiseen korkokantaan 10 vuoden laina-ajalla.



Kuva 30. Lainan koron ja investointiin käytettävän lainarahoituksen osuuden vaikutusta 75 kWp:n ja 544 kWp:n aurinkosähköinvestointien omien pääomien tuottoihin 10 vuoden laina-ajalla.

Koulurakennuksen 75 kWp:n aurinkosähköinvestoinnin pääoman tuotto kasvaa suhteessa lainarahoittamattomaan investointiin vielä kuuden prosentin lainakorolla. Vastaavasti 544 kWp:n aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korkokanta kasvaa lainaprosentin ollessa enintään neljä prosenttia. Koulurakennuksen aurinkosähköinvestoinnin toteuttaminen lainarahoituksella on järkevää, koska edullisella lainarahoituksella tehtävä investointi rahoittaa osittain itseään pienentyneinä sähkön hankinnan kuluina antaen investointiin alussa sidotulle pääomalle paremman tuoton.

4.4 Päivittäistavarakauppa

Mikkelissä sijaitsevalle päivittäistavarakaupan kiinteistölle tarkastellaan aurinkosähkön kannattavuutta. Kiinteistön sähkön vuosikulutus on noin 485 MWh ja rakennus on kaukolämmitteinen. Päivittäistavarakaupparakennuksen vuoden 2015 kuukausittainen sähkönkulutus on esitetty taulukossa 11 ja laskennassa käytettävät lähtötiedot on esitetty taulukossa 12.

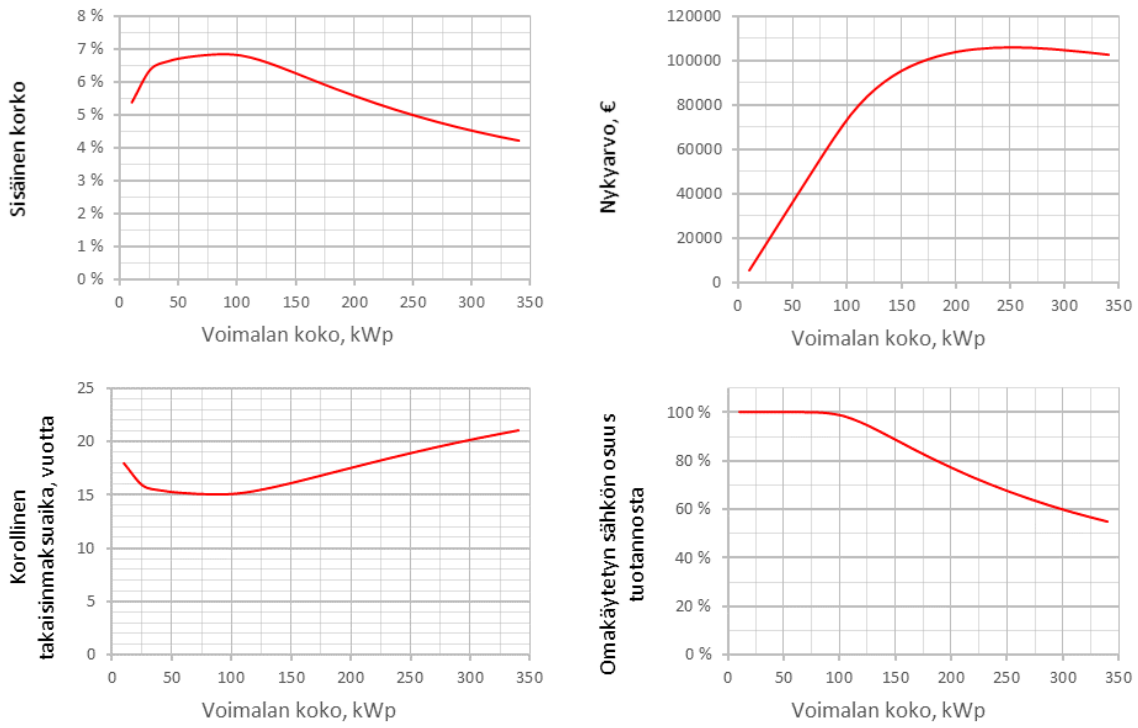
Taulukko 11. Päivittäistavarakaupan kuukausittainen sähkön kulutus.

Kuukausi	Sähkön kulutus, kWh
Tammikuu	37 300
Helmikuu	36 300
Maaliskuu	42 800
Huhtikuu	42 600
Toukokuu	43 100
Kesäkuu	39 700
Heinäkuu	42 100
Elokuu	43 800
Syyskuu	40 500
Lokakuu	40 400
Marraskuu	38 400
Joulukuu	38 000
Yhteensä	**485 000**

Taulukko 12. Lähtötiedot päivittäistavarakaupalle mitoitettavaan aurinkosähköjärjestelmään.

Lähtötieto	Lähtöarvo
Suuntaus	Etelä 0°
Asennuskulma	30°
Investointituki	25 %

Päivittäistavarakaupalla on aurinkopaneelien sijoittamisen kannalta paljon soveltuvaa tasakattopinta-alaa. Paneelit suunnataan etelään 30 asteen asennuskulmassa. Kuvassa 31 on esitetty aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.



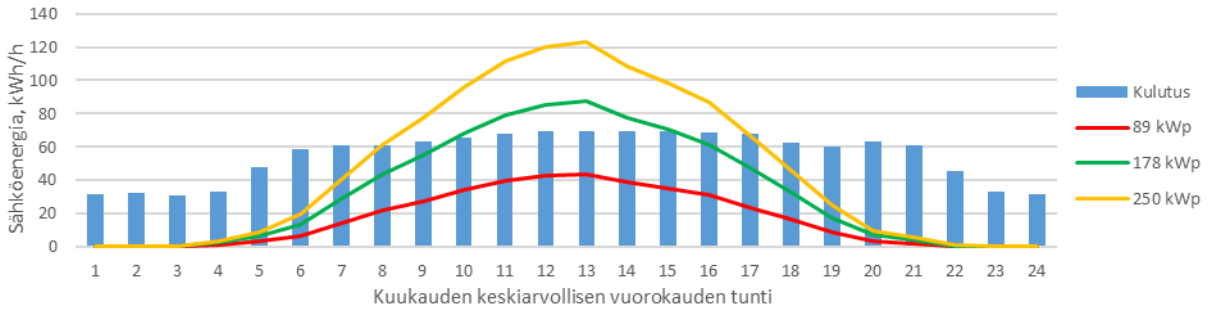
Kuva 31. Päivittäistavarakaupan aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.

Sisäisen korkokannan perusteella mitoitettu kannattavin aurinkosähköjärjestelmäkoko on 89 piikkikilowattia. Sisäisen korkokannan maksimi tehon suhteen on erittäin laajalla tehoalueella, yli 6,5 prosentin tuottoon päästään 30–135 piikkikilowatin voimaloilla. Kahden prosentin laskentakorkokannalla laskettu investoinnin nykyarvo on suurimmillaan 250 kWp:n aurinkosähköjärjestelmällä. Aurinkosähköjärjestelmän mitoittamista päivittäistavarakauppakiinteistöön tarkastellaan sisäisen korkokannan sekä nykyarvomenetelmän perusteella. Lisäksi tarkastelussa on mukana sisäisen korkokannan perusteella mitoitettua voimalaa 100 prosenttia suurempi 178 kWp:n voimala. Taulukkoon 13 on koottu 89 kWp:n, 178 kWp:n ja 250 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelun tulokset.

Taulukko 13. Päivittäistavarakaupan aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelun tulokset.

Voimalan koko	89 kWp	178 kWp	250 kWp
Investoinnin tuettu hinta	82 172 € (0,92 €/W)	161 946 € (0,91 €/W)	225 172 € (0,90 €/W)
Sisäinen korko	6,8 %	5,9 %	5,0 %
Nykyarvo	66 053 €	101 045 €	105 773 €
Omakäytetty sähkö: *tuotannosta* *kulutuksesta*	 99,5 % 16,4 %	 82,0 % 27,0 %	 67,6 % 31,3 %
Korollinen takaisin-maksuaika	15,0 vuotta	16,9 vuotta	18,9 vuotta

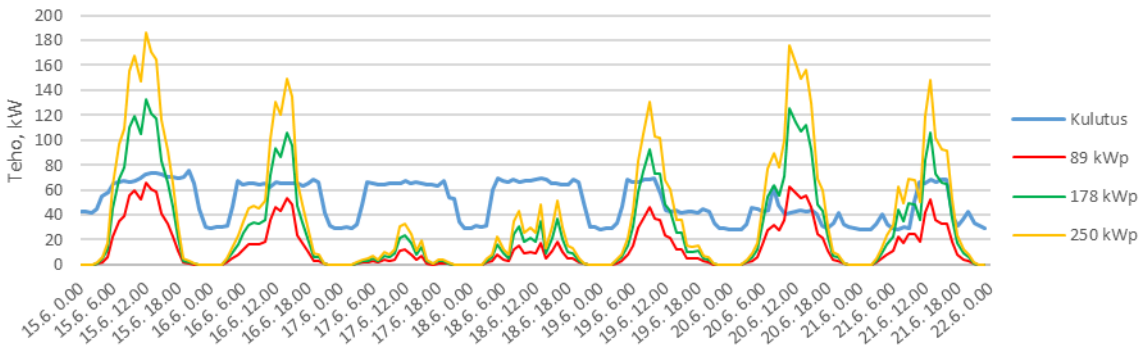
Taulukon 13 tuloksista on todettavissa, että voimalakokoa kasvatettaessa investoinnin sisäinen korkokanta pienenee suhteessa vähemmän verrattuna omakäytetyn sähkön osuuteen tuotannosta. Suurillakin järjestelmillä sisäinen korkokanta on yli viisi prosenttia. Huomattavaa kuitenkin on, että 178–250 piikkikilowatin järjestelmien välillä nykyarvo kasvaa enää vain vähäisesti. Päivittäistavarakaupan kesäkuukausien sähkönkulutus on pienimmillään kesäkuussa, jolloin kuitenkin aurinkosähköntuotanto on suurimmillaan. Kuvassa 32 on esitetty päivittäistavarakaupan kesäkuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



Kuva 32. Kesäkuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 89 kWp:n, 178 kWp:n ja 250 kWp:n voimaloille.

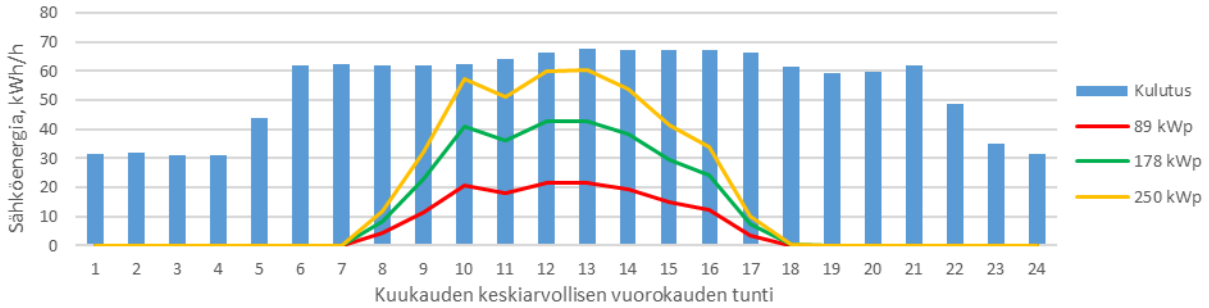
Sisäisen korkokannan perusteella mitoitetun aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähkö pystytään keskimäärin käyttämään itse kiinteistössä myös pienimmän sähkön kulutuksen kesäkuukautena, ja näin ollen myyntiin menevä sähkö on vain hetkittäisten kuorman vaihteluiden aiheuttamaa. Suurempien voimaloiden keskimääräisen kesäkuun päivän tuotannot ylittävät kuorman suuruuden, jolloin syntyy verkkoon myytävää sähköä. Suuremmalla tuotannolla saadaan

kuitenkin korvattua enemmän sähköverkosta ostettua sähköä, jolloin kauppakiinteistössä käytetyn aurinkosähkön osuus kokonaiskulutuksesta kasvaa. Päivittäistavarakaupan sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot kesäkuussa viikolla 25 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 33.



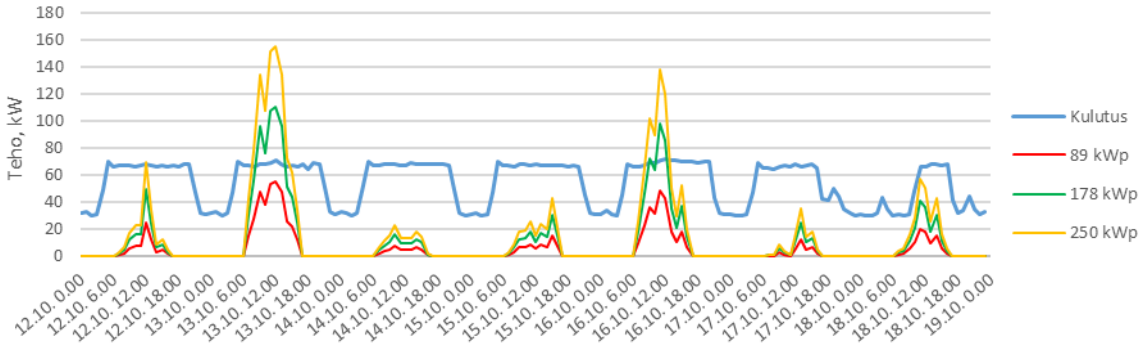
Kuva 33. Viikon 25 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 89 kWp:n, 178 kWp:n ja 250 kWp:n voimaloille.

Kuvasta 33 on havaittavissa hetkittäistä sähkön myyntiä verkkoon myös pienimmän 89 kWp:n aurinkosähköjärjestelmän osalta. Kesäkuukausina aurinkosähkön tuotanto on suurimmillaan, mutta etenkin kevään ja syksyn kuukausina tuotanto on kesäkuukausia huomattavasti vähäisempää. Kuvassa 34 on esitetty päivittäistavarakaupan lokakuun keskimääräisen päivän sähkön kulutus sekä tarkasteltavien aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



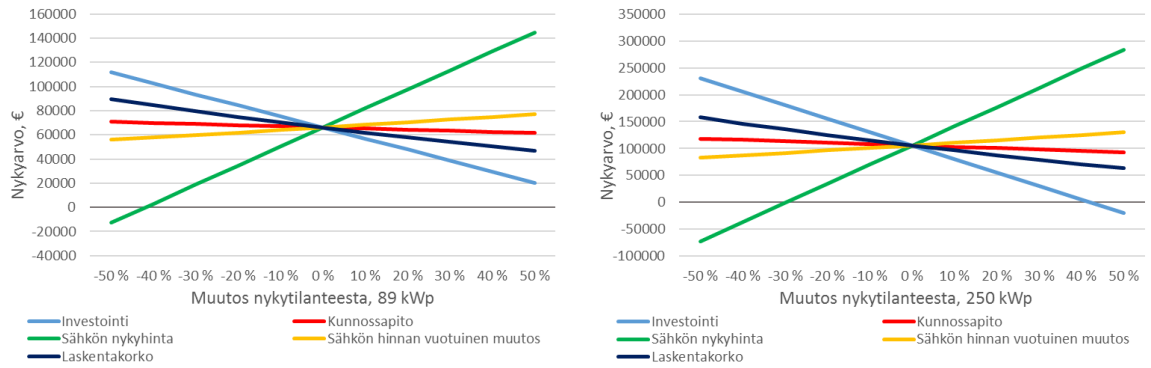
Kuva 34. Lokakuun keskimääräisen päivän kuorma ja tuotannot 89 kWp:n, 178 kWp:n ja 250 kWp:n voimaloille.

Tarkasteltavista järjestelmistä yhdenkään voimalan tuotanto ei ylitä keskimääräisesti kiinteistön lokakuun kuormaa. Kuvassa 35 on esitetty viikon 42 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot tarkasteltaville voimaloille.



Kuva 35. Viikon 42 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 89 kWp:n, 178 kWp:n ja 250 kWp:n voimaloille.

Myös päivittäistavarakaupalle suunniteltavan aurinkosähköinvestoinnin riskejä tarkastellaan herkkyysanalyysillä. Analyysissä tarkastellaan investointikustannuksen, kunnossapitokustannuksen, sähkön nykyhinnan ja sähkön hinnan vuotuisen muutoksen sekä laskentakoron vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 36 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi 89 kWp:n sekä 250 kWp:n aurinkosähköjärjestelmille.

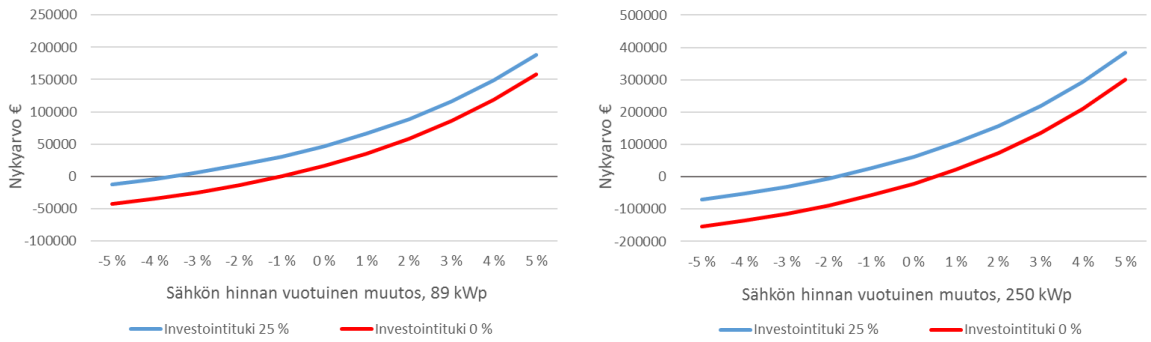


Kuva 36. Yhden muuttujan herkkyysanalyysit 89 kWp:n ja 250 kWp:n voimaloille.

Kuten aiemmin, päivittäistavarakauppakiinteistölle tarkastelluilla voimaloilla investointi on herkin sähkön nykyhinnalle ja toiseksi herkin investointikustannuksille. Pienimmällä 89 kWp:n voimalalla sähkön nykyhinta voisi olla 42 prosenttia nykyistä alempi ja suurimmalla 250 kWp:n järjestelmällä 30 prosenttia nykyistä alempi investoinnin ollessa vielä kannattava. Pienimmän 89 kWp:n järjestelmän mukaan tarkasteltava investointi säilyy kannattavana investointikustannuksen noustessa 72 prosenttia, kun suurimmalla 250 kWp:n voimalalla investointikustannus voisi nousta enintään 42 prosenttia, jotta investointi olisi kannattava.

Tarkastellaan sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 37 on esitetty 89 kWp:n ja 250 kWp:n aurinkosähköinvestoinnin nykyarvon

herkkyysanalyysi sähkön vuotuisen muutoksen funktiona investointituen ollessa 25 prosenttia sekä ilman investointitukea.



Kuva 37. Investointituen vaikutus 89 kWp:n sekä 250 kWp:n aurinkosähköinvestointien nykyarvoon vuotuisen sähkön hinnan muutoksen funktiona.

Pienimmän 89 kWp järjestelmän investointi 25 prosentin investointituella on nykyarvon mukaan vielä kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi 3,6 prosenttia vuotuisesti koko elinkaaren ajan. Ilman investointitukea pienimmän järjestelmän investointi on kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi noin yhden prosentin vuosittain. Suurimman 250 kWp järjestelmän investointi koulurakennukseen investointituettuna on kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi 1,7 prosenttia vuotuisesti. Investoitaessa suurimpaan voimalaan ilman investointitukea sähkön kokonaishinnan tulisi nousta keskimäärin 0,6 prosenttia vuodessa, jotta investointi olisi kannattava.

Päivittäistavarakaupan sähkönkulutusprofiili on ihanteellinen aurinkosähkötuotannolle. Kulutushuiput osuvat vuodenaikakohtaisesti kesälle ja vuorokausikohtaisesti tasaisesti päiväsajalle. Sisäisen korkokannan menetelmällä määrittyvä kannattavin 89 piikkikilowatin järjestelmäkoko on kaupan vuosikulutukseen verrattain suurehko. Suurempia voimalakokoja tarkasteltaessa nykyarvomenetelmällä järjestelmäkoko ei kasva yhtä rajusti sisäisen korkokannan menetelmän mitoitukseen verrattuna kuin koulurakennuksen tapauksessa. Tällöin 250 kWp:n järjestelmäkoko ei ole perusteltu investoinnin kasvavien riskien vuoksi.

4.5 Jäähalli

Aurinkosähkön kannattavuustarkastelu tehdään jäähallille Kymäläisen kandidaatintyön (2014) mukaisesti. Rakennuksen kuukausittainen sähkönkulutus on esitetty taulukossa 14 ja laskennassa käytettävät lähtötiedot on esitetty taulukossa 15.

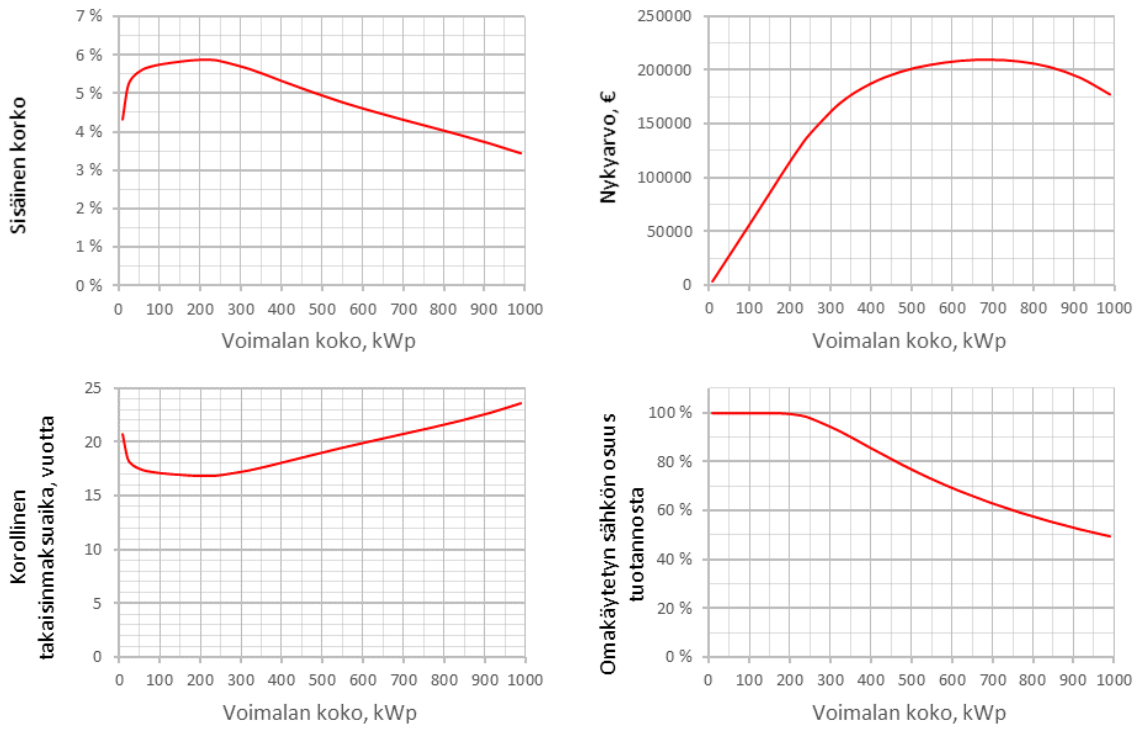
Taulukko 14. Jäähallin kuukausittainen sähkön kulutus.

Kuukausi	Sähkön kulutus, kWh
Tammikuu	95 200
Helmikuu	84 800
Maaliskuu	99 700
Huhtikuu	91 200
Toukokuu	88 300
Kesäkuu	83 000
Heinäkuu	98 300
Elokuu	104 600
Syyskuu	103 900
Lokakuu	102 300
Marraskuu	101 000
Joulukuu	97 000
Yhteensä	**1 149 300**

Taulukko 15. Lähtötiedot jäähallille mitoitettavaan aurinkosähköjärjestelmään.

Lähtötieto	Lähtöarvo
Suuntaus	Kaakko −45°
Asennuskulma	6°
Investointituki	25 %

Jäähallin katto on 6 asteen kattokulmaltaan harjakatto. Katon lappeet ovat kaakkois-luoteissuuntaisesti, ja aurinkopaneelit suunnataan kaakkoon. Kuvassa 38 on esitetty aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.



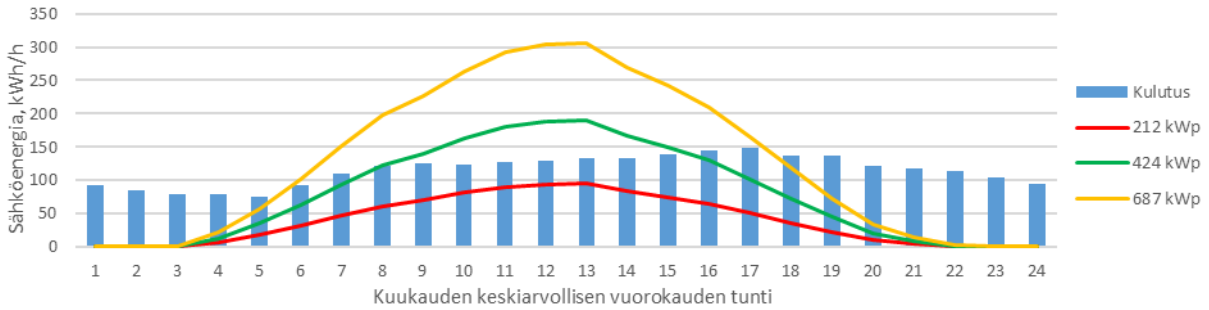
Kuva 38. Jäähallin aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.

Sisäisen korkokannan perusteella mitoitettu aurinkosähköjärjestelmä kyseisen jäähallin tapauksessa on 212 piikkikilowattia. Sisäisen korkokannan maksimi tehon suhteen on laajalla teho-alueella, yli 5,5 prosentin tuoton saa 37–371 piikkikilowatin voimaloilla. Kahden prosentin korkokannalla laskettu nykyarvo on suurimmillaan 687 kWp:n aurinkosähköjärjestelmällä. Jäähallikiinteistöön sijoitettavan aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkastellaan sisäisen korkokannan ja nykyarvomenetelmän perusteella. Lisäksi tarkastelussa on mukana sisäisen korkokannan perusteella mitoitettua voimalaa 100 prosenttia suurempi 424 kWp:n voimala. Taulukkoon 16 on koottu 212 kWp:n, 424 kWp:n ja 687 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelun tulokset.

Taulukko 16. Jäähallin aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelun tulokset.

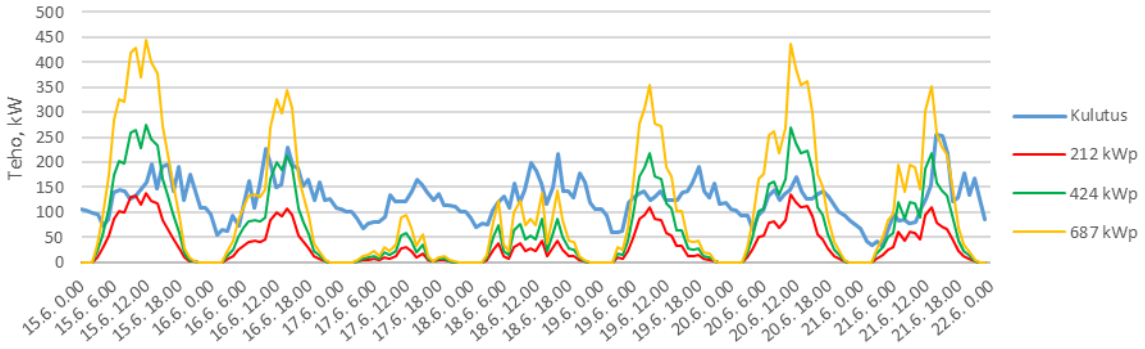
Voimalan koko	212 kWp	424 kWp	687 kWp
Investoinnin tuettu hinta	191 983 € (0,91 €/W)	370 912 € (0,87 €/W)	573 776 € (0,84 €/W)
Sisäinen korko	5,9 %	5,2 %	4,4 %
Nykyarvo	120 841 €	191 097 €	209 038 €
Omakäytetty sähkö			
tuotannosta	99,5 %	83,5 %	63,8 %
kulutuksesta	14,7 %	24,7 %	30,5 %
Korollinen takaisin-maksuaika	16,8 vuotta	18,3 vuotta	20,6 vuotta

Taulukon 16 tuloksista on todettavissa, että voimalakokoa kasvatettaessa investoinnin sisäinen korkokanta pienenee suhteessa vähemmän verrattuna omakäytetyn sähkön osuuteen tuotannosta. Jäähallin sähkönkulutus on pienimmillään kesäkuussa, jolloin kuitenkin aurinkosähköntuotanto on suurimmillaan. Kuvassa 39 on esitetty jäähallin kesäkuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



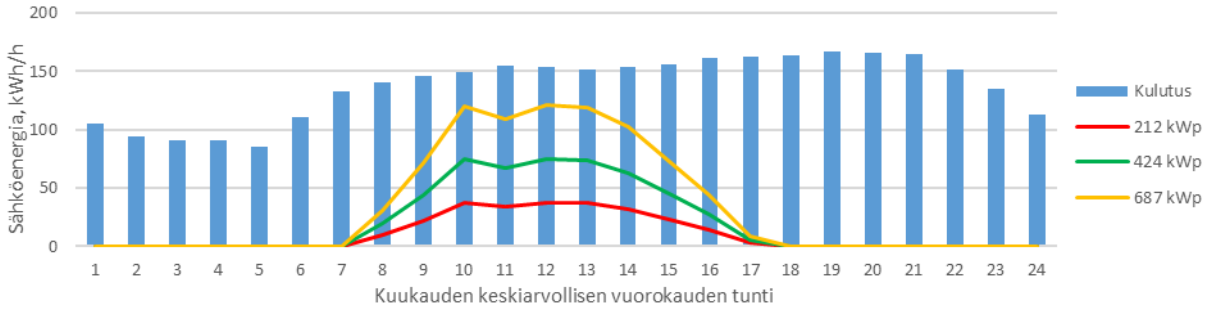
Kuva 39. Kesäkuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 212 kWp:n, 424 kWp:n ja 687 kWp:n voimaloille.

Sisäisen korkokannan perusteella mitoitetun aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähkö pystytään keskimäärin käyttämään itse kiinteistössä myös pienimmän sähkön kulutuksen kesäkuukautena, ja näin ollen myyntiin menevä sähkö on vain hetkittäisten kuorman vaihteluiden aiheuttamaa. Suurempien voimaloiden keskimääräisen kesäkuun päivän tuotannot ylittävät kuorman suuruuden, jolloin syntyy verkkoon myytävää sähköä. Suuremmalla tuotannolla saadaan kuitenkin korvattua enemmän sähköverkosta ostettua sähköä, jolloin kiinteistössä käytetyn aurinkosähkön osuus kokonaiskulutuksesta kasvaa. Jäähallin sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot kesäkuussa viikolla 25 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 40.



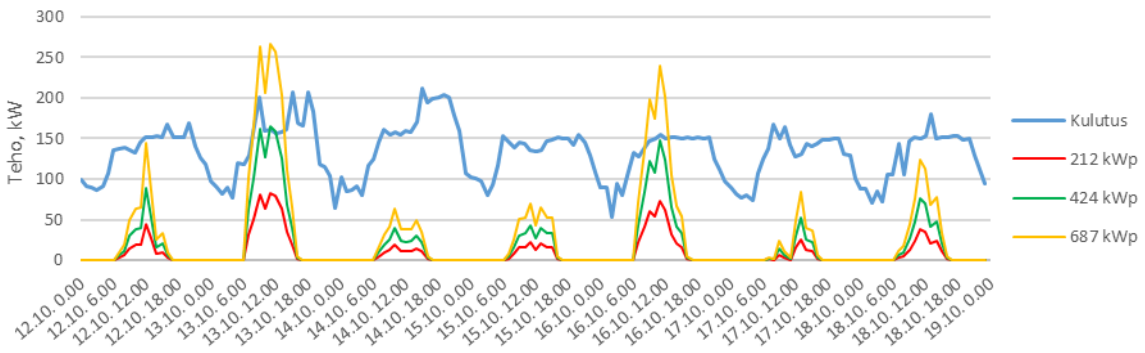
Kuva 40. Viikon 25 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 212 kWp:n, 424 kWp:n ja 687 kWp:n voimaloille.

Järjestelmistä pienin 212 kWp ei tuota esimerkkiviikkona ollenkaan myyntisähköä verkkoon. Kesäkuukausina aurinkosähkön tuotanto on suurimmillaan, mutta etenkin kevään ja syksyn kuukausina tuotanto on kesäkuukausia huomattavasti vähäisempää. Kuvassa 41 on esitetty jäähallin lokakuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltavien aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



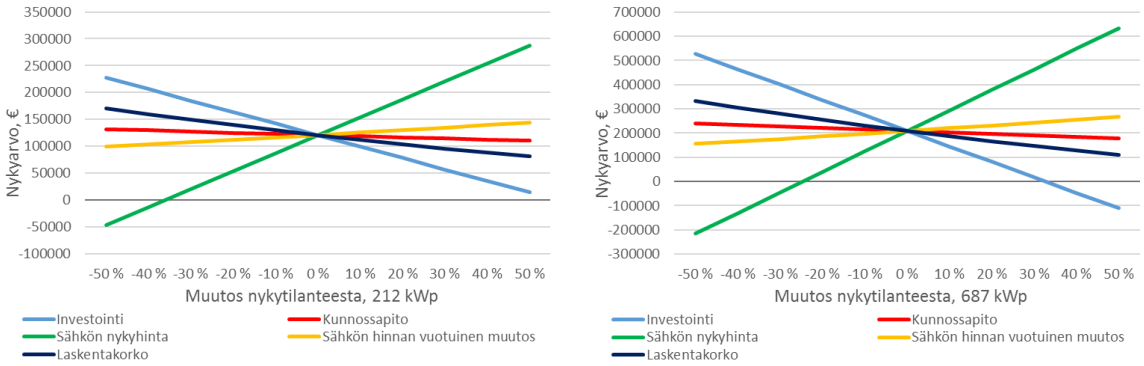
Kuva 41. Lokakuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 212 kWp:n, 424 kWp:n ja 687 kWp:n voimaloille.

Lokakuussa mitoitettavista järjestelmistä yksikään ei keskimäärin tuota verkkoon myytävää sähköä. Jäähallin sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot viikolla 42 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 42.



Kuva 42. Viikon 42 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 212 kWp:n, 424 kWp:n ja 687 kWp:n voimaloille.

Jäähallille suunniteltavan aurinkosähköinvestoinnin riskejä tarkastellaan herkkyysanalyysillä. Analyysissä tarkastellaan investointikustannuksen, kunnossapitokustannuksen, sähkön nykyhinnan ja sähkön hinnan vuotuisen muutoksen sekä laskentakoron vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 43 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi 212 kWp:n sekä 687 kWp:n aurinkosähköjärjestelmille.

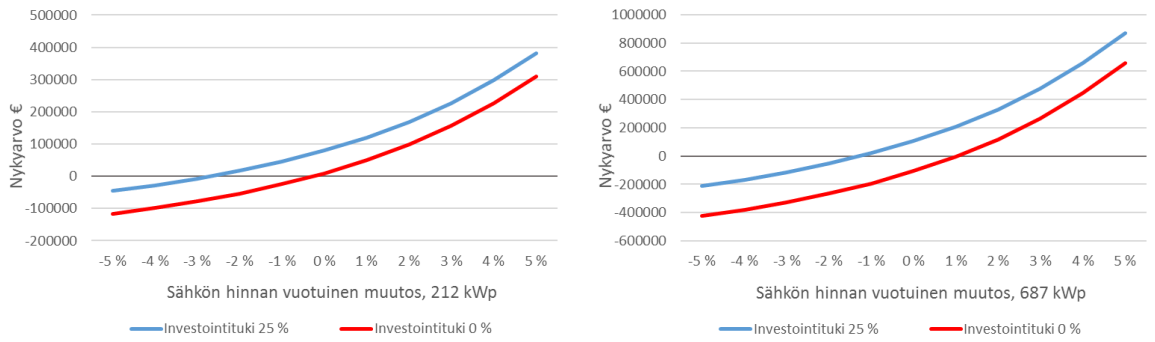


Kuva 43. Yhden muuttujan herkkyysanalyysit 212 kWp:n ja 687 kWp:n voimaloille.

Investointi on herkin sähkön nykyhinnalle ja toiseksi herkin investointikustannuksille. Pienimmällä 212 kWp voimalalla sähkön nykyhinta voisi olla 36 prosenttia nykyistä alempi ja suurimmalla 687 kWp:n järjestelmällä 24 prosenttia nykyistä alempi investoinnin ollessa vielä kannattava. Pienimmän 212 kWp:n järjestelmän mukaan tarkasteltava investointi säilyy kannattavana investointikustannuksen noustessa 56 prosenttia, kun suurimmalla 687 kWp:n voimalalla investointikustannus voisi nousta enintään 32 prosenttia, jotta investointi olisi kannattava.

Tarkastellaan sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 44 on esitetty 212 kWp:n ja 687 kWp:n aurinkosähköinvestoinnin nykyarvon

herkkyysanalyysi sähkön vuotuisen muutoksen funktiona investointituen ollessa 25 prosenttia sekä ilman investointitukea.



Kuva 44. Investointituen vaikutus 212 kWp:n sekä 687 kWp:n aurinkosähköinvestointien nykyarvoon vuotuisen sähkön hinnan muutoksen funktiona.

Pienimmän 212 kWp järjestelmän investointi 25 prosentin investointituella on vielä kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi 2,7 prosenttia vuotuisesti koko elinkaaren ajan. Ilman investointitukea pienimmän järjestelmän investointi on kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi 0,2 prosenttia vuosittain. Suurimman 687 kWp järjestelmän investointi koulurakennukseen investointituettuna on kannattava, vaikka sähkön kokonaishinta alenisi 1,2 prosenttia vuodessa. Investoitaessa suurimpaan voimalaan ilman investointitukea sähkön kokonaishinnan tulisi nousta keskimäärin yhden prosentin vuotuisesti, jotta investointi olisi kannattava.

Jäähallin aurinkosähköjärjestelmän mitoittamisessa kannattavin voimalakoko saadaan sisäisen korkokannan menetelmällä. Sisäisen korkokannan sekä nykyarvon maksimit voimalan tehon funktiona ovat erittäin laajoilla tehoalueilla. Nykyarvomenetelmän perusteella mitoitettaessa ei välttämättä ole kannattavaa hakea suurinta nykyarvoa, vaan pienemmällä voimalakoolla pääsee lähelle samaa nykyarvoa pienemmillä riskitekijöillä. Jäähallin tapauksessa paneeleille sopivan kattopinta-alan vähyys asettaa rajoitteita suurimpien voimaloiden asentamiselle. Jään viilentäminen kylmälaitteistoilla vaatii paljon sähköenergiaa. Jäähallin esimerkkitapauksessa aurinkosähkötuotannon vuorokausijakauma sopii hyvin sähkönkulutusprofiiliin. Hallin käyttöaikojen ulkopuolella, eli yöaikaan, jään lämpötilan voidaan antaa nousta ja kun aurinkosähkötuotantoa on tarjolla päiväsaikaan, jää voidaan viilentää vaaditulle tasolle.

4.6 Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Lappeenrannan teknillisen yliopiston kampusalueella sijaitsee 206,5 kWp:n aurinkovoimala. Paneelit on sijoitettu pääasiassa yliopistorakennusten katoille ja autokatosten kattorakenteiksi. Valtaosa voimalaitoksen paneeleista on suunnattu 15 asteen kallistuskulmalla etelää kohti. (LUT 2016.) Aurinkosähkön kannattavuustarkastelussa lasketaan Lappeenrannan teknilliselle yliopistolle taloudellisesti kannattavin voimalakoko. Laskennassa käytetään yliopiston vuoden 2013 sähkönkulutuskäyrää, jolloin nykyinen aurinkovoimala kytkettiin loppuvuodesta yliopiston sähköverkkoon. Yliopiston kampusalueen vuoden 2013 kuukausittainen sähkönkulutus on esitetty taulukossa 17 ja laskennassa käytettävät lähtötiedot on esitetty taulukossa 18.

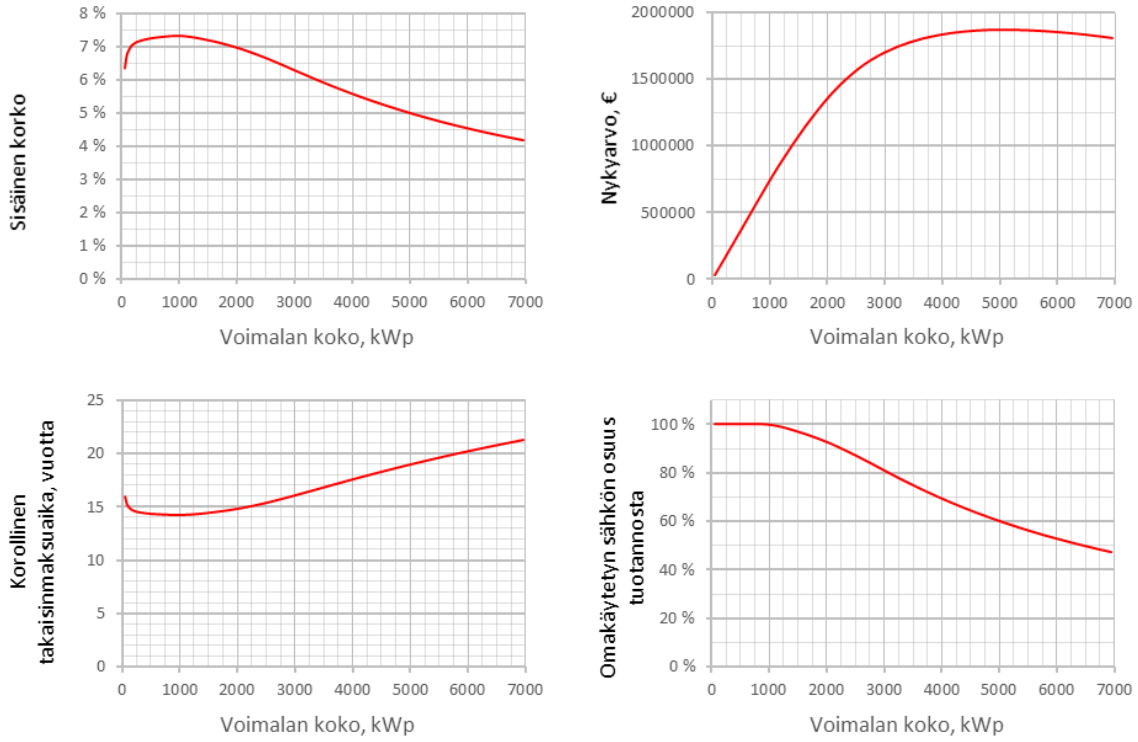
Taulukko 17. Yliopiston kuukausittainen sähkön kulutus.

Kuukausi	Sähkön kulutus, kWh
Tammikuu	645 207
Helmikuu	571 532
Maaliskuu	610 491
Huhtikuu	587 771
Toukokuu	598 780
Kesäkuu	598 975
Heinäkuu	556 325
Elokuu	628 559
Syyskuu	610 492
Lokakuu	637 534
Marraskuu	625 927
Joulukuu	563 173
Yhteensä	**7 234 765**

Taulukko 18. Lähtötiedot yliopistolle mitoitettavaan aurinkosähköjärjestelmään.

Lähtötieto	Lähtöarvo
Suuntaus	Etelä 0°
Asennuskulma	15°
Investointituki	25 %

Kuvassa 45 on esitetty aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.



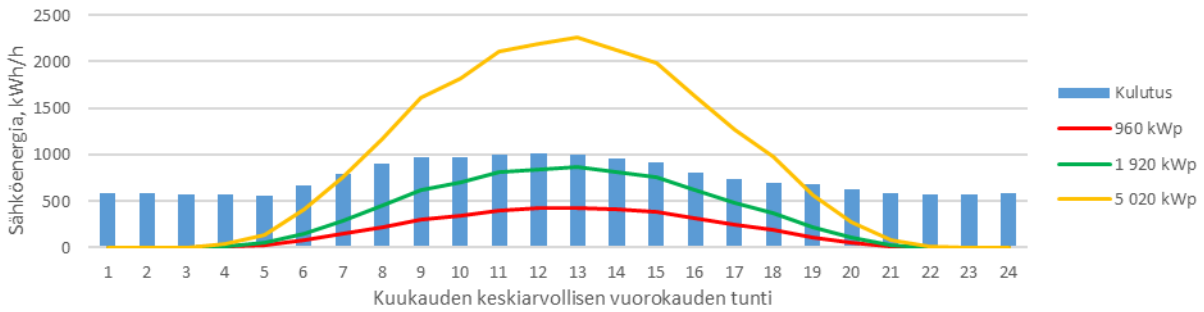
Kuva 45. Yliopiston aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.

Sisäisen korkokannan perusteella kannattavin aurinkosähköjärjestelmäkoko yliopistolle on 960 piikkikilowattituntia. Kahden prosentin korkokannalla laskettu nykyarvo on suurimmillaan 5020 kWp:n aurinkosähköjärjestelmällä. Kampusalueelle sijoitettavan aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkastellaan sisäisen korkokannan ja nykyarvomenetelmän perusteella. Lisäksi tarkastelussa on mukana sisäisen korkokannan perusteella mitoitettua voimalaa 100 prosenttia suurempi 1 920 kWp:n voimala. Taulukkoon 19 on koottu 960 kWp:n, 1 920 kWp:n ja 5 020 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelun tulokset.

Taulukko 19. Yliopiston aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelun tulokset.

Voimalan koko	960 kWp	1 920 kWp	5 020 kWp
Investoinnin tuettu hinta	795 617 € (0,83 €/W)	1 575 983 € (0,82 €/W)	4 004 006 € (0,80 €/W)
Sisäinen korko	7,3 %	7,0 %	5,0 %
Nykyarvo	711 313 €	1 313 823 €	1 870 387 €
Omakäytetty sähkö:			
tuotannosta	99,9 %	93,4 %	60,2 %
kulutuksesta	11,2 %	20,9 %	35,2 %
Korollinen takaisin-maksuaika	14,2 vuotta	14,7 vuotta	19,0 vuotta

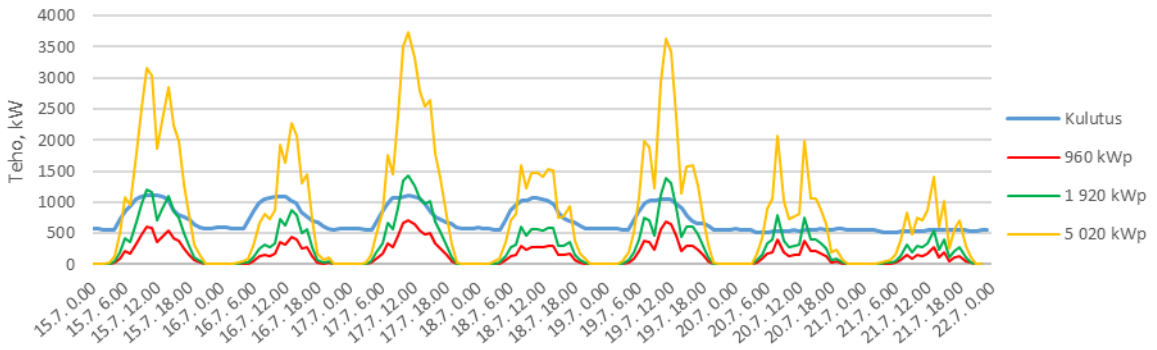
Kaikki tarkasteltavat voimalakoot ovat nimellisteholtaan yli 100 kVA ja simuloidulta vuosituotannoltaan yli 800 000 kWh eli kaikesta sähköntuotannosta jouduttaisiin suorittamaan sähkövero, mikä osaltaan alentaisi tarkasteltavien voimaloiden kannattavuutta. Yliopiston kesäkuukausien sähkönkulutus on pienimmillään heinäkuussa, jolloin kuitenkin aurinkosähköntuotanto on lähes suurimmillaan. Kuvassa 46 on esitetty yliopiston heinäkuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



Kuva 46. Heinäkuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 960 kWp:n, 1 920 kWp:n ja 5 020 kWp:n voimaloille.

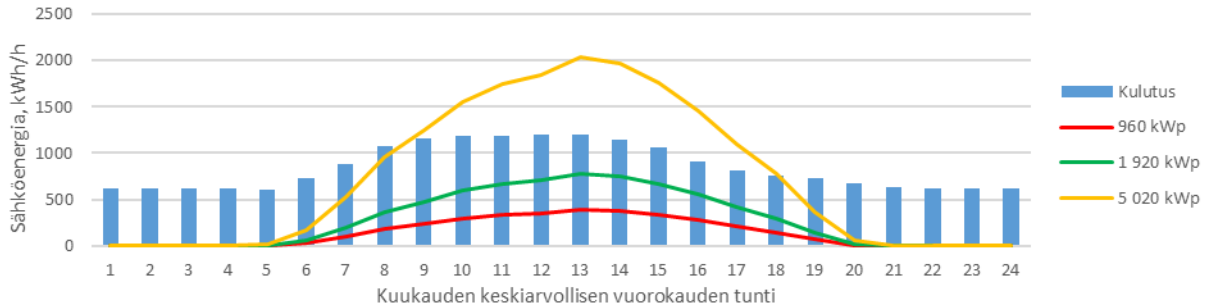
Kuvasta 46 on havaittavissa, että 870 kWp:n ja 1740 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien tuottama sähkö pystytään keskimäärin käyttämään itse kiinteistössä myös pienimmän sähkön kulutuksen kesäkuukautena, ja näin ollen verkkoon myytävä sähkö on vain hetkittäisten kuorman vaihteluiden aiheuttamaa. Suurimman voimalan keskimääräisen heinäkuun päivän tuotanto ylittää kuorman suuruuden, jolloin syntyy verkkoon myytävää sähköä. Suuremmalla tuotannolla saadaan kuitenkin korvattua enemmän sähköverkosta ostettua sähköä, jolloin kiinteistössä

käytetyn aurinkosähkön osuus kokonaiskulutuksesta kasvaa. Yliopiston sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot heinäkuussa viikolla 29 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 47.



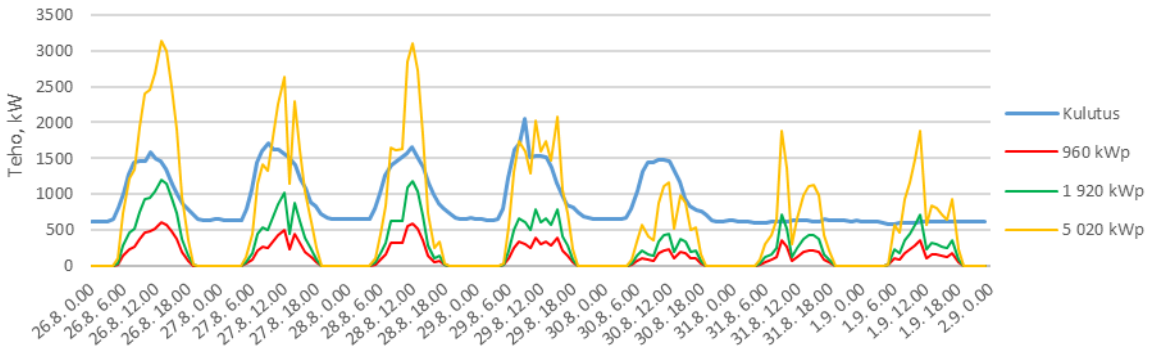
Kuva 47. Viikon 29 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 960 kWp:n, 1 920 kWp:n ja 5 020 kWp:n voimaloille.

Kuvasta 47 on havaittavissa, että järjestelmistä pienin 960 kWp ei tuota esimerkkiviikkona ollenkaan myyntisähköä verkkoon. Lappeenrannan teknillisellä yliopistolla tilojen käyttö on heinäkuussa vähäisempää lomakaudesta johtuen, mutta esimerkiksi elokuun keskimääräisen päivän kulutuksesta on havaittavissa opetustoiminnan aiheuttama kuorma päivän aikana. Kuvassa 48 on esitetty elokuun keskimääräisen päivän sähkön kulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotanto.



Kuva 48. Elokuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 960 kWp:n, 1 920 kWp:n ja 5 020 kWp:n voimaloille.

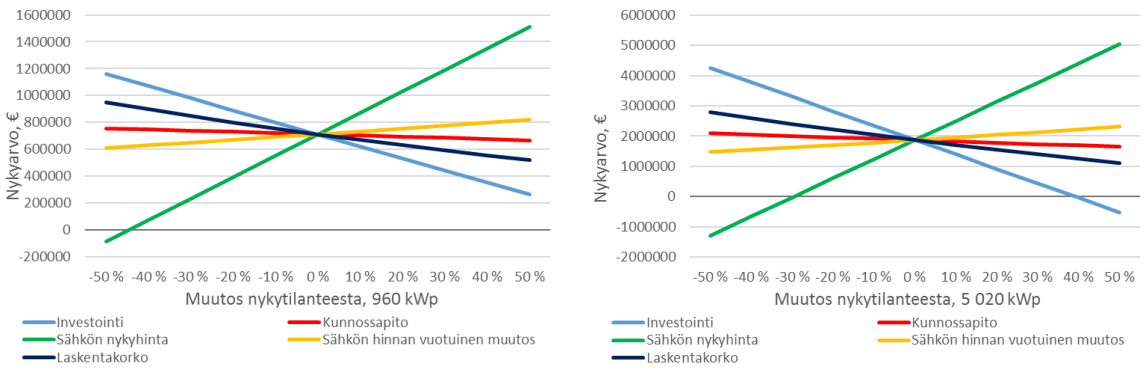
Mitoitettavista järjestelmistä vain suurimman 5 020 kWp:n voimalan elokuun keskimääräinen tuotanto ylittää kuorman suuruuden. Kuvassa 49 on esitetty viikon 35 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot tarkasteltaville voimaloille.



Kuva 49. Viikon 35 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 960 kWp:n, 1 920 kWp:n ja 5 020 kWp:n voimaloille.

Kampusalueen kuormapiikit ajoittuvat arkipäiville, jolloin viikonlopun sähkönkulutus koostuu pääosin pohjakuormasta. Viikonloppuisin tuotannosta arkipäiviä suurempi osa myydään verkkoon, joten kannattavimman voimalan koko suhteessa vuosikulutukseen on suhteellisen pieni.

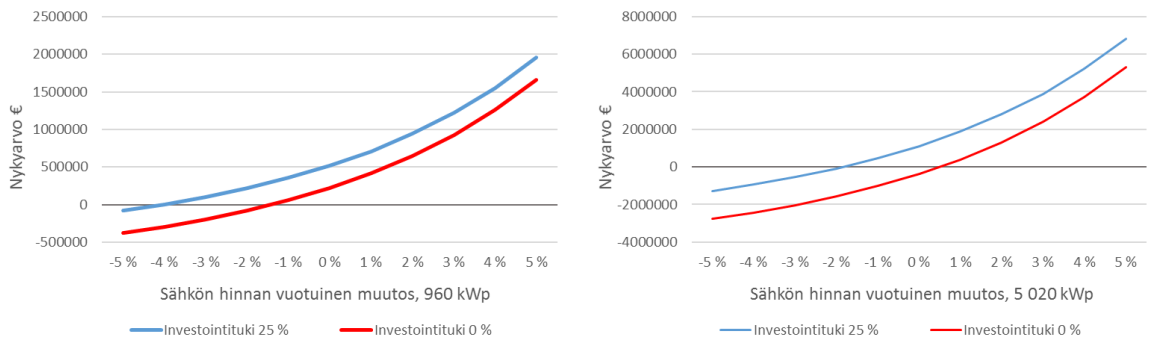
Yliopistolle mitoitettavan aurinkosähköinvestoinnin riskejä tarkastellaan herkkyysanalyysillä. Analyysissä tarkastellaan investointikustannuksen, kunnossapitokustannuksen, sähkön nykyhinnan ja sähkön hinnan vuotuisen muutoksen sekä laskentakoron vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 50 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi 960 kWp:n sekä 5 020 kWp:n aurinkosähköjärjestelmille.



Kuva 50. Yhden muuttujan herkkyysanalyysit 960 kWp:n ja 5 020 kWp:n voimaloille.

Investointi pienimmän ja suurimman voimalan mukaan on herkin sähkön nykyhinnalle ja toiseksi herkin investointikustannuksille. 960 kWp:n järjestelmällä sähkön kokonaishinta voisi olla 45 prosenttia nykyistä alempi ja 5 020 kWp:n järjestelmällä vastaavasti 28 prosenttia alempi, jotta investointi olisi vielä kannattava. Investointikustannuksien huomattava 50 prosentin kasvukaan ei tee 960 kWp:n voimalainvestoinnista kannattamatonta, mutta suurimmalla järjestelmäkoolla investointikustannusten noustessa 42 prosenttia on hanke kannattamaton.

Tarkastellaan sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 51 on esitetty investoinnin nykyarvon herkkyysanalyysi sähkön vuotuisen muutoksen funktiona investointituen ollessa 25 prosenttia sekä ilman investointitukea.



Kuva 51. Investointituen vaikutus 960 kWp:n sekä 5 020 kWp:n aurinkosähköinvestointien nykyarvoon vuotuisen sähkön hinnan muutoksen funktiona.

Investointituella pienimmän voimalan mukaan investointi on nykyarvon perusteella kannattava, vaikka sähkön hinta alenisi neljä prosenttia vuodessa. Suurin voimalainvestointi säilyy kannattavana investointituettuna, vaikka sähkön hinta alenisi 1,4 prosenttia vuosittain. Ilman investointitukea pienimmällä voimalalla sähkön hinta voisi alentua nykyisestä 1,7 prosenttia vuosittain, kun taas suurimmalla voimalalla sähkön kokonaishinnan olisi kallistuttava keskimäärin 0,6 prosenttia vuosittain, jotta investointi olisi kannattava.

Lappeenrannan teknillisen yliopiston kampusalueen kannattavin aurinkosähköjärjestelmä sisäisen korkokannan menetelmän perusteella 960 piikkikilowattia. Lähes megawattiluokan voimalaitos vaatisi kuitenkin kompromisseja asennuksen suhteen, koska paneeleille suotuisaa kattopinta-alaa ei ole riittävästi. Mahdollisia vaihtoehtoisia asennustapoja ovat seinä-, maa- sekä erilaiset katosasennukset. Kannattavuustarkastelussa käytetty liitteen 1 aurinkosähköjärjestelmähinnasto ei kuitenkaan tällöin päde, jolloin vaihtoehtoisissa asennustavoissa tulee investointikustannukset määrittää tapauskohtaisesti. Sähköverovelvollisuuden osalta kaikki tarkasteltavat voimalakoot ovat nimellisteholtaan yli 100 kVA ja simuloidulta vuosituotannoltaan yli 800 000 kWh, joten yliopiston on suoritettava aurinkosähkön tuotannostaan sähkövero. Sähköveron välttämiseksi voimalaitos kannattaa suunnitella vuosituotantorajan alittavaksi, eli noin 940 piikkikilowattiseksi. Hieman pienemmän voimalakoon vaikutus investoinnin kannattavuuteen on vähäinen.

4.7 Suorasähkölämmitteinen omakotitalo

Aurinkosähkön kannattavuustarkastelu tehdään Mikkelissä sijaitsevalle suorasähkölämmitteiselle omakotitalolle, jonka sähkön vuosikulutus on noin 33 MWh. Omakotitalon vuoden 2015 kuukausittainen sähkönkulutus on esitetty taulukossa 20 ja laskennassa käytettävät lähtötiedot on esitetty taulukossa 21.

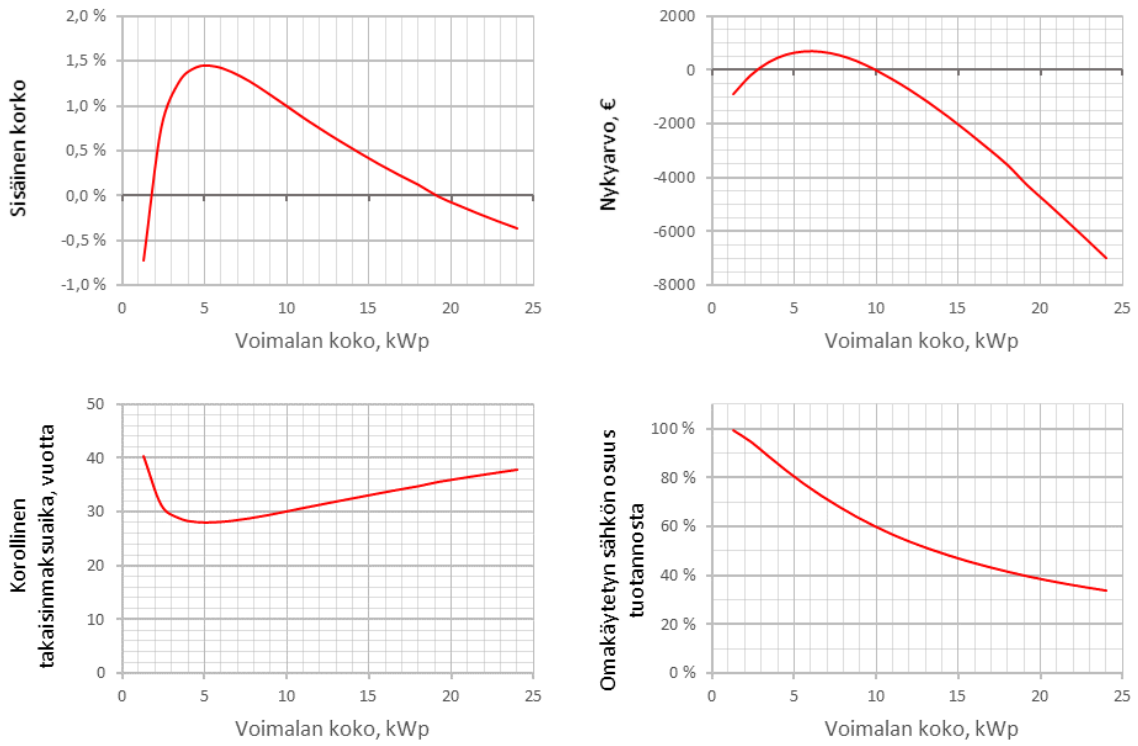
Taulukko 20. Suorasähkölämmitteisen omakotitalon kuukausittainen sähkön kulutus.

Kuukausi	Sähkön kulutus, kWh
Tammikuu	5 100
Helmikuu	3 700
Maaliskuu	3 600
Huhtikuu	2 700
Toukokuu	1 800
Kesäkuu	1 200
Heinäkuu	1 100
Elokuu	1 200
Syyskuu	1 600
Lokakuu	3 300
Marraskuu	3 700
Joulukuu	4 300
Yhteensä	**33 300**

Taulukko 21. Lähtötiedot suorasähkölämmitteiselle omakotitalolle mitoitettavaan aurinkosähköjärjestelmään.

Lähtötieto	Lähtöarvo
Suuntaus	Etelä 0°
Asennuskulma	20°
Investointituki	Kotitalousvähennys

Aurinkopaneelit sijoitetaan omakotitalon etelänpuoleiselle katolle lappeen suuntaisesti. Kuvassa 52 on esitetty aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.



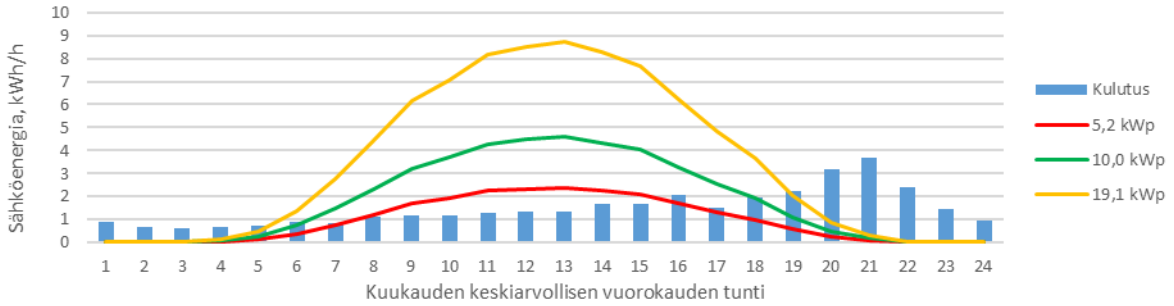
Kuva 52. Suorasähkölämmitteisen omakotitalon aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika ja omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.

Sisäisen korkokannan perusteella kannattavin aurinkosähköjärjestelmä omakotitalolle on 5,2 kWp. Yhden prosentin korkokannalla laskettu nykyarvo on suurimmillaan 6,0 kWp:n aurinkosähköjärjestelmällä. Koska sisäisen korkokannan ja nykyarvomenetelmän antamat tulokset ovat hyvin lähellä toisiaan, valitaan omakotitalon aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkasteltaessa järjestelmäkoot sisäisen korkokannan maksimin, nykyarvon nollakohdan 10 kWp sekä sisäisen korkokannan nollakohdan 19,1 kWp perusteella. Taulukkoon 22 on koottu 5,2 kWp:n, 10,0 kWp:n ja 19,1 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelun tulokset.

Taulukko 22. Suorasähkölämmitteisen omakotitalon aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelun tulokset.

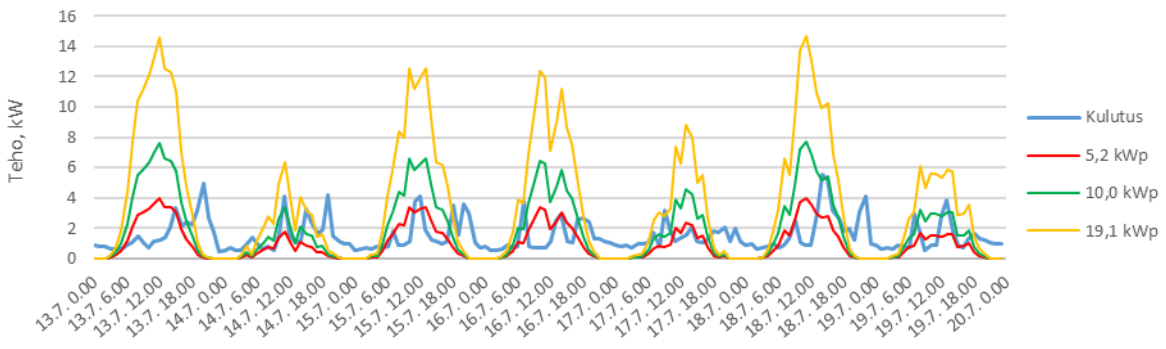
Voimalan koko	5,2 kWp	10,0 kWp	19,1 kWp
Investoinnin tuettu hinta	9 553 € (1,84 €/W)	16 488 € (1,65 €/W)	29 425 € (1,54 €/W)
Sisäinen korko	1,4 %	1,0 %	0,0 %
Nykyarvo	647 €	0 €	−4 234 €
Omakäytetty sähkö:			
tuotannosta	79,5 %	59,9 %	39,8 %
kulutuksesta	10,8 %	15,6 %	19,8 %
Korollinen takaisinmaksuaika	28,0 vuotta	30,0 vuotta	35,5 vuotta

Kotitalousvähennyksen osuus investointikustannuksista laskee voimalakokoa kasvatettaessa, 5,2 piikkikilowatin investointikustannuksista kotitalousvähennys vastaa 11,4 prosenttia, kun vastaavasti 19,1 piikkikilowatin 7,4 prosenttia. Omakotitalon sähkönkulutus on pienimmillään heinäkuussa, jolloin kuitenkin aurinkosähköntuotanto on lähes suurimmillaan. Kuvassa 53 on esitetty kiinteistön heinäkuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



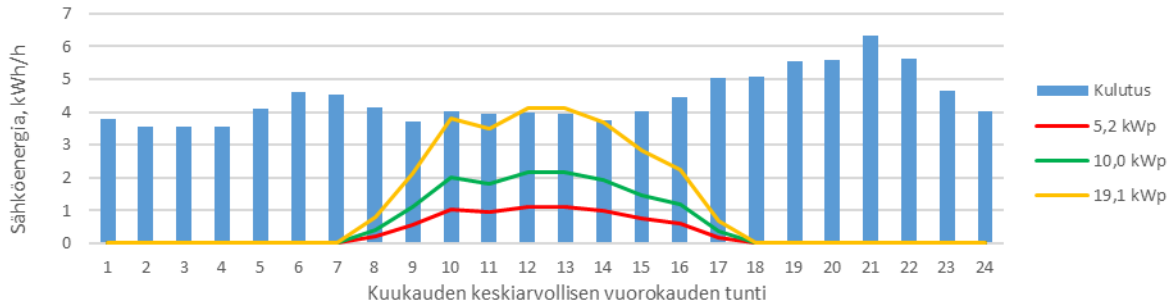
Kuva 53. Heinäkuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 5,2 kWp:n, 10,0 kWp:n ja 19,1 kWp:n voimaloille.

Kuvasta 53 on havaittavissa, että kaikkien voimaloiden keskimääräisen heinäkuun päivän tuotannot ylittävät kuorman suuruuden, jolloin syntyy verkkoon myytävää sähköä. Omakotitalon sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot heinäkuussa viikolla 29 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 54.



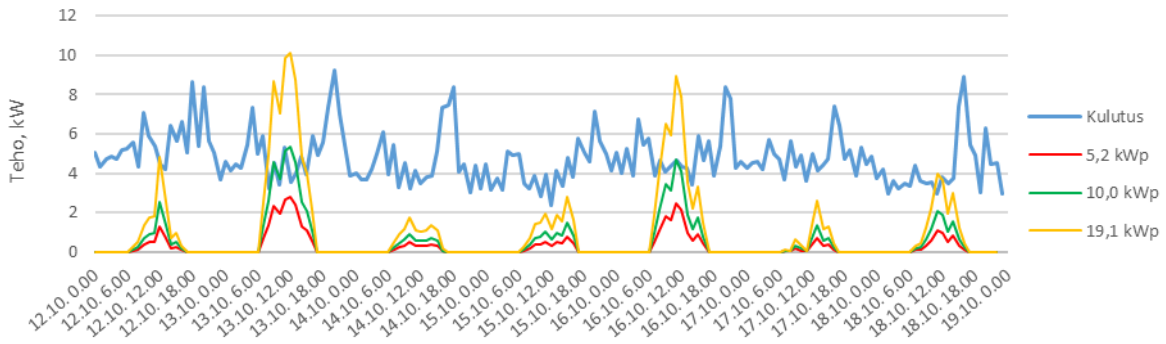
Kuva 54. Viikon 29 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 5,2 kWp:n, 10,0 kWp:n ja 19,1 kWp:n voimaloille.

Kesäkuukausina aurinkosähkön tuotanto on suurimmillaan, mutta etenkin kevään ja syksyn kuukausina tuotanto on kesäkuukausia huomattavasti vähäisempää. Kuvassa 55 on esitetty lokakuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltavien aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



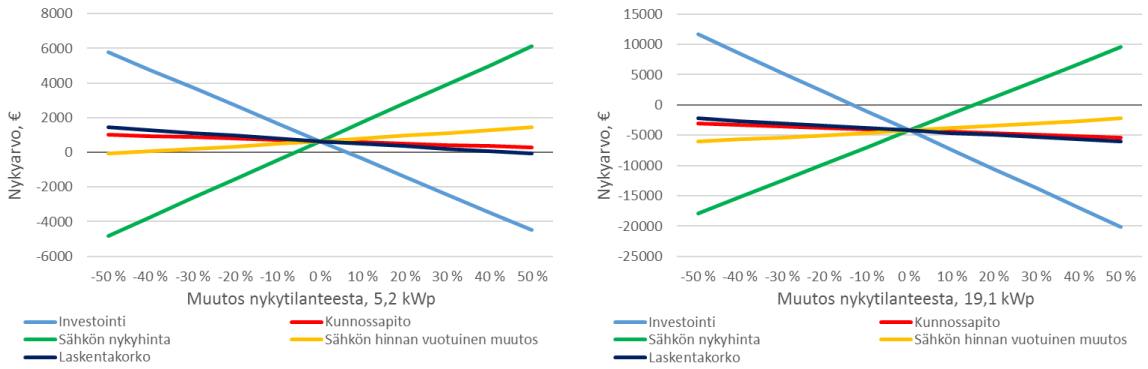
Kuva 55. Lokakuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 5,2 kWp:n, 10,0 kWp:n ja 19,1 kWp:n voimaloille.

Mitoitettavista järjestelmistä vain suurimman 19,1 kWp:n voimalan tuotanto ylittää keskimääräisesti kiinteistön lokakuun kuorman tuottaen verkkoon myytävää sähköä. Omakotitalon sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot viikolla 42 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 56.



Kuva 56. Viikon 42 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 5,2 kWp:n, 10,0 kWp:n ja 19,1 kWp:n voimaloille.

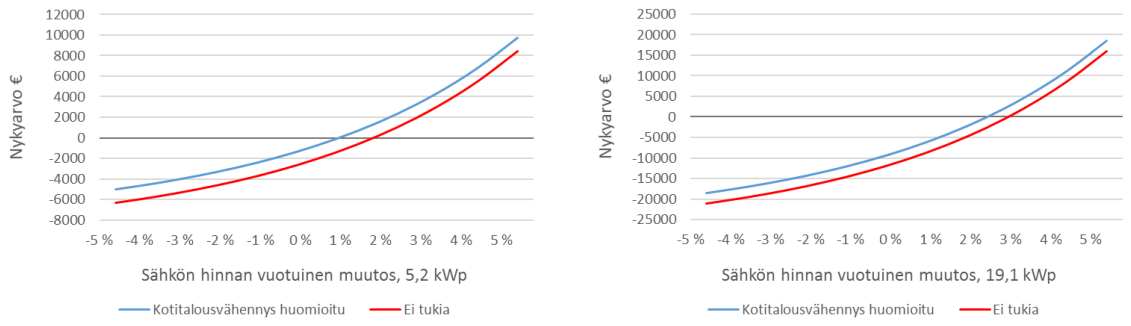
Omakotitaloon mitoitettavan aurinkosähköinvestoinnin riskejä tarkastellaan herkkyysanalyysillä. Analyysissä tarkastellaan investointikustannuksen, kunnossapitokustannuksen, sähkön nykyhinnan ja sähkön hinnan vuotuisen muutoksen sekä laskentakoron vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 57 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi 5,2 kWp:n sekä 19,1 kWp:n aurinkosähköjärjestelmille.



Kuva 57. Yhden muuttujan herkkyysanalyysit 5,2 kWp:n ja 19,1 kWp:n voimaloille.

Pienempi 5,2 kWp:n investointi on herkin sähkön nykyhinnan muutokselle ja suurempi 19,1 kWp:n investointi on herkin investointikustannuksille. Jotta suurempi järjestelmistä olisi nykyarvomenetelmän perusteella kannattava, investointikustannusten tulisi olla vähintään 14 prosenttia alemmat tai sähkön nykyhinnan tulisi olla vähintään 18 prosenttia suurempi.

Tarkastellaan sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 58 on esitetty investoinnin nykyarvon herkkyysanalyysi sähkön vuotuisen muutoksen funktiona kotitalousvähennyksellä sekä ilman kotitalousvähennystä.



Kuva 58. Kotitalousvähennyksen vaikutus 5,2 kWp:n sekä 19,1 kWp:n aurinkosähköinvestointien nykyarvoon vuotuisen sähkön hinnan muutoksen funktiona.

Nykyarvomenetelmän perusteella kannattava 5,2 kWp:n investointi kotitalousvähennys huomioiden edellyttää vähintään 0,6 prosentin vuotuista sähkön kokonaishinnan kasvua ja ilman kotitalousvähennyksen huomioimista vastaava edellytetty kasvuprosentti on 1,9. Suuremman 19,1 kWp:n investoinnin kannattavuus edellyttäisi sähkön kokonaishinnan 2,5 prosentin vuosittaista nousua kotitalousvähennyksellä ja yli kolmen prosentin vuosittaista nousua ilman kotitalousvähennystä.

Kannattavin aurinkosähköjärjestelmä suorasähkölämmitteisen omakotitalon esimerkissä on sisäisen korkokannan menetelmän perusteella 5,2 piikkikilowattia. Tällöin investoinnin kannattavuus edellyttää maltillista 0,6 prosentin vuotuista sähkön kokonaishinnan kasvua. Sähkölämmitteisen omakotitalon tapauksessa nykyarvomenetelmän antama mitoitustulos on 6 piikkikilowattituntia. Nykyisellä sähkön kokonaishinnalla tätä suurempi mitoittaminen ei ole taloudellisesti kannattavaa. Omakotitalon aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta voitaisiin parantaa mahdollisilla kuorman siirroilla keskipäivän tunneille. Myös kiinteistön omistajien arviot omasta sähkönkulutuksen kasvusta tulevaisuudessa voisivat kannustaa investoimaan suurempaan järjestelmäkokoon.

4.8 Osittain varaava sähkölämmitteinen omakotitalo

Aurinkosähkön kannattavuutta tarkastellaan osittain varaavan sähkölämmitteisen omakotitalon kuormituskäyrän L2 perusteella. Sähkön tyyppikäyttäjä L2 on Suomen sähkölaitosyhdistys ry:n (1992) tilastollisesti määrittämä kuormituskäyrä osittain varaavalle sähkölämmitteiselle omakotitalolle, jonka sähkön vuosikulutus on 20 MWh. Sähkön tyyppikäyttäjän L2 kuukausittainen sähkönkulutus on esitetty taulukossa 23 ja laskennassa käytettävät lähtötiedot on esitetty taulukossa 24.

Taulukko 23. Osittain varaavan sähkölämmitteisen omakotitalon kuukausittainen sähkön kulutus.

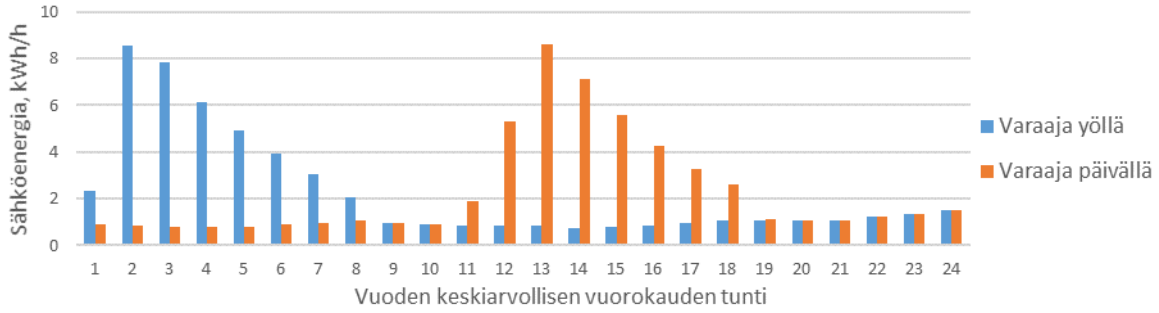
Kuukausi	Sähkön kulutus, kWh
Tammikuu	3 046
Helmikuu	2 668
Maaliskuu	2 186
Huhtikuu	1 626
Toukokuu	1 040
Kesäkuu	718
Heinäkuu	585
Elokuu	785
Syyskuu	1 101
Lokakuu	1 424
Marraskuu	1 819
Joulukuu	3 002
Yhteensä	**20 000**

Taulukko 24. Lähtötiedot osittain varaavalle sähkölämmitteiselle omakotitalolle mitoitettavaan aurinkosähköjärjestelmään.

Lähtötieto	Lähtöarvo
Suuntaus	Etelä 0°
Asennuskulma	20°
Investointituki	Kotitalousvähennys

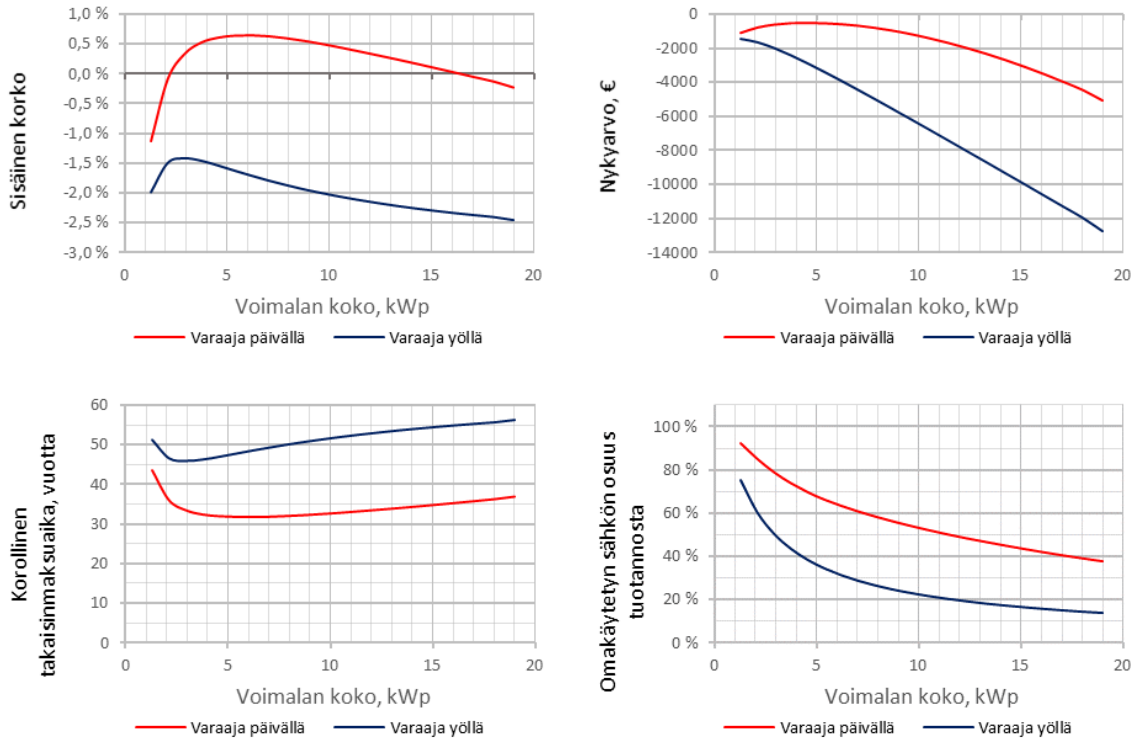
Omakotitalon varaava sähkölämmitys on asetettu toimimaan yöaikaan. Osittain varaavan sähkölämmitteisen omakotitalon esimerkkitapauksessa tarkastellaan, kuinka paljon varaavan sähkölämmityksen tehotarpeen siirto päiväaikaan parantaa aurinkosähkön kannattavuutta. Kuvassa

59 on esitetty omakotitalon vuoden keskiarvoisen päivän sähkönkulutus varaavan sähkölämmityksen toimiessa yöaikaan sekä päiväaikaan.



Kuva 59. Osittain varaavan sähkölämmitteisen omakotitalon vuoden keskiarvollisen vuorokauden sähkönkulutus.

Tyyppikuluttajan L2 sähkönkulutusprofiili ei ole ihanteellinen aurinkosähkötuotannon kannattavuuden kannalta. Varaavan sähkölämmityksen kuorman siirrolla päiväsaikaan pyritään sähkönkulutusta ohjaamaan aurinkosähkötuotannon tunneille. Kuvassa 60 on esitetty investoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika sekä omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.



Kuva 60. Osittain varaavan sähkölämmitteisen omakotitalon aurinkosähköinvestoinnin sisäinen korko, nykyarvo, korollinen takaisinmaksuaika sekä omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta tehon funktiona.

Kuvasta 60 voidaan todeta, että aurinkosähköjärjestelmä ei ole kannattava tyyppikuluttajan L2 kuormituskäyrää vastaavassa omakotitalossa. Varaavan lämmityksen ollessa asetettuna yöajalle kiinteistön sähkönkulutus ja aurinkosähkötuotanto eivät kohtaa. Näin omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta on alhainen jo pienelläkin järjestelmäkoolla.

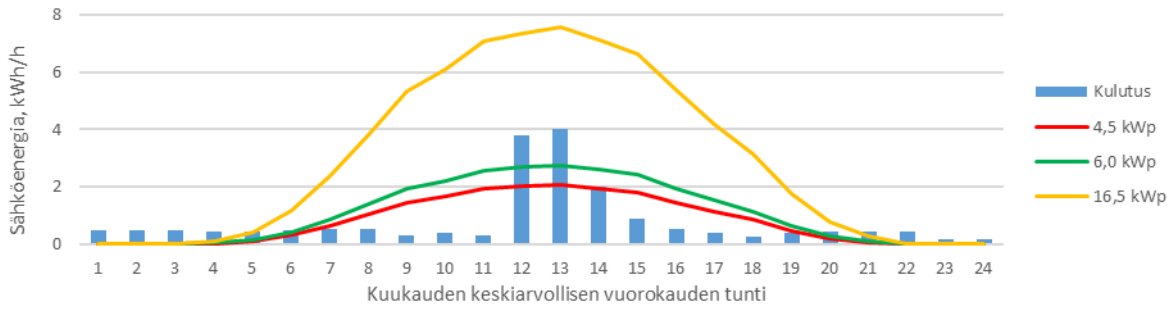
Muutetulla kuormalla sisäinen korkokanta on suurimmillaan 6,0 kWp:n järjestelmäkoolla. Nykyarvomenetelmän perusteella yhden prosentin laskentakorkokannalla investointi ei ole kannattava. Investoinnilla on suurin nykyarvo 4,5 piikkikilowatin järjestelmäkoolla. Omakotitaloon sijoitettavan aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkasteltaessa valitaan järjestelmäkoot nykyarvomenetelmän ja sisäisen korkokannan perusteella sekä tarkastellaan järjestelmäkokoa 16,5 kWp, jolloin sisäinen korkokanta on nolla prosenttia. Taulukkoon 25 on koottu 4,5 kWp:n, 6,0 kWp:n ja 16,5 kWp:n aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelun tulokset.

Taulukko 25. Osittain varaavan sähkölämmitteisen omakotitalon aurinkosähköinvestoinnin kannattavuustarkastelun tulokset.

Voimalan koko	**4,5 kWp**	**6,0 kWp**	**16,5 kWp**
Investoinnin tuettu hinta	8 528 € (1,90 €/W)	10 720 € (1,79 €/W)	25 685 € (1,56 €/W)
Sisäinen korko	0,6 %	0,6 %	0,0 %
Nykyarvo	−502 €	−562 €	−3 713 €
Omakäytetty sähkö:			
tuotannosta	70,2 %	64,3 %	41,5 %
kulutuksesta	13,7 %	16,7 %	29,6 %
Korollinen takaisinmaksuaika	32,0 vuotta	31,8 vuotta	35,5 vuotta

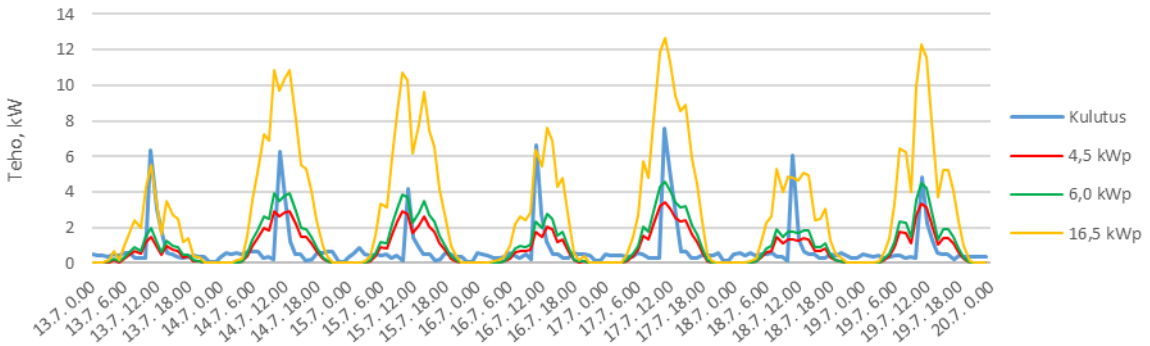
Kotitalousvähennyksen osuus investointikustannuksista laskee voimalakokoa kasvatettaessa, 4,5 piikkikilowatin investointikustannuksista kotitalousvähennys vastaa 11,8 prosenttia, kun vastaavasti 16,5 piikkikilowatin 8,1 prosenttia. Korollisen takaisinmaksuajan perusteella yksikään voimalakoko ei ole kannattava, koska järjestelmät eivät maksa investointia takaisin elinkaaren aikana. Jättämällä laskentakoron huomiotta takaisinmaksuajat tarkastelluille voimaloille ovat 27–30 vuotta.

Omakotitalon kesäkuukausien sähkönkulutus on pienimmillään heinäkuussa, jolloin kuitenkin aurinkosähköntuotanto on suurimmillaan. Kuvassa 61 on esitetty kiinteistön heinäkuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltujen aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



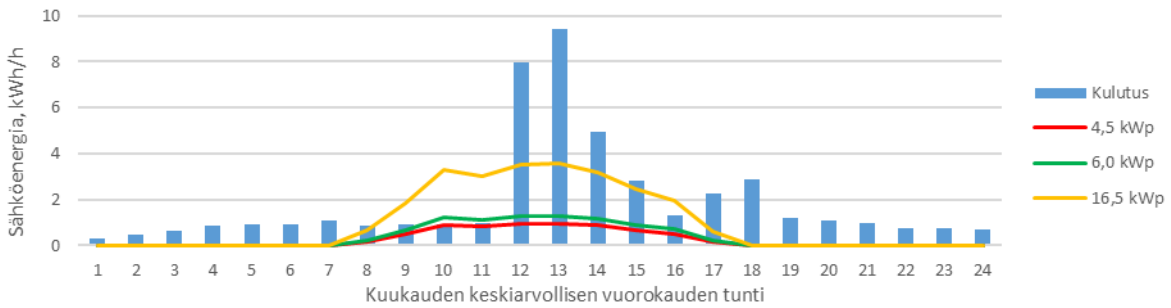
Kuva 61. Heinäkuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 4,5 kWp:n, 6,0 kWp:n ja 16,5 kWp:n voimaloille.

Omakotitalon heinäkuun pohjakuorma on matala pois lukien keskipäivän varaavan lämmityksen aiheuttamia kuormapiikkejä. Heinäkuussa tarkasteltavat voimalakoot tuottavat runsaasti verkkoon myytävää sähköä. Omakotitalon sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot viikolla 29 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 62.



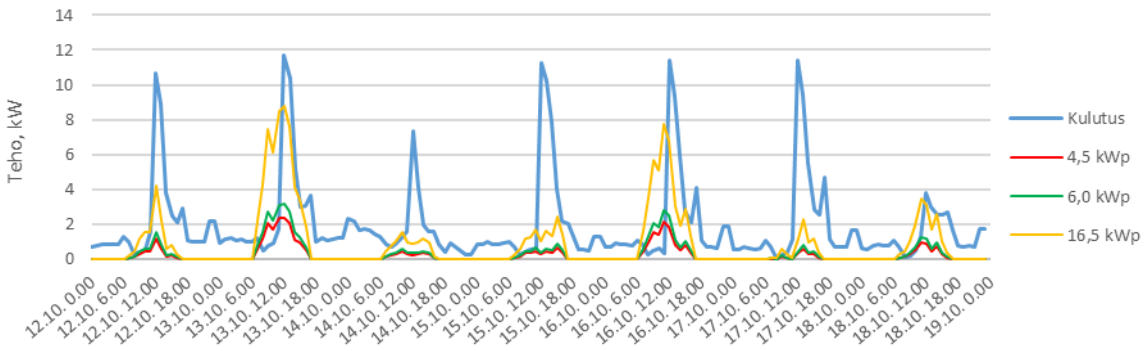
Kuva 62. Viikon 29 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 4,5 kWp:n, 6,0 kWp:n ja 16,5 kWp:n voimaloille.

Kesäkuukausina aurinkosähkön tuotanto on suurimmillaan, mutta etenkin kevään ja syksyn kuukausina tuotanto on kesäkuukausia huomattavasti vähäisempää. Kuvassa 63 on esitetty lokakuun keskimääräisen päivän sähkönkulutus sekä tarkasteltavien aurinkosähköjärjestelmien tuotannot.



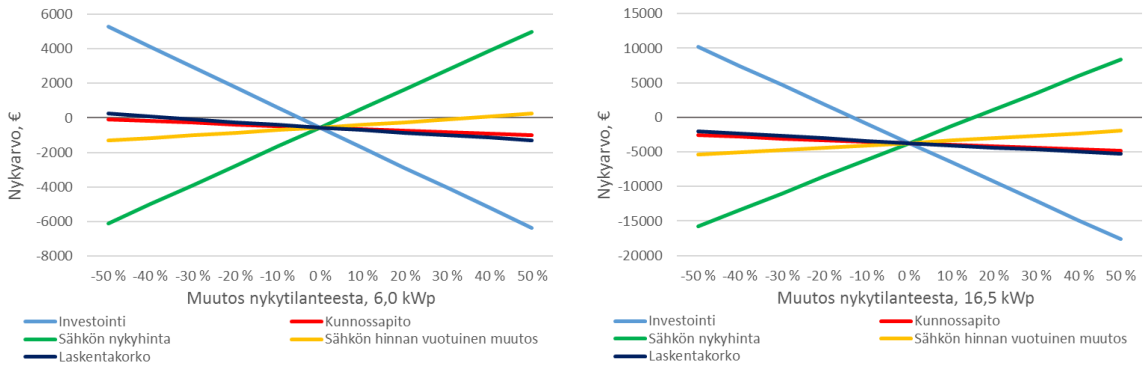
Kuva 63. Lokakuun keskimääräisen päivän kuorma sekä tuotannot 4,5 kWp:n, 6,0 kWp:n ja 16,5 kWp:n voimaloille.

Myös lokakuussa kaikki tarkasteltavat voimalakoot tuottavat sähköä varaavan sähkölämmityksen kuorman siirrosta huolimatta. Omakotitalon sähkönkulutus ja tarkasteltujen voimaloiden tuotannot viikolla 42 on esitetty tuntikohtaisesti kuvassa 64.



Kuva 64. Viikon 42 tuntikohtainen kulutus sekä tuotannot 4,5 kWp:n, 6,0 kWp:n ja 16,5 kWp:n voimaloille.

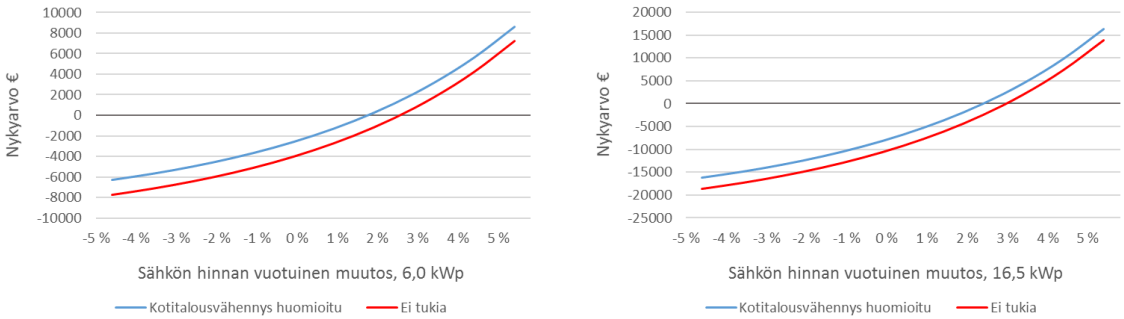
Seuraavassa herkkyysanalyysissä on tarkasteltu, millä lähtöarvoilla muutetun tyyppikäyttäjän L2 kuormituskäyrän perusteella mitoitettu aurinkosähköjärjestelmä on kannattava. Analyysissä tarkastellaan investointikustannuksen, kunnossapitokustannuksen, sähkön nykyhinnan ja sähkön hinnan vuotuisen muutoksen sekä laskentakoron vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 65 on esitetty yhden muuttujan herkkyysanalyysi 6,0 kWp:n sekä 16,5 kWp:n aurinkosähköjärjestelmille.



Kuva 65. Yhden muuttujan herkkyysanalyysit 6,0 kWp:n ja 16,5 kWp:n voimaloille.

Investointi on herkin investointikustannuksille ja toiseksi herkin sähkön nykyhinnalle. Investointikustannusten tulisi olla 6 prosenttia halvemmat 6 kWp:n järjestelmällä ja 15 prosenttia halvemmat 16,5 kWp:n järjestelmällä.

Tarkastellaan sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen vaikutusta investoinnin nykyarvoon. Kuvassa 66 on esitetty investoinnin nykyarvon herkkyysanalyysi sähkön kokonaishinnan vuotuisen muutoksen funktiona kotitalousvähennyksellä sekä ilman kotitalousvähennystä.



Kuva 66. Kotitalousvähennyksen vaikutus 6,0 kWp:n sekä 16,5 kWp:n aurinkosähköinvestointien nykyarvoon vuotuisen sähkön kokonaishinnan muutoksen funktiona.

Nykyarvon mukaan kannattava 6 kWp:n investointi kotitalousvähennys huomioiden edellyttää 1,4 prosentin vuotuista sähkön kokonaishinnan kasvua. Ilman kotitalousvähennyksen huomioimista vastaava edellytetty kasvuprosentti on 2,5. Suuremmalla 16,5 kWp:n järjestelmällä sähkön kokonaishinnan tulisi kasvaa 2,4 prosenttia vuodessa kotitalousvähennys huomioiden ja 3,2 prosenttia ilman kotitalousvähennystä.

Varaavan sähkölämmityksen kuorma tulisi pystyä taloautomaation avulla jakamaan tasaisemmin aurinkosähkötuotannon tunneille, jotta investoinnista saataisiin kannattava. Nyt esimerkkitapauksessa pelkkä kuorman siirto päiväsaikaan ei riittänyt tekemään aurinkosähköinvestoinnista kannattavaa. Kannattavimman aurinkosähköjärjestelmän kriteeriksi valitaan nykyarvomenetelmä, jonka tuloksena 4,5 piikkikilowatin järjestelmä on vähiten tappiollisin. Investoinnin sisäinen korkokanta on positiivinen, mutta on pienempi kuin kannattavuustarkastelulle asetettu yhden prosentin laskentakorkokanta.

5 TULOKSIEN TARKASTELU

Diplomityössä on mitoitettu eri tyyppisille sähkönkulutuskohteille aurinkosähköjärjestelmät sisäisen korkokannan sekä nykyarvomenetelmän perusteella. Esimerkkikohteiden kuormituskäyrien perusteella mitoitetut kannattavimmat aurinkosähköjärjestelmät on koottu taulukkoon 26.

Taulukko 26. Esimerkkikohteisiin mitoitetut aurinkosähköjärjestelmät.

Kohde	Vuosikulutus, MWh	Suuntaus ja asennuskulma	Asennuskulma	Kannattavin järjestelmäkoko, kWp	Sisäinen korkokanta, %	Omakäytetty sähkö tuotannosta, %
Maatila	133	itä/länsi (etelä)	20°	28 (23)	6,6 (8,1)	98,3 (97,8)
Koulurakennus	695	etelä	30°	75	6,8	99,6
Päivittäistavarakauppa	485	etelä	30°	89	6,8	99,5
Jäähalli	1 149	kaakko	6°	212	5,9	99,5
Lappeenrannan teknillinen yliopisto	7 235	etelä	15°	940	7,3	99,9
Suorasähkölämmitteinen omakotitalo	33	etelä	20°	5,2	1,4	79,5
Osittain varaava sähkölämmitteinen omakotitalo	20	etelä	20°	4,5	0,6	70,2

Nykyarvomenetelmä valikoitui mitoittamisen menetelmäksi vain osittain varaavan sähkölämmitteisen omakotitalon tapauksessa, kun muiden tapausten mitoittamisen menetelmäksi valikoitui sisäisen korkokannan menetelmä. Esimerkkikohteista yhdessäkään ei täysin kuluteta kannattavimman aurinkosähköjärjestelmäkoon sähköntuotantoa, jolloin jokaisessa kohteessa tuotetaan myös verkkoon myytävää sähköä. Kannattavuustarkastelun yritys- ja julkisilla kiinteistöillä omakäytetyn sähkön osuus on kuitenkin hyvin lähellä 100 prosenttia. Kyseisissä kohteissa tehty mitoittaminen vastaa käytännössä kesäkuukausien pohjakuorman perusteella mitoittamista. Kotitalouksia edustavilla sähkölämmitteisillä omakotitaloilla omakäytetyn sähkön osuus tuotannosta on 70–80 prosenttia kannattavimmalla aurinkosähköjärjestelmäkoolla. Mitoittaminen kotitalouskohteissa perustuu tällöin kesäkuukausien keskimääräiseen tai enimmäis-

kulutukseen. Esimerkkitapausten mitoittaminen tehtiin Etelä-Savossa sekä Etelä-Karjalassa sijaitseviin kohteisiin. Saatujen tulosten voidaan olettaa pätevän myös muualla eteläisessä osassa Suomea vastaavanlaisissa kohteissa.

Kannattavuustarkastelun yritys- ja julkisten rakennusten esimerkkikohteissa järjestelmäkoon suurikin ylimitoittaminen ei romahduta investoinnin kannattavuutta, vaikka suurempi osuus sähköntuotannosta myytäisiin verkkoon. Suurennettaessa voimalakokoa yli 40 piikkikilowatin investointikustannukset piikkikilowattia kohden tasaantuvat, jolloin suurien järjestelmien mitoittaminen maksimaalisen tuoton tavoittelussa ei ole tarkkaa. Rajoittavana tekijänä suurille aurinkosähköjärjestelmille useimmissa kohteissa on sopivan kattopinta-alan vähyys. Suurempaan voimalaan päädyttäessä on tarkasteluun otettava myös sopivat seinäpinnat ja maa-asenteiset voimalat. Tällöin investointikustannukset eivät vastaa diplomityössä kattoasennetuille aurinkosähköjärjestelmille laadittua hinnastoa. Pienemmissä järjestelmissä kustannusten suurempi muutos piikkikilowattia kohden kannustaa tarkempaan mitoitukseen kannattavimman voimalakoon määrittämiseksi. Koulurakennuksen ja yliopiston tapauksissa kannattavin voimalakoko on vuosikulutukseen suhteutettuna muita pienempi sähkönkulutuksen painottuessa vuodenaikakohtaisesti syksyn ja kevään välille sekä arkipäivien kuorman ollessa viikonloppuja suurempaa. Kyseisissä tapauksissa voimalakoon kasvattaminen ei heikennä kannattavuutta radikaalisti, koska tuotetun aurinkosähkön omakustannehinta on sähköenergian hintaa alhaisempi. Myös jäähallin sähkönkulutus painottuu syksyn ja kevään välille, mutta kannattavimman järjestelmän kokoa kasvattaa suuntaus kaakkoon etelän sijasta. Kannattavin järjestelmäkoko on siis sitä suurempi, mitä enemmän sähkönkulutuksen jakauma painottuu kesäkuukausille, jolloin sähkönkulutuksesta pystytään korvaamaan suurempi osa aurinkosähkötuotannolla. Pyrittäessä aurinkosähköinvestoinnin suurimpaan arvonmuodostukseen nykyarvon perusteella kuorman epätasaisempi jakauma kasvattaa voimalakokoa suhteessa tasaisempaan kuormaan.

Vuosituotannoltaan yli 800 000 kWh aurinkosähköjärjestelmien kannattavuustarkastelussa on otettava myös huomioon sähkötuotannon verovelvollisuus. Yliopiston esimerkkikohteessa kannattavimman 960 piikkikilowatin voimalakoolla vuosituotantoraja ylittyy, joten nykyisellä verotuskäytännöllä voimala kannattaa mitoittaa nimellisteholtaan noin 940 piikkikilowattiseksi, jotta tuotannon sähköveroa ei tarvitsisi suorittaa.

Omakotitalojen aurinkosähköjärjestelmien huonompaa kannattavuutta selittävät suuremmat piikkikilowattikohtaiset investointikustannukset niin verojen, tukien kuin pienemmän järjestelmäkoon osalta sekä sähkönkulutuskäyrien epätasaisuus verrattaessa yritys- ja julkisiin kiinteistöihin. Esimerkkitapausten omakotitalojen aurinkosähköjärjestelmien mitoittaminen on suhteellisen tarkkaa. Tähän vaikuttaa pienemmän järjestelmäkoon suhteellisesti suurempien investointikustannusten lisäksi myyntisähköstä saatavan korvauksen pienuus suhteessa tuotetun aurinkosähkön omakustannehintaan. Lisäksi kotitalousvähennyksen suhde investointikustannuksiin laskee voimalakokoa kasvatettaessa, jolloin tuen vaikutus investoinnin kannattavuuteen vähenee järjestelmäkokoa suurennettaessa.

Aurinkosähköjärjestelmän hankkimiseksi on olemassa useita rahoitusmalleja. Yleisin ja käytännössä edullisin rahoitusmalleista on omalla pääomalla rahoittaminen. Velka-, osamaksu- tai leasingrahoitus lisää investointikustannuksia rahoituskulujen verran. Koulurakennuksen esimerkkitapauksessa todettiin, että aurinkosähkön oman pääoman tuotto kasvaa nykyisellä alhaisella korkotasolla.

Herkkyystarkastelun perusteella esimerkkikohteiden aurinkosähköinvestoinnit ovat herkimpiä sähkön hinnalle ja investointikustannuksille. Taulukkoon 27 on koottu esimerkkikohteiden kannattavuuslaskennan muuttujien muutosprosentit, joilla investointi on nykyarvomenetelmän perusteella juuri ja juuri kannattava.

Taulukko 27. Esimerkkikohteiden aurinkosähköinvestointien kannattavuuden herkkyystarkastelun tulokset.

Kohde	Sähkön hinnan vuotuinen muutos, %	Investointikustannusten muutos, %
Maatila, itä/länsi (etelä)	−3,3 % (−4,7 %)	+68 % (+94 %)
Koulurakennus	−3,5 %	+72 %
Päivittäistavarakauppa	−3,6 %	+72 %
Jäähalli	−2,7 %	+56 %
Lappeenrannan teknillinen yliopisto	−4,0 %	+80 %
Suorasähkölämmitteinen omakotitalo	+0,6 %	+6 %
Osittain varaava sähkölämmitteinen omakotitalo	+1,4 %	−5,4 %

Aurinkosähköjärjestelmä on sijoituksena suhteellisen riskitön teknistaloudellisesta näkökulmasta. Järjestelmä on oikein asennettuna toimintavarma ja pitkäikäinen. Herkkyysanalyysin sähkön kokonaishinnan yhtäjaksoista alenemista tulevaisuudessa ei voida pitää todennäköisenä. Valitun järjestelmän investointikustannukset ovat investointihetkellä tiedossa, joten herkkyys investointikustannustenkaan suhteen ei ole todennäköistä. Lisäkustannuksia voi tosin aiheutua asennuksen vaatimasta kattoremontista tai yllättävistä kunnossapitokustannuksista, kuten paneelien vikaantumisesta.

Kannattavuus- sekä herkkyystarkastelun perusteella esimerkkikohteista yritys- ja julkiset kiinteistöt ovat kannattavia ja tuottavia kohteita aurinkosähköinvestoinneille. Investoinnin kannattavuus kyseisissä kohteissa on sähkön hinnan ja investointikustannusten muutosten suhteen vakaa. Kotitalouskohteista sähkölämmitteisten omakotitalojen aurinkosähköinvestoinnit ovat kannattavuuden rajalla nykyhetken valossa. Aurinkosähköjärjestelmien kilpailukyky energiantuotannon markkinoilla tulee paranemaan, sillä aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys on edelleen laskeva. Diplomityössä tehdyn kannattavuustarkastelun perusteella aurinkosähköjärjestelmän suurikin ylimitoittaminen ei vaaranna investoinnin kannattavuutta. Ylimitoittamisella voidaan varautua tulevaisuuden mahdolliseen sähkön kulutuksen ja sähkön kokonaishinnan kasvuun. Aurinkosähköinvestoinnin etuna on tarkka arvioitavuus sähkön omakustannehinnalle järjestelmän elinkaaren ajaksi. Sähkön kulutuksen kasvun tekijöitä tulevaisuudessa voivat olla esimerkiksi sähköautoilu tai kodin erilaisten sähkölaitteiden lisääntyminen. Myös sähkön varastointi voi olla jo lähitulevaisuudessa kannattavaa.

6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Kannattavuuden perusteella tehtävässä aurinkosähköjärjestelmämitoittamisessa sisäisen korkokannan menetelmä on yksiselitteinen keino kannattavimman järjestelmäkoon määrittämiseksi, kun investoinnille ei ole asetettu tiettyä tuottovaatimusta. Nykyarvomenetelmä sisältää aurinkosähköinvestoinnille asetetun tuottovaatimuksen, mutta laskentakorkokannan määrittäminen järjestelmäkoon valikoimiseksi on tapauskohtaista, jolloin nykyarvomenetelmä ei ole yhtä vertailukelpoinen kannattavimman järjestelmäkoon mitoittamisessa kuin sisäisen korkokannan menetelmä. Nykyarvomenetelmä on herkkä laskentakorkokannan muutoksille ja suosii usein suuria aurinkosähköinvestointeja. Toisaalta kannattavuuden rajoilla olevissa ja kannattamattomissa aurinkosähkön investointikohteissa nykyarvomenetelmä ohjaa sisäisen korkokannan menetelmää pienempiin voimalakokoihin. Näin ollen sisäisen korkokannan ja nykyarvon menetelmät ovat toisiaan tukevia kannattavuuden tunnuslukuja mitoitettaessa aurinkosähköjärjestelmää. Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä mitoittamisen perusteena antaa saman tuloksen kannattavimmalle voimalakoolle kuin sisäisen korkokannan menetelmä. Korollinen takaisinmaksuaika ei kuitenkaan anna todellista kuvaa aurinkosähköjärjestelmän kannattavuudesta, koska menetelmä ei ota huomioon järjestelmän koko elinkaaren aikaisia kassavirtoja.

Diplomityössä tarkastelluissa esimerkkikohteiden aurinkosähköjärjestelmämitoittamisessa sisäinen korkokanta valikoitui mitoittamisen kannattavuuskriteeriksi lähes jokaisessa tapauksessa. Huomattavaa tuloksissa on, että tarkastelluissa yritys- ja julkisissa kiinteistöissä investoinnin kannattavuus ei ole mitoittamisen suhteen kovinkaan herkkä, vaikka aurinkosähkötuotannosta osa myytäisiinkin verkkoon. Suurikaan ylimitoittaminen ei tällöin vaaranna investoinnin kannattavuutta, jolloin suuremman järjestelmän hankkiminen voi olla perusteltua varautuessa sähkön kulutuksen tai kokonaishinnan kasvuun tulevaisuudessa. Tarkastelluilla omakotitaloilla aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus on herkempi voimalan koon suhteen johtuen suuremmista piikkikilowattikohtaisista investointikustannuksista ja kulutusprofiilien epätasaisemmasta jakaumasta vuorokausi- ja vuodenaikakohtaisesti.

LÄHDELUETTELO

Ahola Jero. 2016. National Survey Report of PV Power Applications in Finland 2015. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 3.6.2016. [viitattu 30.11.2016]. Saatavissa: http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1[showUid]=3213&tx_damfrontend_pi1[backPid]=93

Ahola Jero. 2014. Aurinkosähköä! Lappeenrannan teknillinen yliopisto. [verkkojulkaisu]. [viitattu 16.11.2016]. Saatavissa: http://www.lut.fi/documents/10633/354090/Ahola_Aurinkosahkoa_20_9_2014.pdf/be257756-273b-4601-96c8-1d92e4467782

Auvinen Karoliina, Lovio Raimo, Jalas Mikko, Juntunen Jouni, Liuksiala Lotta, Nissilä Heli, Müller Julia. 2016. FinSolar: Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa. Aalto-yliopiston julkaisusarja KAUPPA + TALOUS 1/2016. 135 sivua. ISBN 978-952-60-6767-4.

Auvinen Karoliina. 2015. Kannattavuus. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 14.9.2015. [viitattu 5.8.2016]. Saatavissa: http://www.finsolar.net/kannattavuus/

Boxwell Michael. 2014. Solar Electricity Handbook - 2014 Edition: A Simple, Practical Guide to Solar Energy - Designing and Installing Photovoltaic Solar Electric Systems. 8. painos. Binley: Greenstream Publishing. 200 sivua. ISBN-13: 978-1907670398.

Breyer Christian, Child Michael. 2015. Recarbonised Finnish Energy System - skenaario. Lappeenranta University of Technology. [verkkojulkaisu]. [viitattu 30.11.2016]. Saatavissa: http://www.slideshare.net/lappeenranta-university-of-technology/vision-and-initialfeasibility-ofarecarbonisedfinnishenergysystemfor2050

Busk Henna, Huovari Janne, Härmälä Valtteri. 2016. Talouspolitiikan säännöstö ja julkisten investointien rahoitus. Valtioneuvoston selvitys- ja tutkimustoiminnan julkaisusarja 2/2016. 41 sivua. ISBN PDF 978-952-287-206-7.

DGS, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. 2013. Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers. 3. painos. Routledge. 524 sivua. ISBN-13: 978-1-84971-343-6.

DGS, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. 2008. Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers. 2. painos. Earthscan. 396 sivua. ISBN-13: 978-1-84407-442-6.

ESE, Etelä-Savon Energia Oy. 2015. Sähkön siirtohinnat. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 1.1.2015. [viitattu 1.6.2016]. Saatavissa: http://ese.fi/assets/ese/files/sahkonsiirtohinnat_01012015.pdf

ESE, Etelä-Savon Energia Oy. 2016. Spotti-tuntituotteet. [verkkojulkaisu]. [viitattu 1.11.2016]. Saatavissa: http://ese.fi/fi-fi/sahko/spotti/32/

European Commission, JRC's Institute for Energy and Transport. 2012. Global Irradiation and solar electricity potential. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 4.9.2012. [viitattu 17.11.2016]. Saatavissa: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eu_cmsaf_opt/G_opt_FI.png

Eurostat 2016. [viitattu 22.11.2016]. Saatavissa: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

HOMER Energy. 2016. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 19.7.2016. [viitattu 16.11.2016]. Saatavissa: http://usersupport.homerenergy.com/customer/en/portal/articles/2186873-finding-data-to-run-homer

Huoman Kimmo. 2015. Lämminvesivaraajan ohjaus automaatiolla aurinkosähköä tuottavassa kotitaloudessa. Kandidaatintyö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/117663/L%C3%A4mminvesivaraajan%20ohjaus%20automaatiolla%20aurinkos%C3%A4hk%C3%B6%C3%A4%20tuottavassa%20kotitaloudessa.pdf?sequence=2

Kauppalehti. 2016. Talletuskorot. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 3.11.2016. [viitattu 7.11.2016]. Saatavissa: http://www.kauppalehti.fi/5/i/porssi/korot/?selected=talletuskorot

Kymäläinen Mikko. 2014. Aurinkosähkön kannattavuustarkastelu jäähallilla. Kandidaatintyö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/99396/Kandidaatinty%C3%B6.pdf?sequence=2

Käpylehto, Janne. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki: Into Kustannus. 207 sivua. ISBN: 978-952-264-528-9.

Kärri Timo. 2015. Investointihankkeiden elinkaarilaskelmat. Lappeenrannan teknillinen yliopisto - kurssimateriaali.

Lehto Kimmo. 2015. Kunnan onnistunut investointihanke: rahoitusvaihtoehtoja ja toteutusmalleja. [verkkojulkaisu]. [viitattu 10.11.2016]. Saatavissa: www.pohjois-pohjanmaa.fi/file.php?3373

LUT, Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 2016. Tuotantolukemia. [verkkojulkaisu]. [viitattu 9.11.2016]. Saatavissa: http://www.lut.fi/green-campus/alykas-sahkoverkko-smart-grid/tuotantolukemia

Maaseutuvirasto. 2016a. Investointituista menestyksen eväitä maatilalle. [verkkojulkaisu]. [viitattu 22.6.2016]. Saatavissa: http://www.mavi.fi/fi/tuet-ja-palvelut/viljelija/Documents/investointituet-2014-2020.pdf

Maaseutuvirasto. 2016b. Tuen määrä tukikohteittain. [verkkojulkaisu]. [viitattu 22.6.2016]. Saatavissa: http://www.mavi.fi/fi/tuet-ja-palvelut/viljelija/maatalouden_investointituet/Documents/tuen-maara-tukikohteittain-investointituet.pdf

Meteonorm. List of all Meteonorm features. [verkkojulkaisu]. [viitattu 9.11.2016]. Saatavissa: http://www.meteonorm.com/en/features

Motiva Oy. 2016a. Mitoitusmenetelmiä. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 12.7.2016. [viitattu 3.8.2016]. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus/mitoitusmenetelmia

Motiva Oy. 2016b. Huolto ja kunnossapito. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 12.7.2016. [viitattu 20.11.2016]. Saatavissa: http://motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/huolto_ja_kunnossapito

Motiva Oy. 2016c. Aurinkosähköjärjestelmien hinta. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 15.11.2016. [viitattu 20.11.2016]. Saatavissa: http://motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta

Motiva Oy. 2016d. Aurinkosähköjärjestelmän teho. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 12.7.2016. [viitattu 22.11.2016]. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho

Motiva Oy. 2016e. Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 15.11.2016. [viitattu 30.11.2016]. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma

Motiva Oy. 2015. Syöttötariffi eli takuuhintajärjestelmä. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 16.7.2015. [viitattu 20.11.2016]. Saatavissa: http://www.motiva.fi/taustatietoa/ohjauskeinot/syottotariffi_eli_takuuhintajarjestelma

NASA. 2016. Surface meteorology and Solar Energy. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 30.6.2016. [viitattu 3.8.2016]. Saatavissa: https://power.larc.nasa.gov/

Nord Pool. 2016. Elspot Prices Hourly 2015 EUR. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 12.1.2016. [viitattu 8.6.2016]. Saatavissa: http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/

NREL. What is NSRDB? [verkkojulkaisu]. [viitattu 18.11.2016]. Saatavissa: https://nsrdb.nrel.gov/background

Pahkala Tatu. 2016. Nettomittauksen dilemmat. [verkkojulkaisu]. [viitattu 2.12.2016]. Saatavissa: https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/EV+nettomittaus_Pahkala_26012016.pdf/f0e0fed4-af9d-49a0-9b31-c1f83243a194

PVGIS, European Commission, JRC’s Institute for Energy and Transport. Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps. [verkkojulkaisu]. [viitattu 20.11.2016]. Saatavissa: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe

Suntekno Oy. 2010. Aurinkopaneelit. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 15.4.2010. [viitattu 30.11.2016]. Saatavissa: http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf

Suomen Rakennusinsinöörien liitto RIL ry. 2014. Uusiutuvien lähienergioiden käyttö rakennuksissa. Tammerprint Oy. 189 sivua. ISBN: 978-951-758-584-2.

Suomen sähkölaitosyhdistys ry. 1992. Sähkön käytön kuormitustutkimus. Helsinki. Julkaisusarja 5/92.

SVT, Suomen virallinen tilasto. 2016. Energian hinnat. [verkkojulkaisu]. ISSN=1799-7984. Helsinki: Tilastokeskus. [viitattu: 20.11.2016]. Saatavissa: http://www.stat.fi/til/ehi/index.html

Tahkokorpi Markku (toim.). 2016. Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki: Into Kustannus. 208 sivua. ISBN: 978-952-264-663-7.

TEM, Työ- ja elinkeinoministeriö. 2016. Tuen enimmäismäärät. [verkkojulkaisu]. [viitattu 22.6.2016]. Saatavissa: http://tem.fi/tuen-enimmaismaarat

Tulli. 2016. Valmisteverotettavat tuotteet - Energia. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 24.3.2016. [viitattu 2.12.2016]. Saatavissa: http://www.tulli.fi/fi/yrityksille/verotus/valmisteverotettavat/energia/

Vartiainen Eero, Gaëtan Masson, Breyer Christian. 2015. PV LCOE in Europe 2015-2050. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 20.9.2015. [viitattu 17.11.2016]. Saatavissa: https://www.researchgate.net/publication/281939918_PV_LCOE_in_Europe_2015-2050

Verohallinto. 2016. Kotitalousvähennys. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 16.5.2016. [viitattu 7.6.2016]. Saatavissa: https://www.vero.fi/fi-FI/Henkiloasiakkaat/Kotitalousvahennys

Wirth Harry. 2016. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. [verkkojulkaisu]. Päivitetty 22.4.2016. [viitattu 2.6.2016]. Saatavissa: https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf

LIITE 1. Kannattavuuslaskennan aurinkosähköjärjestelmähinnasto

Aurinkosähköjärjestelmähinnat kotitalouksille. Hinnat sisältävät arvolisänveron (alv 24 %). Hinnat ovat arvioita.

Teho, kWp	Laitteiden hinta, €	Asennuksen hinta, €	Kokonais-hinta, €	Ominaishinta, €/W
1,3	2 344	1 904	4 248	3,27
1,56	3 110	1 949	5 059	3,24
2,08	3 907	1 994	5 901	2,84
3,12	5 108	2 174	7 282	2,33
3,64	5 856	2 333	8 189	2,25
5,2	7 833	2 979	10 812	2,08
7,28	10 705	3 726	14 431	1,98
10,4	14 675	4 129	18 804	1,81
20,8	28 160	5 862	34 022	1,64
41,6	56 321	8 200	64 521	1,55
62,4	84 481	11 600	96 081	1,54
83,2	112 642	14 500	127 142	1,53
104	140 802	17 200	158 002	1,52

Aurinkosähköjärjestelmähinnasto yritys- ja julkisille kiinteistöille. Hinnat eivät sisällä arvolisänveroa (alv 0 %). Hinnat ovat arvioita.

Teho, kWp	Ominaishinta, €/W	Teho, kWp	Ominaishinta, €/W
1,3	2,64	83,2	1,23
1,56	2,62	104	1,23
2,08	2,29	500	1,15
3,12	1,88	1 000	1,10
3,64	1,81	2 000	1,09
5,2	1,68	3 000	1,08
7,28	1,60	4 000	1,07
10,4	1,46	5 000	1,06
20,8	1,32	6 000	1,05
41,6	1,25	7 000	1,04
62,4	1,24	8 000	1,03