



# Aurinkovoimalan mitoitus taloyhtiöön energiayhteisömallia hyödyntäen

Jake Jokinen

OPINNÄYTETYÖ  
Huhtikuu 2022

Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma  
Sähkövoimatekniikka

## TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Sähkö- ja automaatiotekniikan tutkinto-ohjelma  
Sähkövoimatekniikka

JOKINEN, JAKE:

Aurinkovoimalan mitoitus taloyhtiöön energiayhteisömallia hyödyntäen

Opinnäytetyö 46 sivua  
Huhtikuu 2022

---

Opinnäytetyön tarkoituksena oli mitoittaa aurinkovoimala ja tutkia sen taloudellista kannattavuutta tamperelaisessa kerrostaloyhtiössä. Työ tehtiin asunto-osakeyhtiön tilauksesta, ja sen lopputuloksia on tarkoitus hyödyntää aurinkovoimalan hankintapäätöksessä ja mahdollisissa tarjouspyynnöissä.

Sähkön pientuotanto aurinkovoimalla ei ole ollut historiallisesti kovin yleistä suomalaisissa kerrostaloyhtiöissä. Taloyhtiöissä tuotettu sähkö on voitu yleensä hyödyntää vain kiinteistösähkön käyttöön. Uudet sähkömarkkinoiden lainsäädännön muutokset ovat mahdollistaneet paikallisten energiayhteisöjen perustamisen. Energiayhteisö mahdollistaa paikallisesti tuotetun sähkön jakamisen myös taloyhtiön osakkaille ilman sähkön siirtomaksuja tai veroja. Asuntojen sähkönkulutuksen huomioiminen aurinkovoimalan mitoituksessa mahdollistaa aiempaa suuremmat järjestelmäkoot, parantaen investointien kannattavuutta. Paikallisesti tuotetun sähkön jakamisprosessia kutsutaan hyvityslaskennaksi ja se otetaan valtakunnallisesti käyttöön vuoden 2023 alusta jakeluverkonhaltijoiden palveluna. Työssä selvitettiin myös muiden sähkön mittaukseen ja taseselvitykseen liittyvien lainsäädännön muutosten vaikutuksia sähkön pientuottajille, joista merkittävimpiä ovat pientuotannon netotus ja varttitase.

Aurinkovoimalan mitoitus kerrostaloyhtiöön toteutettiin energiayhteisömalli huomioiden. Mitoitus määritettiin vertaamalla taloyhtiön todellista sähkön kulutusta simuloituihin aurinkosähkön tuotantolukuihin vuosilta 2019 ja 2020. Sähkön tuotannon simulointiin käytettiin Euroopan komission PVGIS-työkalua ja laskenta toteutettiin tuntikohtaisesti. Työssä arvioitiin myös sähköenergian hintakehitystä historiallisten sähkön pörssihintojen perusteella.

Työn tuloksena saatiin taloyhtiölle kaksi vaihtoehtoista suositusta aurinkovoimalan kokoluokasta, sisältäen arviot järjestelmien investointikustannuksista ja kannattavuudesta 30 vuoden pitoajalla. Kannattavuuslaskelmat toteutettiin kahdella eri sähkön hintaskenaariolla, jotka olivat sähkön hinnannousu 0 % ja 2 % vuodessa. Energiayhteisömalli huomioiden aurinkovoimala todettiin kummallakin hintaskenaariolla ja järjestelmän kokovaihtoehdolla kannattavaksi investoinniksi taloyhtiölle.

---

Asiasanat: aurinkovoima, energiayhteisö, hyvityslaskenta, taloyhtiö

## ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu  
Tampere University of Applied Sciences  
Degree Programme in Electrical Engineering  
Electrical Power Engineering

JOKINEN, JAKE:

Sizing of a Photovoltaic System for a Housing Cooperative with an Energy Community Model

Bachelor's thesis 46 pages  
April 2022

---

The purpose of the thesis was to size an optimal photovoltaic (PV) system for a housing cooperative located in Tampere. Economic aspects were also considered in the sizing of the system. The work was commissioned by the housing cooperative and its results are to be utilized in the procurement decision and possible calls for tenders of the photovoltaic system.

Small-scale electricity production with solar power has not been very common or profitable in typical Finnish housing cooperatives due to the small size of the system and relatively high investment costs when sized solely for the common electricity consumption of the building(s). New changes in the legislation of the Finnish electricity market have made it possible to set up local energy communities. An energy community enables the distribution of locally generated electricity to the shareholders of a housing cooperative without any electricity transmission fees or taxes. This enables the acquisition of larger PV systems and better profitability for the investment due to economy of scale. The process of distributing the produced electricity is called credit calculation and will be introduced nationwide from the beginning of 2023 as a service by the distribution system operators. The new legislation also has other effects for the small-scale producers of electricity. The most significant changes are net metering and a 15-minute balancing settlement period.

The PV system was sized by comparing the actual electricity consumption of the housing cooperative with the simulated solar electricity production figures for the years 2019 and 2020. The European Commission's PVGIS solar energy calculation tool was used to simulate electricity production and the calculation was carried out on an hourly basis. The price development of electricity was also assessed on basis of exchange prices in the last 9 years.

As a result of the work, two alternative recommendations for the sizing of the PV system were produced, including investment cost estimates and profitability calculations over a 30-year lifespan. The profitability calculations were carried out using two different electricity price scenarios. The two scenarios presented an increase of 0 % and 2 % in the price of electricity per year. With the energy community model, the investment was found to be a profitable solution for the housing cooperative with both price scenarios and system sizing options.

---

Key words: solar, energy community, credit calculation, housing cooperative

## SISÄLLYS

1	JOHDANTO .....	5
2	AURINKOSÄHKÖN TUOTTAMINEN.....	6
2.1	Auringon säteilyenergia.....	6
2.2	Aurinkopaneelin toimintaperiaate .....	8
2.3	Aurinkosähköjärjestelmä .....	11
2.4	Asennustavat ja suuntaus .....	13
3	ENERGIAYHTEISÖT JA PIENTUOTANNON NETOTUS.....	18
3.1	Sähkön hinnan muodostuminen.....	18
3.2	Pientuotannon netotus .....	19
3.3	Energiayhteisöt .....	21
3.4	Varttitase .....	24
4	AURINKOVOIMALAN MITOITUS KERROSTALOYHTIÖÖN .....	26
4.1	Kerrostalo-yhtiön yleisesittely .....	26
4.2	Mitoitus.....	28
5	AURINKOVOIMALAN TALOUDELLINEN KANNATTAVUUS.....	35
5.1	Aurinkovoimalan kustannusarvio.....	35
5.2	Sähköenergian hintakehitys .....	37
5.3	Kannattavuuslaskenta .....	39
6	POHDINTA .....	43
	LÄHTEET.....	44

## 1 JOHDANTO

Sähköenergian pientuotanto etenkin aurinkovoimalla on yleistynyt viime vuosina Suomessa merkittävästi. Uusi sähkömarkkinoiden lainsäädäntö energiayhteisöistä ja pientuotannon netotuksesta on tehnyt sähkön tuottamisesta kannattavampaa myös asunto-osakeyhtiöille.

Opinnäytetyön luvussa 2 esitellään aurinkosähkön tuotantoon vaikuttavia tekijöitä, aurinkokennojen toimintaperiaatetta ja aurinkosähköjärjestelmän komponentteja sekä niille asetettuja vaatimuksia. Luvussa 3 keskitytään sähkömarkkinoiden lainsäädännön uusiin muutoksiin ja niiden vaikutuksiin sähkön pientuottajille.

Työn pääasiallinen tarkoitus on selvittää aurinkovoimalan optimaalinen koko eli mitoitus, sekä arvioida sen kannattavuutta Tampereella sijaitsevassa kerrostaloyhtiössä. Mitoitusprosessi ja kannattavuuslaskelmat on esitetty luvuissa 4 ja 5. Aurinkopaneeleilla tuotetun sähköenergian määrän arviointiin on käytetty Euroopan komission ylläpitämän *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) -palvelun dataa. Taloyhtiön sähkön kulutusdataa on tutkittu vuosilta 2019 ja 2020, sekä liittymän että kiinteistön sähkönkäyttöpaikan osalta.

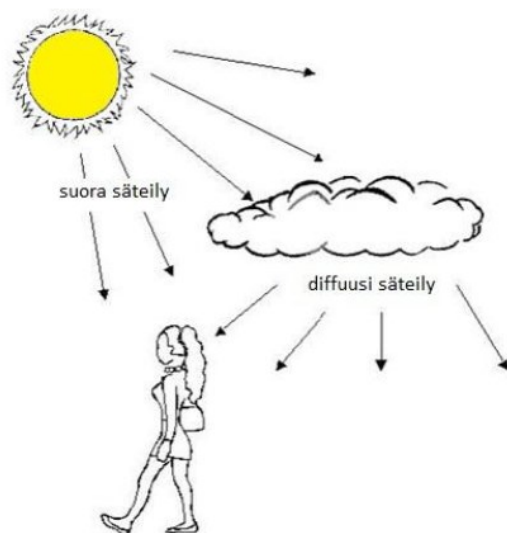
Selvityksen lopputuloksia on tarkoitus hyödyntää työn kohteena olevan taloyhtiön aurinkosähköjärjestelmän hankintapäätöksessä sekä mahdollisissa tarjouspyynnöissä.

## 2 AURINKOSÄHKÖN TUOTTAMINEN

### 2.1 Auringon säteilyenergia

Auringon säteilyintensiteetti eli teho pinta-alaa kohti on maan etäisyydellä aurinkosta noin  $1367 \text{ W/m}^2$ . Tätä arvoa kutsutaan aurinkovakioksi, vaikkakin sen arvo vaihtelee hieman maan ja auringon etäisyyden vaihdellessa. Säteilyintensiteetti heikkenee maan ilmankehässä ja maan pinnalle saadaan parhaimmillaan noin  $1000 \text{ W/m}^2$ . Säteilyintensiteetti maan pinnalla riippuu muun muassa maantieteellisestä sijainnista, auringon korkeuskulmasta ja pilvisyydestä (Korpela 2014).

Maan pinnan saavuttava auringon kokonaissäteily voidaan jakaa suoraan säteilyyn ja hajasäteilyyn. Hajasäteily on ilmakehässä ja pilvissä sironnutta diffuusia säteilyä (kuva 1) sekä maan kautta, esimerkiksi lumesta heijastunutta säteilyä.

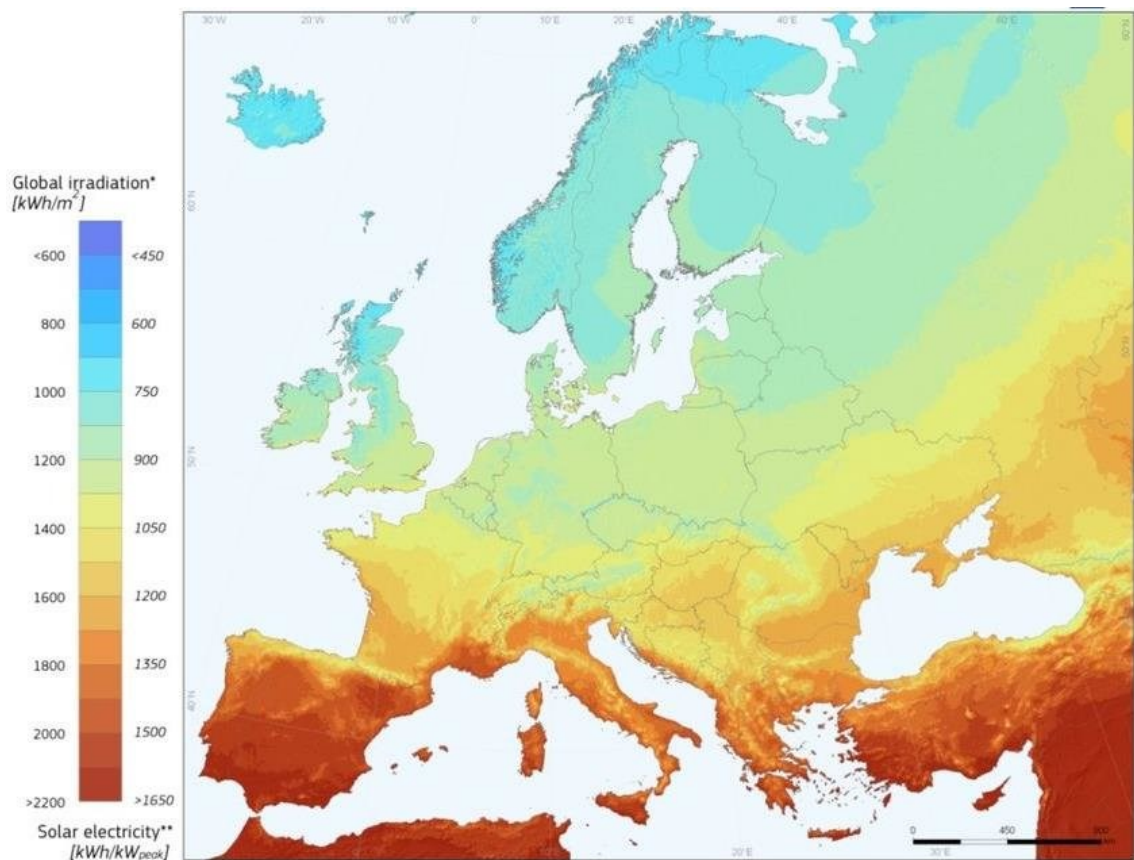


KUVA 1. Suora säteily ja diffuusi säteily (Korpela 2014)

Suomessa hajasäteilyn osuus kokonaissäteilystä on merkittävä. Aurinkopaneelien sähkön tuotannon kannalta ei ole juurikaan merkitystä, onko paneelille tuleva kokonaissäteily suoraa vai hajasäteilyä (Korpela 2014). Hajasäteilyn suuri osuus kokonaissäteilystä Suomessa aiheuttaa kuitenkin sen, että esimerkiksi aurinkoa seuraavat järjestelmät eivät ole yleisen käsityksen mukaan taloudellisesti järkeviä, sillä ne perustuvat lähinnä suoran säteilyn tehokkaaseen hyödyntämiseen

(Motiva 2022a). Lisäksi aurinkoa seuraavat järjestelmät vaativat liikkuvien osien vuoksi huomattavasti enemmän huoltoa ja yleisesti voidaan pitää parempana ratkaisuna lisätä asennettavien aurinkopaneelien määrää vastaavan tuotannon saavuttamiseksi.

Suomessa vuosittainen säteily määrä on noin 900 kWh/m<sup>2</sup>, maan eteläosissa hieman enemmän ja pohjoisosissa vähemmän. Kuvassa 2 on esitetty auringon säteilymäärät Euroopassa (Motiva 2022a)



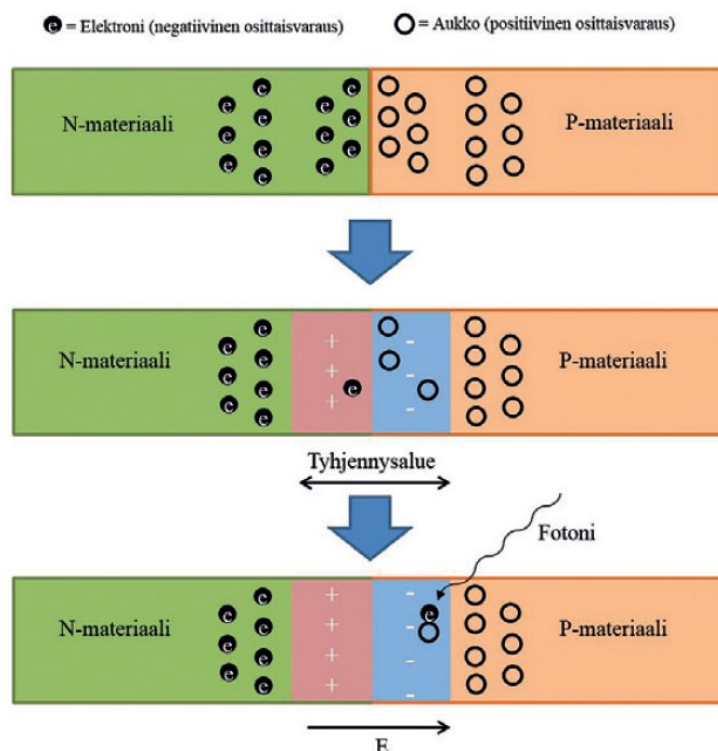
KUVA 2. Auringon säteily Euroopassa (Euroopan komission yhteinen tutkimuskeskus n.d.)

Etelä-Suomessa auringon vuosittaiset säteilymäärät ovat samaa suuruusluokkaa kuin esimerkiksi Saksassa. Auringon säteilyn vuodenaikavaihtelut ovat kuitenkin Suomessa suuremmat. Etelä-Suomen säteilyenergiasta noin 90 prosenttia saadaan maaliskuis- ja syyskuun välisenä aikana. Vuodenaikavaihtelut kasvavat pohjoiseen päin mentäessä (Energiateollisuus n.d.).

## 2.2 Aurinkopaneelin toimintaperiaate

Aurinkokennojen yleisin materiaali on pii ja sitä voidaan käyttää yksi- ja moniki- teisenä sekä ohutkalvorakenteen mahdollistavassa amorfisessa muodossa. Pii- pohjaiset puolijohteet seostetaan muilla alkuaineilla siten, että n-tyyppin materiaa- liin jää vapaita elektroneja ja p-tyyppin materiaaliin tyhjiä elektronipaikkoja eli ”auk- koja”. Piikiekon runko-osa aurinkokennoissa on p-tyyppinen ja sen päälle teh- dään ohut n-tyyppinen kerros (Inkinen, Manninen & Tuohi 2006, 576).

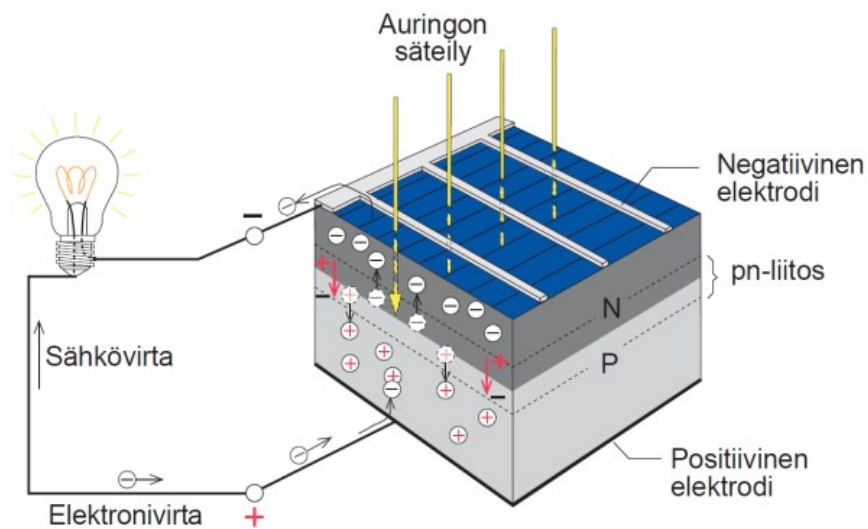
Kun p- ja n-tyyppin materiaalit yhdistetään, niiden väliin muodostuu pn-liitos. N- puolen vapaat elektronit täyttävät p-puolen aukkoja ja liitokseen syntyy tyhjennysalue, joka on nimensä mukaisesti tyhjä varauksenkuljettajista, eli vapaista elektroneista tai aukoista. Tyhjennysalue kasvaa elektronien siirtyessä puolelta toiselle ja samalla n-tyyppin puolelle liitospintaa muodostuu positiivinen varaus elektronien ”vajeesta”, sekä p-tyyppin puolelle negatiivinen ylimääräisistä elektro- neista. Näin pn-liitoksen tyhjennysalueelle muodostuu sähkökenttä, jonka suunta on n-puolelta p-puolelle. Sähkökentän kasvaessa riittävän voimakkaaksi, se es- tää n-puolen vapaiden elektronien siirtymisen p-puolelle ja tyhjennysalueen laa- jeneminen loppuu (Korpela 2014). Kuvassa 3 on esitetty pn-liitoksen toiminta.



KUVA 3. Aurinkokennon pn-liitos (ST-käsikirja 40 2021, 11)



Auringon valo muodostaa valosähköisen ilmiön avulla kennon pn-liitoksessa elektroni-aukko-pareja. Atomeista irronneet elektronit kulkevat tyhjennysalueella vaikuttavan sähkökentän takia n-tyyppin puolijohteeseen ja aukot p-tyyppin puolijohteeseen. Kun kennoon yhdistetään ulkoinen virtapiiri, elektronit kulkevat sen kautta n-tyyppin puolijohdeaineesta p-tyyppin puolijohteeseen muodostaen sähkövirran (Ahoranta 2016, 295).



KUVA 4. Aurinkokenno (Ahoranta 2016, 295)

Kuvasta 4 huomataan, että p-tyyppin puolijohteesta tulee positiivinen napa ja n-tyyppistä negatiivinen napa. Sähkövirran suunta on vastakkainen elektronien kulkuun nähden, koska sähkövirta on historiallisista syistä määritetty positiivisten varausten liikkeeksi. Tuotettu sähkö on tasasähköä, sillä sähkövirran suunta ei muutu (Korpela 2014).

Aurinkopaneeli muodostuu tyypillisesti sarjaan kytketyistä aurinkokennoista. Sarjaankytkennällä paneelin jännite nousee, mutta virta on sama kuin yksittäisellä kennolla. Yksittäisen kennon jännite on vain noin 0,5–0,7 V. Kytkemällä paneelin sisäisesti kennoja sarjaan esimerkiksi 60 kappaletta, saadaan paneelin jännitteeksi noin 36 V (Ahoranta 2016, 299; Ala-Myllymäki 2016, 33).

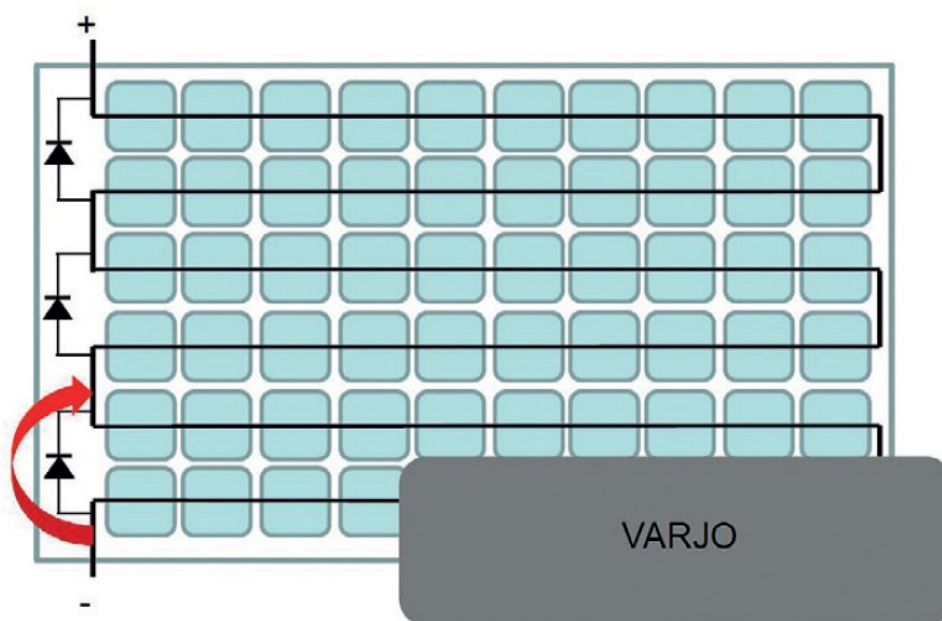
Aurinkopaneelin nimellisteho ilmoitetaan huipputehona eli ns. piikkiwatteina (Wp). Nimellisteho määritetään standardiolosuhteissa (*Standard test conditions*,

STC). Mittaukset tehdään laboratoriossa ja käytettävät testiolosuhteet ovat pääpiirteittäin seuraavat (Ahoranta 2016, 296; Ala-Myllymäki 2016, 19).

- säteilyteho  $1000 \text{ W/m}^2$
- säteily vastaa  $42^\circ$  horisontin yläpuolelta tulevaa auringon säteilyn spektriä, jolloin ilmassakerroin  $AM$  on 1,5 (auringon säteily lävistää 1,5 kertaisen ilmakehän paksuuden)
- säteily tulee kohtisuorasti kennon pintaan
- kennon lämpötila on  $25 \text{ }^\circ\text{C}$

Standardoidut testiolosuhteet mahdollistavat eri valmistajien aurinkopaneelien vertailun. STC-olosuhteissa mitattu aurinkopaneelin nimellisteho ei anna todellista kuvaa paneelin sähköntuotannosta. Aurinkopaneelin tuotantoteho jää tyypillisesti noin 80 prosenttiin nimellisestä johtuen enimmäkseen kennojen STC-olosuhteita korkeammasta lämpötilasta. Lisäksi säteily vain harvoin tulee täysin kohtisuorasti paneelin pintaan, vaikka paneeli olisi optimaalisesti suunnattu.

Kuvassa 5 on 60 sarjaankytketyn kennon aurinkopaneelin sisäinen kytkentä. Kuvan vasemmassa reunassa näkyvät kolme kolmion mallista piirrosmerkkiä ovat diodeja. Tässä yhteydessä ohitusdiodeiksi kutsutut komponentit asennetaan aurinkopaneelin sisään ehkäisemään paneelin osittaisen varjostumisen aiheuttamia ongelmia.

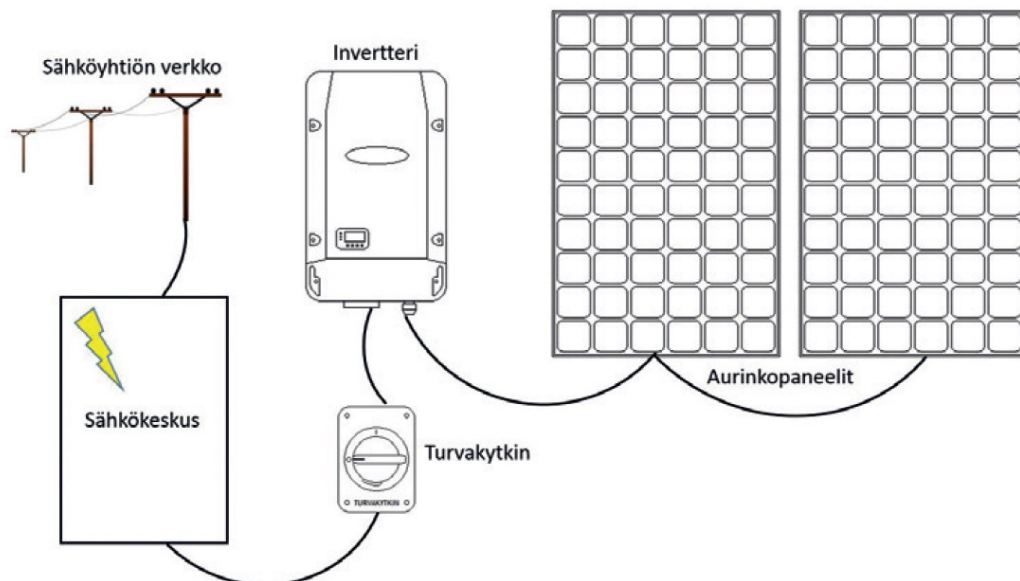


KUVA 5. Aurinkopaneelin varjostuminen (ST-käsikirja 40 2021, 22)

Varjostuminen aiheuttaa aurinkokennon sähkön tuotannon vähenemisen tai loppumisen ja kenno muuttuu kuormaksi muille valoa saaville kennoille. Nimensä mukaisesti ohitusdiodi ohittaa osan aurinkokennoista, kun sen rinnalle kytketyn kennoketjun jännite romahtaa negatiivisen puolelle normaalitilanteeseen verrattuna. Jos ohitusdiodeja ei olisi ja yksi tai useampi kenno varjostuu riittävästi, aiheuttaisi se kennojen sarjaankytkennän vuoksi koko paneelin ja mahdollisesti koko paneelijärjestelmän tuotannon voimakkaan heikkenemisen. Varjostunut kenno myös lämpenisi merkittävästi ja todennäköisesti vaurioituisi. Ohitusdiodin johtaessa aurinkopaneelin tuotantoteho vähenee ohitettujen kennojen määrää vastaavalla suhteella, esimerkiksi kuvan tapauksessa kolmasosan, kun yksi kolmesta diodista johtaa (Chaaban n.d.).

### 2.3 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähköjärjestelmä muodostuu pääpiirteittäin aurinkopaneeliketjuista, vaihtosuuntaajasta eli invertteristä, kaapeloinnista sekä erilaisista turvakomponenteista, kuten erotuskytkimistä, sulakkeista sekä mahdollisista estodiodeista ja ylijännitesuojista (Ahoranta 2016, 302). Lisäksi järjestelmään voidaan liittää energiavaroja, tyypillisesti akkuja. Kuvassa 6 aurinkosähköjärjestelmän merkittävimmät komponentit.



KUVA 6. Aurinkosähköjärjestelmän komponentit (ST-käsikirja 40 2021, 50)

Vaihtosuuntaaja muuttaa aurinkopaneelien tuottaman tasasähkön vaihtosähköksi. Jakeluverkon rinnalle kytkettävä vaihtosuuntaaja eli ns. verkkovaihtosuuntaaja myös tahdistaa itsensä yleiseen sähköverkkoon ja sisältää verkon valvontatoimintoja (Ahoranta 2016, 302).

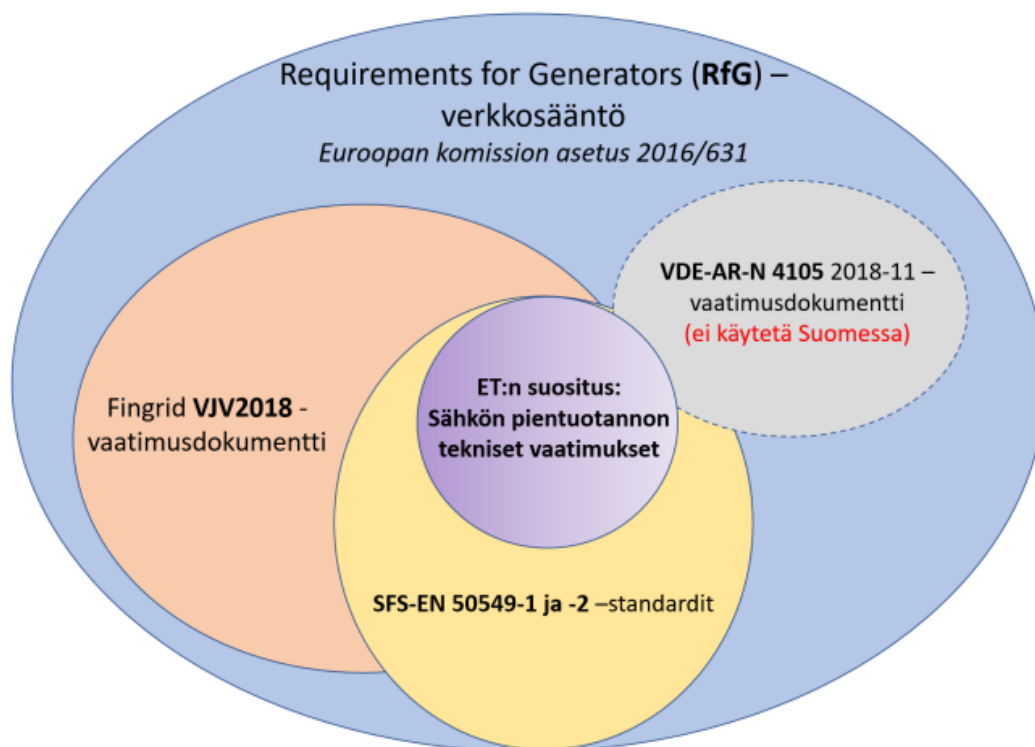
Vaihtosuuntaajalla voidaan myös kompensoida loistehoa, niin kapasitiivista kuin induktiivistakin. Loistehon suuntaa ja määrää voidaan säätää automaattisesti. Kompensointiominaisuutta voidaan käyttää ympäri vuorokauden ja vuoden, sillä sen toiminta ei edellytä pätötehon siirtymistä, kuten esimerkiksi tuotetusta aurinkosähköstä. Tämä ominaisuus ei välttämättä ole asuntokohteessa oleellinen, mutta varsinkin teollisuudessa se voi olla merkittävä. Haittapuolena on, että vaihtosuuntaajan komponentit kuluvat nopeammin etenkin ympärivuotisessa ja -vuorokautisessa käytössä, vähentäen laitteen käyttöikää (Ylisirniö 2020).

Aurinkosähköjärjestelmä tulee pystyä luotettavasti erottamaan sähköverkosta. Tämä toteutetaan tyypillisesti turvakytkimellä, joka tulee olla lukittavissa auki-asettoon. Jakeluverkonhaltijalla tulee olla vapaa pääsy järjestelmän erotuskytkimelle. Myös tasavirtapuoli, eli paneeliston ja vaihtosuuntaajan väli on hyvä olla erotettavissa DC-turvakytkimellä esimerkiksi vaihtosuuntaajan huoltoa varten.

Yleiseen jakeluverkkoon kytkettävällä pientuotantolaitteistolla on merkittävä määrä teknisiä vaatimuksia, jotka aurinkovoimalan yhteydessä koskevat käytännössä vaihtosuuntaajan ominaisuuksia. Esimerkiksi sähköverkon ollessa alhaalla (*Loss of Mains*) tulee pientuotantolaitteiston pystyä erottamaan itsensä verkosta automaattisesti ja välittömästi. Vikaantuneeseen verkkoon syötetty sähkö normaalista poikkeavasta suunnasta aiheuttaa merkittävän työturvallisuusriskin verkon huoltohenkilöstölle.

Jakeluverkkoon kytkettyjen pientuotantolaitteistojen tekniset vaatimukset on lisätty Energiateollisuus ry:n suosituksessa (kuva 7). Fingridin voimalaitosten järjestelmätekniiset vaatimukset (VJV2018) sitovat kaikkia Suomen sähköverkkoon kytkettyjä voimalaitoksia. Suomessa on käytetty lisäksi saksalaisen VDE-AR-N 4105 2018–11 -vaatimusdokumentin suojausasetuksia pientuotantolaitteistoissa, mutta näillä näkymin 2023 alusta alkaen standardisarja SFS-EN 50549 korvaa

sen täysin. Tämä tarkoittaa sitä, että aurinkosähköjärjestelmän vaihtosuuntaajan tulee olla SFS-EN 50549 vaatimusten mukainen, jos järjestelmän käyttöönotto tapahtuu uusien vaatimusten voimaantulemisen jälkeen.

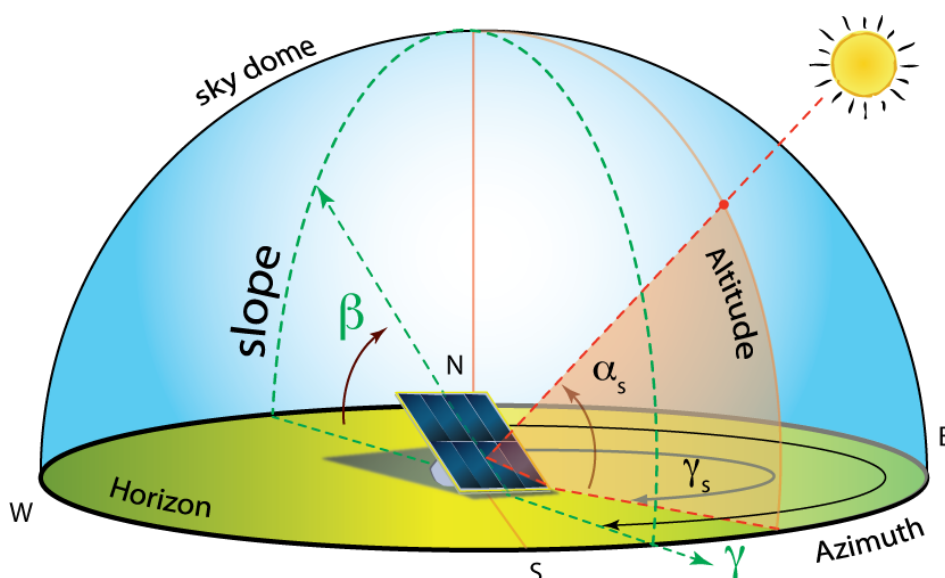


KUVA 7. Pientuotannon tekniset vaatimukset (Energiateollisuus ry 2021)

Teknisten vaatimusten muuttuminen on hyvä ottaa huomioon aurinkosähköjärjestelmän hankintaprosessissa ja vaatia toimittajalta takuu vaatimustenmukaisuudesta. Muutoin on mahdollista, että jakeluverkkoyhtiö kieltää laitteiston kytke-  
misen yleiseen sähköverkkoon.

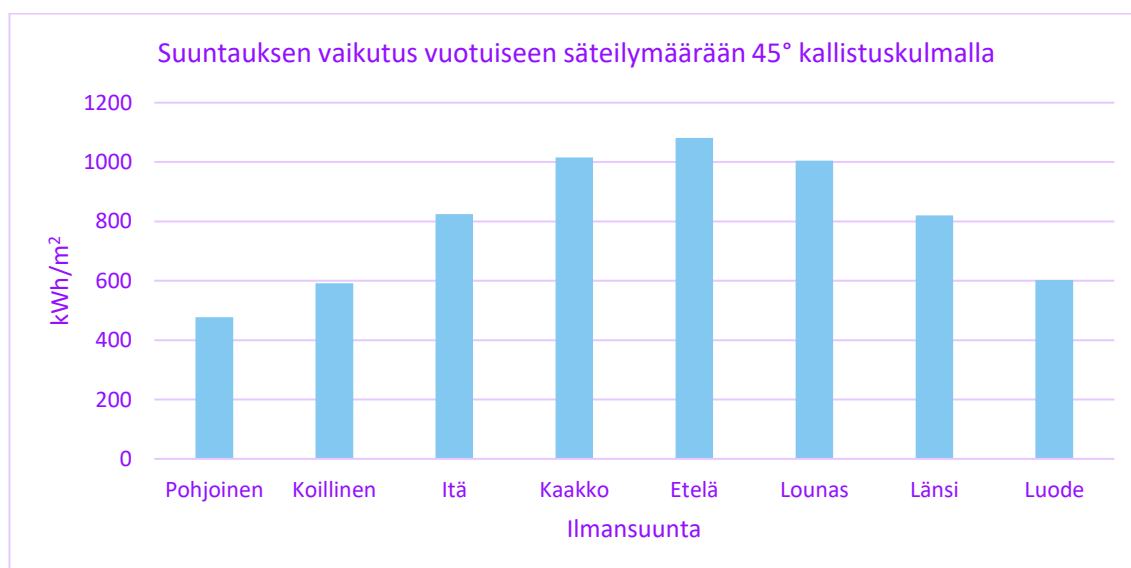
## 2.4 Asennustavat ja suuntaus

Auringon säteilyenergian hyödyntämiseen vaikuttavat aurinkopaneelien suuntaus, kallistus, lämpötila ja mahdolliset varjostukset. Kuvassa 8 on esitetty paneelien suuntaus- ja kallistuskulma sekä auringon korkeus- ja atsimuuttikulma.



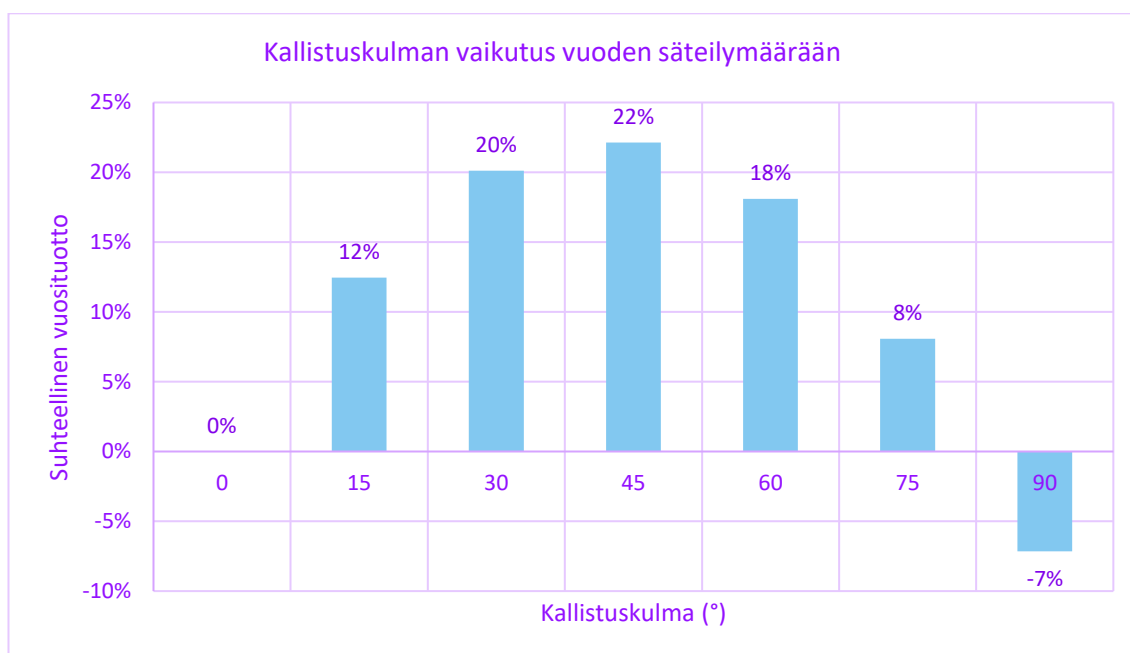
KUVA 8. Paneelin kallistuskulma  $\beta$ , paneelin suuntaus eli atsimuuttikulma  $\gamma$ , auringon korkeuskulma  $\alpha_s$  ja auringon atsimuuttikulma  $\gamma_s$  (Brownson n.d.)

Aurinkopaneelin suuntauksella eli atsimuuttikulmalla tarkoitetaan ilmansuuntaa, mihin paneelit on suunnattu. PVGIS-laskentatyökalussa käytetyssä koordinaatistossa etelä on atsimuuttikulmassa  $0^\circ$ , itä  $-90^\circ$ , länsi  $90^\circ$  ja pohjoinen  $180^\circ$ . Aurinkopaneelien suuntauskulma pohjoisella pallonpuoliskolla suoraan etelään ( $0^\circ$ ) tuottaa vuodessa suurimman määrän sähköä. Suuntauskulmaa muuttamalla esimerkiksi itään tai länteen päin, voidaan parantaa tuottoa aamuisin tai iltaisin, vähentäen keskipäivän huipputuottoa (ST-käsikirja 40 2021, 19). Kuviossa 1 on suuntauksen vaikutus vuotuisen säteilymäärään  $45^\circ$  kallistuskulmaan asennetulle pinnalle Tampereella. Kuviot 1 ja 2 perustuvat PVGIS-työkalun dataan.



KUVIO 1. Suuntauksen vaikutus säteilymäärään  $45^\circ$  kallistuskulmalla

Toinen merkittävä aurinkopaneelien tuottoon vaikuttava tekijä on paneelien kallistuskulma. Kallistus ilmoitetaan astekulmana suhteessa horisonttiin. Kallistuskulman ollessa  $0^\circ$  paneelit ovat vaakatasossa eli "makaavat" ja  $90^\circ$  kulmalla paneelit ovat pystysuorassa. Kallistuskulma vaikuttaa etenkin vuosituotannon jakautumiseen eri vuodenaikoina. Pienempään kallistuskulmaan asennetut paneelit tuottavat paremmin keskikesällä, jolloin aurinko on korkeimmillaan. Suureen kulmaan, lähempänä pystysuoraa asennetut paneelit tuottavat paremmin talvella, kun aurinko ei nouse kovin korkealle (ST-käsikirja 40 2021, 21). Optimaalinen aurinkopaneelien kiinteä kallistuskulma riippuu leveyspiiristä. Tampereen korkeudella se on noin  $45^\circ$ , jolloin vuosituotanto on paras mahdollinen. Kuviossa 2 on esitettyä eri kallistuskulmien vaikutus vuotuisiin säteilymääriin verrattuna vaakasuoraan tasoon Tampereella.



KUVIO 2. Etelään suunnatun aurinkopaneelin kallistuskulman suhteellinen vaikutus vuotuisen säteilymäärään verrattuna kulmaan  $0^\circ$  asennettuun paneeliin

Käytännössä aurinkopaneelit asennetaan yleensä rakennusten katoille, jolloin etenkin rakennuksen harjakaton suunta ja kaltevuus määrittävät myös aurinkopaneelien suuntauksen ja kallistuskulman. Tasakatoilla ja maa-asennuksissa on mahdollista valita parhaiten käyttötarkoitukseen sopiva suuntaus. Kuvassa 9 on esitetty tyypillinen tasakattoasennus.



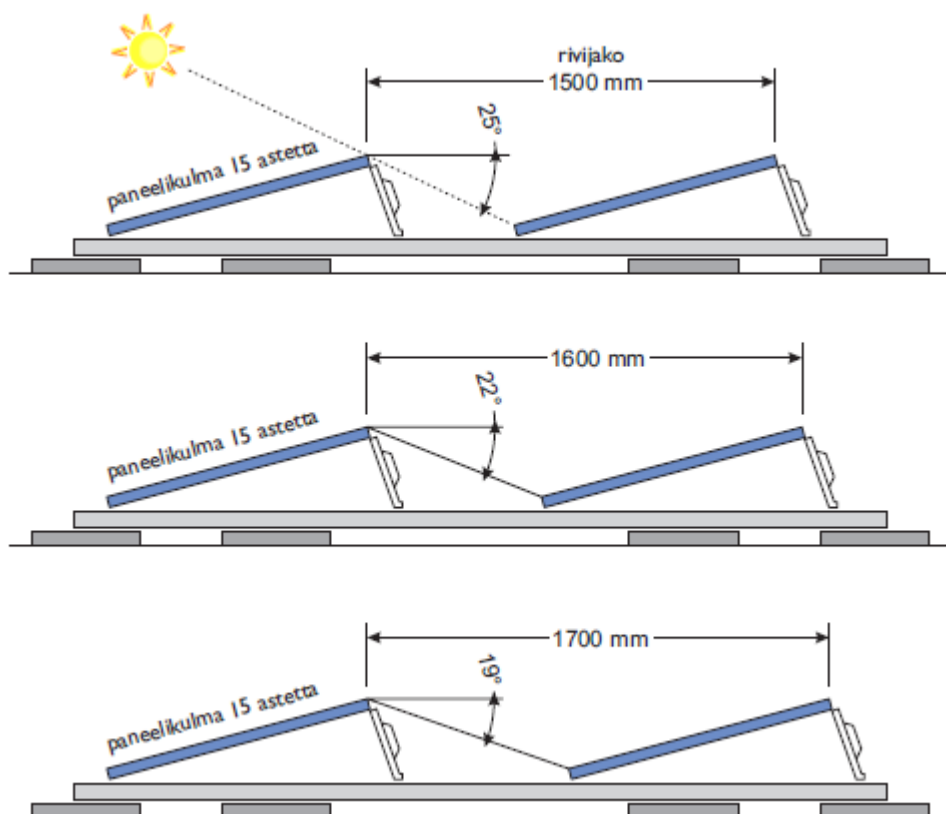


KUVA 9. Tyypillinen aurinkopaneeliasennus tasakatolle (Cygnel 2020)

Tasakatoilla paneelit asennetaan tyypillisesti noin  $15^\circ$  kallistuskulmaan. Vuosituotto verrattuna optimaaliseen  $45^\circ$  kallistuskulmaan vähenee noin 8 %. Pieni asennuskulma tasakatoilla johtuu siitä, että suurempaan kulmaan eli pystysuorempaan asennettu ja siten korkeampi paneeli aiheuttaa pidemmän varjon auringosta päinvastaiseen suuntaan. Paneelit asennetaan normaalisti riveihin ja mitä korkeammalla paneelien korkein kohta on, sitä pidempi rivien väli jouduttaisiin jättämään varjostumien välttämiseksi ja asennuksen pinta-ala kasvaisi erittäin suureksi.

Tasakattoasennuksen paneelirivien väli on oleellinen myös  $15^\circ$  kallistuskulmalla. Kuvassa 10 on esitetty rivivälin vaikutusta varjostumia aiheuttavaan auringon korkeuskulmaan. Suuremmilla riviväleillä vältetään varjostumia ja saadaan enemmän tuotantoa auringon paistaessa matalalta ja likimain samasta ilmansuunnasta, mihin aurinkopaneelit on suunnattu.





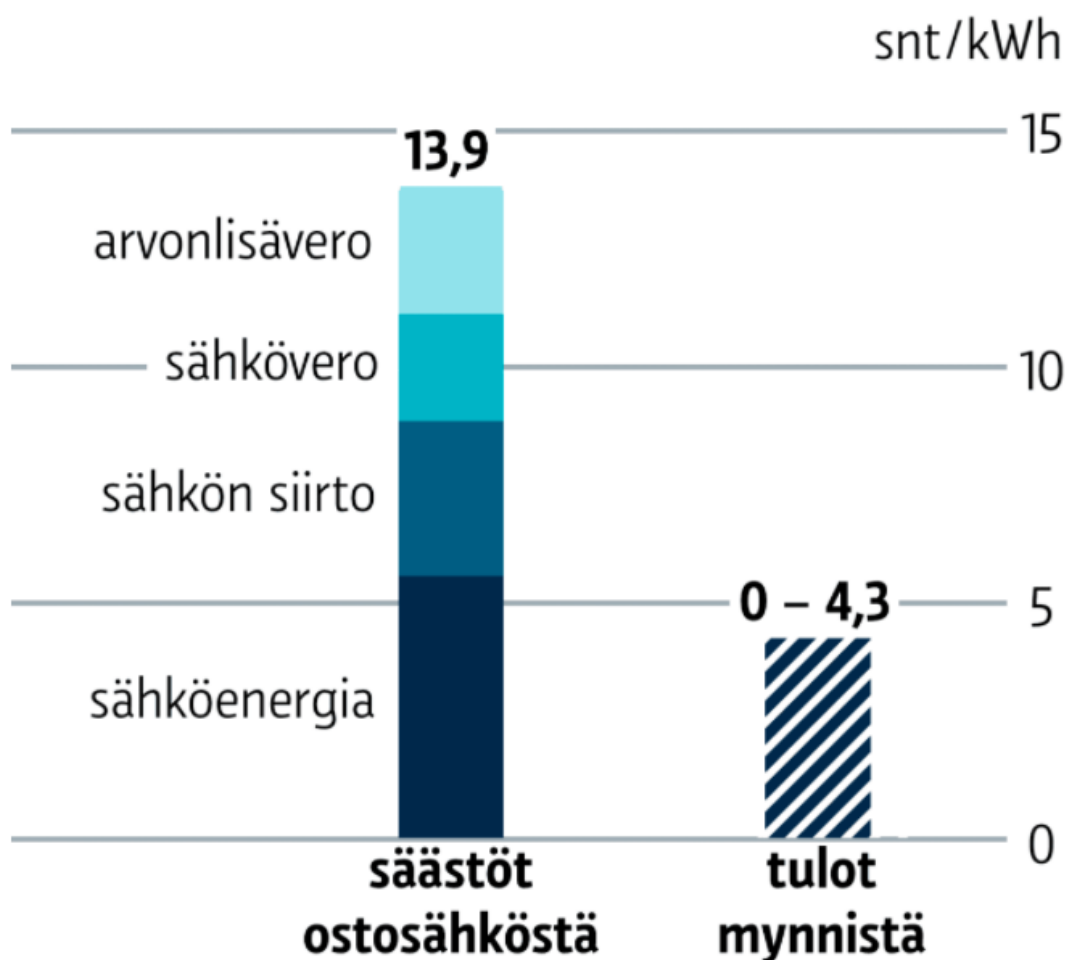
KUVA 10. Aurinkopaneelien tasakattoasennuksen rivivälit (Finnwind 2019)

Muita erittäin oleellisia asennukseen ja asennuksen suunnittelun liittyviä asioita ovat muun muassa katon rakenteiden kantavuus, tuuli- ja lumikuormat sekä kaapelireitit. Tässä järjestelmän mitoittamiseen keskittyvässä opinnäytetyössä ei edellä mainittuja asioita tarkemmin käsitellä.

### 3 ENERGIAYHTEISÖT JA PIENTUOTANNON NETOTUS

#### 3.1 Sähkön hinnan muodostuminen

Sähkön kokonaishinta Suomessa muodostuu kiinteistä perusmaksuista ja energiaperusteista maksuista. Kiinteitä maksuja ovat jakeluverkonhaltijan, yleensä sulakekokoon perustava perusmaksu ja mahdollinen sähkön myyntiyhtiön perusmaksu sähköenergiasta sekä edellä mainituista maksettava arvonlisävero. Energiaperusteisiin maksuihin kuuluvat siirtomaksu, energiamaksu ja sähkövero sekä myös kaikista näistä maksettava arvonlisävero. Kuvassa 11 on sähkön hinnan muodostuminen Ylen artikkelista vuodelta 2020.



KUVA 11. Sähkön hinnan muodostuminen (Juuti 2020)

Sähkön kiinteitä maksuja ei voida välttää sähkön kulutusta vähentämällä tai tuottamalla sähköä itse, jos halutaan säilyttää mahdollisuus käyttää jakeluverkkoa. Energiaperusteisia maksuja taas voidaan pienentää vähentämällä kulutusta tai tuottamalla sähköä itse esimerkiksi aurinkovoimalla. Itse tuotetun sähkön ylijäämä voidaan myös myydä yleiseen sähköverkkoon, mutta tästä saadaan hyötynä vain sähköenergian hinta, joka on tyypillisesti arvoltaan sähköpörssissä tunteittain muuttuvan spot-hinnan verran vähennettynä sähkön ostavan yhtiön marginaalilla. Koska energiaperusteiset maksut voidaan välttää kokonaan käyttämällä tuotettu sähkö itse, on tuotetun sähkön omakäytön rahallinen arvo (ainakin historiallisesti) noin kolminkertainen verrattuna tuotetun sähkön verkkoon myyntiin. Juuri tästä syystä esimerkiksi aurinkovoimaloiden oikein mitoittaminen on tärkeää.

Asunto-osakeyhtiön itse tuottaman sähkön myynti verkkoon oli keskusverolautakunnan vuonna 2019 annetun ennakkopäätöksen mukaan arvonlisäverovelvollista toimintaa. Asunto-osakeyhtiöille ALV-velvollisuudesta aiheutuvat kirjanpito-kustannukset tekisivät ylijäämänsähkön myynnistä taloudellisesti kannattamatonta ja tästä syystä taloyhtiöiden olisi kannattanut syöttää ylituotantonsa ilmaiseksi sähköverkkoon (Juuti 2021).

Taloyhtiöiden onneksi korkein hallinto-oikeus päätti helmikuussa 2021 seuraavasti:

”asunto-osakeyhtiön ylijäämänsähkön satunnaista ja vähäistä myyntiä ei ollut kokonaisarvioinnin perusteella pidettävä arvonlisäverolain 1 §:ssä tarkoitettuna liiketoimintana. Asunto-osakeyhtiön ei siten ollut suoritettava ylijäämänsähkön myynnistä arvonlisäveroa.” (KHO:2021:20)

Korkeimman hallinto-oikeuden päätöksellä on positiivinen vaikutus aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuteen taloyhtiöissä.

### **3.2 Pientuotannon netotus**

Sähkökäyttöpaikan kulutus ja tuotanto mitataan tyypillisesti vaihekohtaisesti erikseen, vaikka kumpaakin tapahtuisi eri vaiheiden välillä samaan aikaan. On

siis mahdollista kuluttaa ja tuottaa verkkoon eli ostaa ja myydä sähköä samanaikaisesti. Poikkeuksena tähän on ollut Ferraris -mittausmenetelmää käyttävät mittarit, jotka laskevat hetkellisesti yhteen eri suuntiin siirtyvän tehon vaiheiden välisesti. Tällöin verkkoon siirtyvä sähkö on ”kumooa” verkosta siirretyn sähkön, parantaen pientuotannon kannattavuutta pienentyneen kulutuksen takia. Näitä ns. vaihenetottavia mittareita on käytössä vain muutamilla jakeluverkonhaltijoilla ja tämä mittauskäytäntö on asettanut sähkön pientuottajat eriarvoiseen asemaan, riippuen minkä jakeluverkkoyhtiön alueella pientuotantoa on harjoittanut (Kosonen 2019).

Muutos edellä mainittuun on tulossa. Viimeistään vuoden 2023 alusta kaikkien jakeluverkonhaltijoiden mittauksissa otetaan taseselvitysjakson sisäinen netotus käyttöön. Taseselvitysjakso on pituudeltaan nykyisin tunti ja jatkossa 15 minuuttia. Tasejakson sisäinen netotus tarkoittaa kulutuksen ja tuotannon summaamista siten, että tasejaksolle muodostuu vain yksi mittaus tulos. Tuotanto siis ”kumooa” kulutusta, vaikka se tapahtuisi eri aikaan tai eri vaiheilla, mutta silti tietyn ajan (tasejakson) sisällä. Netotus tullaan tekemään ohjelmallisesti Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin ylläpitämässä Datahub -tiedonvaihtojärjestelmässä (Vna 767/2021; Fingrid 2021)

Taulukossa 1 on Fingridin esimerkki netotuksesta, jossa 2. ja 3. sarake kuvaavat tämänhetkistä tilannetta eli ilman netotusta, jolloin sähköä joudutaan ostamaan yhteensä 11 kWh ja myymään 16 kWh neljän tunnin aikana. Sarakkeissa 4 ja 5 on netotuksen käyttöönoton jälkeinen tilanne, jolloin sähköä ostetaan 2 kWh ja myydään 7 kWh saman neljän tunnin aikana pienentäen laskutettavaa sähkön kulutusta ja sen myötä parantaen merkittävästi tuotannon kannattavuutta.

TAULUKKO 1. Esimerkki netotuslaskennasta (Fingrid 2021)

Aikaleima	Mitattu kulutus	Mitattu tuotanto	Netotettu kulutus	Netotettu tuotanto
00:00	2	3	0	1
01:00	4	2	2	0
02:00	3	5	0	2
03:00	2	6	0	4

### 3.3 Energiayhteisöt

Energiayhteisö on käsitteenä melko uusi ja sen tarkoitus on tiivistetty selkeästi Elenian ja VTT:n vuonna 2021 julkaisemassa Energiayhteisökäsikirjassa:

”Energiayhteisöt ovat eri toimijoiden tai alueiden yhteenliittymiä, jotka hyödyntävät yhdessä energiareсурseja, kuten omaa sähkön tuotantoa. Nämä yhteisöt ovat yksi jakamistalouden muoto, jossa yhteisön jäsenet jakavat energian tuotannon ja hankinnan hyötyjä keskenään.

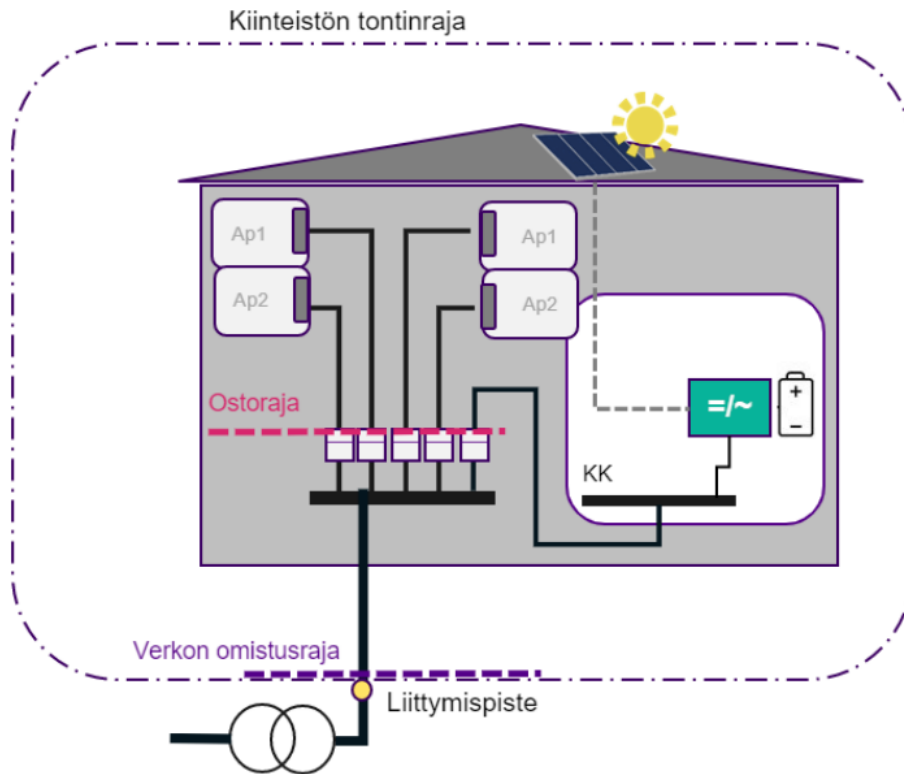
Energiayhteisöt mahdollistavat jäsenilleen energiankäytön arvovalintoja, tarjoavat jäsenilleen taloudellista hyötyä sekä edistävät yhteisöllisyyttä. Energiayhteisön voi muodostaa esimerkiksi taloyhtiö hyödyntämään omaa aurinkotuotantoa tai hankkiakseen sähköä yhdessä.”

Energiayhteisö siis mahdollistaa yhdellä sähkönkäyttöpaikalla mitatun sähkön-tuotannon jakamisen yhteisön muille jäsenille. Käytännössä energiayhteisöt ovat jakeluverkonhaltijan järjestelmissä muodostettuja ryhmiä, joiden sähkönmittaus-tietoja yhdistellään sovitulla tavalla.

Energiayhteisömalleja on kolme erilaista: kiinteistön sisäinen energiayhteisö, kiinteistön rajat ylittävä energiayhteisö sekä hajautettu energiayhteisö. Merkittä-vin malleista sähkön pientuotannon kannalta taloyhtiöissä on kiinteistön sisäinen energiayhteisö, joten käsitellään sitä hieman tarkemmin.

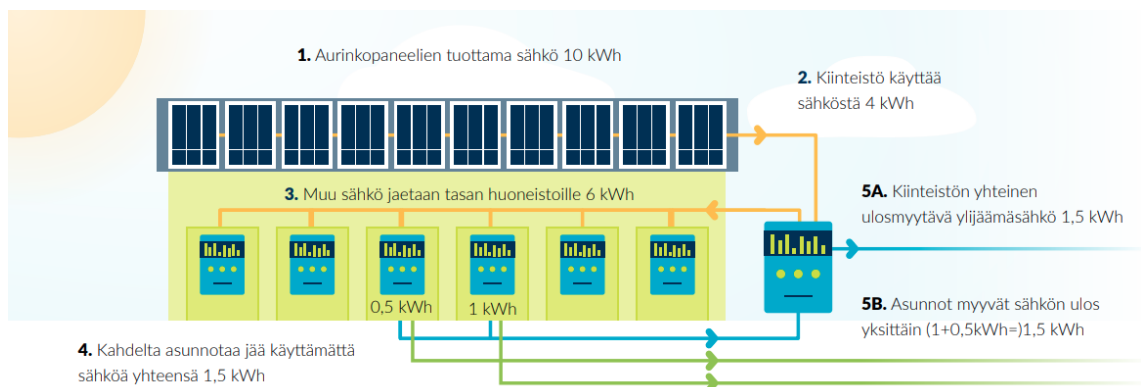
Kiinteistön sisäinen energiayhteisö on taloyhtiöille, kauppakeskuksille ja esimer-kiksi kampusalueille soveltuva energiayhteisömalli. Energiayhteisön jäsenet ovat yhden sähköliittymän takana. Tämä malli mahdollistaa esimerkiksi kiinteistön si-säisesti taloyhtiön käyttöpaikan tuotannon jakamisen taloyhtiön asuntojen käyt-töpaikoille. Tällöin myös asukkaat hyötyvät suoraan taloyhtiön sähköntuotan-nosta omilla käyttöpaikoillaan, joka pienentää asukkaiden sähkölaskuja (Elenia & VTT 2021).

Kuvassa 12 on kiinteistön sisäisen energiayhteisön rakenne. Aurinkovoimala lii-tetään tyypillisesti kiinteistön käyttöpaikan mittauksen taakse.



KUVA 12. Kiinteistön sisäinen energiayhteisö (Harsia ym. 2021)

Merkittävin hyöty kiinteistön sisäisestä energiayhteisöstä syntyy samassa kiinteistössä tuotetun ”ilmaisen” sähköenergian lisäksi siirtomaksujen ja verojen välttämiseksi kaikissa yhteisöön kuuluvissa sähkönkäyttöpaikoissa hetkinä, kun tuotettua sähköä on riittävästi saatavilla. Tätä prosessia kutsutaan hyvityslaskennaksi. Yhteisön jäsenen sähkölukemien kWh-lukema kasvaa, mutta energiaa ei laskuteta, jos saman taseselvitysjakson aikana on tuotettu riittävästi yhteisölle jaettavaa sähköä. Kuvassa 13 on esimerkki kiinteistön sisäisen energiayhteisön hyvityslaskennan toteuttamisesta.



KUVA 13. Hyvityslaskenta kiinteistön sisäisessä energiayhteisössä (Elenia & VTT)

Kuvassa 13 on tuotannon ylijäämän myynnille kaksi vaihtoehtoa. Vaihtoehto 5A tarkoittaa, että energiayhteisön jäsenten hyödyntämätön verkkoon myytävä tuotannon osuus myydään kiinteistön käyttöpaikan kautta, jolloin myydyn sähkön tulotkin kertyvät kiinteistölle. Vaihtoehdossa 5B jäsenet myyvät käyttämättömän tuotantonsa verkkoon itse. Vaihtoehto 5B edellyttää, että jokaisen energiayhteisön jäsenen on tehtävä oma sähkön pientuotannon myyntisopimus valitsemansa toimijan kanssa, saaden siten myös taloudelliset hyödyt itse.

Kiinteistön sisäinen energiayhteisö on verrattavissa takamittarointiin. Takamittaroinnissa esimerkiksi kerrostalon liittymältä poistetaan asuntojen verkkoyhtiön omistamat mittarit kokonaan ja koko liittymä mittaroidaan yhdellä verkkoyhtiön sähkömittarilla. Asuntojen sähkönkulutusten mittaamiseen tarvitaan omat sähkömittarit ja niiden luenta sekä laskutus toteutetaan taloyhtiön puolesta. Takamittarointi on siten melko kallis ja hankala ratkaisu. Paikallinen energiayhteisö ja hyvityslaskenta korvaavat ominaisuuksiltaan takamittaroinnin lähes kokonaan, huomattavasti pienemmillä kustannuksilla.

Mittausteknisesti ainoa käytännön ero paikallisen energiayhteisön ja takamittaroinnin välillä liittyy ylituotantotilanteisiin. Jos energiayhteisön jäsen, esimerkiksi kerrostaloasunto, ei kuluta kaikkia sille jako-osuudella osoitettua tuotantoa tasejakson aikana, tämä tuotanto menee myyntiin sähköverkkoon vähentäen tuotetun energian arvoa. Takamittaroinnilla tätä ongelmaa ole, koska yleensä joku muu liittymän asunto käyttäisi tuotetun sähkön, kunhan tuotettu energia ei ylitä koko liittymän sähkönkulutusta.

Hyvityslaskentapalvelu on jo käytössä muutamalla jakeluverkonhaltijalla, mutta vuoden 2023 alusta se on saatavilla valtakunnallisesti ja se toteutetaan kanta-verkkoyhtiö Fingridin ylläpitämässä Datahub -tiedonvaihtopalvelussa. Hyvityslaskentapalvelusta voidaan periä perustamismaksu, muutosmaksuja sekä kuukausittaisia palvelumaksuja, mutta ainakin tällä hetkellä (maaliskuussa 2022) markkinoilla olevista jakeluverkonhaltijoiden hyvityslaskentapalveluista lähes kaikki ovat täysin maksuttomia.

Kiinteistön rajat ylittävä energiayhteisö on esimerkiksi kiinteistöille, joille tuotannon toteuttaminen omalla tontilla ei ole mahdollista, mutta viereisellä tontilla on. Myös kiinteistön rajat ylittävä energiayhteisö tulee olla yhden sähköliittymän takana jakeluverkkoon, muutoin toiminta muuttuisi luvanvaraiseksi sähköverkkotoiminnaksi (Elenia & VTT 2021).

Hajautettu energiayhteisö tarkoittaa maantieteellisesti hajautettua energiayhteisöä. Yksinkertaisin esimerkki tästä on tilanne, jossa kesämökillä tuotettu sähkö aurinkopaneeleilla voidaan hyödyntää vakituksessa asunnossa. Toinen esimerkki hajautetusta mallista on tuotantoresurssien vuokraus. Esimerkiksi Helen ja Tampereen sähkölaitos vuokraavat aurinkopaneeleja keskitetyistä suurista aurinkovoimaloista. Tässä mallissa käytetään yleistä sähköverkkoa, joten siirtomaksuilta ja veroilta ei vältytä (Elenia & VTT 2021; Tampereen Sähkölaitos Oy n.d.; Helen Oy n.d.).

Huomionarvioista on, että yksittäinen sähkökäyttöpaikka voi kuulua vain yhteen energiayhteisöön. Sähkökäyttöpaikka ei voi siis samaan aikaan kuulua esimerkiksi kiinteistön sisäiseen ja hajautettuun energiayhteisöön (Elenia & VTT 2021).

Suomen lainsäädäntö tunnistaa tällä hetkellä ainoastaan paikalliset energiayhteisöt eli energiayhteisöt, joiden sähkökäyttöpaikat sijaitsevat samalla kiinteistöllä tai sitä vastaavalla kiinteistöryhmällä ja on liitetty jakeluverkonhaltijan jakeluverkkoon samalla liittymällä. Hajautettua mallia ei tosin ole kiellettykään. (Vna 767/2021)

### **3.4 Varttitase**

Sähkön mittaus- ja taseselvitysjakso on ollut yksi tunti jo yli 10 vuotta, mutta toukokuussa 2023 siirrytään 15 minuutin taseselvitysjaksoon eli ns. varttitaseeseen. Taseselvitysjakson lyhentäminen mahdollistaa käynnissä olevan energiamurroksen sähkön tukkumarkkinoiden toimivuuden kannalta.



Sään mukaan vaihtelevien energiantuotantomuotojen, kuten aurinko- ja tuulivoiman yleistyessä, sähköverkon tehotasapainon hallinta vaikeutuu. Samanaikaisesti perinteisen säätökykyisen tuotannon määrä vähenee. Tehotasapainolla tarkoitetaan, että sähköntuotannon ja -kulutuksen on oltava tasapainossa joka hetki. Taseselvitysjakson lyhentymisen mahdollistaa aiempaa tarkemman sähköntuotannon ja -kulutuksen suunnittelun ja toteuttamisen sekä näiden eroista johtuvien poikkeamien eli säätösähkön kustannusten oikeudenmukaisemman kohdistamisen sähkömarkkinoilla (Fingrid 2022).

Varttitaseen käyttöönotto ei välttämättä näy sähkön pienkuluttajille, jollei kuluttaja osta tai pientuottajana myy ns. pörssisähköä. Tasejakson muuttumisen myötä myös sähköenergian mittausjakso muuttuu tunnista 15 minuuttiin. Kaikki Suomessa tällä hetkellä käytössä olevat sähkömittarit eivät tosin teknisesti pysty 15 minuutin mittausjaksoihin ja näiden tuntimittaukset yksinkertaisesti jaetaan neljällä tasan kullekin vartille siirtymäajan aikana. Varttitaseen siirtymäaika päättyy 31.12.2028, jolloin kaikki tuntimittauslaitteistot tulee olla vaihdettu varttimittauslaitteistoiksi. (Fingrid 2022.; Vna 767/2021).

Sähkön pientuottajan kannalta tasejakson lyhentymisen on epäedullista. Lyhyempi jakso pienentää aikaikkunaa, jonka aikana kulutus tuotanto voivat ”kumota” toisiaan eli netottaa. Hyvä esimerkki varttitaseen vaikutuksesta verrattuna tuntitaseeseen on asunto, jossa asukkaat ei ole kotona ja ainoa sähköä kuluttava laite on jääkaappi. Jääkaapin kompressori käynnistyy kaksi kertaa tunnissa 30 minuutin välein ja käy 10 minuuttia. Tuntimittaukseen lasketaan molempien käyntikerrojen kulutus, joka voidaan saman tunnin tuotannolla netottaa kokonaan. Varttimittauksella kahdelle vartille lasketaan suhteessa suurempi kulutus ja kahdelle vartille ei yhtään kulutusta, joka aiheuttaa sähkön verkosta ostamista kahdelta vartilta ja toisaalta tuotannon myymistä verkkoon kahdelta vartilta.

## 4 AURINKOVOIMALAN MITOITUS KERROSTALOYHTIÖN

### 4.1 Kerrostaloyhtiön yleisesittely

Aurinkovoimalan mitoituksen kohteena on kerrostaloyhtiö As Oy Lentävänrinne. Kohde sijaitsee Tampereen Lentävänniemessä ja se koostuu kahdesta yhdeksänkerroksisesta talosta. Taloyhtiössä on yhteensä 80 asuntoa, kummassakin talossa 40. Taloyhtiöön on todennäköisesti tulossa julkisivuremontti, jonka yhteydessä aurinkosähköhanke toteutettaisiin. Lämmitysmuotona taloyhtiöllä on kaukolämmön ja poistoilmalämpöpumpun yhdistelmä. Kuvassa 14 on kohde satelliittista kuvattuna.



KUVA 14. Taloyhtiön rakennusten katot Google Maps -satelliittikuvassa.

Taloyhtiön kattojen pinta-alat satelliittikuvista arvioituina ovat noin  $400 \text{ m}^2$  per rakennus. Kummankin talon katolla on jonkin verran lähinnä ilmanvaihtoon liittyvää talotekniikkaa, poistoilmalämpöpumpun höyrystin ja sen kylmäaineputket sekä

kulkureitin katolle mahdollistava kattoikkuna/luukku. Merkittävin mahdollisia varjostuksia aiheuttava asia katoilla on keskellä kattoa sijaitseva poistoilmalämpöpumpun höyrystin, jonka korkeudesta ei ole tarkkaa tietoa. Talojen katoille ei aiheudu muita varjoja esimerkiksi puista tai muista rakennuksista. Taloyhtiön sijainti ja rakennusten korkeuden tuomat hyödyt tekevät siten kohteesta erittäin otollisen paikan aurinkovoimalalle.

Karkeasti arvioituna vapaata kattopinta-alaa aurinkopaneeliasennukselle on noin 200–250 m<sup>2</sup> per katto, huomioiden kattojen muun tekniikan ja paneelirivien väleihin jätettävät huoltokäytävät. Kuvassa 15 on tarkempi kuva yhtiön A-talon katosta sekä ympäristöstä.



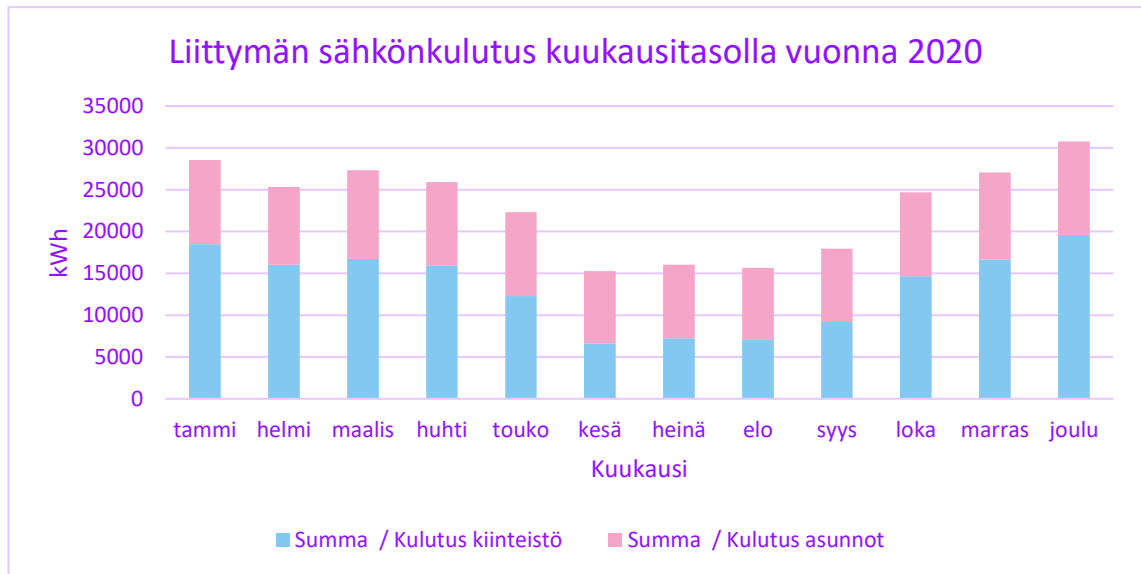
KUVA 15. Taloyhtiön A-talon katto kuvattuna B-talon katolta.

Taloyhtiön sähköliittymän pääsulakekoko on 3x250 A. Liittymispiste on B-talossa ja verkkoyhtiön muuntamo sijaitsee myös samassa rakennuksessa, sähkötilan vieressä. Molemmat rakennukset ovat saman sähkönmittauksen takana kiinteistö­sähkön osalta. Yhtiön asuntojen sähkönkäyttöpaikat ovat 1-vaiheisia.

Jos aurinkopaneeleja asennetaan kummankin rakennuksen katolle, voidaan suositella hankkimaan rakennuksille myös omat vaihtosuuntaajat. Muutoin jouduttai­siin asentamaan aurinkosähkölle erilliset tasavirtakaapelit rakennusten välille, jota ei voida pitää kannattavana ratkaisuna.

Taloyhtiö sijaitsee Tampereen Sähköverkko Oy:n verkkoalueella, joka on sähkönsiirtohinnoiltaan yksi Suomen halvimmista verkkoyhtiöistä (Energiavirasto

n.d.). Kiinteistön sähkön kulutus on ollut vuonna 2020 noin 160 MWh ja asunnoissa yhteensä noin 116 MWh. Kuviossa 3 on esitetty liittymän sähkönkulutus kuukausitasolla.



KUVIO 3. Liittymän sähkönkulutus kuukausitasolla vuonna 2020

Kuviosta 3 huomataan, että kesäkuukausina asuntojen sähkönkulutus on ollut suurempaa kuin kiinteistön. Muun muassa tästä syystä voidaan pitää energiayhteisön hyvityslaskentapalvelua hyödyllisenä ratkaisuna kohteessa.

## 4.2 Mitoitus

Mitoituksen laskenta perustuu tuntikohtaiseen vuosien 2019–2020 kulutus- ja tuotantodataan. Laskentaan on käytetty Microsoft Excel -ohjelmistoa. Simuloitu tuotantodata on peräisin Euroopan komission PVGIS-laskentatyökalusta. Käytännössä laskenta kertoo, kuinka paljon tarkasteltavat järjestelmät olisivat tuottaneet edellä mainittuina vuosina ja miten tuotanto olisi käytetty, jos kyseinen järjestelmä olisi ollut jo käytössä. Kaikki tuntikohtainen data on käsitelty Suomen normaaliajassa (UTC+2).

PVGIS-laskentatyökalussa käytettiin seuraavia parametreja tuotantodatan keräämistä varten:

- Säteilyarvojen tietokanta: PVGIS-SARAH2

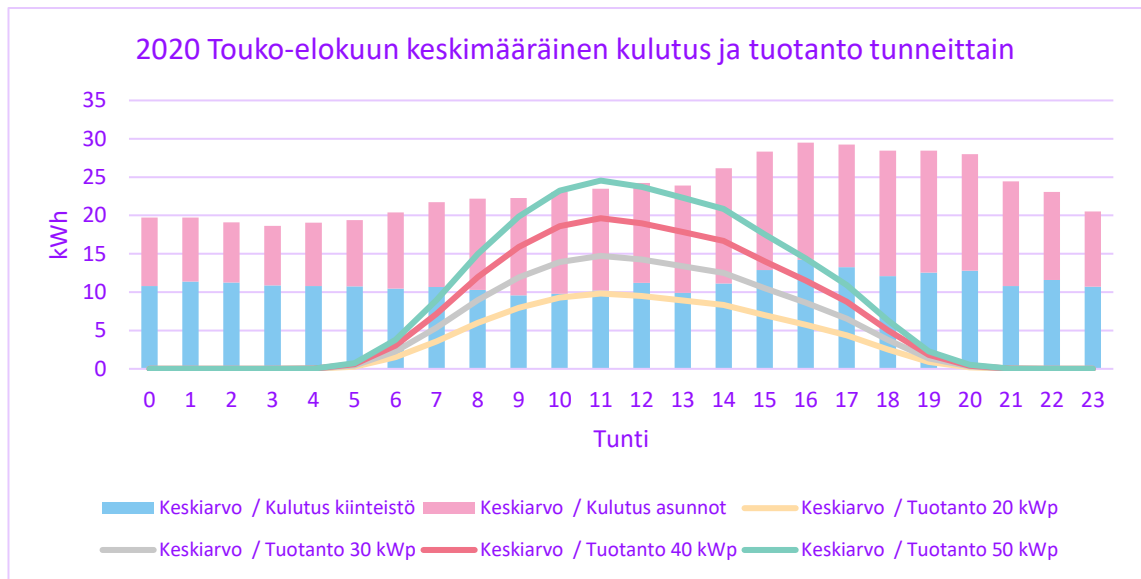
- Paneeliteknologia: Kiteinen pii
- Häviöt: PVGIS oletus 14 %, joka tosin saattaa olla nykytekniikalla hieman yläkanttiin. Häviöasetuksessa on tarkoitus huomioida järjestelmän sähköiset häviöt sekä aurinkopaneelien likaantuminen ym.
- Asennustapa: *Free-standing* eli ”vapaasti asennettu” tarkoittaen, että paneelien takana pääsee ilma vaihtumaan, paneelit eivät ole suoraan rakenteissa kiinni ja pysyvät siten viileämpinä
- Kallistuskulma: 15° tyypillinen tasakattoasennus
- Suuntaus: 0° (etelään)
- Sijainti: Todellinen sijainti Tampereella
- Tasakattoasennuksen paneelirivistöjen toisiinsa aiheuttamia varjostuksia ei ole huomioitu, tämä riippuu asennuksen paneelirivien etäisyydestä toisiinsa, eikä vaikuta parhaiden aurinkosähkön ”huipputuntien” tuotannon määrään, mutta jonkin verran aamuun ja iltaan ajoittuviin tuotantoarvoihin.

Perusideana mitoitettiin siten, että aurinkosähkijärjestelmän avulla välitetään mahdollisimman paljon sähkön ostamista verkosta ja toisaalta verkkoon myytävän sähkön määrä minimoidaan. Kuten luvussa 3.1 todettiin: verkosta ostetun sähkön määrän välttämisestä on saanut tyypillisesti noin kolminkertaisen hyödyn verrattuna tuotetun sähkön myynnistä verkkoon, koska verkosta ostetusta sähköstä joudutaan maksamaan siirtomaksut ja verot. Verkkoon myytävästä sähköstä saadaan tyypillisesti vain Nord Pool -markkinapaikalla taseselvitysjaksoittain määrittyvän sähköenergian spot-hinnan vähennettynä myydyn sähkön ostavan yhtiön marginaalilla.

Laskennassa on huomioitu energiayhteisömalli. Energiayhteisön jäsenillä on ennalta määrätty jako-osuus kiinteistön käyttöpaikan kulutuksen ylittävistä tuotannosta. Jos osuutta ei kuluteta tasejakson aikana, käyttämätön energia menee myyntiin sähköverkkoon.

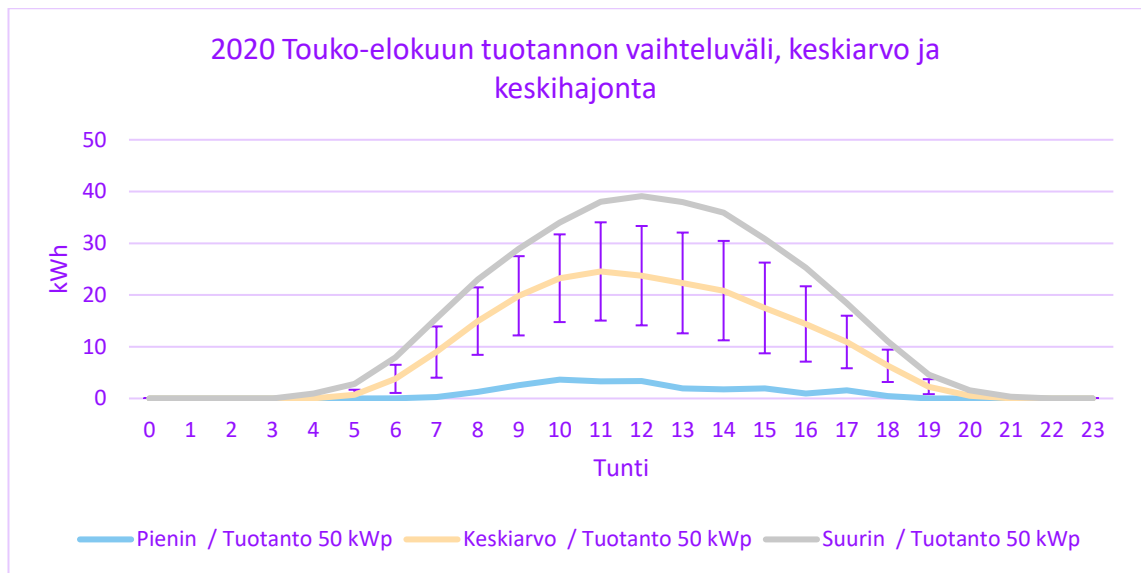
Asuntojen kuluttama osuus niille energiayhteisöissä jaetusta tuotannosta on arvioitu siten, että puolet asunnoista on pohjakuormalla 0,085 kWh/h ja puolet käyttää osuutensa kokonaan paitsi, jos tuotanto ylittää koko liittymän sähkökulutuksen, jolloin oletettiin liittymän kokonaiskulutuksen ylittävän osan menevän suoraan verkkoon myyntiin.

Oleellisinta mitoituksessa on tarkastella tuotantoa ja kulutusta kesäkuukausina, kun aurinkosähkön tuotanto on suurimmillaan. Kuviossa 4 on neljän eri kokoisen aurinkosähköjärjestelmän PVGIS-laskentatyökalun tuotantodata keskimääräisesti tunneittain sovitettuna taloyhtiön liittymän tuntikohtaisen kulutuksen keskiarvoon touko–elokuussa 2020. Mitoituksen kuviot esitetty keskiarvoilla ja summilla, mutta varsinainen laskenta on tehty tuntikohtaisesti taulukkolaskentana.



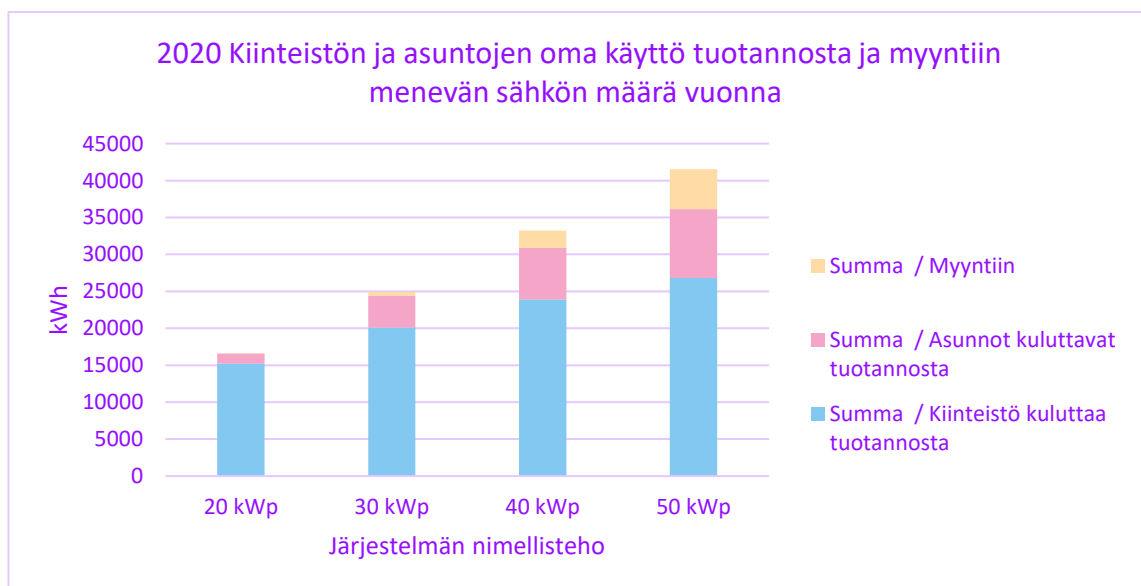
KUVIO 4. Vuoden 2020 kulutus- ja keskimääräinen tuotanto eri kokoisilla järjestelmillä

Keskiarvot ovat hieman harhaanjohtavia aurinkosähkön tuotantoa arvioidessa, sillä tuotannon päivittäinen vaihtelu erittäin on suurta ja riippuu paljon esimerkiksi sääolosuhteista. Kuviossa 5 on esitetty kuvion 4 tuotantoarvojen tilastollista hajontaa 50 kWp järjestelmällä. Muiden järjestelmävaihtoehtojen hajonta on suhteellisesti sama kuin esitetty, sillä niiden tuotantoluvut perustuvat samaan aurin gon säteilydataan. Kuvioista 5 huomataan, että järjestelmä voi tuottaa lähes kaksinkertaisesti verrattuna keskiarvoon.



KUVIO 5. Touko–elokuun tuotantomäärien vaihtelu 50 kWp järjestelmällä. Virhepalkkeissa on esitetty keskihajonta ja niiden sisään osuu tuntikohtaisesti 68 % ajanjakson päivistä

Kuviossa 6 on esitetty vuoden 2020 laskennallinen tuotannon hyödyntäminen eri järjestelmäkokoavaihtoehtoilla. Kuvioista nähdään kiinteistön, energiayhteisön asuntojen sekä verkkoon myynnin osuus. Tuotetun sähkön kokonaismäärä on edellä mainittujen summa eli kuviossa palkin korkeus. Taulukossa 2 kuvion 6 tuotantomäärät ja tuotannon hyödyntämisen suhteellisarvot.



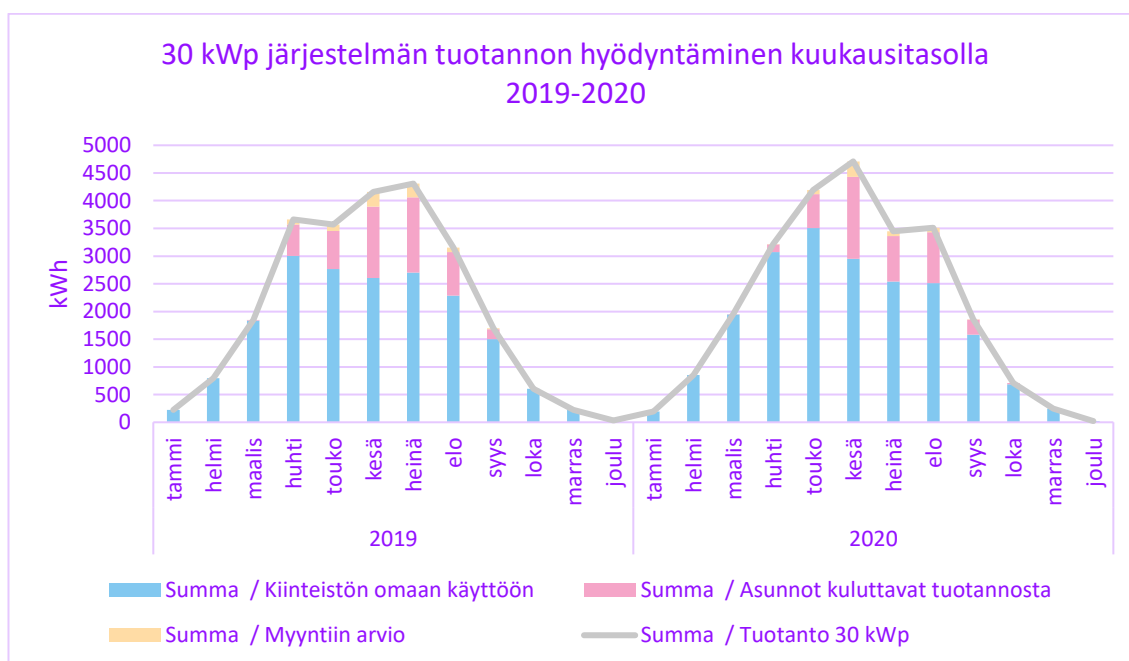
KUVIO 6. Tuotetun sähkön hyödyntäminen eri kokoisilla aurinkosähköjärjestelmillä

TAULUKKO 2. Kuvion 6 tuotantomäärät ja prosentiosuudet

Järjestelmä	Tuotanto vuodessa (kWh)	Kiinteistö kuluttaa tuotannosta	Asunnot kuluttavat tuotannosta	Myyntiin
20 kWp	16612	91 %	9 %	0,0 %
30 kWp	24918	81 %	17 %	2,1 %
40 kWp	33223	72 %	21 %	7,0 %
50 kWp	41529	65 %	22 %	13 %

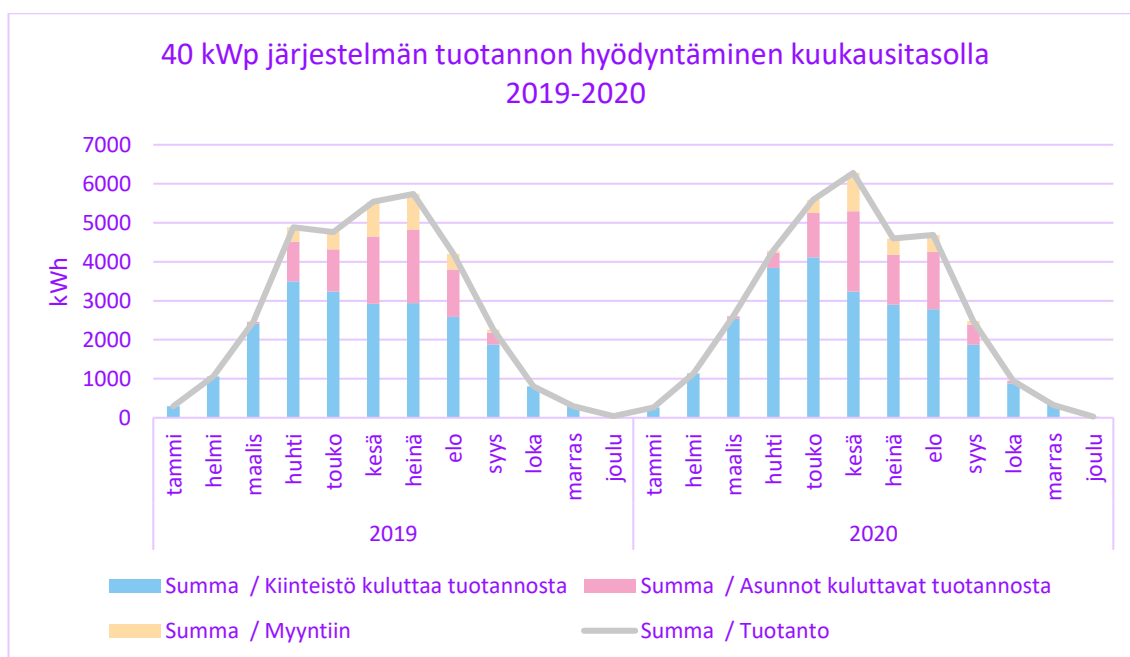
Taulukon 2 arvojen perusteella voidaan todeta, että 50 kWp järjestelmä on todennäköisesti liian suuri kohteeseen, sillä myyntiin menisi laskemien perusteella 13 % tuotetusta sähköenergiasta. Ja toisaalta 20 kWp järjestelmä on liian pieni energiayhteisön hyvityslaskenta huomioiden. 20 kWp tai hieman pienempi järjestelmä olisi paras vaihtoehto, jos energiayhteisöä ei jostain syystä haluta perustaa.

Tarkastellaan eri vaihtoehtojen tuotannon hyödyntämistä kuukausitasolla kahden vuoden ajalta (kuviot 7–9). Myös vuoden 2019 laskenta perustuu toteutuneisiin tuntikohtaisiin kulutustietoihin sekä vuoden 2019 PVGIS-työkalun tuotantoarvoihin.



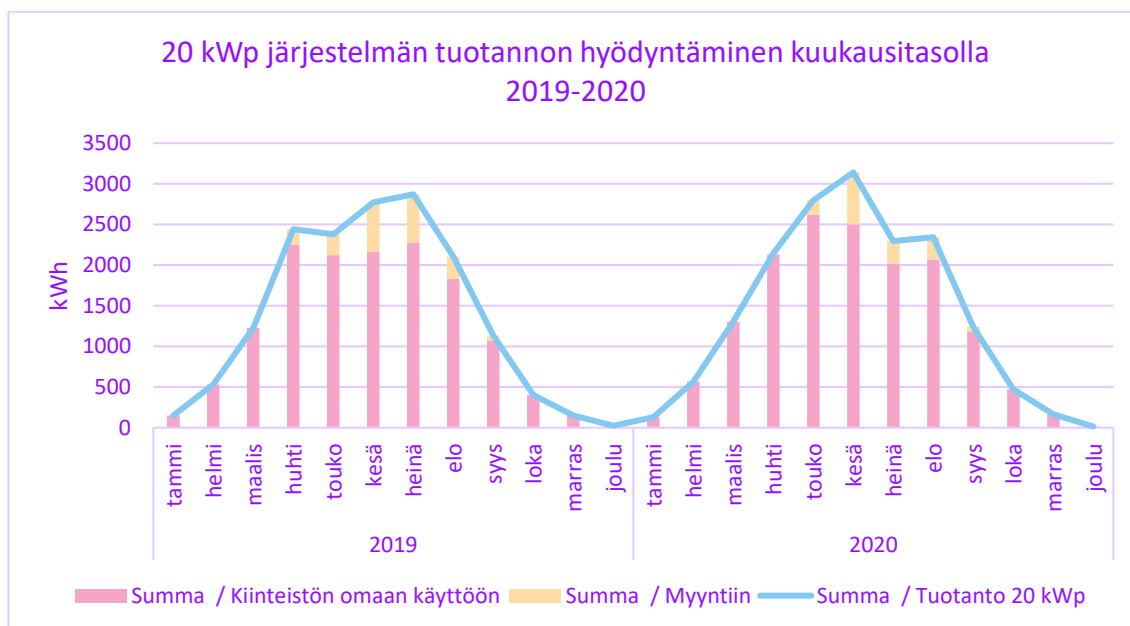
KUVIO 7. 30 kWp järjestelmän tuotannon hyödyntäminen kuukausitasolla 2019–2020





KUVIO 8. 40 kWp järjestelmän tuotannon hyödyntäminen kuukausitasolla 2019–2020

Kuviosta 7 ja 8 huomataan, että kuukausitasolla ei ole merkittävää eroa vuosien 2019 ja 2020 välillä. Pientä eroavaisuutta huomataan etenkin heinäkuussa eri vuosien välillä. Kuviossa 9 on esitetty tuotannon hyödyntäminen ilman energia-yhteisöä 20 kWp järjestelmällä.



KUVIO 9. 20 kWp järjestelmän tuotannon hyödyntäminen kuukausitasolla 2019–2020 ilman energia-yhteisön hyvityslaskentaa.

Kuvioita 8 ja 9 vertaamalla huomataan, että 20 kWp järjestelmällä ilman energiayhteisöä, verkkoon myytävä sähkön määrä olisi suhteellisesti suurempi kuin 40 kWp järjestelmällä energiayhteisön kanssa. Taloyhtiön asuntojen sähkönkulutuksen huomioon ottamisella mitoituksessa on siten merkittävä vaikutus järjestelmän mitoitukseen.

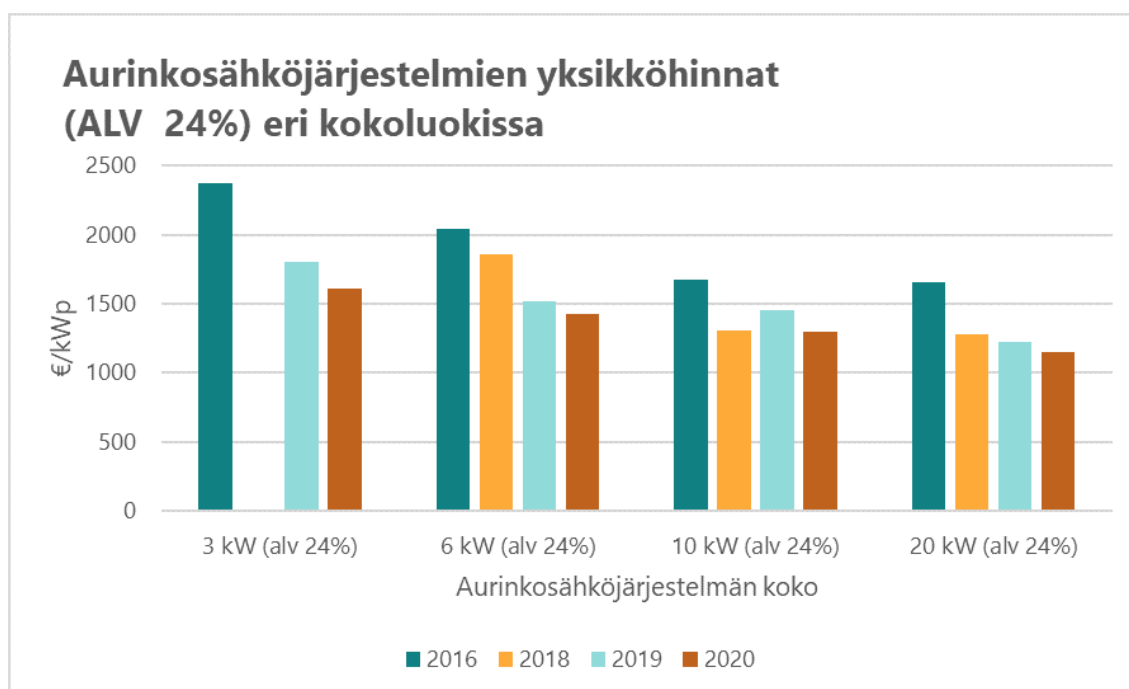
Laskelmien perusteella voidaan päätellä, että jos taloyhtiössä halutaan perustaa energiayhteisö ja ottaa hyvityslaskenta käyttöön, voidaan pitää 30–40 kWp aurinkosähköjärjestelmää tuotetun energian hyödyntämisen perusteella optimaalisena. Jos energiayhteisöä ei haluta perustaa, voidaan pitää 15–20 kWp järjestelmää parhaana vaihtoehtona pelkästään kiinteistön omaan käyttöön mitoitetuna.

Aurinkovoimalan hyötyjä tulee arvioida tarkemmin myös taloudellisesta näkökulmasta, jotta voidaan saada mitoitukselle lopullinen vastaus. Taloudellisia näkökulmia käsitellään seuraavissa luvuissa.

## 5 AURINKOVOIMALAN TALOUDELLINEN KANNATTAVUUS

### 5.1 Aurinkovoimalan kustannusarvio

Yleensä aurinkosähköjärjestelmän koko vaikuttaa sen yksikköhintaan (€/kWp). Suuremmat järjestelmät ovat suhteellisesti edullisempia kuin pienemmät. Kuvassa 16 eri kokoisten järjestelmien yksikköhintoja vuosilta 2016–2020. Kuvasta huomataan myös, että hinnat ovat laskeneet vuosi vuodelta.



KUVA 16. Aurinkosähköjärjestelmien yksikköhinnat 2016–2020 (Auvinen & Rumukainen. 2020a)

Vuoden 2022 hintatasoa voidaan arvioida Motivan Aurinkosähköä kotiin -kampanjan tarjousten perusteella. Kampanjan verkkosivuilla kuvaillaan sitä seuraavasti:

”Aurinkosähköä kotiin on Motiva Oy:n valtakunnallinen kampanja, jonka tavoitteena on lisätä suomalaisten tietoa aurinkosähköstä ja sen soveltuvuudesta kotitalouksille ja taloyhtiöille sekä tarjota vertailupalvelun avulla tietoa hankintakustannuksista ja palveluntarjoajista.” (Motiva 2022b)

Kampanjan verkkosivuilla ilmoitetut yritysten ”avaimet käteen” -tarjoukset 20 kWp järjestelmille Länsi- ja Sisä-Suomen alueelle maaliskuussa 2022 on koottuna taulukkoon 3. Tätä suurempien järjestelmien tarjouksia ei ollut saatavilla.

TAULUKKO 3. Aurinkosähköä kotiin -kampanjan tarjouksia 20 kWp järjestelmille

Toimittaja	Nimellisteho (kWp)	Hinta (sis. ALV)	Yksikköhinta €/kWp	Asennuksen takuu (vuotta)
123sähkö Oy	20,25	18 539 €	916 €	20
Etusolar	20,5	18 990 €	926 €	10
Rasol Oy	20,35	19 800 €	973 €	10
Playgreen Finland Oy	20,25	20 000 €	988 €	10
Laukaan Energia Oy	20,0	21 000 €	1 050 €	10
Jahtec Oy	20,52	24 700 €	1 204 €	6
Omavoima Oy	19,75	25 500 €	1 291 €	2
Ralos Eco Oy	19,8	27 000 €	1 364 €	5

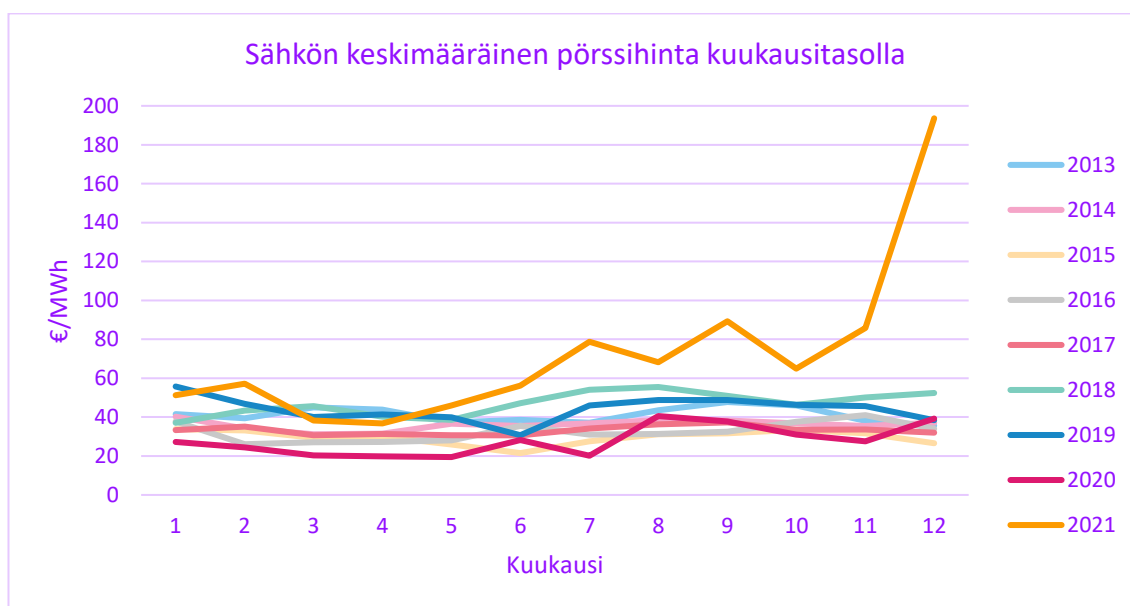
Taulukon hinnat ovat määritelty esimerkkikohteelle, joka on kolmekerroksinen kerrostalo, jossa on hyväkuntoinen huopakatteinen tasakatto. Katolle on pääsy henkilöille sisäkautta, mutta aurinkopaneelit nostetaan katolle nosturilla. Asennus tehdään määräysten mukaisesti ja vaihtosuuntaaja täyttää Energiategollisuus ry:n suositukset.

Oletettavasti työn kohteena oleviin yhdeksänkerroksisiin taloihin yksikköhinnat ovat jonkin verran korkeammat. Toisaalta, jos taloyhtiössä päädytään 30–40 kWp järjestelmään, voivat yksikkökustannukset olla lähellä taulukon mukaisia arvoja, sillä yleensä suuremmat järjestelmät tulevat yksikkökustannuksiltaan edullisemmiksi.

Asumisen rahoitus ja kehittämiskeskus ARA myöntää energia-avustuksia asuinrakennusten energiatehokkuutta parantaviin korjaushankkeisiin vuosina 2020–2022. Avustuksen mahdollisista jatkovuosista ei ole vielä tietoa. Jos aurinkovoimalan hankinta ajoittuu energia-avustuksen voimassaoloajalle, voidaan suositella ainakin selvittämään sen saantimahdollisuutta tarkemmin. Avustuksen määrä aurinkoenergian hyödyntämiseen on 25 % toimenpiteen kustannuksista. Avustuksen saamiseksi rakennuksen E-lukua tulisi parantaa kerrostaloissa 32 % verrattuna rakennusajankohdan E-lukuun (ARA 2021).

## 5.2 Sähköenergian hintakehitys

Aurinkovoimalan kannattavuuden osalta yksi merkittävimmistä tekijöistä on sähköenergian hinta, sillä se vaikuttaa niin kulutuksen välttämisen arvon määrittämisessä kuin ylijäämänsähkönkin myynnin arvoon. Sähköenergian hinta on myös sähkön kokonaishinnan volatiilein osa eli eniten muuttuva komponentti. Kuviossa 10 on esitetty sähköenergian hinta kuukausitasolla eri vuosina. Hintatiedot on kerätty sähköpörssi Nord Poolin historiallisesta Elspot -hintadatatista ja ovat Suomen paikallishintoja eivätkä sisällä arvonlisäveroa.

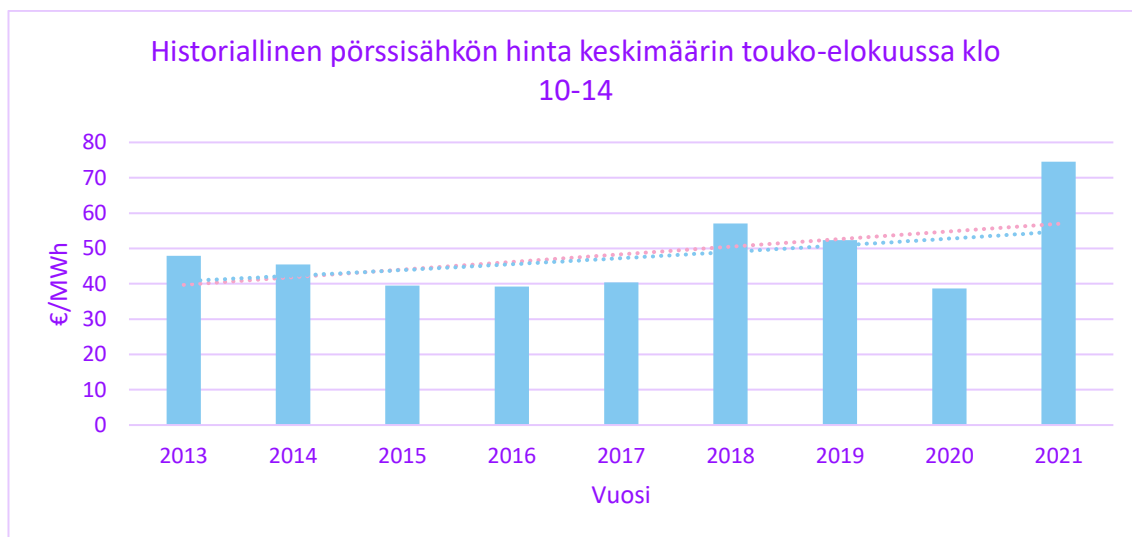


KUVIO 10. Sähkön historialliset pörssihinnat

Kuviosta 10 huomataan, että vuosi 2021 näyttää merkittävästi erilaiselta kuin aiemmat vuodet. Vuoden 2021 sähköenergian poikkeuksellisiin hintoihin vaikutti muun muassa Norjan ja Ruotsin vesivoimaloiden vähäiset vesivarastot sekä Keski-Euroopan runsas maakaasun käyttö sähköntuotannossa. Vuoden 2022 alku ei näytä sähköenergian hintojen laskun kannalta kovin lupaavalta geopoliittisen tilanteen vuoksi. Toisaalta näillä näkymin heinäkuussa 2022 täysimääräisesti käynnistyvän ydinvoimalan Olkiluoto 3:n voidaan olettaa laskevan jonkin verran sähköenergian hintaa Suomessa, mutta se jää nähtäväksi.

Aurinkosähkön tuottamisen, tai etenkin ylijäämätuotannon myynnin kannalta oleellisia sähköenergian pörssihintoja ovat kesäpäivien parhaan tuotannon tunnit. Kuviossa 11 on esitetty touko-elokuun keskimääräiset hinnat eri vuosina

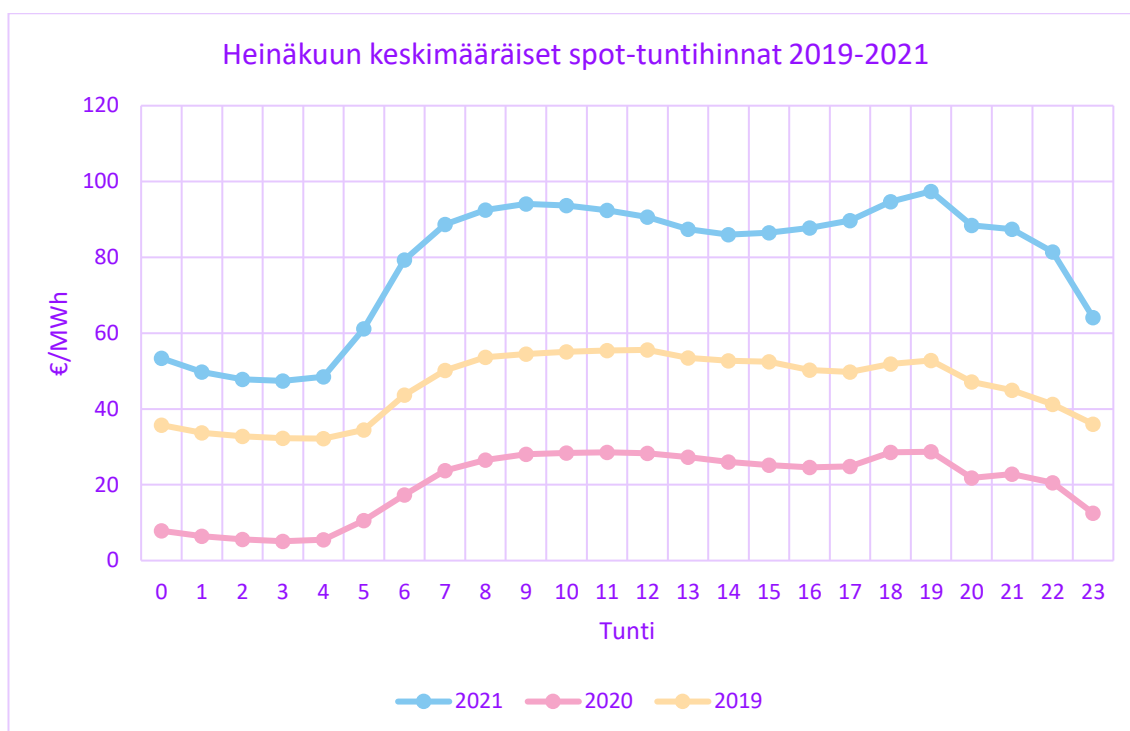
kellonaikana 10–14 (UTC+2), jota voidaan pitää todennäköisimpänä aikakohtana ylijäämänsähkön tuotannolle aurinkovoimalla.



KUVIO 11. Pörssisähkön hintakehitys aurinkovoiman tuoton kannalta parhaina ajankohtina

Parhaina aurinkosähkön tuoton tunneilla kuvioon 11 piirretty lineaarisen trendin mukaan sähköenergian pörssihinta on noussut keskimäärin noin 2,16 €/MWh vuodessa ja eksponentiaalisen trendin mukaan 3,7 % vuodessa välillä 2013–2021. Jos vuosi 2021 jätetään huomioimatta, sähköenergian pörssihinta ei ole keskimäärin noussut juuri yhtään edellä mainituilla tunneilla.

Kuviossa 12 on esitetty heinäkuun keskimääräiset sähköenergian pörssihinnat vuosina 2019–2021. Kuvioista huomataan, että vuorokauden sisäisesti keskipäivän tunnit ovat hinnaltaan arvokkaimpia. Toisaalta aurinkosähkön tuottamisen yleistyessä Suomessa ja siten tarjonnan kasvaessa keskipäivän tunneille, voi asia muuttua lähivuosina.



KUVIO 12. Heinäkuun keskimääräiset sähkön pörssihinnat 2019–2021

Kuten tämän luvun alussa todettiin, tarvitaan jokin arvio sähköenergian hinnasta nyt ja tulevaisuudessa, jotta voidaan määrittää aurinkosähkijärjestelmän kannattavuutta. Hintadatan perusteella vuosi 2021 on ollut täysin poikkeuksellinen verrattuna aikaisempiin vuosiin, joten järjestelmän kannattavuutta laskettaessa tulee tämä poikkeuksellisuus ottaa huomioon, jottei järjestelmän kannattavuuslaskelmasta tule pitkällä aikavälillä liian optimistinen. Kannattavuuslaskelmissa voidaan pitää viime vuosien keskiarvoa, noin 50 €/MWh eli 5 snt/kWh (ALV 0 %) hyvänä arviona sähköenergian hinnalle.

### 5.3 Kannattavuuslaskenta

Aurinkovoimalan kannattavuuslaskennassa hyödynnettiin Suomen ympäristökeskuksen asiantuntijoiden (Auvinen & Rummukainen 2021b) tekemää laskentataulukkoa. Kannattavuuden määrittämisessä sähköenergian hinnaksi päädyttiin käyttämään edellisessä luvussa esitetyn sähkönhinta-analyysin perusteella arvoa 5 snt/kWh ja verkkoon myydyin sähkön osalta 4 snt/kWh. Siirtohintana on TSV:n hinnaston mukainen. Sähkön vuotuiselle hinnannousulle määritettiin kaksi skenaarioita, 2 % ja 0 % vuodessa. Taulukossa 4 on kannattavuuslaskemissa käytetyt sähkön hintatiedot.

TAULUKKO 4. Kannattavuuslaskelman ostosähkön hintatiedot

Sähköenergian ostohinta	5,0	snt/kWh
Energiaperusteinen sähkön siirtohintaa (TSV)	2,57	snt/kWh
Sähkövero ja huoltovarmuusmaksu	2,253	snt/kWh
Ostosähkön arvonlisävero	24 %	
Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta eli aurinkosähkön vaihtoehtoiskustannus	12,7	snt/kWh
Arvio ostosähkön hinnan noususta %/v	a) 2 % ja b) 0 %	/vuosi
Aurinkosähkön ylijäämän myyntihinta verkkoon	4,0	snt/kWh

Järjestelmän kustannuksiksi arvioitiin järjestelmän koosta riippuen taulukon 5 mukaiset yksikköhinnat ja järjestelmän kokonaiskustannukset. Mahdollista ARA:n energia-avustusta ei ole huomioitu. 20 kWp järjestelmän yksikköhinta on arvioitu noin 20 % korkeammaksi kuin Aurinkosähköä kotiin -kampanjan tarjoushinnat johtuen lähinnä kohteen merkittävästi haastavimmista nostotoista verrattuna kampanjan esimerkkikohteeseen. Suuremmilla järjestelmillä mm. nostotyön osuus kokonaiskustannuksista laskee. Yksikköhintojen alentumiseksi määritettiin 5 €/kWp.

TAULUKKO 5. Kustannusarvio

Aurinkosähköjärjestelmän nimellisteho (kWp)	Yksikköhinta (€/kWp)	Investointikustannus (€)
20	1150	23000
30	1100	33000
40	1050	42000

Laina-aikaa tai sen korkoa ja niiden vaikutusta kannattavuuteen ei lähdetty tässä yhteydessä arvioimaan. Kannattavuuslaskuriin määritettiin kertamaksu. Laskuriin määritettiin lisäksi vuosittainen huoltokustannus 120 €/vuosi ja vaihtosuuntaajien vaihto 15 vuoden kohdalla, arvoltaan 10 % järjestelmän kokonaiskustannuksista. Järjestelmien pitoaika on 30 vuotta ja järjestelmien sähköntuotannon vuosittainen vähenemä määritettiin arvoon -0,5 %.

Kannattavuuslaskelmassa on yhdistettynä asunto-osakeyhtiön ja energiayhteisön muiden jäsenten eli osakkaiden tuotot nimellistehoiltaan eri kokoisilla aurinkosähköjärjestelmillä. Tuotot, tai käytännössä säästöt sähkön ostamisen vähentämisestä eivät siis kaikki ohjaudu suoraan asunto-osakeyhtiölle ja siten säästöjen syntymisen seuraaminen voi olla käytännössä hankalaa. Tämä riippuu siitä,



miten sähköyhtiöt raportoivat hyvityslaskentapalvelun kautta jaetusta sähköenergiasta tulevaisuudessa. Taulukossa 6 kannattavuuslaskurin tulokset 2 % vuotuisella sähkön hinnan nousulla.

TAULUKKO 6. Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuslaskurin tulokset

Aurinkosähköjärjestelmän koko	Järjestelmän avaimet käteen hinta (sis alv 24%)	Aurinkosähkön käyttö	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Kannattavuus: takaisinmaksuaika	Kannattavuus: sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannussäästö 1. vuonna €/v
20 kWp	€23 000	100 %	46 885 €	11	8,5 %	2 022 €
30 kWp	€33 000	98 %	72 175 €	10	9,0 %	2 990 €
40 kWp	€42 000	93 %	94 645 €	10	9,2 %	3 854 €
20 kWp ei energiayhteisöä	€23 000	91 %	42 305 €	11	7,8 %	1 900 €

Taulukosta 6 huomataan, että nimellisteholtaan suuremmat aurinkosähköjärjestelmät energiayhteisön hyvityslaskenta huomioiden ovat investointeina parempia kuin vain kiinteistön käyttöön mitoitettu järjestelmä. Laskelmissa käytettiin oletuksena 2 % vuotuista sähköenergian hinnan nousua. Tarkastellaan vielä kannattavuutta 0 % hinnan nousulla, eli sähköenergian hinta pysyisi vakiona järjestelmän pitoajan.

TAULUKKO 7. Sähköenergian vuotuinen hintamuutos 0 %

Aurinkosähköjärjestelmän koko	Järjestelmän avaimet käteen hinta (sis alv 24%)	Aurinkosähkön käyttö	Investoinnin kumulatiivinen tuotto pitoajalla	Kannattavuus: takaisinmaksuaika	Kannattavuus: sisäinen korkokanta pitoajalla	Kustannussäästö 1. vuonna €/v
20 kWp	€23 000	100 %	27 560 €	12	6,4 %	2 022 €
30 kWp	€33 000	98 %	43 595 €	11	6,9 %	2 990 €
40 kWp	€42 000	93 %	57 811 €	11	7,1 %	3 854 €
20 kWp ilman energiayhteisöä	€23 000	91 %	24 147 €	13	5,7 %	1 900 €

Taulukosta 7 nähdään, että hinnan muutoksella tai muuttumattomuudella on pitkällä aikavälillä suuri vaikutus aurinkovoimalan kannattavuuteen. Tässäkin tapauksessa järjestelmät olisivat kuitenkin kannattavia.

Mitoitusprosessin lopputuloksena voidaan suositella taloyhtiölle nimellisteholtaan 30–40 kWp aurinkovoimalaa ja energiayhteisön perustamista. Käytännössä, jos järjestelmän toimittajan suunnittelija määrittää, että yhden rakennuksen katolle on mahdollista asentaa nimellisteholtaan noin 30 kWp paneelijärjestelmä järkevästi, on todennäköisesti kustannustehokkaampaa asentaa järjestelmä vain toiseen taloyhtiön rakennuksista. Tällöin välttyttäisiin toisen vaihtosuuntaajan hankinnalta sekä toisen rakennuksen kaapelivedoilta katolta sähkötiloihin kokonaan.

Mitoituksen ja kannattavuuslaskennan lopputuloksissa on hyvä ottaa huomioon, että työssä esitetyt laskelmat ovat arvioita ja niihin liittyy merkittäviä epävarmuustekijöitä, kuten:

- Mitoituksen tuotantoluvut ovat suuntaa antavia. Tuotantolukujen vaihtelu voi olla suurta, sillä jokainen vuosi on sääolosuhteiltaan ja siten auringon säteilymääriltään erilainen
- Sähköenergian hintaa on tällä hetkellä erittäin vaikea ennustaa
- Varttitaseen käyttöönotto 2023 toukokuussa voi aiheuttaa tuntitasetta huomattavasti suurempaa vaihtelua sähkön kulutukseen ja tuotantoon heikentäen jonkin verran pientuotannon netotuksen tuomia hyötyjä

Voidaan kuitenkin todeta, että työssä mitoitettu aurinkovoimala on suurella todennäköisyydellä kannattava investointi taloyhtiölle. Sähkön kulutuskin melko varmasti nousee lähitulevaisuudessa esimerkiksi sähköautojen lataustarpeiden takia, parantaen tuotetun sähkön omakäyttöosuutta entisestään.

## 6 POHDINTA

Aurinkovoimalan tuottama sähkö on komponenttien valmistamista lukuun ottamatta täysin päästötöntä energiaa, voimaloiden käyttöikä on pitkä ja vaadittavat huoltotoimenpiteet vähäisiä. Taloudellisten hyötyjen lisäksi myös eettiset näkökulmat tuovat aurinkovoiman hankinnalle lisäarvoa pienentäen taloyhtiön ja sen asukkaiden hiilijalanjälkeä.

Energiayhteisö ja hyvityslaskentapalvelu tekevät sähköntuotannosta aurinkovoimalla huomattavasti kannattavampaa taloyhtiölle. Voidaan pitää todennäköisenä, että ainakin osa Suomen asunto-osakeyhtiöiden hallituksista tulee huomaamaan tämän muutoksen. Vaikka aurinkovoimaloiden hinnat ovat toistaiseksi laskeneet vuosittain, niiden kysyntään voi tulla merkittävää kasvua lähitulevaisuudessa nostaten niiden hankintahintaa. Myös globaalilla mittakaavalla pyritään enenevässä määrin pois fossiilisista energiantuotantomuodoista lisäten kysyntää aurinkopaneeleille ja muille järjestelmän komponenteille. Tästä johtuen suositellaan taloyhtiötä toimimaan hankintapäätöksen ja projektin varsinaisen aloittamisen suhteen nopealla aikataululla.

Sähköenergian tuotannon yleistyessä aurinkovoimalla sekä muilla uusiutuvan energian tuotantomuodoilla, tulee energiavarastoista entistä tärkeämpiä osia sähköjärjestelmää. Energiavaraston, eli tyypillisesti akkujen hankinta voi tulla ajankohtaiseksi jossain vaiheessa taloyhtiönkin aurinkosähköjärjestelmän elinkaarta, etenkin jos sähköntuotanto aurinkovoimalla moninkertaistuu Suomessa, vaikuttaen sähköenergian hintoihin aurinkoisina aikoina merkittävästi.

## LÄHTEET

- Ahoranta, J. 2016. Sähkötekniikka. Helsinki: Sanoma Pro Oy
- Ala-Myllymäki, E. 2016. Aurinkodemo -hankkeen loppuraportti. Vaasa: Oy Merinova AB. Viitattu 19.2.2022. [https://www.merinova.fi/wp-content/uploads/2016/09/aurinkodemo\\_loppuraportti.pdf](https://www.merinova.fi/wp-content/uploads/2016/09/aurinkodemo_loppuraportti.pdf)
- ARA 2021. Energia-avustus taloyhtiöille. Verkkosivu. Viitattu 20.3.2022. [https://www.ara.fi/fi-FI/Lainat\\_ja\\_avustukset/Energiaavustus/Taloyhtiot](https://www.ara.fi/fi-FI/Lainat_ja_avustukset/Energiaavustus/Taloyhtiot)
- Auvinen, K. & Rummukainen M. 2020b. Aurinkosähköjärjestelmien kannattavuuslaskelmat. Suomen ympäristökeskus SYKE. Laskentataulukko. [https://docs.google.com/spreadsheets/d/1SvyVK8kbuLFd\\_grK-Y3cLI7fgoOMG319wmSzzlxlLzc/edit?usp=sharing](https://docs.google.com/spreadsheets/d/1SvyVK8kbuLFd_grK-Y3cLI7fgoOMG319wmSzzlxlLzc/edit?usp=sharing)
- Auvinen, K. & Rummukainen, M. 2020a. Aurinkosähköjärjestelmien hinnat laskussa – kannattavuutta arvioitava käyttöajan puitteissa. Suomen ympäristökeskus SYKE. Verkkosivu. Viitattu 3.3.2022. [https://www.hiilineutraalisuomi.fi/fi-FI/Ajankohtaista/Hiilineutraaliblogi/Aurinkosahkojarjestelmien\\_hinnat\\_laskussa\(56958\)](https://www.hiilineutraalisuomi.fi/fi-FI/Ajankohtaista/Hiilineutraaliblogi/Aurinkosahkojarjestelmien_hinnat_laskussa(56958))
- Brownson, J. n.d. Collector Orientation. Pennsylvania State University. Verkkosivu. Viitattu 21.3.2022. <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/576>
- Chaaban, M. n.d. Wiring within a PV Module and the Shading Effect. Pennsylvania State University. Verkkosivu. Viitattu 10.3.2022. <https://www.e-education.psu.edu/ae868/node/875>
- Cygnel, S. 2020. Aurinkopaneelien asennuksessa ilmansuunnalla on väliä. Helen Oy. Verkkosivu. Viitattu 20.3.2022. <https://www.helen.fi/asiakaspalvelu/ajankohtaista/arjessa/aurinkoenergia/aurinkopaneelien-asennus-ilmansuunta>
- Elenia & VTT. 2021. Energiayhteisökäsikirja. Viitattu 16.2.2022. <https://www.elenia.fi/files/7de35936c413685a502e8cfe531bdc1e42653201/elenia-energiayhteisokasikirja.pdf>
- Energiateollisuus ry. 2021. Sähkön pientuotannon tekniset vaatimukset. Viitattu 19.2.2021. [https://energia.fi/files/6404/ET\\_suositus\\_-\\_Pientuotannon\\_tekniset\\_vaatimukset\\_2021-06-03.pdf](https://energia.fi/files/6404/ET_suositus_-_Pientuotannon_tekniset_vaatimukset_2021-06-03.pdf)
- Energiateollisuus ry. n.d. Aurinkosähkö. Verkkosivu. Viitattu 2.3.2022. <https://energia.fi/energiasta/energiantuotanto/sahkontuotanto/aurinkovoima>
- Energiavirasto. n.d. Sähköhintatilastot. Viitattu 19.3.2022. <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>
- Euroopan komission yhteinen tutkimuskeskus (JRC). n.d. PVGIS Photovoltaic Geographical Information System. Verkkosivu/laskentaohjelma. [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- Fingrid Oyj. 2021. Datahub 2.0 uudet ja muuttuneet prosessit. Viitattu 3.3.2022. <https://www.fingrid.fi/contentassets/8746b6b6daff4cf5844a0774d977d263/datahub-2.0-uudet-ja-muuttuneet-prosessit.pdf>

Fingrid Oyj. 2022. Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso. Verkkosivu. Viitattu 3.3.2022. <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhte-naisyys/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/>

Finnwind Oy. 2019. Finnwind FS-M asennusjärjestelmän esite. Viitattu 20.3.2022. [https://finnwind.fi/wp-content/uploads/upload\\_photos/esitteet/Finnwind-FS-M-asennusj%C3%A4rjestelm%C3%A4.pdf](https://finnwind.fi/wp-content/uploads/upload_photos/esitteet/Finnwind-FS-M-asennusj%C3%A4rjestelm%C3%A4.pdf)

Harsia, P., Hietalahti, L., Järventausta, P., Kallioharju, K., Kortetmäki, A., Uusitalo, S. 2021. Paikallisen energiayhteisön sähkötekninen toteutus. Viitattu 20.2.2022. <https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-03-2154-3>

Helen Oy. n.d. Vuokraa aurinkopaneeli. Verkkosivu. Viitattu 21.2.2022. <https://www.helen.fi/aurinkopaneelit/aurinkosahko>

Inkinen, P., Manninen, R. & Tuohi, J. 2006. Momentti 2 insinöörifysiikka. Helsinki: Kustannusosakeyhtiö Otava

Juuti, P. 2020. Tässä kerrostalossa tuotetaan itse osa sähköstä – ja näin saatat asua pian sinäkin, sillä uudistus tekee aurinkosähköstä nykyistä houkuttelevampaa. Yleisradio. Verkkootikkeli. Viitattu 12.3.2022. <https://yle.fi/uutiset/3-11594666>

Juuti, P. 2021. Oikeus torppasi verottajan: aurinkosähköä voi myydä taloyhtiöstä ilman kallista alv-paperisotaa – taloyhtiö pakotti viranomaiset ottamaan kantaa. Yleisradio. Verkkootikkeli. Viitattu 14.3.2022. <https://yle.fi/uutiset/3-11873408>

KHO:2021:20. Korkeimman hallinto-oikeuden päätös. <https://www.kho.fi/fi/index/paatokset/vuosikirjapaatokset/1613470807597.html>

Korpela, A. 2014. Aurinkosähkön perusteet. Ei julkisesti saatavilla.

Kosonen, A. 2019. Hetkellisen energian mittauksen ongelma. Viitattu 3.3.2022. [https://finsolar.net/wp-content/uploads/2019/02/Mittausongelma\\_LUT\\_Antti-Kosonen2019.pdf](https://finsolar.net/wp-content/uploads/2019/02/Mittausongelma_LUT_Antti-Kosonen2019.pdf)

Motiva Oy. 2022a. Aurinkosähkö. Verkkosivu. Viitattu 19.2.2022. [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/)

Motiva Oy. 2022b. Aurinkosähkö kotiin. Verkkosivu. Viitattu 10.3.2022. <https://aurinkosahkoakotiin.fi/tarjoukset/>

Nord Pool AS. 2022. Historical Market Data. Verkkosivu. Viitattu 15.3.2022. <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

ST-käsikirja 40. 2021. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus. Espoo: Sähköinfo Oy. Viitattu 19.2.2022. Vaatii käyttöoikeuden. <https://se-vari.sahkoinfo.fi/>

Tampereen Sähkölaitos Oy. n.d. Aurinkopaneelin vuokraus Tarasten aurinkopuistosta on sijoitus puhtaaseen tulevaisuuteen. Verkkosivu. Viitattu 21.2.2022. <https://aurinkopuisto.sahkolaitos.fi/>

Valtioneuvoston asetus sähkötoimitusten selvityksestä ja mittauksesta 767/2021. Viitattu 20.2.2022. <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2021/20210767>

Ylisirniö, E. 2020. AURINKOVOIMALAN VAIHTOSUUNTAAJIEN LOISTEHON KOMPENSOINTI JA HYÖDYNTÄMINEN. Diplomityö. Tampereen Yliopisto. <https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/10024/120482/Ylisirni%F6Eljas.pdf?sequence=2>