

Jussa-Pekka Luhtaanmäki

**AURINKOVOIMALA OSANA KERROSTALON  
SÄHKÖENERGIAJÄRJESTELMÄÄ JA SEN  
HALLINTAA SEKÄ ASUKKAIDEN SÄHKÖN  
KÄYTÖN KUSTANNUKSIA**

Kandidaatintyö  
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta  
Tarkastaja: TkT Kari Lappalainen  
Huhtikuu 2021

# TIIVISTELMÄ

Jussa-Pekka Luhtaanmäki: Aurinkovoimala osana kerrostalon sähköenergiajärjestelmää ja sen hallintaa sekä asukkaiden sähkön käytön kustannuksia

Engl. Solar power plant as part of the apartment building's electrical energy system and its management, as well as the costs of residents' electricity usage

Kandidaatintyö

Tampereen yliopisto

Tieto- ja sähkötekniikan TkK-tutkinto-ohjelma

Huhtikuu 2021

---

Sähkön pientuotanto uusiutuvien sähköenergiantuotantomuotojen, erityisesti aurinkovoiman avulla, kasvattaa osuuttaan sähköntuotannossa jatkuvasti. Aurinkovoimaloiden hintojen laskiessa niiden taloudellinen kannattavuus on parantunut ja kysyntää uusille voimaloille on myös taloyhtiöissä. Ennen kuluva vuosi ongelmana on ollut lainsäädäntö, jonka mukaan taloyhtiön aurinkovoimalla tuotettua sähköä on kohdeltu siirtomaksujen ja sähköveron osalta samoin kuin sähkömarkkinoille myytävää aurinkosähköä, vaikka tuotettu sähkö kulutettaisiin taloyhtiön sisällä. Tästä johtuen taloyhtiöt eivät ole pystyneet hyödyntämään aurinkovoimalan tuotantopotentiaalia taloudellisesti kannattavimmalla tavalla.

Tässä kandidaatintyössä tarkastellaan aurinkovoimaloiden kannattavuuden kehittymistä kerrostaloyhtiöissä sekä siihen vaikuttavia tekijöitä. Työn tarkoituksena on tarkastella lainsäädännön kehittymistä sähköenergian pientuotannon osalta, aurinkovoimaloiden tekniikan ja hintojen kehittymistä sekä lakimuutosten vaikutuksia jakeluverkko-yhtiöiden sähkömittareihin ja mittaustietojärjestelmiin. Sen lisäksi tarkastellaan, miten edellä mainitut tekijät yhdessä voivat vaikuttaa kerrostaloasukkaan sähkön käytön kustannuksiin. Myös aurinkovoimalan yhteyteen liitettävän akuston potentiaalia tarkastellaan pintapuolisesti. Pääpainopiste työssä on kuitenkin lakimuutosten tuomat parannukset taloyhtiöiden aurinkovoimaloiden kannattavuuteen.

Taloyhtiöillä on vuoden 2021 alusta alkaen ollut mahdollisuus perustaa kiinteistön sisäinen energiayhteisö, mikä mahdollistaa aurinkovoimalan tuotannon jakamisen kaikkien asukkaiden kesken. Energiayhteisöjen hyvityslaskentamallilla havaittiin olevan monia etuja muihin kerrostalon mittarointimalleihin nähden. Tämän lisäksi vuoden 2021 alusta alkaen myös taseselvitysjakson sisäinen netotus on mahdollista, mikä parantaa aurinkovoimaloiden kannattavuutta entisestään. Työssä tarkasteltiin myös pintapuolisesti akuston liittämistä aurinkovoimalan yhteyteen ja todettiin, että tulevaisuudessa hintojen laskiessa akusto voi mahdollisesti olla potentiaalinen lisävaruste aurinkovoimalalle. Lopuksi työssä esiteltiin erilaisia aurinkovoimaloille soveltuvia kustannuslaskentamenetelmiä. Kustannuslaskentamenetelmiin perustuvien esimerkkilaskelmien avulla todettiin aurinkovoimalan olevan kannattava investointi suurille Etelä-Suomessa sijaitseville kerrostaloyhtiölle jo nykyään, mutta Pohjois-Suomessa sijaitseville pienemmille kerrostaloyhtiöille vielä taloudellisesti kannattamaton.

Avainsanat: aurinkovoimala, kerrostalo, hyvityslaskenta

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
2. AURINKOSÄHKÖN TUOTANTO .....	2
2.1 Kokonaissäteilyn määrä Suomessa .....	2
2.2 Aurinkovoimalan toimintaperiaate ja keskeisimmät osat.....	4
2.3 Lainsäädännön kehittyminen.....	5
2.3.1 Energiayhteisöt .....	6
2.3.2 Taseselvitysjakson sisäinen netotus .....	6
3. AURINKOVOIMALA KERROSTALOYHTIÖSSÄ.....	8
3.1 Järjestelmän mitoitus kerrostalossa .....	8
3.2 Mittarointimallit .....	9
3.2.1 Takamittarointimalli .....	9
3.2.2 Energiayhteisön hyvityslaskentamalli .....	10
3.2.3 Yksittäisen asukkaan oma aurinkovoimala.....	11
3.2.4 Mittarointimallien vertailu.....	13
3.3 Akusto osana kerrostalon aurinkovoimalaa .....	13
3.3.1 Virtuaaliakku .....	14
3.3.2 Fyysinen akku.....	15
4. AURINKOVOIMALAN KUSTANNUSTEN ARVIOINTI.....	16
4.1 Aurinkovoimalan investointikustannukset.....	16
4.2 Aurinkovoimalan elinkaarikustannukset.....	18
4.3 Kannattavuuslaskentamenetelmiä.....	18
4.3.1 Nettonykyarvomenetelmä .....	19
4.3.2 Sisäisen korkokannan menetelmä .....	19
4.3.3 Valmiit kannattavuuslaskurit.....	20
4.4 Vaikutukset asukkaiden sähkön käytön kustannuksiin .....	20
5. YHTEENVETO.....	25
LÄHTEET .....	27

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

$kW_p$	piikkikilowatti
NNA	Nettonykyarvo
NKV	Nettokassavirrat

# 1. JOHDANTO

Yleinen ilmastonmuutoksesta johtuva trendi on, että kuluttajat arvostavat yhä enemmän ympäristöystävällisiä ratkaisuja kaikilla elämäntiloilla. Tämä koskee myös sähköntuotantoa, ja tästä johtuen kiinnostus uusiutuviin energianlähteisiin, etenkin aurinkovoimaan, on kasvanut huomattavasti viimeisten vuosien aikana. Aurinkosähköjärjestelmien hankintakustannukset ovat myös laskeneet viimeisen vuosikymmenen aikana huomattavasti, pääosin aurinkopaneelien voimakkaan hintojen laskun vuoksi. [1] Tämä on johtanut siihen, että aurinkovoima on kannattavaa myös pientuotannossa, mikä on tehnyt siitä houkuttelevan investoinnin myös kerrostaloyhtiöille. Ongelmana ennen vuotta 2021 on ollut lainsäädäntö, joka ei ole täysin mahdollistanut pientuotannon potentiaalin hyödyntämistä taloyhtiöissä.

Tässä työssä tarkastellaan kerrostaloon asennettujen pienaurinkovoimaloiden kannattavuuden kehittymistä ja sitä, miten lainsäädännön muutokset sekä tekniikan kehittyminen ovat siihen vaikuttaneet. Lisäksi tarkastellaan lainsäädännön muutosten vaikutuksia jakeluverkkoyhtiöiden toimintaan. Aurinkovoimaloilla on nyt ja tulevaisuudessa suuri potentiaali laskea asiakkaiden sähkön käytön kustannuksia sekä energiantuotannosta aiheutuvia päästöjä. Työssä rajataan tarkastelun ulkopuolelle aurinkopaneelien yksityiskohtainen toiminta ja keskitytään pientuotantoa koskevaan lainsäädäntöön sekä aurinkovoimaloiden taloudellisiin hyötyihin.

Toisessa luvussa perehdytään aurinkoenergiaan ja sen erityispiirteisiin Suomen olosuhteissa. Tämän jälkeen kolmannessa luvussa perehdytään aurinkovoimalan rakentamiseen ja käyttöön kerrostaloissa sekä eri mittarointimalleihin. Lisäksi tarkastellaan pintapuolisesti akuston potentiaalia osana aurinkovoimalaa. Neljännessä luvussa tarkastellaan aurinkovoimalan vaikutuksia asukkaiden sähkön käytön kustannuksiin esimerkilaskentojen avulla. Lopuksi viidennessä luvussa käydään läpi, mitä asioita työssä on tullut ilmi, tehdään yhteenveto työn tärkeimmistä havainnoista ja pohditaan, kuinka kannattavia pienaurinkovoimalat ovat kerrostaloyhtiöissä nyt ja tulevaisuudessa.

## 2. AURINKOSÄHKÖN TUOTANTO

Aurinko säteilee tuottamansa energian avaruuteen pääosin infrapunasäteilynä ja näkyvänä valona. Lisäksi osa energiasta vapautuu myös ultraviolettisäteilynä. Tämä sähkömagneettinen säteily vapautuu auringon ytimessä tapahtuvista vedyn fuusioreaktioista. Auringon ytimessä lämpötila on niin korkea, että pienimmät atomiytimet voivat törmätessään yhtyä raskaammaksi ytimeksi. Fuusioreaktio voi edetä monen välivaiheen kautta, mutta lopulta aina neljä vety-ydintä yhtyy yhdeksi heliumytimeksi. [2]

Maapallolle saapuvasta kokonaissäteilystä osa heijastuu takaisin avaruuteen maasta, pilvistä ja ilmakehästä. Maan pinnalla auringonsäteily voidaan jakaa suoraan auringosta tulevaan säteilyyn sekä heijastuksien kautta tulevaan hajasäteilyyn. Aurinkosähkön tuotannon kannalta ei ole väliä, onko aurinkopaneeliin kohdistuva säteily hajasäteilyä vai suoraan auringosta tulevaa säteilyä. [3]

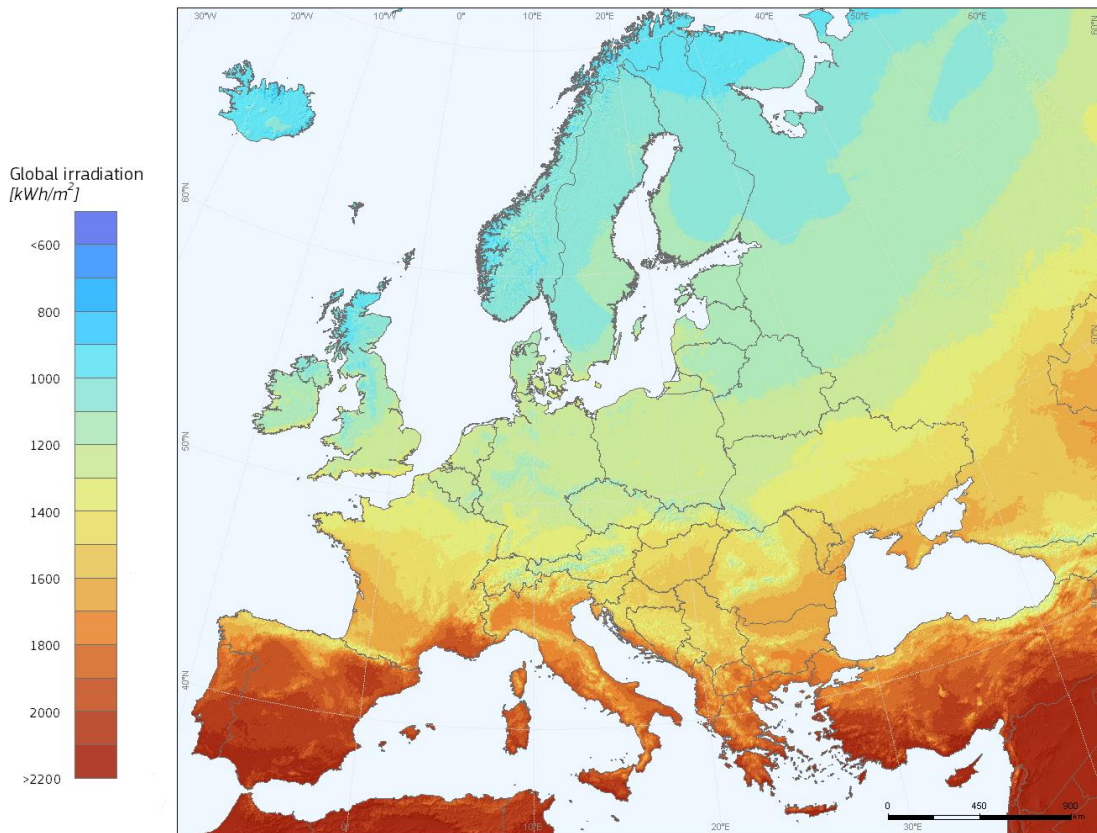
Aurinkovoimaloiden sähköverkkoon liitetty tuotantokapasiteetti on kasvanut Suomessa voimakkaasti viimeisten vuosien aikana ja lähes täysin pientuotannon (alle 1 MW tuotantoyksikkö) ansiosta [4]. Tämän suuntaisen kehityksen vuoksi tulevaisuudessa yhä suurempi osuus Suomessa tuotetusta sähköstä tuotetaan pienillä aurinkovoimaloilla ja sähköntuotanto muuttuu yhä hajautetummaksi.

Tässä luvussa tarkastellaan Suomen sääolosuhteiden soveltuvuutta aurinkosähkön tuotantoon, sekä lainsäädännön merkitystä pientuotannon kehittymiseen Suomessa. Suuremmat aurinkovoimalat rajataan harvinaisuutensa vuoksi tämän tarkastelun ulkopuolelle.

### 2.1 Kokonaissäteilyn määrä Suomessa

Sijainnistaan huolimatta Etelä-Suomi soveltuu vuotuisen kokonaissäteilyn perusteella aurinkoenergian tuotantoon lähes yhtä hyvin kuin esimerkiksi Pohjois-Saksa. Eteläisempään Eurooppaan verrattuna suurempi osuus Suomen vuotuisesta kokonaissäteilystä keskittyy kesäkuukausille, joten aurinkovoimaloiden tuotanto vaihtelee myös enemmän vuodenaikojen mukaan. [3] Tämä korostuu etenkin Pohjois-Suomessa, jossa talvikaudena aurinko ei nouse olleenkaan, mutta kesällä puolestaan myös yöllä voi paistaa aurinko. Tämä aiheuttaa haasteita tuotetun energian hyödyntämiselle, sillä sähkön kulutuksen ja tuotannon tulee aina olla tasapainossa.

Vuotuisen kokonaissäteilyn määrä Etelä-Suomessa on  $975 \text{ kWh/m}^2$  ja Pohjois-Suomessa  $804 \text{ kWh/m}^2$  [5]. Esimerkiksi Pohjois-Saksassa sijaitsevassa Hampurin kaupungissa vastaava luku on vuosien 2005–2016 aineistojen perusteella  $1015 \text{ kWh/m}^2$  [6].



**Kuva 1.** Vuotuinen Eurooppaan saapuva säteily optimaalisesti suunnatulle tasolle muokailen lähdettä [6].

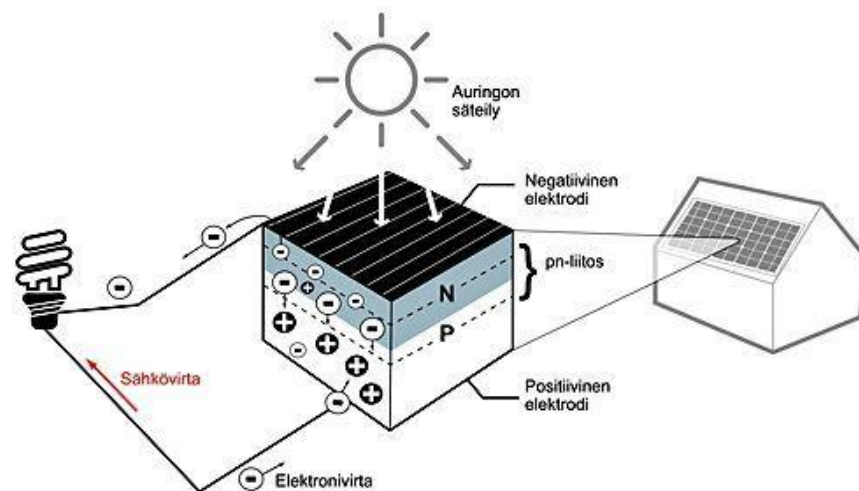
Kuvassa 1 on esitetty karttapohjalle tehty havainnollistus Eurooppaan saapuvan vuotuisen kokonaissäteilyn määrästä optimaalisesti suunnatulle tasolle. Aurinkopaneelit tulee suunnata niiden maantieteellisen sijainnin mukaan, jotta niihin kohdistuva säteily määrä olisi suurin mahdollinen. Suomessa paneelit tulee suunnata noin 45 asteen kulmassa etelään parhaan tehon saavuttamiseksi. Tällöin parannus vaakatasoon asennettaviin paneeleihin verrattuna voi olla 20–30 prosenttia. [5] Kuvasta 1 voidaan havaita, että Etelä-Suomi ei eroa vuotuisen säteilymäärän osalta kovin paljoa myöskään Pohjois-Puolasta, Alankomaista tai Iso-Britanniasta Pohjois-Saksan lisäksi.

## 2.2 Aurinkovoimalan toimintaperiaate ja keskeisimmät osat

Aurinkovoimalassa sähkön tuottaminen perustuu auringon säteilyenergian hyödyntämiseen. Aurinkovoimalat voidaan jakaa kahteen pääkategoriaan, valosähköiseen ilmiöön perustuviin sekä keskittäviin aurinkovoimaloihin. Valosähköiseen ilmiöön perustuvat aurinkovoimalat tuottavat sähköä suoraan aurinkokennojen avulla. Keskittävissä aurinkovoimaloissa puolestaan auringon säteilyenergiaa muutetaan aurinkokeräimillä lämmöksi, joka voidaan hyödyntää sellaisenaan, tai sen avulla voidaan tuottaa edelleen sähköä. [7] Tässä työssä käsitellään kuitenkin ainoastaan valosähköiseen ilmiöön perustuvia aurinkovoimaloita.

Keskeisimmät osat sähköverkkoon liitetyssä aurinkovoimalassa ovat aurinkopaneelit ja vaihtosuuntaaja eli invertteri. Muita voimalan tärkeitä osia ovat suojalaitteet, kaapelit, kiinnitystelineet ja mekaaniset suojat. Lisäksi aurinkovoimala voi sisältää tiedonsiirtojärjestelmän sekä siihen liittyvät mittalaitteet voimalan toiminnan monitorointia varten. [7] Myös akuston liittäminen aurinkovoimalan yhteyteen on mahdollista, vaikka voimala olisikin kytketty sähköverkkoon.

Aurinkokenno tuottaa sähköenergiaa valosähköisen ilmiön avulla, ja se koostuu yksinkertaistetusti kahdesta seostetusta puolijohde-elektrodista, jotka on sijoitettu päällekkäin. Valosähköisellä ilmiöllä tarkoitetaan auringonsäteilyn kykyä irrottaa elektroneja. Modernit kaupallisessa käytössä olevat aurinkokennot, kuten ohutkalvokennot ja piikidekennot valmistetaan monista erilaisista puolijohdemateriaaleista, jotka voivat absorboida näkyvää valoa. Auringonsäteilyn fotonien osuessa aurinkokennoon ne luovuttavat energiansa kennojen materiaalin elektroneille, jolloin kennoon muodostuu sen puolijohdemateriaaleista riippuva jännite eli kennojännite. Kennojännitteen ansiosta kennojen virtajohdintimiin muodostuu sähkövirta, kun virtapiiri suljetaan. Kuvassa 2 on esitetty yksinkertaistetusti pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate. [7, 8]



**Kuva 2.** Pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate [9].



Aurinkopaneeli koostuu koteloituista aurinkokennoista, jotka on kytketty rinnan ja/tai sarjaan riippuen paneelin halutusta virrasta ja jännitteestä. Aurinkopaneelitekniikan kehitymisestä huolimatta edelleen yleisin käytetty puolijohdemateriaali aurinkopaneeleissa on kiteinen pii. Parhaimmillaan piikidekennojen hyötysuhde voi olla jopa 25 prosenttia, mutta käytännössä kaupallisissa sovelluksissa voidaan päästä 15–20 prosentin hyötysuhteeseen. [10] Toiseksi yleisin käytetty paneelitekniikka perustuu ohutkalvokennoihin, jotka valmistetaan lisäämällä ohuita kerroksia valoherkkää ainetta, kuten esimerkiksi kadmiumtelluridia pohjamateriaalin päälle [11]. Ohutkalvokennojen hyötysuhde on 6–10 prosenttiyksikköä alhaisempi kuin piikidekennojen, mutta huomattavasti alhaisempien valmistuskustannuksien vuoksi niiden hinta tuotettua tehoa kohden on alhaisempi kuin piikidekennojen. [7]

Invertteri on tehoelektronikkalaitte, joka muuntaa aurinkopaneelien tuottaman tasasähkön vaihtosähköksi. Invertteriä tarvitaan, jotta aurinkovoimalan tuottamaa sähköä voidaan hyödyntää kodin vaihtosähköä käyttävissä laitteissa, ja aurinkovoimala voidaan liittää sähköverkkoon. Verkkoon liitettävien invertterien täytyy olla standardien ja säädösten mukaisia. Nimellisteholtaan enintään 100 kVA inverttereihin sovelletaan verkon rinnalla toimivien mikrogeneraattoreiden teknisiä vaatimuksia [12].

### 2.3 Lainsäädännön kehittyminen

Kasvava ympäristötietoisuus ja tavoitteet uusiutuvaan energiantuotantoon siirtymisestä ohjaavat vahvasti myös lainsäädäntöä. Euroopan unioni on asettanut tavoitteeksi, että vuoteen 2030 mennessä päästöjä olisi leikattu 55 prosenttia 1990-luvun tasoon verrattuna. EU:n pitkän tähtäimen strategiana onkin olla hiilineutraali vuoteen 2050 mennessä. Tähän liittyen vuonna 2030 tavoitteena on tuottaa vähintään 32 prosenttia EU:n käyttämästä energiasta uusiutuvilla energiantuotantomuodoilla. [13]

Suomen oma kansallinen ilmastotavoite on EU:n tavoitetta huomattavasti tiukempi, ja Suomi saavuttikin EU:n vuoden 2020 ilmastotavoitteet etuajassa. Suomi tavoittelee tällä hetkellä hiilineutraaliutta jo vuoteen 2035 mennessä. Tavoitteen saavuttamiseksi vuoteen 2030 mennessä Suomen sähkön- ja lämmöntuotannon tulisi olla lähes päästötöntä huomioiden huolto- ja toimitusvarmuusnäkökulmat. [14]

Aurinkosähkön käytön lisääminen on yksi toimi muiden joukossa sähköntuotannon päästöjen laskemiseen. Tämän vuoksi hallitus käynnisti vuoden 2020 alussa joukon toimia, joista yksi oli lakimuutokset, joilla mahdollistetaan aurinkosähkön tehokas hyödyntäminen taloyhtiöissä. [15]

### 2.3.1 Energiayhteisöt

Lakimuutosten seurauksena Valtioneuvosto hyväksyi vuoden 2020 lopussa sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muutoksen. Asetukseen lisättiin muun muassa säädökset paikallisista energiayhteisöistä, aktiivisista asiakkaista, hyvityslaskennasta sekä tasejakson sisäisestä netotuksesta. Muutoksen ansiosta vuoden 2021 alusta alkaen energiayhteisöjen muodostaminen on ollut mahdollista. [16] Energiayhteisö voi koostua yrityksistä, yhdistyksistä tai yksityishenkilöistä, jotka jakavat sähköntuotannon hyötyjä toistensa kanssa. Esimerkiksi asunto-osakeyhtiön jäsenet voivat lakimuutoksen myötä muodostaa energiayhteisön ja jakaa yhteisellä pientuotannolla tuottamansa sähköenergian keskenään. [17]

Nykyään energiayhteisö voi toimia sähkömarkkinalain mukaan ainoastaan kiinteistön tai kiinteistöryhmän sisällä, sillä kiinteistön tai sitä vastaavan kiinteistöryhmän sisällä tapahtuva sähköntoimitus ei ole lain mukaan luvanvaraista sähköverkkotoimintaa. Hallituksen viimeisimmässä sähkömarkkinalakia koskevassa ehdotuksessa kuitenkin ehdotetaan, että sähkömarkkinalakiin lisättäisiin erillisen linjan määritelmä. Tällä tarkoitettaisiin kiinteistörajat ylittävää sähköjohtoa, joka yhdistäisi energiayhteisön tuotantolaitokset ja kulutuspisteet. Erillistä linjaa ei myöskään ehdotuksen mukaan koskisi asetus luvanvaraisesta sähköverkkotoiminnasta. Ehtona kuitenkin olisi, että linjaa käytetään ainoastaan sähkönjakeluun pienimuotoisen sähköntuotannon tuotantoyksiköstä tai -yksiköistä sähkökäyttöpaikalle. Erillinen linja ei myöskään saisi muodostaa rengasyhteyttä sähkökäyttöpaikkojen välille sähköturvallisuussyistä. [18]

### 2.3.2 Taseselvitysjakson sisäinen netotus

Toinen aurinkosähkön kannattavuutta parantava toimi on taseselvitysjakson sisäinen netotus. Nykyään taseselvitysjakson pituus on tunti, mutta tulevaisuudessa Suomessa ja koko Euroopassa siirrytään lyhyempään varttitaseeseen eli 15 minuutin taseselvitysjaksoon. Yksi merkittävä syy siirtymään on energijärjestelmän murros. Perinteisen sääntökykyisen tuotannon määrä vähenee samalla kun sään mukaan vaihtelevan tuotannon määrä kasvaa. Lyhyempi taseselvitysjakso helpottaa sähköjärjestelmän kulutuksen ja tuotannon tasapainottamista. Tällä hetkellä tavoite on, että pohjoismaissa varttitase otettaisiin käyttöön 22.5.2023. [19]

Nykyiset etäluettavat sähkömittarit voivat joko mitata kaikki vaiheet erikseen tai netottaa reaaliaikaisesti kaikkien kolmen vaiheen kulutuksen ja tuotannon. Ennen kuluva vuotta pientuottajat ovat olleet eriarvoisessa asemassa keskenään riippuen kohteen mittarista sekä verkkoyhtiöstä. Huonoimmassa tilanteessa kuluttaja on voinut joutua ostamaan sähköenergiaa jakeluverkosta, vaikka aurinkovoimalan teho olisi hetkellisesti riittänyt

kattamaan kohteen kulutuksen. Tämä on voinut aiheutua kulutuksen voimakkaasta epäsymmetriasta vaiheiden kesken, jolloin aurinkovoimala on syöttänyt tuottamansa sähköenergian tasaisesti kaikkiin kolmeen vaiheeseen, mutta kulutusta on ollut pääasiassa yhdellä vaiheella. Netottavalla mittarilla pientuottaja on voinut saada jopa kolmanneksen enemmän hyötyä kuin kaikki vaiheet erikseen mittaavalla mittarilla. [20]

Tämä epäkohta poistui sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muutoksen myötä. Nykyään netoituksessa jakeluverkosta otettu ja jakeluverkkoon syötetty sähköenergia lasketaan yhteen taseselvitysjakson ajalta, jos sähkönkäyttöpaikassa tuotettu sähköenergia on tuotettu enintään 100 kilovolttiampeerin sähköntuotantolaitteistossa. Taseselvitysjakson sisäisessä netoituksessa mittari mittaa jakeluverkosta otetun ja sinne syötetyn sähkön erikseen, mutta varsinainen netotuslaskenta tehdään tietojärjestelmissä. Muutoksen myötä pientuottaja ei voi enää ostaa ja myydä sähköä yhtä aikaa saman taseselvitysjakson sisällä. [21]

## 3. AURINKOVOIMALA KERROSTALOYHTIÖSSÄ

Pientuotantoon tarkoitettun aurinkovoimalan perusrakenne ei riipu siitä, onko voimala asennettu omakotitaloon vai kerrostaloon. Kuitenkin kerrostalossa järjestelmän koko voi olla useita kertoja suurempi, kuin omakotitaloissa. Kokemukseen perustuen aurinkovoimaloiden yksikkökustannus laskee 24 prosenttia kapasiteetin kaksinkertaistuessa, mikä lyhentää takaisinmaksuaikaa ja parantaa kannattavuutta huomattavasti verrattuna esimerkiksi omakotitaloihin asennettaviin aurinkovoimaloihin [1]. Katolle asennettavien aurinkosähköjärjestelmien hinnat laskevat myös jatkuvasti, ja onkin arvioitu, että EU:n alueella hinnat laskevat noin 40 prosenttia vuosien 2015–2030 välisenä aikana [22].

### 3.1 Järjestelmän mitoitus kerrostalossa

Järjestelmän optimaalinen mitoitus omaan kulutukseen sopivaksi on kaikista merkittävin tekijä aurinkosähkön kannattavuuden näkökulmasta. Pientuotannolla omaan käyttöön tuotetun sähkön kannattavuus pohjautuu suurelta osin siihen, että itse tuotetusta sähköstä ei tarvitse maksaa siirtomaksuja eikä energiaveroja, sillä nimellisteholtaan alle 100 kVA järjestelmät on rajattu sähköverotuksen ja huoltovarmuusmaksun ulkopuolelle [23]. Tästä johtuen on kannattavinta mitoittaa aurinkovoimala siten, että jakeluverkosta otettavan sähköenergian määrä minimoituu, mutta myös jakeluverkkoon myytävän energian määrä pysyy lähellä nolaa alhaisen myyntihinnan vuoksi [20].

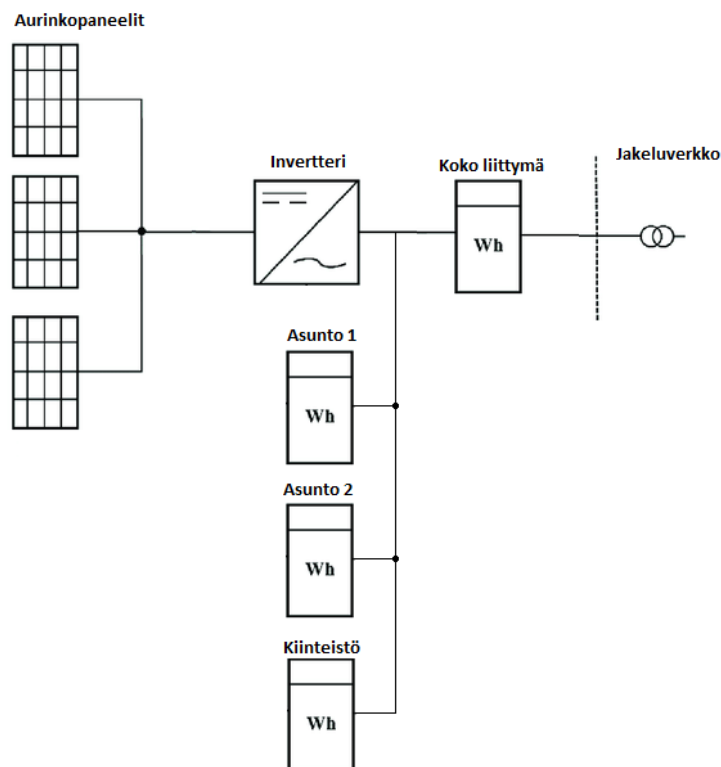
Ennen energiayhteisöjä kerrostalon aurinkovoimalat on mitoitettu lähinnä kattamaan kiinteistösähkön kulutus. Tällöin tyypillinen aurinkovoimalan koko on ollut 3–8 kW, mutta jos tuotanto jaetaan taloyhtiön asukkaille, on optimaalinen aurinkovoimalan koko keskimäärin 14 kW. Arvio perustuu FinSolar-hankkeen kannattavuuslaskelmiin sekä asiantuntijahaastatteluihin. [20] Keskimääräiseen kerrostaloon voidaan asentaa nimellisteholtaan noin 28 kW aurinkovoimala, mikäli kerrostalon keskimääräisestä kattopinta-alasta 35 prosenttia on tehokkaasti hyödynnettävissä. Kerrostalon kattopinta-ala ei siis tyypillisesti ole rajoittava tekijä aurinkovoimalan tuotantopotentiaalille. [24]

## 3.2 Mittarointimallit

Mittarointimallilla tarkoitetaan tässä yhteydessä tapaa, jolla kerrostalon sähkönkulutuksen mittaaminen on toteutettu. Perinteisesti jokaisella asunnolla sekä kiinteistöllä on omat mittarinsa, mutta joissain harvinaisemmissa tapauksissa koko rakennusta voidaan mitata ainoastaan yhdellä mittarilla. Kerrostalon asukkaiden aurinkovoimalan hyödyntämiseen on nykyisen lainsäädännön puitteissa kolme eri mittarointimallia: takamittarointimalli, energiayhteisön hyvityslaskentamalli sekä asukkaan oma aurinkovoimala. Takamittarointimalli ja yksittäisen asukkaan oma aurinkovoimala ovat olleet jo aiemmin mahdollisia lainsäädännön puolesta, mutta energiayhteisön hyvityslaskentamalli on ollut mahdollinen vasta vuoden 2021 alusta alkaen. [20]

### 3.2.1 Takamittarointimalli

Ennen energiayhteisöä koskevan lainsäädännön voimaantuloa, kerrostaloissa on jouduttu siirtymään takamittarointimalliin, mikäli asukkaat ovat halunneet hankkia yhteisen aurinkovoimalan. Takamittarointimallissa asukkaiden asuntokohtaiset jakeluverkkoyhtiön omistamat sähkömittarit korvataan taloyhtiön omilla sähkömittareilla, ja koko kiinteistöä mitataan ainoastaan yhdellä jakeluverkkoyhtiön mittarilla, jonka taakse myös aurinkovoimala kytketään. [20] Tällöin koko kiinteistö on ollut sähkömarkkinalain hyväksymä kiinteistön sisäinen sähköverkko [25].



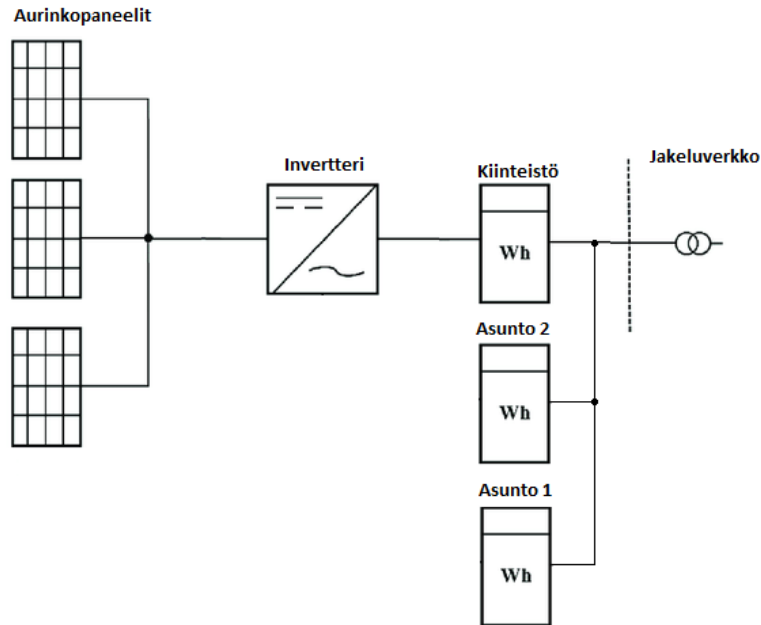
**Kuva 3.** Yksinkertaistettu kuva takamittarointimallista. Perustuu lähteisiin [20, 26].

Kuvassa 3 on esitetty kahden asunnon yksinkertaistettu versio takamittarointimallista. Kiinteistön kulutukselle on oma mittari, vaikka sitä ei välttämättä tarvittaisi, sillä kiinteistön kulutus voidaan laskea koko liittymän mittauksen ja asuntojen mittauksien erotuksesta. Myöskään mittarien taakse liitettyjä kuormia ei ole merkitty kuvaan selkeyden vuoksi. Koko liittymän kulutusta mittaava mittari on jakeluverkkoyhtiön omistama, ja asuntojen sekä kiinteistön mittarit ovat taloyhtiön omia mittareita [20].

Tässä mallissa koko taloyhtiössä on ainoastaan yksi sähkösojimus. Asukkaat eivät voi hankkia omia sähkösojimuksiaan, sillä sähkösojimus on aina mittari- ja käyttöpaikka-kohtainen. Sähk6nkulutuksen laskuttamisesta asukailta vastaa täll6in taloyhti6, joka voi hoitaa laskituksen itse tai energiapalveluita tarjoavan yrityksen avulla. Kytänn6ss6 t6m6 voi olla haastavaa yksitt6isille taloyhti6ille, sillä mittauksien seuranta ja yll6pito voi osoittautua kalliiksi verrattuna jakeluverkkoyhti6n mittauksiin. Takamittarointimallisissa kuitenkin my6s s6hk6nsiirtosojimuksia on ainoastaan yksi, mik6 tuo s66st66, sillä yksitt6isen suuritehoisen kyt6t6paikan s6hk6nsiirron perusmaksu on pienempi kuin monen pienitehoisen kyt6t6paikan. [20]

### **3.2.2 Energiayhteis6n hyvityslaskentamalli**

T6ss6 mallissa kerrostaloyhti6n osakkaat muodostavat kiinteist6n sis6isen energiayhteis6n enemmist6p66t6ksell6 ja jakavat jakeluverkkoyhti6lle ilmoittamansa laskentaosuuden mukaan yhteisen aurinkovoimalan tuottaman s6hk6energian kesken66n. Jokaisella asukkaalla sek6 kiinteist6ll6 on jakeluverkkoyhti6n omistamat s6hk6mittarit, ja aurinkovoimalan invertteri kytket66n kiinteist6n s6hk6mittarin kulutuksen puolelle. Kerrostalon s6hk6j6rjestelm66n ei tarvitse tehd6 fyysisi6 muutoksia hyvityslaskennan kyt6t66nottoa varten, vaan laskenta hoidetaan jakeluverkkoyhti6n tiet6j6rjestelmiss6 ja 1.1.2023 alkaen keskitetysti datahubissa. [16] Jakeluverkkoyhti6t voivat peri6 hyvityslaskentapalvelusta palvelumaksua, joka kattaa niille aiheutuvia kuluja [20].



**Kuva 4.** Yksinkertaistettu kuva hyvityslaskentamallista. Perustuu lähteisiin [20, 26].

Kuvassa 4 on esitetty kahden asunnon versio energiayhteisön hyvityslaskentamallista samaan tapaan kuin kuvassa 3. Tuotettu sähkö käytetään ensisijaisesti kiinteistön oman sähkönkulutuksen kattamiseen eli yhteistilojen kuten saunojen, porraskäytävien, hissien ja varastotilojen sähkönkulutukseen. Mikäli aurinkovoimalan tuotanto ylittää taseselvitysjakson sisällä kiinteistön kulutuksen, ylijäämä sähkö vähennetään asukkaiden kulutuksesta saman taseselvitysjakson sisällä.

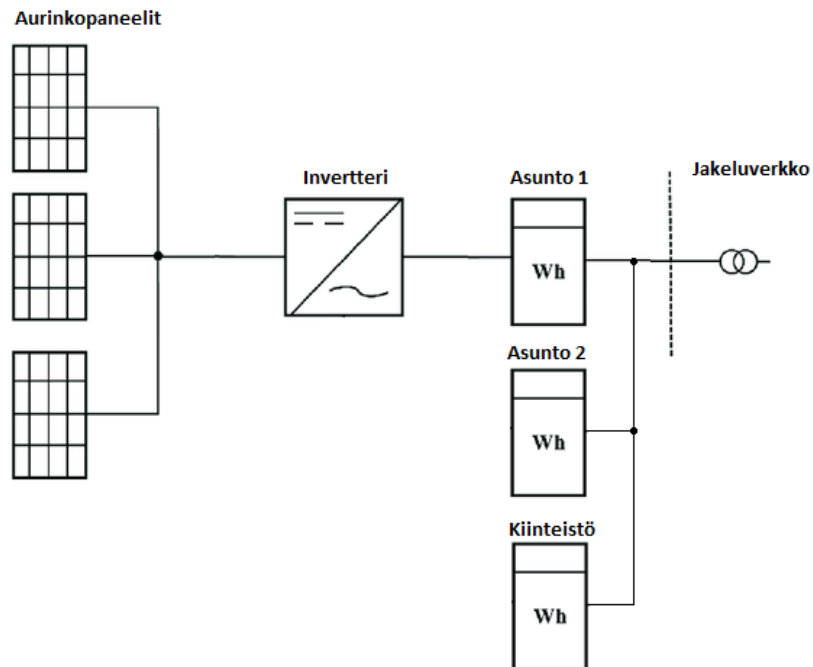
Asukkaat maksavat hankkimansa aurinkovoimalan samassa suhteessa kuin he maksavat yhtiövastiketta. Aurinkovoimalan tuottama ja kiinteistön kulutuksen ylittävä sähköenergia jaetaan myös samassa suhteessa eli voimalan omistussuhteessa osakkaiden kesken. Jakoperiaate voi myös poiketa tästä, mutta silloin se tulee määritellä yhtiöjärjestykseen.

Mikäli taseselvitysjakson sisällä osakkaan saama tuotannon jako-osuus ylittää osakkaan kulutuksen, voidaan ylijäämä joko syöttää jakeluverkkoon tai jakaa muille osakkaille. Mikäli taas tuotanto ylittää osakkaiden sekä kiinteistön kulutuksen eli koko liittymän yhteensasketun kulutuksen, on ylijäämä tuotanto syötettävä jakeluverkkoon. [20]

### 3.2.3 Yksittäisen asukkaan oma aurinkovoimala

Taloyhtiön asukas voi taloyhtiön luvalla hankkia ja asentaa oman aurinkovoimalansa. Tässä mittarointimallissa aurinkovoimalan invertteri tulee kytkeä asuntokohtaisen mittarin kulutuksen puolelle, kuten esimerkiksi asunnossa sijaitsevaan ryhmäkeskukseen.

Kerrostaloasuntojen keskuslämmityksen vuoksi, niiden asukaskohtainen sähkön käyttö on huomattavasti vähäisempää kuin omakotitaloissa. Tästä syystä aurinkovoimalan optimaalinen kokokin jää melko pieneksi, mikä näkyy puolestaan yksikkökustannusten kasvuna. [20]



**Kuva 5.** Yksinkertaistettu kuva asukkaan oman aurinkovoimalan kytkennästä. Perustuu lähteisiin [20, 26].

Kuvassa 5 on esitetty asuntoon 1 liitetyn aurinkovoimalan kytkentä. Periaatteeltaan tämä ei eroa kuvan 4 hyvityslaskentamallin kytkennästä, mutta tässä tapauksessa invertteri on kytketty asunnon mittarin taakse, eikä tuotettua sähköä voida jakaa muille asukkaille. Ongelmaksi asukkaan oman aurinkovoimalan hankinnassa voi muodostua taloyhtiön osakkaiden yhdenvertaisuusperiaate, jonka mukaan kaikilla osakkailla on yhtäläiset oikeudet [27]. Tällöin täytyy huomioida kerrostalon kattopinta-alan riittävyys, mikäli useampi asukas taloyhtiössä haluaisi asentuttaa itselleen omat paljon tilaa vievät aurinkopaneelit. Kuitenkin jo aiemmin todettiin, että kattopinta-ala ei tyypillisesti ole rajoittava tekijä optimaalisesti mitoitetulle aurinkovoimalalle.



### 3.2.4 Mittarointimallien vertailu

Mittarointimalleista asukkaan oma aurinkovoimala ei varsinaisesti hyödytä muita asukkaita tai taloyhtiötä, vaan tulee yksittäisen asiakkaan omaan käyttöön. Siksi sitä ei voi suoraan verrata takamittarointimalliin ja hyvityslaskentamalliin. Taulukossa 1 on vertailtu eri mittarointimallien vaikutuksia asukkaille ja taloyhtiölle.

**Taulukko 1.** Mittarointimallien vertailua mukaillen lähde [20].

	<b>Asukkaan oma aurinkovoimala</b>	<b>Takamittarointimalli</b>	<b>Hyvityslaskentamalli</b>
<b>Investointi</b>	Asukkaan oma aurinkovoimala	Yhteinen aurinkovoimala ja jokaiselle asukkaalle uusi sähkömittari	Yhteinen aurinkovoimala
<b>Päätöksenteko</b>	Asukas tarvitsee luvan taloyhtiöltä	Taloyhtiön yksimielinen päätös	Taloyhtiön enemmistö päätös
<b>Lainsäädäntö</b>	Ollut mahdollinen ennen vuoden 2021 alussa voimaan tullutta lakimuutosta	Ollut mahdollinen ennen vuoden 2021 alussa voimaan tullutta lakimuutosta	Ei ollut mahdollinen ennen vuoden 2021 alussa voimaan tullutta lakimuutosta
<b>Vakuutus</b>	Erillisvakuutus tai aurinkopaneelit sisällytetään taloyhtiön kiinteistövakuutukseen	Taloyhtiön kiinteistövakuutus	Taloyhtiön kiinteistövakuutus
<b>Muutokset yhtiöjärjestykseen</b>	Malli ja vastuut kirjataan yhtiöjärjestykseen	Malli ja vastuut kirjataan yhtiöjärjestykseen	Ei muutoksia, mikäli investointi tehdään vastikeperusteisesti
<b>Sopimukset</b>	Asukkaalla pientuottajan sähkö sopimus ja verkkopalvelusopimus	Asukkaat mukana taloyhtiön sähkö- ja verkkopalvelusopimuksissa	Asukkailla omat sähkö- ja verkkopalvelusopimukset, taloyhtiöllä pientuottajan sähkö sopimus ja hyvityslaskentasopimus
<b>Pientuotannon hyödyntäminen</b>	Suoraan yksittäisen asukkaan käyttöön	Kiinteistön ja asukkaiden käyttöön	Ensisijaisesti kiinteistön käyttöön ja ylijäämä asukkaiden käyttöön

Taulukon 1 perusteella voidaan huomata, että hyvityslaskentamallilla on monia etuja takamittarointimalliin verrattuna. Hyvityslaskentamallissa asukkaat voivat pitää omat sähkö sopimuksensa, eikä paneelien hankintaan tarvita yksimielistä päätöstä.

### 3.3 Akusto osana kerrostalon aurinkovoimalaa

Perinteisessä sähkönjakelujärjestelmässä kulutuksen ja tuotannon täytyy aina olla tarkasti tasapainossa, eikä tuotettua energiaa voida varastoida mihinkään, koska energiavarastot eivät ole olleet taloudellisesti kannattavia. Energiavarastojen avulla varsinkin

sääriippuvien tuotantomuotojen, kuten tuuli- ja aurinkovoiman hyödyntämistä voitaisiin tehostaa huomattavasti, kun tuotantoa voitaisiin ohjata vastaamaan kulutusta.

Saman ilmiön voi havaita myös aurinkosähkön pientuotannossa, sillä aurinkovoimalan tuotanto ei useinkaan kohtaa asukkaiden sähkökäytön kanssa. Aurinkoisena arkipäivänä aurinkovoimalan tuotannon ollessa huipussaan, asukkaat voivat olla esimerkiksi töissä tai koulussa, minkä vuoksi sähkökäyttö on minimissään, ja tuotettu aurinkosähkö syötetään jakeluverkkoon sen sijaan, että se käytettäisiin itse.

Kerrostalon aurinkovoimalan yhteyteen liitettävällä akustolla tuotanto voitaisiin ohjata vastaamaan paremmin asukkaiden ja kiinteistön sähkökäyttöä. Tämän avulla myös aurinkovoimalan nimellistehoa voitaisiin kasvattaa huomattavasti, sillä tuotantohuipun aikana akustoa voitaisiin ladata ja ladattu energia hyödyntää illalla ja yöllä. Akusto voi olla joko fyysinen paikallisakusto tai sähkönmyyjän palveluna tarjoama niin sanottu virtuaaliakusto.

### 3.3.1 Virtuaaliakku

Sähköverkon mittakaavassa virtuaaliakku ei välttämättä edes pysty fyysisesti varastomaan sähköenergiaa, vaan käsitteellä tarkoitetaan kehittynyttä kysyntäjoustoa [28]. Kysyntäjoustolla puolestaan tarkoitetaan sähkökäytön siirtämistä korkean hinnan ja kulutuksen tunneilta edullisempaan ajankohtaan [29]. Esimerkki kysyntäjoustosta on esimerkiksi sähkön hinnan mukaan säätyvä lämmitysjärjestelmä, joka edullisten tuntien aikana nostaa huoneen tai rakennuksen lämpötilan korkeammaksi, jotta kalliiden tuntien aikana sähköenergiaa tarvittaisiin vähemmän. Samalla periaatteella myös esimerkiksi sähköauton latausnopeutta voidaan säätää sähkön hinnan perusteella. Yhdistetysti ohjattuna nämä joustavat kuormat voivat käyttäytyä akun tavoin, jolloin ne vähentävät kulutustaan kulutushuippujen aikana ja lisäävät kulutustaan edullisimpien tuntien aikana. [28]

Suomessa yksityinen kuluttaja voi ostaa virtuaaliakkupalvelun sähkönmyyjältä, mikäli myyjä tarjoaa kyseistä palvelua. Virtuaaliakku ei siis ole fyysinen akku, vaan kuvitteellinen akkukapasiteetti, josta maksetaan yleensä kuukaudessa tietty kiinteä hinta. Mikäli asiakkaan pientuotannosta syntyy ylijäämää ja se halutaan varastoida, asiakas voi myydä tämän ylijäämän virtuaaliakkuun ja saada saman energiamäärän takaisin samaan tai alennettuun hintaan sopimuksesta riippuen. Esimerkiksi Helenin tarjoamassa virtuaaliakku-sopimuksessa tuottaja voi ostaa virtuaaliakkuun myydyn sähkön myöhemmin takaisin samaan hintaan. Helenin tapauksessa virtuaaliakulla on myös käyttöraja energian suhteen, joka riippuu valitusta sopimuksesta. Taulukossa 2 on lueteltu Helenin kuluttajille tarjoamia virtuaaliakkupaketteja, joiden hinta sisältää arvonlisäveron. [30]

**Taulukko 2. Helenin virtuaaliakkujen hinnasto [30].**

<b>Paketti</b>	<b>Koko</b>	<b>Käyttöraja vuodessa (kWh)</b>	<b>Hinta (€/a)</b>
Helen virtuaaliakku	S	750	69
Helen virtuaaliakku	M	1000	92
Helen virtuaaliakku	L	1500	139
Helen virtuaaliakku	XL	2000	185

Taulukosta nähdään, että Helenin paketeissa virtuaaliakun koko ei juurikaan vaikuta yksikköhintaan käyttörajan osalta. Tämän vuoksi energiayhteisö ei ainakaan Helenin tapauksessa pysty hyötymään virtuaaliakusta omakotitaloasukasta enempää.

### 3.3.2 Fyysinen akku

Akkujen hintojen laskiessa, markkinoille on viimeisten vuosien aikana tullut myös aurinkosähköjärjestelmien yhteyteen liitettäviä akkuvarastoja. Fyysisten akkujen avulla on mahdollista varastoida aurinkovoimalan omaa tuotantoa lyhytaikaisesti, mikä mahdollistaa päivien tuotantohuippujen tasaamisen. Fyysistä akkua voi myös hyödyntää sähköenergian hankinnan optimointiin, mikäli asiakkaalla on pörssisähkö sopimus ja tuntikohtaiset erot sähkön hinnassa ovat riittävät suuret lyhyellä aikavälillä suhteessa energian varastoinnista aiheutuviin häviöihin. Nykyisin ongelmaksi fyysisten akkujen asentamisessa kiinteistöihin muodostuu akkuvarastojen korkea hinta sekä turvallisuuskysymykset. [31]

Kaupallisten kuluttajille suunnattujen akkuvarastojen hinnat ovat edelleen korkeita, vaikka hinnat ovat laskeneet viime vuosina voimakkaasti ja samanlaisen hintakehityksen odotetaan jatkuvan tulevinakin vuosina. On ennustettu, että akkuvarastoissa yleisesti käytettyjen litiumioniakkujen hinnat laskevat vuosien 2017–2030 välisenä aikana 54–61 prosenttia samalla kun kehittyvä akkuteknologia parantaa niiden elinikää jopa 50 prosenttia. [32, s. 12] Tästä johtuen fyysinen akku voi olla tulevaisuudessa kilpailukykyinen ratkaisu aurinkovoimalan tuotannon tasaamisessa.

Fyysistä akkua hankittaessa tulee huomioida myös turvallisuuteen liittyvät kysymykset kuten akkupalojen vaara. Varsinkin litiumioniakkujen litium reagoi voimakkaasti veden kanssa, joten akkupalojen sammuttaminen voi osoittautua haastavaksi. Lisäksi akkupaaloissa muodostuu myrkyllisiä kaasuja. Akkupalo aiheutuu tyypillisesti huonosta akun hallinnasta tai akun vikaantumisesta. [31, s. 3]

## 4. AURINKOVOIMALAN KUSTANNUSTEN ARVIOINTI

Kuten aiemmin tuli ilmi, aurinkoenergia on taloudellisesti kannattavaa Suomessa, kun sillä korvataan pääasiassa ostettavaa energiaa. Kokonaisuudessaan aurinkovoimalan kannattavuuteen vaikuttaa muun muassa voimalan hinta, järjestelmän mitoitus, paneelien suuntaus, maantieteellinen sijainti ja ostoenergian hinta.

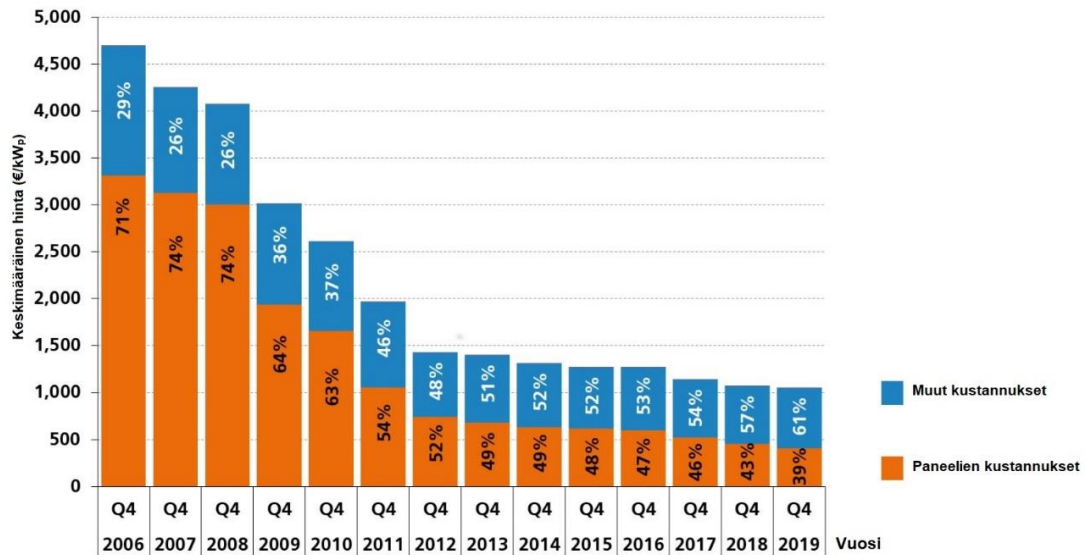
Investoinnin taloudellista kannattavuutta tulee arvioida sen koko elinkaaren ajalta. Elinkaarikustannusten laskennassa tulee huomioida, että aurinkokennojen nimellisteho laskee niiden ikääntyessä. Nimellisteho laskee uusissa järjestelmissä noin 0,15 prosenttia vuodessa, mutta perinteisesti nimellistehon on oletettu laskevan 0,5 prosenttia vuodessa. [33, s. 45] Myös ostoenergian ja sähkönsiirron hintojen kehitys tulee ottaa huomioon tarkan lopputuloksen saamiseksi.

Tässä luvussa esitetään lyhyt yhteenveto aurinkovoimaloiden hankinta- ja elinkaarikustannuksista, ja esitellään muutamia yleisesti käytettyjä kannattavuuslaskentamenetelmiä. Lisäksi tarkastellaan internetistä saatavia ilmaisia kannattavuuslaskureita ja niiden soveltuvuutta kerrostalon aurinkovoimalan kannattavuuslaskentaan.

### 4.1 Aurinkovoimalan investointikustannukset

Aurinkovoimalan hinta muodostuu järjestelmän laitteista (aurinkopaneelit, invertteri, kiinnikkeet ja suojat), asennuksesta ja suunnittelutyöstä. Asennus- ja suunnittelutyöt ovat osittain kiinteitä kustannuksia, joten suurten järjestelmien yksikköhinnat ovat yleensä pienemmät, hinnan laskiessa noin 24 prosenttia järjestelmän koon kaksinkertaistuessa [1].

Tätä työtä varten ei onnistuttu löytämään luotettavaa tilastoa aurinkosähköjärjestelmien hintakehityksestä Suomessa, mutta Fraunhofer-instituutin tekemässä raportissa on tilastoitu hintakehitystä Saksassa, jonka hintakehityksen oletetaan tässä työssä korreloivan vahvasti myös Suomen hintakehityksen kanssa. Kuvassa 6 on esitetty nimellisteholtaan 10–100 kW<sub>p</sub> katolle asennettavien aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys vuosilta 2006–2019.



**Kuva 6.** Katolle asennettavien aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys Saksassa mu-  
kaillen lähdettä [1].

Kuvan 6 hinnat eivät sisällä arvonlisäveroa, joten Suomessa vuonna 2021 hintoihin tulee lisätä 24 prosentin arvonlisävero, mikäli järjestelmän hankkii yksityishenkilö. Myös taloyhtiön hinnoissa arvonlisävero tulee normaalitilanteessa huomioida, ellei taloyhtiö ole hakeutunut arvonlisäverovelvolliseksi [34].

Kuvasta 6 havaitaan hintojen laskeneen voimakkaasti vuosien 2006–2012 välillä, mutta senkin jälkeen hinnat ovat vielä jatkaneet laskuaan maltillisemmin. Tämä on johtunut pääasiassa aurinkopaneelien hintojen voimakkaasta laskusta, ja paneelien osuus kokonaisinvestoinnista oli jo alle 40 prosenttia vuonna 2019.

Aiemmin työssä esitettiin FinSolar-hankkeessa saatu tulos, jonka mukaan keskimääräiselle hyvityslaskentamallia käyttävälle kerrostaloyhtiölle optimaalinen voimalan koko on noin 14 kW. Kuvan perusteella tällainen järjestelmä maksaisi kokonaisuudessa arvonlisäverot mukaan luettuna noin 18 200 euroa vuoden 2019 hinnoilla. Suomessa vuoden 2021 keskihinnat todennäköisesti alittavat tämän, sillä esimerkiksi Lumo Energia tarjoaa nimellisteholtaan 13,68 kW aurinkosähköjärjestelmää ilman lisäpalveluita hintaan 14 550 € (sis. ALV 24 %) [35]. Tällöin kuvan 6 tilastointitavalla keskimääräiseksi hinnaksi tulee noin 860 €/kW<sub>p</sub>, mikä on noin 18 prosenttia alhaisempi kuin vuoden 2019 lopussa Saksassa keskimäärin.

## 4.2 Aurinkovoimalan elinkaarikustannukset

Moniin muihin sähköntuotantomuotoihin verrattuna aurinkovoimaloilla on alhaiset huolto- ja ylläpitokustannukset, sillä ne eivät tarvitse juurikaan huoltoa. Kuitenkin myös aurinkovoimalat tarvitsevat jonkin verran ylläpitoa. Paneelit on syytä puhdistaa liasta tarpeen mukaan, mikäli niiden sähköntuotannon halutaan olevan maksimaalinen. Paneelit voi myös talviaikaan puhdistaa lumesta, vaikka niiden tuotanto Suomessa onkin talviaikaan melko vähäistä. [36] Aurinkopaneelit ovat usein pitkäikäisempiä kuin voimalan muut sähköiset osat. Niiden tekninen elinikä onkin keskimäärin 25 vuotta, mutta parhaimmillaan ne voivat kestää jopa yli 30 vuotta [11].

Invertteri puolestaan on tehoelektroniikkalaite, jonka vuoksi se on yleensä aurinkosähköjärjestelmän vikaherkin osa. Invertterien elinikä on noin 10 vuotta, mutta hyvissä olosuhteissa huollettu ja laadukas verkkoinvertteri voi kuitenkin kestää käytössä lähemmäs 20 vuotta. Elinkaarikustannuksia arvioitaessa on syytä varautua invertterin vaihtamiseen ennen koko järjestelmän eliniän täyttymistä, sillä ne eivät ole yhtä pitkäikäisiä kuin aurinkopaneelit. Asennuspaikalla on myös suuri merkitys invertterin elinikään, sillä ulos asennettu invertteri altistuu vuosittaisille lämpötilavaihteluille ja sääilmiöille. Lämpötilavaihtelut rasittavat invertterin mekaanisia osia, mikä voi lyhentää sen elinikää. Lisäksi suora auringonpaiste voi aiheuttaa invertterin ylikuumentumisen. [37] Invertteri muodostaa keskimäärin 15–20 prosenttia koko aurinkosähköjärjestelmän hinnasta, joten invertterin vaihdon kustannukset ovat merkittävä osuus koko järjestelmän elinkaarikustannuksista, kun alkuinvestointia ei oteta huomioon [38].

Omakotitaloissa asukas yleensä itse tarkkailee oman aurinkosähköjärjestelmänsä toimintaa ja kuntoa, mutta kerrostaloissa asukkailla harvoin on turvallisuussyistä edes pääsyä kerrostalon katolle. Tämän vuoksi kerrostaloyhtiön voikin olla viisainta sisällyttää aurinkovoimalan huolto muuhun kiinteistöhuoltoon tai hankkia sille erillinen huoltopalvelusopimus esimerkiksi järjestelmän toimittajalta.

## 4.3 Kannattavuuslaskentamenetelmiä

Aurinkosähköinvestoinnin kannattavuutta tulee tarkastella sen koko elinkaaren yli. Kannattavuutta voidaan arvioida vertaamalla aurinkovoimalan tuottaman energian kustannuksia vaihtoehtoisten energianhankintamuotojen kustannuksiin koko voimalan elinkaaren ajalta. Investoinnin kannattavuutta voi tarkastella esimerkiksi investoinnin nettonykyarvon tai investoinnin sisäisen korkokannan avulla. FinSolar-hankkeessa ei suositella käytettäväksi takaisinmaksuaikaa aurinkosähköinvestoinnin kannattavuuden arvioinnissa, sillä menetelmässä ei oteta huomioon jäännösarvoa tai investoinnin pitoaikaa. [39]

### 4.3.1 Nettonykyarvomenetelmä

NNA-menetelmässä eli nettonykyarvomenetelmässä investoinnin kaikki ennakoidut maksusuoritukset diskontataan investointihetkeen valitulla laskentakorkokannalla ja nykyarvoon diskontatusta arvosta vähennetään hankintamenot. Mikäli investoinnilla on vielä arvoa taloudellisen pitoajan päätyttyä, investoinnin jäännösarvo diskontataan laskentakorkokannalla ja lisätään nettonykyarvoon. Nettonykyarvo ilmaisee investoinnin kannattavuuden, ja mikäli nettonykyarvo on suurempi kuin 0, on investointi taloudellisesti kannattava. Nettonykyarvo voidaan laskea käyttämällä kaavaa

$$NNA = \sum_{t=1}^n \frac{NKV_t}{(1+i)^t} + \frac{JA_n}{(1+i)^n} - H, \quad (1)$$

jossa  $NKV$  on nettokassavirrat,  $i$  on laskentakorkokanta,  $t$  on aika vuosina,  $n$  on investoinnin pitoaika vuosina,  $JA_n$  on investoinnin jäännösarvo pitoajan päätyttyä ja  $H$  on investoinnin hankintameno. [40, s. 381–382]

Aurinkovoimalan tapauksessa investoinnin nettokassavirrat muodostuvat säästetystä ostoenergiasta ja jakeluverkkoon myydystä energiasta. Myös paneelien keskimääräiset vuotuiset ylläpitokustannukset ja mahdollinen invertterin vaihto voimalan elinkaaren aikana olisi hyvä huomioida nettokassavirroissa, vaikka ne olisivatkin hyvin pienet. Aurinkovoimalalla on todennäköisesti myös jonkin suuruinen jäännösarvo, sillä vaikka paneelit ja invertteri olisivat käyttöikänsä lopussa arvottomia tai lähes arvottomia, niin järjestelmän muita osia kuten mekaanisia suoja, kiinnikkeitä, läpivientejä ja kaapelireittejä voidaan mahdollisesti vielä osittain hyödyntää uusiokäytössä. Laskentakorkokannan valinta on tapauskohtaista, mutta tuottovaatimuksen tulisi olla ainakin pääoman kustannuksia (esimerkiksi taloyhtiölainan korot) suurempi, joten sitä voidaan käyttää lähtökohtana laskentakoron määrittämisessä.

### 4.3.2 Sisäisen korkokannan menetelmä

Investoinnin sisäinen korkokanta ilmoittaa sen korkokannan, jonka mukaan investoinnin nettonykyarvo on 0 eli tulojen ja menojen nykyarvojen erotus on 0. Tällöin sisäisellä korkokannalla diskontatut nettotuotot ovat alkuinvestoinnin suuruiset. Menetelmää käytettäessä investoinnin kannattavuutta arvioidaan vertaamalla investoinnin tuottovaatimusta laskettuun sisäiseen korkoon. Jos investoinnin tuottovaatimus on sisäistä korkoa pienempi, investointi on kannattava. Sisäinen korkokanta voidaan ratkaista kaavasta

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

mikä on muuten sama kaava kuin kaava 1, mutta tässä laskentakorkokanta  $i$  on korvattu sisäisellä korkokannalla  $r$  ja investoinnin nettonykyarvo  $NNA$  on 0.

Käsin laskettaessa sisäinen korkokanta täytyy laskea kokeilemalla joko interpoloimalla tai iteroimalla. Käsin laskeminen on kuitenkin varsin työlästä, koska esimerkiksi huoltokustannukset saattavat aiheuttaa jollekin vuodelle poikkeavat kassavirrat ja investoinneilla voi myös olla jäännösarvoa. Sisäisen koron laskenta onnistuu helpoiten käsin, jos jäännösarvoa ei ole ja nettokassavirrat ovat vakiot. [40, s. 384–386]

Aurinkovoimalan tapauksessa kaavan 2 parametrit määräytyvät samalla tavalla kuin kaavassa 1, mutta nyt ei haluta ratkaista nettonykyarvoa, vaan sisäinen korkokanta, jolla nettonykyarvo on 0. Investointikirjallisuudessa suositellaan parhaana laskentamenetelmänä kuitenkin nettonykyarvoa, koska se ilmaisee syntyvän arvonlisän lukuna. Sisäisen korkokannan menetelmässä suurimman sisäisen koron investointi ei välttämättä tuota parasta lopputulosta. [40, s. 391]

### 4.3.3 Valmiit kannattavuuslaskurit

Internetistä on saatavilla useita valmiita laskureita aurinkovoimaloiden kannattavuuden arviointiin. Usein ilmaisia laskureita tarjoavat aurinkosähköjärjestelmiä myyvät yritykset, joten laskureiden antamiin tuloksiin on syytä suhtautua kriittisesti. Muiden kuin yritysten tekemistä laskureista mainittakoon esimerkkeinä Aalto-yliopiston FinSolar-hankkeen yhteydessä laaditut vapaasti käytettävät laskurit aurinkosähkön ja aurinkolämmön kannattavuuden arviointiin.

FinSolarin aurinkosähkön kannattavuuslaskuri käyttää välttämättöminä parametreinaan muun muassa sähköenergian ostohintaa, sähkön siirtohintaa, aurinkosähköjärjestelmän nimellistehoa, järjestelmän investointikustannuksia sekä vuotuisia ylläpitokustannuksia. Tarkempaa laskentatulosta varten parametreiksi voidaan myös lisätä esimerkiksi aurinkosähkön vuosituotto sijainnin mukaan, aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon alenema sekä sähkövero ja huoltovarmuusmaksu. Laskuri antaa tuloksinaan muun muassa edellä mainittuja laskentamenetelmiä hyödyntäen investoinnin nettonykyarvon, takaisinmaksuajan sekä vertailee aurinkosähkön omakustannushintaa ostosähkön hintaan järjestelmän koko elinkaaren ajalta. [41]

## 4.4 Vaikutukset asukkaiden sähkön käytön kustannuksiin

Edellä mainittujen laskentamenetelmien sekä investointi- ja elinkaarikustannusten avulla voidaan muodostaa kokonaiskuva aurinkovoimaloiden kannattavuudesta kerrostaloyhtiöissä. Tässä luvussa esitetään kaksi esimerkkilaskemaa hyödyntäen työssä aiemmin ilmi tulleita tekijöitä sekä kustannuslaskentamenetelmiä.



Ensimmäisessä esimerkkilaskennassa tutkitaan, miten kooltaan suuri kerrostalo Tampereella voisi hyötyä aurinkovoimalasta sen 25 vuoden käyttöiän aikana. Esimerkkilaskennan lähtöarvot ja menetelmät perustuvat osittain FinSolar-hankkeessa vuonna 2017 tehtyihin laskelmiin, joissa pyrittiin selvittämään Helsingissä sijaitsevan kerrostalon aurinkovoimalasta saamat hyödyt sekä kokeilemaan hyvityslaskentamallia [20]. Ensimmäisessä esimerkkilaskennassa käytettiin seuraavia parametreja:

- Sähkön siirtohintaa veroineen 0,0598 €/kWh [42]
- Sähköenergian hinta veroineen 0,0564 €/kWh [43]
- Hyvityslaskentapalvelun aloitusmaksu veroineen 209 € [44]
- Aurinkovoimalan nimellisteho 13,68 kW<sub>p</sub> [35]
- Arvioitu energiantuotanto Tampereella 809 kWh/kW<sub>p</sub> [6]
- Aurinkovoimalan hinta 14 550 € [35]
- Laskentakorkokanta 2 %
- Koko liittymän vuotuinen sähkönkulutus 130 000 kWh
- Arvioitu hintojen nousu 1 %/vuosi
- Paneelien tuotannon heikentyminen 0,5 %/v [33]
- Ylläpitokustannukset 150 €/v
- Invertterin vaihdon kustannus 2533,8 €

On oletettu, että kerrostalo maksaa sähkönsiirrosta Tampereen Sähköverkko Oy:lle ja hankkii ostosähkönsä Tampereen Sähkölaitos Oy:ltä. Siirron ja energian perusmaksuja ei huomioida laskennassa, sillä niiden suuruuteen ei voida vaikuttaa aurinkovoimalan avulla. Aurinkovoimalan jäännösarvo on myös oletettu nolaksi, sillä jäännösarvon määrittäminen on mahdotonta ilman yksityiskohtaista tietoa kohteesta. Tampereen Sähköverkko Oy:llä ei vielä ole hinnastoa hyvityslaskentapalvelulle, joten laskennassa käytetään Helen Sähköverkko Oy:n vastaavaa hinnastoa [44]. Aurinkovoimalaksi on valittu jo aiemmin työssä mainittu Lumo Energian toimittama aurinkosähköjärjestelmä. Laskentakorkokanta on valittu hyödyntäen pääoman kustannuksia. Vuoden 2020 syyskuun lopussa keskimääräinen taloyhtiölainan korko on ollut 0,99 %, joten laskentakorkokantaan on otettu reilu marginaali korkojen nousun varalta [45]. Prosentin vuotuisella hintojen nousulla pyritään huomioimaan inflaation vaikutukset.

Tarkasteltavaksi kerrostaloksi on valittu suuri 130 000 kWh energiaa vuodessa käyttävä kerrostalo. Tällöin kerrostalon keskiteho on noin 14,84 kW, joten voidaan tehdä oletus,

että jakeluverkkoon myytävän sähköenergian määrä jää nolnaan tai merkityksettömän pieneksi. Nettokassavirta saadaan laskettua vähentämällä oman sähköntuotannon vuosittaisesta arvosta vuosittaiset ylläpito- ja investointikustannukset. Invertterin vaihto on suunniteltu tehtävän 15 vuoden käytön jälkeen, mutta todellisuudessa se voidaan mahdollisesti joutua vaihtamaan jo 10 vuoden käytön jälkeen. Invertterin vaihdon hinnassa on huomioitu hintojen vuosittainen nousu. Taulukossa 3 on laskettu nettonykyarvo aurinkovoimalalle käyttäen edellä mainittuja parametreja.

**Taulukko 3.** Tampereella sijaitsevan kerrostalon aurinkovoimalan nettonykyarvon laskenta

Järjestelmän ikä vuosina	Aurinkosähkön vuotuinen tuotanto (kWh)	Sähkön siirtohintaveroinen (€/kWh)	Sähköenergian hintaveroinen (€/kWh)	Oman sähköntuotannon arvo vuosittain (€)	Investointi- ja ylläpito-kustannukset (€)	Nettokassavirta (€)	Investoinnin nettonykyarvo (€)
0	0,0	0,0598	0,0564	0,0	-14759,0	-14759,0	
1	11067,1	0,0604	0,0570	1298,9	-150,0	1148,9	-13632,7
5	10847,4	0,0629	0,0593	1324,8	-156,1	1168,7	-9298,2
10	10578,9	0,0661	0,0623	1357,9	-164,1	1193,8	-4245,5
15	10317,1	0,0694	0,0655	1391,8	-2706,2	-1314,4	-1453,6
20	10061,7	0,0730	0,0688	1426,6	-181,2	1245,4	2870,7
25	9812,7	0,0767	0,0723	1462,3	-190,5	1271,8	6870,7

Taulukosta 3 havaitaan, että 20 vuoden käytön jälkeen investoinnin nettonykyarvo on positiivinen, vaikka invertteri on vaihdettu kerran voimalan elinaikana. FinSolar-hankkeessa tehtyyn kustannusanalyysiin verrattuna, aurinkovoimalan nettonykyarvo on 25 vuoden pitoajalla huomattavasti parempi. Tämä johtuu pitkälti siitä, että aurinkovoimaloiden hinnat ovat laskeneet vuodesta 2017 ja esimerkin aurinkovoimala oli nimellisteholtaan huomattavasti suurempi kuin FinSolarin vastaava. [20]

Toisessa esimerkkilaskennassa tutkitaan aurinkovoimalan kannattavuutta Sodankylässä sijaitsevassa kerrostalossa samalla laskentamenetelmällä. Kerrostalon oletetaan olevan puolet pienempi kuin ensimmäisessä laskennassa. Toisessa esimerkkilaskennassa käytettiin seuraavia parametreja:

- Sähkön siirtohintaveroinen 0,0475 €/kWh [46]
- Sähköenergian hintaveroinen 0,0564 €/kWh [43]
- Hyvityslaskentapalvelun aloitusmaksu veroinen 209 € [44]

- Aurinkovoimalan nimellisteho 6,48 kW<sub>p</sub> [35]
- Arvioitu energiantuotanto Sodankylässä 745 kWh/kW<sub>p</sub> [6]
- Aurinkovoimalan hinta 8 477 € [35]
- Laskentakorkokanta 2 %
- Koko liittymän vuotuinen sähkönkulutus 65 000 kWh
- Arvioitu hintojen nousu 1 %/vuosi
- Paneelien tuotannon heikentyminen 0,5 %/v [33]
- Ylläpitokustannukset 100 €/v
- Invertterin vaihdon kustannus 1476,23 €

Kerrostalo maksaa sähkönsiirrosta Rovakaira Oy:lle ja sähköenergia hankitaan samaan hintaan kuin ensimmäisessä laskennassa. Myöskään Rovakaira Oy:llä ei vielä ole hinnastoa hyvityslaskentapalveluille, joten laskennassa käytetään samaa Helen Sähköverkko Oy:n hinnastoa kuin ensimmäisessä laskennassa. Kerrostalon vuotuinen sähkönkulutus on puolet pienempi ensimmäisen laskennan kerrostaloon verrattuna, joten myös aurinkovoimala on noin puolet pienempi. Myös tässä tapauksessa voidaan olettaa, että jakeluverkkoon myytävän sähköenergian määrä jää merkityksettömäksi. Aurinkovoimalan pienemmän koon vuoksi ylläpitokustannukset on oletettu myös pienemmiksi kuin ensimmäisessä laskennassa. Taulukossa 4 on laskettu nettonykyarvo aurinkovoimalalle ensimmäisen esimerkkilaskennan tapaan.

**Taulukko 4.** Sodankylässä sijaitsevan kerrostalon aurinkovoimalan nettonykyarvon laskenta

Järjestelmän ikä vuosina	Aurinkosähkön vuotuinen tuotanto (kWh)	Sähkön siirtohintaveroinen (€/kWh)	Sähköenergian hinta veroineen (€/kWh)	Oman sähköntuotannon arvo vuosittain (€)	Investointi- ja ylläpitokustannukset (€)	Nettokassavirta (€)	Investoinnin nettonykyarvo (€)
0	0,0	0,0475	0,0564	0,0	-8686,0	-8686,0	
1	4827,6	0,0480	0,0570	506,6	-100,0	406,6	-8287,4
5	4731,8	0,0499	0,0593	516,7	-104,1	412,6	-6755,5
10	4614,7	0,0525	0,0623	529,6	-109,4	420,3	-4974,7
15	4500,4	0,0551	0,0655	542,9	-1591,2	-1048,3	-4429,0
20	4389,0	0,0580	0,0688	556,4	-120,8	435,6	-2914,4
25	4280,4	0,0609	0,0723	570,3	-127,0	443,4	-1518,1

Taulukosta 4 havaitaan, että investoinnin nettonykyarvo on negatiivinen sen elinkaaren lopussa. Ensimmäiseen laskentaan verrattuna aurinkovoimalan hinta tehoa kohden on korkeampi ja vuotuinen sähköntuotanto tehoa kohden on huonompi. Lisäksi tärkeänä seikkana tulee huomata, että Rovakaira Oy:n sähkönsiirron energiamaksu on alhaisempi kuin Tampereen Sähköverkko Oy:n. Vastaavasti Rovakaira Oy:n sähkönsiirron perusmaksu on huomattavasti korkeampi kuin Tampereen Sähköverkko Oy:n. Tästä johtuen oman sähköntuotannon arvo kilowattituntia kohden on alhaisempi Sodankylässä kuin Tampereella.

Laskennoissa tehtiin paljon oletuksia muun muassa ylläpitokustannuksien, laskentakokokannan ja paneelien tuotannon omakäytön osalta, joten laskentatuloksia ei voida pitää kuin karkeasti suuntaa antavina. Laskentatulokset eivät myöskään ota kantaa siihen, kuinka aurinkovoimalan hyödyt jakautuvat asukkaiden ja kiinteistön kesken. Tarkemmassa suunnittelussa voitaisiin hyödyntää asukkaiden ja kiinteistön tuntimittausten historiatietoja. Tällöin voitaisiin myös yksityiskohtaisesti tarkastella akuston kannattavuutta aurinkovoimalan yhteydessä. Nykyisellä hintatasolla aurinkovoimalan kannattavuus näyttää riippuvan vahvasti kerrostalon sijainnista. Vuotuisen sähköntuotannon lisäksi jakeluverkkoyhtiön siirtohinnan jakautumisella energiamaksun ja perusmaksun kesken on suuri vaikutus aurinkovoimalan kannattavuuteen. Esimerkiksi toisen esimerkkilaskennan nettonykyarvo olisi ollut positiivinen, mikäli sähkön siirtohintana olisi ollut 0,0650 €/kWh tai enemmän.

## 5. YHTEENVETO

Sähkön pientuotanto aurinkoenergian avulla on yleistynyt voimakkaasti maailmalla edellisen vuosikymmenen aikana, ja Suomessa lähes kaikki sähköverkkoon liitetyt aurinkovoimalat ovat nimellisteholtaan alle 1 MW. Kehitykseen Suomessa ja maailmalla on vaikuttanut aurinkosähköjärjestelmien hintojen voimakas lasku sekä ihmisten kasvava ympäristötietoisuus, minkä vuoksi päästöttömään energiantuotantoon halutaan investoida.

Suomessa pientuotanto aurinkoenergian avulla ei ole kuitenkaan soveltunut optimaaliseen kuin omakotitaloasujille ja yrityksille, mikä on johtunut sähköenergian mittaamista koskevasta lainsäädännöstä. Perinteisillä jakeluverkkoyhtiön omistamilla sähkömittareilla varustettu kerrostaloyhtiö ei ole aiemmin voinut jakaa aurinkovoimalan avulla tuottamaansa sähköä kerrostalon asukkaille, vaan ylituotanto on täytynyt myydä sähköenergian myynti- ja ostosopimuksen mukaisesti. Mikäli kaikki asukkaat ovat halunneet hyödyntää aurinkovoimalan tuottamaa sähköä, on jouduttu siirtymään asukkaiden ja taloyhtiön kannalta hankalaan takamittarointimalliin.

Vuoden 2021 alusta alkaen voimaan tullut sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muutos mahdollistaa kiinteistön sisäisen energiayhteisön perustamisen ja hyvityslaskennan. Energiayhteisön jäsenet voivat jakaa aurinkovoimalasta saadun hyödyn keskenään omistusosuksiensa suhteessa hyvityslaskennan avulla. Hyvityslaskennassa kiinteistön kulutuksen ylittävä tuotanto jaetaan energiayhteisön ilmoittaman jakoperiaatteen mukaan sen jäsenille. Hyvityslaskenta voidaan toteuttaa jakeluverkkoyhtiöiden tietojärjestelmissä ja vuoden 2023 alusta alkaen keskitetysti datahubissa.

Energiayhteisöjen hyvityslaskennan ohella mahdolliseksi tuli taseselvitysjakson sisäinen netotus. Ennen vuotta 2021 jakeluverkkoyhtiöiden sähkömittarit ovat voineet netottaa kolmen eri vaiheen kulutuksen ja tuotannon hetkellisesti mittarilla. Tämä on asettanut eri jakeluverkkoyhtiöiden asiakkaat eriarvoiseen asemaan, sillä kaikilla mittarimalleilla tämä ei ole ollut mahdollista. Taseselvitysjakson sisäisessä netotuksessa sähkömittarit mitaavat kulutuksen ja tuotannon erikseen, joten netotuslaskenta hoidetaan tietojärjestelmätasolla. Muutoksella pyritään parantamaan pientuottajan mahdollisuuksia hyödyntää tuottamansa sähköenergia itse.

Lainsäädännön tuomien helpotusten lisäksi myös sähkönmyyjät ja aurinkosähköjärjestelmiä toimittavat yritykset myyvät pientuottajien hyödyksi tarkoitettuja tuotteita ja palveluita. Aurinkovoimalan yhteyteen on mahdollista liittää fyysinen akusto tai hankkia sähkönmyyjältä palveluna niin sanottu virtuaaliakusto. Fyysisten akkujen hinnat ovat vielä melko korkeita, mutta ne voivat jopa puolittua nykyisen vuosikymmenen aikana. Virtuaaliakut puolestaan ovat periaatteessa kaupallisia sopimuksia, joten niiden todellista hyötyä pientuottajalle tulee tarkastella ennen hankintapäätöstä.

Työn lopussa kerrostalon aurinkovoimalan kannattavuutta tarkasteltiin kahden esimerkkilaskennan avulla. Havaittiin, että karkealla arviolla aurinkovoimalan takaisinmaksuajaksi suuressa Tampereella sijaitsevassa kerrostalossa saatiin noin 17 vuotta, vaikka invertteri vaihdettaisiin kerran järjestelmän elinaikana. Tämä tarkoittaa sitä, että vaikka aurinkovoimalan elinkaarikustannukset osoittautuisivatkin odotettua suuremmiksi, olisi voimala siitä huolimatta todennäköisesti taloyhtiölle kannattava pitkän aikavälin investointi. Sodankylässä sijaitsevalle pienemmälle kerrostalolle aurinkovoimala ei puolestaan ole laskelmien perusteella taloudellisesti kannattava. Tämän havaittiin aiheutuvan heikommasta vuotuisesta energian tuotannosta, suuremmista yksikköhinnoista sekä jakeluverkkoyhtiön hinnoittelumallista. Tulevaisuudessa aurinkosähköjärjestelmien hintojen lasku parantaa voimaloiden kannattavuutta ja mikäli sähkön kokonaishinta jatkaa kasvuun, on aurinkovoimala taloudellisessa mielessä hyvä investointi myös Pohjois-Suomessa.

# LÄHTEET

- [1] Fraunhofer, Photovoltaics report, 2019, Saatavissa (viitattu 16.3.2021): <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>
- [2] Ilmatieteen laitos, Auringon rakenne ja elinkaari, Saatavissa (viitattu 9.3.2021): <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/rakenne-ja-elinkaari>
- [3] Motiva, Auringonsäteilyn määrä Suomessa, 2020, Saatavissa (viitattu 9.3.2021): [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon\\_perusteet/auringonsateilyn\\_maara\\_suomessa](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa)
- [4] H. Hämäläinen ja M. Suni, Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti jatkoi kasvuaan vuonna 2019 - vuosikasvua 64 prosenttia, Energiavirasto, 2020, Saatavissa (viitattu 9.3.2021): <https://ener-giavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-jatkoi-kasvuaan-vuonna-2019-vuosikasvua-64-prosenttia>
- [5] K. Jylhä, A. Mäkelä ja P. Kalliomäki, Energialaskennan testivuodet 2020, Ilmatieteen laitos, 2020, Saatavissa (viitattu 10.3.2021): <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/energia-laskenta-try2020>
- [6] Euroopan komissio, Photovoltaic geographical information system, 2019, Saatavissa (viitattu 10.3.2021): [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP)
- [7] Z. Bedalov, Practical power plant engineering: a guide for early career engineers, New Jersey: Hoboken, 2020.
- [8] P. Breeze, Solar power generation, Amsterdam: Academic Press, 2016.
- [9] J. Ahoranta, Aurinkosähkötöknologiat, Motiva, 2020, Saatavissa (viitattu 15.4.2021): [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat).
- [10] Motiva, Auringosta sähköä, 2020, Saatavissa (viitattu 13.3.2021): [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon\\_perusteet/auringosta\\_sahkoa](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringosta_sahkoa)
- [11] A. Nowshad, M. S. Chowdhury, K. S. Rahman, T. Chowdhury, N. Nuthammachot, K. Techato, M. Akhtaruzzaman, S. K. Tiong ja K. Sopian, An overview of solar photovoltaic panels' end-of-life material recycling, Energy strategy reviews, Vol. 27, 2020.
- [12] T. Heikkilä. Tekninen liite 1 ohjeeseen sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon - nimellisteholtaan enintään 100 kVA laitoksen liittäminen, Energiateollisuus ry, 2019, Saatavissa (viitattu 14.3.2021): [https://www.elenia.fi/sites/www.elenia.fi/files/Tekninen\\_liite\\_ohjeeseen\\_s%C3%A4hk%C3%B6ntuotantolaitoksen\\_liitt%C3%A4minen\\_jakeluverkkoon\\_max\\_100kVA\\_2019.pdf](https://www.elenia.fi/sites/www.elenia.fi/files/Tekninen_liite_ohjeeseen_s%C3%A4hk%C3%B6ntuotantolaitoksen_liitt%C3%A4minen_jakeluverkkoon_max_100kVA_2019.pdf)

- [13] Euroopan komissio, Clean energy for all Europeans package, 2020, Saatavissa (viitattu 11.3.2021): [https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans\\_en](https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en)
- [14] Valtioneuvosto, Suomella on hyvät mahdollisuudet kestäväen kehityksen mukaiseen ekologiseen jälleenrakentamiseen, 2019, Saatavissa (viitattu 11.3.2021): <https://valtioneuvosto.fi/marinin-hallitus/hallitusohjelma/hiilineutraali-ja-luonnon-monimuotoisuuden-turvaava-suomi>
- [15] Valtioneuvosto, Reilulla siirtymällä kohti hiilineutraalia Suomea – tiekartta hiilineutraaliustavoitteen saavuttamiseksi, 2020, Saatavissa (viitattu 11.3.2021): <https://valtioneuvosto.fi/documents/10616/20764082/hiilineutraaliuden%2Btiekartta%2B03022020.pdf/1f1dfbea-f623-9197-5352-23a7f1b83703/hiilineutraaliuden%2Btiekartta%2B03022020.pdf>
- [16] Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiayhteisöt helpottamaan itse tuotetun sähkön jakamista naapurustossa, 2020, Saatavissa (viitattu 11.3.2021): <https://valtioneuvosto.fi/1410877/energiayhteisot-helpottamaan-itse-tuotetun-sahkon-jakamista-naapurustossa>
- [17] Työ- ja elinkeinoministeriö, Älyverkkotyöryhmän ehdotukset ja niiden tarkemmat perustelut, 2018, Saatavissa (viitattu 11.3.2021): [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/Liite\\_TEM\\_33\\_2018.pdf](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/Liite_TEM_33_2018.pdf)
- [18] Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähkömarkkinalain ja sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain 14§:n muuttamisesta 265/2020 vp, 2021, Saatavissa: <https://valtioneuvosto.fi/paatokset/paatos?decisio-nld=0900908f8070963b>
- [19] Fingrid Oy, Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso, 2020, Saatavissa (viitattu 12.3.2021): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/pohjoismai-nen-tasehallinta/varttitase/#tiedotteet-ja-linkit>
- [20] K. Auvinen, S. Honkapuro, R. Salvatore ja J. Juntunen, Aurinkosähköä taloyhtiöiden asukkaille - Mittaushaasteista kohti digitaalisia energiayhteisöpalveluja, Espoo: Aalto-yliopisto, 2020.
- [21] Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muuttamisesta, 2020, Saatavissa: <https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2020/20201133>
- [22] M. Ram, M. Child, A. Aghahosseini, D. Bogdanov, A. Lohrmann ja C. Breyer, A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015–2030, Journal of Cleaner Production Vol.199, 2018
- [23] Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta 30.12.1996/1260, 1996. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/1996/19961260>
- [24] S. Airaksinen, S. Annala, M. Bröckl, S. Honkapuro, J. Lassila, J. Manninen, J. Partanen, T. Rautiainen, M. Saario, J. Vanhanen ja U. Värre, Selvitys sähkön omatuotantoon, energiayhteisöihin ja energiahankkeiden lupamenettelyihin liittyvistä kysymyksistä, 2019, Saatavissa (viitattu 16.3.2021): [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161978/VNTEAS\\_2019\\_73.pdf](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161978/VNTEAS_2019_73.pdf)



- [25] Sähkömarkkinalaki 9.8.2013/588, 2013. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>
- [26] H. Zsiborács, N. Baranyai, S. Csányi, A. Vincze ja G. Pintér, Economic Analysis of Grid-Connected PV System Regulations: A Hungarian Case Study, *Electronics* 8 (2), 2019.
- [27] Asunto-osakeyhtiölaki 22.12.2009/1599, 2009. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajan-tasa/2009/20091599>
- [28] L. Hardesty, "Virtual batteries" could lead to cheaper, cleaner power, MIT News Office, 2017, Saatavissa (viitattu 18.3.2021): <https://news.mit.edu/2017/virtual-batteries-cheaper-cleaner-power-0324>
- [29] Kysyntäjousto, Fingrid Oy, 2020, Saatavissa (viitattu 18.3.2021): <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisuus/pilottihankkeita/kysyntajousto/>
- [30] Virtuaaliakulla varastoit aurinkoa myös pilvisen päivän varalle, Helen Oy, Saatavissa (viitattu 18.3.2021): <https://www.helen.fi/aurinkopaneelit/sahko-varastointi/virtuaaliakku>
- [31] J. Koskela, T. Haukkala, P. Aalto, P. Harsia, S.-L. Penttinen, M. Kojo, P. Järventausta, A. Rautiainen, T. Björkqvist ja K. Talus, Sähkön varastointi edistää aurinkosähkön pien-  
tuotantoa, 2019, Saatavissa (viitattu 19.3.2021): [https://tt.eduuni.fi/sites/EL-TRAN/Julkaisut%20tiedostot/Juha%20Koskela%20et%20al.,%20S%C3%A4hk%C3%B6n%20varastointi%20edist%C3%A4%C3%A4%20aurinkos%C3%A4hk%C3%B6n%20pien-  
tuotantoa.pdf](https://tt.eduuni.fi/sites/EL-TRAN/Julkaisut%20tiedostot/Juha%20Koskela%20et%20al.,%20S%C3%A4hk%C3%B6n%20varastointi%20edist%C3%A4%C3%A4%20aurinkos%C3%A4hk%C3%B6n%20pien-<br/>tuotantoa.pdf)
- [32] Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030, IRENA, 2017, Saatavissa (viitattu 18.3.2021): [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017\\_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017_Summary.pdf?la=en&hash=2FDC44939920F8D2BA29CB762C607BC9E882D4E9)
- [33] H. Wirth. Recent Facts about Photovoltaics in Germany, Fraunhofer, 2021, Saatavissa (viitattu 19.3.2021): <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>
- [34] Hakeutuminen arvonlisäverovelvolliseksi kiinteistön käyttöoikeuden luovuttamisesta. Verohallinto. 2020. Saatavissa (viitattu 22.3.2021): <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/47957/hakeutuminen-arvonlis%C3%A4verovelvolliseksi-kiinteist%C3%B6n-k%C3%A4ytt%C3%B6oikeuden-luovuttamisesta2/>
- [35] Aurinkopaneelit omakotitaloon, Lumo Energia Oyj, Saatavissa (viitattu 21.3.2021): <https://www.lumoenergia.fi/aurinkopaneelit/>
- [36] Huolto ja kunnossapito, Motiva, 2020, Saatavissa (viitattu 22.3.2021): [https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva\\_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman\\_kaytto/huolto\\_ja\\_kunnossapito](https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/huolto_ja_kunnossapito)
- [37] J. Balfour, M. Shaw ja N. Bremer, *Advanced Photovoltaic System Design*, Burlington: Jones & Bartlett Learning, 2011.

- [38] Aurinkopaneelien hankintaopas, Helen, Saatavissa (viitattu 21.3.2021): [https://www.helen.fi/globalassets/aurinko/aurinkopaneeleiden\\_hankintaopas.pdf](https://www.helen.fi/globalassets/aurinko/aurinkopaneeleiden_hankintaopas.pdf)
- [39] K. Auvinen, Kannattavuus, 2020, FinSolar, Saatavissa (viitattu 22.3.2021): <https://fin-solar.net/kannattavuus/>
- [40] M. Järvenpää, A. Länsiluoto, V. Partanen ja J. Pellinen, Talousohjaus ja kustannuslaskenta, Helsinki: Sanoma Pro Oy, 2017.
- [41] K. Auvinen ja M. Rummukainen, Kiinteistön aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuslaskuri (versio 4/2020), FinSolar, 2020, Saatavissa (viitattu 23.3.2021): <https://docs.google.com/spreadsheets/d/1VEzwSvQAHUVtlhCYhL4-WoBajY5KUXyuC9WRRuuc2VM/edit#gid=279239804>
- [42] Verkkopalveluhinnasto, Tampereen Sähköverkko Oy, 2017, Saatavissa (viitattu 25.3.2021): [https://www.sahkolaitos.fi/globalassets/tiedostot/ohjeet-ja-opasteet/sahkoverkko/hinnastot-ja-sopimusehdot/2017-10-01---verkkopalveluhinnasto---kaikki-tuotteet\\_paivitys-2020-12-31.pdf](https://www.sahkolaitos.fi/globalassets/tiedostot/ohjeet-ja-opasteet/sahkoverkko/hinnastot-ja-sopimusehdot/2017-10-01---verkkopalveluhinnasto---kaikki-tuotteet_paivitys-2020-12-31.pdf)
- [43] Sähkö sopimus – Lähisähkö puu, Tampereen Sähkölaitos Oy, Saatavissa (viitattu 25.3.2021): <https://www.sahkolaitos.fi/tee-sahkosopimus/?productId=319&housingType=1&measureType=0>
- [44] Pientuotannon hyvityslaskentapalvelun hinnasto, Helen Sähköverkko Oy, 2021, Saatavissa (viitattu 25.3.2021): <https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hsv/palvelut/hinnastot/hyvityslaskentapalvelun-hinnasto.pdf>
- [45] M. Aaltonen, A. Karhu ja I. Vänni, Taloyhtiölainakanta painottunut pääkaupunkiseudulle ja maan suurimpiin kaupunkeihin, Euro & Talous, 2020, Saatavissa (viitattu 25.3.2021): <https://www.eurojatalous.fi/fi/2020/artikkelit/taloyhtiolainakanta-painottunut-paakaupunkiseudulle-ja-maan-suurimpiin-kaupunkeihin/>
- [46] Verkkopalveluhinnasto, Rovakaira Oy, 2021, Saatavissa (viitattu 18.4.2021.): <https://rovakaira.fi/verkkopalveluhinnasto/>