

# Aurinkovoiman Kannattavuus Kerrostaloissa: Vertailua kol- men eri ratkaisun kautta

Jaakko Kilpeläinen

OPINNÄYTETYÖ  
Kesäkuu 2025

Talotekniikka  
Sähköinen Talotekniikka

## TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Talotekniikka  
Sähköinen talotekniikka

KILPELÄINEN JAAKKO

Aurinkovoiman Kannattavuus Kerrostaloissa: Vertailua kolmen eri ratkaisun kautta

Opinnäytetyö 59 sivua, joista liitteitä 0 sivua  
Kesäkuu 2025

---

Opinnäytetyön tarkoituksena oli selvittää aurinkosähköjärjestelmän taloudellinen kannattavuus kerrostaloyhteisössä. Työn tilaajana toimi viisi tamperelaista taloyhtiötä. Taloyhtiöiden kohteet sijaitsivat samassa pihapiirissä ja koostuivat 12 asuinrakennuksesta. Asiakas halusi selvityksen kolmesta eri ratkaisusta aurinkosähkön hyödyntämisestä kohteissa ja vertailun näiden välillä. Yksi ratkaisu oli aurinkopaneelien asentaminen rakennusten katoille, toisena ratkaisuna oli paneelien asentaminen taloyhtiöiden autokatoksen eteläpuoleiselle pitkälle seinälle ja kolmantena vaihtoehtona toimi PPA-sopimusmallin hyödyntäminen kohteessa. Työn tuloksia tullaan hyödyntämään suuntaa antavana katsauksena, sekä mahdollisesti tarjouspyynnöissä.

Opinnäytetyö koostuu kahdesta pääosiesta, teoriaosuudesta ja toiminnallisesta osuudesta. Teoriaosuudessa perehdytään aurinkosähköjärjestelmän integrointiin rakennukseen, siihen liittyvään lainsäädäntöön ja vaatimuksiin sekä järjestelmän mitoitusperiaatteisiin ja kannattavuuden arviointiin. Osuudessa esitellään myös järjestelmän taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä, joihin lukeutuvat verohelpotukset, energiayhteisöt ja hyvityslaskentamalli. Toiminnallisessa osuudessa esitellään kohteet ja kolme eri ratkaisutapaa aurinkosähköjärjestelmille. Kannattavuuslaskelmia varten tehdyt järjestelmien mitoitukset tehtiin simuloimalla PVGIS-ohjelmalla potentiaalisen järjestelmän tuotantodataa vastaamaan kohteiden sähkönkulutusta. Itse kannattavuuslaskelmat laskettiin kaikille kohteille eri ratkaisumenetelmillä käyttäen Excel-laskuria.

Opinnäytetyössä selvisi, että järjestelmien asentaminen katolle, sekä seinälle osoittautuivat molemmat kannattaviksi kaikissa taloyhtiöissä. Takaisinmaksuaika saatiin pidettyä 15 vuodessa tai alle, samalla kun järjestelmien mitoitettiin 25–30 kWp kokoon. PPA-sopimusmallissa nähtiin sekä mahdollisuuksia, että haasteita. Asiakkaalle suositeltiin PPA-sopimusten tarjousten pyytämistä alan yrityksiltä. Työn perusteella voidaan todeta aurinkosähkön omatuotannon olevan kannattavaa kohteissa.

---

Asiasanat: aurinkosähköjärjestelmä, kannattavuus, järjestelmän integraatio, taloyhtiö, energiayhteisö

## **ABSTRACT**

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Tampere University of Applied Sciences  
Degree Programme in Building Services Engineering  
Electrical Systems

**KILPELÄINEN JAAKKO:**

Profitability of Solar Power in Apartment Buildings: A Comparison of Three Different Solutions

Bachelor's thesis 59 pages, appendices 0 pages  
April 2025

---

In this thesis the client wanted an estimate of profitability of solar power production for their residential buildings. The focus of the study was on economic profitability and the ability to integrate photovoltaic systems to target buildings. The client wanted to compare three different methods of integrating the systems into the buildings. The result of this thesis is meant to be used as a indicative document if the client wants to invest in a photovoltaic system for their housing companies

This thesis is divided into two main sections, the theoretical section and practical section. The theoretical section explores the laws and standards of photovoltaic systems, the use of energy communities, aspects that make production of solar power economically profitable and the integration of photovoltaic system into a building. The practical section consists of presentation of the target buildings, sizing calculations of the photovoltaic systems and profitability calculations.

As a result of this thesis, it was found that two of the three different methods were profitable for all the housing in question. The payback periods are able to be kept in under 15 years in each building. According to the calculations it can be recommended that the housing companies could invest in photovoltaic systems.

---

Key words: photovoltaic system, integration of system, energy community, profitability calculation, housing company

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO .....	5
2	Aurinkosähköjärjestelmä ja järjestelmän integrointi kiinteistöön .....	7
	2.1 Aurinkosähköjärjestelmä .....	7
	2.2 Lainsäädäntö .....	10
	2.3 Vaatimukset .....	12
	2.4 Energiayhteisö .....	14
	2.5 Hyvityslaskenta .....	15
	2.6 Aurinkosähköjärjestelmän Mitoitus .....	19
	2.7 Aurinkopaneelien ryhmittely .....	21
3	Taloudellinen hyöty aurinkosähkön omatuotannosta .....	24
	3.1 Taloudellinen Kannattavuus .....	24
	3.2 Kannattavuuden laskeminen .....	26
	3.3 Vähennykset ja verotus .....	28
4	Eri ratkaisutapojen mitoittaminen .....	30
	4.1 Kohteiden esittely .....	30
	4.2 Tarkasteltavat toteutustavat .....	31
	4.2.1 Aurinkopaneelien asentaminen katoille .....	31
	4.2.1 Aurinkopaneelien asentaminen seinälle .....	36
	4.2.1 Seinätilan vuokraus ulkoiselle toimijalle ja PPA-malli .....	39
	4.3 Mitoittaminen Esimerkkikohteelle .....	41
	4.3.1 Mitoitus kun järjestelmä on katolla .....	41
	4.3.2 Mitoitus kun järjestelmä on seinässä .....	45
5	Kannattavuuslaskelmat .....	47
	5.1 Aurinkosähköjärjestelmien hinta .....	47
	5.2 Kannattavuuslaskelmat Esimerkkikohteelle .....	48
	5.3 Kannattavuuslaskelmat muille kohteille .....	51
	5.4 PPA-Sopimuksen Soveltuvuus kohteeseen .....	54
6	Pohdinta .....	56
	LÄHTEET .....	57

## 1 JOHDANTO

Taloyhtiöiden kiinnostus aurinkosähköä ja sen mahdollisuuksia kohtaan on kasvanut valtavasti viimeisten vuosien, energiamurroksen aikana (Solla n.d). Euroopan Unionin direktiivit ja Suomen lakimuutokset, sähkön hinnan nousu ja aurinkosähköjärjestelmien laskeneet hinnat ovat tehneet sähkön tuottamisesta kannattavampaa myös asunto-osakeyhtiöille, kuten monille muillekin toimijoille (Solarum 2023). Aurinkosähkössä tehdään myös jatkuvasti tutkimustyötä uusien teknologioiden löytämiseksi, kuten esimerkiksi viime vuosina esille nousseet perovskitti-pohjaiset aurinkokennot, jonka etuna on helppo valmistus, korkea hyötysuhde ja helppo muokattavuus (Vattenfall 2025).

Vaikka Suomi sijaitseekin pohjoisessa osassa maapalloa, jossa kesät ovat lyhyet ja talvet pitkät, on aurinkoenergian tuottaminen täälläkin kannattavaa monessakin tilanteessa. Esimerkiksi Oulussa voidaan tuottaa samalla kapasiteetilla vuoden aikana yhtä paljon aurinkosähköä kuin Pohjois-Saksassa (Teirikko 2025). Saksassa oli kuitenkin vielä vuonna 2022 maailman neljänneksi suurin aurinkosähkön kapasiteetti (World Population Review n.d).

Tässä opinnäytetyössä tutkitaan, minkälainen aurinkosähköjärjestelmä sopii parhaiten asiakkaan asuinkerrostalokohteisiin. Asiakkaan tai asiakkaiden kohteet koostuvat viidestä taloyhtiöstä, jotka sijaitsevat samassa pihapiirissä. Itse kerrostaloja on yhteensä 12 ja ne ovat suhteellisen pieniä, suurin talo pitää sisällään 22 asuntoa ja pienin vain kolme. Työssä käydään läpi kolme erilaista ratkaisua ja vertaillaan niiden kannattavuutta kohteisiin. Työssä tutkitaan muun muassa kiinteistöjen sähkönkulutusta, aurinkopaneeleiden sähköntuotantoa ja investoinnin hintakustannuksia. Työ voidaan jakaa kahteen osuuteen, teoriaosuuteen ja toiminnalliseen osuuteen. Opinnäytetyön alussa esitellään yleisesti aurinkosähköjärjestelmät, sekä niiden eri komponentit ja toimintaperiaatteet. Seuraavassa luvussa tutustutaan aurinkosähköjärjestelmiä koskevaan lainsäädäntöön ja vaatimuksiin, jotka voivat koskea kohteisiin suunniteltavaa järjestelmää. Sen jälkeen perehdytään aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen vaikuttaviin asioihin, sekä mitoitusteknisiin seikkoihin. Neljännessä luvussa esitellään aurinkosähkö-

järjestelmän taloudellisia kannustimia, muun muassa energiayhteisön ja verohelpotusten kautta. Luvussa perehdytään myös kannattavuuden arvioinnin eri keinoihin.

Toiminnallisessa osuudessa esitellään kerrostalokohteet ja edellä mainitut kolme eri ratkaisua aurinkosähköjärjestelmän integroinnille kohteisiin. Tarkastellaan kohteiden sähkön kulutusta ja mitoitetaan kulutuksen perusteella sopivan kokoinen järjestelmä ja tarkastellaan miten eri integrointitavat soveltuvat kohteeseen. Mitoituksen pohjalta tehdään kannattavuuslaskelmat kohteille ja eri ratkaisuille.

Opinnäytetyön tarkoituksena on selvittää voiko aurinkosähköjärjestelmä olla kannattavaa kohteille. Työssä etsitään myös sopivin ja taloudellisesti kannattavin aurinkosähköjärjestelmä kohteisiin. Selvityksen lopputulosta on tarkoitus hyödyntää taloyhtiöiden aurinkosähköjärjestelmän hankintapäätöksessä, sekä mahdollisesti tarjouspyynnöissä.

## 2 Aurinkosähköjärjestelmä ja järjestelmän integrointi kiinteistöön

### 2.1 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähköjärjestelmä on energian tuotantojärjestelmä, joka tuottaa sähköä auringonvalosta. Ne ovat ympäristöystävällisiä, koska ne tuottavat sähköä ilman päästöjä ja ne voivat tuottaa sähköä myös etäisillä alueilla, joissa ei ole sähköverkkoa. Aurinkosähköjärjestelmä koostuu kahdesta tai kolmesta pääosasta, jotka ovat aurinkopaneelit, invertteri ja sähkövarasto. (Tahkokorpi 2016, 137). Näiden lisäksi järjestelmään usein kuuluu asennustelineitä, DC-kaapelointia, DC-kytkentäkoteloita, AC-kaapelointia, turvakytkimiä ja varokkeita (Mäkinen 2019, 6).

Aurinkopaneelit valmistetaan kytkemällä yksittäisiä aurinkokennoja sarjaan siten, että niistä muodostuu verkkoon kytketyissä järjestelmissä yleensä 200–330 piikkiwatin nimellistehoinen paneeli. Kennosto kapseloidaan sitten ilmatiiviisti lasin alle ja kehystetään niin, että siitä saadaan mekaanisesti ja ympäristöolosuhteissa kestävä (Tahkokorpi 2016, 137). Paneelit tuottavat tasavirtaa. Paneelin tuottama teho riippuu monesta tekijästä, tärkeimmät niistä ovat auringon säteilyn voimakkuus ja kennon lämpötila. Paneelin hyötysuhteeseen vaikuttaa mm. kennoissa käytetty materiaali ja kennojen lukumäärä. Yleisin kennomateriaali on ollut yksitai monikiteinen pii. Lisäksi viime vuosina osuutta on jonkin verran kasvattanut ohutkalvopohjainen teknologia. Hyötysuhde aurinkopaneeleilla on ollut jo usean vuoden ajan 12–15 % luokkaa ja hyötysuhteen kasvattaminen on edelleen yksi keskeisiä tavoitteita aurinkopaneelien valmistajilla. (Mäkinen 2019, 6).

Invertteri, eli vaihtosuuntaaja on laite, joka muuttaa aurinkopaneeleista saadun tasavirran, kulutettavaksi vaihtovirraksi. Sitä voidaan myös käyttää latausohjaimena tasavirtaan perustuvissa verkkoon kytkemättömissä järjestelmissä Järjestelmän invertteri asennetaan yleensä sisätiloihin. (Tahkokorpi 2019, 136). Invertterit asennetaan tyypillisesti telineisiin tai seinälle. Suurin osa inverttereistä on ilmajäähdytteisiä, joko jäähdytysprofiililla (passiivinen) tai profiilituuletin yhdistelmällä (aktiivinen). Inverttereissä on yksi tai useampi MPPT (Maximum Power Point Tracker) – ohjelma joka säätää verkkoon syötetyn tehon arvoa muuttuvan

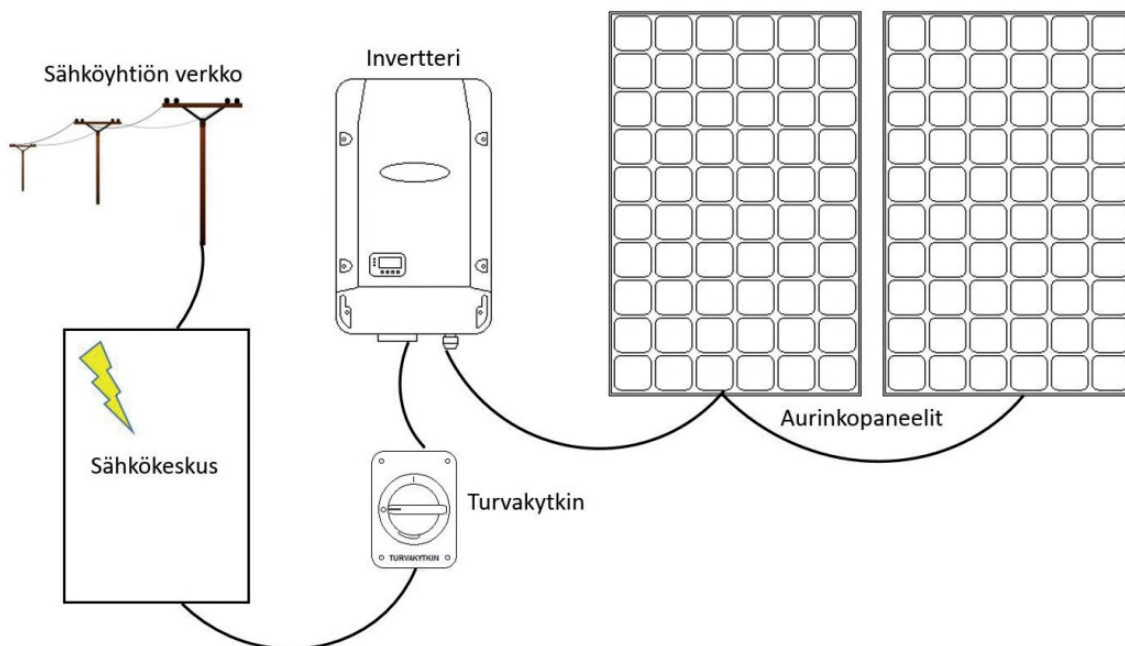
DC-arvon mukaan. Toisin sanoen MPPT kuormittaa aurinkopaneeleita siten, että niiden tehontuotto pysyy vallitsevien olosuhteiden (lämpötila, auringon säteilyn määrä) mukaisessa optimiarvossa. Invertteriin, jossa on kaksi MPPT:tä, voidaan kytkeä esimerkiksi pohjois-etelä suuntaisen harjakaton itälappeen ja länsilappeen paneelit eri MPPT:ille, jolloin itälappeen tuotto hyödynnetään aamuisin ja iltapäivän tuotto saadaan länsilappeelta. (Mäkinen 2019, 11).

Aukostot varastoivat parhaiten aurinkosähköpaneelien tuottaman sähköenergian, vaikka muitakin varausmenetelmiä on. Perinteisesti aurinkosähköakut ovat olleet lyijyakkuja, mutta litiumakut ovat tulossa vähitellen myös aurinkosähkömarkkinoille. Akkujen tehokas käyttö rajoittuu lähinnä tunti- ja päivätason energian varastointiin. Kesästä talveen ulottuvaan kausivarastointiin ei nykytekniikka tarjoa käytännön mahdollisuuksia, vaan tällöin täytyy käyttää esimerkiksi varavoi- mageneraattoria. (Tahkokorpi 2019, 155).

Aurinkosähköjärjestelmä voidaan jakaa myös kahteen eri sähköosaan, vaihtosähkö- ja tasasähköosiin. Tasasähköosa (DC-osa) alkaa paneeleista ja päättyy vaihtosuuntaajan tuloliittimiin. Tasasähköosa kattaa siis käytännössä paneeliston telineineen, johtoreitteineen ja johtoineen sekä muut mahdolliset tasasähköiset laitteet, kuten liitântäkotelot, ylivirtasuojaukset ja ylijännitesuojaukset. Vaihtosähköosa (AC-osa) puolestaan alkaa vaihtosuuntaajan vaihtosähköliittimistä ja päättyy aurinkosähkölaitteiston syöttökaapelin ja muun sähkölaitteiston liitoskohtaan. Käytännössä siis aurinkosähköjärjestelmän vaihtosähköosaa on yleensä invertterin syöttökaapeli keskuksen kytkentäpaikkaan asti. Keskukselta aurinkopaneelien tuottamaa sähköä jaetaan kulutuskohteille. (ST-käsikirja 40 2023, 65).

Aurinkosähköjärjestelmien kokoonpanot vaihtelevat hyvin paljon erilaisten toteutustapojen mukaan. Suurin ero syntyy on-grid, eli verkkoon kytkettyjen ja off-grid, eli verkkoon kytkemättömien järjestelmien välille. Off-grid-järjestelmään tarvittava paikallinen energiavarasto (akusto) muuttaa olennaisesti järjestelmää, ja vastavasti on-grid-järjestelmän verkkoon liittymisen vaatimukset vaikuttavat laitevalintoihin ja -toimintoihin. (ST-käsikirja 40 2023, 56). Verkkoon kytkemättömät järjestelmät ovat harvinaisempia kuin verkkoon kytketyt. Niitä on yleisesti käytetty paikoissa, joissa ei ole sähköverkkoa, kuten saaristoissa, Lapissa sekä joillakin

muilla hyvin harvaan asutuilla seuduilla. Näitä omavaraisia aurinkosähköjärjestelmiä on Suomessa perinteisesti käytetty kesämökkien sähköistykseen. (Tahkokorpi 2016, 164). Itsenäisissä, verkosta irrallaan olevissa kohteissa järjestelmään liitetään usein varavoima-aggregaatti, joka käynnistyy tai käynnistetään silloin, kun sähköä tarvitaan mutta aurinko ei paista. Käydään seuraavaksi vielä läpi verkkoon kytketyn järjestelmän keskeisimmät toiminnot. Seuraavassa kuvassa on esitetty verkkoon kytketyn järjestelmän toiminnalliset osat.



KUVA 1. Verkkoon kytketyn järjestelmän osat (ST-käsikirja 40 2023, 57)

Aurinkosähkön yleisin hyödyntämistapa maailmanlaajuisesti on verkkoon kytketyt järjestelmät. Näissä järjestelmissä on vain kaksi varsinaista toiminnallista komponenttia, eli aurinkopaneelisto ja invertteri, sekä niiden välinen kaapelointi. Sähkö voidaan syöttää kiinteistön omaan käyttöön ja edelleen sähköverkkoon, jos omaa kulutusta ei ole riittävästi. (Tahkokorpi 2021 161). Tällöin jakeluverkko toimii ikään kuin energiavarastona. Aurinkosähköjärjestelmän mitoittaminen on yksinkertaista, koska ei tarvitse välittää siitä, miten sähkö riittää kuormille tai toimivatko suojaukset luotettavasti. (ST-käsikirja 40 2023, 56). Käytännössä järjestelmän turvallinen ja käytännöllinen sekä määräysten mukainen toiminta vaatii lisäksi määrättyjä lisäkomponentteja. Suomen sähköverkkomääräykset vaativat, että aurinkovoimalan ja sähköverkon välissä tulee olla turvakytkin, jolle verkonhaltijalla on vapaa pääsy. (Tahkokorpi 2016, 161). Verkkoon kytketyssä järjestelmässä, akusto ei ole pakollinen. Akustot ovat lähinnä mökkijärjestelmien osa,

mutta niitä pystyy rakentamaan myös verkkoon kytkettyyn järjestelmiin hyödynnettäväksi myös varavoimana. Verkkoon kytkettyyn järjestelmään lisätyt akustot ovat vielä harvinaisia, sillä akustolla ei toistaiseksi saavuteta merkittävää lisähyötyä järjestelmissä. Tekniikan kehittyessä, akustojen hintojen alentuessa ja energian hinnan vaihtelun lisääntyessä erilaiset ratkaisut yleistyvät. (ST-käsikirja 40 2023 77). Tässä työssä tullaan keskittymään verkkoon kytkettyihin järjestelmiin ja tästä eteenpäin, kun puhutaan aurinkosähköjärjestelmästä, tarkoitetaan nimenomaan verkkoon kytkettyä järjestelmää.

## 2.2 Lainsäädäntö

Aurinkoenergiarakentamiseen sovelletaan pääsääntöisesti samoja säännöksiä kuin muuhunkin rakentamiseen (Ympäristöministeriö n.d). Aurinkosähköjärjestelmien rakentamista koskevaa ja sitä ohjaavaa lainsäädäntöä on rakentamislaisissa, alueidenkäyttölaissa, sähkömarkkinalaissa ja valtioneuvoston asetuksessa sähkömarkkinoista, rakennusmääräyksissä sekä sähköturvallisuuslaissa (Motiva Lainsäädäntö ja muu ohjaus 2024). Aurinkopaneelien asentamisen lupakäytännöt voivat vaihdella sen mukaan mihin ja minkälaiseen rakennukseen laitteisto asennetaan. Rakentamislain mukaan periaatteessa vain kaupunkikuvaan tai ympäristöön merkittävästi vaikuttavan aurinkopaneelin tai -keräimen asentaminen tai rakentaminen vaatisi toimenpideluvan. (Rakentamislaki 26.4.2023/47)

Tavallinen sähkökäyttäjä saa tehdä enintään 50 V:n vaihtojännitteellä ja enintään 120 V:n tasajännitteellä toimivien sähkölaitteistojen asennus- ja korjaustöitä. Muussa tapauksessa töihin vaaditaan sähköasennusoikeudet. (Motiva 2025). Sähköasennusten valmistuttua, sähköurakoitsija tekee aurinkosähkölaitteistolle standardien mukaiset tarkastukset ja käyttöönottomittaukset sekä kirjaa mitausolosuhteet ja tulokset mittauspöytäkirjaan. Asennusten valmistuttua, aurinkosähköpaneelistossa ei saa olla vapaasti roikkuvia kaapeleita. (Sesko n.d). Urakoitsija on velvollinen luovuttamaan sähköasennuksista käyttöönottotarkastuspöytäkirjan työn teettäjälle (Sähköturvallisuuslaki 19.12.2016/43).

Sähkömarkkinalain mukaan sähköverkonhaltijan on pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liitettävä sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkökäyttöpaikat ja voimalaitokset toiminta-alueellaan (FINLEX 588/2013). Tämä niin kutsuttu liittämisvelvollisuus koskee myös sähkön pien- ja mikrotuotantolaitoksia, kuten omakotitalojen aurinkosähköjärjestelmiä. (Motiva 2025). Sähkön tuotantolaitteistoja ei kuitenkaan saa kytkeä verkkoon ilman verkkoyhtiön lupaa, ja laitteiden ja asennusten on täytettävä verkkoon kytkemisen tekniset vaatimukset. Tuotantolaitoksen sähköverkkoon liittämistä suunnittelevan tulee tarkistaa paikalliselta verkkoyhtiöltä tuotantolaitoksen verkon liittämistä koskevat velvoitteet ja ohjeet. Tuotantolaitosten sähköverkkoliitännän ja sähköisten ominaisuuksien tulee täyttää sähköturvallisuusstandardien sekä sähkömagneettisten yhteensopivuusstandardien vaatimukset. Standardien mukaisilla laitteilla varmistetaan, ettei sähköverkossa työskenteleville asentajille aiheudu hengenvaaraa ja että verkon jännitteen laatu pysyy riittävän hyvänä tuottajalle itselleen sekä naapureille. (Energiateollisuus ry. n.d). Verkkoyhtiöön on siis oltava yhteydessä jo ennen aurinkosähköjärjestelmän hankintaa. Verkkoyhtiöltä saa verkkoon kytkemisen ohjeet. Varsinaisen verkkoon kytkennän saa suorittaa vain pätevä sähköurakoitsija. (Motiva 2025).

Ennen voimalan hankintaa tulee selvittää paikallisilta rakennusvalvonta- ja pelastusviranomaisilta, mitkä säännökset ovat voimassa kyseisessä kunnassa. On syytä selvittää myös kiinteistön vakuuttaneen vakuutusyhtiön vaatimukset voimalalle. Voimalaa suunniteltaessa tulee kiinnittää erityistä huomioita komponenttien laatuun ja keskinäiseen yhteensopivuuteen, koska näiden puutteet ovat vaikuttaneet eniten erilaisten palotapahtumien kehittymiseen. (ST-käsikirja 40 2023, 19). On suositeltavaa, että aurinkosähkölaitteiston omistaja ilmoittaa paikalliselle pelastuslaitokselle pelastustoimintaa koskevat järjestelmän tiedot esim. aurinkosähkölaitteiston hätäpysäytys ja erotustoimenpiteet (Sesko n.d).

## 2.3 Vaatimukset

SFS-standardeilla asetetaan vaatimuksia mikrogeneraattoreille (SFS-EN 50438) ja pienjännitesähköasennuksille (SFS 6000) (Motiva, 2024). SFS 6000-7-712:2022-standardi antaa ohjeiviivat aurinkosähköasennuksille, joilla taataan laitteiden turvallinen asennus ja käyttö.

Kaikilla rinnakkain kytketyillä paneeliketjuilla on oltava sama mitoitusjännite tai jännite saa poiketa korkeintaan 5 %. Käytännössä tämä tarkoittaa, että jokaisessa paneeliketjussa on sama lukumäärä samanlaisia sarjaan kytkettyjä aurinkosähköpaneeleita. (Suomen Standardoimisliitto SFS, 2022, 12). Jos aurinkopaneeliston jännitteen ylittäessä 60 voltia, täytyy potentiaalintasaukseen liittää aurinkosähköjärjestelmien metalliset asennustelineet ja kaapelihyllyt. Potentiaalintasaukseen liitetään myös lähellä asennustelineitä ja kaapelihyllyjä olevat muut johtavat osat. Alle 60 voltin paneelistoa ei siis ole pakko liittää potentiaalintasaukseen, vaikkakin se on kannattavaa. (Suomen Standardoimisliitto SFS, 2022, 24).

Tasasähköosan kaapelit on valittava ja asennettava siten, että maasulkujen ja oikosulkujen riskit ovat mahdollisimman pieniä. Tämä toteutetaan käyttämällä metalli- ja muovikaapeleita, tai eristettyjä johtimia asennettuna erikseen eristeaineisiin asennusputkiin tai johtokanaviin. Kaapeleita ei saa asentaa suoraan katon pintaan. Salamoiden indusoimien jännitteiden pienentämiseksi kaikki johdinsilmukat ja erityisesti paneeliketjujen kaapelointien silmukat olisi pidettävä mahdollisimman pieninä. Tasasähkökaapelit ja potentiaalintasausjohtimet olisi asennettava rinnakkain. Jos aurinkosähköpaneelien alapuolelle asennetut kaapelit altistuvat paneelien aiheuttamalle lämmölle, kaapelien mitoituksessa on otettava huomioon vähintään 70 °C ympäristön lämpötila. Jos liitoksiin on pääsy muillakin kuin ammattihenkilöillä ja opastetuilla henkilöillä, liitosten on oltava irrotettavissa vain avaimen tai työkalun avulla, tai liitos on asennettava koteloon, joka on avattavissa avaimen tai työkalun avulla (MC 4-liittimiä ei tarvitse suojata). (Suomen Standardoimisliitto SFS, 2022, 18).

Jos aurinkosähköjärjestelmä on asennettu salamasuojajärjestelmän suojaamaan tilaan, kaikki aurinkosähköjärjestelmän sähkökaapelit, signaalikaapelit tai

johdot on erotettava kaikista salamasuojajärjestelmän osista. Sähkömagneettisten häiriöiden johtumisen vähentämiseksi suositellaan lisäksi suojattujen johtojen käyttöä sekä positiivisten ja negatiivisten tasasähköjohtimien asentamista rinnakkain. (Suomen Standardoimisliitto SFS, 2022, 19).

Ylijännitesuoja on varustettava valmistajan niin vaatiessa ulkoisella erotuslaitteella. Näiden laitteiden on automaattisesti erotettava ylijännitesuoja, kun ylijännitesuojassa esiintyy vika, ja niiden on kyettävä toimimaan millä tahansa aurinkosähköpaneeleista tulevalla virralla. Jos vaihtosähköosan kannalta ylijännitesuojat vaaditaan ja vaihtosuuntaaja sijaitsee yli 10 m etäisyydellä asennuksen liitântäkohdasta, asennuksen liitântäkohtaan asennettujen ylijännitesuojien lisäksi ylijännitesuojat on asennettava vaihtosuuntaajan lähelle. Tasasähköosan ylijännitesuojat on sijoitettava mahdollisimman lähelle vaihtosuuntaajaa. (Suomen Standardoimisliitto SFS, 2022, 21).

Kunnossapitohenkilöiden, tarkastajien, sähköverkon huoltohenkilöiden, pelastusalan henkilöiden, jne. turvallisuuden varmistamiseksi on annettava varoitus, joka ilmoittaa kohteessa sijaitsevasta aurinkosähköjärjestelmästä. Sähkökeskuksissa ja vaihtosuuntaajassa tulee olla merkintätarra, joiden perusteella DC-virtapiirin ja AC-virtapiirin erotuskohdat ovat tunnistettavissa. Akustojen erotuslaitteet on myös merkittävä selkeästi nähtäville. Myös aurinkosähkökaapelit tulee merkitä selkeästi. (Suomen Standardoimisliitto SFS, 2022, 16).

Pelastuslaitosten kumppanuusverkoston Aurinkosähköjärjestelmien paloturvallisuus -työryhmä on julkaissut vuoden 2024 marraskuussa "Aurinkosähköjärjestelmiin paloturvallisuus" -ohjeen. Tämän tavoitteena on yhtenäistää pelastusviranomaisten suosituksia näistä järjestelmistä, ja kunkin aurinkosähköjärjestelmä-hankkeeseen ryhtyvän tai osallistuvan on suositeltavaa tutustua ohjeeseen. Ennen urakkatarjouksen jättämistä on syytä perehtyä alueellisen viranomaisen ohjeisiin ja toimintatapoihin, jotta tarjottu voimalakokonaisuus soveltuu kohteeseen. (ST-käsiikirja 40 2023, 19).

Motivan Aurinkosähkön paloturvallisuus -hankkeessa yhteen koostetuissa kansainvälisissä tutkimuksissa on havaittu, että aurinkovoimalan syttymisen keskei-

set syyt ovat väärin mitoitetut johtimet ja sulakkeet, riittämätön laatu ja yhteensovituksen puutteet asennuksissa sekä huonosti tehdyt sähköliitokset. Sitä vastoin itse aurinkopaneeli syttyy harvoin palamaan ja aurinkopaneelissa on vain vähän palokuormaa. Tutkimuksissa on havaittu, että turvallisuutta voi parantaa keskeisesti minimoimalla sähköliitosten määrä ja satsata niiden laatuun, koska huonot liitokset aiheuttavat ison valokaaririskin. Suurin osa paloista on siis seurausta johtojen heikoista liitoksista, vääristä asennustavoista tai siitä, että ulkoisia olosuhteita ei ole huomioitu. Muun muassa SFS 6000 -7-712-standardi vaatii saman valmistajan saman mallisia liittimiä. Lisäksi johtojen ollessa suurin yksittäinen palolähde on suositeltavaa, ettei tasasähköjohtoja asenneta suoraan palavan materiaalin pintaan muissakaan tiloissa, esimerkiksi rakennuksen yläpohjassa tai muualla suoraan puuta vasten pelkkien kaapelikiinnikkeiden varaan. (ST-käsikirja 40 2023, 20).

## 2.4 Energiayhteisö

Energiayhteisöjä voidaan pitää yhtenä jakamistalouden muotona. Siinä yhteisön jäsenet jakavat energian tuotannon ja hankinnan hyödyt. Energiayhteisöt tuovat kuluttajalle uuden tavan osallistua energiamarkkinoille ja parantavat mahdollisuuksia tuottaa itse osan käyttämästään energiasta haluamallaan tavalla. Taloyhtiöt ovat nousemassa keskeisiksi energiayhteisötoimijoiksi. Ne sopivat erinomaisesti yhteisötoimintaan, sillä ne ovat jo valmiiksi paikallisten asukkaiden muodostamia organisaatioita. Niissä on myös totuttu hallinnoimaan yhteistä omaisuutta sekä organisoimaan ja yhteisrahoittamaan erilaisia projekteja. (Motiva Energiayhteisömallit 2024).

Energiayhteisöjen toiminta perustuu usein energiaomavaraisuuden kasvattamisen lisäksi taloudellisen hyödyn tavoitteluun. Investoimalla yhdessä suurempaan sähköntuotantolaitteistoon ja/tai varastoon saadaan yksikkökustannusta pienennettyä. Energiayhteisö kasvattaa myös mahdollisuuksia energiaan liittyvien arvovalintojen tekemiseen tuomalla uudenlaisen mahdollisuuden vaikuttaa oman sähköntuotannon tapaan ja sitä kautta ympäristövaikutuksiin.

Käytössä on useampia erilaisia energiayhteisömalleja. Tällä hetkellä toiminnassa on lähinnä samalla kiinteistöllä/kiinteistöryhmällä toimivia energiayhteisöjä. Energiayhteisö voidaan toteuttaa myös kiinteistörajat ylittävänä energiayhteisönä, jolloin sähköntuotantolaitos sijaitsee kiinteistönrajan toisella puolella, mutta liitetään kiinteistöön erillisellä sähkölinjalla. Lisäksi on hajautettuja energiayhteisöjä, joita voidaan kutsua myös virtuaalisiksi energiayhteisöiksi. Näissä energiayhteisö hyödyntää sähköverkkoyhtiön sähköverkkoa oman sähköntuotantonsa jakeluun yhteisön jäsenille. (Motiva Energiayhteisömallit 2024). Näistä malleista kiinteistön sisäinen energiayhteisö on työn kannalta oleellisin, joten tutustutaan siihen paremmin.

Kiinteistön sisäinen energiayhteisö tarkoittaa saman kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän, esimerkiksi saman tontin, alueella sijaitsevien osapuolten ryhmää, jotka muodostavat energiayhteisön. Energiayhteisöön kuuluu yleensä vähintään yksi energiantuotantojärjestelmä ja useampi kuin yksi energiaa kuluttava jäsen. Esimerkki tästä on asunto-osakeyhtiö, joka hankkii aurinkopaneelijärjestelmän ja muodostaa energiayhteisön taloyhtiön osakkaiden kesken. Kiinteistön sisäisen energiayhteisön tuottama ja mahdollisesti varastoima energia jaetaan yhteisön jäsenten kesken. Asunto-osakeyhtiössä aurinkopaneeleilla tuotettu energia voidaan jakaa taloyhtiön osakkaiden kesken ja pienentää näin osakkaiden sähkölaskua. Kiinteistön sisäinen energiayhteisö liittyy sähköverkkoyhtiön sähköverkkoon yhden liittymispisteen kautta sähköliittymällä. Sähkön kulutuksen osuudesta, jonka energiayhteisön jäsenet ottavat jakeluverkon kautta, jäsenet maksavat normaalit verkkopalvelumaksut sähköverkkoyhtiölle, energiamaksut sähkönmyyjälle sekä sähköverot valtiolle. Näitä maksuja ei peritä sähkön kulutuksesta, jonka energiayhteisö tuottaa itse. (Elenia & VTT 2024).

Energiayhteisön toteutusvaihtoehdot jaotellaan sähkön jakamistavan perusteella hyvityslaskennalla toteutettuihin energiayhteisöihin, joita ovat paikallinen energiayhteisö ja aktiivisten asiakkaiden ryhmä sekä takamittaroinnilla toteutettuihin energiayhteisöihin (Motiva Energiayhteisömallit 2024).

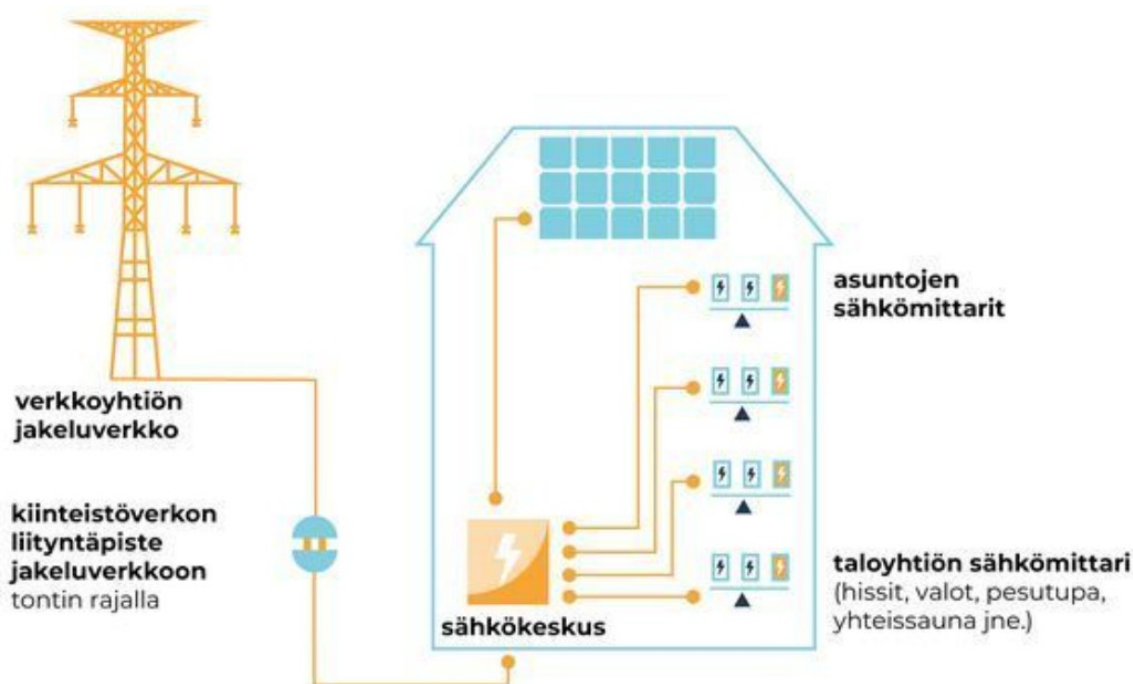
## 2.5 Hyvityslaskenta

Kiinteistön sisäinen energiayhteisö voidaan toteuttaa joko verkkoyhtiön mittauksilla tai energiayhteisön omilla mittauksilla. Ennen vuonna 2023 voimaantullutta energiayhteisölainsäädäntöä, aurinkosähkön tuottaminen osakkaille ilman sähköveroja ja siirtomaksuja edellytti kiinteistön siirtymistä takamittarointimalliin. Suurimmat erot näiden mallien välillä liittyvät mittarointiin ja laskutukseen. (Auvinen K. Honkapuro S. Ruggiero S. Juntunen J. 2020).

Takamittaroinnissa aurinkosähkön mittaus tapahtuu taloyhtiön omilla sähkömittareilla. Tämä tarkoittaa siis jo olemassa olevissa taloyhtiössä jakeluverkkoyhtiön mittareiden vaihtamista taloyhtiön omiin sähkömittareihin, joista syntyy kustannuksia. Asuntojen sähkömittarit ovat taloyhtiön, eikä verkkoyhtiön omistuksessa. Takamittarointimallissa koko taloyhtiö on yhden verkkoyhtiön summamittarin takana jakeluverkkoyhtiön suuntaan, sekä taloyhtiöllä ja huoneistoilla on yksi yhteinen sähkösopimus, jolloin yksittäiset asukkaat eivät pysty kilpailuttamaan sähkösopimuksiaan. Takamittarointiin ja yhteisiin sähkösopimuksiin siirtyminen asunto-osakeyhtiössä edellyttää yhtiöjärjestyksen muuttamista sekä yhtiökokoukselta yksimielistä päätöstä, joka voi olla haastava saavuttaa, koska sähkömarkkinalain mukaan jokaisella asukkaalla on oikeus valita itse oma sähkön toimittajansa. (Auvinen K. ym. 2020, 7; Auvinen K. Aurinkosähkön takamittarointimalli 2020). Takamittaroinnissa taloyhtiön sisäisen laskutuksen tai sähkövastikkeen keräämisen voi hoitaa esimerkiksi isännöitsijä tai aurinkopalveluyritys, mutta sen järjestäminen on kuitenkin taloyhtiön vastuulla (Auvinen K. Aurinkosähkön takamittarointimalli 2020).

Energiayhteisön toteuttamista verkkoyhtiön mittauksilla, eli niin kutsutun hyvityslaskentaa on pidetty helpompana ja joustavampana mallina verrattuna takamittarointiin (Auvinen K. Aurinkosähkön hyvityslaskentamalli 2020). Se tuli voimaan vuoden 2023 alussa Valtioneuvoston asetuksen 1133/2020 mukaisesti. Hyvityslaskenta on maksuton, valtakunnallisen tiedonvaihtojärjestelmän Datahubin kautta toteutuva palvelu, joka kattaa koko Suomen riippumatta verkkoyhtiöstä. Tässä mallissa verkkoyhtiö hoitaa mittaroinnin omilla sähkömittareillaan. Valtaosassa taloyhtiöitä kiinteistön ja asuntojen sähkönmittauksen on jo valmiiksi toteuttanut sähköverkkoyhtiö. Tällöin energiayhteisön perustaminen ei vaadi mitään muutoksia mittauksen osalta. (Elenia & VTT 2024). Seuraavassa kuvassa

on havainnollistettu hyvityslaskennalla toteutettu kiinteistön sisäinen energiayhteisön rakenne.



KUVA 2. Hyvityslaskennalla toteutettu kiinteistön sisäinen energiayhteisö. (Motiva Energiayhteisömallit 2024)

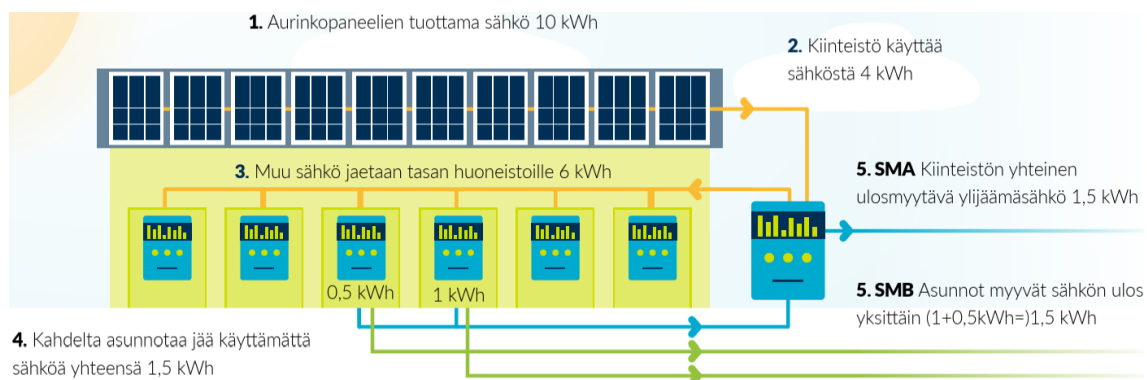
Hyvityslaskennassa, kuten myös takamittaroinnissa, aurinkosähkö hyödynnetään ensisijaisesti kiinteistön oman sähköverkon sisällä taloyhtiön yhteiseen kulutukseen. Aurinkosähkö kuluu ensin asunto-osakeyhtiön yhteisiin tiloihin, kuten porraskäytävien, hissien, pesutuvan ja pyörävajan sähkönkulutukseen. Toissijaisesti aurinkosähkön ylijäämä jaetaan huoneistoihin asukkaiden sähkön kulutukseen. Kiinteistön sähkömittari rekisteröi aurinkosähkön tuotantotiedot ylijäämän osalta. (Auvinen K. ym. 2020, 9). Ylijäämä jaetaan asuntojen käyttöpaikoille Datahubin hyvityslaskentaohjelmistolla sähkömittarien datan ja määritettyjen jakosuhteiden perusteella. Hyvityslaskennassa pientuotannon netotus suoritetaan tasejaksoittain. (Elenia & VTT 2024).

Netotusmenetelmässä huomioidaan aurinkosähköntuotanto ja -kulutus tasejakso, joka on ollut 22.5.2023 lähtien vartin mittainen niin, että tuotannosta ja kulutuksesta muodostetaan kullekin tasejaksolle yksi mitattuun tietoon ja lasketaan perustuva luku, jota käytetään laskutuksen perustana (ST-käsikirja 40 2023,

30). Käytännössä, sekä aurinkosähkön tuotanto että käyttöpaikan sähkönkulutus lasketaan netotusjaksolta yhteen. Sen jälkeen kulutusluvusta vähennetään aurinkosähkön tuotantoluku. Jos luvut menevät tasan, tuotanto kattaa kulutuksen. Jos tuotanto ylittää kulutuksen, sähköä ei taaskaan tarvitse ostaa, vaan asiakas myy tuottamansa ylimääräisen sähkön sähköyhtiölle, jonka kanssa hänellä on siitä sopimus. Jos tuotanto ei riitä kattamaan koko kulutusta, asiakas ostaa vain erotuksen verran sähköä käyttöönsä. Kun sähköä jää yli oman tarpeen ja ylimääräisen sähkön myynnin korvaus on sidottu pörssihintaan, on korvaus tällöin netotusmenetelmää pienempi. Netotusmenetelmä tarkoittaa siis aurinkosähkön pientuottajalle lisää tuottoa. (Järvi-Suomen Energia n.d).

Käytännössä sähkö kulkee verkossa kolmessa vaiheessa. Netotuksen idea on siinä, että tuotanto ja kulutus lasketaan tasejakson ajalta yhteen kaikista vaiheista. Näin aurinkosähkön tuottaja ei enää joudu ostamaan sähköä ja myymään ylimääräistä verkkoon samaan aikaan. Pientuotannon netotus on automaattisesti käytössä kaikilla pientuottajilla, joiden tuotanto on enintään 100 kilovattiampeeria ja tuotetulle sähkölle on myyntisopimus. (Järvi-Suomen Energia n.d) Tasejakson sisäinen netotus toteutetaan Datahubissa tai verkkoyhtiöiden järjestelmissä (ST-käsikirja 40 2023, 30).

Eri mittarointimallien lisäksi, myös sähköntuotannon jakaminen energiayhteisöissä voi tapahtua kahdella eri tavalla, joko SMA tai SMB-jakotavoilla. Molemmissa jakotavoissa tuotanto vähentää ensin kiinteistönmittauksen kulutusta, jonka jälkeen ylijäämä jyvitetään liittymän muille käyttöpaikoille energiayhteisön sopimalla ja ilmoittamalla jakosuhteella. (Tampereen Sähköverkko n.d). Seuraavassa kuvassa on esitetty SMA- ja SMB-jakotapojen toiminta.



KUVA 3. Esimerkki SMA- ja SMB-jakotavoista (Elenia & VTT 2024)

SMA-jakotavassa, jos energiayhteisön osakas ei voi käyttää kaikkea sille jyvitettyä tuotantoa, ylijäämä myydään kiinteistökäyttöpaikan eli esimerkiksi taloyhtiön hyväksi. Tässä tapauksessa ainoastaan kiinteistökäyttöpaikka tarvitsee sähkön myyntisopimuksen. Puolestaan SMB-jakotavassa, jos energiayhteisön osakas ei voi käyttää kaikkea sille jyvitettyä tuotantoa, ylijäämä myydään kyseisen osakkaan hyväksi. Tässä tapauksessa jokainen energiayhteisön osakas tarvitsee sähkön myyntisopimuksen. (Tampereen Sähköverkko n.d).

SMA on jakotavoista yksinkertaisempi. Siinä tarvitaan ainoastaan yksi sähkön myyntisopimus. Myyntiin jäävän tuotannon määrä on tavallisesti hyvin pieni, minkä vuoksi SMB-jakotavan käyttäminen on harvemmin perusteltua. SMB-jakotavassa energiayhteisön perustaminen vaatii kaikilta osakkailta myyntisopimuksen tekemisen, mikä työllistää ja voi viivästyttää perustamisprosessia. Lisäksi mahdollisten uusien asukkaiden tulee huomata tehdä myyntisopimus. (Tampereen Sähköverkko n.d).

## **2.6 Aurinkosähköjärjestelmän Mitoitus**

Järjestelmä kannattaa mitoittaa siten, että suuri osa aurinkosähköstä saadaan käytettyä itse, koska sähköverkkoon myytävästä ylijäämästä saa merkittävästi pienemmän taloudellisen hyödyn. Mikäli oma tuotanto ylittää kulutuksen, verkkoon tuotetusta aurinkosähköstä sähköyhtiöt maksavat yleensä vain sähkön tukkuhinnan vähentäen siitä usein tietyn marginaalin tai palvelumaksun. Tämän vuoksi järjestelmät kannattaa mitoittaa niin, että sähkö pystytään ainakin hyvin suurelta osin käyttämään itse. Helpoin tapa lähteä mitoituksessa liikkeelle on tarkastella oman kiinteistön kesäkuukausien keskipäivän aikaisia tuntikohtaisia kulutuslukemia, joita nykyään saa oman sähköyhtiön kautta, tai Fingridin ylläpitämästä Datahub-palvelusta, nykyään 15 minuutin tarkkuudella. (Motiva Järjestelmän kannattavuus 2024; Auvinen K. Jalas M 2020; ST-käsikirja 40 2023, 90).

Järjestelmän maksimikokoon vaikuttaa kohteen sähköliittymän pääsulakkeen koko. Maksimissaan aurinkosähköjärjestelmän nimellisvirta voi olla yhtä suuri kuin liittymän ylivirtasuojan nimellisarvo, jos verkkoyhtiö sen sallii. Verkkoyhtiöillä

on vielä omia mitoitus tapojaan suurimman sallitun aurinkosähköjärjestelmän määrittelyyn ja nämä käytännöt on syytä varmistaa kohdekohtaisesti, jos suunnitellaan poikkeuksellisen suurta järjestelmää suhteessa liittymän nimellisvirtaan.

Tarkan omakäyttöosuuden arvioimiseksi eri kokoisilla vaihtoehtoisilla järjestelmillä tulee aina tehdä arvio vähintään tuntitasolla vertaamalla tuotantoa ja kulu- tusta koko vuoden ajalta (jatkossa mahdollisuuksien mukaan varttitaseen da- talla). Aurinkosähköjärjestelmän karkean alkumitoituksen lähtökohtina ja koko- luokan valinnassa ohjaavina tekijöinä voivat olla esimerkiksi:

- pohjakulutus
- keskimääräinen kuukausikulutus
- nettonollaenergiamitoitus (keskimääräinen kulutus vuoden aikana) tai sähkön energiaomavaraisuus
- käytettävissä olevat asennuspaikat ja niiden pinta-alat
- järjestelmään käytettävä rahamäärä. (ST-käsikirja 40 2023, 90).

Pohjakulutukseen perustuvassa järjestelmän mitoituksessa

1. Haetaan se aurinkosähkötuotannon kannalta hyvä kuukausi (omakotitalossa yleensä touko-elokuu), jona on pienin kokonaiskulutus.
2. Mahdollisuuksien mukaan otetaan tarkasteluun tuntikohtaiset kulutukset.
3. Haetaan pienimpien tuntikulutusten keskimääräinen taso eli niin sanottu pohja- kulutus

Keskimääräiseen kuukausikulutukseen perustuvassa mitoituksessa järjestelmän koko hieman kasvaa, ja näin saatavat kulutukset vastaavat yleensä paremmin päiväajan tuottoa. Keskimääräisessä kulutuksessa energia käytetään pääosin omassa kiinteistössä. Keskiikulutukseen perustuen aurinkosähköjärjestelmän voi mitoittaa esimerkiksi kuukausikulutustietojen perusteella karkeimmillaan, mutta jos on mahdollista valita paneelien suuntaus esimerkiksi katon eri lappeiden mu- kaan, on hyvä tarkistaa tuntikulutusten perusteella, mihin päivän aikaan on enem- män kuormitusta, ja valita asennussuunta sen mukaan.

Nettonollaenergiamitoituksessa (keskimääräinen kulutus vuoden aikana) pyritään tuottamaan sama määrä energiaa kuin sähköä kulutetaan. Tällä mitoitustavalla järjestelmän teho alkaa kasvamaan huomattavasti ja sähköenergiaa syötetään matalan tehontarpeen aikaan verkkoon paljon, jolloin järjestelmän kannattavuus voi heiketä olennaisesti.

Mitoitus voidaan tehdä myös käytettävissä olevan asennustilan tai budjetin mukaan. Kun järjestelmä mitoitetaan näin, paneelien sijoituspaikalta kartoitetaan käytettävissä oleva varjostamaton pinta-ala, johon aurinkopaneelit voidaan mekaanisesti sijoittaa luotettavasti. Asennustilan mitoittamisessa on hyvä kartoittaa myös mahdollisuudet puuston muokkaamiseen, jos se varjostaa asennusaluetta. Myös käytettävissä oleva rahamäärä voi ratkaista asian suuntaan tai toiseen. Näissäkin tapauksessa on syytä tarkastella edellisiä mitoitustapoja järjestelmän kokoa mitoitettaessa, jotta järjestelmän hankkijalle ei tule väärää kuvaa järjestelmän kannattavuudesta. (ST-käsikirja 40 2023, 92).

## **2.7 Aurinkopaneelien ryhmittely**

Aurinkosähköjärjestelmän tuottoon vaikuttavat olennaisesti varjostukset, kallistus, suuntaus ja lämpötila. Näiden tekijöiden huomiotta jättäminen voi romahduttaa koko tuotannon, esimerkiksi pienikin varjostus voi heikentää koko vuosituotantoa olennaisesti, jos sitä ei huomioida teknisissä ratkaisuissa. (ST-käsikirja 40 2023, 49). Suurin osa Suomessa asennettavista aurinkosähköjärjestelmistä asennetaan rakennusten katoille. Paneelit asennetaan yleensä samaan ilma-suuntaan ja kallistuskulmaan katon lappeen kanssa. (Tahkokorpi 2016, 179).

Olemassa olevan vanhan rakennuksen katemateriaali kannattaa analysoida ja tarpeen mukaan vaihtaa, sillä paneelit eivät itsessään toimi katemateriaalina eivätkä varmista katon tiivyyttä. Aurinkopaneelien on oltava katolla tuetulla alueella eikä esimerkiksi räystäitä saa hyödyntää asennuksessa. Lisäksi nyrkkisääntönä voidaan sanoa, että kaltevilla katoilla paneelit kannattaa asentaa lähtökohtaisesti lappeensuuntaisesti ja katon alalappeesta on jätettävä vähintään yhden paneelin pituuden verran etäisyyttä ylöspäin. Tällöin myös lumiesteille jää tarpeeksi tilaa katolla. Kaikissa tapauksissa on syytä käyttää järjestelmää, jonka toimivuus on

tapauskohtaisesti varmistettu lujuuslaskemilla. Jos aurinkopaneelit integroidaan rakennuksen seiniin tai kattorakenteisiin, ne voidaan erityisesti suurissa kiinteistöissä suunnitella visuaalisesti sopivaksi osaksi rakennuksen arkkitehtuuria tai niillä voidaan korvata muita julkisivumateriaaleja. (Tahkokorpi 2016, 179).

Asennus suoraan maahan asennettuihin telineisiin soveltuu lähinnä suurille järjestelmille, jotka voidaan aidata ja joita voidaan vartioida. Lisäksi maa-asennusten vaatima asennusteline on yleensä huomattavasti massiivisempi ja kalliimpi kuin kattoasennuksissa. Tämä nostaa pienten ja keskikokoisten maa-asennusten kustannukset korkeammiksi kuin kattoasennusten. (Tahkokorpi 2016, 180).

Perinteisesti paneelit on suositeltu asennettavaksi Suomessa kohti etelää 40 asteen kulmassa. Paneelin tuotto kuitenkin pienenee varsin hitaasti suuntauksen muuttuessa. Nykyisillä paneelien hinnoilla optimikulmana voi pitää kulmaa, jolla tuotetaan mahdollisimman paljon sähköä mahdollisimman edullisesti. (Tahkokorpi 2016, 181). Mikäli halutaan optimoida sähkön tuotto vuorokausitasolla, voidaan myös harkita paneelien suuntaamista itään tai länteen. Tällöin tuottohuippu siirtyy joko aamu- tai iltapäivään, jolloin esimerkiksi omakotitaloissa käyttö on usein suurimmillaan. Haittapuolena on kuitenkin vuosituoton aleneminen. Hyvin jyrkällä tai pystysuoralla suuntauksella saadaan kasvatettua talviajan tuottoa ja minimoitua lumen vaikutus. Asennustapa on kuitenkin herkkä suuntaukselle ja suuntauksen tulisikin olla lähes suoraan etelään.

Kiinteästi asennettujen paneelien sijoittelussa on tärkeää pyrkiä minimoimaan varjostukset. Suurimmat pettymykset aurinkosähkön tuotannossa johtuvat monesti varjostusten aliarvioinnista. (Tahkokorpi 2016, 181). Yleensä paneeleissa on ohitusdiodit, jotka auttavat yksinkertaisimpana ratkaisuna pienissä varjostumisissa, mutta yleensä pienetkin varjostumat vaikuttavat koko ketjun toimintaan. Pahimmillaan koko sarjaan kytketyn paneeliketjun jännite putoaa tai vaihtelee niin paljon, että järjestelmän säätö ei enää kykene selviämään tilanteesta ja tuotanto heikkenee oleellisesti tai lakkaa kokonaan. (ST-käsikirja 40 2023, 52). Koko alue idästä länteen on syytä katsoa tarkasti läpi. Varjostuksia aiheuttavat muun muassa puut sekä korkeat rakennukset ja muut rakenteet. Myös esteet, jotka ei eivät estä suoraa auringon säteilyä, voivat haitata tuottoa pienentämällä hajasäteilyn saantia. Mitä pienemmästä järjestelmästä on kysymys, sitä enemmän

jo hyvinkin pieni varjo vaikuttaa. (Tahkokorpi 2016, 182). Varjostusten arviointiin on erilaisia kaupallisia ohjelmia, joita on saatavilla myös puhelimiin. Karkeimmillaan vaikutusta vuosituottoon voi tulkita varjostavan objektin pinta-alan suhteena talven ja kesän auringonratojen väliseen pinta-alaan. (ST-käsikirja 40 2023, 52).

Aurinkopaneelien tausta tulisi jättää tuulettuvaksi. Tuulettamaton rakenne nostaa paneelien lämpötilaa ja jokainen lämpötilan lisäaste pienentää tehoa noin 0,4 prosenttia. Heikosti tuulettuvissa rakenteissa paneelien energiantuotto voi pudota jopa 30 prosenttia. (ST-käsikirja 40 2023, 54). Katon lappeen suuntaisessa asennuksessa paneelin ja katteen välisen tuuletusvälin tulisikin olla vähintään viisikymmenen senttimetriä, jolloin lämpenemisestä johtuva vuosituoton lasku jää noin kahteen prosenttiin (Tahkokorpi 2016, 182). Vaikeinta on arvioida eri tekijöiden yhteiset vaikutukset. Esimerkiksi varjostuksien ja suuntauksen keskinäistä vaikutusta voi olla syytä arvioida siltä kannalta voisiko näennäisesti heikommalla suuntauksella saavuttaa suuremman vuosituoton tai kannattavuuden, jos varjostuksien vaikutus olisikin paljon pienempi ja tuotanto saataisiin hyödynnettyä paremmin itse. Yhteisvaikutuksien arviointi ei ole helppoa, mutta tuntemalla ja huomioimalla eri tekijöiden vaikutukset saavutetaan merkittäviä lisähyötyjä. (ST-käsikirja 40 2023, 49).

### 3 Taloudellinen hyöty aurinkosähkön omatuotannosta

#### 3.1 Taloudellinen Kannattavuus

Aurinkosähkijärjestelmän kannattavuuteen vaikuttavat monet seikat. Tärkeimpiä ovat järjestelmän mitoitus ja hinta, kulutuspaikan sähköhinta, auringon säteily määrä ja paneelien asennus (Motiva Järjestelmän kannattavuus 2024). Aurinkosähkijärjestelmän oma tuotanto ja mitoitus omaan kulutukseen sopivaksi on taloudellisen kannattavuuden edellytys. Kannattavuuslaskelmat osoittavat, että järjestelmä tulee asentaa suoraan kulutuskohteeseen ja se kannattaa mitoittaa kohteen kulutuksen mukaan yhteensopivaksi siten, että aurinkoenergian saa mahdollisimman pitkälti hyödynnettyä itse. (Auvinen K. Jalas M 2020).

Kiinteät kulut, kuten suunnittelu, sopimusten teko, työmaan järjestelyt, asentaminen, käyttöönotto, telineet, invertteri ja muut tarvittavat rakenteet tai jopa rakenteelliset muutokset kohteessa ovat helposti 40–70 % hankkeen kokonaiskustannuksista. Näitä kutsutaan kiinteiksi kuluiksi, koska ne eivät muutu järjestelmän koon mukaan täysin lineaarisesti, vaan ovat niin kutsuttuja pohjakuluja, jotka sisältyvät lähtökohtaisesti kaiken kokoisiin järjestelmiin, joita kohteeseen voidaan tehdä.

Viime vuosina paneelien hinnat suhteessa muihin kiinteisiin kustannuksiin ovat alentuneet merkittävästi, ja siten järjestelmäkoon kasvaessa saavutettava skaalaetu on merkittävä. Skaalaedulla tarkoitetaan tässä siis investointikustannuksen € / asennettu teho (kWp) alenemista ja siten yleensä myös tuotetun energian hinnan €/kWh alenemista pitkällä aikavälillä. Tällöin jos muut kiinteät kulut eivät merkittävästi kasva ja tuotetun sähkön oman käytön osuus ei täysin romahda, on yleensä hyvin kannattavaa mitoittaa yli oman tarpeen aurinkosähkijärjestelmän tuotanto.

Kiinteisiin kuluihin vaikuttavat oleellisesti asennuspaikan ominaisuudet, kuten katon rakenne ja käytettävissä olevat kiinnitystavat. Usein esimerkiksi tasakatoilla paneelit asennetaan matalaan asennuskulmaan juuri näiden kiinteitten rakenteel-

listen kustannusten takia, jotta vältetään esimerkiksi tuulikuorman takia tarvittavien lisäpainojen aiheuttamat lisäkustannukset ja muut rakenteelliset ongelmat. Monimutkaisten mekaanisten ratkaisujen sijasta on usein halvempaa asentaa lisää paneeleja kompensoimaan epäedullista asennuskulmaa tai muuta paljon lisäkustannuksia aiheuttavaa mekaanista ratkaisua, kohonneet kiinteät kustannukset nostavat kokonaishintaa usein paljon enemmän kuin halvemmilla asennusratkaisuilla tehtyjen lisäpaneelien kustannus. (ST-käsikirja 40 2023, 83).

Lisäksi kannattavuutta tulee tarkastella myös seuraavista lähtökohdista:

-Sähköenergian hinta ja verkkopalvelumaksut.

– Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon vähenemä (%), joka on noin 0,5 %/v.

- Invertterin vaihto ainakin kerran paneelien eliniän aikana ja muut tarvittavat huoltotoimet (noin 5–10 % järjestelmän alkuinvestoinnista). Invertterin vaihdon elinkaarikustannukset vaihtelevat sen mukaan, kuinka monta kertaa invertteri täytyy vaihtaa paneelien elinaikana. Inverttereille myönnetyt takuut vaihtelevat 2:sta 20 vuoteen.

– Vakuutukset. Aurinkovoimala vaikuttaa kiinteistön vakuutuksiin samoin kuin mikä tahansa muukin sähkölaite, ja tällä voi olla varsinkin laajoissa kohteissa suuri merkitys kannattavuuden arviointiin.

– Rahoituskulut. Mikäli järjestelmän rakentaminen vaatii merkittäviä rahoitusjärjestelyjä, on syytä arvioida näiden vaikutus kannattavuuteen.

Hankinnassa kannattaa kiinnittää huomiota hinnan lisäksi laatuun. Laadun ja hinnan suhde on merkittävä, sillä kun kannattavuutta lasketaan koko järjestelmän käyttöiälle, paneelien tehokkuus ja kestävyys vaikuttavat laskelmiin. (ST-käsikirja 40 2023, 85).

### 3.2 Kannattavuuden laskeminen

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden laskemiseen on muutamia erilaisia keinoja. Kannattavuutta voidaan tarkastella muun muassa takaisinmaksuajan, energian tuotantohinnan, sisäisen korkokannan tai nettonykyarvon mukaan. On tärkeää tarkastella kannattavuutta monesta eri näkökulmasta, jotta tulos olisi mahdollisimman totuudenmukainen. Aurinkoenergian kannattavuutta kannattaa arvioida ensisijaisesti vertailemalla voimalan tuottaman energian hintaa 30 vuoden käyttöiän aikana muiden vaihtoehtoisten energialähteiden kustannuksiin. (Auvinen K 2024). Nykyään netistä löytyy monia eri ilmaisia kannattavuuslaskureita, joista tässä voi mainita esimerkiksi Finsolarin laskurit. Seuraavaksi esitellään edellä mainitut laskumenetelmät ja kaavat.

Takaisinmaksuajan menetelmässä lasketaan aika vuosina, jona investointi nettotuloina maksaa itsensä takaisin. Takaisinmaksuaika määritetään laskemalla, kuinka monen vuoden diskontatut nettotulot tarvitaan investointimenon kattamiseksi.

$$\sum_{t=1}^N \frac{S_t}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

t = ajankohta

r = korkokanta

$S_t$  = investoinnin tuottama nettokassavirta hetkellä t

$I_0$  = investointimeno lähtöhetkellä

(Hänninen T 2016)

Huomionarvoista on, että pelkkä takaisinmaksuaika ei sovi ainoaksi aurinkoenergiainvestointien kannattavuuden arviointimenetelmäksi. Aurinkoenergiainvestoinnin taloudellista hyötyä ja tuottoja tulee tarkastella koko elinkaaren yli. Takaisinmaksuaika ei siksi sovellu ainoaksi arviointiperusteeksi tai anna oikeaa kuvaa aurinkoenergiainvestoinnin kannattavuudesta, koska aurinkopaneelien käyttöikä

on noin 30 vuotta ja järjestelmä on teknisesti hyvin toimintavarma. Takaisinmaksuaikaa laskettaessa ei oteta huomioon investoinnin pitoaikaa tai jäännösarvoa. Yksittäisenä investoinnin mittana takaisinmaksuaikamenetelmää voidaan puolustaa vain, jos investoinnin vanhenemisriski on huomattava. Aurinkoenergiajärjestelmän laiteriski ennen takaisinmaksuajan (yleensä 8–22 vuotta) umpeutumisesta on erittäin pieni ja aurinkoenergiajärjestelmien ylläpito- sekä huoltotarve on hyvin vähäinen.

Energian tuotantohinnan tai LCOE-laskennan periaatteena on selvittää, minkä hintaista energiaa aurinkoenergiajärjestelmällä tuotetaan. Tämä tapahtuu jakamalla järjestelmän kustannukset tuotetun energian määrällä. LCOE-hinta siis vaihtelee tarkastelun aikajänteen mukaan, sillä kustannuksia syntyy hyvin vähän alkuinvestointien jälkeen mutta energiantuotanto jatkuu koko järjestelmän elinkaaren ajan. (ST-käsikirja 40 2023, 87).

$$LCOE = \frac{\text{Investoinnin elinkaaren yhteenlaskettu hinta}}{\text{Investoinnin elinkaaren yhteenlaskettu sähköenergian tuotto}}$$

(Lai C.S Locatelli G. Pimm A. Tao Y. Li X. Lai L.L 2019)

Nykyarvomenetelmä kuvaa investoinnin tulo- ja menovirtojen nykyarvojen erotusta eli kokonaistuottoja tai -tappioita koko investoinnin elinkaaren ajalta. Nettonykyarvo lasketaan diskonttaamalla investoinnin elinkaaren aikaiset menot ja tulot nykyhetkeen valitulla laskentakorolla. Diskonttaus laskentakorolla perustuu olettamukseen, että tulot ja menot ovat eriarvoisia tulevaisuudessa kuin nykyhetkessä, koska esimerkiksi lainat ja sijoitukset kasvavat korkoa ajan funktiona. Yksinkertaisissa tapauksissa laskentakorkona voi käyttää esimerkiksi järjestelmän hankintaa varten otetun pankkilainan korkokuluja. Laskentakorkoon voi sisällyttää myös esimerkiksi tuotto-odotuksia investoinnille. (ST-käsikirja 40 2023, 88).

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+r)^t} - I_0$$

(Lehtonen M 2014, 14)

Sisäinen korkokanta kertoo, kuinka monen prosentin vuotuisen tuottoasteen investointi antaa pääomalle. Suurempi sisäinen korkokanta tarkoittaa parempaa investointia. (ST-käsikirja 40 2023, 88).

$$\sum_{t=1}^N \frac{S_t}{(1 + irr)^t} - I_0 = 0$$

irr = Sisäinen korkokanta (internal rate of return)

(Lehtonen M 2014, 15)

### 3.3 Vähennykset ja verotus

Jos aurinkosähköjärjestelmä on toteutettu tietyin ehdoin, oman sähkönkulutuksen kattavaksi, voi taloyhtiö välttyä erilaisilta järjestelmää koskevilta veroilta. Jos taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmä on mitoitettu kattamaan pääosin energiayhteisön omaa sähkönkulutusta ja järjestelmä on alle 100 kilovolttiampeerin (kVA) tehoinen (tämä vastaa noin 80 kW:n tehoa), yhteisö ei ole suoraan sähkö- ja arvonnisäverotuksen piirissä. Yhteisön ja sen jäsenten sähköverkkoon myydystä sähköstä saatava tulo on kuitenkin tuloveronalaista.

Jos verkkoon syötetyn sähkön määrä on ostetun sähkön määrää pienempi vuosisatasolla, tulkitaan myynti pienimuotoiseksi. Pienimuotoista sähkönmyyntiä ei tarvitse ilmoittaa veroilmoituksella, vaan mahdollinen verotettava tulo ilmoitetaan verotuksessa muuna ansiotulona. Yli 100 kVA nimellisteholla tuottava energiayhteisö on sähköverovelvollinen. Jos vuosituotanto on alle 800 000 kWh riittää yksi veroilmoitus vuosittain. Yli 800 000 kWh vuodessa tuottavien toimijoiden tulee antaa veroilmoitus kuukausittain. Kaikkien yli 100 kVA:n nimellisteholla tuottavien tulee rekisteröityä sähkön pientuottajiksi.

Sähköveron lisäksi sähkön pientuottajaksi rekisteröity yhteisö maksaa myydystä sähköstä myös arvonnisäveroa. Satunnaisen ja vähäisen myynnin voidaan katsoa

olevan joissakin tapauksissa vapaa arvonlisäverosta. Tällaiset tilanteet tulee varmistaa tapauskohtaisesti Verohallinnolta. Jos taloyhtiö/energiayhteisö on jo valmiiksi alv-velvollinen, tätä poikkeusta ei sovelleta.

On hyvä huomata, että jos aurinkosähköjärjestelmä mitoitetaan tuottamaan selvästi enemmän aurinkosähköä kuin mitä energiayhteisö käyttää, voi verottaja tulkita toiminnan liiketoiminnaksi, joka kuuluu arvonlisäverotuksen piiriin. Tämä on siis mahdollista myös jo alle 100 kVA:n teholla toimivissa järjestelmissä. (Ilmastoinfo n.d).

## 4 Eri ratkaisutapojen mitoittaminen

### 4.1 Kohteiden esittely

Aurinkovoimalan mitoituksen kohteena toimii viidestä eri taloyhtiöstä ja kahdestatoista kerrostalosta koostuva asuintalokokonaisuus, jossa on yhteensä 112 asuntoa. Kerrostalot ovat kahdesta neljään kerrokseen korkeita. Kohde sijaitsee Tampereella ja kuuluu Tampereen Energian sähköverkon toimialueeseen. Lämmitysmuotona rakennuksissa toimii kaukolämpö. Talot ovat valmistuneet vuosina 2003–2007.

Taloyhtiöillä on yhteinen maanalainen pysäköintialue ja myös maan päällä oleva pysäköintikatos, jossa sijaitsee myös sähköautonlatauspisteitä. Taloyhtiön parkkialueella on lukuisia sähköautonlatauspaikkoja, joten aurinkosähkön hyödyntäminen tulee sitä kautta kannattavammaksi.

Kohde koostuu siis viidestä eri taloyhtiöstä, joilla jokaisella on oma sähköliittymä. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että taloyhtiöiden välinen energiayhteisö voidaan suoraan hylätä kannattamattomana, koska siinä tapauksessa, jos aurinkopaneeleilla tuotettua sähköä halutaan jakaa taloyhtiöltä toiselle, joutuisi se kulkemaan sähköyhtiön jakeluverkon kautta, jolloin joudutaan maksamaan erilaisia sähkönsiirtomaksuja. Tässä tapauksessa olisi kannattavinta, että jokainen taloyhtiö perustaa oman energiayhteisön. Pääsulakekoot ovat neljässä liittymässä 400x3 A ja yhdessä pienemmässä 100x3 A. Jokaisesta sähkökeskuksesta löytyy vapaita tulppasulakelähtöjä invertterille, jos järjestelmä tullaan toteuttamaan perinteisellä keskusinvertterillä.

## 4.2 Tarkasteltavat toteutustavat

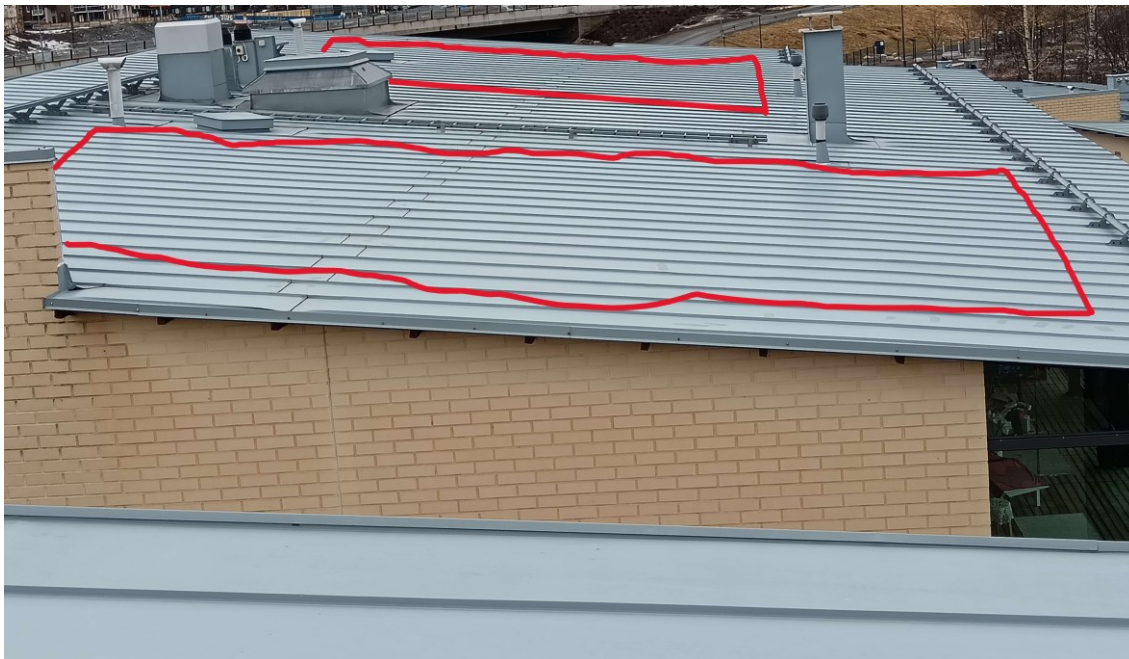
Aurinkosähkövoimaloiden kannattavuutta tarkastellaan kolmella eri toteutustavalla. Ensimmäiseksi katsotaan soveltuvuutta perinteiselle paneelit katolle-ratkaisuun. Sen lisäksi tarkastellaan miten paneelit voisi asentaa taloyhtiöiden autokaton ulkoseinälle. Viimeiseksi tutustutaan niin kutsuttuun PPA-malliin, joka eroaa monessa mielessä kahdesta ensimmäisestä ratkaisusta.

### 4.2.1 Aurinkopaneelien asentaminen katoille

Ensimmäinen tarkasteltava toteutustapa on tavallisin, eli paneelien asentaminen rakennusten katoille. Kattojen materiaali on pelti. Katoilla on jonkin verran aurinkopaneelien määrää ja sijoitettavuutta häiritseviä tekijöitä, suurimmaksi osaksi LVI-laitteistoa, kuten huppuimurit ja kenties suurin yksittäinen varjostuma, IV-kone. Tässä asennustavassa suurin ongelma on rakennusten kattojen noin 10 % kallistuma pohjoiseen päin. Pahimmassa tapauksessa paneeleita joutuisi nostamaan telineillä kallistumaan enemmän etelään päin, mutta vastaan voi tulla kuormasta johtuva rajoitus, jonka lisäksi telineille ja niiden asentamiselle tulee lisähintaa. Seuraavissa kuvissa on esitelty ja havainnollistettu millaisille katoille paneelit asennettaisi.



KUVA 4. Joissain katoilla LVI-laitteiden ja tikkaiden sijainti antaa rajoitteita aurinkopaneelien sijoittelulle



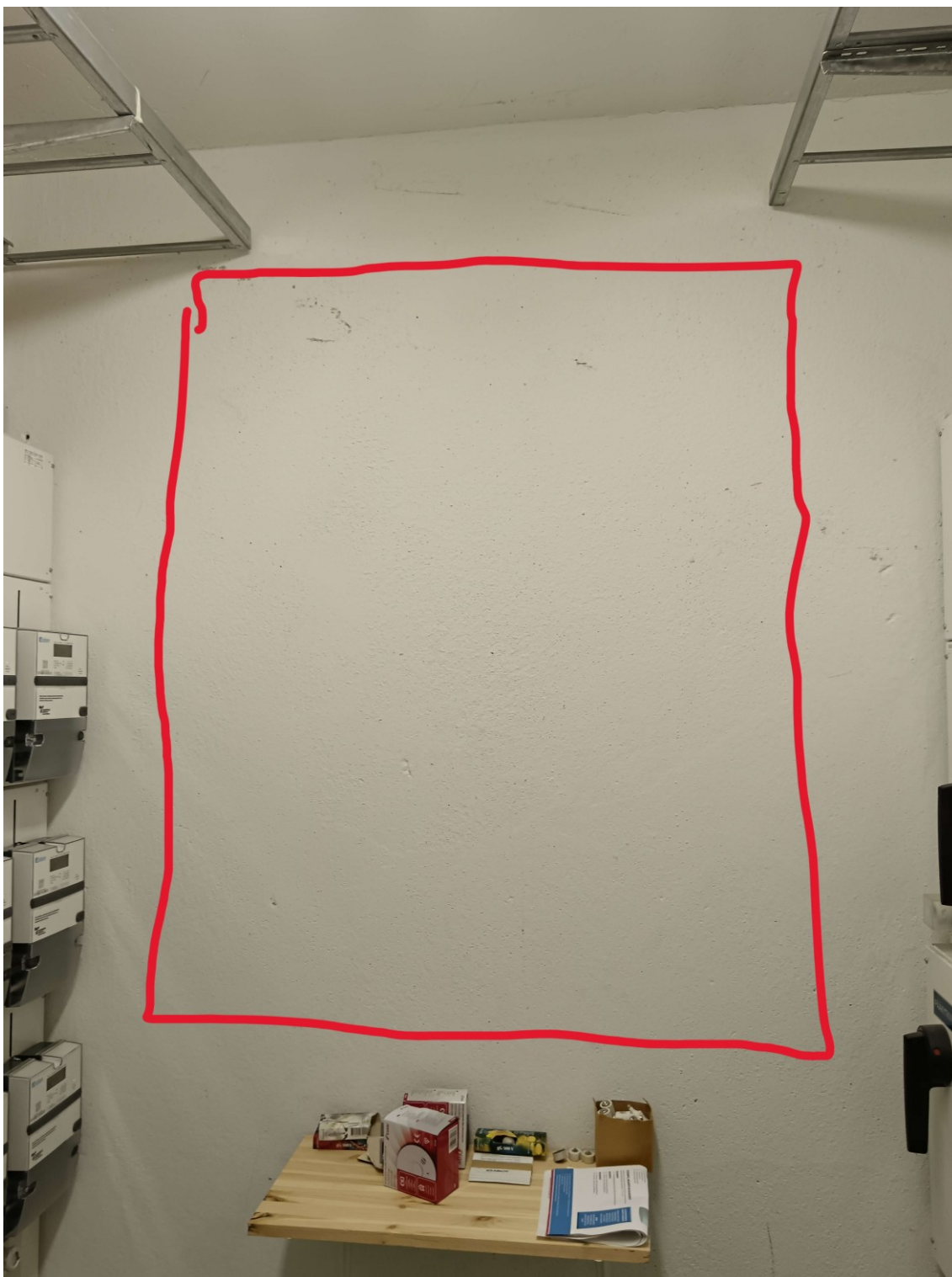
KUVA 5. Joissain katoilla sijoittamisen hahmottelu on helpompaa

Ideaaliratkaisu olisi, että invertteri saataisi asennettua mahdollisimman lähelle paneeleita. Tämä johtuu siitä, että pitkä tasavirtakaapelointi kasvattaa tulipalo- ja valokaaririskiä. Se myös aiheuttaa enemmän tehohäviötä kuin vaihtosähkökaapelointi. Rakennusten välirikko on kumminkin hyvin ahdas ja invertterin mahtuttaminen sinne voi olla haastavaa. Kohteessa ei ole myöskään minkäänlaista IV-konehuonetta ylimmässä kerroksessa, jonne invertterin voisi asentaa. Katoillaan ei ole seinää, minne voisi asentaa sääsuojattuja invertteriä. Rakennusten alakerroissa, teknisten tilojen sisältä, tai niiden läheisyydestä löytyvät paikat invertterin ja mahdollisen suojalevyn asentamiselle seinälle. Jos tähän ratkaisuun päädytään, pitää tasavirtakaapelit vetää nousukuilun kautta katolta alakerroksen alakattoon ja sieltä aina tekniseen tilaan asti. Tulipaloriskin minimoimiseksi tulee paloluokitellut kaapelit asentaa palonkestävään kotelointiin. Tämän asennustavan eduksi on kumminkin taloyhtiöillä hyvät huoltopääsyt nousukuiluihin, joka ilmenee seuraavasta kuvasta.

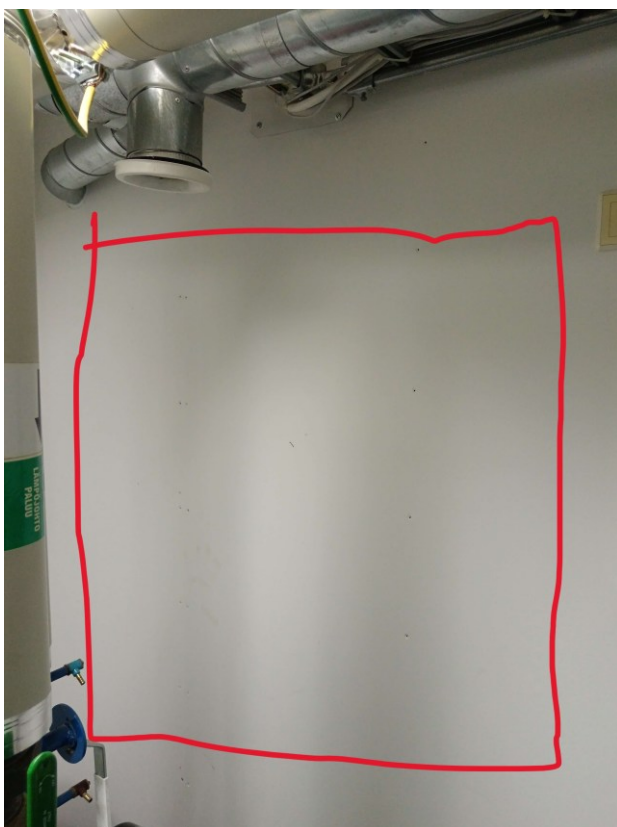
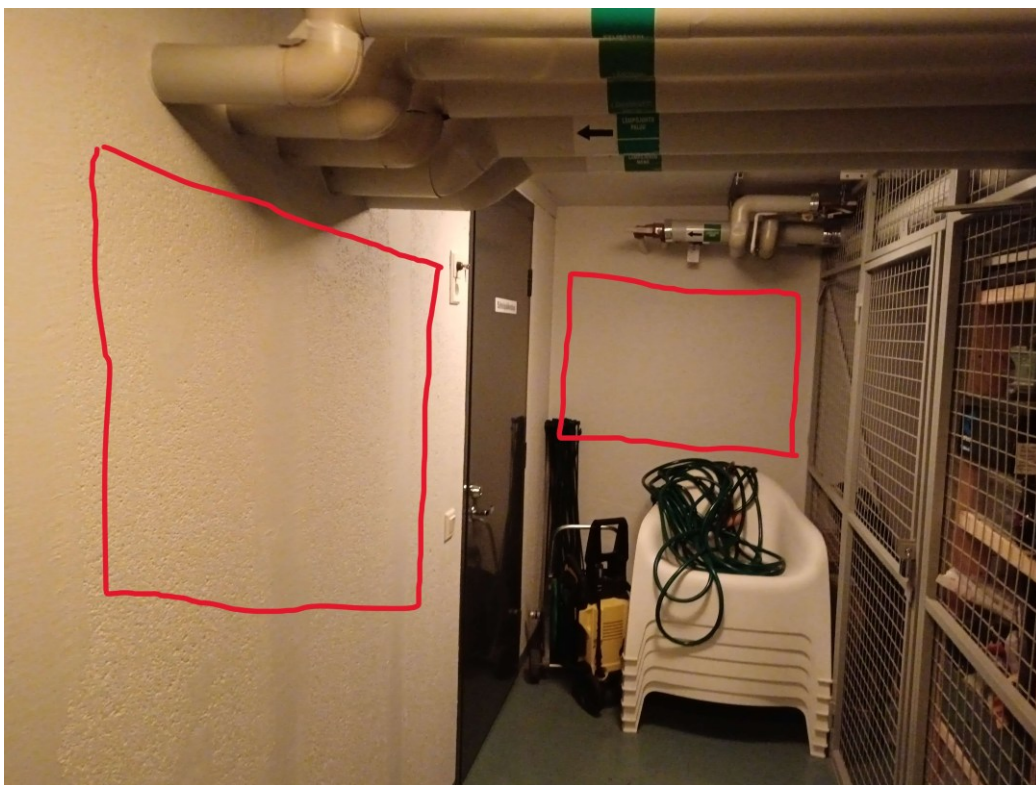


KUVA 10. Jokaisen rakennuksen, joka kerroksen käytävällä on nousukuilulle luukut huoltoa varten.

Inverttereille löytyy paljon asennuspaikkoja rakennusten alakerroista. Osassa rakennuksia invertteri voitaisi asentaa myös pääkeskustilaan. Seuraavat kuvat havainnollistavat asennuspaikkoja.



KUVA 7. Eräässä taloyhtiössä invertteri mahtuisi suoraan sähköpääkeskustilaan.



KUVAT 8 ja 9. Kaksi eri vaihtoehtoa invertteri sijoittamiseen Ylempi kuva sähköpääkeskushuoneen ulkopuolelle, tai alempi kuva sähköpääkeskustilan seinän toisella puolella sijaitsevan lämmönjakohuoneen seinälle. Lämmönjakohuoneessa tosin lämpötila voi olla liian suuri invertterille.

Aurinkopaneelit voidaan asentaa ilman ongelmia katoille, mutta invertterin sijoittaminen tulee olemaan tämän asennuspaikan haaste. Taloyhtiöiden kannattaa pyrkiä sijoittamaan invertteri välikattoon kaapeloinnin helpottamisen takia.

#### **4.2.1 Aurinkopaneelien asentaminen seinälle**

Seuraavassa tavassa aurinkopaneelit asennettaisiin taloyhtiöiden yhteisen autokaton etelään päin osoittavaan seinään. Tässä tavassa aurinkopaneelien tuotto olisi odotetusti korkeampaa kuin katolle asennettaessa, koska paneelit osoittaisivat suoraan etelään. Keskipäivällä tuotto on oletettavasti tasaista, mutta aamuisin ja iltaisin auringon valo ei kohtaa paneeleita enää niin hyvin, koska seinä sijaitsee matalammalla kuin katto ja esteeksi nousee silloin puita, rakennuksia ja maaston korkeuserot. Pituutta seinällä ja asennustilalle on runsaat 238 metriä. Pituus on mitattu Google Mapsin mittaustyökalulla. Paneelit tulisi asentaa ainakin parin metrin korkeuteen, jotta ulkopuolisilla ei olisi pääsyä niihin ja voitaisiin välttyä mahdolliselta paneeleihin kohdistuvalta ilkeivallalta.



KUVA 11. Parkkikatoksen etelänpuoleinen seinä. Punaisella viivattu paneelien asennuspaikka, yli kahden metrin korkeudessa.

Seinä kulkee pituudeltaan kaikkien kohdetaloyhtiöiden edestä. Seinä ei ole suora, vaan tekee loivan mutkan, siten että toinen puoli seinästä osoittaa hieman lounaaseen päin, kun taas toinen puoli osoittaa suoraan Etelään. Paneelit tul-tai-siin todennäköisesti mitoittamaan ja sijoittamaan siten, että jokaiselle taloyhtiölle mitoitetaan yksi paneeliryhmä seinälle. Tämä tarkoittaa sitä, että jos kaikkien taloyhtiöiden paneelit asennettaisiin seinälle, tulisi osalle paneeleita huonompi sähköntuotto, koska kaikkia paneeleita ei mahdu suuntaamaan etelään. Kaapelit voisi viedä autokatoksen yhteydessä oleviin kahteen roskakatokseen, jonne invertterit voisi sijoittaa. Näin minimoidaan tasavirtakaapeleiden pituuksia. Tasavirtakaapelit voi myös viedä suoraan paneeleilta rakennuksen sisälle, jos invertteri halutaan sijoittaa sisätiloihin. Joka tapauksessa, jotta kaapelit saadaan keskukselle pitää autokatoksen ja keskuksen välille rakentaa maakaapelireitti, joka tekee lisäkustannuksia. Matka autokatokestasta pääkeskukselle ei ole erityisen pitkä

missään paitsi yhdessä taloyhtiössä. Yksi taloyhtiön rakennus, jonne kaapelit vietään katoksesta, on kauempana kuin muut, joten jos sinne ei ole valmiiksi varattua reittiä tehty tulee siitä hyvinkin kallis. Kyseinen taloyhtiö kattaa muutenkin vain kolme asuntoa, eli tätä ratkaisua ei voi pitää ainakaan sille sopivana. Ainakin yhdessä taloyhtiössä on valmiina kaapelireitti autokatokselta pääkeskukselle, mikä tulee ilmi seuraavissa kuvissa.





KUVAT 12 ja 13. Eräs taloyhtiö on varannut maan alta kulkevan vapaan reitin kaapeleille. Reitti kulkee autokatokselta kiinteistön sähkökeskustilaan.

#### 4.2.1 Seinätilan vuokraus ulkoiselle toimijalle ja PPA-malli

Viimeinen toteutustapa on hieman erikoisempi. Asiakkaan ideana on, että taloyhtiöt vuokraisivat edellä mainitun autokatoksen seinäalueen ulkoiselle toimijalle, joka rakennuttaisi kohteeseen oman aurinkovoimalan, jossa se tuottaa aurinkosähköä joko omiin tarpeisiinsa tai myytäväksi. Tästä prosessista taloyhtiöt saisivat seinäalueen vuokraamisesta tuloja. Tässä skenaariossa nousee esille monia kysymyksiä. Esimerkiksi Solarigon sivuilla puhutaan nimenomaan maa-alueen vuokraamisesta, mutta kohteen maa-alue kuuluu kaupungille, kun taas seinäalue, jota haluttaisi vuokrata kuuluu taloyhtiöille. Tässäkin kohtaa tulisi kaupungilta mahdollisesti kysyä luvat järjestelmän rakennuttamiseen.

Tätä ratkaisua ei voida kuitenkaan pitää kannattavana, ainakaan tässä muodossa. Tuotettu sähkö pitäisi myydä suoraan verkkoon, jolloin siitä pitäisi maksaa erilaisia lisäkustannuksia. Monilla yrityksillä on suuria aurinkosähköpuistoja, joissa tuotetaan monen sadan kilowattipiikin kokoisilla järjestelmillä sähköä, jota

myydään verkkoon. Näissä pääideana on optimaalinen sijainti puistolle ja skaalaetu, eli puiston suuri kokoluokka alentaa kWp/€-kustannuksia sen verran, että sähkön tuotto on kannattavaa. Taloyhtiöiden kohde ei ole täysin optimaalinen paikka aurinkosähkön tuotolle, eikä siinä saada oletettavasti tarpeeksi suurta skaalaetua, jonka lisäksi seinälle asennettavat paneelit maksavat enemmän kuin maahan asennettavat, mitä usein suurissa puistoissa on.

Sen sijaan monet sähköalanyritykset tarjoavat niin kutsuttua PPA-sopimusmallia. PPA (Power Purchase Agreement) on pitkäaikainen sähkön ostosopimus, joka solmitaan sähkön tuottajan ja suuren sähkönkäyttäjän välillä. Usein tämä sopimus kestää 10–20 vuotta tai jopa pidempään. Sopimuksessa sovitaan muun muassa sähkön hinnasta, toimitusmäärästä ja ajanjaksosta, jolloin sähkö toimitetaan. PPA-sopimuksia käytetään erityisesti uusiutuvan energian projekteissa, kuten tuuli- ja aurinkovoimaloissa, koska ne takaavat vakaat tulot energian tuottajille ja mahdollistavat pitkäaikaisten investointien tekemisen. Ostajalle taas PPA tarjoaa ennustettavuutta energiakustannuksissa (Väyrynen I 2024) PPA-sopimus on ensisijaisesti tarkoitettu kumminkin suurta energiamäärää vaativille yrityksille.

Tampereen alueella esimerkiksi edellä mainittu Solarigo toteuttaa myös PPA-hankkeita. Toteutus on niin kutsuttu avaimet käteen-ratkaisu, jossa Solarigo kartoittaa ja rakentaa aurinkovoimalan kohteeseen. Se hoitaa myös rahoituksen ja tulee omistamaan aurinkovoimalan. Aurinkosähkön ostosopimus tehdään yleisesti 15–20 vuoden ajalle. Sopimuksen voi joko tehdä kiinteällä tai joustavalla hinnoittelulla. Solarigo tulee vastaamaan sopimuksen keston ajan myös voimalan huollosta ja päivityksestä. Asiakas tulee maksamaan vain aurinkovoimalan tuottamasta sähköstä, jota se ostaa, eikä esimerkiksi rakennuskuluja. Tämän takia asiakkaalle ei koidu investointiriskiä hankkeesta, vaan sen kantaa palvelun tarjoaja. Jotta hanke olisi kannattava, Solarigo vaatii tarpeeksi suurta järjestelmää asennettavaksi alueelle, vähintään 100 kWp. Järjestelmä tulisi myös asentaa yhdelle helposti asennettavalle alueelle, kuten isolle katolle, tai maahan.

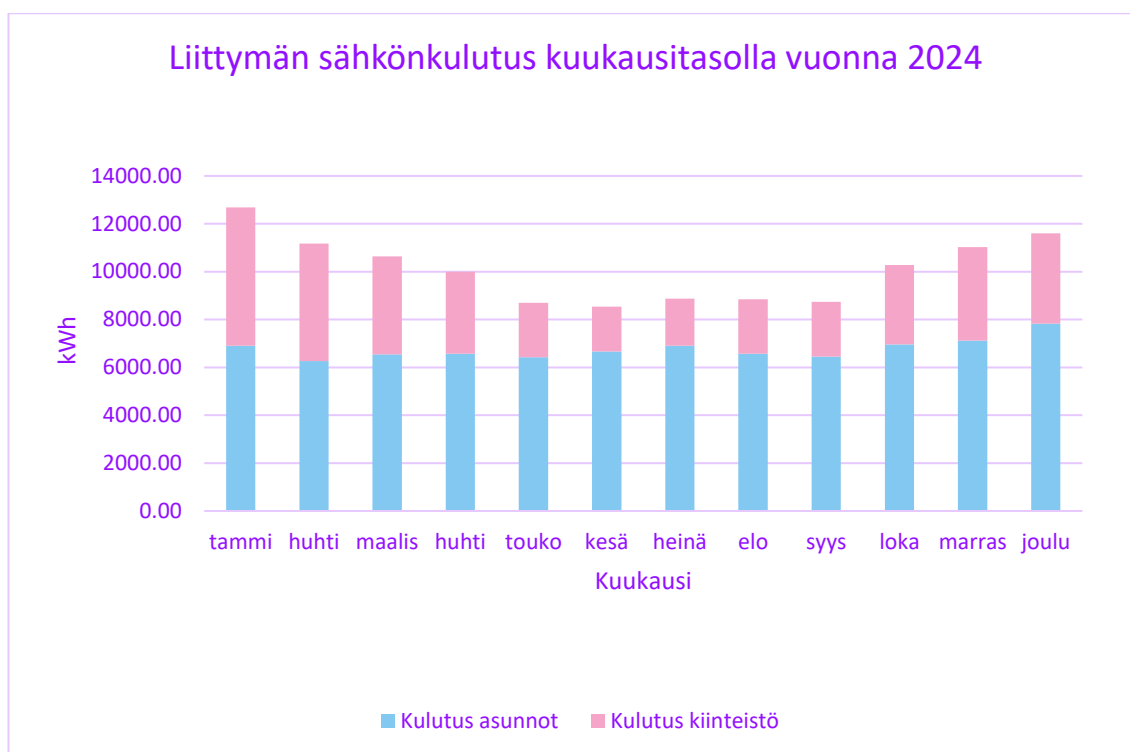
### **4.3 Mitoittaminen Esimerkkikohteelle**

Koska taloyhtiöitä on yhteensä viisi, tulee jokaiselle tehdä omakohtainen tarkastelu mitoittamisen ja kannattavuuslaskennan kohdalta. Kohteiden kokoluokat ja sähkölaskujen hinnat vaihtelevat toisistaan sen verran, että yhden taloyhtiön tuloista ei kannata rinnastaa muihin. Jos jokaisen taloyhtiön laskut listataan erikseen tähän työhön, tulisi siitä turhaa manuaalista työtä ja työn pituus kasvaisi kohtuuttomasti. Siksi seuraavissa vaiheissa lähdetään tarkastelemaan yhden taloyhtiön kulutustietoja ja suoritetaan mitoitus ja kannattavuuslaskelmat sen pohjalta. Laskut ja tarkastelut suoritetaan jokaiselle taloyhtiölle, mutta kaikkia tuloksia tarkastellaan myöhemmin työn loppuosiossa.

Mitoitettavassa kohteessa on 3x400 A pääsulakkeet. Se koostuu neljästä erillisestä rakennuksesta ja 28 asuinhuoneistosta. Myös tässä kohteessa katto on kallistuneena noin 10 % pohjoiseen.

#### **4.3.1 Mitoitus kun järjestelmä on katolla**

Aloitetaan mitoittaminen tarkastelemalla liittymän kulutustietoja. Seuraavassa graafissa sähköverkkoyhtiöltä saadut asuntojen ja kiinteistön sähkönkulutustiedot on eritelty kuukausitasolla vuoden 2024 ajalta. Kuviosta näkyy kulutuksen olevan matalampaa kesäkuukausien aikaan ja korkeampaa talvella.



KUVIO 1. Liittymän sähkönkulutus kuukausitasolla vuonna 2024

ST 40-käsikirjan mukaan järjestelmän kokoa on hyvä lähteä kartoittamaan kesäkuukausien sähkön kulutuksen ja tuotannon kautta. Silloin sähkön kulutus on yleensä vähäistä ja sähkön tuotanto puolestaan korkeinta. Tavoitteena on saada vuorokauden korkeimmat tuotantopiikit kohtaamaan sen hetken kulutuksen kanssa, jotta sähköä pystytään hyödyntämään mahdollisimman pitkälle omaan käyttöön ja puolestaan ylijäämä sähköä, jota ei omaan käyttöön tarvitse, pyritään minimoimaan. Tämä johtuu siitä, että normaalisti itse tuotettu sähkö on noin kolme kertaa edullisempaa kuin ostettu sähkö, koska siitä pitää maksaa verot ja siirtomaksut. Verkkoon myytävästä sähköstä saadaan tyypillisesti vain Nord Pool-markkinapaikalla taseselvitysjaksoittain määrittävän sähköenergian spot-hinnan vähennettynä myydyin sähkön ostavan yhtiön marginaalilla.

Mitoitusta varten simuloitu vuoden tuotantodata on peräisin Euroopan komission PVGIS-työkalusta. PVGIS:sä ei ollut vuoden 2024 säteilyarvoja, joten jouduttiin tyytymään käyttämään vuoden 2023 arvoja. Simulointi kertoo, kuinka paljon tarkasteltava järjestelmä olisi tuottanut aurinkosähköä vuoden 2023 joka tunti. Kaikki tuntikohtainen data on käsitelty Suomen normaaliajassa (UTC+2). Työkalulla valittiin satelliittikuvasta kohteen tarkka sijainti ja syötettiin seuraavat tiedot:

Säteilyarvojen tietokanta: PVGIS-SARAH3

Aloitus- ja lopetusvuosi: 2023

Asennustapa: Kiinteä

Kallistus: 10 ast

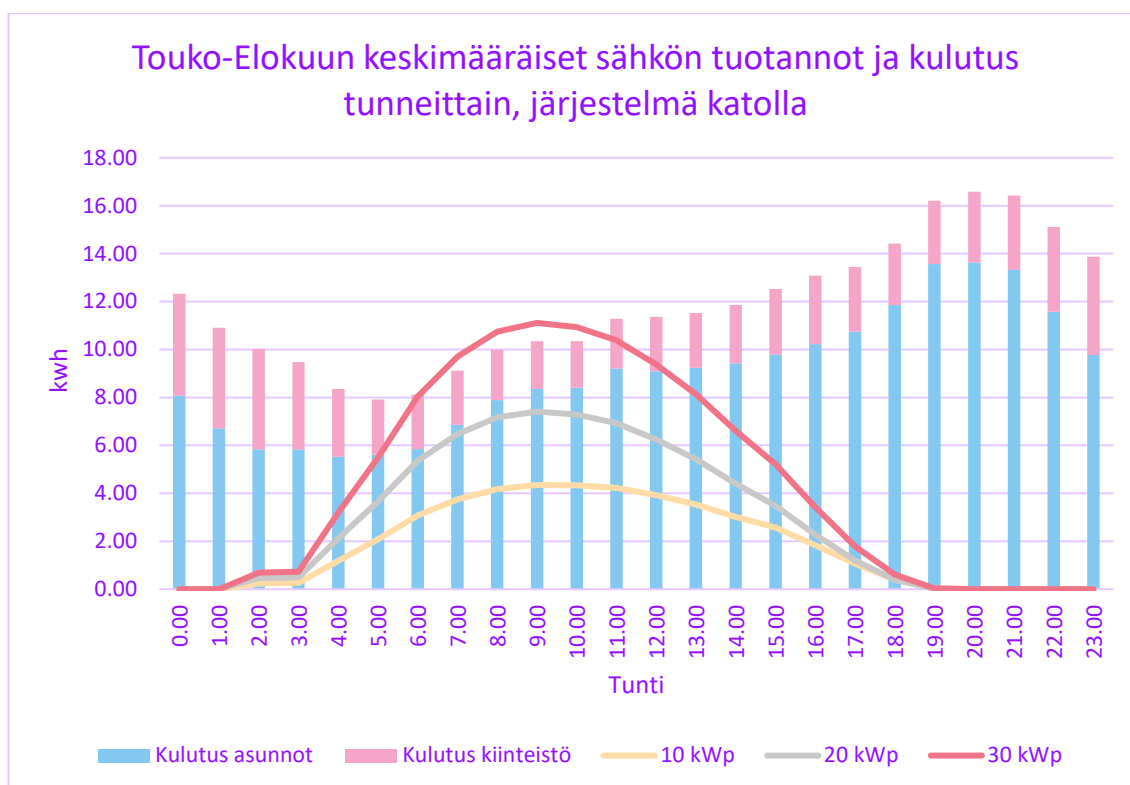
Suuntaus: -150 ast

Paneeliteknologia: Kiteinen pii

Häviö (%): 14 (Oletus)

PVGIS-ohjelmalla ei voinut ottaa kantaa miten korkealle paneelit asennetaan, vaan ohjelma olettaa paneelit sijaitsevan maan tasolla. Paneelien kallistus on asetettu katon mukaisesti 10 astetta pohjoiseen. Lähtötietoihin liitettiin myös järjestelmän koko kilowattiikkinä ilmoitettuna. Tuotantosimulaatioita tehtiin 10-, 20-, ja 30 kWp kokoisille järjestelmille, jotta saatiin havaintoa, minkä kokoluokan järjestelmä olisi optimaalisin kohteeseen.

Mitoitusta varten tehty kuvaaja on luotu Microsoft Excelillä. Mitoituksessa on oletettu, että kaikki kiinteistön asuinhuoneistot ovat mukana energiayhteisössä, eli järjestelmä pyritään mitoittamaan mahdollisimman hyvin vastaamaan kiinteistön yhteenlaskettua koko liittymän netotettua mittausdataa. Tarkastellaan kiinteistön vuoden 2024 kesäkuukausien, eli toukokuusta elokuuhun, vuorokauden keskimääräisiä tuntikohtaisia kulutuksia ja verrataan niitä simuloituihin vuoden 2023 vastaaviin tuntikohtaisiin keskimäärä tuottoihin, jotka on seuraavassa graafissa esitelty.



KUVIO 2. Touko-Elokuun keskimääräiset sähkön tuotanto ja kulutus tunneittain, kun järjestelmä on asennettuna katolle

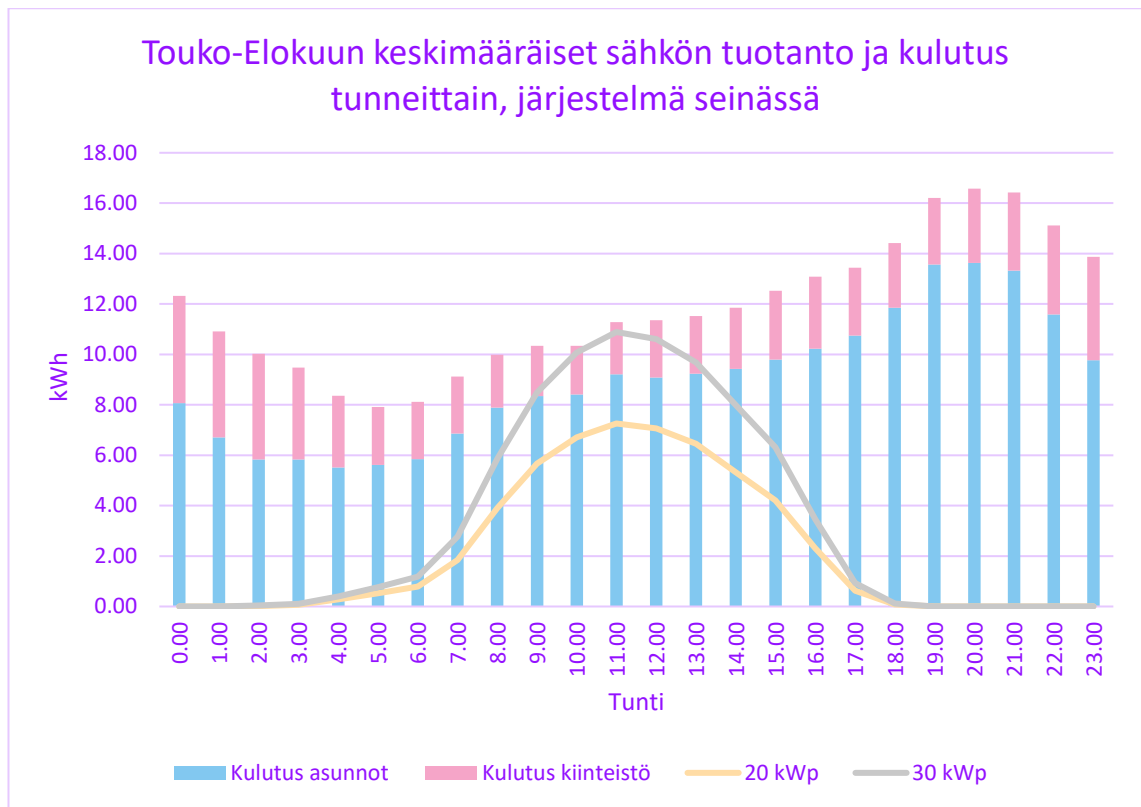
Kuvasta nähdään, että pienemmät 20 ja varsinkin 10 kWp järjestelmät jäävät turhan pieneksi verrattuna niiden tuotantojen huippukohtiin. Varaa suuremmalle järjestelmälle löytyy. Noin 30 kWp kokoinen järjestelmä, tai hieman pienempi voisi olla sopiva, jolloin datan perusteella saadaan parhaiten hyödynnettyä suurin määrä tuotetusta aurinkosähköä. Esimerkiksi 40 kWp järjestelmä tuottaisi kello 7–10 aikaan merkittävää määrää ylimääräistä aurinkosähköä, jota jouduttaisiin myymään verkkoon, joka ei ole kannattavaa. 30 kWp järjestelmällä energiayhteisöön kuulumisen on kiinteistön asukkaalle myös kannattavinta verrattuna muun kokoisiin järjestelmiin.

Jos kohteen katolle rakennettaisiin 30 kWp kokoinen järjestelmä niin pitää miettiä mahtuisiko sen paneelit yhdelle katolle vaiko pitääkö paneeleita myös asentaa muihin taloyhtiön katoille. Asennukset eri katoille tarkoittaa lisää asennuskustannuksia, kaapelointia ja suurin yksittäinen lisäkustannuserä, toinen invertteri ja sen asentaminen. Invertterin asentaminen tulee kumminkin edullisemmaksi kuin kokonaan uusien tasasähkökaapeleiden rakentaminen rakennusten välille.

Taloyhtiön päärakennuksen, missä liittymäpiste sijaitsee, katolla on vapaata asennustilaa noin 232,5 m<sup>2</sup>. Summa on saatu mittaamalla rakennuksen kattoa Google Maps mittaustoimintoa, joten pitää muistaa, että mittaustulos ei ole tarkka vaan suuripiirteinen. Jos oletetaan, että yhden aurinkopaneelin kapasiteetti on noin 400 wattia, niin 30 kWp-järjestelmä vaatisi yhteensä 75 paneelia. Yleiset mitat keskiverto aurinkopaneelille on noin 1,7 metriä korkeutta ja 1 metri leveyttä, joten sen pinta-ala on 1,7 m<sup>2</sup>. Koko paneeliston pinta-ala olisi siis 127,5 m<sup>2</sup>, mutta pitää huomioida asennusvälit. Jos paneeliston pinta-alan kertoo vielä puolella niin tulos olisi 191,25 m<sup>2</sup>, joten nopean arvion mukaan pinta-alasta ei jää asennus kiinni. Toki noin suuren paneeliston kanssa pitää huomioida sen aiheuttama kuorma katolle, jota ei tässä tutkimuksessa käydä läpi.

#### **4.3.2 Mitoitus kun järjestelmä on seinässä**

Samat mitoitus tehtiin myös autokatoksen etelänpuoleiseen seinään asennettavaa järjestelmää varten. Mitoituksessa käytettiin samaa tuntikohtaisia kulutuksen keskiarvoja. PVGIS-arvot olivat muuten samat, mutta sijainti muuttui muuttamalla kymmenellä metrillä vastaamaan asennuspaikkaa ja kallistus muutettiin 90 ast ja suuntaus 25 ast. Autokatoksen seinän asennuspaikka valittiin, siten missä kohtaa taloyhtiön kohde sitä sijaitsee, jotta kaapelipituus olisi mahdollisimman lyhyt. Tässä tapauksessa paneelit tulevat osoittamaan hieman Lounaaseen päin.



KUVIO 3. Touko-Elokuun keskimääräiset sähkön tuotanto ja kulutus tunneittain, kun järjestelmä on asennettuna seinään

Graafista näkyy, että tuotanto seinään asennettavassa järjestelmässä on ajallisesti suppeampi kuin katolla olevasta. Huipputuotanto pysyy aika tavalla samansuuruisena, mutta ajankohta on klo 11 aikaan, kun taas katolla sijaitsevalla järjestelmällä huippu on klo 9 aikaan. Tässä vaihtoehdossa tuotettu sähkö pystytään hyödyntämään paremmin itse ainakin kesäkuukausien aikaan. Kuvan perusteella noin 30 kWp kokoinen järjestelmä olisi sopiva asennustavalle.

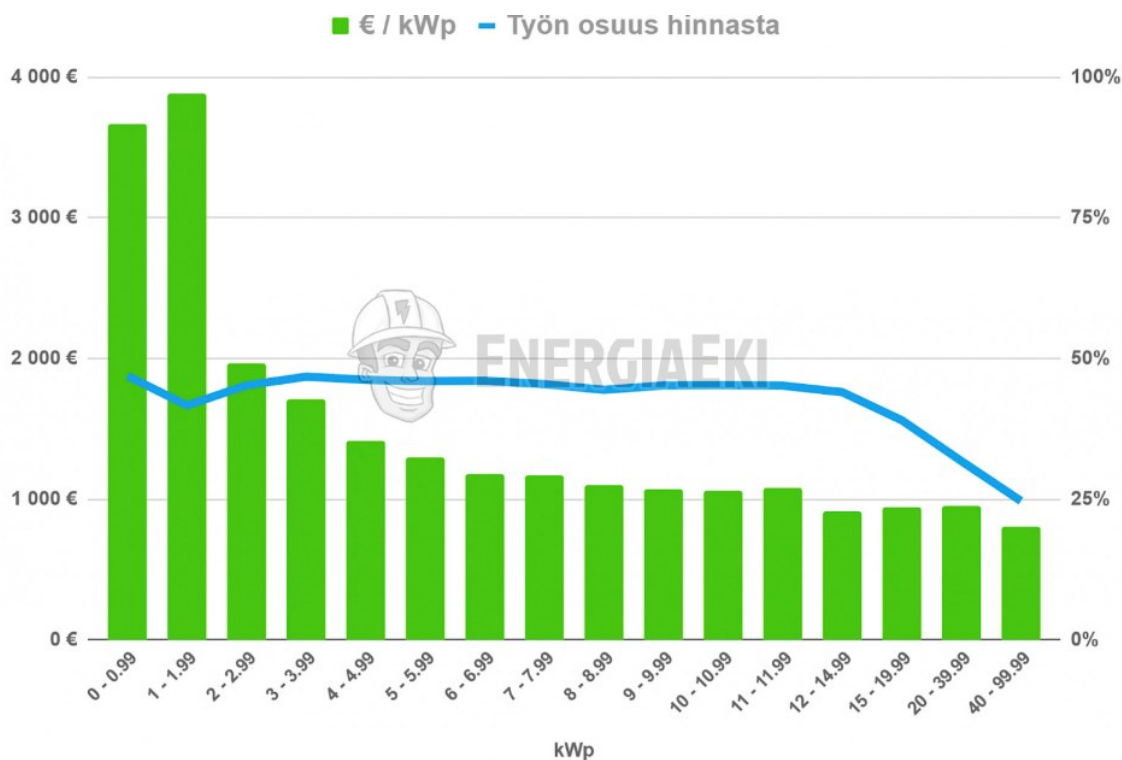
Mitoituksissa huomattiin, että seinälle asennettava järjestelmä tuottaa enemmän sähköä talvella, koska auringon kiertorata on matalampi, jolloin se osuu paremmin pystysuorassa, seinällä oleviin paneeleihin, kuin pohjoiseen kallellaan oleviin paneeleihin. Kun auringon kiertorata taas kulkee kesällä korkeammalla, tuottaa katolle asennettu järjestelmä pidemmän aikaa sähköä vuorokaudessa. Toisin sanoen katolle asennettu järjestelmä on parempi, jos tarkastelee kesäkuukausien sähkön tuottoa, mutta seinälle asennetut paneelit ovat parempia talvella. Talvi-kuukausien kuukausituotot eivät tosin pääse erityisen korkeaksi.

## 5 Kannattavuuslaskelmat

Kannattavuuslaskelmat toteutettiin sille luodulla Excel-laskentatyökalulla. Laskuri soveltui paremmin kannattavuuden vertailuun, kuin esimerkiksi Finsolarin laskuri, koska siihen pystyi lisäämään sähköverkkoyhtiöltä saadun vuoden aikaisen tuntikohtaisen kulutuksen ja PVGIS-ohjelmalla simuloidun tuntikohtaisen tuotannon, jolloin järjestelmän ilmoittama sähkön omakäyttöaste on tarkempi. Kannattavuuslaskelmissa ei oteta huomioon laina-aikaa-, korkoa-, tai määrää. Laskelmissa käytetään edellisessä luvussa saatuja kulutus- ja tuotantoarvoja. Lopuksi tarkastellaan muiden taloyhtiöiden kohteiden tuloksia. Arvioidaan vielä ennen laskelmia aurinkosähköjärjestelmien hintaa.

### 5.1 Aurinkosähköjärjestelmien hinta

Aurinkosähköjärjestelmien hintatasoa on hieman hankala lähteä arvioimaan. Suomessa dataa on kerätty kokoon ainakin Motivan taholta ”Aurinkosähkö kotiin”-kampanjassa, vuodelta 2022. Tämän kampanjan tietoa ei kuitenkaan löytynyt enää Motivan omilta sivuilta, mutta Jake Jokisen vuoden 2022 opinnäytetyössä ”Aurinkovoimalan mitoitus taloyhtiöön energiayhteisömallia hyödyntäen” oli koottuna hintoja, tosin vain 20 kWp-kokoiselle järjestelmälle. Taulukon keski-verta hinta oli noin 1000 €/kWp. Myös vuonna 2022 perustettu aurinkosähköpaneelita ja sopimuksia kilpailuttava yritys EnergiaEki, on tehnyt vuonna 2023 markkinakatsauksen aurinkosähköjärjestelmien hinnoista. Katsaus käsittää tuhansia EnergiaEkissä Suomeen tehtyjä aurinkopaneelijärjestelmätarjouksia, noin 50 eri myyjältä. Tekstissä todetaan, että ”76 %:ssa aurinkopaneelijärjestelmien tarjouksista piikkikilowatin (kWp) hinta asettuu 1 000–1 500 € välille.” Vaikka katsaus oli tehty enemmänkin omakotitalojen omistajille, löytyi datasta myös isompien kohteiden hintoja.



KUVIO 4. Kilowattipiikin hinta eri kokoisille järjestelmille ja työn prosentuaalinen osuus hinnasta (EnergiaEki 2024)

Kuvasta näkyy, miten kilowattipiikin hinta laskee, mitä isompiin järjestelmiin siirytään. Siitä näkee myös, miten työkustannusten osuus pysyy samana noin 15 kWp asti, jolloin senkin hinta alkaa laskemaan. Nähdään, että 20–40 kWp järjestelmille hinta per kWp on hieman alle 1000 euroa. Selvitys on kahden vuoden takainen, joten tässä tilanteessa voidaan olettaa hintojen laskeneen vielä entisestään.

## 5.2 Kannattavuuslaskelmat Esimerkkikohteelle

Laskuissa käytettiin taloyhtiön omia sähköenergian ostohintaa ja siirtohintaa, jotka saatiin taloyhtiön viimeisimmistä sähkölaskuista. Ylituotetun sähkön jälleennyntihinnaksi laitettiin 2 snt/kWh ja arvio ostosähkön hinnan noususta 2 %, molemmat laskurin omia oletuksia. Samat oletusarvot löytyvät myös Finsolarin laskurista ja näitä voidaankin pitää melko standardi oletuksina, tosin Finsolarin laskuri ilmoittaa, että jopa kuuden sentin myyntihinta on mahdollinen, riippuen sähköyhtiöstä. Tässä laskussa käytetään kumminkin pessimistisempää kahden sentin myyntihintaa.

Taulukko 1. Sähkön osto- ja myyntitiedot laskurissa

Sähkön hintatiedot	
Sähköenergian ostohinta (alv 0 %)	6.32 snt/kWh
Energiaperusteinen sähkön siirtohint	2.55 snt/kWh
Sähkövero ja huoltovarmuusmaksu	2.253 snt/kWh
Ostosähkön arvonlisävero	24 %
Ostosähkön kokonaishinta	13.79 snt/kWh
Arvio ostosähkön hinnan noususta	2.0 % / vuosi
Ylituotetun sähkö myyntihinta (alv 0 %, sis. marginaalit)	2.00 snt/kWh

Muissa aurinkosähköjärjestelmää koskevissa tiedoissa käytettiin standardien oletusarvoja. Ylläpitokustannuksiin laitettiin 0 euroa, koska juoksevia kuluja ei paneeleissa juuri ole, ellei niihin kohdistu jotain ulkoista vahinkoa, jolloin niitä täytyy korjata. Ainut suurempi huoltokustannus on invertterin vaihto, noin 15 vuoden jälkeen hankinnasta, jolle jätettiin oletuskustannus 10 % alkuperäisestä investointihinnasta.

Taulukko 2. Aurinkosähköjärjestelmän tiedot

Aurinkosähköjärjestelmä	
Järjestelmän tehonalenema	0.5 % / vuosi
Investoinnin taloudellinen elinikä	30 vuotta
Invertterin vaihtokustannus investointihinnasta	10 %
Vuotuiset ylläpitokustannukset	0.00 €/kWp

Aiempien järjestelmän hintakustannuksien arvioinnissa, käytettiin laskennassa hintaa 1000 €/kWp, joka saattaa olla jopa hieman ylisuuri nykyhinnoilla, kun järjestelmä asennetaan katolle. Seinään asennettavalle järjestelmälle arvioitiin sama hinta. Laskennassa ei huomioitu lainaan ja rahoitukseen liittyviä tekijöitä. Laskennassa ei myöskään huomioitu seinälle asennettavan järjestelmän lisäkustannusta, eli maanalaista kaapelireittiä paneeleilta taloyhtiön liittymäpisteeseen. Ainakin yhdellä taloyhtiöllä on rakennettuna vieni autokatokselta sähköpääkeskukselle, josta potentiaalisen kaapelin voi kuljettaa. Muista taloyhtiöistä ei ole tietoa löytyykö valmista reittiä, joten hinta voi nousta vielä korkeammalle seinään asennetussa järjestelmässä. Seuraavassa taulukossa on esitelty esimerkkikohteen kannattavuuslaskelman keskeisimpiä tuloksia ja arvoja. Samassa taulukossa on esitelty sekä katolle asennettavan, että seinälle asennettavan järjestelmän tulokset.

Taulukko 3. Laskennan tulokset esimerkkikohteelle

30 kWp Aurin-kosähköljärjestelmä	Järjestelmän avaimet käteen hinta (alv 24 %)	Aurinkosähköjärjestelmän käyttöaste	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Takaisinmaksuaika	Sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannus-säästö 1. vuotena €/v
Katolla	37 200 €	91,5 %	50 875 €	15 vuotta	6,2 %	2 449 €
Seinällä	37 200 €	85,2 %	48 369 €	15 vuotta	5,9 %	2 383 €

Saatujen tulosten perusteella molemmat järjestelmät maksaisivat itsensä takaisin 15 vuodessa. Hyvään takaisinmaksuaikaan päästiin jopa pessimistisempien lukujen varassa. Katolle asennettava järjestelmä näytti takaisinmaksuajaksi jo 14 vuotta, mutta 15 vuoden jälkeen alkuinvestoinnista tapahtuva invertterin vaihto sai 15. vuoden olemaan vielä nettonegatiivinen. Sähkön omakäyttöaste saatiin korkeammaksi katolle asennettavassa järjestelmässä.

Seuraavassa laskennassa on merkattu investoinnin kannalta optimistisemmat lasket. Investointikustannus on laskettu arvoon 900 €/kWh ja ylituotetun sähkön myyntihinta nostettu arvoon 6 snt/kWh.

Taulukko 4. Laskennan tulokset esimerkkikohteelle paremmilla lähtötiedoilla

30 kWp Aurin-kosähköljärjestelmä	Järjestelmän avaimet käteen hinta (alv 24 %)	Aurinkosähköjärjestelmän käyttöaste	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Takaisinmaksuaika	Sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannus-säästö 1. vuotena €/v
Katolla	37 200 €	91,5 %	57 405 €	12 vuotta	7,4 %	2 514 €
Seinällä	37 200 €	85,2 %	56 883 €	12 vuotta	7,4 %	2 500 €

Investointien takaisinmaksuaika lyheni molemmissa kolme vuotta sekä molempien ratkaisujen sisäiset korkokannat ovat nyt samat.

Mitoitusten ja laskennan tulosten perusteella voidaan sanoa katolle asennettavan järjestelmän olevan kannattavampi, sillä saavutetaan korkeampi omakäyttöaste. Sillekin voi syntyä lisäkustannuksia, jos jostain syystä kaikkia paneeleita ei saataisikaan mahtumaan yhdelle katolle. Seinälle asennettavaan järjestelmään kuuluva mahdollinen maakaapelireitin rakentaminen voi nostaa järjestelmän hintaa lisää. Seinälle asennettava järjestelmä on myös korkeampi riski joutua ilkeväntalon kohteeksi, jolloin jouduttaisiin mahdollisesti maksamaan huolto- ja korjaustöistä. Molemmat ratkaisut osoittautuivat hyvin kannattavaksi, melkein yhdenvertaisiksi, mutta katolle asennettava hieman paremmaksi tässä kohteessa.

### 5.3 Kannattavuuslaskelmat muille kohteille

Muiden taloyhtiöiden kohteiden mitoittamisessa käytettiin samoja menetelmiä kuin esimerkkitaloyhtiön mitoituksessa esiteltiin. Kohteiden kesäkuukausien keskimääräisistä tuntikulutuksista muodostettiin kulutusdata, jota verrattiin vastaavaan aurinkosähkön tuotantodataan. Järjestelmän kokoa arvioitiin tämän graafin perusteella. PVGIS-ohjelman arvot muutettiin vastaamaan taloyhtiön rakennuksen katon suuntausta, jossa liittymäpiste sijaitsee. Eri liittymien kulutusdata oli hyvin samanlaista, jonka takia myös niihin mitoitetut järjestelmät ovat suurimmaksi osaksi samankokoisia. Poikkeuksena on tämän alaluvun viimeinen kohde, jonka asuinhuoneluku on vain kolme, joten sille mitoitettu järjestelmä on selvästi pienempi.

Kannattavuuslaskelmissa sähkön hintatiedot muutettiin taloyhtiön viimeisimmän sähkölaskun mukaisiksi. Investoinnin hintana pidettiin aiempaa 1000 €/kWh, ylituotetun sähkön myyntihintana 2 snt/kWh ja arviona ostosähkön hinnan noususta 2 %. Kannattavuuslaskelmat suoritettiin lopuille kolmelle taloyhtiölle sekä katolle, että seinälle asennettuna. Viimeiselle taloyhtiölle laskelmat ja mitoitukset tehtiin vain katolle asennettavalle järjestelmälle. Kannattavuuslaskelmien tulokset esitellään samalla tavalla taulukossa kuin aikaisemman esimerkkitaloyhtiön tulokset. Yksi taulukko kuvastavaa yhden taloyhtiön kannattavuuslaskennan tuloksia.

Taulukko 5. Kyseiseen kohteeseen soveltui 25 kWp kokoinen järjestelmä parhaiten. Taloyhtiö koostuu 21 asunnosta.

25 kWp Aurinkosähköjärjestelmä	Järjestelmän avaimet käteen hinta (alv 24 %)	Aurinkosähkönkäyttöaste	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Takaisinmaksuaika	Sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannus-säästö 1. vuotena €/v
Katolla	32 500 €	93,5 %	44 674 €	13 vuotta	6,2 %	2 146 €
Seinällä	32 500 €	90,7 %	45 081 €	13 vuotta	6,5 %	2 113 €

Taulukko 6. Tämä taloyhtiö koostuu 29 asunnosta.

30 kWp Aurinkosähköjärjestelmä	Järjestelmän avaimet käteen hinta (alv 24 %)	Aurinkosähkönkäyttöaste	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Takaisinmaksuaika	Sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannus-säästö 1. vuotena €/v
Katolla	37 200 €	98,6 %	55 672 €	13 vuotta	6,7 %	2 577 €
Seinällä	37 200 €	93,5 %	56 549 €	13 vuotta	6,7 %	2 600 €

Taulukko 7. Tässä taloyhtiössä on 31 asuntoa ja se on suurin taloyhtiö asuntojen puolesta.

30 kWp Aurinkosähköjärjestelmä	Järjestelmän avaimet käteen hinta (alv 24 %)	Aurinkosähkönkäyttöaste	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Takaisinmaksuaika	Sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannus-säästö 1. vuotena €/v
Katolla	37 200 €	95,0 %	53 071 €	13 vuotta	6,4 %	2 508 €
Seinällä	37 200 €	91,9 %	55 142 €	13 vuotta	6,6 %	2 563 €

Taulukoissa 5, 6 ja 7 on havaittavissa monia samanlaisuuksia. Tuotetun aurinkosähkönkäyttöaste on korkeampaa katoille asennetuissa järjestelmissä, mutta investointien kumulatiiviset tuotot pitoajalla ovat korkeammat seinälle asennetuissa järjestelmissä. Myös sisäiset korkokannat pitoajalla ovat korkeampia sei-

nälle asennetuissa järjestelmissä taulukoissa 5 ja 7. Kaikkien kohteiden järjestelmien takaisinmaksuaika on kuitenkin 13 vuotta. Tuloksissa ei kumminkaan ole mitään huomattavia eroja, joten niistä käy ilmi miten samanlaisista kohteista on kyse. Kumulatiiviset tuotot pitoajalla liikkuvat kaikissa järjestelmissä 50 000 euron molemmilla puolilla.

Viimeistä taloyhtiötä varten ei mitoitettu seinälle asennettavaa järjestelmää. Tämä johtuu siitä, että taloyhtiön koko on vain kolme asuntoa ja sen kulutus on huomattavasti pienempää kuin muiden kohteiden. Kohde sijaitsee niin kaukana seinästä, että maakaapelin rakennustyöt maksaisivat liian paljon ollakseen kannattavaa rakentaa järjestelmää sinne asti. Sen takia mitoitukset ja kannattavuuslaskelmat tehtiin vain kohteen katolle. Kohteeseen tehtiin laskelmat kolmelle eri kokoiselle järjestelmälle. Investoinnin hinnaksi asetettiin 1200 €/kWp, koska kuten aiemmin todettiin investoinnin hinta, on suhteessa suurempi mitä pienempi järjestelmä on kyseessä. Hinta on otettu aiemmin esitellystä EnergiaEkin aurinkopaneeli markkinakatsauksesta.

Taulukko 8. Tässä kohteessa takaisinmaksuaika on pidempi kuin muissa, mutta osoittautuu kannattavaksi siitäkin huolimatta.

Aurinkosähköjärjestelmä kattolla	Järjestelmän avaimet käteen hinta (alv 24 %)	Aurinkosähköjärjestelmän käyttöaste	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Takaisinmaksuaika	Sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannus säästö 1. vuotena €/v
7 kWp	10 416 €	85,9 %	9288 €	18 vuotta	4,3 %	554 €
6 kWp	8928 €	90,4 %	8581 €	17 vuotta	4,6 %	491 €
5 kWp	7440 €	94,7 %	7894 €	16 vuotta	5 %	429 €

Lopputuloksia silmällä pitäen täytyy muistaa, että tehdyt laskelmat ovat arvioita ja mitoitukseen liittyy epävarmuustekijöitä, kuten sähköhinnan ennustettavuus. Mitoituksen tuotantoluvut ovat yhden vuoden säteilydatalla saatuja tuloksia ja toimivat suuntaa antavina datana. Sääolosuhteet ja sen puolesta auringon säteilyn määrä alueella voi vaihdella eri vuosien aikaan, jolloin paneelit tuottavat eri määrän sähköä.

Voidaan kuitenkin sanoa suurella todennäköisyydellä aurinkosähköjärjestelmän olevan kannattava investointi kaikkiin taloyhtiöihin. Myös energiayhteisön hyödyntäminen on kohteissa kannattavaa. Täytyy toki muistaa kohteen fyysiset realiteetit. Seinälle rakennettavaan aurinkosähköjärjestelmään sisältyvät maakaapelointityöt tulevat nostamaan investoinnin hintaa siitä mitä taulukoissa näkyy. mutta puolestaan katolle asennettavan järjestelmän haasteena on tasavirtakaapeleiden vetäminen katolta maakerrokseen asti, jos invertteriä ei saada sijoitettua lähelle paneeleita. Molempiin ratkaisuihin liittyy haasteita, mutta paloturvallinen kaapelointi ja kotelointi on oletettavasti edullisempaa kuin maakaapelin asennus. Jos taloyhtiöt päättävät rakentaa kohteilleen aurinkosähköjärjestelmän yhtä aikaa, voi se pudottaa hintakustannuksia entisestään, jos sama urakoitsija asentaa kaikki järjestelmät.

#### **5.4 PPA-Sopimuksen Soveltuvuus kohteeseen**

Jos aurinkovoimala toteutettaisiin taloyhtiöille PPA-hankkeena avaimet käteen-ratkaisuna ja voimalat mitoitettaisiin kohteisiin samankokoisina kuin edellisessä luvussa, voi sen kannattavuus olla rajamailla palvelun tarjoajalle. Jos kaikki, taloyhtiöt lähtisivät hankkeeseen mukaan, saavutettaisiin noin 120 kWp-kokoluokka, joka ylittää yrityksiltä yleensä vaaditun vähimmäismäärän. Ongelma voi tulla paneelien asennuspaikan kanssa, kun yleensä vaaditaan yhtä aluetta, johon paneelit olisi helppo asentaa. Paneelit voitaisiin asentaa joko jokaisen taloyhtiön omalle katolle tai autokatoksen seinään, kuten aiemmin työssä esitettiin. Nämä paikat eivät ole palvelun tarjoajan kannalta välttämättä kannattavia. Sen lisäksi kohteeseen tarvitaan viisi invertteriä, joka sekin lisää kustannushintoja ja myöhemmin tapahtuvaa huoltotyön hintoja, kun invertteri vaihdetaan 15 vuoden jälkeen.

Kun vertaillaan kannattavuutta yritykseen asennettavaan aurinkovoimalaan, taloyhtiöille asennettavasta aurinkovoimalasta jää pois myös Business Finlandin myöntämä energiatuki, joka voi olla korkeimmillaan jopa 15 % (Keravan Energia n.d). Taloyhtiöiden etu on kuitenkin suuri kokoluokka, joka voi houkutella hankkeen tarjoajia tarttumaan työhön ja taloyhtiöille voikin suositella aiheeseen tutustumista ja tarjouspyyntöjen jättämistä palvelun tarjoajille. Esimerkiksi Solarigo on

toteuttanut joitakin tämän mallin hankkeita myös kerrostaloihin (Pohtola S 2025). Sähkön ostajien, eli taloyhtiöiden on syytä arvioida hankkeen kannattavuutta varsinkin, miten tarjottu aurinkosähkön myyntihinta vertautuu sähkön markkinahinnan kehitysnäkymiin pitkällä aikavälillä, 10–20 vuoden ajalla.

## 6 Pohdinta

Vaikka tässä työssä pääpiste on ollut aurinkosähkön taloudellisessa kannattavuudessa, voi sen kannattavuutta pohtia myös ympäristön kannalta. Aurinkovoimalan tuottama sähkö on komponenttien valmistusta lukuun ottamatta täysin päästötöntä energiaa. Pitääkö ympäristöystävällinen energiatuotantomuoto olla ensin taloudellisesti kannattavaa, ennen kuin sitä aletaan toteuttamaan?

Vuosien varrella aurinkovoimaloihin investointi on tullut entistä kannattavamaksi. Uudet lakiuudistukset ovat aurinkovoimaloiden hintojen laskun kanssa alkaneet houkuttelemaan taloyhtiöitä tutustumaan myös voimaloiden mahdollisuuksiin, eikä ole syytä epäillä, etteikö tämä kehitys jatkuisi, kun ilmastotavoitteet kiristyvät jatkuvasti ja uusiutuvaa energiantuotantoa halutaan lisätä. Työ osoitti, että vaikka kohteessa ei ollut parhaimmat tai selkeimmät lähtökohdat aurinkovoimalalle, osoittautui se silti kannattavaksi kaikissa taloyhtiöissä.

Sähköalan yritykset ovat ymmärtäneet aurinkosähkön mahdollisuudet ja pyrkivät löytämään erilaisia keinoja saamaan sitä kannattavaksi ja helposti lähestyttäväksi kuluttajille. Tässä työssä esiin noussut PPA-mallisolimus on yksi näistä uusista keinoista. Ehkä tulevaisuudessa PPA:n kaltaisia sopimuksia voidaan tarjota myös taloyhtiöille kattavasti. Solarigo on myös tutkimassa mahdollisuuksia rakentaa suurempia aurinkopuistoja 1–2 MWp kokoluokassa, joista kerrostaloyhtiöt voisivat ostaa osuuksia. Tässä mallissa toki sähkön siirtomaksun säästö jää tapahtumatta. Tämän työn kohteessa olisi ollut iso hyöty, jos olisi ollut mahdollista perustaa yksi, kaikki taloyhtiöt kattava energiayhteisö, jossa tuotettu sähkö kulkisi jakeluverkon kautta. Tämä on vielä tässä vaiheessa kannattamatonta, koska jakeluverkon kautta kulkevasta sähköstä pitää maksaa siirtomaksut, mutta asiaan voidaan vaikuttaa tulevaisuudessa lainsäädännön kautta, jos sitä halutaan alkaa kehittää.

## LÄHTEET

Auvinen K. Jalas M. 27.5.2020. Aurinkosähköjärjestelmien hintatasot ja kannattavuus. Finsolar. <https://finsolar.net/kannattavuus/aurinkosahkon-hinnat-ja-kannattavuus/>

Auvinen K. 28.5.2020. Aurinkosähkön hyvityslaskentamalli. Finsolar. <https://finsolar.net/aurinkosahkon-tuotantomallit-taloyhtiössä/hyvityslaskentamalli/>

Auvinen K. 28.5.2020. Aurinkosähkön takamittarointimalli. Finsolar <https://finsolar.net/aurinkosahkon-tuotantomallit-taloyhtiössä/aurinkosahkon-takamittarointimalli/>

Auvinen K. Honkapuro S. Ruggiero S. Juntunen J. 2020. Aurinkosähköä taloyhtiön asukkaille – Mittaushaasteista kohti digitaalisia energiayhteisö-palveluja. Viitattu 2.2.2025. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcaj-pcglclefindmkaj/https://aaltodoc.aalto.fi/series/api/core/bitstreams/e8bd47dc-6adb-4a89-af3b-63ccff8015e6/content

Auvinen K. 7.3.2024. Kannattavuus. Finsolar. <https://finsolar.net/kannattavuus/>

Elenia & VTT. 19.02.2024. Energiayhteisökäsikirja. Viitattu 2.2.2025. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.elenia.fi/files/446062335d32e9fe81280ffcde09886e46b2955f/elenia-energiayhteisokasikirja-2024.pdf

EnergiaEki. 31.1.2024. Suuri Aurinkopaneelien Markkinakatsaus 2023. Viitattu 25.5.2025. <https://www.energiaeki.fi/aurinkopaneelit/markkinakatsaus-2023/>

Energiateollisuus ry. n.d. Sähkön pientuotanto. Energiateollisuus ry. Verkkosivu. Viitattu 24.2.2025. <https://energia.fi/energiatietoa/asiakkaat/sahko-asiakkuus/sahkon-pientuotanto/>

Hänninen T. 2016 Viitattu 25.2.2025. <https://docplayer.fi/3558263-Investoinnin-takaisinmaksuaika.html>

Ilmastoinfo n.d. Energiayhteisön verotus. Viitattu 25.2.2025. <https://ilmastoinfo.hsy.fi/verkkokurssit/energiayhteiso/lessons/energiayhteison-verotus/>

Jokinen J. 2022. Aurinkovoimalan mitoitus taloyhtiön energiayhteisömallia hyödyntäen. Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma. Tampereen ammattikorkeakoulu. Viitattu 25.5.2025. <https://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-202204225666>

Järvi-Suomen Energia. n.d Pientuotannon Netotus. Järvi-Suomen Energia. Verkkosivu. Viitattu 3.3.2025. <https://www.jseoy.fi/pientuotanto/pientuotannon-netotus/#ecb697d3>

Keravan Energia n.d. Aurinkopaneeli Yrityksille. Viitattu 9.6.2025.  
<https://www.keravanenergia.fi/yrityksille/aurinkopaneelit/>

Lai C.S Locatelli G. Pimm A. Tao Y. Li X. Lai L.L 1.10.2019. A financial model for lithium-ion storage in a photovoltaic and biogas energy system. Viitattu 25.2.2025. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919308347?via%3Dihub>

Lehtonen M. 2014 Vaihtoehtolaskelmat päätöksenteon tueksi sukelluskeskus X:lle. Viitattu 25.2.2025. chrome-extension://efaidnbmnnnibpcaj-pcgiclfndmkaj/https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/76699/Lehtonen\_mari.pdf?sequence=1

Motiva. 31.1.2024. Järjestelmän kannattavuus. Motiva. Verkkosivu. Viitattu 7.3.2025. [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/ennen\\_jarjestelman\\_hankintaa/jarjestelman\\_kannattavuus](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/jarjestelman_kannattavuus)

Motiva. 31.1.2024. Lainsäädäntö ja muu ohjaus. Motiva. Verkkosivu. Viitattu 25.2.2025. [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/ennen\\_jarjestelman\\_hankintaa/lainsaadanto\\_ja\\_muu\\_ohjaus](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lainsaadanto_ja_muu_ohjaus)

Motiva. 23.10.2024. Energiayhteisömallit. Motiva. Verkkosivu. Viitattu 2.2.2025. <https://www.motiva.fi/ratkaisut/energiayhteisot/energiayhteisomallit>

Motiva. 17.1.2025. Lupa-asiat. Motiva. Verkkosivu. Viitattu 24.2.2025. [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/ennen\\_jarjestelman\\_hankintaa/lupa-asiat](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lupa-asiat)

Mäkinen J. 2019. Aurinkosähkö osana energiamurrosta PV-voimalan suunnittelijan opas suunnittelu – toteutus - ylläpito ABB: aurinkosähkö opas: <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107492A5440&LanguageCode=fi&DocumentPartId=&Action=Launch&DocumentRevisionId=A>

Pohtola S. Myyntijohtaja 2025 Solarigo Sähköpostiviesti 31.3.2025.

Rakentamislaki 26.4.2023/47 Viitattu 8.6.2025 <https://finlex.fi/fi/lainsaadanto/saaduskokoelma/2023/751>

Sesko. n.d. Aurinkosähkösuositus. Sesko. Verkkosivu. Viitattu 24.2.2025. <https://sesko.fi/standardointi/aurinkosahkosuositus/>

Solarum Aurinkopaneelien hintakehitys. 30.11.2023. Viitattu 4.3.2025 <https://solarum.fi/aurinkopaneelien-hintakehitys/>

Solla T Uusi lainsäädäntö tekee aurinkopaneeleista kannattavampia taloyhtiöille. Keravan Energia. Viitattu 4.3.2025 <https://www.keravanenergia.fi/blog/artikkeli/uusi-lainsaadanto-tekee-aurinkopaneeleista-kannattavampia-taloyhtiöille/>

## ST-käsikirja 40 Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus

Suomen Standardoimisliitto SFS. (2012). *Lähde- ja tekstiviitteitä koskevat ohjeet* (SFS-standardi 6000-7-712:2022 Pienjännitesähköasennukset. Osa 7-712: Erikoistilojen ja -asennusten vaatimukset. Aurinkosähköjärjestelmät) Viitattu 24.2.2025.

Sähköturvallisuuslaki 19.12.2016/43 Viitattu 5.6.2025. [https://finlex.fi/fi/lainsaadanto/saaduskokoelma/2016/1135#OT2\\_OT12](https://finlex.fi/fi/lainsaadanto/saaduskokoelma/2016/1135#OT2_OT12)

Tahkokorpi M. 2016 Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki: Into Kustannus

Tampereen Sähköverkko. n.d Energiayhteisöissä hyödynnetään yhdessä tuotettua sähköä. Tampereen Sähköverkko. Verkkosivu. Viitattu 19.2.2025. <https://www.tampereensahkoverkko.fi/sahkon-jakelu-ja-kulutus/energiayhteisot/>

Teirikko K. 2015. Oulussa auringosta saa saman verran sähköä kuin Pohjois-Saksassa. Yle Uutiset 22.1.2015. Viitattu 4.3.2025. <https://yle.fi/a/3-7753575>

Vattenfall. 2.14.2025. Voiko perovskiitti mullistaa aurinkoenergian? Viitattu 4.3.2025 <https://energyplaza.vattenfall.fi/blogi/perovskiitti>

Väyrynen I. 28.10.2024. Viitattu 30.3.2025. <https://www.vertaain.fi/sahko/artikkelit/power-purchase-agreement>

World Population Review. n.d. Viitattu 4.3.2025 <https://worldpopulationreview.com/country-rankings/solar-power-by-country>

Ympäristöministeriö n.d. Aurinkovoimarakentaminen. Viitattu 24.2.2025 <https://ym.fi/aurinkovoimarakentaminen>