Tampereen yliopisto

Sami Kallunki

AURINKOVOIMAN KANNATTAVUUS TAMPEREELLA

Kandidaatintyö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Tarkastaja: Prof. Seppo Valkealahti
Joulukuu 2021

TIIVISTELMÄ

Sami Kallunki: Aurinkovoiman kannattavuus Tampereella
Kandidaatintyö
Tampereen yliopisto
Tieto- ja sähkötekniikan TkK-tutkinto-ohjelma
Joulukuu 2021

Aurinkovoimajärjestelmien hankintakustannusten laskeminen viime vuosikymmenen aikana on lisännyt kuluttajien kiinnostusta aurinkovoiman pientuotantoa kohtaan. Vaikka viime vuosien aikana aurinkovoiman pientuotanto on lisääntynyt merkittävästi, on aurinkovoiman pientuotanto kokonaisuudessaan vielä hyvin vähäistä Suomessa. Tämä johtuu osittain aurinkovoimajärjestelmän kannattavuuden epävarmuudesta, sillä järjestelmän hankinta on kotitalouksille suuri kertahankinta ja saatavat hyödyt vaikuttavat vähäisiltä niiden jakautuessa useammalle vuosikymmenelle. Tässä kandidaatintyössä tarkoituksena oli kirjallisuuden avulla selvittää, onko aurinkovoiman pientuotanto kannattavaa Tampereella.

Työ jakaantuu neljään osaan. Ensimmäisessä osassa esitellään aurinkosähkön pientuottamiseen tarkoitetun aurinkovoimajärjestelmän toimintaa ja järjestelmän sähkön tuotantoon vaikuttavia tekijöitä. Tämän jälkeen toisessa osassa tarkastellaan sähkön hinnan muodostumista ja pohditaan lisääntyneen pientuotannon vaikutuksia sähkömarkkinoihin. Kolmannessa osassa esitellään, miten aurinkovoimajärjestelmä voidaan mitoittaa mahdollisimman kannattavaksi. Tämän lisäksi esitellään, mistä järjestelmiin liittyvät investointi- ja elinkaarikustannukset koostuvat. Neljännessä osassa aurinkovoiman kannattavuutta tarkastellaan takaisinmaksuaika- ja nettonykyarvomenetelmän avulla. Osan lopussa tarkastellaan vielä lainsäädännön muutosten vaikutuksia pientuotannon kannattavuuteen Suomessa.

Kannattavuuslaskelmien tulosten perusteella aurinkovoiman voidaan todeta olevan Tampereella kannattavaa, kun tuotetusta aurinkovoimasta käytetään riittävän suuri osa itse. Laskelmien mukaan pientuottajan saama taloudellinen hyöty on riippuvainen aurinkovoimajärjestelmän tehosta. Pääsääntöisesti kuitenkin tulosten perusteella havaittiin, että pientuottajan tulee käyttää vähintään puolet tuottamastaan aurinkovoimasta itse, jotta investointi on kannattava. Tämän voidaan päätellä johtuvan ylijäämäsähkön alhaisesta myyntihinnasta. Lisäksi tulosten perusteella aurinkovoiman kannattavuus Tampereella perustuu tällä hetkellä aurinkovoimajärjestelmän onnistuneeseen mitoitukseen ja häviötekijöiden minimointiin. Lopuksi tarkastelluilla lainsäädännön muutoksilla havaittiin olevan positiivinen vaikutus pientuotannon kannattavuuteen tulevaisuudessa. Energiayhteisöjen muodostaminen parantaa mahdollisuuksia entistä suurempien aurinkovoimajärjestelmien hankintaan ja taseselvitysjakson sisäisen netotuksen seurauksena pientuottajat eivät enää ole keskenään taloudellisesti eriarvoisessa asemassa.

Avainsanat: aurinkoenergia, aurinkovoima, aurinkovoimajärjestelmä, kannattavuus

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO 1
2. AURINKOSÄHKÖN TUOTANTO 2
2.1 Aurinkosähkön pientuotanto Suomessa 2
2.2 Auringon säteilyenergia ja aurinkovoimajärjestelmä 3
2.2.1 Aurinkokennon toimintaperiaate 4
2.2.2 Aurinkovoimajärjestelmän keskeisimmät osat 4
2.3 Vuotuisen energiatuotannon arviointi Tampereella 5
2.3.1 Auringon säteily Suomessa 5
2.3.2 Tuotantoon vaikuttavat häviötekijät 6
3. SÄHKÖMARKKINAT JA YLIJÄÄMÄSÄHKÖN MYYNTI 8
3.1 Sähkömarkkinat 8
3.2 Sähkön hinta 9
3.3 Ylijäämäsähkön myynti 10
4. TARKASTELTAVAT AURINKOVOIMAJÄRJESTELMÄT 11
4.1 Aurinkovoimajärjestelmän mitoitus 11
4.2 Järjestelmien investointikustannukset 12
4.3 Järjestelmien elinkaarikustannukset 14
5. KANNATTAVUUDEN ARVIOIMINEN 15
5.1 Takaisinmaksuaikojen vertailu 16
5.2 Nettonykyarvojen vertailu 18
5.3 Lainsäädännön vaikutus pientuotannon kannattavuuteen 21
5.3.1 Energiayhteisöt 21
5.3.2 Taseselvitysjakson sisäinen netotus 22
6. YHTEENVETO 24
LÄHTEET 25
LIITE A: KANNATTAVUUSLASKELMAESIMERKKI 29

LYHENTEET JA MERKINNÄT

H	investoinnin hankintameno
i	laskentakorkokanta
JA	jäännösarvo
n	investoinnin pitoaika vuosina
NNA	nettonykyarvo
NKV	nettokassavirrat
t	aika vuosina

1. JOHDANTO

Ilmastonmuutoksen seurauksena kiinnostus ympäristöystävällisiä energiantuotantoratkaisuja kohtaan on viime vuosien aikana kasvanut huomattavasti. Tämän lisäksi aurinkovoimajärjestelmien investointikustannusten voimakas laskeminen viime vuosikymmenen aikana on johtanut siihen, että aurinkovoiman pientuotannosta on tullut kannattavaa. Vaikka kiinnostus aurinkovoimaa kohtaan on suuri ja investointi on mahdollisesti jopa taloudellisesti kannattava, on kuitenkin tällä hetkellä Suomessa vain marginaalinen osa kotitalouksista investoinut aurinkovoiman pientuotantoon. Eräänä syynä tähän voidaan pitää sitä, että aurinkovoiman pientuotantoon liittyy epävarmuus suuren kertahankintahinnan ja matalien pitkäaikaisten hyötyjen vuoksi.

Tämän kandidaatintyön tarkoituksena on selvittää, onko aurinkovoiman pientuotanto kannattavaa Tampereella. Työssä keskitytään tarkastelemaan kaupallisia verkkoon kytkettyjä aurinkokennoista koostuvia aurinkopaneelijärjestelmiä. Aurinkovoiman kannattavuuden arvioiminen on toteutettu tarkastelemalla kolmen eri kokoisen Tampereen Sähköverkko Oy:n omakotitaloille suunnitteleman aurinkopaneelipaketin takaisinmaksuaikoja ja nettonykyarvoja. Erikokoisille aurinkovoimajärjestelmille toteutettujen kannattavuuslaskelmien perusteella saadaan muodostettua yleiskuva aurinkovoiman kannattavuudesta Tampereella. Työssä kannattavuuteen vaikuttavat tekijät on taustoitettu mahdollisimman yksityiskohtaisesti, koska aurinkovoiman kannattavuuden arvioiminen pohjautuu merkittävästi oletuksiin näiden osalta.

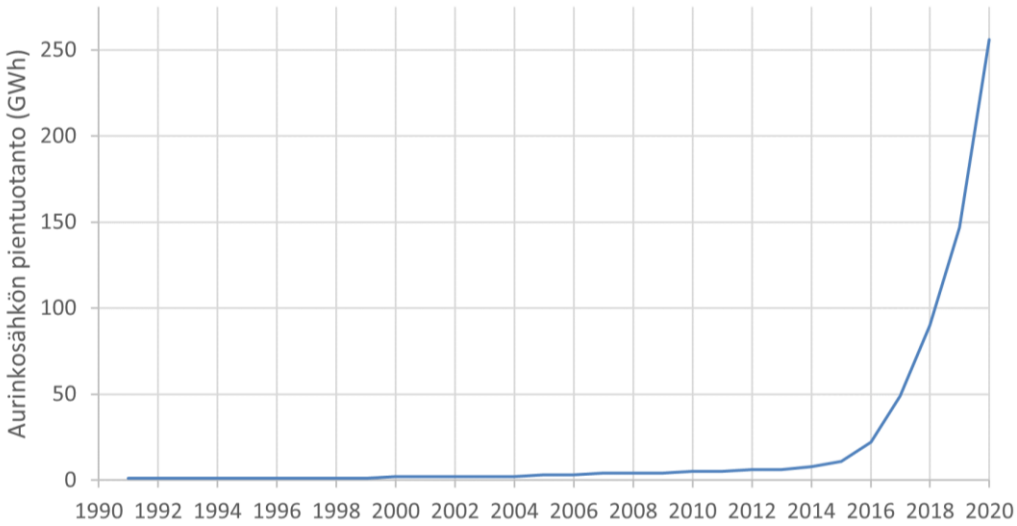
Toisessa luvussa perehdytään aurinkovoiman pientuotantoon Suomessa ja esitellään aurinkovoimajärjestelmien toimintaperiaate. Kolmannessa luvussa käsitellään pohjoismaiden sähkömarkkinoita ja lisääntyvän joustamattoman tuotannon vaikutuksia markkinoihin. Lisäksi luvussa tarkastellaan sähkön kokonaishinnan muodostumista ja arvioidaan ylijäämätuotannosta saatavaa myyntihintaa. Neljännessä luvussa tarkastellaan aurinkovoimajärjestelmän mitoitusta ja järjestelmiin liittyviä investointi- ja elinkaarikustannuksia. Viidennessä luvussa puolestaan arvioidaan aurinkovoiman pientuotannon kannattavuutta kannattavuuslaskelmien avulla. Lisäksi luvussa tarkastellaan pientuotannon kannattavuuteen vaikuttavia lainsäädännön muutoksia. Lopuksi kuudennessa luvussa tehdään yhteenvedot kannattavuuslaskelmien tuloksista, aurinkovoimajärjestelmän optimaalisesta suunnittelusta ja lainsäädännön muutosten vaikutuksista pientuotannon kannattavuuteen.

2. AURINKOSÄHKÖN TUOTANTO

Tässä luvussa tarkastellaan ensin aurinkosähkön pientuotannon kehitystä Suomessa, minkä jälkeen esitellään aurinkokennojen toimintaa ja kaupallisten aurinkovoimajärjestelmien rakennetta. Tämän jälkeen luvussa tarkastellaan auringon säteilystä saatavan kokonaissäteilyn määrää sekä yleisesti Suomessa että paikallisesti Tampereella. Luvun lopussa käsitellään vielä tuotantoon vaikuttavia häviötekijöitä ja arvioidaan niiden vaikutusta aurinkovoimajärjestelmän vuosituotantoon.

2.1 Aurinkosähkön pientuotanto Suomessa

Suomessa aurinkosähkön pientuotanto on viime vuosina kasvanut huomattavasti. Vuoden 2016 jälkeen tuotannon kapasiteetti on yli kymmenkertaistunut ja vuoden 2020 lopussa sähköverkkoon liitetyn aurinkosähkön tuotanto oli noin 293 MW. Kasvua vuoden 2019 aurinkosähkön tuotantoon verrattuna oli 91 megawatin verran, mikä vastaa noin 45 prosentin kasvua vuoden aikana. Suomen koko tuotantokapasiteetista aurinkosähkön osuus vastaa tällä hetkellä noin 1,6 prosenttia, mutta tuontisähkö huomioiden aurinkosähkön osuus sähkön kulutuksesta Suomessa vastaa vain noin 0,4 prosenttia. Sähköverkkoon kytketyn aurinkovoiman lisäksi Suomessa oli verkkoon kytkemättömiä järjestelmiä arviolta yhteensä runsaat 20 MW vuoden 2020 lopussa. [1] Kuvassa 1 on esitetty sähköverkkoon kytketyn aurinkosähkön pientuotannon kehitys Suomessa vuosilta 1991–2020.



Kuva 1. *Aurinkosähkön pientuotanto Suomessa vuosina 1991–2020 mukaillen lähdettä [2].*

Kuvasta 1 on havaittavissa aurinkosähkön pientuotannon eksponentiaalinen kasvu viime vuosina. Osittain aurinkovoiman merkittävän kasvun taustalla on ollut aurinkokennomoduulien hinnan laskeminen. Maailmanlaajuisesti moduulien hinta on laskenut viidennekseen aina kapasiteetin tuplaantuessa. [3] Tässä työssä moduulien hinnan kehitystä käsitellään yksityiskohtaisemmin luvussa 4.2. Hinta ei kuitenkaan voi laskea loputtomiin ja tällöin aurinkovoiman kasvun ylläpitämiseen tarvitaan muita keinoja. Muun muassa lainsäädännön muutoksilla voidaan vaikuttaa pientuotannon kannattavuuteen. Tässä työssä lainsäädännön vaikutuksia aurinkosähkön pientuotannon kannattavuuteen käsitellään luvussa 5.3.

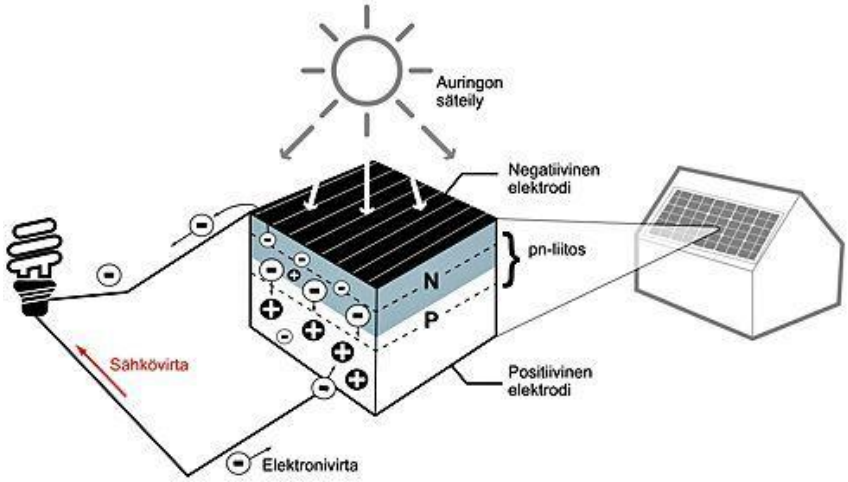
2.2 Auringon säteilyenergia ja aurinkovoimajärjestelmä

Auringon säteilyenergia syntyy Auringossa tapahtuvan fuusioreaktion seurauksena. Auringon ytimessä korkea lämpötila mahdollistaa fuusioreaktion, jossa kevyempien vetyytimien törmäyksen seurauksena muodostuu raskaampia heliumytimiä. Tämä fuusioreaktio voi edetä monien eri välivaiheiden kautta, mutta lopputuloksena aina neljä vetyydintä yhtyy yhdeksi heliumytimeksi. Fuusioreaktion seurauksena vapautuu energiaa, jonka Aurinko säteilee avaruuteen sähkömagneettisena säteilynä. [4, 5] Vapautunut sähkömagneettinen säteily on pääosin näkyvää valoa ja infrapunasäteilyä: kokonaissäteilymäärästä noin puolet mahtuu näkyvän valon alueelle ja vajaa puolikas on infrapunasäteilyä. Näiden lisäksi pieni osa vapautuneesta säteilystä on ultraviolettisäteilyä. [6]

Maahan saapuva sähkömagneettinen säteily voidaan muuttaa sähköksi aurinkovoimajärjestelmien avulla. Aurinkovoimajärjestelmät voidaan luokitella kahteen eri päätyyppiin: aurinkokennoista koostuviin PV-aurinkovoimajärjestelmiin ja keskittäviin aurinkovoimajärjestelmiin. PV-aurinkovoimajärjestelmissä auringonsäteilyn energia absorboidaan ja muunnetaan sähköksi aurinkokennoista koostuvien aurinkopaneeleiden avulla. Keskittävät aurinkovoimajärjestelmät voidaan toimintatavan perusteella jaotella kahteen eri pääluokkaan: 1) keskittävät aurinkolämpövoimalat, joissa auringon säteilyenergia muunnetaan ensin aurinkokeräimien avulla lämmöksi, jonka jälkeen perinteisen lämpövoimalan tavoin lämpö muutetaan edelleen sähköksi generaattorissa ja 2) keskittävät aurinkokennovoimalat, joissa auringon energia keskitetään aurinkokeräimien avulla pienemmälle paneelipinta-alalle. Tässä työssä keskitytään tarkastelemaan vain aurinkokennoista koostuvia PV-aurinkovoimajärjestelmiä, sillä kotitalouskäyttöön tarkoitetut kaupalliset järjestelmät perustuvat pääsääntöisesti aurinkokennoteknologiaan. [7]

2.2.1 Aurinkokennon toimintaperiaate

Tällä hetkellä kaupalliset aurinkokennot koostuvat yksinkertaistetusti kahdesta päällekkäin sijoitetusta erityyppisestä puolijohde-elektrodista [8]. Aurinkokennon puolijohdemateriaaleja seostetaan esimerkiksi fosforilla, jolloin materiaaliin syntyy ylimääräisiä varauksenkuljettajia ja materiaalin johtavuus paranee. Tämän tyyppistä negatiivisen varauksen omaavaa materiaalia kutsutaan n-aineeksi. Kennossa käytetty p-aine puolestaan saadaan seostamalla puolijohdemateriaalia esimerkiksi alumiinilla. Tällöin aineeseen muodostuu aukko, jota voidaan käsitellä ylimääräisenä positiivisena varauksenkuljettajana. Asettamalla p- ja n-aineet vierekkäin, saadaan kennoon muodostettua pn-liitos. [9, 10] Kuvassa 2 on esitetty kaupallisen pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate.



Kuva 2. *Kaupallisen pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate [8].*

Valosähköisen ilmiön seurauksena auringon säteilyssä tuleva fotoni virittää puolijohteessa olevan elektronin valenssivyöstä johtavuusvyöhön. Kennon sisälle muodostuvassa sähkökentässä virittyneet elektronit voivat liikkua p-puolelta n-puolelle ja kohdatessaan aukon voivat elektroni ja aukko yhdistyä. Aurinkokennossa sähkövirta syntyy, kun fotonin virittämä elektroni eroaa aukosta eikä kennon sisäisen sähkökentän seurauksena tapahdu enää elektronien ja aukkojen yhdistymistä. Kytkemällä kenno ulkoiseen piiriin saadaan elektronit talteen ja muodostettua tasasähköä. [9, 10]

2.2.2 Aurinkovoimajärjestelmän keskeisimmät osat

Kaupallisen aurinkovoimajärjestelmän keskeisin osa on aurinkopaneeli, joka koostuu useista toisiinsa kytketyistä koteloiduista aurinkokennoista. Halutusta jännitteestä ja virrasta riippuen kennoja voidaan kytkeä joko sarjaan tai rinnan. [11] Tällä hetkellä kaupal-

lisia aurinkokennotyyppejä ovat piikide- ja ohutkalvokennot. Näistä aurinkokennoista piikidekennot ovat merkittävästi yleisempiä kuin ohutkalvokennot. Tarjolla olevista aurinkokennoista noin 90 prosenttia on piikidekennoja. [8] Ero kennojen yleisyydessä johtuu osittain kennotyyppien hyötysuhteiden välisestä erosta. Piikidekennoista valmistettujen aurinkopaneelien hyötysuhde voi olla jopa 25 prosenttia, mutta kaupallisissa sovelluksissa hyötysuhde on tyypillisesti kuitenkin noin 15–20 prosenttia. Ohutkalvokennoista valmistettujen paneelien hyötysuhde on puolestaan noin 6–10 prosenttia alhaisempi piikidekennoihin verrattaessa. [7] Molempien näiden kaupallisiin sovelluksiin tarkoitettujen paneelien käyttöikä on tyypillisesti noin 20–30 vuotta [12].

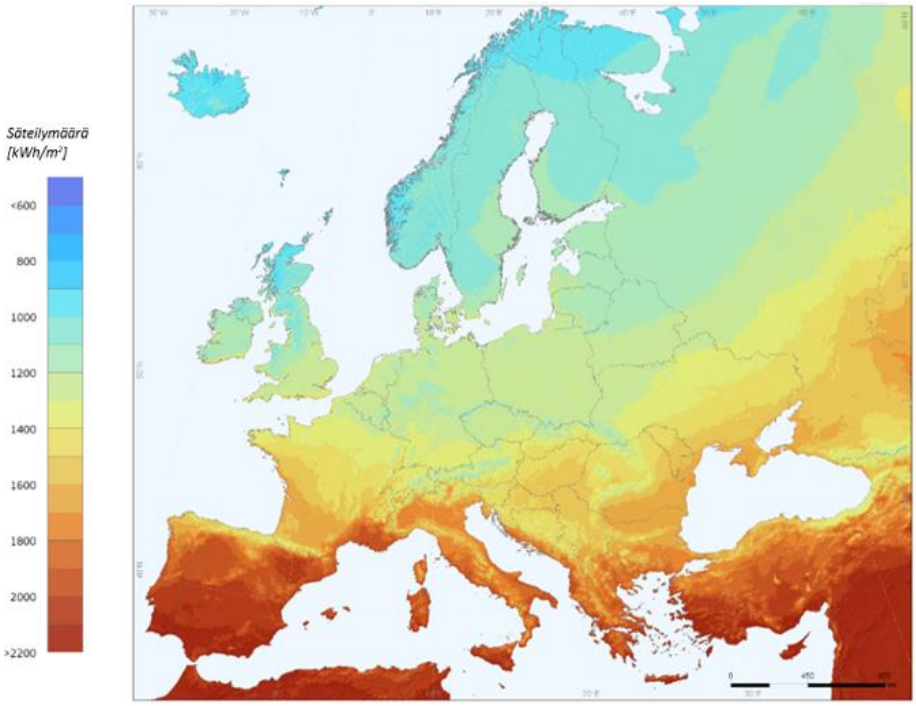
Jotta tasasähköä tuottava aurinkovoimajärjestelmä voidaan liittää valtakunnalliseen sähköverkkoon, tarvitaan järjestelmään lisäksi vaihtosuuntaaja eli invertteri. Invertterin tehtävä on muuttaa tasavirta vaihtovirraksi ja optimoida paneelien napajännitettä siten, että paneeleista saatava teho on mahdollisimman korkea. [11] Invertterien teknologia on hyvin vakiintunut ja kansainvälinen kaupallinen standardi invertterien hyötysuhteelle on 98 prosenttia. Korkean hyötysuhteen vuoksi invertteri ei vaikuta juurikaan aurinkovoimajärjestelmän kokonaistuotantoon. [12] Invertterin käyttöikä on tavallisesti puolet itse paneelien käyttöiästä eli noin 10–15 vuotta [13].

2.3 Vuotuisen energiatuotannon arviointi Tampereella

Aurinkovoimajärjestelmän vuotuiseen energiantuotantoon vaikuttavat paneelien hyötysuhteen ja maantieteellisestä sijainnista riippuvaisen paikallisen säteilymäärän lisäksi muun muassa paneelien kallistuskulma, lämpötila ja varjostukset. Vuotuisen energiantuotannon lisäksi nämä tekijät vaikuttavat myös tuotannon vuosijakaumaan.

2.3.1 Auringon säteily Suomessa

Paikallinen vuotuinen auringon säteilymäärä vaikuttaa lähes poikkeuksetta eniten aurinkovoimajärjestelmän vuotuiseen energiantuotantoon. Paikalliseen säteilymäärään puolestaan vaikuttavat maantieteellisen sijainnin lisäksi myös säätekijät. Säätekijöiden kuten vähäisemmän pilvisyyden ja sateisuuden vuoksi Suomessa saadaankin auringon energiasta tuotettua lähes yhtä paljon sähköä kuin Pohjois-Saksassa. Suomessa aurinkosähkön tuotanto kuitenkin vaihtelee vuodenaikojen mukaan enemmän kuin Keski- ja Etelä-Euroopassa, sillä Suomessa säteily keskittyy vahvemmin kesäkuukausille. [14, 15] Tämän vuoksi talvisin kerääntyvä aurinkosähkötuotanto riittää Suomessa tyypillisesti vain pienen osan kattamiseen pientuottajan sähkön kulutuksesta ja kesäisin aiheutuu ylijäämätuotantoa, jonka kuluttaja voi myydä verkkoyhtiölle. Kuvassa 3 on esitetty auringon säteilyn vuotuinen kokonaismäärä Euroopassa optimaalisesti suunnatulle tasolle.



Kuva 3. *Auringon vuotuinen kokonaissäteilymäärä pinta-alayksikköä kohden Euroopassa mukaillen lähdettä [16].*

Aurinkosähkösovelluksissa tarkastellaan tyypillisesti auringon säteilyn vuotuista kokonaismäärää, joka koostuu auringosta suoraan tulevan säteilyn lisäksi pilvien, ilmakehän ja maan heijastamasta hajasäteilystä [10]. Suomessa keskimäärin noin puolet auringon kokonaissäteilystä on hajasäteilyä, mutta pilvisinä päivinä hajasäteilyn osuus kokonaissäteilystä voi olla jopa 80 % [15]. Kuten kuvan 3 perusteella on havaittavissa, on vuotuisen kokonaissäteilyn määrässä Suomen sisällä jonkin verran eroa: Etelä-Suomessa Helsingissä kokonaissäteilyn määrä on noin 980 kWh/m^2 ja Pohjois-Suomessa Sodankylässä puolestaan noin 790 kWh/m^2. [14]

2.3.2 Tuotantoon vaikuttavat häviötekijät

Aurinkovoimalan tuotantoon vaikuttavat auringon säteilymäärän lisäksi useat erinäiset tekijät, kuten paneelien kallistuskulma, lämpötila ja varjostukset. Tuotantoon vaikuttavien häviötekijöiden huomioiminen aurinkovoimainvestoinnin suunnitteluvaiheessa on tärkeää, jotta auringosta saatava säteilyenergia saadaan hyödynnettyä mahdollisimman tehokkaasti. [17]

Paneeleiden kallistuskulma vaikuttaa sekä järjestelmän kokonaistuotantoon että tuotannon vuosijakaumaan. Kallistuskulmalla tarkoitetaan aurinkopaneelien etupinnan ja vaakatason välistä kulmaa, mikä ilmoitetaan asteina suhteessa horisonttiin. Tällöin 0° kallistuskulma tarkoittaa paneelien olevan vaakatasossa maassa ja 90° tarkoittaa paneelien

olevan täysin pystysuunnassa. Tyypillisesti paneelien asennuskulma on 30° ja 60° välillä, koska muulloin paneelien vuosituotanto heikkenee merkittävästi. [10] Suomessa tasakattoasennuksena toteutetut järjestelmät kuitenkin asennetaan tyypillisesti 15°–20° kulmaan, koska teoreettiseen optimikulmaan verrattuna matalampi kulma on kustannustehokkaampi ratkaisu. Kustannustehokkuus on seurausta pienemmästä tuulikuormasta, jonka vuoksi paneelien asennustapa on halvempi ja yksinkertaisempi. [18] Liian alhainen asennuskulma on kuitenkin ongelmallinen ja yleisesti alle 15 asteen kallistuskulmaa pidetään liian matalana, koska se mahdollistaa paneelien sähköntuottoa häiritsevän pölyn, lian ja lumen kerääntymisen paneelien pinnalle. [15]

Puolijohdemateriaaleista valmistettujen aurinkokennojen käyttäytyminen on riippuvainen myös lämpötilasta. Tyypillisesti aurinkopaneelien valmistajat ilmoittavat lämpötilan vaikutuksen paneelien tehoon suhteessa standardilämpötilaan 25 °C. Lämpötilan vaikutus vaihtelee eri paneelityypeillä, mutta jo parin asteen lämpötilan nousu yli standardilämpötilan heikentää tuotantoa noin prosentilla. Aurinkopaneelien ympäristössä lämpötila voi kohota 70 °C asti, minkä vuoksi aurinkopaneelien jäähdyttäminen on tärkeää. Esimerkiksi tuulta on kannattavaa hyödyntää järjestelmän jäähdyttämisessä, sillä paneelien energiantuotto voi pahimmillaan pudota jopa 30 prosentilla telinerakenteen ollessa heikosti tuulettuva. [10, 17]

Varjostusten merkittävyys puolestaan häviötekijänä johtuu pääosin paneelien sarjaan kytkennästä paneeliketjuiksi. Sarjaan kytkennän seurauksena jo pienikin osittainen varjostuma voi heikentää koko aurinkovoimajärjestelmän energiantuotantoa. Tuotanto voi pahimmillaan lakata kokonaan sarjaan kytkettyjen aurinkokennojen jännitteen pudotessa siten, ettei järjestelmän säätö kykene selviämään tilanteesta. [10] Erityisesti kiinteästi asennettujen aurinkovoimajärjestelmien sijoittelussa on tärkeää pystyä minimoimaan varjostukset. Sijoittelussa tulee myös huomioida aurinkovoimajärjestelmien pitkä elinikä, jonka vuoksi mahdolliset maisemanmuutokset ovat todennäköisiä. Järjestelmän elinkaaren aikana esimerkiksi voimalan ympäristön lisääntynyt kasvillisuus ja korkeiden rakennusten rakentaminen lisäävät varjostusten haittavaikutuksia. [18]

Vaikka näiden tekijöiden haittavaikutuksia voidaan vähentää aurinkovoimajärjestelmän huolellisella suunnittelulla, tulee tekijöiden merkitys ottaa huomioon arvioitaessa energiantuotannon suuruutta. Tämän vuoksi työssä kokonaissäteilyn määränä on käytetty 891 kWh/kW_p, joka vastaa optimaalisesti suunnatun tason mukaista lukemaa Tampereella huomioiden 10 % häviön [19]. Työssä on edellä mainittujen häviötekijöiden lisäksi huomioitu ajan mittaa tapahtuva paneelien tehon pieneneminen, jonka seurauksena järjestelmän vuosittainen energiantuotannon vähenemä on noin 0,5 % vuodessa [10].

3. SÄHKÖMARKKINAT JA YLIJÄÄMÄSÄHKÖN MYYNTI

Tässä luvussa tarkastellaan ensin pohjoismaiden sähkömarkkinoita ja joustamattoman pientuotannon yleistymisen vaikutuksia markkinoihin. Tämän jälkeen luvussa tarkastellaan sähkön kokonaishinnan muodostumista Suomessa. Kokonaishinnan muodostumista käsitellään työssä aurinkovoiman kannattavuuden arvioimiseen tarvittavien lukuarvojen näkökulmasta. Luvun lopussa käsitellään vielä edellytyksiä ylijäämäsähkön myymiseen verkkoyhtiölle ja arvioidaan, kuinka suuren myyntihinnan pientuottaja saa tuotannosta yli jäävästä energiasta.

3.1 Sähkömarkkinat

Pohjoismaissa on käytössä yhteiset sähkön tukkumarkkinat, jossa kauppaa käydään NordPool-sähköpörssissä. Keskeisin pörssin useasta markkinasta on ElSpot-vuorokausimarkkina, jossa sähkön tukkuhinta muodostuu seuraavan vuorokauden jokaista tuntia varten erikseen. [20] ElSpot-markkinoiden mukainen markkinahinta on yleisesti käytetty sähkön referenssihinta [21].

Vuorokausimarkkinoiden sulkeuduttua käydään markkinoilla seuraavaksi kauppaa Elbas-markkinoilla jokaiselle tunnille erikseen. Erityisesti kansallisten kantaverkkoyhtiöiden hallinnoimat säätösähkö- ja reservimarkkinat seuraavat Elbas-markkinoita. Säätösähkö- ja reservimarkkinoiden tarkoituksena on ylläpitää tehoa ja tasata markkinoiden kysynnän ja tarjonnan mukaisten muuttuvien olosuhteiden vaikutusta. Kysynnällä ja tarjonnalla on vaikutusta erityisesti sähköverkon taajuuteen. Taajuus laskee tuotannon ollessa kulutusta pienempi ja kasvaa tuotannon ollessa kulutusta suurempi. Suuret häiriöt taajuudessa puolestaan häiritsevät erilaisten laitteiden toimintaa ja voivat pahimmillaan aiheuttaa sähkökatkoksia. [22, 23]

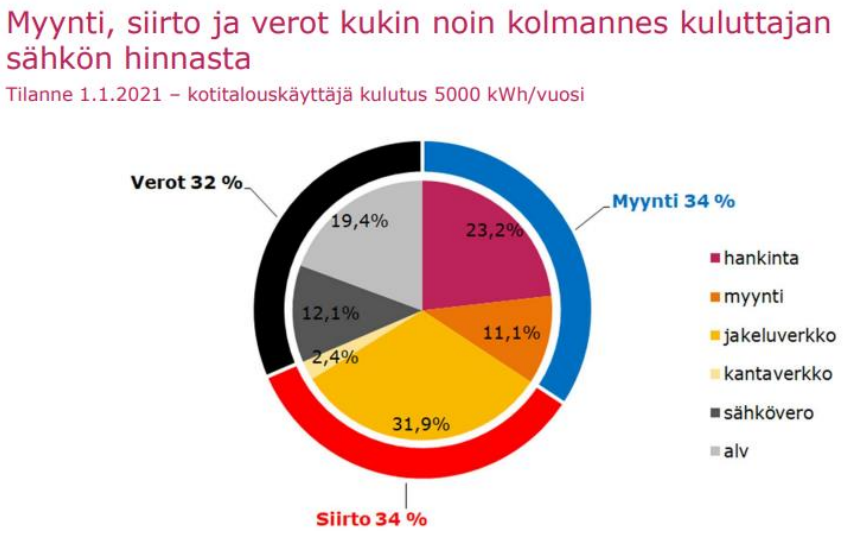
Suomi on melko riippuvainen tuontisähköstä, minkä vuoksi sähkömarkkinoilla Suomen aluehintaan vaikuttaa oleellisesti myös muiden maiden energiantuotanto. Esimerkiksi sademäärät Norjassa ja Ruotsissa vaikuttavat aluehintaan, sillä näissä maissa vesivoimalla tuotetaan sähköä runsaasti. Sademäärien kasvaessa markkinoilla on saatavilla sähköä enemmän, jonka seurauksena hinnat laskevat. Pohjoismaiden sähkömarkkinat ovat lisäksi tiiviisti kytköksissä myös Saksan sähkömarkkinoihin. Saksassa kivihiilen ja maakaasun osuudet sähköntuotannosta ovat korkeat, jonka vuoksi myös kivihiilen ja päästöoikeuksien hinnat vaikuttavat vielä toistaiseksi merkittävästi Suomen aluehintaan.

Aurinkovoiman pientuotannon näkökulmasta Suomen aluehinta on oleellinen, sillä tämä vaikuttaa tyypillisesti ylijäämäsähköstä saatavaan myyntihintaan. [24, 25]

Joustamattoman tuotannon lisääntyvä määrä verkossa aiheuttaa haasteita nykyiselle markkinamallille. Esimerkiksi ydinvoima on joustamatonta tuotantoa, sillä sen säädettävyys on vähäistä. Aurinkovoiman tuottoa voidaan puolestaan pitää joustamattomana verrattuna fossiilisiin energialähteisiin, sillä aurinkovoimaa ei voida lähtökohtaisesti säätää ylöspäin. Jotta nykyinen pelkästään energialla käytävään kauppaan perustuva sähkömarkkinamalli säilyy jatkossakin joustamattoman aurinkoenergian tuotannon lisääntyessä, tarvitaan kysyntäjoustoa lisää. Kysyntäjoustolla tarkoitetaan sähkönkäytön hetkellistä siirtämistä tehotasapainon hallinnan tarpeisiin tai tunneille, jolloin sähkö on edullisempaa matalamman kulutuksen vuoksi. [26]

3.2 Sähkön hinta

Suomessa kuluttajan sähkön kokonaishinta muodostuu kolmesta osasta; energiamaksusta, sähkönsiirron hinnasta sekä sähkö- ja arvonlisäveroista. Näistä sähkön siirron hintaan kuluttaja ei voi vaikuttaa, vaan se perustuu alueelliseen hinnoitteluun. Tämän vuoksi työssä siirrosta aiheutuvia perusmaksuja ei huomioida laskennassa. Kuluttaja voi kuitenkin vaikuttaa sähköenergian hintaan kilpailuttamalla eri yhtiöiden tarjoamia sopimusvaihtoehtoja. Tyypillisesti kotitalouskäyttäjän sähkön hinnasta yli puolet koostuu sähkösiirron hinnasta ja veroista. [27] Tyypillisen kotitalouskäyttäjän sähkön hintarakenne on esitetty tarkemmin kuvassa 4.



Kuva 4. *Kotitalouskäyttäjän sähkön hintarakenne vuoden 2021 alussa mukaillen lähdettä [28].*

Tampereella alueellisesta siirtohinnoittelusta vastaa Tampereen Sähköverkko Oy ja työssä on oletettu tuottajan hankkivan ostosähkönsä Tampereen Sähkölaitos Oy:ltä. Tämän mukaisesti työssä on käytetty siirtohintana yleissiirron mukaista arvoa 3,1868 snt/kWh ja sähköverona luokan I mukaista arvoa 2,79372 snt/kWh. [29] Vastaavasti ostosähkön hintana on käytetty Tampereen Sähkölaitos Oy:n tämän hetken halvimman toistaiseksi voimassa olevan sähkösopimuksen mukaista energian hintaa eli 6,68 snt/kWh [30]. Näiden osakustannusten summana sähköenergian ostokustannusten suuruudeksi saadaan noin 12,66 snt/kWh.

3.3 Ylijäämäsähkön myynti

Suomessa kenellä tahansa on oikeus ryhtyä sähkön pientuottajaksi. Pientuottajan on mahdollista myydä aurinkovoimajärjestelmänsä tuottamaa ylijäämäsähköä, mikäli järjestelmä on liitetty sähköverkkoon vaadittujen sähköturvallisuusstandardien mukaisesti. Tämän jälkeen tuottaja voi tehdä sopimuksen ylijäämäsähkön myymisestä valitsemansa sähkön myyjän kanssa. Verkkoon syötettyä sähköä seurataan tunneittain verkkoyhtiön sähkömittareilla ja sähkön syöttäminen verkkoon on kiellettyä, ellei sähkölle ole ostajaa. [31, 32]

Tällä hetkellä pientuottajille maksetaan ylijäämäsähköstä tyypillisesti pörssisähkön mukainen markkinahinta. Työssä pörssisähkön hintana on käytetty vuoden 2020 Nord Pool -sähköpörssin keskihintaa, eli 3,47 snt/kWh [33]. Työssä on oletettu, että tuottaja myy ylijäämäsähkönsä paikalliselle Tampereen Sähkölaitos Oy:lle, joka veloittaa sähköpörssin hinnasta sähkön myynnin välityspalkkiona 0,30 snt/kWh [34]. Tällöin pientuottajalle maksetaan siis arviolta 3,17 snt/kWh ylijäämäsähköstä.

4. TARKASTELTAVAT AURINKOVOIMAJÄRJESTELMÄT

Tässä luvussa tarkastellaan ensin aurinkovoimajärjestelmän mitoitusta. Tämän jälkeen tarkastellaan järjestelmiin liittyviä investointikustannuksia ja esitetään työssä käytettyjen järjestelmien investointikustannukset kotitalousvähennyksen jälkeen. Luvun lopussa tarkastellaan, mistä aurinkovoimajärjestelmien elinkaarikustannukset koostuvat ja arvioidaan näiden kustannusten suuruutta.

4.1 Aurinkovoimajärjestelmän mitoitus

Jotta aurinkovoimajärjestelmän kannattavuus saadaan optimoitua, tulee järjestelmä mitoittaa huolellisesti. Tällä hetkellä järjestelmä on kannattavinta mitoittaa siten, että jakeluverkosta tarvittava sähköenergian määrä on mahdollisimman pieni. Järjestelmän ylimitoitus ei ole puolestaan kannattavaa ylijäämäsähkön alhaisesta myyntihinnasta johtuen. Ylimitoitukselta voidaan välttyä mitoittamalla järjestelmä esimerkiksi kohteen pohjakulutuksen mukaan. Pohjakulutuksella tarkoitetaan tarkasteltavan kohteen jokaisena tuntina vähintään kuluttamaa energiamäärää. Kesäaikaan sähkön kulutuksen pohjakuorma koostuu pääosin kylmälaitteiden ja muiden laitteiden valmiustilojen kuluttamasta sähkön määrästä. [35, 36]

Pohjakulutuksen määrittäminen on yleensä yksinkertaista, sillä Suomessa sähköenergian kulutusta mitataan tyypillisesti kaikissa käyttöpaikoissa tuntikohtaisesti. Tämän vuoksi olemassa olevissa kohteissa sähköenergian kulutuksesta on saatavilla mittausdataa runsaasti. Jo yhden vuoden mittaustietojen avulla kohteen pohjakulutus saadaan melko tarkasti selvitettyä. Kun uudisrakennukseen suunnitellaan aurinkovoimajärjestelmää, ei käytössä ole vastaavia mittaustietoja, jonka vuoksi tällöin lähtökohdaksi voidaan ottaa vastaavan tyyppisen rakennuksen käyttöprofiili. [35]

Sähkön kulutusta on myös mahdollista jakaa tasaisemmin eri vuorokaudenaikoihin automaation avulla. Automaatiolla kulutusta on mahdollista lisätä hetkinä, jolloin aurinkosähköä on saatavilla enemmän. Käytännössä esimerkiksi lämminvesivaraaja voidaan ohjata olemaan päällä päiväaikaan. Vaikka automaatio-ominaisuudet tyypillisesti lisäävät aurinkovoimahankkeen kustannuksia, saattavat nämä ominaisuudet tehostaa aurinkosähkön hyödyntämistä ja tämän vuoksi vaikuttaa myönteisesti investoinnin kannattavuuteen. [35, 37]

Koska kannattavuus on riippuvainen järjestelmän mitoituksesta, on työssä aurinkovoimajärjestelmien kannattavuutta tarkasteltu vertailemalla kolmea eri kokoista Tampereen Sähköverkko Oy:n omakotitaloille suunnittelemaa aurinkopaneelipakettia. Taulukossa 1 on esitetty tarkasteltavien aurinkovoimajärjestelmien paneelien lukumäärät, huipputehot ja asennettujen paneelien vaatimat pinta-alat.

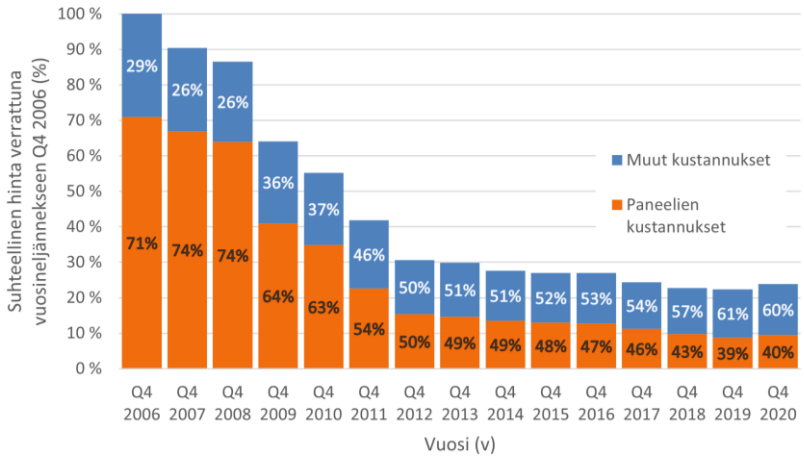
Taulukko 1. *Aurinkopaneelipakettien ominaisuudet mukaillen lähdettä [38].*

Paketti	Paneeleita (kpl)	Huipputeho (kW_p)	Pinta-ala (m^2)
Small	10	3,0	17
Medium	14	4,2	24
Large	18	5,4	31

Taulukossa 1 esitettyjen paneelipakettien lisäksi Tampereen Sähköverkko Oy tarjoaa myös suurempia aurinkovoimajärjestelmiä jopa 58 m^2 asti. Paketit Small, Medium ja Large kuitenkin vastaavat kotitalouskäyttöön tulevia aurinkovoimajärjestelmiä riittävän tarkasti.

4.2 Järjestelmien investointikustannukset

Aurinkovoimajärjestelmän hinta koostuu järjestelmän suunnittelusta, asennuksesta ja siihen kuuluvien laitteiden (aurinkopaneelit, invertteri sekä kiinnitys- ja muut tarvikkeet) hinnasta. Suomessa rakennusten katoille asennettujen aurinkovoimajärjestelmien hintakehityksestä ei ole saatavilla riittävän kattavia tilastotietoja, mutta hintakehityksen voidaan olettaa seuraavan muiden Euroopan maiden vastaavaa hintakehitystä. [39] Kuvassa 5 on esitetty rakennusten katoille asennettavien 10–100 kW_p aurinkovoimajärjestelmien hintakehitys Saksassa vuosilta 2006–2020.



Kuva 5. *Katoille asennettavien aurinkovoimajärjestelmien hintakehitys Saksassa mukaillen lähdettä [39].*

Vaikka alle 10 kW_p järjestelmien hinnat ovat tyypillisesti korkeampia kuin kuvassa 5 esitettyjen 10–100 kW_p järjestelmien hinnat, on näiden molempien kustannusten kehitys ollut samankaltainen. Kuvan 5 mukaisesti aurinkovoimajärjestelmien hinnat ovat laskeneet huomattavasti, ja maailmalaajuisesti kuluvan vuosikymmenen aikana lasku on ollut yli 80 prosenttia [39]. Kuvan 5 perusteella hinnat ovat laskeneet erityisesti vuosien 2006–2012 välillä, jonka jälkeen lasku on ollut tasaisempaa vuoteen 2020 asti.

Aurinkovoimajärjestelmien hintojen laskeminen on ollut kuvan 5 mukaisesti pääasiassa seurausta aurinkopaneelien kustannusten laskemisesta. Vuodesta 2013 lähtien aurinkovoimajärjestelmien hinnasta vajaa puolet on koostunut enää paneelien hinnasta ja vuonna 2020 paneelien osuus kokonaisinvestoinneista oli 40 prosenttia. Tämän vuoksi nykyisin asennus muodostaa merkittävän osan aurinkoenergian kustannuksista ja yleisesti työvoimakustannukset voivat muodostaa jopa kolmasosan järjestelmän koko eliniän kustannuksista [10].

Yksityishenkilöillä on mahdollisuus hakea tukea aurinkovoimajärjestelmän käyttöönottoon. Ostaessaan asennuksen yritykseltä, voi yksityishenkilö hakea esimerkiksi kotitalousvähennystä. Vuonna 2021 kotitalousvähennyksen osuus on 40 prosenttia järjestelmän asennuskustannuksista ja vähennystä saa korkeintaan 2250 euroa. [40, 41] Taulukossa 2 on esitetty työhön valittujen aurinkopaneelipakettien alkuinvestointikustannukset ja asennustyön suuruus kotitalousvähennyksen jälkeen. Taulukkoon on lisäksi laskettu sekä asennustyön osuus että koko alkuinvestoinnin suuruus kotitalousvähennyksen jälkeen.

Taulukko 2. *Aurinkopaneelipakettien hankintakustannukset mukaillen lähdettä [38].*

Paketti	**Hinta asennettuna alkaen (€)**	**Asennustyön osuus (€)**	**Asennustyön osuus kotitalousvähennyksen jälkeen (€)**	**Investointikustannusten suuruus kotitalousvähennyksen jälkeen (€)**
Small	4990	2600	1560	3950
Medium	5990	2820	1692	4862
Large	6990	3200	1920	5710

Taulukosta 2 nähdään, että asennustyön osuus on noin puolet koko aurinkovoimajärjestelmän alkuinvestoinnista ennen kotitalousvähennystä. Koska tällä hetkellä kotitalousvähennys on kohtuullisen suuri, taulukon 2 mukaisesti voidaan havaita asennustyön osuudeksi vähennyksen jälkeen jäävän enää noin reilu kolmasosa koko alkuinvestoinnista.

4.3 Järjestelmien elinkaarikustannukset

Invertterin vaihto on yksi harvoista tarvittavista toimenpiteistä aurinkovoimajärjestelmän elinkaaren aikana. Tämän seurauksena järjestelmän elinkaaren ajan kustannuksiin vaikuttaa huomattavasti, miten usein invertteriä joudutaan vaihtamaan. Invertterin hinta on noin 15–20 % koko aurinkovoimajärjestelmän hinnasta [42] ja tyypillisesti invertterien elinikä on noin puolet paneelien eliniästä eli 10–15 vuotta [13]. Verkkoon kytketyn hyvälaatuisen invertterin elinikä Suomessa on todennäköisesti kuitenkin yli 20 vuotta ja tällöin invertteri joudutaan vaihtamaan vain kerran koko aurinkovoimajärjestelmän elinkaaren aikana. [18]

Invertterin vaihtotyöstä vastaa sähköurakoitsija [43], mikä kasvattaa vaihdon kustannuksia. Kuitenkaan varsinaista huoltoa invertteri ei itsessään vaadi, mutta osassa invertereissä käytetään jäähdytyspuhaltimia, jotka joudutaan mahdollisesti uusimaan laitteen elinkaaren aikana. [18]

Tässä työssä invertteriin liittyvät elinkaarikustannukset on oletettu olevan 18 % alkuinvestoinnin suuruudesta ja kulujen on oletettu tapahtuvan 15. käyttövuoden aikana. Koska invertterin vaihdosta koituvat kulut ovat melko korkeat ja invertterin elinikä on lyhyempi kuin muun järjestelmän, on sen vaihtoon liittyvät kulut kannattavaa huomioida jo aurinkovoimajärjestelmän suunnitteluvaiheessa.

Muut aurinkovoimajärjestelmien elinkaarikustannukset muodostuvat pääosin järjestelmään liittyvistä huolto- ja kunnossapitokustannuksista. Vaikka paneelit eivät vaadi juurikaan huoltoa, voi olosuhteista riippuen paneelien pesu vedellä olla tarpeen. Erityisesti pinttynyt näkyvä lika paneelien pinnalla, puiden lehdet ja risut kannattaa poistaa paneelien päältä, jotta paneelit pystyvät toimimaan suunnitellulla tavalla. [42]

Talvella puolestaan paneelien päälle kertyvä lumi vaikuttaa sähköntuotantoon. Yleisesti lunta ei kuitenkaan suositella poistettavan itse katolle asetettujen paneelien päältä, sillä lumenpoistovälineet voivat vaurioittaa paneeleita. Lumen poistaminen on lisäksi riski lumepoistajalle, ja saatava hyöty on pieni paneelien vähäisemmän tuotannon vuoksi talvisin. Turvallisuussyistä tarvittavat huolto- ja kunnossapitotoimet voi myös teettää ammattilaisella. [42, 43]

Vähäisen huoltotarpeen vuoksi työssä järjestelmien vuosittaisten huolto- ja kunnossapitotoimista koituvien kulujen on oletettu olevan 1 % alkuinvestoinnin suuruudesta. Näin ollen kalleimmissakin kotitalouskäyttöön tarkoitetuissa aurinkovoimajärjestelmissä vuosittaiset menoerät ovat tyypillisesti alle 100 €.

5. KANNATTAVUUDEN ARVIOIMINEN

Aurinkovoimajärjestelmän hankinta on pitkäaikainen investointi ja edellisten lukujen mukaisesti järjestelmän kannattavuuteen vaikuttavat useat eri tekijät. Työssä aiemmin mainittujen tekijöiden lisäksi investoinnin kannattavuuteen vaikuttaa oleellisesti myös ylijäämätuotannon osuus järjestelmän vuosituotannosta, käytetty laskentakorko ja ostosähkön hinnan kasvu. Tämän vuoksi kannattavuuslaskelmat on työssä laskettu erikseen 10 %, 50 % ja 90 % ylijäämäosuuksille. Työssä laskentakorkona on käytetty 2 % ja sähkön hinnan vuosittainen kasvu on oletettu käytetyn laskentakoron kanssa yhtä suureksi. Valitulla korkokannalla pyritään huomioimaan inflaation vaikutus aurinkovoimainvestoinnin kannattavuuteen. Alla on koottuna kannattavuuslaskelmissa käytetyt parametrit, jotka pysyvät vakiona riippumatta tarkasteltavasta järjestelmästä:

- Paneelien käyttöikä 25 vuotta
- Invertterin käyttöikä 15 vuotta
- Arvioitu aurinkosähkövoimalan vuosituotto Tampereella 891 kWh/kW_p
- Paneelien vuosittainen tuotannon heikentyminen 0,5 %
- Sähköenergian ostokustannusten suuruus alussa 12,66 snt/kWh
- Ylijäämäsähkön myyntihinta 3,17 snt/kWh
- Laskentakorkokanta 2 %
- Arvio ostosähkön hinnan vuosittaisesta noususta 2 %

Taulukkoon 3 on puolestaan koottuna kannattavuuslaskennan parametrit, jotka ovat riippuvaisia tarkasteltavasta aurinkovoimajärjestelmästä.

Taulukko 3. *Tarkasteltavasta järjestelmästä riippuvaiset laskennan parametrit.*

Paketti	Small	Medium	Large
Nimellisteho (kW_p)	3,0	4,2	5,4
Vuosituotto alussa (kWh)	2673,0	3742,2	4811,4
Investointikustannukset (€)	3950	4862	5710
Ylläpitokulut (€/v)	39,5	48,6	57,1
Invertterin vaihto (€)	711,0	875,2	1027,8

Todellisuudessa kannattavuuteen vaikuttaa vielä näiden tekijöiden lisäksi myös rahoituksen kulut [10]. Työssä järjestelmät on kuitenkin oletettu hankittavan kertaostoksena. Tällöin investointikustannukset maksetaan siis ensimmäisen vuoden aikana, eikä järjestelmään liity ylimääräisiä rahoituskustannuksia. Lisäksi työssä aurinkovoimajärjestelmien jäännösarvo on oletettu nollaksi, koska aurinkovoimajärjestelmistä ei ole saatavilla riittävän yksityiskohtaisia tietoja tämän määrittämiseksi.

Tässä luvussa vertaillaan ensin valittujen aurinkovoimajärjestelmien takaisinmaksuaikoja, jonka jälkeen vastaava vertailu toteutetaan järjestelmien nettonykyarvoille. Näiden laskentamenetelmien avulla voidaan muodostaa kattava kokonaiskuva aurinkovoiman kannattavuudesta Tampereella. Vertailujen jälkeen luvun lopussa käsitellään vielä lainsäädännön muutosten vaikutuksia pientuotannon kannattavuuteen.

5.1 Takaisinmaksuaikojen vertailu

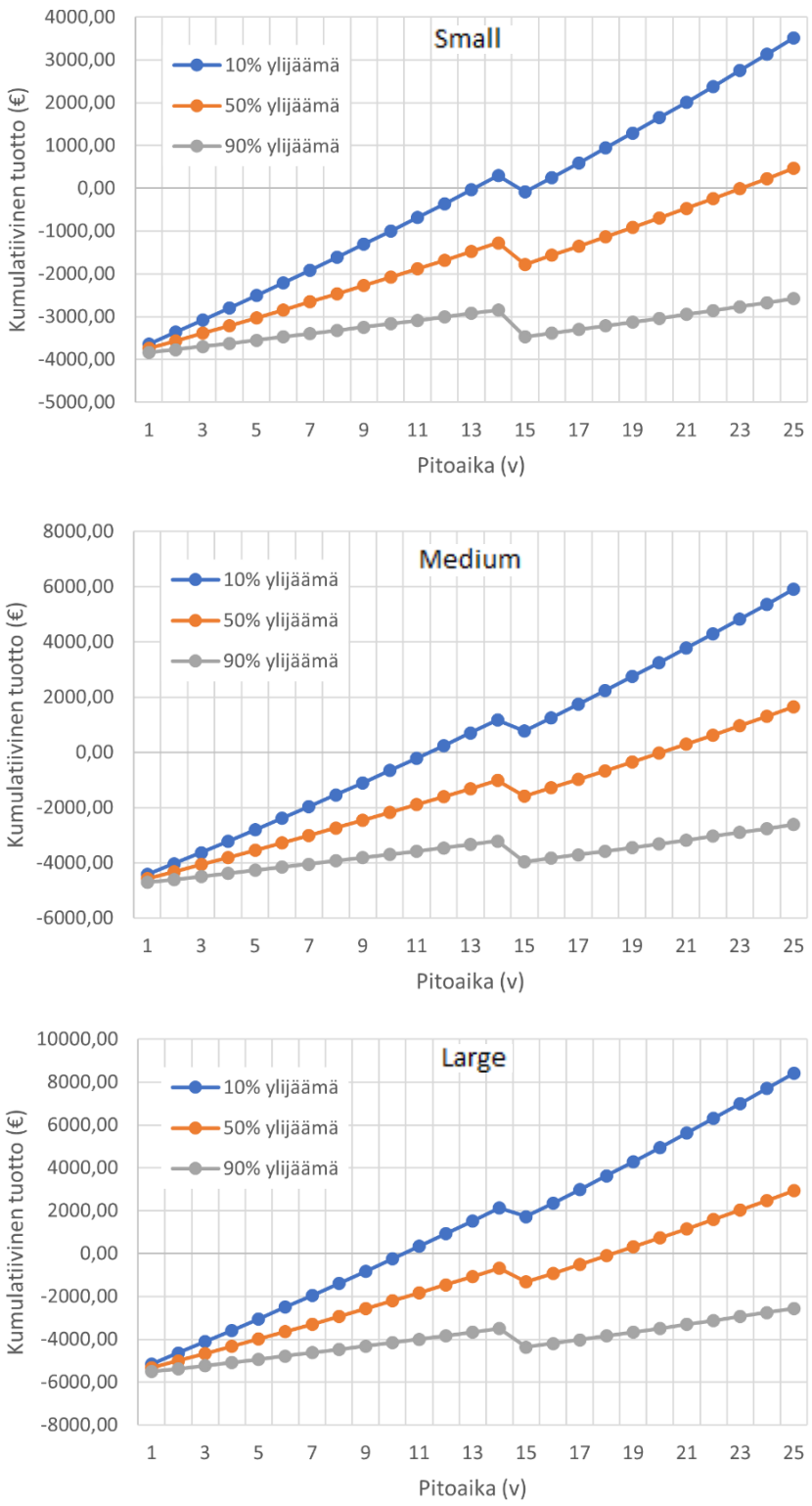
Aurinkovoimajärjestelmään sijoittavan pientuottajan näkökulmasta kannattavuutta on mielekästä mitata investoinnin kumulatiivisen tuoton kautta ja tällöin oleellista on saada aurinkovoimahankkeen tuotot ylittämään investointikustannukset. Tähän soveltuva kannattavuuslaskelmamenetelmä on takaisinmaksumenetelmä. Takaisinmaksuajalla tarkoitetaan aikaa, johon mennessä investoinnin nettotuotot kattavat hankintamenot. [44]

Perustapauksessa takaisinmaksu lasketaan kaavaa

$$Takaisinmaksuaika = \frac{Investoinnin\ hankintameno}{Vuotuiset\ nettokassavirrat} \tag{1}$$

käyttäen. Työssä takaisinmaksuaikaa ei kuitenkaan voida laskea kaavan 1 mukaisen perustapauksen mukaisesti, sillä työssä tarkasteltavien aurinkovoimajärjestelmien vuotuiset nettokassavirrat eivät ole vakiosuuruisia aurinkovoimajärjestelmien energiantuotannon vuosittaisen vähenemän ja sähkön hinnan vuosittaisen muutoksen vuoksi. Tämän sijaan takaisinmaksuaika saadaan selville korollisen kumulatiivisen kassavirran kääntyessä positiiviseksi. [44]

Liitteessä A on esitetty esimerkkinä paneelipaketin Small kannattavuuslaskelma ylijäämätuotannon ollessa 10 % ja kuvassa 6 esitetyt tulokset on laskettu liitteen A mukaisesti muille sähkön ylijäämäosuuksille ja paneelipaketeille. Kuvassa 6 on esitetty työssä tarkasteltujen aurinkovoimajärjestelmien kumulatiivisten tuottojen kehitys järjestelmien elinkaaren ajalta. Ylin kuvaaja esittää järjestelmän Small kumulatiivista tuottoa, keskimmäinen järjestelmän Medium kumulatiivista tuottoa ja alin järjestelmän Large kumulatiivista tuottoa.



Kuva 6. *Tarkasteltujen aurinkovoimajärjestelmien kumulatiiviset tuotot järjestelmien elinkaaren ajalta.*

Työssä takaisinmaksuajat on arvioitu vuoden tarkkuudella, sillä tarkemman arvion laskeminen lisäisi työssä korollisen kassavirran laskemiseen tarvittavien oletusten aiheuttamaa virhettä. Takaisinmaksuajat on arvioitu kuvan 6 mukaan jokaiselle aurinkopaneelipaketille ja saadut arvot ovat koottuna taulukkoon 4.

Taulukko 4. *Aurinkovoimajärjestelmävaihtoehtojen takaisinmaksuajat.*

Ylijäämätuotannon osuus (%)	Small-paketti Takaisinmaksu-aika (v)	Medium-paketti Takaisinmaksu-aika (v)	Large-paketti Takaisinmaksu-aika (v)
10	14	12	11
50	23	21	19
90	>25	>25	>25

Taulukon 4 tulosten perusteella voidaan havaita takaisinmaksuaikojen pienenevän paneelipaketin koon kasvaessa ja ylijäämätuotannon osuuden pienentyessä. Tällöin aurinkovoimainvestointia voidaan pitää sitä kannattavampana, mitä suuremman osan tuotetusta aurinkosähköstä pientuottaja pystyy hyödyntämään itse ja mitä suurempaan aurinkovoimajärjestelmään investoidaan.

Tuloksista on myös havaittavissa, etteivät saadut takaisinmaksuajat ylitä järjestelmän käyttöikää ylijäämätuotannon osuuden ollessa alle 50 %. Tämän perusteella investointia voidaan yleisesti pitää kannattavana, kun tuotetusta aurinkosähköstä käytetään vähintään puolet itse. Kuvassa 6 esitetyistä kuvaajista voidaan kuitenkin havaita suuremmilla järjestelmillä investoinnin olevan kannattava, vaikka ylijäämätuotanto olisikin yli 70 %. Vaikka suuremmalla ylijäämätuotannolla investointia voidaan pitää kannattavana, jää kuvan 6 tulosten mukaisesti aurinkovoimajärjestelmän elinkaaren aikana tuottajan saama taloudellinen hyöty huomattavasti pienemmäksi kuin pienemmällä ylijäämätuotannon osuudella.

Työssä takaisinmaksuajan laskemisessa ei huomioitu rahan arvon muuttumista aurinkovoimajärjestelmän käyttöiän aikana ja laskennassa jouduttiin tekemään paljon oletuksia muun muassa paneelien käyttöiän, ylläpitokustannusten ja käytetyn laskentakoron osalta. Näiden syiden vuoksi lasketut takaisinmaksuajat eivät yksinään anna riittävän kattavaa kuvaa aurinkovoimainvestoinnin kannattavuudesta ja laskentatuloksia voidaan pitää vain suuntaa antavina.

5.2 Nettonykyarvojen vertailu

Nettonykyarvomenetelmällä vertaillaan investoinnista aiheutuvia tuloja ja menoja huomioiden rahan ajallinen arvo. Tämän vuoksi nettonykyarvomenetelmällä saadaan tarkempi arvio aurinkovoimainvestoinnin kannattavuudesta kuin takaisinmaksuaikamenetelmällä. Nettonykyarvo kuvaa myös paremmin aurinkovoimainvestoinnista saatavaa taloudellista hyötyä investoinnin koko elinkaaren ajalta.

Nettonykyarvoa laskettaessa tulojen ja menojen eriaikainen rahallinen suuruus diskontataan eli siirretään nykyaikaan. Nettokykyarvo saadaan laskettua käyttämällä kaavaa

$$NNA = \sum_{t=1}^{n} \frac{NKV_t}{(1+i)^t} + \frac{JA_n}{(1+i)^n} - H, \tag{2}$$

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. [44] Koska investoinnin jäännösarvo oletettiin nollaksi ja investoinnin hankintamenot on sisällytetty nettokassavirtoihin, saadaan kaava 2 muotoon

$$NNA = \sum_{t=1}^{n} \frac{NKV_t}{(1+i)^t}. \tag{3}$$

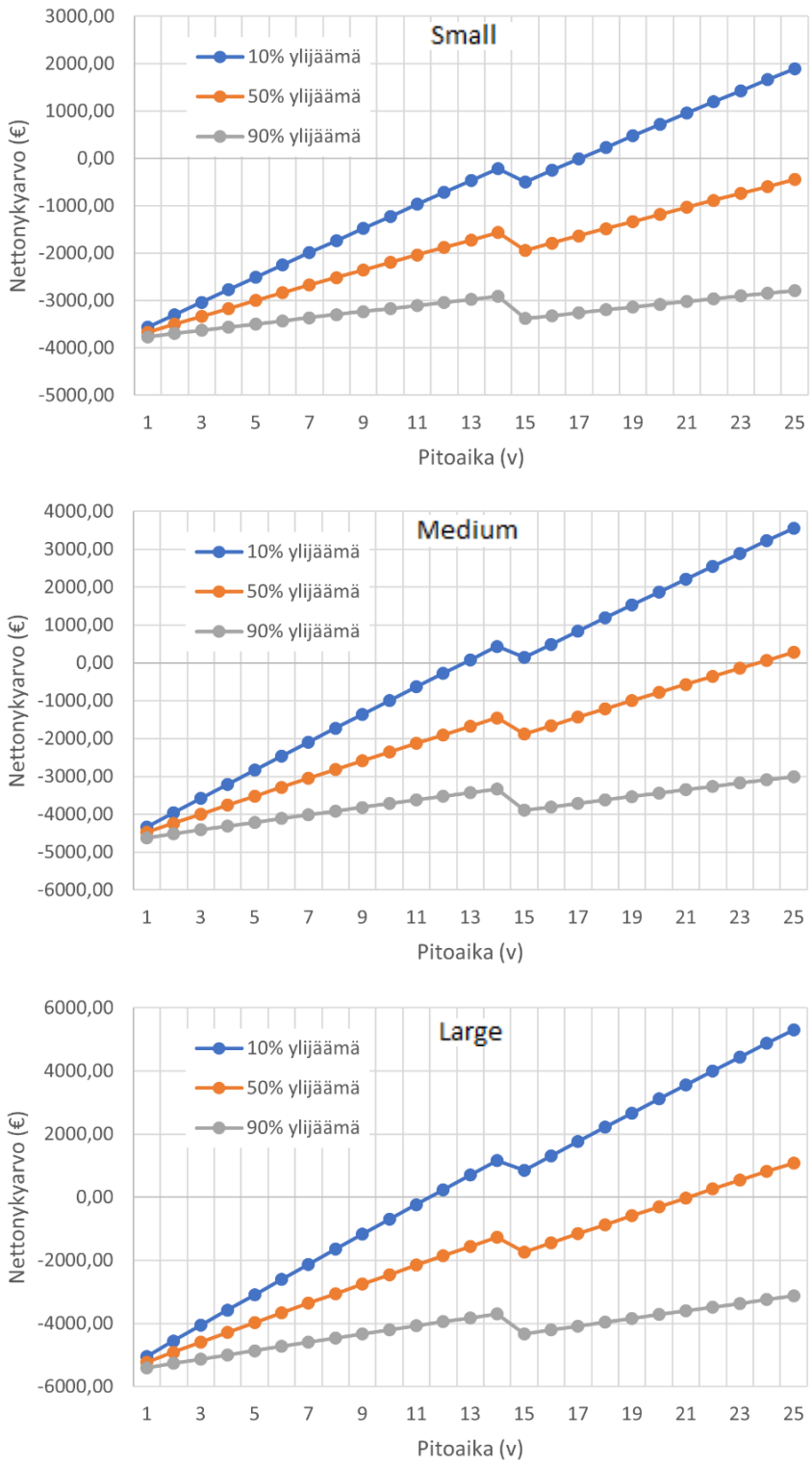
Taulukkoon 5 on koottuna kaavan 3 mukaisesti lasketut nettonykyarvot jokaiselle aurinkovoimajärjestelmälle ja ylijäämätuotannon osuudelle järjestelmien viimeisenä pitovuonna. Taulukossa 5 esitetyt nettonykyarvot on pyöristetty sadan euron tarkkuuteen.

Taulukko 5. *Aurinkovoimajärjestelmävaihtoehtojen nettonykyarvot 25. pitovuonna.*

Ylijäämätuotannon osuus (%)	**Small-paketti NNA (€)**	**Medium-paketti NNA (€)**	**Large-paketti NNA (€)**
10	1900	3600	5300
50	-400	300	1100
90	-2800	-3000	-3100

Nettonykyarvon perusteella investoinnin voidaan todeta olevan kannattava, jos saatu arvo on positiivinen. Näin ollen kaikki tarkasteltavat aurinkovoimajärjestelmät ovat kannattavia, kun ylijäämätuotanto on 10 %. Tulosten perusteella vain pienimmän tarkasteltavan aurinkopaneelipaketin (Small) NNA jää negatiiviseksi, kun tuotannosta käytetään puolet itse. Kuitenkin suuremmilla paketeilla (Medium ja Large) investointi on myös tällöin kannattava. Mikään tarkasteltavista aurinkovoimajärjestelmistä ei puolestaan ole kannattava myöskään nettonykyarvomenetelmän perusteella ylijäämätuotannon osuuden ollessa 90 %.

Tarkemman kokonaiskuvan muodostamiseksi nettonykyarvoja voidaan tarkastella myös graafisesti. Kuvassa 7 esitetyt tulokset on laskettu liitteen A mukaisesti kaikille tarkasteltaville paneelipaketeille ja tuotetun sähkön ylijäämäosuuksille. Kuvassa 7 on esitetty työssä tarkasteltujen aurinkovoimajärjestelmien nettonykyarvojen kehitys järjestelmien elinkaaren ajalta. Ylin kuvaaja esittää järjestelmän Small nettonykyarvoa, keskimmäinen järjestelmän Medium nettonykyarvoa ja alin järjestelmän Large nettonykyarvoa.



Kuva 7. *Tarkasteltujen aurinkovoimajärjestelmien nettonykyarvot järjestelmien elinkaaren ajalta.*

Kuvassa 7 esitetyistä kuvaajista voidaan tarkemmin havaita, että Large-järjestelmällä investointi on vielä kannattava, vaikka ylijäämätuotanto olisikin yli 60 %. Tällöin saatu taloudellinen hyöty jää kuitenkin merkittävästi pienemmäksi kuin pienemmällä ylijäämätuotannon osuudella.

Laskettujen tulosten perusteella havaitaan nettonykyarvon kasvavan paneelipaketin koon kasvaessa ja ylijäämätuotannon osuuden pienentyessä. Vastaavasti kuten takaisinmaksuaikoja tarkasteltaessa todettiin, voidaan tällöin aurinkovoimainvestointia pitää sitä kannattavampana, mitä suuremman osan tuotetusta aurinkosähköstä pientuottaja pystyy hyödyntämään itse ja mitä suurempaan aurinkovoimajärjestelmään investoidaan.

Laskettujen takaisinmaksuaikojen ja nettonykyarvojen tulosten perusteella voidaan päätellä, että aurinkovoiman taloudellinen kannattavuus Tampereella perustuu kalliimman ostosähkön korvaamiseen omalla tuotannolla. Saatujen tulosten perusteella voidaan myös päätellä, ettei tuotetun aurinkovoiman myyminen sähköverkkoon ole kannattavaa ylijäämäsähköstä saatavan alhaisen myyntihinnan vuoksi. Työssä kuitenkin myös nettonykyarvon laskennassa jouduttiin tekemään paljon oletuksia muun muassa paneelien käyttöiän, ylläpitokustannusten ja käytetyn laskentakoron osalta. Tämän vuoksi myöskin näitä laskentatuloksia voidaan pitää vain suuntaa antavina.

5.3 Lainsäädännön vaikutus pientuotannon kannattavuuteen

Aurinkosähkön pientuotannon kannattavuus on parantunut viime vuosina myös lainsäädännön muutosten seurauksena. Esimerkiksi vuoden 2020 lopussa Valtioneuvosto hyväksyi sähköntoimituksen selvityksestä ja mittauksesta valtioneuvoston asetuksen muutoksen. Asetukseen lisättiin säännökset muun muassa paikallisista energiayhteisöistä ja taseselvitysjakson sisäisestä sähkönkäyttöpaikan tuotannon ja kulutuksen yhteenlaskusta eli netotuksesta. [45]

5.3.1 Energiayhteisöt

Muutosten seurauksena vuodesta 2021 alkaen tuotetun tai varastoidun sähkön jakaminen energiayhteisöön on ollut mahdollista. [45] Energiayhteisöillä tarkoitetaan eri toimijoiden tai alueiden yhteenliittymiä, jotka voivat jakaa energiaan liittyviä hyötyjä toistensa kanssa. Energiayhteisöt voivat siis sähkön tuotannon lisäksi jakaa esimerkiksi lämmitykseen liittyviä resursseja keskenään. Suomessa vakiintumassa olevia energiayhteisöjä ovat kiinteistön sisäinen energiayhteisö, kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö ja hajautettu energiayhteisö. Omakotiasiakkaalle näistä merkittävimmät ovat kiinteistörajat ylittävä ja hajautettu energiayhteisö. [46]

Kiinteistörajat ylittävällä energiayhteisöllä energian tuotanto ja kulutus sijaitsevat eri kiinteistöjen sisällä, mutta toistensa välittömässä läheisyydessä. Sähkönkäyttöpaikan kiinteistön alueella ei välttämättä ole aina sähkön tuottamiseen soveltuvaa paikkaa saatavilla, jonka vuoksi kiinteistörajat ylittävän energiayhteisön perustaminen mahdollistaisi

sähkön tuotannon soveltuvalla paikalla kulutuspaikan välittömässä läheisyydessä. Tällöin aurinkovoimaa voidaan hyödyntää paremmin esimerkiksi sellaisilla haja-asutusalueilla, joiden pihapiiri tai katto ovat liian varjoisia. [46]

Hajautetussa energiayhteisössä yhteisön jäsenet voivat puolestaan sijaita missä tahansa Suomessa, minkä vuoksi sähkön tuotantopaikka voi sijaita yhteisölle kaikista hyödyllisimmässä paikassa. Tällöin pientuottaja voi esimerkiksi hyödyntää mökillään tuottamaansa sähköä kotonaan. Toinen hajautetun energiayhteisön etu on tuotantoresurssien sijoittaminen muualle kuin kodin lähettyville tai välittömään läheisyyteen, jolloin hankitun aurinkovoimajärjestelmän koko ja siten saatu hyöty voivat olla suurempia. [46]

5.3.2 Taseselvitysjakson sisäinen netotus

Taseselvityksen sisäinen netotus on lähitulevaisuudessa energiayhteisöjen ohella toinen aurinkosähkön kannattavuutta parantava toimi. Tällä hetkellä taseselvityksen pituus Suomessa on tunti, mutta tulevaisuudessa ollaan siirtymässä lyhyempään varttitaseeseen. Pohjoismaissa tavoitteena on ottaa varttitase käyttöön samanaikaisesti 22.5.2023 mennessä. Tarve lyhyemmälle taseselvitykselle on osittain energiajärjestelmän murroksen seurausta: sään mukaan vaihteleva tuotanto on lisääntymässä ja perinteinen säätökykyinen tuotanto puolestaan vähenemässä. Tämän uuden tuotantorakenteen seurauksena nykyistä sähkömarkkinamallia onkin päivitettävä. Lyhyemmän taseselvitysjakson avulla muun muassa energiajärjestelmän kulutuksen ja tuotannon tasapainottaminen helpottuu. [47]

Ennen taseselvityksen sisäistä netotusta pientuottajat ovat olleet keskenään taloudellisesti eriarvoisessa asemassa. Eriarvoisuus on ollut seurausta pientuotannon taloudellisen arvottamisen vaihtelevuudesta sekä verkkoyhtiöiden että mittarimerkkien välillä. Verkkoyhtiöstä riippuen etäluettavilla sähkömittareilla voidaan mitata sähköenergian kulutusta ja tuotantoa joko kaikissa vaiheissa erikseen tai kaikki vaiheet hetkittäin netotettuna. Vaiheet erikseen mittaavalla mittarilla pientuottaja on voinut pahimmassa tapauksessa joutua ostamaan jakeluverkosta sähköenergiaa, vaikka aurinkovoimalan hetkellinen teho olisi riittänyt kulutuksen kattamiseen. Tällainen tilanne voi esimerkiksi syntyä silloin, kun aurinkovoimalan tuotanto on jakautunut tasaisesti kaikkiin kolmeen vaiheeseen ja kulutus painottuu pääasiassa yhteen tai kahteen vaiheeseen. Tällaisessa tilanteessa netottavalla mittarilla pientuottaja on voinut hyötyä aurinkovoimajärjestelmästään taloudellisesti jopa kolmanneksen enemmän kuin kaikki vaiheet erikseen mittaavalla mittarilla. [48]

Taseselvitysjakson sisäisen netotuksen myötä edellä mainittu tilanne, jossa pientuottaja ostaa ja myy sähköä saman taseselvitysjakson sisällä, ei ole enää mahdollinen. Muutoksen mukaan jakeluverkosta otettu ja jakeluverkkoon syötetty sähköenergia lasketaan yhteen taseselvitysjakson ajalta, jos sähkönkäyttöpaikassa tuotettu sähkö on tuotettu enintään 100 kiloampeerin sähkötuotantolaitoksessa [49]. Monet jakeluverkonhaltijat ovat jo ilmaisseet kiinnostuksensa netotuksen tarjoamiseen, vaikka taseselvityksen sisäinen netotus on tarkoitus ottaa käyttöön viimeistään 1.1.2023 mennessä [10].

6. YHTEENVETO

Aurinkovoiman pientuotanto on yleistynyt huomattavasti Suomessa viimeisen vuosikymmenen aikana etenkin aurinkovoimajärjestelmien hankintakustannusten runsaan laskun seurauksena. Kokonaisuudessa kuitenkin vain marginaalinen osa kotitalouksista on investoinut aurinkovoimaan Suomessa. Tämä on seurausta siitä, että tyypillisen kotitalouden mittakaavassa aurinkovoimajärjestelmän investointikustannukset ovat yhä suuret ja useammalle vuosikymmenelle jakautuvat tuotot aiheuttavat epävarmuutta.

Työssä takaisinmaksuaika- ja nettonykyarvomenetelmillä saatujen tulosten perusteella aurinkovoiman todettiin olevan Tampereella taloudellisesti kannattavaa, kun ylijäämäsähkön osuus tuotannosta on riittävän pieni. Laskelmien mukaan kaikki tarkasteltavat järjestelmät olivat kannattavia, kun tuotetusta aurinkoenergiasta käytetään vähintään puolet itse. Kuvissa 6 ja 7 esitettyjen kuvaajien mukaisesti aurinkovoiman havaittiin olevan Tampereella sitä kannattavampaa, mitä suuremman osan tuotetusta sähköstä tuottaja pystyy hyödyntämään itse ja mitä suurempaan järjestelmään investoidaan.

Satujen tulosten perusteella pääteltiin lisäksi, että aurinkovoiman pientuotannon kannattavuus perustuu pääosin kalliimman ostoenergian korvaamiseen omalla tuotannolla. Vastaavasti pääteltiin, ettei ylijäämäsähkön myynti ole tällä hetkellä taloudellisesti kannattavaa pörssisähkön alhaisen keskihinnan vuoksi. Näin ollen tällä hetkellä aurinkovoimajärjestelmän mitoituksen ideaalitilanteessa sekä jakeluverkosta tarvittava sähköenergian määrä että ylijäämäsähkön tuotannon osuus ovat mahdollisimman pieniä. Mikäli sähkön kokonaishinta kuitenkin jatkaa kasvuaan, saattaa tulevaisuudessa myös ylijäämäsähkön myyminen olla kannattavaa.

Työn lopussa tarkasteltiin vielä lainsäädännön muutosten vaikutuksia pientuotannon kannattavuuteen. Vuoden 2021 alusta alkaen tuotetun tai varastoidun sähkön jakaminen energiayhteisöön on ollut mahdollista. Vakiintumassa olevia energiayhteisömalleja ovat 1) kiinteistörajat ylittävät energiayhteisöt, jotka mahdollistavat aurinkovoimajärjestelmään investoinnin yhä useammissa kohteissa ja 2) hajautetut energiayhteisöt, jotka mahdollistavat entistä suurempaan aurinkovoimajärjestelmään investoinnin. Mahdollisuus näiden energiayhteisöjen perustamiseen sekä kannustaa investoimaan aurinkovoimaan että parantaa investoinnin kannattavuutta. Taseselvitysjakson sisäisen netotuksen myötä puolestaan pientuotannon kannattavuus tasoittuu eri verkkoyhtiöiden välillä.

LÄHTEET

[1] Energiavirasto, Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti kasvoi 45 prosenttia vuonna 2020 – pientuotantoa lähes 300 megawattia, 2021, julkaistu 17.6.2021. Saatavissa (viitattu 28.10.2021): https://energiavirasto.fi/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteetti-kasvoi-45-prosenttia-vuonna-2020-pientuotantoa-lahes-300-megawattia

[2] International Energy Agency, Data and statistics, 2021. Saatavissa (viitattu 28.10.2021): https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser?country=FINLAND&fuel=Renewables%20and%20waste&indicator=SolarGen

[3] LUT, Aurinkoenergia ja aurinkosähkö Suomessa, 2021, päivitetty 27.2.2019. Saatavissa (viitattu 28.10.2021): https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkoenergia-ja-aurinkosahko-suomessa

[4] ME. Mackay, Solar Energy An Introduction. Oxford: OUP Oxford, 2015.

[5] Ilmatieteen laitos, Auringon rakenne ja elinkaari. Saatavissa (viitattu 11.10.2021): https://www.ilmatieteenlaitos.fi/rakenne-ja-elinkaari

[6] Ilmatieteen laitos, Auringon säteily ja kirkkausvaihtelut. Saatavissa (viitattu 11.10.2021): https://www.ilmatieteenlaitos.fi/sateily-ja-kirkkausvaihtelut

[7] Z. Bedalov, Practical power plant engineering: a guide for early career engineers, New Jersey: Hoboken, 2020.

[8] Motiva, Aurinkosähköteknologiat, 2021, päivitetty 20.8.2021. Saatavissa (viitattu 28.9.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat

[9] P. Breeze, Solar power generation, Amsterdam: Academic Press, 2016.

[10] I. Lehto, M. Orrberg, M. Ylinen ja M. Andersén, Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus, 2. uudistettu painos, Espoo: Sähköinfo Oy, 2021.

[11] Motiva, Auringosta sähköä, 2021, päivitetty 20.8.2021. Saatavissa (viitattu 29.9.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringosta_sahkoa

[12] C. Richter, D. Lincot ja CA. Gueymard, Solar Energy, New York: Springer, 2013.

[13] Motiva, Aurinkojärjestelmän teho, 2021, päivitetty 20.8.2021. Saatavissa (viitattu 29.9.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho

[14] Motiva, Auringonsäteilyn määrä Suomessa, 2021, päivitetty 20.8.2021. Saatavissa (viitattu 29.9.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa

[15] B. Erat, V. Erkkilä, C. Nyman, K. Peippo, S. Peltola ja H. Suokivi, Aurinko-opas. Aurinkoenergiaa rakennuksiin, Porvoo: Painoyhtymä Oy, 2008.

[16] Euroopan komissio, Country and regional maps, 2017, päivitetty 11.5.207. Saatavissa (viitattu 28.9.2021): https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index_c.html

[17] P. Gevorkian, Large-Scale Power Systems – Construction and Economics, New York: Cambridge University Press, 2012.

[18] B. Erat, P. Hänninen, C. Nyman, A. Rasinkoski, M. Tahkokorpi ja M. Wiljander, Aurinkoenergia Suomessa, Helsinki: Into, 2016.

[19] Euroopan komissio, Photovoltaic geographical information system, 2019, päivitetty 15.10.2019. Saatavissa (viitattu 28.9.2021): https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP

[20] Energiateollisuus ja Fingrid, Hyvä tietää sähkömarkkinoista. Saatavissa (viitattu 27.10.2021): https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/julkaisut/uusi_versio_sahkomarkk.pdf

[21] Empower, Elspot-kaupankäynti. Saatavissa (viitattu 27.10.2021): https://www.empower.fi/media/resources/fi/documents/elspot-kaupankaynti_markkinointiesite_20170613.pdf

[22] Fingrid, Kulutuksen ja tuotannon tasapainon ylläpito. Saatavissa (viitattu 27.10.2021): https://www.fingrid.fi/kantaverkko/sahkonsiirto/kulutuksen-ja-tuotannon-tasapainon-yllapito/

[23] Huoltovarmuuskeskus, Miten sähköjärjestelmä toimii, päivitetty 6.2.2015. Saatavissa (27.10.2021): https://www.varmuudenvuoksi.fi/aihe/energiahuolto/158/miten_sahkojarjestelma_toimii

[24] Teollisuuden voima, Sähkön toimitusvarmuus. Saatavissa (viitattu 27.10.2021): https://www.tvo.fi/tuotanto/laitosyksikot/sahkontoimitusvarmuus.html

[25] Väre, Sähkön hinnan muodostuminen, 2021. Saatavissa (viitattu 27.10.2021): https://vare.fi/sahkon-kilpailutus-ja-hinta/sahkon-hinnan-muodostuminen/

[26] Fingrid, Kysyntäjousto. Saatavissa (viitattu 27.10.2021): https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyys/pilottihankkeita/kysyntajousto/

[27] Energiateollisuus, Sähkön hinta koostuu kolmesta osasta. Saatavissa (viitattu 25.10.2021): https://energia.fi/energiasta/asiakkaat/sahkoasiakkuus/sahkon_hinta

[28] S. Nurmi, Sähkömarkkinat nyt – Mitä tapahtui vuonna 2020. Energiaviraston mediainfo 28.1.2021, Energiavirasto, 2021.

[29] Tampereen Sähköverkko Oy, Verkkopalveluhinnasto, 2020. Saatavissa (viitattu 25.10.2021): https://www.sahkolaitos.fi/tampereen-sahkoverkko/palvelut-ja-tuotteet/tuotteet-ja-hinnastot/

[30] Tampereen Sähkölaitos Oy, Aurinkosähkö kesto, 2020. Saatavissa (viitattu 25.10.2021) https://www.sahkolaitos.fi/tuotteet/aurinkosahko-kesto/

[31] Energiavirasto, Hajautettua sähkön pientuotantoa. Saatavissa (viitattu 30.9.2021): https://energia.fi/energiasta/asiakkaat/sahkoasiakkuus/sahkon_pientuotanto

[32] Motiva, Ylijäämäsähkön myynti, 2021, päivitetty 25.5.2021. Saatavissa (viitattu 30.9.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/ylijaamasahkon_myynti

[33] Leppäkoski Group Oy, Pörssisähkön kuukausihinnat. Saatavissa (viitattu 30.9.2021): https://leppakoski.fi/kotitalouksille/sahkosopimukset/spot-sahkon-hinta/

[34] Tampereen Sähkölaitos Oy, Ryhdy sähkön pientuottajaksi, 2020. Saatavissa (viitattu 30.9.2021): https://www.sahkolaitos.fi/yrityksille-ja-taloyhtioille/aurinko-ratkaisut/sahkon-pientuotanto/

[35] Motiva, Sähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän mitoitus, 2021, päivitetty 2.6.2021. Saatavissa (viitattu 2.11.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus

[36] M. Paavola, Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella, Tampere: Tampereen Teknillinen Yliopisto, 2013.

[37] Lumo energia, Oikein mitoitettu aurinkopaneelijärjestelmä maksimoi taloudellisen hyödyn, 2020, päivitetty 24.01.2020. Saatavissa (viitattu 2.11.2021): https://www.lumoenergia.fi/aurinkopaneelit/ammattimaisesti-mitoitettu-aurinkopaneelijarjestelma-maksimoi-taloudellisen-hyodyn/

[38] Tampereen Sähkölaitos Oy, Aurinkopaneelit kotiin tai kesämökille, 2020. Saatavissa (viitattu 20.10.2021): https://www.sahkolaitos.fi/koteihin/aurinkopaneelit/

[39] Motiva, Aurinkosähköjärjestelmien hinta, 2021, päivitetty 21.10.2021. Saatavissa (viitattu 21.10.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta

[40] Motiva. Aurinkosähkötuotannon taloudellinen tukeminen, 2021, päivitetty 23.9.2021. Saatavissa (viitattu 26.10.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkotuotannon_taloudellinen_tukeminen

[41] Verohallinto, Kotitalousvähennys, 2021, päivitetty 21.5.2021. Saatavissa (viitattu 26.10.2021): https://www.vero.fi/henkiloasiakkaat/verokortti-ja-veroilmoitus/tulot-ja-vahennykset/kotitalousvahennys/

[42] Helen, Aurinkopaneelien hankintaopas. Saatavissa (viitattu 28.10.2021): https://www.helen.fi/globalassets/aurinko/aurinkopaneeleiden_hankintaopas.pdf

[43] Motiva, Huolto ja kunnossapito, 2021, päivitetty 25.5.2021. Saatavissa (viitattu 28.10.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/huolto_ja_kunnossapito

[44] M. Järvenpää, A. Länsiluoto, V. Partanen ja J. Pellinen, Talousohjaus ja kustannuslaskenta, Helsinki: Sanoma Pro Oy, 2017.

[45] Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiayhteisöt helpottamaan itse tuotetun sähkön jakamista naapurustossa, 2020, julkaistu 22.12.2020. Saatavissa (viitattu 28.10): https://valtioneuvosto.fi/-/1410877/energiayhteisot-helpottamaan-itse-tuotetun-sahkon-jakamista-naapurustossa

[46] Elenia, Energiayhteisökäsikirja. Saatavissa (viitattu 28.10.2021): https://www.elenia.fi/tulevaisuuden-energia/sahkontuotanto-ja-kulutus/energia-yhteisot

[47] Fingrid, Varttitase eli 15 minuutin taseselvitysjakso, 2021. Saatavissa (viitattu 4.11.2021): https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhte-naisyys/pohjoismainen-tasehallinta/varttitase/#selvitykset

[48] K. Auvinen, S. Honkapuro, R. Salvatore ja J. Juntunen, Aurinkosähköä taloyhti-öiden asukkaille - Mittaushaasteista kohti digitaalisia energiayhteisöpalveluja, Espoo: Aaltoyliopisto, 2020. Saatavissa (viitattu 4.11.2021): https://aalto-doc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/43236/isbn9789526089881.pdf?se-quence=1&isAllowed=y

[49] Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta annetun valtioneuvoston asetuksen muuttamisesta, 2020. Saatavissa: https://finlex.fi/fi/laki/alkup/2020/20201133

LIITE A: KANNATTAVUUSLASKELMAESIMERKKI

Liitteen taulukossa on esitetty aurinkopaneelipaketin Small kannattavuuslaskelma ylijäämätuotannon ollessa 10 %. Kuvissa 6 ja 7 esitetyt arvot on laskettu vastaavalla tavalla muille paneelipaketeille ja ylijäämätuotannon osuuksille.

Taulukko 6. *Aurinkopaneelipaketin Small kannattavuuslaskelma ylijäämätuotannon osuuden ollessa 10 %*

Pitoaika (v)	**1**	**5**	**10**	**15**	**20**	**25**
Vuosittainen tuotto (kWh)	2673	2620	2555	2492	2430	2370
Ostosähkön hinta (€/kWh)	0,1266	0,1370	0,1513	0,1671	0,1844	0,2036
Tuotantoa vastaava ostosähkön arvo (€/v)	338,4	359,0	386,6	416,3	448,2	482,6
Kokonaiskustannukset (€/v)	3950,0	42,8	47,2	763,1	57,5	63,5
Ylijäämäsähkön hinta (€/kWh)	0,0317	0,0343	0,0379	0,0418	0,0462	0,0510
Myyntituotot (€/v)	8,5	9,0	9,7	10,4	11,2	12,1
Tuotannon kokonaisarvo (€/v)	313,1	332,1	357,6	385,1	414,6	446,4
Kassavirta (€/v)	-3637,0	289,4	310,4	-378,1	357,1	382,9
Kumulatiivinen tuotto (€)	-3637,0	-2503,5	-994,1	-86,0	1293,4	3512,6
Nettonykyarvo (€)	-3565,6	-2508,2	-1220,1	-497,0	718,6	1899,3