



Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus ja kannattavuus toimistolle

Anne Pellinen

Opinnäytetyö, AMK

Tammikuu 2023

Energia- ja ympäristötekniikka (AMK)

Pellinen, Anne

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus ja kannattavuus toimistolle

Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Tammikuu 2023, 69 sivua

Energia- ja ympäristötekniikan tutkinto-ohjelma. Opinnäytetyö AMK.

Julkaisun kieli: suomi

Julkaisulupa avoimessa verkossa: kyllä

Tiivistelmä

Aurinkosähkön hyödyntäminen on yksi tapa vähentää fossiilisten polttoaineiden käyttöä. Siirtymä kohti ilmastoneutraalia energiantuotantoa on ajankohtainen. Maailmanlaajuiset ilmastotavoitteet ovat tiukkoja ja yritykset osallistuvat hiilineutraaliuden tavoitteluun yhä enemmän. Teollisuuden ja energian toimialalla toimiva suunnittelu- ja konsultointipalveluja tarjoava Elomatic Oy antoi toimeksiannon mitoittaa toimipisteelleen aurinkovoimalan. Toimeksiantoon sisältyi investoinnin kannattavuuden tarkastelu sekä aurinkoenergian tuotantodatan hyödyntämisen pohtiminen.

Opinnäytetyö toteutettiin kehittämistutkimuksena. Tutkimusmenetelmät olivat kvalitatiivisia. Aurinkosähköjärjestelmän mitoitusta tutkittiin sähkönkulutuksen ja aurinkosähköntuoton arvioinnin perusteella. Mitoituksessa huomioitiin sähköautojen latauspisteiden vaikutus sähkönkulutukseen. Taloudellista kannattavuutta tutkittiin takaisinmaksuajan, nettonykyarvon sekä sisäisen korkokannan perusteella. Lisäksi pohdittiin mahdollisuuksia hyödyntää aurinkosähköjärjestelmää imagon luomisessa. Aurinkosähköjärjestelmän tuotantodatan hyödyntämistä pohdittiin teoreettisella tasolla.

Kehittämistutkimuksen tuloksissa selvisi, että aurinkovoimala kannatti mitoittaa mahdollisimman suureksi käytettävissä olevan kattopinta-alan mukaan. Aurinkovoimalan maksimitehoksi saatiin noin 45 kWp. Aurinkovoimalalla pystyttiin kattamaan 5,5 prosenttia kiinteistön vuotuisesta sähkönkulutuksesta. Käytännössä kaikki voimalalla tuotettu aurinkosähkö meni omaan kulutukseen. Tulosten perusteella investointi vaikutti kannattavalta, mutta sähkön hinnan vaihtelulla oli suuri vaikutus lopulliseen kannattavuuteen.

Opinnäytetyössä löydettiin useita mahdollisuuksia hyödyntää aurinkovoimalaa yrityksen imagon rakentamisessa. Toimeksiantaja voi luoda yrityskuvaa muun muassa kasvattamalla osaamistaan aurinkosähköstä, vähentämällä suoria hiilidioksidipäästöjään sekä käyttämällä voimalaa referenssinä. Tuotantodataa voidaan hyödyntää yhdistämällä sitä esimerkiksi energiansäästötavoitteisiin, sähköautojen latauksen seurantaan tai sääennusteisiin. Opinnäytetyön tulokset vahvistivat toimeksiantajan päätöksen hankkia aurinkovoimala.

Avainsanat (asiasanat)

Aurinkoenergia, aurinkosähköjärjestelmä, aurinkovoimala, kannattavuus, datan koostaminen

Muut tiedot (salassa pidettävät liitteet)

Pellinen, Anne

Design and profitability of a solar photovoltaic system for an office building

Jyväskylä: JAMK University of Applied Sciences, January 2023, 69 pages

Degree Programme in Energy and Environmental Technology. Bachelor's thesis.

Permission for open access publication: Yes

Language of publication: Finnish

Abstract

Solar power is an efficient way to reduce the use of fossil fuels. The transition to carbon neutral energy production is on its way, and worldwide climate targets are ambitious. Companies are participating in multiple ways to achieve carbon neutrality. Elomatic Oy, an engineering services and consulting company gave the assignment to design a photovoltaic system for their office building. The assignment included calculating the financial profitability of the investment, as well as drafting a plan how to utilize the energy production data produced by the system.

The thesis was completed as a development study with qualitative research methods. The photovoltaic system sizing was studied based on electricity consumption and photovoltaic energy generation. The effect of charging electric vehicles was also studied. The financial profitability was studied based on the payback period, net present value, and internal rate of return. The possibilities of using the photovoltaic system to create a better corporate image were studied. Utilization of the production data of the photovoltaic system was considered on a theoretical level.

The results of the development study indicated that the limiting factor of the system sizing was the roof area of the building. The maximum power of the photovoltaic system was sized to 45 kWp. The system was calculated to cover annually 5.5 % of the total energy consumption of the building. All the generated electricity would be used by the company. Based on the results the investment appears to be profitable, even though the profitability results varied significantly depending on the electricity price scenario.

Several opportunities were identified to use the solar energy production to improve the corporate image. The company can create positive corporate image by increasing its knowledge, reducing carbon emissions and saving on energy consumption. The photovoltaic system can be used as a reference for the company's services. The production data can be utilized in reporting energy savings, electric vehicle charging and combining the results with weather reports, for example. The results of the thesis confirmed the company's decision to make the investment.

Keywords/tags (subjects)

Solar energy, solar photovoltaic system, solar power plant, profitability, data collection

Miscellaneous (Confidential information)

Sisältö

1	Aurinkoenergian merkitys ilmastonmuutoksen aikana	5
2	Tutkimusasetelma	6
2.1	Tutkimusongelma ja aiheen rajaus	6
2.2	Tutkimusmenetelmät ja luotettavuus.....	7
3	Aurinkosähköenergia maailmalla ja EU:ssa.....	9
3.1	Aurinkosähkön tuotannon kehittyminen maailmanlaajuisesti.....	9
3.2	EU:n aurinkoenergiastrategia	12
3.3	Aurinkosähkö Suomessa	13
4	Aurinkovoimalan tekniikka ja osat	14
4.1	Aurinkokennot.....	14
4.2	Aurinkosähköjärjestelmä	18
5	Tuotantoon vaikuttavat tekijät	22
5.1	Sijainti.....	22
5.2	Vuodenajat ja säätilat.....	25
5.3	Paneelien varjostukset	26
5.4	Asennustapa.....	27
5.5	Kallistuskulma.....	28
5.6	Suuntauskulma.....	30
6	Aurinkovoimalan mitoitus toimeksiantajalle	30
6.1	Mitoituksen lähtökohdat.....	30
6.2	Kokonaissähkönkulutus.....	32
6.3	Sähköenergian pohjakulutus.....	33
6.4	Aurinkosähkön tuotanto	34
6.5	Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu.....	36
6.6	Sähköautojen ja -pyörien lataamisen vaikutus	38
6.7	Energiansäästön vaikutus.....	40
6.8	Mitoitus katon ominaisuuksien perusteella.....	41
7	Investoinnin kannattavuus.....	43
7.1	Sähkön hinta.....	44
7.2	Suora takaisinmaksuaika	46
7.3	Nettonykyarvo.....	47
7.4	Sisäinen korkokanta	49
7.5	Kannattavuuden parantaminen energiaa säästämällä	50

7.6 Muut kannattavuuteen vaikuttavat tekijät.....	50
8 Tuotantodatan hyödyntäminen	52
8.1 Dataportaalista saatavat tiedot	52
8.2 Tietojen yhdistäminen eri lähteistä	56
9 Johtopäätökset.....	58
10 Pohdinta.....	60
Lähteet	63
Liitteet	68
Liite 1. Kohdekiinteistölle mitoitettun aurinkosähköjärjestelmän suorituskyky	68
Liite 2. Kohdekiinteistölle optimaalisen aurinkosähköjärjestelmän suorituskyky.....	69

Kuviot

Kuvio 1. Aurinkosähkön tuotannon kasvaminen maanosittain vuosina 2010-2020	9
Kuvio 2. Aurinkosähköä eniten tuottavat maat vuonna 2020.....	10
Kuvio 3. EU:n suurimmat aurinkosähkön tuottajamaat vuonna 2021	11
Kuvio 4. Aurinkosähkön tuotanto jakeluverkkoon Suomessa vuosina 2012-2021	13
Kuvio 5. P-N-liitos.....	15
Kuvio 6. Aurinkokennotyypit.....	16
Kuvio 7. Yksi- ja monikiteinen piikennopaneeli	16
Kuvio 8. Toisen sukupolven CIGS-tekniikkaa edustava ohutkalvopaneeli.....	17
Kuvio 9. Perovskiittiaurinkopaneeli	18
Kuvio 10. Aurinkosähköjärjestelmän pääosat	19
Kuvio 11. Vuotuinen säteilyenergia optimaalisesti suunnatuille paneeleille Euroopassa	23
Kuvio 12. Kohdekiinteistön kuukausittainen sähkönkulutus	32
Kuvio 13. Sähkönkulutuksen pysyvyyssäikä maalissyyskuussa 2021.....	34
Kuvio 14. Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu kesäpäivänä	38
Kuvio 15. Sähköautojen latauksen osuus kiinteistön sähkönkulutuksesta	39
Kuvio 16. Kohdekiinteistön katon osa, jolle aurinkovoimala sijoittuu	41
Kuvio 17. Aurinkopaneelien sijoittuminen katolla.....	42
Kuvio 18. Nord Poolin vuorokausimarkkinahinnat	44
Kuvio 19. Suora takaisinmaksuaika	46
Kuvio 20. Nettonykyarvo.....	47
Kuvio 21. Herkkyystarkastelu sähkön eri hintaskenaarioilla	48

Kuvio 22. Sisäinen korkokanta	49
Kuvio 23. Aurinkovoimalan tehon, ilman lämpötilan ja tuulen nopeuden vaihtelu.....	53
Kuvio 24. Aurinkovoimalan tehon ja näkyvyyden vaihtelu.....	54
Kuvio 25. Esimerkki hiilidioksidipäästövähennyksen esittämisestä.....	55
Kuvio 26. Energiantuotannon vaihtelu vuosittain kuukausittain	55

Taulukot

Taulukko 1. Auringon kokonaissäteilyenergia vaakapinnalle eri vyöhykkeillä, kWh/m ²	24
Taulukko 2. Kokonaissäteilyenergia 45 astetta kallistetulle pinnalle	28
Taulukko 3. Kokonaissäteilyenergia 90 astetta kallistetulle	29
Taulukko 4. Aurinkosähköjärjestelmän tuoton laskennan lähtöarvot	35
Taulukko 5. Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu kuukausittain	36
Taulukko 6. Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu tunneittain kesällä	37
Taulukko 7. Esimerkki energiansäästön kustannusvaikutuksista	50

Lyhenteiden luettelo

AM	Air Mass
GWh	gigawattitunti
IEA	International Energy Agency
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRR	Internal Rate of Return, suom. sisäinen korkokanta
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
MWh	megawattitunti
MPPT-säätö	Maximum Power Point Tracking control, suom. maksimitehopisteen seuraaja
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature
NPV	Net Present Value, suom. nettonykyarvo
PERC	Passivated Emitter and Rear Cell
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System: Euroopan komission ylläpitämä verk- kotyökalu ja tietokanta, jolla voidaan tutkia auringonsäteilyn määrää ja aurinkosäh- köjärjestelmistä saatavaa tehoa Euroopassa
STC	Standard Test Conditions
TWh	terawattitunti
W_p	Watt Peak, suom. piikkiteho, huipputeho: aurinkokennon, -paneelin tai -voimalan teho standardiolosuhteissa

1 Aurinkoenergian merkitys ilmastonmuutoksen aikana

Aurinkoenergia on uusiutuvaa energiaa ja sen hyödyntämistä käytetään yhtenä keinona fossiilista energiankäytöstä luopumisessa. Aihe on ajankohtainen ja tärkeä, sillä koko maapallon ekosysteemejä muuttava ilmastonmuutos on käynnissä. IPCC:n kuudennen arviointiraportin mukaan ihmisten aiheuttama ilmastonmuutos aiheuttaa vaarallista ja laajalle levittäytyvää häiriötä luonnolle sekä ekosysteemeille, ja se vaikuttaa miljardien ihmisten elämään. IPCC:n mukaan maapallon lämpötila kohoaa vähintään 1,5 astetta ihmisten aiempien tekojen vuoksi. Lämpötila voi kohoaa huomattavasti enemmänkin. Yli kahden asteen lämpötilan nousu aiheuttaa vakavat, peruuttamattomat seuraukset. IPCC toteaa, että terveet ekosysteemit kestävät paremmin ilmastonmuutosta. Kun maapallon pilaantuneista alueista palautetaan luonnontilaan 30–50 prosenttia pinta-alasta, niin pystytään palaamaan kohti kestävästä kehitystä. (IPCC Press Release 2022.)

Aurinkosähkön tuotanto kasvoi vuonna 2021 ennätyselliset 22 prosenttia maailmanlaajuisesti vuoden takaisesta. Aurinkosähkö oli kolmanneksi suurin uusiutuvan energian tuotantotapa vesi- ja tuulivoiman jälkeen. Vaikka aurinkosähkön määrä lisääntyy vuosi vuodelta enemmän, niin IEA:n Net Zero Emissions by 2050 -skenaarion mukaan vuosittaisen kasvuprosentin pitäisi olla 25 prosenttia joka vuosi vuoteen 2030 saakka, jotta skenaarion mukainen tavoite on mahdollista saavuttaa. Tämä vaatii paljon tahtoa ja tekemistä julkiselta sektorilta ja yrityksiltä. (Bojek 2022.)

Aurinkoenergian lisääntyvä käyttö auttaa ilmastonmuutoksen hillinnässä silloin, kun sillä korvataan fossiilisia polttoaineita. Aurinkoenergian käyttö kiinnostaa ihmisiä ja yrityksiä yhä enemmän, sillä tietoisuus ympäristön tilan heikkenemisestä on lisääntynyt ja aurinkovoimaloiden hinnat ovat laskeneet voimaloiden yleistyessä. Uusinta tietoa aiheesta tarvitaan jatkuvasti, jotta pystytään suunnittelemaan ja rakentamaan kohteisiin parhaiten sopivia aurinkovoimaloita.

Aurinkosähköaiheisia opinnäytetöitä on tehty paljon eri näkökulmista viime vuosina. Se kertoo kiinnostuksesta uusiutuvaa energiaa kohtaan sekä toisaalta tekniikan kehittymisestä kaupallisesti kannattavaksi ja aurinkosähköjärjestelmien hintojen laskusta. Sähkön hinta on ollut ennätyskorkealla vuonna 2022, jolloin myös aurinkosähköjärjestelmiä on hankittu Suomessa ennätysmääriä (Aarni 2022). Tässä opinnäytetyössä perehdyttiin aurinkosähköjärjestelmän mitoittamiseen, kannattavuuteen ja hyödyntämiseen suuryrityksessä.

2 Tutkimusasetelma

2.1 Tutkimusongelma ja aiheen rajaus

Opinnäytetyön toimeksiantaja oli Elomatic Oy, joka on teollisuuteen suuntautunut konsultointi- ja suunnittelupalveluita tarjoava yritys. Elomatic on suomalainen, vuonna 1970 perustettu yritys, jolla on useita toimipaikkoja Suomessa ja ulkomailla. Elomaticin toimialana on suunnittelun ja teknisen konsultoinnin lisäksi teollisuuden kokonaisratkaisut ja tuotteet, ohjelmistokehitys, projektinhallinta sekä tuote- ja palvelukehitys.

Toimeksiantaja halusi Jyväskylän toimipaikan kiinteistölle aurinkovoimalan. Opinnäytetyö tilattiin ratkaisemaan aurinkovoimalan mitoitus, tutkimaan investoinnin kannattavuutta ja lisäksi pohtimaan tuotantodatan hyödyntämistä. Toimeksiantoa toteutettiin tutkimalla vastauksia seuraaviin kysymyksiin:

- kuinka merkittävä osuus kokonaissähköenergiankulutuksesta pystytään korvaamaan aurinkosähköllä
- minkä kokoinen ja tehoinen aurinkovoimala on toimeksiantajalle kannattava
- kuinka tuotantodataa voidaan hyödyntää yrityksessä?

Opinnäytetyön tutkimusaihetta rajattiin toimeksiantajan tarpeiden ja kiinteistön teknisten ratkaisujen soveltuvuuden mukaan. Yritys halusi hyödyntää aurinkoenergiaa, jolloin vaihtoehtoina olivat aurinkosähkön tai -lämmön käyttö. Yrityksen sähkönkulutus oli suurta, sähkön pörssihinta vaihteli aiempaa enemmän ja yrityksellä oli tavoitteena hankkia sähkökulkuneuvojen latauspisteitä toimipaikallensa. Näiden syiden vuoksi tutkimuskohteeksi valikoitui aurinkosähkö.

Aurinkosähköä voidaan tuottaa jakeluverkkoon kytketyllä tai itsenäisellä järjestelmällä. Koska kyseessä oli ennestään verkkoon liitetty kiinteistö, joihin pääsääntöisesti rakennetaan vain verkkoon liitettyjä aurinkovoimaloita, niin opinnäytetyö rajattiin koskemaan verkkoon kytkettyjä järjestelmiä. Niin sanottuja off-grid-järjestelmiä ja niihin liittyvää akkutekniikkaa ei käsitelty lainkaan tässä opinnäytetyössä.

Lisäksi opinnäytetyössä käsiteltiin vain katolle asennettavia yksi- ja monikidepiipaneelijärjestelmiä. Yrityksellä ei ollut maa-asennukseen sopivaa maa-aluetta, jolloin katto oli ainoa sijoitusvaihtoehto

paneeleille. Seinäasenteisia paneeleita ei käsitelty, sillä kiinteistön etelä-kaakon puolella sijaitsee rinne, joka voi aiheuttaa varjostumia rakennuksen seinustoille. Myöskään vähäisessä kaupallisessa käytössä olevia muunlaisia aurinkopaneelitekniikoita ei käsitelty tutkimusosuudessa. Joitakin uusimpia tekniikoita mainitaan teoriaosuudessa vertailun vuoksi.

Aurinkovoimalan pitkä toimitusaika rajoitti osaltaan opinnäytetyötä. Sekä asennus että käyttöönotto tehdään vasta opinnäytetyön valmistumisen jälkeen, joten niihin liittyvät aiheet rajattiin opinnäytetyön ulkopuolelle. Toimeksiantajalla oli toiveena saada tietoa tuotantodatan hyödyntämisen mahdollisuuksista. Aurinkovoimalan toteutunutta tuotantodataa ei voitu tutkia tai käsitellä, koska sitä ei ollut vielä saatavilla, joten aihetta pohdittiin teoreettisella tasolla. Tuotantodatan hyödyntäminen rajattiin mahdollisuuksien pohdintaan ja ideointiin.

Opinnäytetyön tavoitteena oli mitoittaa toimeksiantajalle olosuhteisiin sopiva aurinkovoimala. Aurinkovoimalalla tavoiteltiin taloudellista sekä imagollista hyötyä yritykselle. Yrityksen hiilijalanjälki pienenee väistämättä, kun osa sen käyttämästä fossiiliseen polttoon perustuvasta sähköenergiasta korvataan uusiutuvalla energialla. Toisena tavoitteena oli selvittää hankkeen kannattavuutta. Kolmantena tavoitteena oli syventää aihetta pohtimalla aurinkovoimalasta saatavan tuotantodatan hyödyntämismahdollisuuksia yrityksessä.

2.2 Tutkimusmenetelmät ja luotettavuus

Opinnäytetyö toteutettiin kehittämistutkimuksena. Kehittämistutkimukselle on tyypillistä muutoksen tavoittelu. Jatkuva kehittäminen ei ole kehittämistutkimusta, vaan olennaista on kvalitatiivisen ja tarvittaessa lisäksi kvantitatiivisen tutkimustavan yhdistäminen kehittämistyöhön. Kehittämistutkimukselle on ominaista ongelmanratkaisu tutkittuun tietoon perustuen. Kehittämistutkimuksessa kulkeekin rinnakkain sekä tutkimus- että ongelmanratkaisutyö. (Kananen 2015, 39–40).

Tässä kehittämistutkimuksessa käytettiin laadullista tutkimusta, sillä tutkimusaineisto oli monilähteistä ja tavoitteena oli kokonaisvaltainen ymmärrys tutkittavasta ilmiöstä (Kananen 2019, 26).

Opinnäytetyön teoreettinen viitekehys perustuu alan kirjallisuuteen, kuten aikaisempiin tutkimuksiin, teorioihin, ilmiöitä kuvaavaan kirjallisuuteen sekä ajankohtaisiin tieteellisiin artikkeleihin. Aineisto valittiin niin, että se kuvaa nimenomaan valittua tutkimuskohdetta, eikä ainoastaan aurinkoenergiaa yleisellä tasolla (Kananen 2012, 88–89).

Tutkimusaineisto koostui kiinteistöstä saatavilla olevista kiinteistön teknisistä tiedoista sekä sähkönkulutustiedoista. Tietoa kerättiin suoraan toimeksiantajalta, sen käyttämältä sähköyhtiöltä sekä sähkönjakeluyhtiöltä. Lähtötietoina käytettiin sekä kiinteistön rakennetietoja että yrityksen toteutuneita tuntitason sähkönkulutustietoja. Nämä lähtötiedot olivat sekundääriaineistoa, eli ne olivat valmiiksi olemassa (Kananen 2019, 28).

Lähtötietoaineiston tutkimuksessa vertailuvuosiksi valittiin pääasiassa kolmen viimeisimmän vuoden kulutustietoja, jotta aineisto kuvasi mahdollisimman hyvin yrityksen tutkimusajankohdan sähkönkulutusta. Sähkönkulutustiedoista tutkittiin muun muassa kokonaisenergiankulutusta, pohja- ja keskikulutusta sekä sähkönkulutuksen trendiviivoja. Lähtötietoaineiston käsittely tehtiin pääasiassa Exceliä hyödyntäen.

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitusvaiheessa laskennasta saatuja tuloksia tulkittiin teoriassa esitettyjen mitoitusperiaatteiden mukaisesti. Lisäksi mitoituksessa hyödynnettiin aurinkopaneelien suuntauksen ja sijoittelun mallinnusta. Mallinnusta tehtiin SolarEdgen Designer-suunnitteluohjelmalla. Aurinkosähkön tuotantoa tutkittiin PVGIS-laskurilla. Vertailuarvo vuosituotolle laskettiin Aurinko-opas 2012 –ohjeistuksen avulla.

Kehittämistutkimukseen kuului investoinnin taloudellisen kannattavuuden arviointi. Kannattavuuden arvioinnissa käytettiin lähtötietona laitetoimittajien tarjouksissa olevia tietoja sekä pörssisähkön toteutuneita vuorokausimarkkinahintoja. Aurinkovoimala suunniteltiin hankittavaksi kokonaisuutoimituksena, jolloin sen hinta koostui suunnittelutyöstä, laitteistosta, asennuksesta ja käyttöönotosta. Opinnäytetyössä laskettiin investoinnin takaisinmaksuaika, sisäinen korkokanta sekä netto nykyarvo ja tutkittiin taloudellista kannattavuutta laskelmien tulosten perusteella. Kannattavuutta pohdittiin myös yrityksen imagonrakentamisen näkökulmasta.

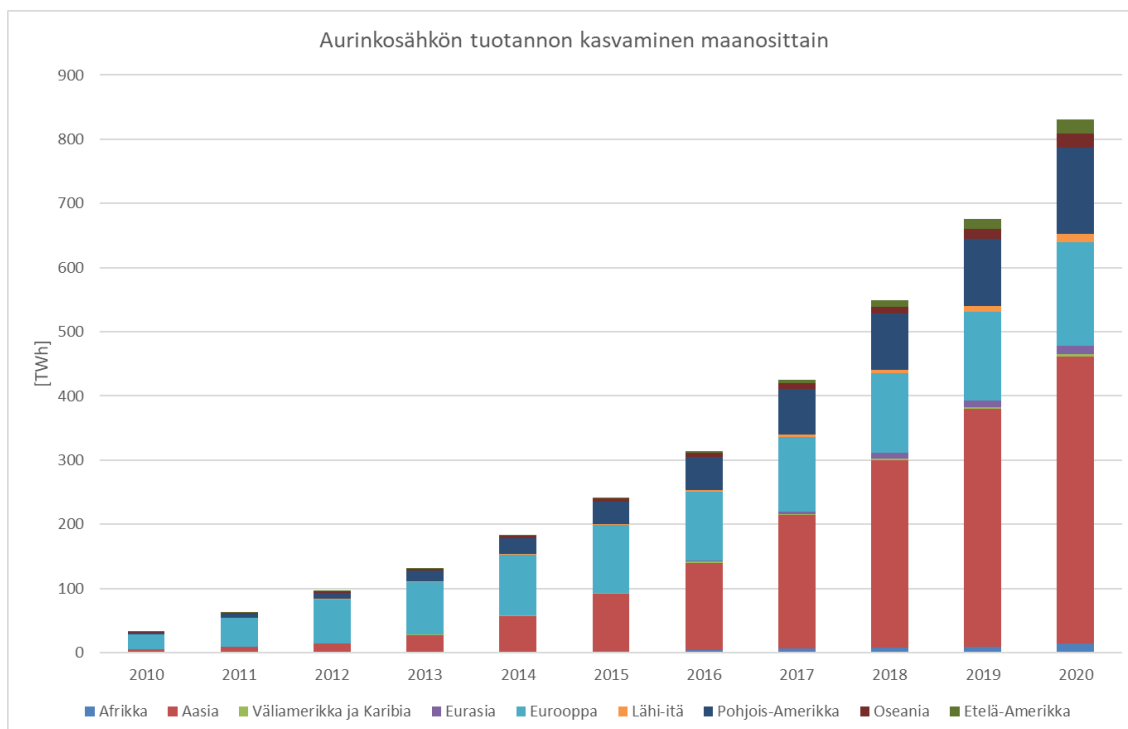
Lisäksi opinnäytetyössä pohdittiin tuotantodatan hyödyntämistä erityisesti yrityksen näkökulmasta. Pohdinnassa käsiteltiin tuotantodatan esittämistä ja hyödyntämistä muun muassa säävaikeutusten, hiilidioksidivapaan energiantuotannon, sähkönkulutuksen ajoittamisen sekä sähkökulkuneuvojen lataamisen kannalta. Pohdinta perustui laitetoimittajilta saatavilla oleviin tuotetietomateriaaleihin.

Kehittämistutkimuksessa huomioitiin tutkimuksen luotettavuus ja laatu. Luotettavuudella tarkoitetaan tulosten pysyvyyttä, eli sitä, että tutkimusten tulokset pysyvät samana, jos tutkimus toistetaan. Laadulla kuvataan sitä, että on tutkittu oikeita asioita. Lähtötietoaineiston eheys ja riittävyys sekä aineiston perusteella tehtyjen johtopäätösten oikeellisuus mahdollistavat laadukkaan tutkimuksen. (Kananen 2019, 31.)

3 Aurinkosähköenergia maailmalla ja EU:ssa

3.1 Aurinkosähkön tuotannon kehittyminen maailmanlaajuisesti

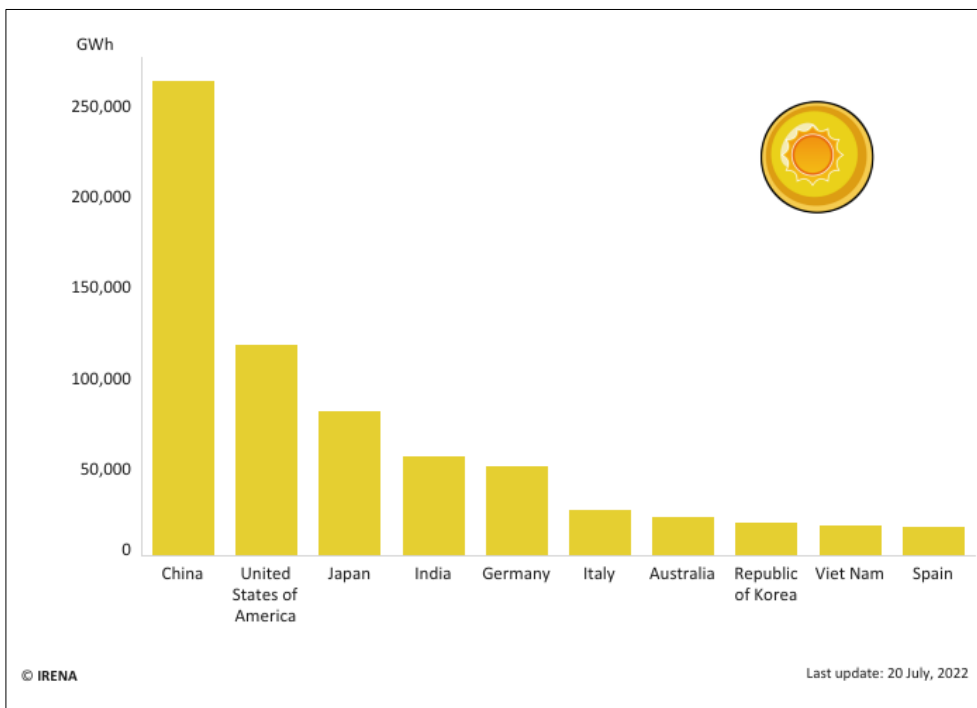
Aurinkosähköntuotanto oli vähäistä ennen 2010-lukua. Maailmanlaajuinen tuotanto oli 2000-luvun alussa hieman yli 800 GWh. Parikymmentä vuotta myöhemmin tuotanto oli kasvanut tuhattokertaiseksi ollen vuonna 2020 yli 830 TWh. Vuonna 2015 aurinkosähkön tuotanto oli yhden prosentin maailman kokonaissähkön tuotannosta ja vuonna 2021 se oli 3,4 prosenttia. (Renewable Electricity Capacity and Generation, Regional Trends 2022.)



Kuvio 1. Aurinkosähkön tuotannon kasvaminen maanosittain vuosina 2010-2020 (tiedot: Renewable Electricity Capacity and Generation, Regional Trends 2022)

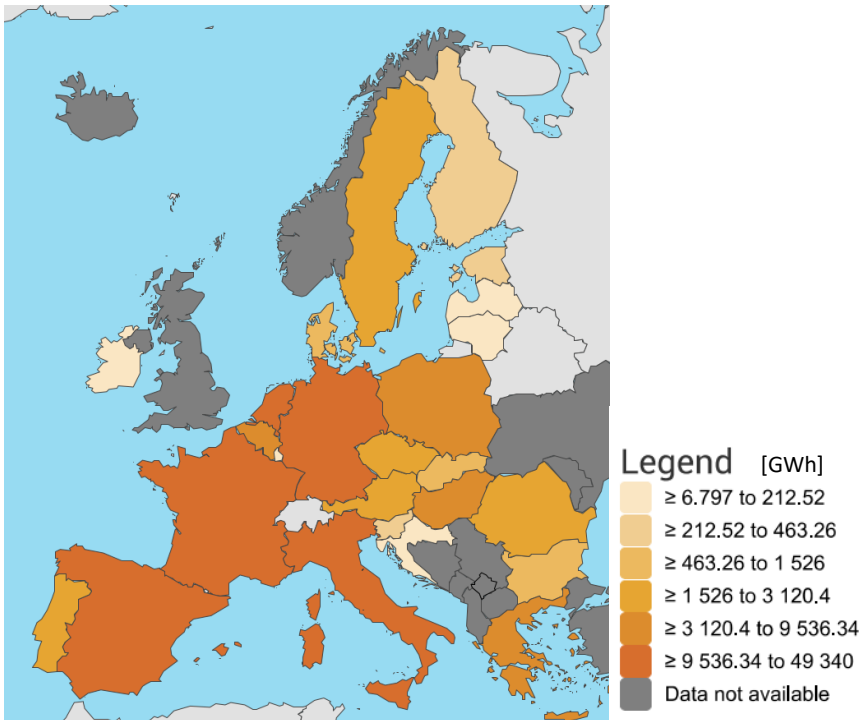
Kuviosta 1 nähdään aurinkoenergian tuotantomäärien kehittyminen viime vuosikymmenen aikana. Kehitys ei ollut tasaista maittain ja maanosittain, vaan muutamat maat johtivat selkeästi kehitystä. 2000-luvun alussa Japani oli ensimmäinen merkittävä aurinkosähkön tuottajamaa. Yhdysvallat ja Saksa olivat alusta alkaen mukana kärjessä. Vuodesta 2006 alkaen Euroopan maista Saksa nousi merkittävimmäksi tuottajamaaksi. Myös Espanja ja Italia olivat suuria tuottajamaita, ja Eurooppa tuottikin lähes kymmenen vuoden ajan enemmän aurinkosähköä kuin mikään toinen maanos.

Eurooppa jäi toiselle sijalle vuonna 2016, kun Aasia ja erityisesti Kiina nousivat merkittävimmiksi aurinkosähkön tuottajiksi maailmassa. Etumatka on kasvanut siitä lähtien, eivätkä muut maanosat ole päässeet enää samoihin lukuihin aurinkosähkön bruttotuotannossa. (Renewable Electricity Capacity and Generation, Country Rankings 2022.) Merkittävää kasvua on ollut myös Euroopassa ja Pohjois-Amerikassa, mutta muissa maanosissa kasvu on ollut vähäistä. Kuvion 1 perusteella näyttää siltä, että aurinkosähköllä on vielä hyvät mahdollisuudet kasvattaa osuuttaan merkittävästi monissa maanosissa.



Kuvio 2. Aurinkosähköä eniten tuottavat maat vuonna 2020 (Renewable Electricity Capacity and Generation, Country Rankings 2022)

Kuviossa 2 nähdään kymmenen suurinta aurinkosähkön tuottajamaata vuonna 2020. Selvästi suurin tuottajamaa oli Kiina lähes 262 terawattitunnillaan. Toista sijaa piti Yhdysvallat 116 terawattitunnilla ja kolmantena oli Japani 79 terawattitunnilla. (Renewable Electricity Capacity and Generation, Country Rankings 2022.)



Kuvio 3. EU:n suurimmat aurinkosähkön tuottajamaat vuonna 2021 (Complete energy balances 2022, muokattu)

Kuviossa 3 nähdään aurinkosähkön tuotannon yleisyys EU-maissa. EU:n suurimmat aurinkosähkön tuottajamaat viime vuosina olivat Saksa (49 TWh vuonna 2021), Italia (25 TWh) ja Espanja (22 TWh). Myös Ranskalla (16 TWh) ja Alankomailla (11 TWh) oli merkittävää tuotantoa. Seuraavaksi suurimmat Belgia ja Kreikka jäivät alle 10 TWh:n tuotannon. Suomi oli 20. sijalla ja sen tuotanto oli vajaa 300 MWh vuonna 2021. (Complete energy balances 2022.) Kaikissa Euroopan mantereiden maissa tuotettiin aurinkosähköä viimeistään vuodesta 2014 alkaen (Renewable Electricity Capacity and Generation, Regional Trends 2022).

Maailmanpolitiikalla, kriiseillä ja sodilla on vaikutuksia aurinkosähkön tuotantoon. Vuonna 2020 Ukraina oli Euroopan mantereiden seitsemänneksi suurin aurinkosähkön tuottajamaa yli 8 000 MW:n tuotantokapasiteetilla (Renewable Electricity Capacity and Generation, Regional Trends

2022). Käynnissä olevalla sodalla voi olla merkittäviä vaikutuksia Ukrainan aurinkosähkön tuotantoon, jos tuotantolaitokset ja sähköverkot vaurioituvat sodan aikana.

Aurinkosähkön tuotanto ei ole kasvanut maailmalla tasaisesti. Syitä on useita, ja ne vaihtelevat maittain ja maanosittain. Esimerkiksi Afrikassa kasvua rajoittavat huonokuntoiset sähköverkot ja puute teknisestä osaamisesta. Sijoittajat välttävät pitkiä investointiaikoja poliittisesti epävakaisissa maissa. Korruptio haittaa voimaloiden korjauksia ja jakeluverkkojen laajentamista. (Pörsti 2016.) Vuonna 2020 Afrikan aurinkosähkön tuotanto oli 13,8 TWh (Renewable Electricity Capacity and Generation, Regional Trends 2022).

3.2 EU:n aurinkoenergiastrategia

Edellisessä kappaleessa todettiin, että aluksi Eurooppa oli pitkään johtoasemassa aurinkosähkön tuotannossa, mutta se jäi Aasian ja Pohjois-Amerikan kehityksestä jälkeen viime vuosina. Euroopan komissiolla on tavoitteena palauttaa Eurooppa ilmastoneutraaliksi ennen muita maanosia. EU:n tavoitteena on lisätä uusiutuvien energialähteiden osuus 40 prosenttiin kaikista energialähteistä. (Euroopan vihreän kehityksen ohjelman toteuttaminen 2022.)

Euroopan komissio esitteli vuonna 2022 EU:n aurinkoenergiastrategian, joka on osa EU:n REPowerEU-suunnitelmaa. Sen tavoitteena on irtaantua Venäjältä ostettavasta maakaasusta. Aurinkoenergiastrategiassa tavoitellaan 320 gigawatin aurinkokapasiteettia vuoteen 2025 mennessä, joka on yli kaksinkertainen määrä vuoteen 2020 verrattuna. Vuoteen 2030 mennessä tavoitteena on 600 gigawatin tuotantokapasiteetti. Jotta tavoitteet saavutetaan, on EU:n lisättävä vuosittain keskimäärin 45 gigawattia aurinkosähkökapasiteettia. Uusiutuvien energialähteiden tavoitteeksi asetetaan nykyisen 40 prosentin sijaan 45 prosenttia kaikista energialähteistä vuoteen 2030 mennessä. (EU:n aurinkoenergiastrategia, 2022, 1–4).

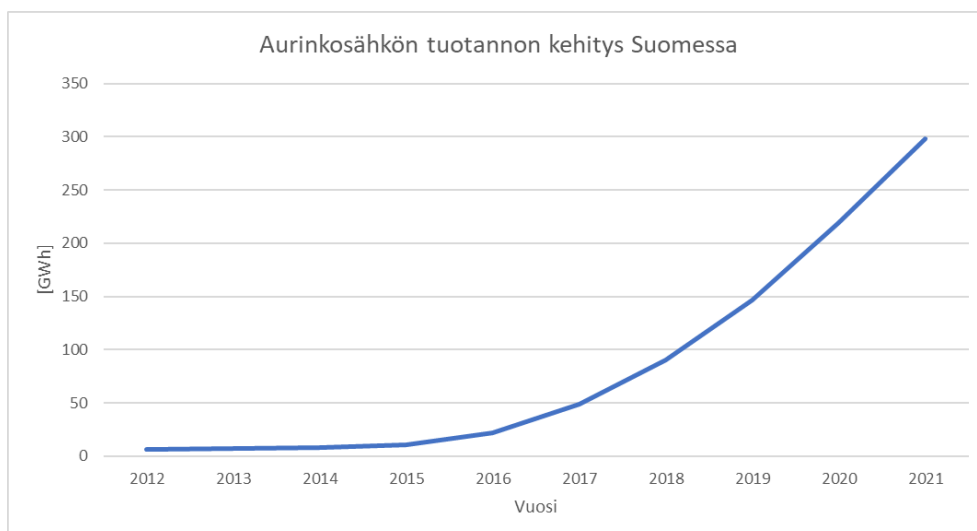
Osana aurinkoenergiastrategiaa komissio on laatinut aurinkokattoaloitteen. Aloitteen avulla halutaan helpottaa aurinkoenergiajärjestelmien käyttöönottoa. EU:lla on valtava määrä kattopotentiaalia, jota halutaan ottaa käyttöön aloitteen myötä. Tavoitteena on tehdä aurinkosähköjärjestelmien asentaminen katoille pakolliseksi siten, että vuoteen 2026 mennessä se olisi pakollista kaikissa tietyn suuruisissa uusissa julkisissa ja kaupallisissa rakennuksissa, ja vuoteen 2027 men-

nessä myös muissa kuin uusissa vastaavissa rakennuksissa. Aurinkosähköjärjestelmä olisi lisäksi pakollinen kaikissa uusissa asuinrakennuksissa vuodesta 2029 alkaen. (EU:n aurinkoenergiastrategia, 2022, 1–4.)

Aurinkosähköjärjestelmiä koskevaa lupamenettelyä halutaan helpottaa ja luvan myöntäminen saisi jatkossa kestää enintään kolme kuukautta. Lisäksi on tarpeellista varmistaa, että EU:ssa on riittävästi ammattitaitoista työvoimaa. Jo nykyään on pulaa ammattitaitoisista työntekijöistä. Yhtenä keinona suunnitellaan perustettavaksi EU:n laajamittainen osaamiskumppanuus, jolla edistettäisiin uusiutuvan energian tuotannon osaamista EU:n alueella. Tavoitteena on lisäksi perustaa EU:n aurinkosähköalan yhteenliittymä, jonka avulla halutaan edistää aurinkosähköratkaisuihin liittyvää innovointia. (EU:n aurinkoenergiastrategia, 2022, 1-4.)

3.3 Aurinkosähkö Suomessa

Aurinkosähkön tuotanto on vähäistä Suomessa. Kuviosta 4 havaitaan, että aurinkosähkön tuotanto lähti Suomessa kasvuun vasta viime vuosina. Tuotettu aurinkosähköenergia nousi kymmenessä vuodessa muutamasta gigawattitunnista lähes 300 gigawattituntiin. Aurinkovoimalla tuotetun sähkön osuus oli 0,4 prosenttia kokonaissähköntuotannosta Suomessa vuonna 2021. (Energian hankinta ja kulutus 2022.)



Kuvio 4. Aurinkosähkön tuotanto jakeluverkkoon Suomessa vuosina 2012-2021 (Energian hankinta ja kulutus 2022)

Suomen aurinkosähkövoimalat ovat pääsääntöisesti pieniä, alle yhden megawatin voimaloita. Vuonna 2022 Energiaviraston ylläpitämässä voimalaitosrekisterissä oli ainoastaan kolme yli yhden megawatin aurinkosähkövoimalaa. Lempäälän Energia Oy:llä oli kaksi 1,8 megawatin voimalaa ja Nurmon Aurinko Oy:llä oli yksi yhden megawatin voimala. (Voimalaitosrekisteri 2022.) Näiden kolmen voimalan teho vastaa 1,2 prosenttia aurinkosähkön pientuotantokapasiteetista (Tilastotietoa Suomen sähköverkoista 2022).

Energiaviraston mukaan aurinkosähkön pientuotantokapasiteetti kasvoi voimakkaasti viime vuosina Suomessa. Pientuotantokapasiteetilla tarkoitetaan alle yhden megawatin tuotantoyksiköitä. Nämä voimalat ovat muun muassa yritysten, maatilojen ja kotitalouksien omistamia, jakeluverkkoon liitettyjä aurinkovoimaloita. Vuoden 2021 lopussa sähköverkkoon liitetty aurinkosähkön pientuotantokapasiteetti oli noin 390 megawattia. Nousua edellisestä vuodesta oli 34 prosenttia. (Tilastotietoa Suomen sähköverkoista 2022.)

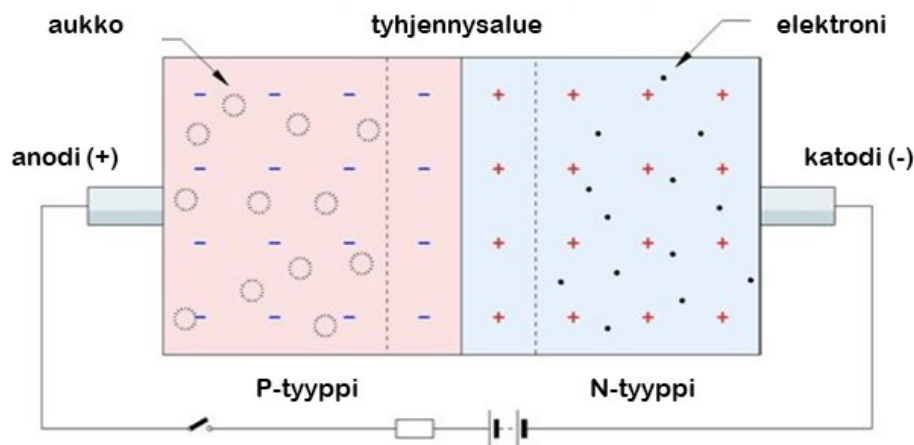
Useita aiempaa huomattavasti suurempia aurinkovoimalahankkeita oli suunnitteilla vuonna 2022. Niiden toteutumisesta ei ollut vielä varmuutta, mutta suuret, jopa yli 100 megawatin voimalahankkeet kiinnostivat selvästi myös Suomessa. Esimerkiksi Imatralle oli suunnitteilla noin 40 megawatin aurinkosähkövoimala Imatran vesivoimalan lähelle (Aurinkosähköpuisto suunnitteilla Linnan-koskelle 2022). Oulun Seudun Sähköllä oli puolestaan suunnitteilla 10–15 aurinkovoimalapuistoa vuoteen 2025 mennessä yhteistyössä Oomin kanssa. Aurinkosähkön kapasiteetti kasvaisi 100 megawattia hankkeen myötä. (Aurinkosähkön tuotanto kasvaa Oulun seudulla 100 megawattia 2022.) Se vastaa lähes neljännestä aurinkosähkön pientuotantokapasiteetista vuonna 2021.

4 Aurinkovoimalan tekniikka ja osat

4.1 Aurinkokennot

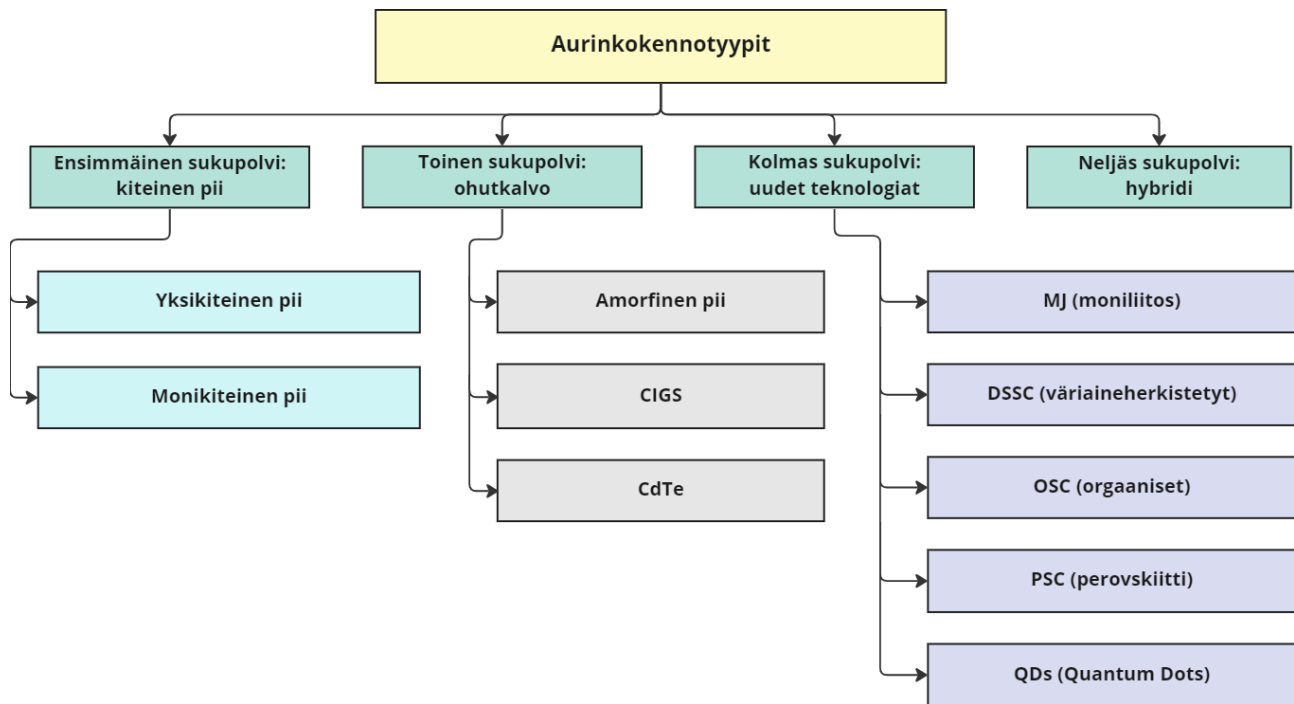
Aurinkokennojen toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön. Kun valosäteilyn fotonin energia on suurempi kuin minimienergia, jolla elektroni irtoaa materiaalin pinnasta, syntyy valosähköinen ilmiö. Siinä elektroni absorboi fotonin liike-energian kokonaan. Osa energiasta kuluu elektronin irtoamiseen ja osa siirtyy elektronin liike-energiaksi. (Peltonen, Perkkiö & Vierinen 2007, 352.)

Aurinkokennoja valmistetaan nykyään pääasiassa piistä. Pii on maapallon toiseksi yleisin alkuaine. Luonnossa pii esiintyy yhdisteinä, mutta aurinkokennoihin tarvitaan puhdasta piitä, joka on puolijohde. Aurinkokennojen pii tuotetaan erottamalla se kvartsihiekkasta. (Chiras 2019, 37.) Puolijohteen johtavuutta voidaan parantaa seostamalla siihen esimerkiksi fosforia, jolloin materiaaliin muodostuu ylimääräisiä negatiivisesti varautuneita elektroneja. Negatiivisesti varautunutta materiaalia kutsutaan N-materiaaliksi. N-materiaalin vastapariksi tarvitaan P-materiaalia, joka on myös puolijohdetta. Siinä piihin on sekoitettu pieni osa booria tai alumiinia, jolloin materiaali muuttuu positiivisesti varautuneeksi. Kun ylempi, aurinkoon suunnattu hyvin ohut N-kerros ja alempi, paksumpi P-kerros asetetaan päällekkäin, muodostuu P-N-liitos. (Lehto, Orrberg, Ylinen & Andersén 2021, 10.)



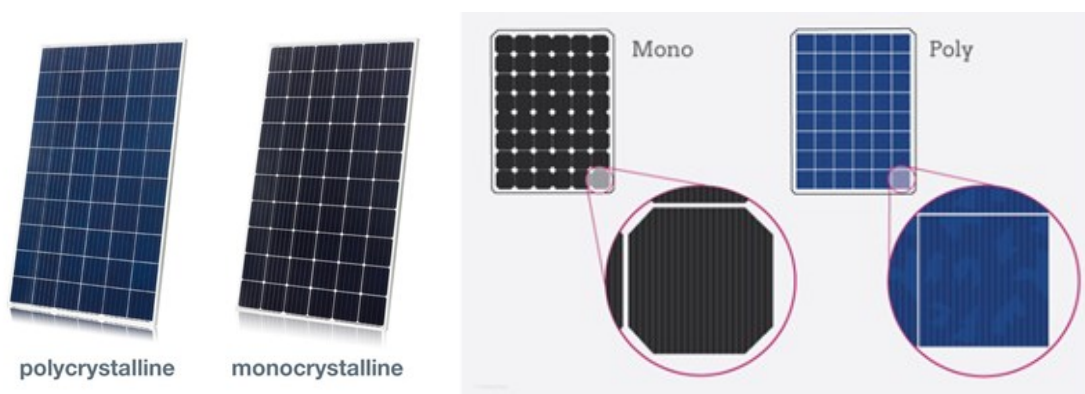
Kuvio 5. P-N-liitos (VR 2022, muokattu)

Kuviossa 5 esitetään havainnekuva P-N-liitoksesta. Siitä on huomattava, että N-kerros on todellisuudessa erittäin ohut verrattuna P-kerrokseen. Kun auringonvalo osuu puolijohdeeseen, säteilyn fotonit irrottavat N-materiaalista elektroneja. P-N-liitoksen rajalla on tyhjennysalue, jonka reunalueille muodostuu erimerkkiset varaukset. P-materiaalin positiivinen varaus vetää puoleensa N-materiaalista irronneita elektroneja muodostaen elektronivirran. Virtaus on sähkövirtaa, joka kulkee puolijohderajapinnassa vain yhteen suuntaan. (Lehto ym. 2021, 10–11.)



Kuvio 6. Aurinkokennotyytit (tiedot: Lehto ym. 2021, 12–16; Pastuszak & Wegierek 2022, 5)

Kuviosta 6 havaitaan, kuinka lähdekirjallisuus jaottelee tyypillisimmät aurinkokennotyytit perinteisiin yksi- ja monikiteisiin piikennoihin sekä uudempaa, toisen sukupolven tekniikkaa edustaviin ohutkalvokennoihin. Lisäksi mainitaan muita erikoiskäytössä olevia kennotyyppejä. Pastuszak ja Wegierek (2022, 25) sekä Lehto ja muut (2021, 12–13) toteavat, että yksi- ja monikiteiset piikennot ovat yleisimmät aurinkokennotyytit, jotka ovat laajasti kaupallisessa käytössä.



Kuvio 7. Yksi- ja monikiteinen piikennopaneeli (Levesque 2022)

Kuviossa 7 nähdään piikennojen eroja. Aurinkopaneelin voi tunnistaa yksi- tai monikidepaneeliksi niille ominaisen värin perusteella. Yksikidepaneelit ovat mustia ja monikidepaneelit sinisiä. Myös kennojen muoto on erilainen. (Levesque 2022.) Käpylehto (2016a) kuvailee yksi- ja monikidekennojen eroja siten, että yksikidekenno valmistetaan yksikiteisistä pyöreistä piikiekoista, joiden kiderakenne on yhtenäinen ja hyötysuhde on korkea. Monikidekennon kiderakenne ei ole yhtä yhtenäinen, joten sen hyötysuhde on heikompi. Monikidekennon etuna on sen kyky ottaa paremmin vastaan hajasäteilyä, eikä se ole yhtä herkkä varjostuksille. Monikidepaneeli on hieman edullisempi kuin yksikidepaneeli. (Käpylehto 2016a, 57.) Monikiteinen pii voidaan valmistaa yksikiteisen piin leikkuu- ja hiontajätteistä. Molempien paneelityyppien hyötysuhde on melko vaatimaton, vain noin 13–20 prosenttia. (Lehto ym. 2021, 13.)

Ohutkalvopaneelien rakenne koostuu useista hyvin ohuista kerroksista materiaaleja, jotka tuottavat auringonsäteilystä sähköenergiaa (Lehto ym. 2021, 13–14). Myös ohutkalvotekniikoita on useita, joista tässä esitellään kolme yleisintä. Amorfisesta piistä voidaan valmistaa kevyitä ja taivutettavia paneeleita ja niiden asentaminen onnistuu hankaliin kohteisiin, jopa vaatteisiin. Niiden hyötysuhde on kuitenkin huomattavasti heikompi ja sähkön tuotanto heikkenee nopeammin kuin yksi- tai monikiteisellä piillä. (Perälä 2017, 45.)



Kuvio 8. Toisen sukupolven CIGS-tekniikkaa edustava ohutkalvopaneeli (SP3 2020)

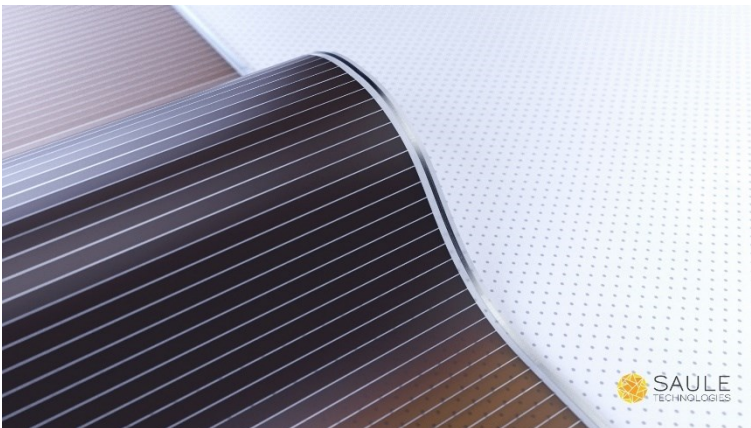
Toinen ohutkalvotekniikka on CIGS (Copper-Indium-Gallium-Selenide, ks. kuvio 8), jonka hyötysuhde on amorfista piitä parempi. Niitä voidaan käyttää taivutusta vaativissa olosuhteissa. Kolmas tekniikka on edullisempi CdTe-kenno (Cadmium Telluride), mutta sen haittapuolena on kadmiumin

käyttö ohutkerroksena. Kadmium on erittäin myrkyllistä ja se voi aiheuttaa vaaraa paneelin vikaantuessa ja kierrätyksessä. Hyötysuhde on lähes sama kuin CIGS kennoilla. (Lehto ym. 2021, 13.)

Eräs mielenkiintoinen kolmannen sukupolven kennomateriaali on perovskiitti, joka ei ole vielä kaupallisesti kannattavaa suuressa mittakaavassa, eikä siitä ole toistaiseksi paljon tietoa suomenkielissä aurinkosähkökirjallisuudessa. Perovskiittikennoista tehdään paljon tieteellistä tutkimusta. Esimerkiksi Chaudhary ja Mehra (2020, 258–262) tutkivat kennojen hyötysuhdetta.

Perovskiittikennojen yleistymistä joudutaan vielä odottamaan, sillä niillä on muutamia ongelmia, joita ei ole vielä ratkaistu laajassa mittakaavassa: tehon aleneminen piikkenoja nopeammin, kennojen vakaus toimivuuden osalta ja erittäin myrkyllisen lyijyn käyttö yhtenä materiaalina. (Sarat Kumar, Balamurugan & Narendiran 2018, 5, 12–17.)

Puolalainen Saule Technologies on alan uranuurtajayritys Euroopassa. Se kehittää tulostettavia, ultraohuita ja joustavia perovskiittipaneeleita (ks. kuvio 9). Yrityksellä on oman ilmoituksensa mukaan maailman ensimmäinen perovskiittikennoja valmistava tuotantolinja. Tuotteita ovat muun muassa aurinkosähköllä toimivat sälekaihtimet, sähköautojen ja -pyörien latausasemat sekä rakennuksiin integroitava lasi, joka kerää aurinkosähköä. (Saule Technologies n.d.)

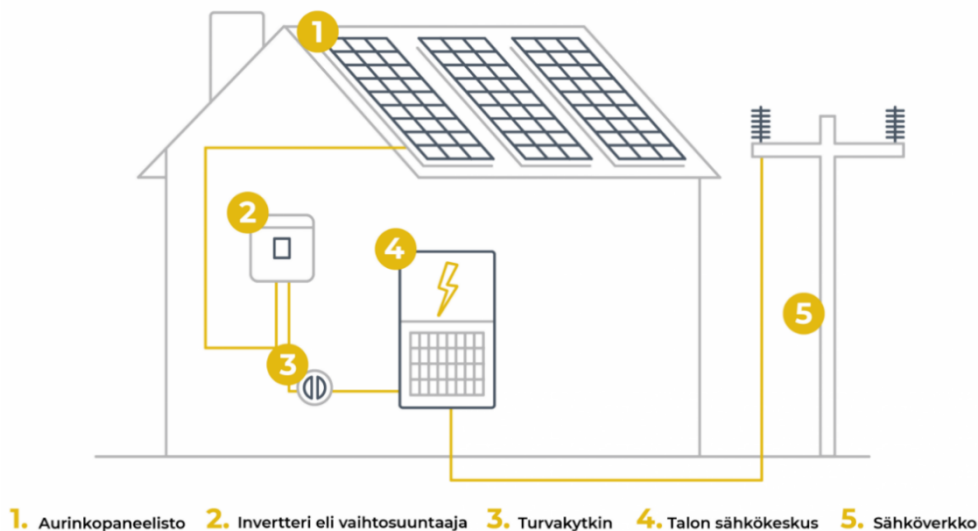


Kuvio 9. Perovskiittiaurinkopaneeli (Saule Technologies n.d.)

4.2 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähköjärjestelmä voi olla sähköverkkoon liitetty on-grid-järjestelmä tai sähköverkosta irrallaan toimiva off-grid-järjestelmä. Tässä opinnäytetyössä keskitytään on-grid-järjestelmiin, jossa

mahdollinen sähkön ylituotanto syötetään jakeluverkkoon. On-grid-järjestelmän pääkomponentit esitetään kuviossa 10.



Kuvio 10. Aurinkosähköjärjestelmän pääosat (Aurinkosähköjärjestelmään kuuluvat laitteet n.d.)

Aurinkopaneelit

Aurinkopaneelien tehtävänä on vastaanottaa auringon valosäteilyä ja muuntaa se sähköenergiaksi. Tämä tapahtuu paneelien sisältämissä aurinkokennoissa, jotka on yleensä kytketty sarjaan. Aurinkopaneelin yläpinta on noin neljän millimetrin paksuista lasia ja alapinta useimmiten komposiitimuovia. Nämä kerrokset suojaavat välissä olevia kennoja kosteudelta ja epäpuhtauksilta. Paneeli reunustetaan alumiinikehyksillä siten, että kennon sisäosa on ilmatiivis. (Käypylehto 2016a, 64, 68.)

Aurinkopaneelien hyötysuhde määräytyy paneelin nimellistehon ja pinta-alan perusteella. Nimellisteho jaetaan pinta-alan ja standardiolosuhteiden säteilymäärän ($1\,000\text{ W/m}^2$) tulolla. (Aurinkosähköjärjestelmän teho 2022.) Esimerkiksi paneelin, jonka nimellisteho on 370 W_p ja pinta-ala $1,8\text{ m}^2$, hyötysuhde on noin 21 prosenttia.

Aurinkokennojen tehokkuutta parantaa PERC-teknologia, jolla tavallisten piipohjaisten kennojen ylä- ja alapinnan laatua on parannettu. Tämä teknologia löytyy lähes 90 prosentista nykyisistä aurinkokennoista. PERC-teknologian kehittäminen toi australialaiselle Martin Greenille suomalaisen

Tekniikan Akatemian vuoden 2022 Milleniun-tekniologiapalkinnon, jonka arvo oli miljoona euroa. (Millennium-tekniologiapalkinnon sai aurinkokennoteknologian pioneeri Martin Green 2022.)

Aurinkopaneelit asennetaan katolle asennustelineille, jotka valitaan kattomateriaalin ja katon viistouden perusteella. Yleensä paneelit asennetaan viistolle katolle pystysuuntaisesti ja tasakatolle vaakasuuntaan. Asettelussa on huomioitava katolla olevat tikkaat, ilmastointikanavat ja muut esteet sekä sijoittelun että varjostumien vuoksi. (Käpylehto 2016a, 160–161.)

Kaapelointi

Aurinkopaneelit tuottavat tasasähköä, joka vaikuttaa kaapelointiin. Aurinkopaneeliryhmien kaapeleilta vaaditaan tiettyjä ominaisuuksia muun muassa kuormitettavuuden, lämpötilan, jännitteen, UV-säteilyn ja mekaanisen keston osalta. (Lehto ym. 2021, 49, 129.) Käpylehto (2016a) korostaa lisäksi kosteussuojauksen merkitystä. Vaihtovirtapuolella eli verkkoinvertterin kiinteistölle syöttävällä puolella käytetään tavallista sisäasennuskaapelia, mikäli verkkoinvertteri on sijoitettu sisätiloihin. (Käpylehto 2016a, 72, 141.) Liittimien on oltava yhteensopivia, jotta ne lukkiutuvat kunnolla ja kestävät sääolosuhteita turvallisesti (Lehto ym. 2021, 65).

Invertterit

Kaapeleilla paneelit yhdistetään vaihtosuuntaajaan, josta käytetään yleisesti nimitystä invertteri. On-grid-järjestelmässä kyseessä on nimenomaan verkkoinvertteri, joka muuttaa tasasähkön 230 voltin vaihtosähköksi. Verkkoinvertterin muuttaman sähkön on vastattava jakeluverkon vaatimuksia. Verkkoinvertteri voi olla 1- tai 3-vaiheinen, joista 1-vaiheisia käytetään vain pienkohteissa. 3-vaiheinen verkkoinvertteri liittyy kiinteistön jokaiseen kolmeen vaiheeseen ja vastaa siten jakeluverkosta saatavaa sähköä. (Perälä 2017, 78.) Invertteri liitetään kiinteistösähkön syöttöpuolelle eli kiinteistön sähkökeskuksen ja paneelien välille (Lehto ym. 2021, 50).

Jos järjestelmää on tarkoitus laajentaa myöhemmin, voi invertterin mitoittaa hieman ylisuureksi. Tällöin on huomioitava invertterin käynnistysjännitteen ominaisuus: invertterin koon kasvaessa myös käynnistysjännite nousee. Jos invertteri mitoitetaan liian suureksi, se ei käynnisty vähäisellä auringonsäteilymäärällä, jolloin osa tuotannosta menetetään. (Aurinkopaneelien hankintaopas n.d., 5.)

Turvakytkin

Invertteri on pystyttävä erottamaan tasa- ja vaihtosähköosasta muun muassa huollon ajaksi. Tasa- ja vaihtosähköpuolella on oltava tarkoituksen mukainen erotuskytkin tai katkaisija, jolla paneelit saadaan virrattomiksi sekä jännitteettömiksi. (SFS 6000-7-712:2022, 22). Vaihtosähköpuolella erottaminen voidaan tehdä ylivirtasuojilla sekä turvakytkimellä. Turvakytkin asennetaan rakennuksen sähkökeskuksen ja invertterin väliin, jolloin sillä voidaan erottaa invertteri sähkönjakeluverkosta. Jos verkon sähkönjakelu keskeytyy, niin invertteri erottuu verkosta automaattisesti. Hätäkytkinlaitteet on merkittävä helposti tunnistettavilla opasteilla ja niiden on sijaittava helposti saavutettavassa paikassa turvallisuussyistä. (Lehto ym. 2021, 132–133; SFS 6000-5-53:2022, 59–60.)

Aurinkosähköjärjestelmän teho

Aurinkovoimalan nimellisteho määräytyy aurinkopaneelien nimellistehon mukaan. Esimerkiksi 100 paneelia, joiden kunkin teho on $400 W_p$, muodostavat yhteensä $40\,000 W_p$:n eli $40 kW_p$:n voimalan. Nimellistehoa ilmaistaan yksiköllä piikkiwatti, joka tarkoittaa paneelin maksimitehoa standarditestiolosuhteissa (STC). (Chiras 2019, 2.) Standardiolosuhteissa paneelin kennojen lämpötila on $+25$ astetta, säteilyn voimakkuus paneelin pinnalla $1\,000 W/m^2$ ja auringonsäteilyn spektri vastaa ilmakehän (AM) arvoa 1,5. Ilmakehän arvo on kerroin, kuinka pitkän matkan auringonsäteily kulkee ilmakehässä. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 139.) Standarditestiolosuhteiden avulla eri paneeleita voidaan vertailla keskenään.

Edellä mainitut standardiolosuhteet eivät kuitenkaan vastaa varsinaisia käyttöolosuhteita, joten usein paneeleille ilmoitetaan lisäksi normaalikäytön olosuhdearvot (NOCT), jotka ovat lähempänä todellisia käyttöolosuhteita. Niissä kennojen lämpötila on $+20$ astetta, säteilyn voimakkuus $800 W/m^2$, ilmakehän AM 1,5 ja tuulen nopeus $1 m/s$. (Perälä 2017, 48.)

Aurinkovoimalan turvallisuus

Usein aurinkovoimalat sijoitetaan katolle, jolloin jo voimalan asentamisvaiheessa on turvallisuuden kiinnitettävä erityistä huomiota putoamisvaaran vuoksi. Käytön aikana lumi- ja tuulikuormat

kuormittavat kattorakenteita, joten katon kantavuus on varmistettava luotettavasti ennen voimалан asennusta. Salamaniskun aiheuttamia häiriöitä ja ylisuuria jännitetasoja voidaan ehkäistä oikealla paneelien johdotuksella sekä maadoituksella. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 184–185.)

Aurinkosähköjärjestelmien tulipalot ovat harvinaisia Suomessa. Paneelit syttyvät hyvin harvoin palamaan. Suurin syy tulipaloille ovat väärin mitoitettut johtimet ja sulakkeet, asennusvirheet ja heikot liitokset. Suunnittelun ja asennuksen laadulla sekä standardien noudattamisella on tärkeä merkitys turvallisuuden kannalta. (Lehto ym. 2021, 40–44.)

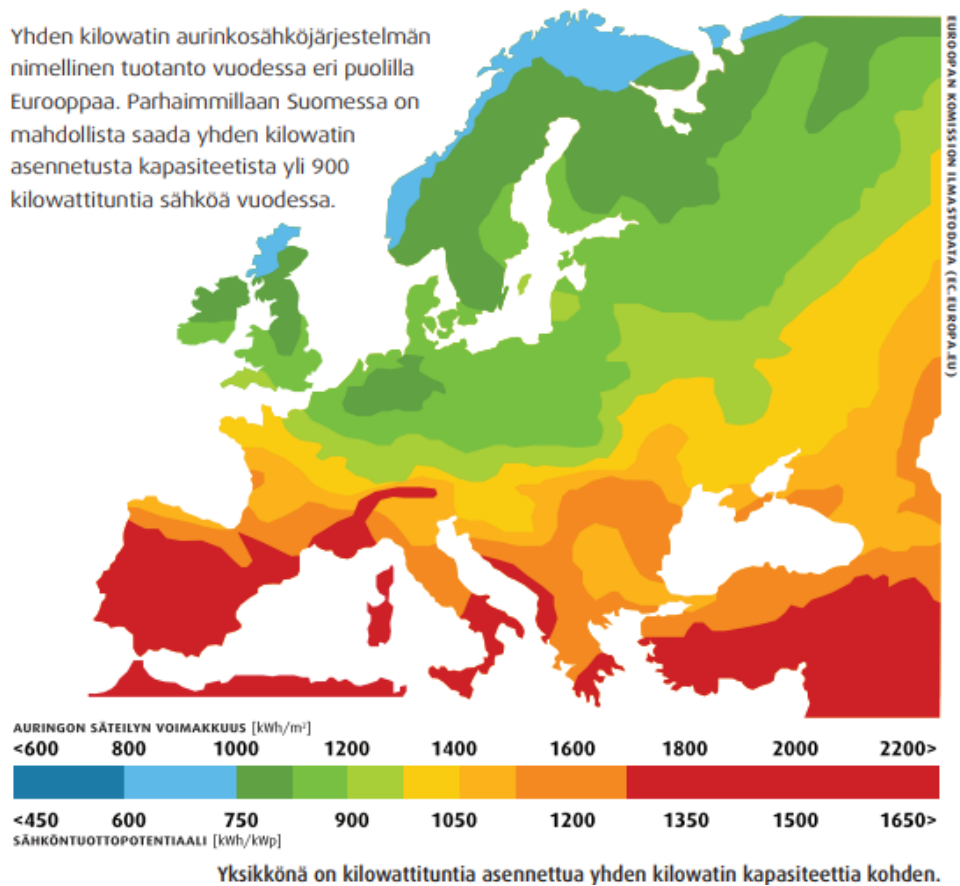
Yksittäisen kiinteistön aurinkovoimala ei pääsääntöisesti voi toimia jakeluverkon sähkökatkon aikana varavoimana. Jos jakeluverkon sähkönsyöttö katkeaa, niin aurinkovoimala ei saa tuottaa sähköä verkkoon eikä kiinteistön käyttöön. Aurinkovoimalaan on mahdollista asentaa kaksoiskytkentämahdollisuus, jolloin voimala voi toimia varavoimalähteenä sähkökatkojen aikana. (Lehto ym. 2021, 39.)

5 Tuotantoon vaikuttavat tekijät

Aurinkosähköjärjestelmän tuotannon arviointi ei ole yksiselitteistä, sillä tuotantoon vaikuttavat järjestelmän maantieteellinen sijainti, vuodenajat ja paikalliset säätilat, asennustapa, varjostukset, kallistuskulma sekä suuntauskulma. Yksittäisten tekijöiden vaikutukset ovat merkittäviä ja lisäksi yhteisvaikutukset voivat muuttaa lopputulosta. (Lehto ym. 2021, 18–19.) Esimerkiksi sähköntuotannon ja -kulutuksen kohtaaminen eri vuorokauden- ja vuodenaikoina vaatii usein monivaiheista selvitystä ja yleensä parhaimmillaankin joudutaan tekemään kompromisseja.

5.1 Sijainti

Auringonsäteilyn määrä vaihtelee eri puolilla maapalloa. Säteily on voimakkainta päiväntasaajalla ja vähenee napoja kohti. Ilmatieteen laitos on laatinut nykyistä ilmastoa kuvaavia testivuosiaineistoja rakennusten lämmitys- ja jäähdytysenergiankulutuksen laskentaa varten. Tässä kappaleessa tarkastellaan sijainnin vaikutusta tuotantoon testivuosiaineiston TRY2020 perusteella. Aineiston mukaan auringon kokonaissäteilyenergia vaakapinnalle eri puolilla Suomea vaihtelee välillä 804–975 kWh/m². (Energialaskennan testivuodet 2020 n.d.)



Kuvio 11. Vuotuinen säteilyenergia optimaalisesti suunnatuille paneeleille Euroopassa (Evokari, Hänninen, Käpylehto, Martikka & Pekkarinen-Kanerva n.d., 6)

Kuviossa 11 nähdään optimaalisesti suunnatun pinnan saavuttama vuotuinen säteilyenergian määrä Euroopassa. Suomen säteily määrä jää alle puoleen Etelä-Euroopan säteilymäärästä. Etelä-Suomen säteily määrä vastaa kuitenkin Pohjois-Saksan säteilymääriä. (Evokari ym. n.d., 6). Etelä-Suomen kokonaissäteilyenergi määrä on noin 1 205 kWh/m², kun aurinkopaneelit suunnataan etelään 45 asteen kulmassa. Pohjois-Suomessa kokonaissäteilyenergi määrä on noin 1 024 kWh/m² optimaalisesti suunnatuilla paneeleilla. (Energialaskennan testivuodet 2020 n.d.)

Taulukko 1. Auringon kokonaissäteilyenergia vaakapinnalle eri vyöhykkeillä, kWh/m² (tiedot: Energialaskennan testivuodet 2020 n.d.)

	Vantaa	Jokioinen	Jyväskylä	Sodankylä
Tammikuu	8	8	5	2
Helmikuu	22	20	21	14
Maaliskuu	69	74	56	58
Huhtikuu	113	100	103	107
Toukokuu	166	152	157	137
Kesäkuu	169	157	147	157
Heinäkuu	175	165	158	143
Elokuu	127	121	112	111
Syyskuu	81	75	66	49
Lokakuu	31	35	24	22
Marraskuu	10	11	7	3
Joulukuu	4	5	3	0
TOTAL	975	922	860	804

Taulukossa 1 esitetään auringon kokonaissäteilyenergia vaakapinnalle eri vyöhykkeillä Suomessa. Suomi on jaettu neljään ilmastovyöhykkeeseen. Vyöhykkeiden mittauspisteet sijaitsevat Vantaalla (vyöhyke I), Jokioisilla (II), Jyväskylässä (III) sekä Sodankylässä (IV). Taulukon perusteella havaitaan, että säteilyenergiaa on saatavilla kesäaikaan koko maassa. Talviaikaan säteilymäärät ovat pieniä koko maassa. (Energialaskennan testivuodet 2020 n.d.) Utsjoella kaamos kestää noin 1,5 kuukautta, jolloin aurinko ei nouse lainkaan horisontin yläpuolelle. Vaihtelua kuitenkin on pohjoisen ja etelän välillä, sillä Suomi ulottuu lähes kymmenelle leveyspiirille. Helsingissä saadaan kesäkuussa noin kymmenen tuntia päivässä suoraa säteilyä. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 23.)

Suoran säteilyn määrä vähenee pohjoista kohti mentäessä. Suoran säteilyn lisäksi paneelieihin vaikuttaa epäsuora hajasäteily, jota on Suomessakin merkittävästi paneelien tuoton kannalta (Auringonsäteilyn määrä Suomessa 2022). Hajasäteilyllä tarkoitetaan muun muassa pilvistä ja ilman epäpuhtauksista siroutunutta säteilyä (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 28). Testivuosiaineiston TRY2020 mukaan jopa 48 prosenttia kokonaissäteilyenergiasta vaakapinnalle on hajasäteilyä (Energialaskennan testivuodet 2020 n.d.).

Auringonsäteilyn määrän lisäksi Suomen pohjoisella sijainnilla on oma erityisvaikutuksensa aurinkopaneelien tuotantoon. Dimd, Völler, Cali ja Midtgård (2022) toteavat artikkelissaan, että ilmiö

nimeltään likaantumisvaikutus (engl. soiling effect) vaikuttaa muun muassa Pohjoismaissa tuotantoon. Dimd ja muut (2022) kuvaavat ilmiön olevan suurinta alueilla, joissa on äärimmäisiä sääolosuhteita, kuten kylmyys Pohjoismaissa ja pöly kuivilla aavikkoalueilla. Likaantumisvaikutusta aiheuttavat lumi, lika, pöly ja muut partikkelit, jotka peittävät aurinkopaneeleita. Pohjoismaissa merkittävää likaantumisvaikutusta aiheuttaa lumi ja jää talviaikana. (Dimd ym. 2022, 26405). Parempi suomennos ilmiölle voisi olla peittovaikutus, sillä lumipeitettä ei Suomessa käsitetä likaantumisenä, vaan ainoastaan paneelin toimintaa haittaavana peittymisenä. Peittovaikutuksella on suuri merkitys lumiseen aikaan talvipäivinä; tuotanto voi vähentyä huomattavasti tai sitä ei saada lainkaan (Dimd ym. 2022, 26410).

Peittovaikutuksen lisäksi lumella voi olla päinvastainen vaikutus paneelien tuotantoon. Dimd ja muut (2022) mainitsevat albedo-ilmiön, joka vaikuttaa voimakkaasti muun muassa Pohjoismaissa. Jos aurinkopaneelit ovat lumettomat, mutta ympäristössä on puhdas lumipeite, niin albedon aiheuttama heijastus lisää huomattavasti heijastuneen säteilyn määrää. Tuolloin paneelit tuottavat sähköä sekä suorasta säteilystä että voimakkaasta heijastuneesta säteilystä. Albedon vaikutuksia on vaikea mitata, sillä lumi- tai jää voivat peittää paneelit täydellisesti, osittain tai ei lainkaan, ja myös lumipeitteen paksuus voi vaikuttaa säteilyn määrään. (Dimd ym. 2022, 26410.)

5.2 Vuodenajat ja säätilat

Paneelit toimivat monenlaisissa ilmastoissa, mutta niistä saatava tuotto vaihtelee voimakkaasti. Auringonsäteily tietylle alueelle maanpinnalla on vakio, mutta vuodenaikojen ja sääolosuhteiden vaihtelu aiheuttaa vuosittaista vaihtelua säteilystä saatavaan tuotantoon. Vuodenajoilla ja sääolosuhteilla on myös suuri merkitys paneelien hyötysuhteeseen. Tuotannon vuosittainen vaihtelu kuitenkin tasoittuu aurinkosähkövoimalan elinkaaren aikana, koska voimalan käyttöikä voi olla yli 40 vuotta. (Käpylehto 2016a, 119, 203.)

Dimd ja muut (2022) kuvaavat kylmien alueiden, kuten Suomen, säänvaihtelua nopeaksi. Säätilojen vaihtuvuus liittyy nopeasti muodostuvaan ja liikkuvaan pilvisyyteen. (Dimd ym. 2022, 26406.) Pilvisuus estää auringonsäteilyn pääsyä maanpinnalle siten, että yläpilvet vähentävät säteilyn määrää huomattavasti, ja alapilvet eivät päästä säteilyä lävitseen lähes lainkaan. Talvella pilvipeite on usein tasainen ja laajalla alueella. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 27–28.) Talvella esiintyy myös voimakkaita lumisateita ja säteilytuntien määrä on vähäinen (Dimd ym. 2022, 26406).

Kesällä säteilytunteja on paljon, ja säätila vaihtelee nopeasti (Dimd ym. 2022, 26406). Kesäiltapäivinä sisämaassa ilmakehään muodostuu säteilyä varjostavia alapilviä, cumuluspilviä, jotka häviävät jälleen yöksi. Ilman sameus ylipäättään lisääntyy kesäaikaan, ja se vähentää suoran säteilyn määrää 10–15 prosenttia. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 27–28.)

5.3 Paneelien varjostukset

Aurinkopaneeleille osuvat varjostukset heikentävät tuotantoa. Koska paneelit vastaanottavat säteilyä sekä suoraan että epäsuorasti, on kannattavaa sijoittaa paneelit siten, että huomioidaan suoran säteilyn lisäksi hajasäteilyn estävät varjostukset. Yleisiä varjostusten aiheuttajia ovat kasvillisuus, kuten korkeat puut, rakennukset ja niiden ulokkeet. Usein aurinkopaneeleita sijoitetaan katolle, jolloin kasvillisuuden varjostava vaikutus on vähäisempää, mutta kattosijoittelussa on huomioitava katolla olevien rakenteiden aiheuttama varjostus. Esimerkiksi savupiiput, ilmastointikoneet ja -kanavat, antennit ja tikkaat voivat rajoittaa merkittävästi käytettävissä olevan katon pinta-alaa. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 181–182.)

Perälän (2017) mukaan pienikin varjostus voi vaikuttaa merkittävästi yhden paneelin tuotantoon. Samoin jos kyseinen paneeli kytketään sarjaan, voi pieni varjostus aiheuttaa koko sarjan tuotannon häviämisen. Osittain paneelille kohdistuva varjostus voi aiheuttaa myös hotspot-ilmiön, jossa kenno ylikuumenee ja voi aiheuttaa vikaantumisen tai palovaaran. (Perälä 2017, 44, 93.)

Paneelien puhdistaminen liasta jakaa jonkin verran mielipiteitä. Lian poistolla pyritään vähentämään varjostuksia, mutta usein sade huuhtoo lasipintaiset paneelit riittävän hyvin, eikä tuotanto heikkene merkittävästi. Perälän (2017, 94) mukaan irtoroskat kannattaa kuitenkin poistaa ja paneelit voi ajoittain pestä vesisuihkulla. Lehto ja muut (2021, 159) suhtautuvat puhdistamiseen varauksella, eivätkä suosita paneelien pesua kuin silloin, kun ne ovat poikkeuksellisen likaiset.

Lumen poistosta ollaan lähes yksimielisiä. Käpylehto (2016a, 170) kertoo, että paneelien tuotanto on joulutammikuussa niin vähäistä, ettei lumen poistaminen ole kannattavaa. Varsinkin kattoasenteisten paneelien puhdistamisessa on putoamisvaara. Jos lumia kuitenkin halutaan pudottaa, niin on tunnettava niiden sijainti ja varottava naarmuttamasta paneelien pintaa harjalla tai lapilla. Helmi-maaliskuusta alkaen aurinko alkaa sulattaa lunta paneeliston pinnalta. Paneelien pinta

on tummasävyinen ja lasia, jolloin lumi sulaa helposti ja alkaa valua paneeleita pitkin alaspäin. Viis- tokattoasennuksessa paneelisto kannattaa asentaa mahdollisimman lähelle katonharjaa, jotta lu- men vaikutus paneelien tuottoon jää mahdollisimman vähäiseksi (Käpylehto 2016a, 161). Paneelit tuottavat keväällä aikaisemmin sähköä, kun lumi alkaa sulaa ja valuu kohti räystästä vapauttaen paneelit vastaanottamaan auringonsäteilyä. (Käpylehto 2016a, 161, 170.)

Yleisimmin käytössä olevista paneelitekniikoista monikiteinen paneeli vastaanottaa säteilyä yksiki- teistä paremmin, vaikka paneeleilla olisi osittainen varjostus (Perälä 2017, 44). Arati, Afrah ja Afra (2019) toteavat, että varjostuksen aiheuttamaa haittaa voidaan vähentää half cut -tekniikalla, jossa paneelin kennot leikataan laserilla puoliksi. Aurinkokennoja on puolet enemmän kuin perin- teisissä aurinkopaneeleissa, jolloin jos toinen puoli kennosta varjostuu, niin toinen jatkaa edelleen toimintaansa. Siten esimerkiksi pilvinen sää tai putoavat lehdet eivät välttämättä katkaise koko pa- neelin tuottoa. Lisäksi half cut -paneelit jaetaan kahteen moduuliosaan, jotka toimivat itsenäisesti, jolloin esimerkiksi vain alemmalla puoliskolla oleva lumi ei pimennä koko paneelia, vaan yläosa jat- kaa tuottoa normaalisti. (Arati ym. 2019, 1–3.)

5.4 Asennustapa

Käpylehto (2016a, 61) kertoo, että kylmä aurinkopaneeli tuottaa paremmin sähköä kuin lämmin. Kun paneelin lämpötila nousee 50 astetta, niin sen tuotantoteho laskee noin 20 prosenttia. Kun paneelit asennetaan maahan, niiden ympärillä on riittävästi vapaata tilaa tuulettumista varten. Tällöin tuotantoon ei tule häviöitä lämpötilan vuoksi. Kun paneelit kiinnitetään rakennuksen osaksi, tuulettuminen heikkenee. Sen vuoksi paneelit kannattaa asentaa siten, että katon ja panee- lien väliin jää tilaa tuulettumiselle. (Käpylehto 2016a, 61.)

Lehto ja muut (2021) tarkentavat, että lämpötila voi kohota 70 asteeseen paneelien ympärillä. Pa- neelien teho heikkenee jopa puoli prosenttia jokaista standardiolosuhteen +25 astetta ylittävää astetta kohden. Paneelien tuotto voi heiketä 30 prosenttia korkean lämpötilan vuoksi. (Lehto ym. 2021, 23.)

Aurinkopaneelit asennetaan usein yhteen suuntaan suunnattuina erityisesti pienissä aurinkovoi- maloissa. Paneelit on mahdollista asentaa myös kahteen suuntaan suunnattuina (engl. dual tilt). Tätä asennustapaa käytetään muun muassa paljon sähköä kuluttavissa kohteissa, kuten tehtaiden

tai suurien ostoskeskusten katoilla. Meriläinen, Puranen, Kosonen ja Ahola (2022, 429) suosittavat paneelien suuntausta itä-kaakkoon ja länsi-lounaaseen. Kotitalouksille suositellaan hieman enemmän etelä-kaakkoon ja -lounaaseen päin suunnattuja paneeleita. Tällä asennustavalla pystytään hyödyntämään sekä aamupäivän että iltapäivän säteilyenergia yhdensuuntaista asennustapaa paremmin. (Käpylehto 2016b, 25; Meriläinen ym. 2022, 429–430.)

Paneelien ryhmittelyllä on myös merkitystä. Oikealla ryhmittelyllä voidaan vähentää varjostumien aiheuttamaa häviötä. Tämä on tärkeää erityisesti suuremmissa voimaloissa. Ryhmittelyssä huomioidaan paneelien määrä, suuntaukset, varjostukset, paneelityypit ja invertterien MPPT-säätimien ja tulojen määrät. Esimerkiksi jos paneeleista osa on suunnattu lounaaseen ja osa kaakkoon tai paneeliryhmillä on eri kallistuskulmat, niin ne kannattaa ryhmitellä erikseen. (Lehto ym. 2021, 92.)

5.5 Kallistuskulma

Paras teho aurinkopaneeleista saadaan, kun säteily osuu kohtisuoraan paneeleihin ilman varjostuksia. Suomen leveyspiirillä parhaaseen tehoon päästään noin 45 asteen kallistuksella. Optimaalisella kallistuskulmalla saadaan suurin keskimääräinen teho paneeleista vuodessa, mutta ero vuodenaikojen välillä on suuri.

Taulukko 2. Kokonaissäteilyenergia 45 astetta kallistetulle pinnalle eri ilmansuuntin suunnattuna Jyväskylässä (vyöhyke III), kWh/m² (tiedot: Energialaskennan testivuodet 2020 n.d.)

	Pohjoinen	Koillinen	Itä	Kaakko	Etelä	Lounas	Länsi	Luode
	GI_az0_el45	GI_az45_el45	GI_az90_el45	GI_az135_el45	GI_az180_el45	GI_az225_el45	GI_az270_el45	GI_az315_el45
Tammikuu	4,00	4,00	5,00	7,80	9,00	7,70	4,90	4,00
Helmikuu	10,90	11,50	21,60	37,90	46,30	38,30	22,00	11,70
Maaliskuu	25,00	32,90	56,90	82,50	95,00	82,80	57,20	33,40
Huhtikuu	41,90	64,90	98,00	123,20	131,00	120,90	94,70	62,70
Toukokuu	80,90	115,10	157,50	175,50	170,50	157,00	131,60	95,70
Kesäkuu	90,70	109,60	140,60	152,80	148,40	140,30	124,80	98,40
Heinäkuu	86,60	106,70	144,10	164,90	168,40	163,10	142,70	107,10
Elokuu	50,60	74,40	106,50	127,70	132,10	122,10	99,30	70,20
Syyskuu	25,90	37,60	61,90	85,30	96,20	86,90	63,70	38,70
Lokakuu	12,10	13,80	23,90	37,00	43,40	36,30	23,30	13,60
Marraskuu	4,60	4,60	6,80	10,90	12,40	10,10	6,10	4,60
Joulukuu	2,30	2,30	2,60	3,90	4,50	3,90	2,60	2,30
	435,60	577,50	825,40	1009,40	1057,10	969,30	772,80	542,50

Taulukossa 2 esitetään optimaalisessa 45 asteen kulmassa kallistetun pinnan vastaanottama säteilyenergia. Tässä kulmassa pinta vastaanottaa säteilyenergiaa mahdollisimman tasaisesti ympäri vuoden. 40–50 astetta onkin suositelluin kallistuskulma paneeleille, ellei tavoitteena ole hyödyntää aurinkosähköä erityisesti talvella tai kesällä. Talviaikaan aurinko säteilee matalalta horisontista, jolloin parhaaseen tehoon päästää lähes pystysuoralla kallistuksella, ja kesäaikaan keskiarvoa pienempi kallistuskulma, alle 45 astetta, antaa parhaan tehon. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 18.) Alle 15 asteen kallistuskulmaa ei suositella, sillä paneelien pinnalle kerääntyä lehtiä ja likaa, jota sade ei huuhtelee pois (Käpylehto 2016b, 25).

Taulukko 3. Kokonaissäteilyenergia 90 astetta kallistetulle pinnalle eri ilmansuuntin suunnattuna Jyväskylässä (vyöhyke III), kWh/m² (tiedot: Energialaskennan testivuodet 2020 n.d.)

	Pohjoinen	Koillinen	Itä	Kaakko	Etelä	Lounas	Länsi	Luode
	GI_az0_el90	GI_az45_el90	GI_az90_el90	GI_az135_el90	GI_az180_el90	GI_az225_el90	GI_az270_el90	GI_az315_el90
Tammikuu	3,00	3,00	3,90	7,60	9,40	7,40	3,70	3,00
Helmikuu	9,50	9,60	18,50	37,60	49,40	38,20	19,00	9,70
Maaliskuu	23,90	28,40	49,00	76,10	91,20	76,40	49,60	28,90
Huhtikuu	30,80	45,50	73,20	94,80	98,90	91,90	70,80	44,90
Toukokuu	48,80	79,60	116,70	124,60	109,00	105,60	93,40	65,60
Kesäkuu	53,40	73,80	100,60	102,90	90,10	90,70	87,80	67,90
Heinäkuu	52,20	72,10	102,60	112,60	106,40	110,40	102,60	74,30
Elokuu	34,30	49,60	77,10	94,20	93,10	87,40	71,60	48,70
Syyskuu	19,40	25,90	46,00	68,50	80,10	70,30	48,10	27,10
Lokakuu	8,50	9,50	19,00	33,90	42,30	32,90	18,20	9,40
Marraskuu	3,20	3,20	5,20	10,40	12,60	9,30	4,40	3,20
Joulukuu	1,60	1,60	1,90	3,60	4,40	3,60	1,90	1,60
	288,70	402,00	613,70	766,80	786,80	724,20	571,20	384,50

Taulukossa 3 nähdään 90 astetta kallistetun eli pystysuoran pinnan vastaanottama säteilyenergia. Kesäaikainen tuotanto on huomattavasti vähäisempi, mutta tammi-, helmi- ja maaliskuussa saadaan hieman enemmän säteilyä eteläpuoleiselle pystysuoralle pinnalle. Erot ovat kuitenkin pieniä.

Käytännössä harjakattoiselle rakennukselle kallistuskulma määräytyy kattolapteen suuntaisesti. Sekä Käpylehto (2016a) että Perälä (2017) suosittavat asentamaan paneelit kattolapteen suuntaisesti.

sesti, jos katon kaltevuus on noin 15–60 asteen välillä. Tuotannon menetys on vähäistä, asennustapa sopii parhaiten rakennuksen ulkonäköön ja asennus on edullisempaa lappeensuuntaisesti. Erittäin loivalle tai tasakatolle asennus kannattaa tehdä kallistuskulmaa korottaen. (Käypylehto 2016a, 120–121; Perälä 2017, 93.)

5.6 Suuntauskulma

Suomessa paneelien optimaalinen suuntaus on suoraan etelään. Tällä suuntauksella saadaan keskimäärin paras tuotto vuodessa. Sama havainto voidaan tehdä testivuosiaineistosta TRY2020 (ks. taulukot 2 ja 3): etelään suuntaus tuottaa parhaan tuloksen koko vuoden osalta. Käyttökohteesta riippuen onkin usein hyödyllistä verrata kohteen energiankulutusta ja suuntauksen vaikutusta, sillä suuntauksella voidaan vaikuttaa siihen, mihin vuorokauden aikaan saadaan paras teho. Jos tuottoa tarvitaan eniten aamulla ja aamupäivällä, niin paneeleita kannattaa suunnata kaakon suuntaan, sillä aurinko nousee idästä, ja kerää siten eniten säteilyä aamupäivällä. Jos taas tuottoa tarvitaan pääosin iltapäivän ja illan aikana, niin optimaalinen suuntaus on lounaaseen, sillä aurinko säteilee enemmän lännen suunnalta tuolloin. (Aurinkoenergia Suomessa 2016, 18.)

Perälä (2017) toteaa lisäksi, että hiukan etelästä kaakkoon suuntautuvalla asennuksella on muutamia etuja: yön jälkeen paneelit ovat viileitä ja toimivat paremmalla hyötysuhteella kuin iltapäivällä, aamulla on yleensä vähemmän pilvistä kuin iltapäivällä ja ilma on kuulaampaa ja pölyttömämpää aamuisin (Perälä 2017, 93). Tämä voidaan havaita myös taulukoista 2 ja 3: kesäkuukausina paras tuotto näyttäisi tulevan kaakkoon suunnatuilla paneeleilla. Meriläinen ja muut (2022) lisäävät, että erityisesti yritystoiminnassa optimaalinen suuntauskulma on noin 0–15 astetta etelästä kaakkoon (Meriläinen ym. 2022, 429).

6 Aurinkovoimalan mitoitus toimeksiantajalle

6.1 Mitoituksen lähtökohdat

Opinnäytetyön kohteena oli toimeksiantaja Elomatic Oy:n Jyväskylän toimistoon tulevan aurinkosähköjärjestelmän mitoitus. Kohderakennus valmistui vuonna 1991 ja sitä laajennettiin vuonna 2008. Aurinkovoimala mitoitettiin laajennusosan katolle. Kiinteistön kerrosala on 5 064 m² ja tila-

vuus 17 840 m³. Kiinteistö lämpiää kaukolämmöllä ja se on liitetty ALVA Oy:n sähköverkkoon. Sähkönkulutus mitataan jakeluverkon haltijan toimesta. Vuonna 2021 kiinteistön kokonaissähkönkulutus oli 560,6 MWh.

Kiinteistössä työskentelee noin 260 henkilöä, joista suurin osa tekee osittain tai kokoaikaisesti etätöitä. Kiinteistössä toimii insinööritoimisto, jolloin sähköä kuluu tehokkaisiin työasemiin, näyttöihin ja muihin oheislaitteisiin. Lisäksi sähköä kuluu muun muassa valaistukseen ja ilmastointiin. Kiinteistössä on lisäksi henkilöstöravintola, joka lisää sähkönkulutusta. Kiinteistön energiakatselmuksraportin mukaan sähkönkulutus jakautuu seuraavasti: ilmanvaihto ja jäähdytys 40 %, tietotekniikka 24 %, valaistus 19 % ja ravintola, lämmitystolpat ynnä muut 19 % (Yrityksen energiakatselmuksen kohdekatselmuksraportti 2015).

Aurinkosähköjärjestelmä voidaan mitoittaa siten, että lähes kaikki sähköenergiatuotanto saadaan käytettyä itse, eikä sähköä mene myyntiin jakeluverkkoon. Tämä menettely on taloudellisesti kannattavin silloin, kun sähkön hinta on matalalla, eikä myynnistä saada taloudellista hyötyä. Toinen tapa on mitoittaa aurinkosähköntuotanto mahdollisimman suureksi yli oman käyttötarpeen ja myydä ylimääräinen tuotanto jakeluverkkoyhtiölle. Tämä tapa on kannattavaa silloin, kun sähkön hinta on korkealla. Kehittämistutkimuksen lähtötilanteessa ei ollut tietoa, kumpi tapa sopii kohdekiinteistölle paremmin.

Mitoitus suoritettiin tutkimalla kiinteistöllä kulutetun sähköenergian määrää. Sitä tutkittiin kokonaissähkönkulutuksen sekä pohja- ja keskikulutuksen avulla. Aurinkosähkön tuotantomääriä arvioitiin kahdella tavalla. Ensisijaisesti tuotantoa arvioitiin Euroopan komission Joint Research Centressä kehitetyn PVGIS-laskurin avulla (PVGIS Online Tool n.d.). Käytössä oli laskurin viides versio (PVGIS 5). Samaa laskuria käytettiin useassa lähdeteoksessa. Vertailun vuoksi laskettiin aurinkosähkön tuotannon määrä vuodessa Aurinko-opaan 2012 avulla. Aurinko-opas 2012 perustuu Suomen rakentamismääräyskokoelman osaan D5 (Heimonen 2011). Oppaassa kuvataan aurinkosähköjärjestelmällä saatava sähköenergian määrä, jota voidaan hyödyntää rakennuksen sähköjärjestelmässä. Lisäksi tehtiin sähkönkulutuksen ja aurinkosähkön tuoton vertailua.

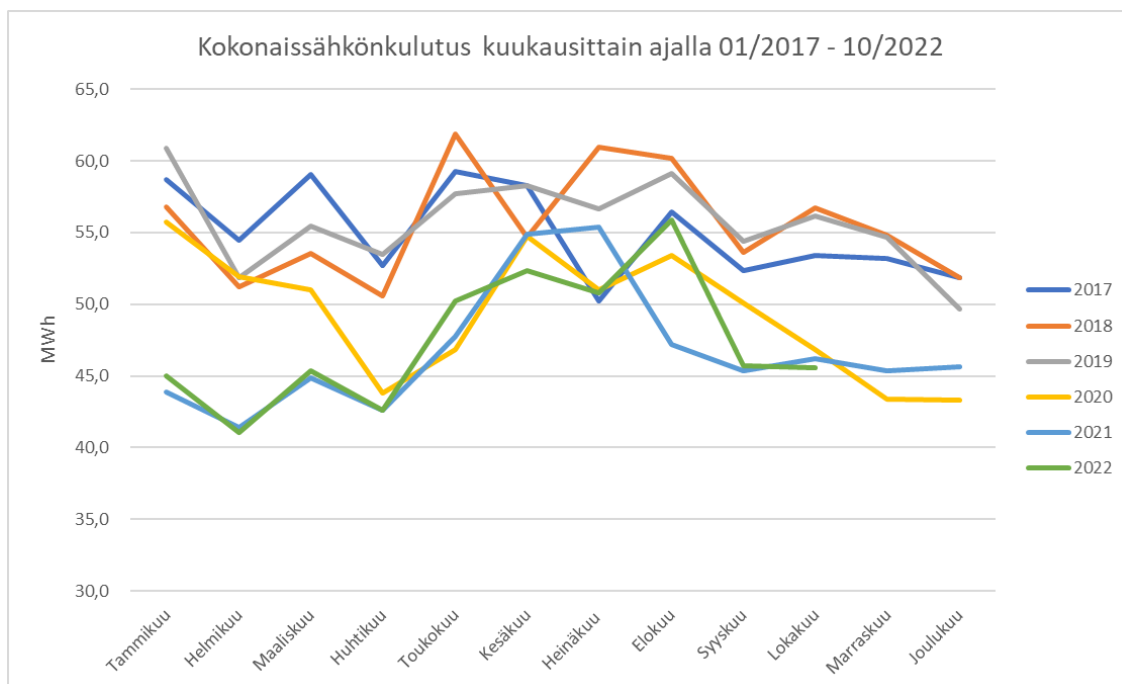
Mitoituksessa selvitettiin myös sähkökulkuneuvojen lataamisen sekä energiansäästön vaikutuksia kulutukseen. Näiden perusteella tehtiin johtopäätöksiä siitä, minkä tehoinen aurinkovoimala sopisi

toimeksiantajan kiinteistölle. Lopulta ratkaisevaksi mitoittavaksi tekijäksi kohdekiinteistöllä osoit-
tautui käytettävissä oleva katon pinta-ala.

Varsinaisen mitoituksen lisäksi oli olennaista selvittää kiinteistön soveltuvuus aurinkosähköjärjes-
telmälle sähkötekniisten sekä muiden vaatimusten osalta. Sähkökeskuksen tuli täyttää tietyt vaati-
mukset ylikuormitussuojauksen ja suojalaitteiden oikosulkukestoisuuden osalta. Inverterille tar-
vittiin ylikuormenemisvaaran vuoksi tila, joka tuulettuu riittävästi. Myös kattorakenteiden
kestävyys piti tarkastaa, jotta katto kestää aurinkovoimalan aiheuttaman lisääntyneen lumi- ja tuu-
likuorman. Kohdekiinteistössä nämä tekijät olivat kunnossa, eivätkä aiheuttaneet rajoitteita voi-
malalle.

6.2 Kokonaissähkönkulutus

Kohdekiinteistöstä oli hyvin saatavilla toteutuneita aiempien vuosien sähkönkulutustietoja. Kulu-
tustiedot olivat käytettävissä vuoden 2014 alusta saakka tuntitasolla. Näiden tilastojen perusteella
oli mahdollista tehdä laadukasta analyysia toimiston sähkönkulutuksesta. Kuviossa 12 tarkasteltiin
kiinteistön keskimääräistä sähkönkulutusta kuukaudesta.



Kuvio 12. Kohdekiinteistön kuukausittainen sähkönkulutus

Kuvion 12 perusteella näytti siltä, että kiinteistön sähkönkulutus vähentyi selkeästi vuoden 2020 maaliskuusta alkaen varsinkin talvikaudella. Sähkönkulutuksen vähenemiseen ei todennäköisesti liittynyt kiinteistöllä tapahtuneita kunnossapito-, muutos- tai kiinteistöautomaation säätötoita, tai ainakaan tällaisia tekijöitä ei käynyt selvityksen aikana ilmi. Ajankohdan perusteella voitiin olettaa, että äkillisesti Suomessakin alkanut pandemia vaikutti kiinteistön sähkönkulutukseen.

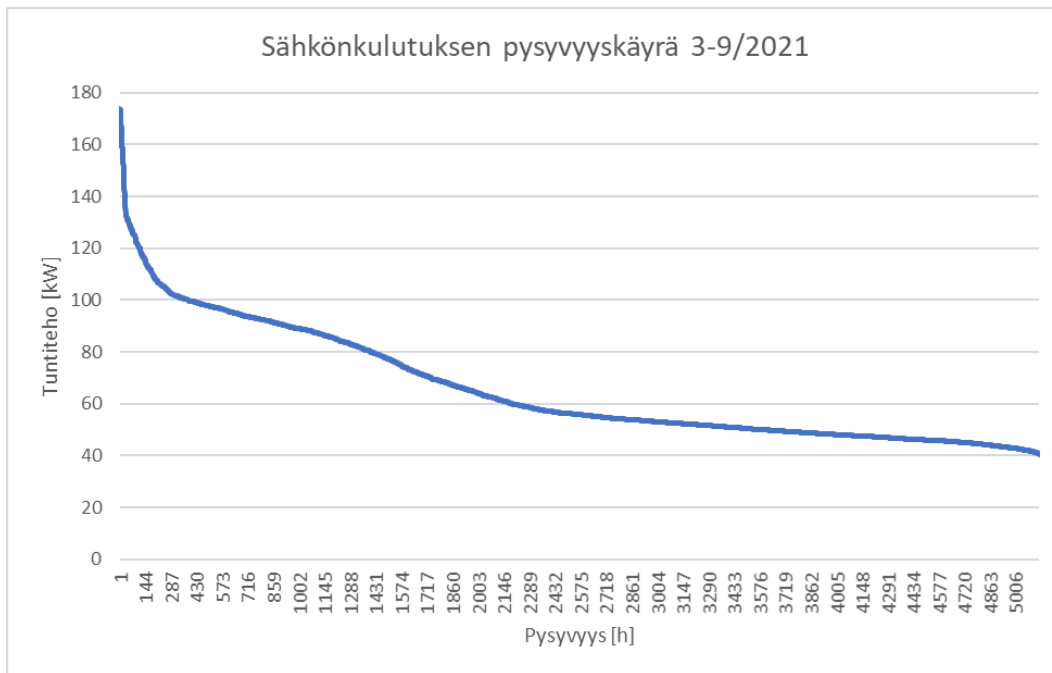
Yrityksessä ei juurikaan tehty etätöitä ennen pandemiaa, mutta huhti-toukokuussa 2020 noin 80 prosenttia henkilöstöstä jäi etätöihin. Tämän jälkeen henkilöstön määrä lähityössä toimistolla oli keskimäärin alle puolet aiemmasta. (Eronen 2022.) Nämä muutokset näkyivät selkeästi vuoden 2020 sähkönkulutuksen käyrästä.

Eryteisesti talviaikaan sähkönkulutuskäyrät näyttivät jääneen pysyvästi aiempaa alemmalle tasolle. Talviaikaan sähkönkulutus laski jopa viidenneksellä aiemmasta. Kesä-, heinä- ja elokuussa sähkönkulutus laski vähemmän, noin kymmenen prosenttia aiemmasta. Vähäisempi lasku kesäaikaan voi selittyä pandemian hiipumisella kesäaikaan, kesälomien aiheuttamilla poissaoloilla sekä ilmastonin käytöllä entiseen tapaan. Aurinkovoimalan mitoituksessa huomioitiin kuvion 12 perusteella sähkönkulutustietoja huhtikuusta 2020 lokakuuhun 2022, jotka kuvasivat todennäköisimmin myös kiinteistön tulevaa sähkönkulutusta. Osittainen etätö todettiin toimivaksi ratkaisuksi ja sitä jatketaan hyvien kokemusten perusteella.

Kuvion 12 perusteella voitiin lisäksi havaita, että valitulla aikavälillä sähkönkulutus oli selkeästi suurempaa kesällä kuin talvella. Eniten sähköä kului kesä-elokuussa ja vähiten marras-helmikuussa. Se sopii hyvin yhteen aurinkosähkön tuotannon kanssa, sillä aurinkosähköä on parhaiten saatavilla kesäaikaan. Kokonaissähkönkulutuksen vaihteluväli oli 41,1–55,9 MWh kuukaudessa valitulla aikavälillä kesästä 2020 syksyyn 2022. Kokonaissähkönkulutus vuonna 2021 oli 560,6 MWh.

6.3 Sähköenergian pohjakulutus

Kiinteistön pohjakulutusta tarkasteltiin pysyvyyssäyrän avulla. Pysyvyyssäyrästä nähdään kuinka suuren osan ajasta kiinteistö kuluttaa sähköä pohjateholla. Pohjateho tarkoittaa varsinaisen käyttöajan ulkopuolista energiankulutusta eli tyhjäkäyntitehoa. Aurinkovoimala kannattaa mitoittaa pohjatehon mukaan, jos tavoitteena on hyödyntää kaikki tuotettu energia itse. Tämä mitoitus tapa on kannattava sähkön hinnan ollessa matalalla.



Kuvio 13. Sähkönkulutuksen pysyvyyskäyrä maalisi-syyskuussa 2021

Kuviossa 13 esitetään kiinteistön sähkönkulutuksen pysyvyyskäyrä maaliskuusta syyskuuhun, jolloin aurinkosähköä on Suomessa parhaiten saatavilla. Kuvaajan perusteella havaittiin, että pohjakuorma oli yli puolet ajasta alle 60 kW ja alimmillaan noin 40 kW. Käytännössä voimala oli kannattavaa mitoittaa pysyvyyskäyräkuvion perusteella noin 45–50 kW tehoiseksi, mikäli kaikki tuotanto haluttiin omaan käyttöön. Käpylehdon (2016a) mukaan pieni ylirajoitus on kannattavaa, sillä suurempi järjestelmä on suhteellisesti hieman edullisempi (Käpylehto 2016a, 102, 107).

6.4 Aurinkosähkön tuotanto

Aurinkosähköntuottoa arvioitiin PVGIS-laskurilla sekä Aurinko-oppaan 2012 laskentamenetelmällä vertailun vuoksi. Vertailussa käytettiin lähtöarvona 45 kW_p tehoista voimalaa. Arvioinnissa oletettiin paneelien suuntauksen olevan 22 astetta etelästä kaakkoon sekä kallistuskulmana käytettiin 14 astetta. Lähtöarvojen valinta kuvataan tarkemmin kappaleessa 6.8.

Pääasiallinen tuoton arviointi tehtiin PVGIS-laskurilla. PVGIS-laskurin mukaan keskimääräinen vuosituotanto kohteessa oli 31 055 kWh, kun paneelien suuntaus ja kallistus valittiin kohteen kattorakenteen mukaisesti (ks. liite 1). Paneelien optimaalinen suuntaus olisi tuonut keskimäärin noin 2 890 kWh vuodessa tuottoa enemmän. PVGIS-laskurin mukaan optimaalinen tuotto olisi saatu

suuntaamalla paneelit 2 astetta etelästä kaakkoon ja 42 asteen kallistuskulmalla. Optimaalinen vuosituotto olisi tuolloin ollut 33 950 kWh (ks. liite 2). Näiden arvioiden perusteella tuotosta menetettiin noin 9,3 prosenttia verrattuna paneelien optimaaliseen suuntaukseen.

Vertailun vuoksi aurinkosähköntuotto laskettiin Aurinko-opas 2012 -laskentatavan mukaan.

Aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähköenergia laskettiin kaavalla (1)

$$E_{s,pv,out} = \frac{E_{sol,hor} \times F_{asento} \times P_{max} \times F_{käyttö}}{I_{ref}}, \quad (1)$$

jossa $E_{sol,hor}$ on rakennuksen sijaintipaikasta riippuva vaakatasolle osuvan auringonsäteilyn kokonaisenergiamäärä vuodessa, F_{asento} on aurinkokennon ilmansuunnan ja kallistuskulman mukainen korjauskerroin, P_{max} on järjestelmän maksimisähköteho standardiolosuhteissa, $F_{käyttö}$ on käyttötilanteen toimivuuskerroin ja I_{ref} on referenssisäteilytilanne (Heimonen 2011).

Taulukko 4. Aurinkosähköjärjestelmän tuoton laskennan lähtöarvot

$E_{sol,hor}$ kWh/m ² ,a	F_{asento} 1	P_{max} kW	$F_{käyttö}$	I_{ref} kW/m ²
860	1	45	0,75	1

Aurinko-opas 2012 -laskentatavan mukaan kaavalla 1 saatiin tulokseksi 29 025 kWh vuodessa.

Taulukossa 6 esitetään laskennassa käytetyt arvot. $E_{sol,hor}$ saatiin taulukosta 1, jossa esitettiin auringonsäteilyn kokonaisenergiamäärä vaakapinnalle Jyväskylässä. F_{asento} määrittää ilmansuunnan ja kallistuskertoimen painoarvon. Kaakonsuuntainen, alle 30 asteen kulmassa oleva paneelisto sai arvon yksi oppaan mukaisesti. Tuoton arvioinnissa käytettiin 45 kW_p tehoista voimalaa. $F_{käyttö}$ kuvaa kattoasenteista, hieman tuulettuvaa moduulia. I_{ref} oli oppaassa annettu taulukkoarvo.

PVGIS-laskurilla vuosituotoksi saatiin 31 055 kWh (ks. liite 1). Aurinko-oppaan 2012 tulos oli 29 025 kWh vuodessa. Tulokset olivat samaa suuruusluokkaa kahdella eri menetelmällä arvioituna, joten tuloksia voitiin pitää riittävän tarkkoina ja luotettavina. PVGIS-laskurilla saatuja tuloksia voitiin käyttää mitoituksessa apuna.

6.5 Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu

Mitoitusta tehtiin sähkönkulutuksen ja aurinkosähköntuoton vertailun avulla. Oli hyödyllistä tietää, miten kulutus ja tuotto kohtasivat eri vuorokauden- ja vuodenaikoina. Sähköntuoton arvoina käytettiin PVGIS-laskurin tuloksia. Taulukossa 5 esitetään kuukausittaisen vertailun tulokset. Sähkönkulutuslukemat ovat kuukausittaisia keskiarvokulutuksia ajalta 1.4.2020–31.10.2022. Taulukoon laskettiin lisäksi kuukausittainen ilman keskilämpötila vastaavalta ajalta. Lämpötilat perustuvat Ilmatieteen laitoksen säätilastoihin. Helmikuusta havaittiin, että vaikka se oli tilastojakson kylmin kuukausi, niin aurinkosähköntuotto oli kuitenkin suurempaa kuin marras-, joului- ja tammi-kuussa. Kevätauringonvalo näytti vaikuttavan tuottoon helmikuusta alkaen. Kesällä paras tuotto-kausi oli kesä-heinäkuussa, jolloin myös lämpötila oli ylimmillään.

Taulukko 5. Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu kuukausittain

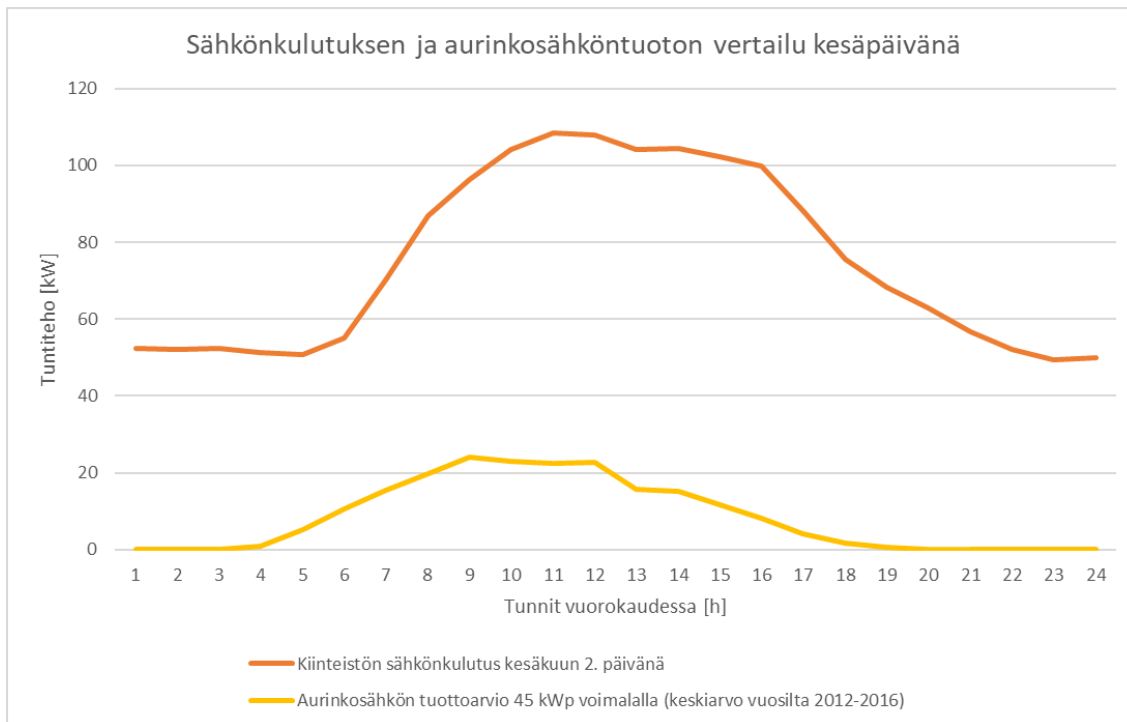
	Sähkön- kulutus kWh	Aurinko- sähköntuotto kWh	Ilman keskilämpötila °C	Tuoton osuus kulutuksesta %
Tammikuu	44 426	155	-7	0,3 %
Helmikuu	41 252	776	-8	1,9 %
Maaliskuu	45 124	2 607	-2	5,8 %
Huhtikuu	43 006	3 542	2	8,2 %
Toukokuu	48 282	5 239	9	10,9 %
Kesäkuu	53 970	5 369	17	9,9 %
Heinäkuu	52 397	5 383	17	10,3 %
Elokuu	52 150	4 220	15	8,1 %
Syyskuu	47 043	2 422	9	5,1 %
Lokakuu	46 204	1 076	6	2,3 %
Marraskuu	44 370	215	1	0,5 %
Joulukuu	44 492	53	-5	0,1 %
YHTEENSÄ	562 716	31 055		5,5 %

Taulukosta 5 kävi ilmi, että 45 kW_p voimala pystyi kattamaan 5,5 prosenttia kiinteistön kokonais-sähkön kulutuksesta vuodessa ja parhaimmillaan 11 prosenttia kuukaudessa. Aurinkosähköntuoton osuus sähkönkulutuksesta oli pieni. Taulukon perusteella näytti siltä, että voimala kannattaa mitoittaa suuremmaksi kuin ainoastaan pohjatehon kattavaksi voimalaksi.

Taulukko 6. Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu tunneittain kesällä

Klo	Sähkön- kulutus kWh	Aurinko- sähköntuotto kWh	Tuoton osuus kulutuksesta %
0.00	52,31	0,00	0 %
1.00	52,01	0,00	0 %
2.00	52,49	0,00	0 %
3.00	51,34	0,80	2 %
4.00	50,88	5,33	10 %
5.00	54,98	10,74	20 %
6.00	70,22	15,43	22 %
7.00	86,90	19,68	23 %
8.00	96,41	23,98	25 %
9.00	104,00	23,14	22 %
10.00	108,35	22,54	21 %
11.00	107,92	22,73	21 %
12.00	104,21	15,63	15 %
13.00	104,34	15,15	15 %
14.00	102,20	11,72	11 %
15.00	99,92	8,33	8 %
16.00	88,16	4,21	5 %
17.00	75,52	1,75	2 %
18.00	68,26	0,69	1 %
19.00	62,98	0,00	0 %
20.00	56,77	0,00	0 %
21.00	52,12	0,00	0 %
22.00	49,43	0,00	0 %
23.00	49,83	0,00	0 %

Mitoitusta tutkittiin tarkemmin taulukossa 6, jossa vertailtiin kiinteistön sähkönkulutusta ja aurinkosähköntuottoa vuorokaudessa parhaimman säteilykauden aikana. Vertailupäiväksi valittiin kesäkuun 2. päivä. Kulutuslukuina käytettiin kolmen vuoden keskiarvoa tunneittain vuosilta 2020–2022. Aurinkosähköntuotto arvioitiin PVGIS-laskurin avulla. Tuottoarvot olivat keskiarvot tunneittain vuosilta 2012–2016. Tuotto laskettiin useamman vuoden tuottojen keskiarvona, jotta vuosien välinen eroavaisuus saatiin pienemmäksi ja tulosten luotettavuus parani. Tuoton osuus kulutuksesta vaihteli välillä 0–25 prosenttia. Paras tuotantoaika taulukon 6 mukaan oli aamulla kello viiden ja yhdentoista välillä.



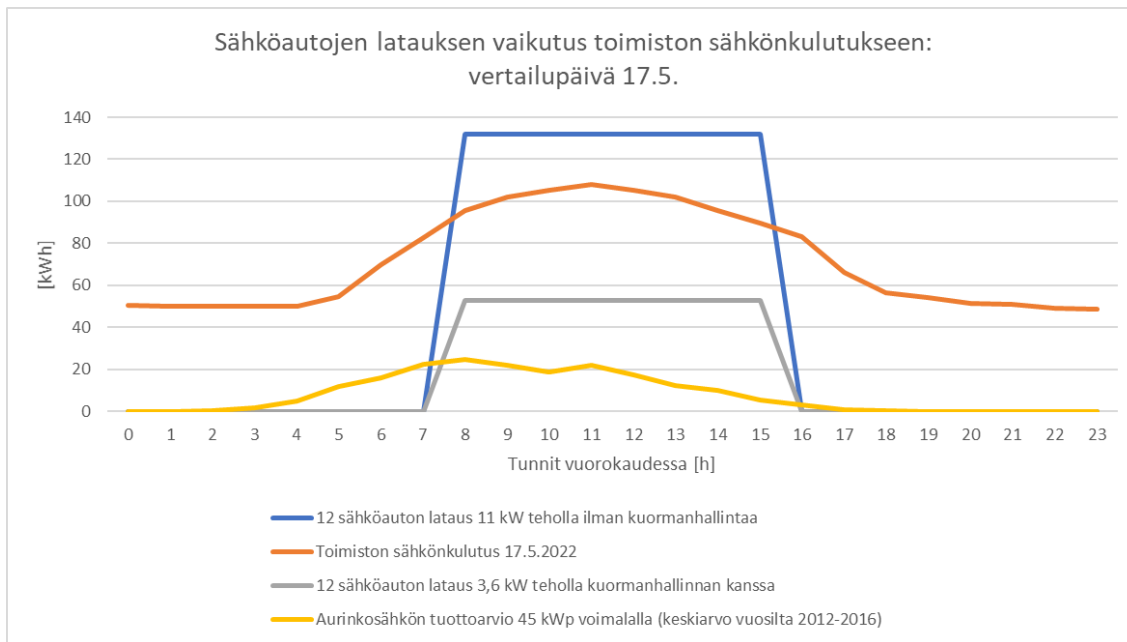
Kuvio 14. Sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu kesäpäivänä

Kuviossa 14 esitetään taulukon 6 sähkönkulutuksen ja -tuoton vertailu graafisesti yhden kesäpäivän ajalta. Kuvion 14 perusteella voitiin päätellä, että parhaimmalla säteilykaudella aurinkosähkön osuus kattoi enimmilläänkin vain neljäsosan kiinteistön sähkönkulutuksesta vuorokaudessa. Tämä havainto vahvisti taulukon 5 perusteella tehdyn johtopäätöksen: aurinkovoimala kannattaa mitoitaa yli pohjatehon kattavaksi voimalaksi. Voimala tuottaa parhaimmillaan enintään 25 prosenttia kulutuksesta, joten kaikki tuotettu sähkö menee omaan kulutukseen.

6.6 Sähköautojen ja -pyörien lataamisen vaikutus

Täyssähköautojen ja ladattavien bensiini- ja dieselhybridien määrä lisääntyi huomattavan paljon aiempina vuosina Suomessa. Vuodesta 2020 vuoteen 2021 sähköä käyttävien henkilöautojen ensirekisteröinnit lisääntyivät 73 prosenttia. (Henkilöautojen ensirekisteröinnit 2016–2022.) Euroopan komissiolla on tavoitteena vähentää henkilöautojen hiilidioksidipäästöjä 55 prosenttia vuoteen 2030 mennessä. Sen lisäksi tavoitellaan kaikkien uusien autojen päästöttömyyttä vuoteen 2035 mennessä. Komission tavoitteena on varmistaa, että autojen lataukseen on käytettävissä riittävä latausinfrastruktuuri. (Euroopan vihreän kehityksen ohjelman toteuttaminen 2022.)

Toimeksiantajalla ei ole toistaiseksi sähköautojen latausmahdollisuutta Jyväskylän toimistolla. Sähköautojen määrän lisääntymisen vuoksi sekä lainsäädännön vuoksi yritys aikoo rakennuttaa pysäköintipaikalle muutamia latauspisteitä. Laki rakennusten varustamisesta sähköajoneuvojen latauspisteillä velvoittaa yritystä, jolla on yli 20 pysäköintipaikkaa, asennuttamaan vähintään yhden latauspisteen vuoden 2024 loppuun mennessä (L 733/2020). alla



Kuvio 15. Sähköautojen latauksen osuus kiinteistön sähkönkulutuksesta

Kuviossa 15 nähdään esimerkki 12 sähköauton latauksen vaikutuksesta kiinteistön kokonaissähkönkulutukseen. Esimerkkiin valittiin vertailuvuorokaudeksi toukokuun 17. päivä. Sähkönkulutukseksi valittiin 17. toukokuuta 2022 vuorokauden toteutuneet tuntikulutukset. Aurinkosähkön tuottoarvio on kyseisen vuorokauden tuottojen keskiarvo vuosilta 2012–2016. Arvio perustuu PVGIS-laskurin tuloksiin.

Täyssähköautoissa on usein 11 kW sisäinen laturi. Yhtä aikaa 12 auton lataaminen ilman kuormanhallintaa vaatii enimmillään 132 kW tehoa. Tässä tapauksessa tarvitaan 190 ampeerin sähkökapasiteetti, joka on huomattavan suuri. Se voi aiheuttaa kiinteistön sähköliittymän ja tehomaksun suurenemisen. Samoin kuviosta 15 havaittiin, että 12 auton lataaminen yhtä aikaa voi viedä enimmillään enemmän sähköenergiaa kuin toimiston koko muu sähkönkulutus vastaavalla hetkellä.

Lataustehoa kannattaa siis rajoittaa kuormanhallintalaitteella, jos latauspisteitä hankitaan useita. Dynaaminen kuormanhallinta säättää lataustehoa automaattisesti sähköautoille niiden lukumäärän mukaan. Esimerkiksi jos sähköautojen yhteislatauskapasiteetiksi valitaan 44 kW, niin dynaaminen kuormanhallinta mahdollistaa 12 auton lataamisen 3,6 kW:n teholla tai enintään 4 auton lataamisen 11 kW:n teholla yhtä aikaa. Tällöin sähkökapasiteettia tarvitaan vain 63 ampeeria, jolloin tehomaksu jää maltillisemmaksi. Kuormanhallinnan avulla autoihin pystytään lataamaan 352 kWh sähköenergiaa kahdeksan tunnin työpäivän aikana (8 h X 44 kW). Se riittää 20 kWh/100 km kulutuksella noin 1750 kilometrin matkalle. Kuhunkin 12 autoon saadaan ladattua 145 kilometrin matka päivässä, joka riittää pääsääntöisesti hyvin työmatkoihin. (Nieminen 2022.)

Edelleen kuvioista 15 voitiin havaita, että jos yritys hankkii 12 latauspistettä dynaamisella kuormanhallintalaitteella, niin niiden vaikutus kiinteistön kokonaissähkökulutukseen jää huomattavasti matalammaksi kuin ilman kuormanhallintaa. Kuvion 15 perusteella autojen lataus ja aurinkosähköntuotto osuivat melko hyvin samalla ajankohdalle vuorokaudessa. Vaikka kuvion 15 perusteella näyttää siltä, että sähköautojen lataus vie enemmän energiaa kuin aurinkovoimalasta saadaan tuottoa, niin todellisuudessa latauspisteitä käytetään harvoin täydellä teholla koko työpäivää. Toisaalta vertailupäivä on parhaalla säteilykaudella ja vastaavan kuvaajan esittäminen joulukuulta olisi hyvin erinäköinen. Talviaikaan sähköautojen lataaminen aurinkosähköllä on huomattavan rajallista ja ajoittain mahdotonta.

Toimeksiantajalla on tarjolla työsuhdepyöräetä henkilöstölle. Osa henkilöstöstä käyttää sähköpyörä työmatkoihinsa. Sähköpyörien arvioitu lataustarve on huomattavasti pienempi kuin sähköautojen. Kymmenen sähköpyörän lataus 500 watin laturilla vaatii yhteensä viisi kilowattina tehoa. Myöskään sähköpyöriä ei todennäköisesti ladata yhtä aikaa ja koko päivää, joten todellinen tehontarve jäänee alle viiteen kilowattiin. Lopputuloksena arvioitiin, että esimerkkitapauksessa 12 auto-latauspistettä ja kymmenen sähköpyörän latauspistettä vaativat yhteensä enimmillään noin 45–48 kilowattia tehoa kuormanhallinnalla varustettuna.

6.7 Energiansäästön vaikutus

Sähkönkulutus voi myös vähentyä tulevaisuudessa ja siihen kannattaakin pyrkiä. Rakennuksen ominaissähkönkulutus laskettiin jakamalla kiinteistön vuosittainen sähköenergiankulutus rakennuksen tilavuudella, joka oli kohdekiinteistössä 17 840 m³. Kiinteistön ominaissähkönkulutus oli

31,42 kWh/m³ vuonna 2021. Motivan energiakatselmustietokannan mukaan suomalaisen yksityisen sektorin toimistorakennuksen ominaissähkönkulutuksen mediaani on noin 21,0 kWh/m³ (Palvelusektorin ominaiskulutukset 2013–2020 n.d.). Vaikka Motiva ilmoittaa, että ominaiskulutustaulukoissa on epätarkkuutta, niin arvoja voidaan kuitenkin pitää suuntaa antavina.

Motivan tilastoon verrattuna toimeksiantajan Jyväskylän toimiston sähkönkulutus näytti olevan huomattavan korkea. Kiinteistön sähkönkulutus oli ylimmässä kymmenessä prosentissa yksityisen sektorin sähkönkäyttäjistä. Yrityksen sähkönkulutusluvuissa oli mukana kiinteistössä toimiva henkilöstöravintola, joka osaltaan nosti kulutusta pelkkää toimistokiinteistöä suuremmaksi. Todennäköisesti yrityksellä olisi mahdollisuuksia vähentää sähkönkulutusta, jolloin omalla aurinkovoimalla voitaisiin tuottaa suurempi osuus yrityksen käyttämästä sähköenergiasta.

6.8 Mitoitus katon ominaisuuksien perusteella

Aurinkosähköjärjestelmä mitoitettiin kohdekiinteistön katolle. Voimala sijoittuu kiinteistön laajenusosan kaakonpuoliselle kattolapellelle (ks. kuvio 16). Kiinteistöllä oli lisäksi toinen katonosa, mutta se oli toistaiseksi soveltumaton aurinkosähköjärjestelmälle, joten sitä ei huomioitu mitoituksessa. Tulevaisuudessa, kun kyseinen katonosa remontoidaan, voi olla mahdollista laajentaa voimalaa kunnostetulle katonosalle.



Kuvio 16. Kohdekiinteistön katon osa, jolle aurinkovoimala sijoittuu

Kattolapteen pinta-ala on noin 400 m², josta asennukseen sopivaa alaa on noin 300 m². Pinta-alaa rajoittavat katon läpiviennit sekä lumiesteet. Kattomateriaali on peltiä. Katolle ei kohdistu merkittäviä varjostumia ilmanvaihtohormia lukuun ottamatta. Katon kaltevuus on 1:4, joka on melko loiva aurinkopaneeleille.

Aiemmin teoriaosuudessa todetun periaatteen mukaisesti kiinteistölle mitoitettiin paneelit kattolapteen suuntaisesti. Tasakaton olisi ollut kannattavaa suunnitella viistoasennus. Katon kaltevuus oli loiva, noin 14 astetta, josta aiheutui jonkin verran tuotannon menetystä verrattuna optimaaliseen, noin 42 asteen kallistuskulmaan. Jos paneelit asennettaisiin jyrkempään kulmaan katolle, olisi asennus kalliimpaa ja investointikulut kasvaisivat. Loivalla katolla tuotto paranee kesäaikaan, kun aurinko paistaa korkealta. Talviaikaan tuotto hieman heikkenee. Kohdekiinteistön sähkönkulutus oli suurinta kesäaikaan, joten paneelien asennus loivaan kulmaan oli sen vuoksi perusteltua. Paneelit kannattaisi asentaa kattolapteen suuntaisesti myös ulkonäkösyistä.



Kuvio 17. Aurinkopaneelien sijoittuminen katolla

Kuviossa 17 esitetään aurinkopaneelien sijoittelu kattolappeella. Paneelien sijoittelun suunnittelussa käytettiin SolarEdgen aurinkosähköjärjestelmän suunnitteluovellusta. Kuviossa näkyy oranssin sävyin säteily määrä katolla. Vaalea väri kuvaa paneeleille hyvin soveltuvaa alaa, ja punaisella

näkyvät varjostuvat alueet. Kuvioista 17 oli helppoa havaita, että lähelle etelää suuntautuvalle kattolapelle saatiin paras säteily määrä. Ilmanvaihtokanava aiheutti pientä varjostumaa ja lumiesiintymät vaikuttivat sijoitteluun, mutta vapaata tilaa oli runsaasti paneeleille.

Kuvion 17 kaltaisella sijoittelulla katolle saatiin mahdollisimman suuri määrä paneeleita. Tyypillisiä noin 2 m² paneeleita katolle mahtui 100–120 kappaletta paneelien koosta ja kiinnityksestä riippuen. Esimerkiksi 110 aurinkopaneelia, joiden teho on 410 W_p, tuottavat standardiolosuhteissa maksimitohon 45,1 kW_p. Todellisissa käyttöolosuhteissa teho on yleensä pienempi. Yritykselle valittiin mustat yksikidepaneelit (ks. kuvio 17), sillä niiden hyötysuhde on hieman monikidepaneelien parempi. Katolle ei juurikaan osunut haitallista varjostusta, jolloin yksikidepaneelien valinta oli perusteltua. Monikidepaneelit sietävät osittaista varjostusta hieman paremmin.

Tutkimusten perusteella kävi ilmi, että kohdekiinteistön pääasiallinen aurinkosähköjärjestelmän mitoittava tekijä oli käytettävissä oleva kattopinta-ala. Kiinteistön laajennusosan katolle mahtuva aurinkosähköjärjestelmä tuottaa parhaalla säteilykaudella vähemmän kuin pohjakuorman kattavan osuuden sähköä, joten järjestelmä kannatti suunnitella niin suureksi kuin se oli kattopinta-ala perusteella mahdollista. Tämän havainnon perusteella kehittämistutkimuksen muissa kappaleissa, kuten voimalan kannattavuuden arvioinnissa, käytettiin oletuksena 45 kW_p tehoista aurinkovoimaa.

7 Investoinnin kannattavuus

Investoinnin kannattavuuteen vaikuttivat hankintahinnan lisäksi ostosähkön hinta sekä oman voimalan ja aurinkosähkön käytön merkitys yrityksen imagolle. Kannattavuuslaskennassa huomioitiin Business Finlandin myöntämä energiatuki yrityksille. Järjestelmä hankittiin kokonaistoimituksena, jolloin järjestelmän hinta koostui suunnittelutyöstä, laitteistosta, asennuksesta ja käyttöönotosta.

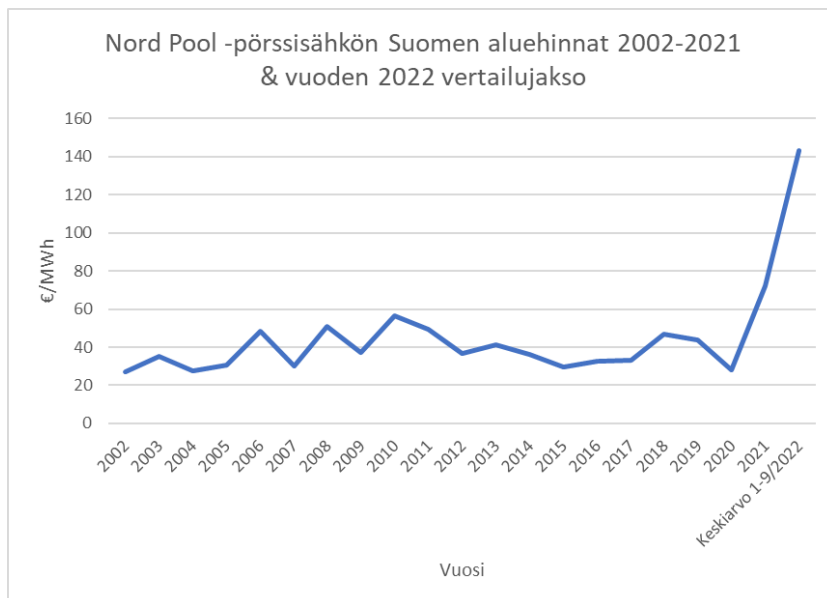
Aurinkosähköjärjestelmien hinnat laskivat huomattavasti 2010-luvulla, ja erityisesti aurinkopaneelien hinnat laskivat tekniikan kehittyessä. Investoinnin hintaan vaikuttaa myös muun muassa suunnittelu- ja asennustyö, sekä komponenttien ja materiaalien saatavuus, joten kokonaisuudessaan järjestelmien hinta ei ole laskenut yhtä paljon. Hintojen lasku ei ole ollut yhtä nopeaa viime vuosina, ja vuonna 2022 hinnat jopa hieman nousivat edellisestä vuodesta. (Aurinkosähköjärjestelmien hinta 2021.)

Sähköenergian hinnalla on merkittävä vaikutus investoinnin kannattavuuteen. Sähköä ostettaessa on maksettava sähköenergian lisäksi siirtomaksut ja sähkövero, mutta sähköä myytäessä tuloa saadaan vain sähköenergian osuudesta. Lisäksi sähköyhtiö voi veloittaa myynistä korvauksen. Nämä maksut vaikuttavat aurinkosähköstä saatavaan tuottoon.

Investoinnin kannattavuutta tarkasteltiin kolmella eri laskentamenetelmällä: suoralla takaisinmaksuajalla, netto nykyarvolla sekä sisäisellä korkokannalla. Tarkastelussa käytettiin eri menetelmiä, jotta saatiin luotettava näkemys kannattavuudesta. Eklundin ja Kekkonen mukaan (2014) rahan aika-arvo ja investointiin kohdistuvat tuotto-odotukset saadaan vertailukelpoisiksi laskentakorkokannan avulla. Sen perusteella laskelmissa voidaan huomioida investoinnin aikainen hintatason nousu eli inflaatio sekä tulevaisuuteen liittyvät epävarmuustekijät. (Eklund & Kekkonen 2014, 133.)

7.1 Sähkön hinta

Sähköenergian hinnalla on suuri merkitys, kun tarkastellaan aurinkovoimalainvestoinnin kannattavuutta. Hinta vaikuttaa sekä sähkön ostoon että myyntiin. Jos sähkön hinta on hyvin matalalla, voi investointi jäädä kokonaan kannattamattomaksi voimalan elinkaaren aikana. Jos sähkön hinta on korkealla, voi takaisinmaksuaika olla huomattavan lyhyt, ja siten investointi erittäin kannattava. Kuviossa 18 nähdään Nord Pool -pörssisähkön hintakehitystä vuodesta 2002 alkaen.



Kuvio 18. Nord Poolin vuorokausimarkkinahinnat (Day-ahead prices 2023)

Suomessa oli 2000-luvulla pitkään maltilliset sähkön hinnat ja hinnanvaihtelu oli vähäistä. Vuonna 2021 sähkön hinta nousi huomattavasti keskiarvoa korkeammalle, ja hinnannousu ja vaihtelu jatkuivat sen jälkeen voimakkaana (ks. kuvio 18). Vuoden 2022 pörssisähkön hinta oli 154,04 €/MWh ja ylimmillään se oli elokuussa, jolloin hinta oli 261,49 €/MWh. (Day-ahead prices 2023.)

Sähkön hinnalla on suuri merkitys voimalainvestoinnin kannattavuuteen. Koska pörssisähkön hinnan ennustaminen on haastavaa ja epävarmaa varsinkin pitkällä aikavälillä, niin kannattavuuslaskelmien perusteella saadaan viitteitä investoinnin kannattavuudesta, mutta voimalan elinkaaren aikana voi ilmetä odottamattomia muutoksia.

Pörssisähkön hinnanvaihteluun vaikuttavat muun muassa sääolosuhteet ja erityisesti tuulisuus, vesivarantojen määrä, ydinvoimaloiden toiminta, liikenteen ja teollisuuden lisääntyvä sähköistyminen, pandemiat ja sodat öljyn ja kaasun hintojen kautta sekä vuodenaajat. Erityisesti talvella kylminä pakkaspäivinä lämmitysenergiaa tarvitaan eniten ja samaan aikaan tuulisuus on usein vähäistä. Merkittävä sähkön hintaan vaikuttava tekijä onkin kulutus. Kulutushuiput nostavat hintaa, mutta kulutusta rajoittamalla hinta laskee. (Tammikuussa sähkön hinta voi olla huippukorkealla 2022.)

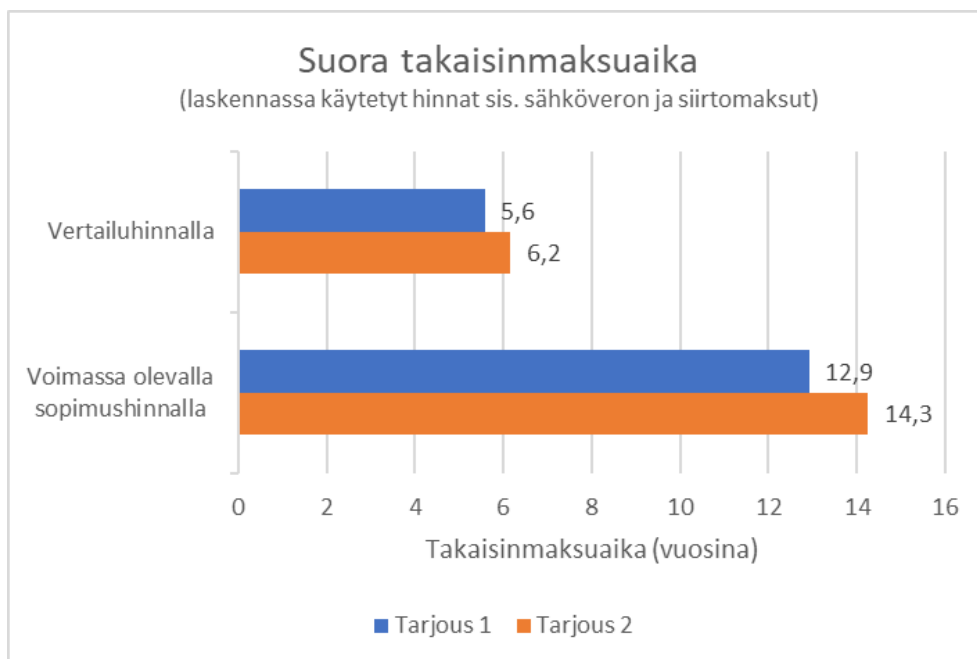
Sähkön hinnan vaikutusta investointiin voidaan tarkastella esimerkiksi herkkyysoanalyysillä. Sillä tutkitaan sähkön hinnan muutoksen vaikutusta investoinnin kannattavuuteen. Tässä opinnäytetyössä herkkyysoanalyysi tehtiin kiinteillä hinnoilla. Herkkyysoanalyysi voidaan tehdä myös hinnanmuutosprosentteina. Tässä tapauksessa valittiin vertailuun kiinteät hinnat, sillä sähkön hinnan kehitys on muuttunut vaikeammin ennustettavaksi.

Tässä kehittämistutkimuksessa herkkyysoanalyysiin valittiin kaksi hintaskenaariota. Toinen niistä oli toimeksiantajan voimassa olevan ostosähkösopimuksen sähkön hinta, joka oli 7,57 snt/kWh sisältäen sähköveron ja siirtomaksut. Vertailuhinnaksi valittiin pörssisähkön kuukausittaisten keskihintojen keskiarvo vertailukaudelta 1.1.2022–30.9.2022. Vertailuhintaan lisättiin samansuuruiset sähkövero ja siirtomaksu, jolloin vertailuhinnaksi saatiin 17,55 snt/kWh. Vertailuissa käytettiin laskentakorkokantana viittä prosenttia. Koska voimassa oleva ostosähkön sopimushinta oli hyvin edullinen ja vuoden 2022 pörssisähkön hinta poikkeuksellisen korkea, niin sähkön hinta ja inves-

toinnin kannattavuus jäänee todennäköisesti näiden kahden skenaarion välille. Investoinnin laskennassa käytettiin elinkaarena 25 vuotta. Todellinen voimalan elinkaari voi olla huomattavasti pidempikin, mutta tulevaisuuden ennustaminen on hyvin epävarmaa vuosikymmenien päähän.

7.2 Suora takaisinmaksuaika

Kannattavuusvertailuun valittiin kahden potentiaalisimman toimittajan tarjoukset. Tarjouksille laskettiin suorat takaisinmaksuajat. Suorassa takaisinmaksuajassa lasketaan, missä ajassa investoinnin tuotot kattavat hankintahinnan. Suora takaisinmaksuaika ei ole paras vaihtoehto aurinkovoimalainvestoinnin kannattavuuden tarkasteluun, sillä paneelien käyttöikä on huomattavasti pidempi kuin takaisinmaksuaika. Takaisinmaksuaika ei ota huomioon rahan arvon tai energian hinnan muutoksia. (Lehto ym. 2021, 72–73.)

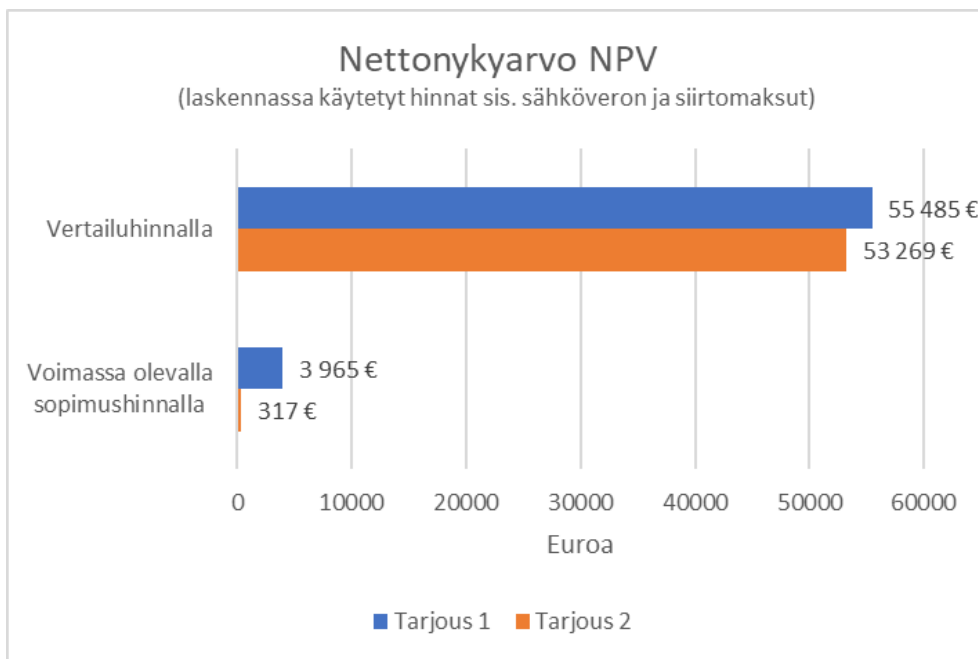


Kuvio 19. Suora takaisinmaksuaika

Kuviosta 19 havaittiin, että suora takaisinmaksuaika yrityksen voimassa olevalla sopimuksen hinnalla oli noin 13–14 vuotta ja vertailuhinnalla noin kuusi vuotta. Investointi oli kannattava tämän tarkastelun perusteella, sillä molempien skenaarioiden mukaan suora takaisinmaksuaika oli huomattavasti lyhyempi kuin investoinnin pitoaika. Tarjous 1 oli kuvion 19 perusteella hieman kannattavampi.

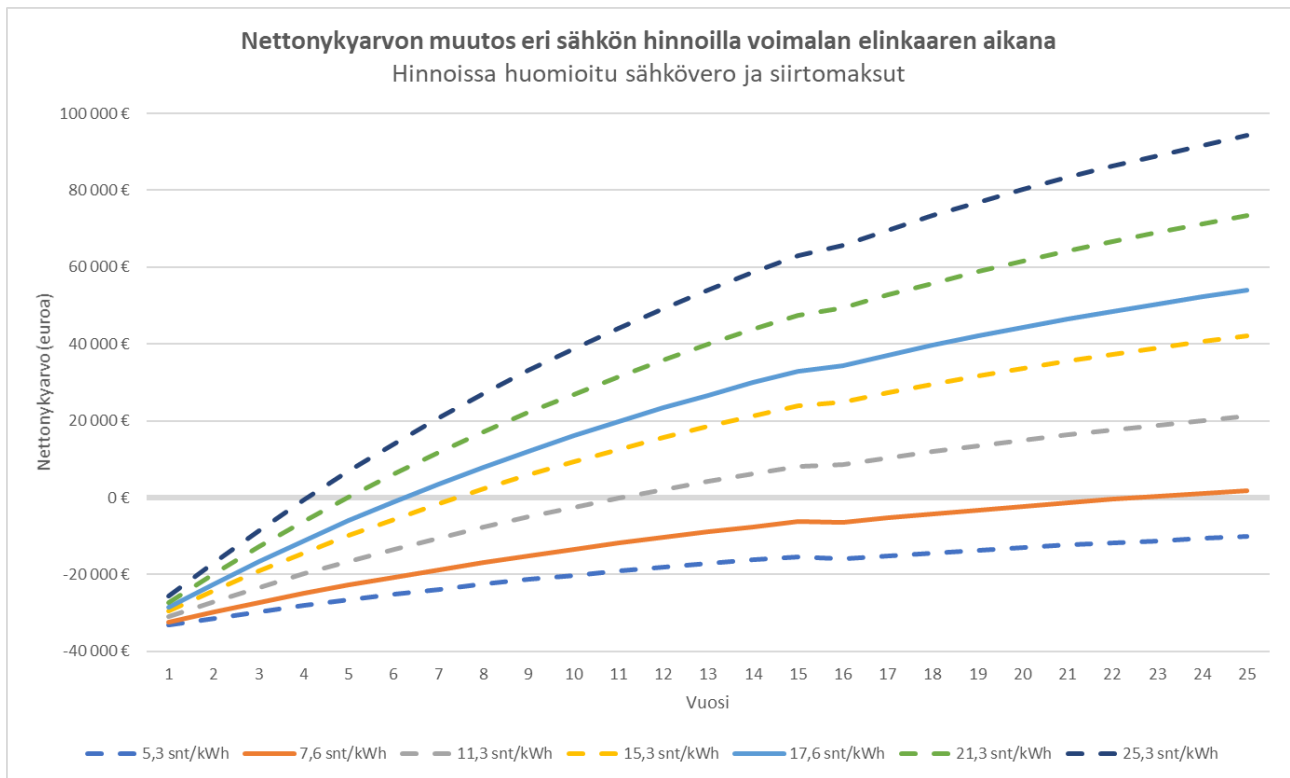
7.3 Nettonykyarvo

Toisena kannattavuusvertailuna laskettiin investoinnille nettonykyarvo 25 vuoden pitoajalla. Laskenta suoritettiin Excelin NPV-funktiolla. Nettonykyarvolla tutkitaan investoinnin ja siihen liittyvien elinkaaren aikaisten rahavirtojen nykyarvoa. Nettonykyarvoa laskettaessa kaikki investoinnista saatavat tuotot ja syntyneet kustannukset diskontataan nykyarvoon valitun laskentakorkokannan mukaan. Jos nettonykyarvo on positiivinen, niin investointia voidaan pitää kannattavana. (Eklund & Kekkonen 2014, 133–134.)



Kuvio 20. Nettonykyarvo

Kuvio 20. NettonykyarvoKuvio 20 havaittiin, että hankinta vertailuhinnalla näytti olevan erittäin kannattava. 25 vuoden tuotto diskontattuna nykyhetkeen oli yhteensä noin 53 300–55 500 euroa. Voimassa olevalla sopimushinnalla investointi näytti myös kannattavan, vaikka tuotto jäi hyvin matalaksi. Jos sähkön hinnan arvioidaan tulevaisuudessa pysyvän pitkään matalana, niin nettonykyarvon perusteella investointia kannattaa harkita huolellisesti.



Kuvio 21. Herkkyystarkastelu sähkön eri hintaskenaarioilla

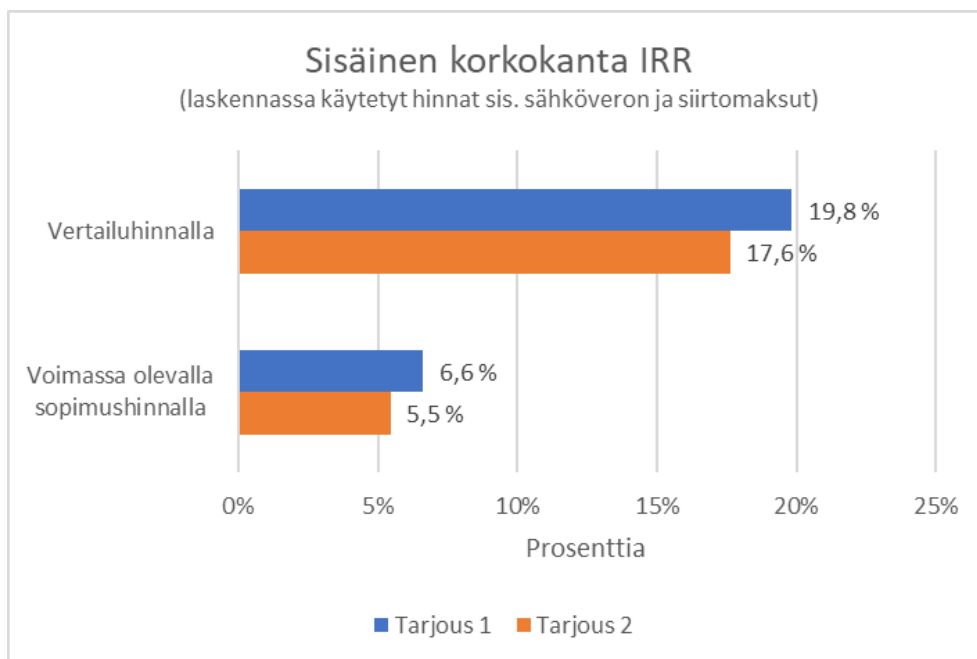
Sähkön hinnan vaikutusta investoinnin kannattavuuteen tarkasteltiin tarkemmin kuviosta 21. Laskennassa käytettiin investointikustannuksena tarjoushintojen mukaista hintatasoa. Oranssi käyrä kuvaa investoinnin kannattavuutta toimeksiantajan voimassa olevalla sähkönsopimushinnalla. Kuten edellä todettiin, investointi näytti muuttuvan kannattavaksi vasta voimalan elinkaaren loppupuolella. Aurinkovoimalan elinkaari saattaa hyvinkin olla jopa 40 vuotta, jolloin voimalasta voidaan saada taloudellista hyötyä pitkään vielä poistoajan jälkeen. Mikäli sähkön hinta laskisi matalammalle kuin se oli yrityksen voimassa olevassa sopimuksessa, niin voimalainvestointi ei näyttänyt nettonykyarvon perusteella kannattavalta.

Kuviossa 21 esitetään sinisellä käyrällä laskennassa käytettyä vertailuhintaa. Kuvion 21 perusteella voitiin todeta, että vertailuhinnalla investointi oli kannattava kuudentena vuonna investoinnin jälkeen, ja sen jälkeen voimala alkoi tuottaa voittoa yritykselle. Aiemmin todettiin, että sähkön hinta oli poikkeuksellisen korkealla vertailujaksolla, joten voitiin olettaa, että investoinnin kannattavuus jäänee näiden kahden skenaarion välille.

Kuviossa 21 valittiin tarkoituksella suuri vaihteluväli sähkövertailuhinnalle. Sillä pyrittiin esittämään poikkeuksellisen matalien ja korkeiden sähkön hintojen vaikutuksia kannattavuuteen. Suuren hintahajonnan vuoksi myös herkkyystarkastelun tulokset tuottivat poikkeuksellisen suuren vaihteluvälin. Investointi muuttui kannattavaksi aikaisintaan kuuden ja viimeistään 23 vuoden kulluttua.

7.4 Sisäinen korkokanta

Sisäisellä korkokannalla tarkoitetaan sitä tuottoastetta, jonka investointi tuottaa sijoitetulle pääomalle. Investointia voidaan pitää kannattavana, jos sisäinen korkokanta on vähintään yhtä suuri kuin tuottovaatimus. (Lehto ym. 2021, 74.) Tämän hankkeen laskentakorkokantana käytettiin viittä prosenttia.



Kuvio 22. Sisäinen korkokanta

Kuviossa 22 esitetään investoinnin sisäisen korkokannan vertailu. Laskenta suoritettiin Excelin IRR-funktiolla. Sisäisen korkokannan laskennan helpottamiseksi kassavirrasta jätettiin huomioimatta invertterin uusinta. Invertterin uusinnan investointi on varsin pieni, eikä se vaikuta merkittävästi tuloksiin. Näistäkin tuloksista havaittiin, että investointi vaikutti kannattavalta. Voimassa olevalla

sopimushinnalla sisäinen korkokanta oli noin kuusi prosenttia ja vertailuhinnalla noin 18–20 prosenttia. Molemmat ylittivät tavoitteena olevan laskentakorkokannan, joka oli viisi prosenttia.

7.5 Kannattavuuden parantaminen energiaa säästämällä

Kiinteistön sähkönkulutusta tutkittaessa havaittiin, että olisi kannattavaa selvittää tarkemmin sähkönkulutukseen vaikuttavia tekijöitä. Mahdollisilla säästötoimenpiteillä voitaisiin vähentää sähkönkulutusta. Sähkönkulutusta pienentämällä voidaan kattaa suurempi osuus sähkönkulutuksesta itse tuotetulla aurinkosähköllä. Jos sähkönkulutus vähenee Motivan energiakatselmustietokannan mukaiselle mediaanitasolle 31,42 kWh/m³ (Palvelusektorin ominaiskulutukset 2013–2020 n.d.), niin yrityksen vuotuinen sähkönkulutus olisi 374,6 MWh.

Taulukko 7. Esimerkki energiansäästön kustannusvaikutuksista

	kWh/v	Voimassa oleva sopimushinta 7,57 snt/kWh	Vertailuhinta 17,55 snt/kWh
Toimeksiantajan toteutunut sähkönkulutus	560 600	42 437,42 €	98 385,30 €
Toimistojen mediaanikulutus Motivan tilastosta	374 600	28 357,22 €	65 742,30 €
Erotus (€/vuosi)		14 080,20 €	32 643,00 €

Taulukossa 7 tarkasteltiin yrityksen sähkönkulutuksen vaikutusta kustannuksiin. Vertailuun valittiin yrityksen toteutunut sähkönkulutus 560,6 MWh vuonna 2021 sekä laskennallinen yksityisen sektorin toimiston mediaanisähkönkulutus 374,6 MWh vuodessa. Sähkön hintoina käytettiin kappa-leessa 7.1 kuvattuja hintoja, joilla laskettiin myös kannattavuutta. Taulukosta havaittiin, että voimassa olevalla sopimushinnalla vuosittainen säästömahdollisuus oli noin 14 000 euroa. Kun sähkön hinta oli korkealla, kuten vuonna 2022, niin vuosittainen säästömahdollisuus oli noin 33 000 euroa. Nämä tulokset ovat teoreettisia, sillä sähkönkulutuksen vähentäminen toimistokiinteistöissä on rajallista.

7.6 Muut kannattavuuteen vaikuttavat tekijät

Aurinkosähkövoimalan hankintapäätökseen vaikutti taloudellisen kannattavuuden lisäksi voimalan vaikutus toimeksiantajan imagoon. Yritys toimii muun muassa energia-, prosessi-, laivanrakennus-, offshore-, kone- ja laitteellisuuden toimialoilla, jotka kuluttavat runsaasti energiaa. Yrityksen tarkoituksena on suunnitella ratkaisuja, jotka parantavat ihmisten ja ympäristön hyvinvointia. Oma

aurinkovoimala sopii hyvin toimeksiantajan tavoitteisiin, koska sillä voidaan osallistua omalta osalta vihreään siirtymään. Samalla toimeksiantaja saa osaamista ja kokemusta aurinkosähköstä.

Toimeksiantajalla on ennestään aurinkosähkövoimala Turun toimistolla ja voimalaan on oltu tyytyväisiä. Aurinkovoimala tuotti sähköä ennusteen mukaisesti ensimmäisenä toimintavuotenaan. Voimalan mitoitus oli onnistunut hyvin, sillä suurin osa tuotetusta sähköstä meni omaan kulutukseen. Näiden onnistuneiden kokemusten myötä yritys päätti tutkia uuden voimalan investoimista Jyväskylän toimistolle.

Yritys kerää kokemukset aurinkosähkövoimalan hankintaprosessista. Käyttöönoton jälkeen aurinkovoimalan ajantasainen tuotanto on mahdollista esittää yrityksen internet-sivuilla ja sekä näytöillä yrityksen aulassa ja ravintolassa. Näitä voidaan seurata eri vuorokauden ja vuodenaikoina ja tehdä vertailua esimerkiksi säätilojen vaikutuksista tuotantoon. Jatkossa yritys seuraa voimalan toimintaa, tuotantoa ja kunnossapidon tarvetta. Yritys tarvitsee osaamista aurinkosähköstä voidakseen suunnitella asiakkaille sopivimmat aurinkosähköratkaisut. Kokemukset omasta voimalasta pystytään hyödyntämään referenssinä. Aurinkoenergialla on Suomessa vielä paljon kasvupotentiaalia.

Nykypäivänä yritysmielikuvaan vaikuttaa yritysten tuottamat hiilidioksidipäästöt. Jos päästöjä onnistutaan vähentämään, sitä voidaan käyttää yrityksen positiivisen imagon luomisessa. Kohdeyrityksen hiilidioksidipäästöt vähenevät, kun se siirtyy käyttämään aurinkosähköä. Toimeksiantaja hankkii sähköenergiansa TurkuEnergialta, joka ilmoitti myymänsä sähköenergian alkuperän olevan 88,8 prosenttisesti uusiutuvista energialähteistä vuonna 2021. TurkuEnergian myymän sähkön hiilidioksidin ominaispäästöt olivat keskimäärin 29,17 kg/MWh. (Energian alkuperä 2022.) Tällä hiilidioksidipäästökertoimella laskettuna toimeksiantajan hiilidioksidipäästövähennemä vuoden 2021 päästöihin verrattuna olisi 1 079 kilogrammaa vuodessa uuden aurinkovoimalan käyttöönoton jälkeen. Se vastaa 6,6 prosentin päästövähennystä vuodessa.

8 Tuotantodatan hyödyntäminen

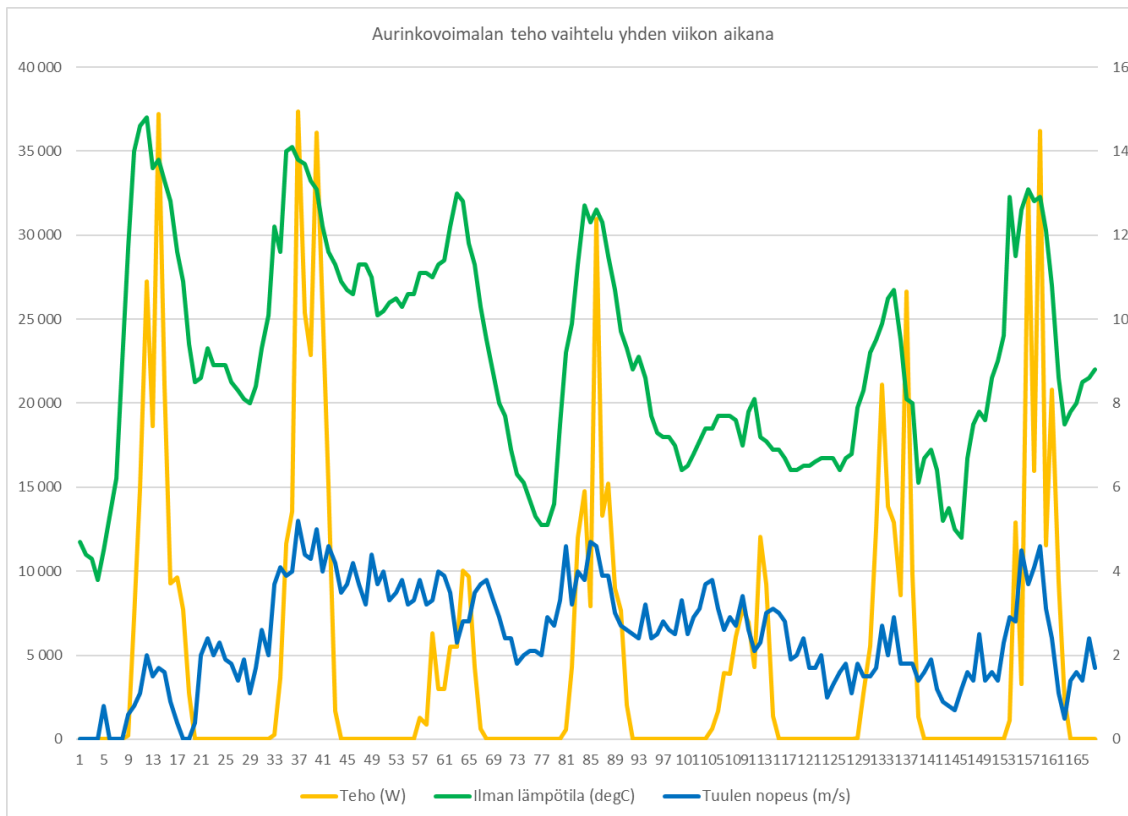
8.1 Dataportaalista saatavat tiedot

Aurinkovoimalan dataportaalista saatavaa tietoa voidaan esittää reaaliaikaisesti perinteisillä näyttöruuduilla yrityksen omissa tiloissa esimerkiksi aulatilassa, henkilöstöravintolassa tai kokoustiloissa. Samoin tietoa voidaan esittää yrityksen internet- ja intranet-sivustolla ja mobiilisovelluksessa. Tällaisia aurinkovoimalan tuotantoon liittyviä tietoja ovat muun muassa voimalan jatkuvasti päivittyvä tehotieto, tuotettu energiamäärä ja hiilidioksidivähenemä kyseisenä päivänä tai yhteensä pidemmältä ajanjaksolta tai säteilyn määrä tietyssä ajankohtana. Näitä voimalasta saatavia tietoja voidaan esittää sellaisenaan, tai niitä voidaan yhdistää toisiinsa tai muualta saatuun tietoon, jolloin pystytään tuottamaan jalostettua tietoa.

Paikalliset säähavainnot

Paikallisen säätiedon yhdistäminen aurinkovoimalan tuotantodataan antaa paljon mahdollisuuksia seurata sään vaikutuksia tuotantoon. Tuotantodataa voidaan verrata esimerkiksi ilman lämpötilaan tai kosteuteen, sateen määrään tai lumensyvyYTEEN, pilvisyyteen, näkyvyyteen tai tuulennopeuteen. Tuottoa voidaan verrata myös säteilyhavaintoihin, kuten hajasäteilyn, heijastuneen säteilyn, suoran säteilyn tai kokonaissäteilyn määrään. Näitä tietoja on saatavilla muun muassa Ilmatieteen laitoksen verkkosivustolla.

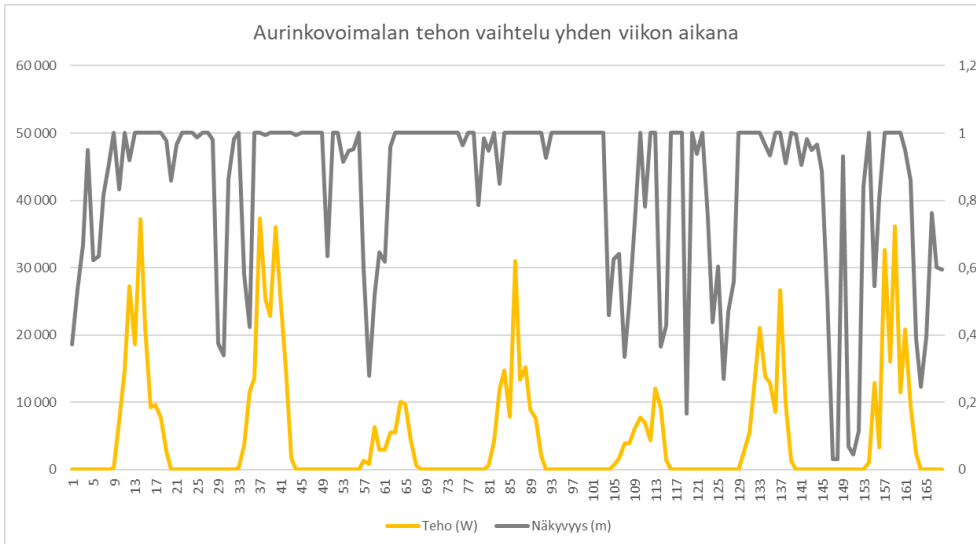
Tutkimalla edellä mainittuja vertailuja opitaan ymmärtämään oman voimalan ja toimipisteen paikallisen sijainnin erityispiirteiden vaikutuksia tuotantoon. Erilaisilla laskureilla saadaan melko hyviä ennusteita vuosi- tai kuukausituotosta, mutta lopulta paikallinen mikroilmasto, voimalan ominaisuudet ja paneelien suuntausten onnistuminen sekä muut mitoitukseen vaikuttavat tekijät vaikuttavat lopulliseen tuotannon määrään.



Kuvio 23. Aurinkovoimalan tehon, ilman lämpötilan ja tuulen nopeuden vaihtelu

Säätilan ja tuotannon välisiä vertailuja voidaan visualisoida esimerkiksi kuvaajien avulla. Kuviossa 23 esitetään kuvaajat aurinkovoimalan tehosta, ilman lämpötilasta sekä tuulen nopeudesta yhden viikon aikana. Esimerkkinä käytettiin toimeksiantajan Turun toimipaikan aurinkovoimalan toteutuneita tehotietoja. Teho sekä säätiedot vertailtiin aikavälillä 25.9.–1.10.2022 tunnin välein. (Havaintojen lataus 2022.)

Esimerkijakso oli vain viikon pituinen, joten sen perusteella ei voitu tehdä pitäviä johtopäätöksiä korrelaatioista, mutta kuvioista voitiin havaita tuotantodatan ja säähavaintojen visuaalinen esittäminen. Kuvioista erottui selvästi tehon vaihtelu päivien ja öiden välillä. Ilman lämpötila ja tuulen nopeus eivät näyttäneet suoraan korreloivan tehon kanssa, mutta tilanne voi olla toinen kuumana kesäpäivänä.

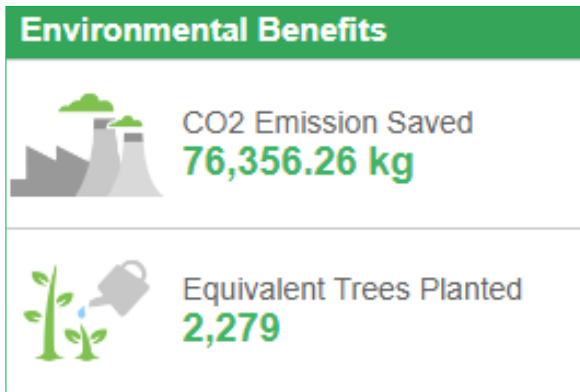


Kuvio 24. Aurinkovoimalan tehon ja näkyvyyden vaihtelu

Kuviossa 24 havaittiin korrelaatiota tehon ja näkyvyyden osalta. Näkyvyyttä heikensivät muun muassa sumu, sade ja ilmakehän pienhiukkaset. Kun näkyvyys oli hyvä, niin myös teho oli suurempi. Viikon seurantajakso ei ollut tässäkään kuviossa riittävä tarkkaan tulkintaan, mutta kuvio toimi esimerkkinä siitä, että tuotantodataa ja säähavaintoja vertailemalla löydettiin mahdollisia korrelaatioita ja satunnaisuutta tuotannon ja säähavaintojen välillä. Tällaisia kuvaajia voitaisiin seurata ja esittää näyttöruuduilla. Pidemmällä aikavälillä toimeksiantajalla on mahdollisuus kerätä kokemusta tuotannon ja säähavaintojen yhteydestä oman aurinkovoimalan osalta ja hyödyntää tietoa muissa projekteissaan.

Hiilidioksidipäästövähennemä

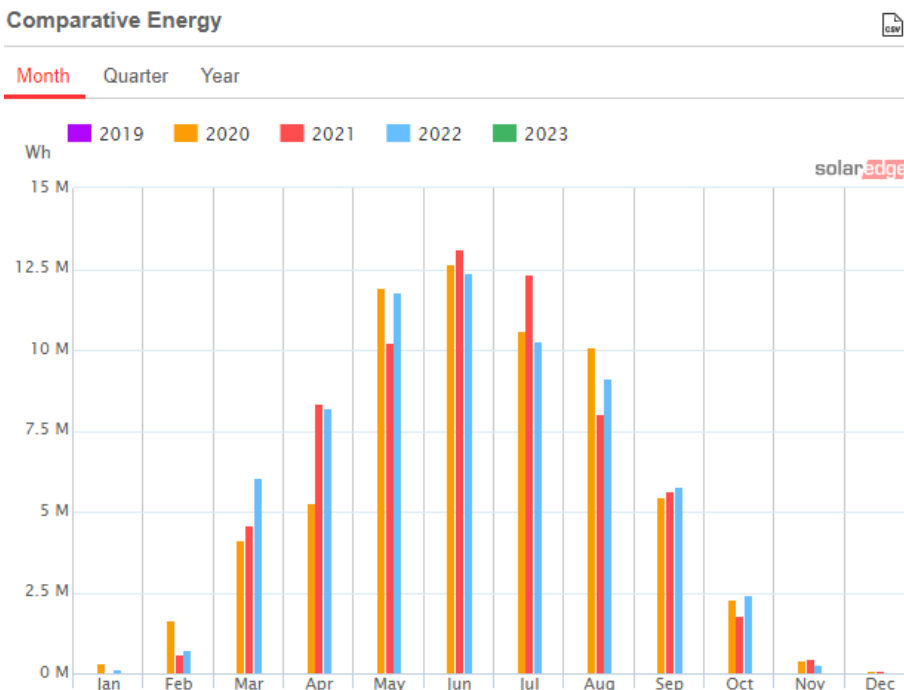
Hiilidioksidipäästövähennemää voidaan esittää näytöillä. Hiilidioksidipäästövähennemää voidaan kuvata kilogrammoina tai visuaalisesti esimerkiksi, kuinka monta puuta olisi pitänyt istuttaa, jotta olisi saavutettu vastaava päästövähennys (ks. kuvio 25). Sähkönkulutuksen perusteella voidaan laskea yrityksen hiilidioksidipäästöjen määrä, ja halutessaan yritys voi harkita hiilidioksidipäästöjen vähentämistavoitteen asettamista. Aurinkovoimalan näyttöpaneelilla voidaan esittää seuranta tavoitteen saavuttamisesta. Tämän tyyppinen vihreiden arvojen esittäminen ja tavoittelu kannattaa tehdä harkiten ja oikein valituilla kuvaajilla, jotta ei syöllisty viherpesuun. Jos aurinkovoimala ei todellisuudessa vähennä yrityksen hiilidioksidipäästöjä, niin silloin ei ole aihetta esittää laskennallisia tavoitteita tai seurata kuvitteellisen tavoitteen saavuttamista.



Kuvio 25. Esimerkki hiilidioksidipäästövähennyksen esittämisestä (SolarEdge 2023)

Tuotettu energia

Tuotettu energiamäärä voidaan ilmoittaa esimerkiksi kilowattitunteina päivässä, kuukaudessa tai voimalan käyttöönotosta alkaen. Yksittäinen luku ei kuitenkaan anna parasta käsitystä tuotannosta. Tuotanto voidaankin esittää graafisesti kuvaajalla esimerkiksi edellisen viikon ajalta, jolloin tuotannon kehitystä pystytään vertaamaan vuorokausittain. Kuviossa 26 esitetään Turun toimipaikan tuotantomäärät kuukausittain vuosilta 2020–2022.



Kuvio 26. Energiantuotannon vaihtelu vuosittain (SolarEdge 2023)

Kuviosta 26 havaittiin, että tuotanto vaihteli selvästi kuukausittain eri vuosina, mutta vuosituotannon vaihtelu oli pientä. Vuosituotanto vaihteli välillä 65–67 MWh. Tämän tyyppisellä kuviolla voidaan havainnoida pitkäaikaisten säätilojen, esimerkiksi helleaaltojen tai lumisen talven vaikutusta tuotantoon. Poikkeuksellisen alhainen tuotanto voi olla merkki vikaantumisesta, jolloin on syytä tarkastaa voimalan toiminta.

Tuotettua energiamäärää on mahdollista esittää myös kuvaannollisesti esimerkiksi sähköauton, -pyörän tai -skuutin kulkemalla matkalla, tietokoneen käyntitunneilla tai valaistuksen, kahvikuppien tai paperikopioiden määrällä tai muulla vastaavalla yrityksen työympäristöä kuvaavalla asialla. Tällainen esitystapa konkretisoi tuotannon määrän niin, että tuotannon suuruusluokka on helpompi käsittää.

Aurinkovoimalan tuotantoa kannattaa seurata päivittäin, mutta myös vuosittain. Vuosiseurannan avulla voidaan havaita, onko tuoton alenema tasaista ja voimalalle ominaista, vai onko se oletettua suurempaa. Aurinkosähköjärjestelmille on tyyppillistä, että niiden tuotto heikkenee noin 0,5 prosenttia vuodessa, ja ensimmäisinä vuosina jopa enemmän. Mikäli tuotto heikkenee useita prosentteja vuodessa, on syytä epäillä vikaantumista. (Lehto ym. 2021, 160).

8.2 Tietojen yhdistäminen eri lähteistä

Energiansäästö

Aurinkovoimalan tuotantodataa voidaan hyödyntää yhdistämällä tietoja energiansäästön näkökulmasta. Jos jakeluverkosta ostetun sähkön alkuperä on tiedossa, voidaan esittää, kuinka suuri osuus ostosähköstä on vihreää sähköä. Samalla voidaan esittää vertailua, kuinka suuri osuus kulutuksesta saadaan katettua oman voimalan tuotannolla. Aurinkosähköä voidaan pitää päästöttömänä energialähteenä voimalan käytön aikana, kun ei oteta huomioon valmistuksen aikaisia päästöjä.

Energiansäästöä voidaan tavoitella esimerkiksi määrittämällä sähkönkulutukselle raja-arvoja, joiden ei haluta ylittyvän. Osa sähköstä saadaan aurinkovoimalasta ja osa mahdollisesti ostamalla jakeluverkosta. Seurannalla voidaan tavoitella kokonaiskulutuksen vähentämistä ja kulutuksen ajoittamista aurinkoiseen aikaan. Toimistossa kulutuksen ajoittaminen on helppoa, sillä työpäivä ja

aurinkovoimalan paras tuotantoaika osuvat luonnollisesti pääosin samalle ajankohdalle vuorokaudessa.

Sähköautojen lataustietojen yhdistäminen tuotantodataan

Sähköauton moottorin hyötysuhde on noin 85–95 prosenttia, jos ei huomioida ohjaamon lämmitystä kylmällä kaudella (Sähköauton tekniikka ja akku 2022). Suurin osa autoon ladatusta energiasta menee siis auton liikkumiseen, eikä häviä hukkalämmöksi. Jos sähköautoa ladataan aurinkosähköllä, sen liikkumisen aiheuttamat hiilidioksidipäästöt ovat lähellä nollaa. (Käpylehto 2016a, 86.)

Työnantaja voi tarjota henkilöstölleen ilmaista sähköauton latausta verovapaana työsuhte-etuna vuosina 2021–2025 (TVL 1535/1992). Työpaikkalatausetu sopii yhteen aurinkosähkön tuotannon kanssa, sillä toimistohenkilöstön autojen työpaikkalataus ja paras aurinkosähkön tuotantoaika osuvat vuorokaudessa samaan ajankohtaan. Jos latauspisteiden sähkönkulutus sekä kulutetun sähkön määrä alkuperän mukaan mitataan, niin näillä tiedoilla voidaan vertailla ja seurata sitä, kuinka suuri osuus lataukseen käytetystä sähköstä saadaan tuotettua omalla aurinkovoimalalla. Seuranasta voidaan tehdä havainnollista esimerkiksi esittämällä, kuinka monen auton lataamiseen kullakin hetkellä riittää aurinkosähköä tai kuinka monta kilometriä työntekijöiden autot ovat kulkeneet yhteensä työpaikalta ladatulla aurinkosähköllä.

Tuotannon ennustaminen sääennusteiden perusteella

Aurinkosähkön tuotannon ennustamisen tärkeimmät tekijät liittyvät meteorologiaan. Sääilmiöt muodostuvat ilmakehän tilojen muuttuessa. Pohjoismaissa ja Suomessa ilmasto on hyvin vaihtelevaa, joten ennustaminen on hankalaa. Muutokset säätiloissa ovat nopeita. Lämpötila voidaan ennustaa enintään noin viikoksi eteenpäin, tuulen nopeus muutamaksi päiväksi ja sadealueet enintään parille seuraavalle päivälle. Yksittäisen sadekuuron muodostumista ei pystytä tarkasti ennustamaan lainkaan. (Kuinka pitkälle säätä voi ennustaa n.d.)

Lyhyen, keskipitkän ja pitkän aikavälin sääennusteita käytetään nykyään aurinkosähkön tuotannon ennustamisessa. Esimerkiksi Dimd ja muut (2022) ovat tutkineet koneoppimispohjaista ennustamista erityisesti Pohjoismaiden sääoloissa. Pohjoismaiden kylmä ilmasto on edullista tuotannolle,

mutta lumipeitteen vaikutusta on heidän mukaansa vaikea ennustaa. Lumipeite on ensin ohutta ja päästää edelleen jonkin verran säteilyä paneeleille, mutta tuotto kuitenkin vähenee lumen kasaantuessa paneelien pinnalle. Talvella tuotanto voi olla nollassa. Keväällä lumen valuminen ja sulaminen paneelilta tapahtuu vaiheittain niin, että paneelit vapautuvat lumesta eri aikaan. Näitä muutoksia on vaikea mallintaa ennusteissa. (Dimd ym. 2022, 26411–26413.)

Yksittäisen pienen aurinkovoimalan tuotantotietojen yhdistäminen sääennusteisiin ei todennäköisesti tuo merkittävää hyötyä yritykselle, jos kaikki tuotto menee enimmäkseen omaan kulutukseen. Kannattanee kuitenkin pohtia tuotantotiedon yhdistämistä lyhytaikaisiin sääennusteisiin. Koska pilvisyydellä on suuri vaikutus aurinkovoimalan tuotantoon, eikä pilvisyyden määrää pystytä kovin pitkälle ennustamaan, niin sääennuste on luotettavinta esittää kuluvalle päivälle tai enintään seuraavaan päivään saakka.

Tuotantodatan ja säätilojen välistä yhteyttä voidaan seurata reaaliajassa. Voidaan havainnoida aurinkoisen ja sateisen sään vaikutuksia tuotantoon, kuten myös lämpötilan ja tuulisuuden vaikutuksia. Seuranta voidaan tehdä esimerkiksi kuvaajilla, joissa esitetään tuotanto reaaliajassa ja seuraavien tuntien sääennuste. Kuinka hyvin säätilan muutos korreloi tuotantoa? Mielenkiintoista on myös syksyllä ja keväällä havainnoida lumipeitteen vaikutusta tuotantoon. Yritys voi seurata lumen peittävyyttä paneeleilla silmämääräisesti, ja samalla tutkia sen vaikutuksia tuotantoon.

Tuotantodatan ja säätilojen vertaamisen perusteella voidaan pohtia aurinkovoimalan ominaispiirteitä. Tuottaako yrityksen aurinkovoimala sähköä, kuten sen oletetaan tuottavan? Onko yrityksen fyysinen sijainti sellainen, että siihen syntyy paikallinen mikroilmasto, joka vaikuttaa tuotantoon? Millä tavalla tuotanto poikkeaa oletetusta? Kun tunnetaan säätilojen vaikutukset voimalan tuotantoon, voidaan tehdä oletusarvoja tarkempia ennustuksia tulevasta tuotannosta.

9 Johtopäätökset

Aurinkovoimalan mitoitusta tutkittiin sähkönkulutuksen, energiansäästön, sähköautojen latauksen ja rakennuksen kattopinta-alan perusteella. Kiinteistön kokonaissähkönkulutus oli 560,6 MWh vertailuvuonna 2021. Kulutuksen vaihteluväli oli 41–54 MWh kuukaudessa. Aurinkovoimalan tuotoksi arvioitiin noin 31,1 MWh vuodessa, joten aurinkovoimalalla voidaan kattaa 5,5 prosenttia kiinteistön vuotuisesta sähkönkulutuksesta. Parhaimmalla säteilykaudella touko-heinäkuussa tuotanto oli

yli kymmenen prosenttia kulutuksesta kuukaudessa, ja vähimmillään marras-tammikuussa alle yhden prosentin.

Mitoitusta varten tutkittiin kiinteistön pohjakulutusta sekä vertailtiin sähkönkulutusta ja -tuottoa. Pohjatehon perusteella kiinteistölle oli sopivin noin 45–50 kW_p:n tehoinen aurinkovoimala. Vertailun perusteella tehtiin havainto, että kiinteistölle olisi mahdollista hankkia suurempi kuin 45 kW_p:n tehoinen voimala. Vertailun mukaan 45 kW_p:n voimalalla tuotanto on enimmillään vain noin 11 prosenttia kulutuksesta kuukaudessa. Kesäpäivänä tuotto on parhaimmillaan 25 prosenttia kulutuksesta.

Toimeksiantajaa kiinnosti sähköautojen ja pyörien lataamisen vaikutus sähkönkulutukseen. Tutkimuksessa lasketun esimerkin mukaan 12 sähköauton sekä kymmenen sähköpyörän yhtäaikainen latauspisteiden käyttö veisi enintään 45–48 kW tehoa kuormanhallinnalla varustettuna. Sähköautojen latauksella saattaa olla huomattava vaikutus kiinteistön sähkötehon tarpeeseen.

Sähkönkulutusta selvitettiin energiansäästön näkökulmasta. Kulutustietojen vertailun perusteella tehtiin johtopäätös, että sähkönkulutuksen vähentäminen on todennäköisesti mahdollista. Jos kokonaissähkönkulutusta saadaan pieneneväksi, niin suurempi osuus kulutuksesta saadaan katettua aurinkosähköllä.

Lopulta ratkaisevaksi mitoittavaksi tekijäksi osoittautui kiinteistön käytettävissä oleva kattopinta-ala. Aurinkovoimalalle soveltuvaa kattopinta-alaa oli rajallisesti. Katon pinta-alan perusteella kävi ilmi, että suurin mahdollinen aurinkovoimala olisi noin 110 aurinkopaneelia kattava voimala. Esimerkiksi 410 W_p paneeliteholla voimalan maksimitehoksi saatiin 45,1 kW_p.

Tutkimuksessa selvitettiin mitoituksen lisäksi investoinnin kannattavuutta. Kannattavuutta tarkasteltiin suoran takaisinmaksuajan, netto nykyarvon sekä sisäisen korkokannan perusteella. Nämä laskelmat osoittivat investoinnin olevan taloudellisesti kannattava. Tutkimuksessa ilmeni, että sähkön hinnalla on suuri merkitys investoinnin kannattavuuteen. Tulevaisuudessa sähkön hinta määrää sen, onko aurinkovoimala yritykselle vain hiukan kannattava vai huomattavan kannattava.

Taloudellisten tunnuslukujen lisäksi huomioitiin aurinkovoimalan epäsuoria vaikutuksia kannattavuuteen. Omaa aurinkosähkön tuotantoa voidaan käyttää positiivisen imagon luomisessa sekä referenssinä. Samoin voimalasta on kannattavaa kerätä hankintaa, käyttöön ja tuoton seurantaan liittyvät opit talteen. Tutkimusosuudessa käsiteltiin myös hiilidioksidipäästölaskentaa. Aurinkovoimala vähentäisi yrityksen hiilidioksidipäästöjä laskennallisesti 1 079 kg eli 6,6 prosenttia vuodessa verrattuna siihen, ettei voimalainvestointia tehtäisi lainkaan.

Tuotantodatan hyödyntämistä käsiteltiin lähinnä pohtien mahdollisuuksia. Aiheesta ei tehty varsinaista tutkimusta, vaan pyrittiin keräämään yritykselle ideoita ja jatkotyöstämisen aiheita. Merkittävimmät havainnot liittyivät säätietojen sekä -ennusteiden tuotantodataan liittämiseen. Tuotantodataa on mahdollista esittää, seurata ja hyödyntää monipuolisesti keräten samalla kokemusta ja osaamista aurinkosähkölaitteistosta ja sen toiminnasta.

10 Pohdinta

Kehittämistutkimuksessa tutkittiin aurinkovoimalan mitoitusta, investoinnin kannattavuutta sekä pohdittiin tuotantodatan hyödyntämismahdollisuuksia. Tutkimuksen pohjalta toimeksiantajalle saatiin luotettavaa tietoa sille mitoitettusta aurinkovoimalasta. Lähtötietoaineiston pohjalta tehtiin useita eri laskelmia, jotka tukivat toisiaan ja osoittivat, että yrityksen kannattaa hankkia Jyväskylän toimipisteelleen niin suuri aurinkovoimala kuin se on kattopinta-alan perusteella mahdollista.

Lähtötiedot sähkönkulutuksesta kerättiin sähkönjakeluverkon haltijan asiakasportaalista. Lähtöaineistoa oli saatavilla tuntitasolla usean vuoden ajalta, jolloin eri vuosia pystyttiin vertaamaan keskenään. Aineistossa ei havaittu virheitä eikä puutteita, vaan kulutustieto oli yhtenäistä ja johdonmukaista. Alkuperäinen aineisto säilytettiin muuttumattomana, ja tiedon muokkaaminen ja jalostaminen tehtiin kopiotiedostoissa.

Mitoituksen validiteettia lisäsi havainnot siitä, että tutkimustulokset olivat yhdenmukaisia teorioissa esitettyjen periaatteiden kanssa. Tutkimustuloksissa ei tullut esiin poikkeamia, vaan tulokset oli selitettävissä aurinkosähkölaitteistoon liittyvän teorian mukaisesti. Mitoituksen tutkimuksesta on kuitenkin huomioitava, että tutkimusosuudessa käytettiin esimerkkinä tiettyä määrää paneeleita sekä tietyn tehoisia paneeleita. Todellisuudessa paneelien koot ja tehot vaihtelevat hieman. Lopullinen voimalan pinta-ala ja maksimiteho ratkeavat sen perusteella, minkälaisia paneeleita ja

laitteita toimittajilla on tarjottavana ja mitkä niistä yritys valitsee. Tällä ei kuitenkaan ole merkittävää vaikutusta tutkimustuloksiin. Aurinkovoimalan suuruusluokka pysyy samana, kun voimala hankitaan koko käytettävissä olevan katonosan laajuisena.

Sähkön hinnan vaihtelun vaikutusta kannattavuuteen selvitettiin kolmen eri menetelmän avulla. Kaikilla kolmella menetelmällä saatiin samansuuntaisia tuloksia, joten kannattavuustutkimusta voidaan pitää luotettavana. On silti huomioitava, että aurinkovoimalan elinkaaren pituus on jopa 40 vuotta, joten lopullista kannattavuutta on lähes mahdotonta arvioida täysin luotettavasti. Sähkön hinnan tai hiilioksidipäästövähennyksen merkitys voivat muuttua odottamattomalla tavalla. Myös se, onnistuuko yritys hyödyntämään aurinkovoimalaansa positiivisen imagon luomisessa, vaikuttaa investoinnin kannattavuuteen.

Opinnäytetyön tuotantodatan hyödyntämistä koskeva luku ei täyttänyt tieteellisen tutkimuksen määritelmää. Luvulla vastattiin toimeksiantajan toiveeseen pohtia tuotantodatan hyödyntämistä yrityksessä. Tavoitteena oli löytää käytännönläheisiä, konkreettisia asioita, joita yritys voi jatkossa lähteä edistämään. Aiheeseen oli vaikea kytkeä teoriaa tai tutkimusta ilman, että kehittämistutkimus laajeni liikaa. Sen vuoksi kyseinen luku toteutettiin pohdintana, eivätkä esitykset, ehdotukset ja ideat olleet luotettavia tai päteviä tutkimustuloksia.

Opinnäytetyössä ratkaistiin yksittäisen kiinteistön aurinkovoimalan mitoitus ja kannattavuus. Tuloksia ei voida suoraan yleistää koskemaan vastaavanlaisia kiinteistöjä, vaan tarkastelu tulee tehdä kunkin kohteen ominaisuudet ja erityispiirteet huomioiden. Kehitystutkimuksen teoria, vaiheet ja tulokset pyrittiin kuvaamaan selkeästi ja niin yleisesti, että tuloksia voidaan hyödyntää suuntaa antavasti tai muuten soveltaen muihin vastaavan tyyppisiin aurinkovoimalahankkeisiin.

Kehittämistutkimuksessa noudatettiin hyvää tieteellistä käytäntöä ja tutkimusetiikkaa. Aineisto valittiin luotettavista lähteistä ja niitä käytettiin raportointiohjeita noudattaen. Kaupallisia lähteitä käytettiin vain harkiten, jotta tutkimus säilyi puolueettomana. Myös lähteiden ajantasaisuuteen kiinnitettiin huomiota, sillä aurinkosähkötekniikka kehittyy jatkuvasti. Opinnäytetyössä ei käsitelty luottamuksellisia tai salaisia tietoja, eikä työhön ei tarvittu erillistä tutkimuslupaa. Kaikki opinnäytetyöhön liittyvä aineisto säilytettiin toimeksiantajan hallussa.

Opinnäytetyön luotettavuutta lisäsi tieto, että yritys teki myönteisen aurinkovoimalan hankintapäätöksen kehittämistutkimuksen tulosten perusteella. Hankittu aurinkovoimala vastasi ominaisuuksiltaan kehittämistutkimuksen tuloksia. Yrityksellä oli ajatuksena hyödyntää opinnäytetyössä esitettyjä ideoita tulevaisuudessa.

Varsinainen tuotantodatan hyödyntäminen esimerkiksi data-analytiikalla tai tuotantotiedon esittäminen koodaamista hyödyntäen eivät kuulunut tämän opinnäytetyön aiheeseen. Tällainen jatko-työstäminen sopinee paremmin esimerkiksi tietotekniikan tai data-analytiikan opiskelijalle. Tästä näkökulmasta on mahdollista saada uusi opinnäytetyön aihe. Myös hiilijalanjäljen laskenta voisi olla mielenkiintoinen ja ajankohtainen opinnäytetyön aihe aurinkovoimalan käyttöönoton jälkeen.

Lähteet

- Aarni, M. 2022. Maltti on nyt valttia aurinkosähkömarkkinoilla. Tiedote Motivan verkkosivustolla. Viitattu 14.11.2022. https://www.motiva.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/maltti_on_nyt_valttia_aurinkosahkomarkkinoilla.18946.news.
- Arati, J., Afrah, K. & Afra, SP. 2019. Comparison of half cut solar cells with standard solar cells. 2019 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences (ASET), 1-3. Viitattu 18.9.2022. <https://janet.finna.fi>, IEEE Xplore.
- Auringonsäteilyn määrä Suomessa. 2022. Artikkelin Motivan verkkosivustolla. Viitattu 15.8.2022. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa.
- Aurinkoenergia Suomessa. 2016. Toim. M. Tahkokorpi. Helsinki: Into Kustannus.
- Aurinkopaneelien hankintaopas. N.d. Opas Helen Oy:n verkkosivustolla. Viitattu 11.12.2022. https://www.helen.fi/globalassets/aurinko/aurinkopaneelien_hankintaopas.pdf.
- Aurinkosähköjärjestelmien hinta. 2021. Artikkelin Motivan verkkosivustolla. Viitattu 16.10.2022. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta.
- Aurinkosähköjärjestelmän teho. 2022. Artikkelin Motivan verkkosivustolla. Viitattu 27.12.2022. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho.
- Aurinkosähköjärjestelmään kuuluvat laitteet. N.d. Kuvio Aurinkosähköä kotiin -kampanjan verkkosivustolla. Viitattu 10.12.2022. <https://aurinkosahkoakotiin.fi/aurinkosahko-kokoonpano/>.
- Aurinkosähkön tuotanto kasvaa Oulun seudulla 100 megawattia. 2022. Artikkelin Oulun Seudun Sähkön verkkosivustolla. Viitattu 14.11.2022. <https://www.oulunseudunsahko.fi/kategoriat/ajankohtaista/aurinkosahkon-tuotanto-kasvaa-oulun-seudulla-100-megawattia>.
- Aurinkosähköpuisto suunnitteilla Linnankoskelle. 2022. Artikkelin Imatran kaupungin verkkosivustolla. Viitattu 23.1.2023. https://www.imatra.fi/uutinen/2022-05-30_aurinkos%3%A4hk%3%B6puisto-suunnitteilla-linnankoskelle.
- Bojek, P. 2022. Solar PV. IEA:n raportti. Viitattu 28.11.2022. <https://www.iea.org/reports/solar-pv>.
- Chaudhary, S. & Mehra, R. 2020. 35.83 % Efficient Non-Toxic Perovskite Solar Cell using Copper Iodide and Tin-oxide. 2020 International Conference on Computation, Automation and Knowledge Management (ICCAKM), 2020, 258-262. Viitattu 23.9.2022. <https://janet.finna.fi>, IEEE Xplore.
- Chiras, D. 2019. Solar Electricity Basics – Revised and Updated 2nd Edition: Powering Your Home or Office with Solar Energy. New Society Publishers. Viitattu 12.11.2022. <https://janet.finna.fi>, ProQuest Ebook Central.

Complete energy balances. 2022. Eurostat. Online data code: NRG_BAL_C. Environment and energy. Viitattu 22.12.2022. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_BAL_C/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_quant.nrg_quanta.nrg_bal.

Day-ahead prices. 2023. Toteutuneet vuorokausimarkkinahinnat Nord Poolin verkkosivustolla. Viitattu 23.1.2023. <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>.

Dimd, B. D., Völler, S., Cali, U. & Midtgård, O.-M. 2022. A review of Machine Learning-Based Photovoltaic Output Power Forecasting: Nordic Context. IEEE Access, 10, 26405–26406, 26410. Viitattu 28.12.2022. <https://janet.finna.fi>, IEEE Xplore.

Eklund, I. & Kekkonen, H. 2014. Kannattavuuslaskenta ja hinnoittelu. 1.p. Helsinki: Sanoma Pro.

Energialaskennan testivuodet 2020. N.d. Tilasto Ilmatieteen laitoksen verkkosivustolla. Testivuoden TRY2020 sääaineistot vyöhykkeillä I, II, III ja IV. Auringon kokonaissäteilyenergia eri suuntaisille pinoille. Viitattu 9.11.2022. <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/energialaskenta-try2020>.

Energian alkuperä. 2022. Artikkelit TurkuEnergian verkkosivustolla. Viitattu 30.11.2022. <https://www.turkuenergia.fi/vastuullista-energiaa/energian-alkupera/>.

Energian hankinta ja kulutus. 2022. 12vp - Sähkön hankinta energialähteittäin, 1990-2021. Tilastokeskus. Viitattu 2.11.2022. <https://stat.fi/tilasto/ehk>.

Eronen, A. 2022. Pandemian vaikutus etätöihin Elomatic Oy:ssä. Sähköposti 23.11.2022.

EU:n aurinkoenergiastrategia. 2022. Komission tiedonanto Euroopan parlamentille, neuvostolle, Euroopan talous- ja sosiaalikomitealle ja alueiden komitealle. SWD (2022) 148 final. Viitattu 8.9.2022. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:516a902d-d7a0-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0018.02/DOC_1&format=PDF.

Euroopan vihreän kehityksen ohjelman toteuttaminen. 2022. Euroopan komission verkkosivusto. Viitattu 4.12.2022. https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_fi.

Evokari, V., Hänninen, P., Käpylehto, J., Martikka, M. & Pekkarinen-Kanerva, P. N.d. Aurinkosähköä kerrostaloon. Opas asukkaille, hallituksen jäsenille ja isännöitsijöille. Opas Ilmastokatu-hankkeen verkkosivustolla. Viitattu 12.12.2022. https://ilmastokatu.fi/files/2017/02/Aurinkosa%CC%88hko%CC%88opas_07022016.pdf.

Havaintojen lataus. 2022. Hetkelliset säähavainnot Turku Artukaisen havaintoasemalta 25.9.2022 klo 00.00 – 1.10.2022 klo 23.59. Viitattu 1.1.2023. <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/havaintojen-lataus>.

Heimonen, I. 2011. Aurinko-opas 2012. Aurinkolämmön ja -sähkön energiantuoton laskennan opas. Opas ympäristöministeriön verkkosivustolla. Viitattu 22.12.2022. https://ym.fi/documents/1410903/38439968/Aurinko-Laskentaopas-2012_ver23082011-F4F73E83_56AF_4112_AD7B_0E1F1804D38B-30750.pdf/c6be6102-7bf6-17ae-17b0-d54c2cd99d83/Aurinko-Laskentaopas-2012_ver23082011-F4F73E83_56AF_4112_AD7B_0E1F1804D38B-30750.pdf?t=1603260207096.

Henkilöautojen ensirekisteröinnit 2016–2022. 2022. Traficom. Tilastotietokanta. Viitattu 5.9.2022. https://trafi2.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/TraFi/TraFi_Ensirekisteroinnit/010_ensirek_tau_101.px/table/tableViewLayout2/.

IPCC Press Release. 2022. IPCC WGII Sixth Assessment Report -lehistöjulkaisu 28.2.2022. IPCC Working Group II. Viitattu 16.10.2022. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/resources/press>.

Kananen, J. 2012. Kehittämistutkimus opinnäytetyönä. Kehittämistutkimuksen kirjoittamisen käytännön opas. Jyväskylän ammattikorkeakoulun julkaisuja 134. Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu.

Kananen, J. 2015. Kehittämistutkimuksen kirjoittamisen käytännön opas: miten kirjoitan kehittämistutkimuksen vaihe vaiheelta. Jyväskylän ammattikorkeakoulun julkaisuja 212. Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Viitattu 17.12.2022. <https://janet.finna.fi>, Booky.

Kananen, J. 2019. Opinnäytetyön ja pro gradun pikaopas. Avain opinnäytetyön ja pro gradun kirjoittamiseen. Jyväskylän ammattikorkeakoulun julkaisuja 262. Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Viitattu 18.12.2022. <https://janet.finna.fi>, Booky.

Kuinka pitkälle säätä voi ennustaa. N.d. Artikkelit Ilmatieteen laitoksen verkkosivustolla. Viitattu 10.1.2023. <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/kuinka-pitkalle-saata-voi-ennustaa>.

Käpylehto, J. 2016a. Auringosta sähkö kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki: Into Kustannus.

Käpylehto, J. 2016b. Mökille sähkö auringosta & tuulesta. Helsinki: Into Kustannus.

L 733/2020. Laki rakennusten varustamisesta sähköajoneuvojen latauspisteillä ja latauspistevalmiuksilla sekä automaatio- ja ohjausjärjestelmillä. Viitattu 5.9.2022. <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2020/20200733#Pidm45949343770800>.

Lehto, I., Orrberg, M., Ylinen, M. & Andersén, M. 2021. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus. ST-Käsikirja 40. Julkaisija Sähkötieto ry. 2. uud. p. Espoo: Sähköinfo.

Levesque, L. 2022. What is the difference between monocrystalline and polycrystalline solar panels? Artikkelit QuebecSolarin verkkosivustolla. Viitattu 7.12.2022. <https://quebecsolar.ca/what-is-the-difference-between-monocrystalline-and-polycrystalline-solar-panels/>.

Meriläinen, A., Puranen, P., Kosonen, A. & Ahola, J. 2022. Optimization of rooftop photovoltaic installations to maximize revenue in Finland based on customer class load profiles and simulated generation. Solar Energy, 240, 429–430. Viitattu 18.9.2022. <https://janet.finna.fi>, Elsevier.

Millennium-tekniologiapalkinnon sai aurinkokennoteknologian pioneeri Martin Green. 2022. Artikkelin Aalto-yliopiston verkkosivustolla. Viitattu 27.12.2022. <https://www.aalto.fi/fi/uutiset/millennium-tekniologiapalkinnon-sai-aurinkokennoteknologian-pioneeri-martin-green>.

Nieminen, J. 2022. Sähköautojen latausratkaisut yrityksille. Väre Oy:n yrityksille suunnattu webinaari 17.8.2022. Viitattu 25.11.2022.

Palvelusektorin ominaiskulutukset 2013–2020. N.d. Tilasto Motivan verkkosivustolla. Viitattu 28.12.2022. https://www.motiva.fi/files/19575/Palvelusektorin_ominaiskulutukset_2013_2020.pdf.

Pastuszak, J. & Wegierek, P. 2022. Photovoltaic Cell Generations and Current Research Directions for Their Development. MDPI Journals. Materials 2022, 15, 5542. Viitattu 27.12.2022. <https://www.mdpi.com/1996-1944/15/16/5542>.

Peltonen, H., Perkkiö, J. & Vierinen, K. 2007. Insinöörin (AMK) fysiikka, osa II. 7. painos. Lahti: Lahden Teho-opetus.

Perälä, R. 2017. Aurinkosähköä. Helsinki: Alfamer/Karisto.

PVGIS Online Tool. N.d. Photovoltaic Geographical Information System. Euroopan komission verkkotyökalu. Viitattu 18.1.2022. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.

Pörsti, J. 2016. Afrikka tarvitsee riskinottajia. Artikkelin Ulkoministeriön Kehitys-lehden verkkosivustolla. Viitattu 29.10.2022. <https://kehityslehti.fi/afrikka-tarvitsee-riskinottajia/>.

Renewable Electricity Capacity and Generation, Country Rankings. 2022. The International Renewable Energy Agency (IRENA). Viitattu 3.12.2022. <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>.

Renewable Electricity Capacity and Generation, Regional Trends. 2022. The International Renewable Energy Agency (IRENA). Viitattu 3.12.2022. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Regional-Trends>.

Sarat Kumar, S., Balamurugan, M. & Narendiran, S. 2018. Perovskite Photovoltaics - Basic to Advanced Concepts and Implementation. Elsevier/Joe Hayton. Viitattu 24.9.2022. <https://janet.finna.fi>, Elsevier.

Saule Technologies. N.d. Yritysesittely Saule Technologiesin verkkosivustolla. Viitattu 7.12.2022. <https://sauletech.com/press/>.

SFS 6000-5-53:2022. Pienjännitesähköasennukset. Osa 5–53: Sähkölaitteiden valinta ja asentaminen. Erottaminen, kytkentä ja ohjaus. 5. p. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS. Viitattu 2.10.2022. <https://elomatic.sharepoint.com/>, SFS Online.

SFS 6000-7-712:2022. Pienjännitesähköasennukset. Osa 7–712: Erikoistilojen ja -asennusten vaatimukset. Aurinkosähköjärjestelmät. 4.p. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS. Viitattu 2.10.2022. <https://elomatic.sharepoint.com/>, SFS Online.

SolarEdge. 2023. Elomatic Oy:n Turun toimipaikan aurinkovoimalan dataportaali. Viitattu 1.1.2023. <https://monitoring.solaredge.com/solaredge-web/p/login>.

SP3. 2020. SoloPanel® SP3-paneelin esite SoloPower Systemsin verkkosivustolla. Viitattu 7.12.2022. <http://solopower.com/products/solopower-sp3/>.

Sähköauton tekniikka ja akku. 2022. Artikkelit Motivan verkkosivustolla. Viitattu 19.12.2022. [https://www.motiva.fi/ratkaisut/kestava liikenne ja liikkuminen/sahkoautoillen - arjen alykas sahkoautoilu/sahkoauton tekniikka ja akku](https://www.motiva.fi/ratkaisut/kestava_liikenne_ja_liikkuminen/sahkoautoillen_-_arjen_alykas_sahkoautoilu/sahkoauton_tekniikka_ja_akku).

Tammikuussa sähkön hinta voi olla huippukorkealla. 2022. Artikkelit Sijoittaja.fi:n verkkosivustolla. Viitattu 15.12.2022. <https://www.sijoittaja.fi/348608/sahkon-hinta/>.

Tilastotietoa Suomen sähköverkoista. 2022. Tilastotietoja sähköverkoista 28.9.2022 -tilasto Energiaviraston verkkosivustolla. Viitattu 9.11.2022. <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-julkaisut>.

TVL 1535/1992. Tuloverolaki. Pykälä 64 a § 2. Viitattu 7.1.2023. <https://finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1992/19921535#O3L4P64a>.

Voimalaitosrekisteri. 2022. Energiaviraston ylläpitämä rekisteri Suomen sähköntuotannon voimalaitoksista. Viitattu 25.10.2022. <https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus>.

VR, A. 2022. The Ultimate Guide to Semiconductor Junctions. Kuvio Republic of Solarin verkkosivustolla. Viitattu 14.11.2022. <https://thesolarlabs.com/ros/semiconductor-junctions/>.

Yrityksen energiakatselmuksen kohdekatselmusraportti. 2015. Elomatic Oy:n Jyväskylän toimipisteen energiakatselmusraportti 13.11.2015.

Liitteet

Liite 1. Kohdekiinteistölle mitoitetun aurinkosähköjärjestelmän suorituskyky



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

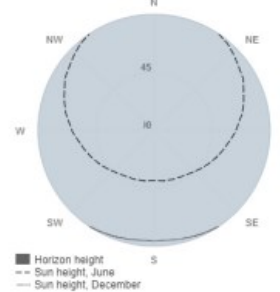
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 62.261,25.789
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 45 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle: 14 °
 Azimuth angle: -22 °
 Yearly PV energy production: 31055.36 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 902.57 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1509.47 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.91 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -7.47 %
 Total loss: -23.54 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

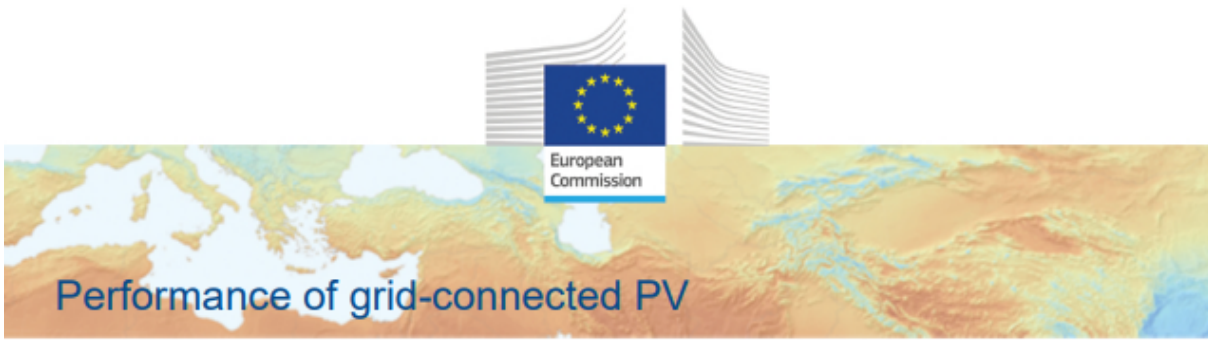
Month	E _m	H(i) _m	SD _m
January	154.7	5.2	60.6
February	775.5	21.6	375.4
March	2607.2	70.6	430.0
April	3542.2	98.9	430.4
May	5239.2	151.0	535.4
June	5368.9	158.0	466.5
July	5382.6	160.6	623.6
August	4219.8	124.8	569.1
September	2421.9	70.7	320.5
October	1075.7	31.8	231.7
November	214.7	7.3	46.6
December	52.9	2.1	17.9

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



Liite 2. Kohdekiinteistölle optimaalisen aurinkosähköjärjestelmän suorituskyky



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

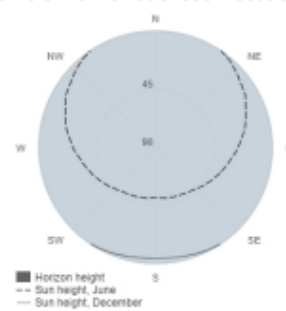
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 62.261,25.789
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 45 kWp
 System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle: 42 (opt) °
 Azimuth angle: -2 (opt) °
 Yearly PV energy production: 33949.69 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 982.97 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1973.05 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.04 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -7.96 %
 Total loss: -23.25 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	319.0	8.8	134.3
February	1197.7	31.5	647.0
March	3333.4	89.6	640.0
April	3820.9	107.3	553.3
May	5317.4	154.7	576.5
June	5224.6	155.1	487.4
July	5377.4	161.8	673.1
August	4483.4	133.6	680.2
September	2849.6	82.8	447.1
October	1513.2	42.9	383.3
November	378.1	11.1	80.5
December	134.9	3.9	44.9

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimize disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been omitted or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/energy_en