

Mikko Tuominen

AURINKOVOIMALA SÄHKÖAUTOJEN LA- TAUSVERKOSTON ENERGIANLÄHTEENÄ

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Prof. Seppo Valkealahti
Leht. Risto Mikkonen
Huhtikuu 2021

TIIVISTELMÄ

Mikko Tuominen: Aurinkovoimala sähköautojen latausverkoston energianlähteenä
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan tutkinto-ohjelma
Huhtikuu 2021

Tämän työn päätavoitteena on tutkia aurinkovoimalan hyödyntämistä sähköautojen latausverkoston energianlähteenä. Työssä tehdään nykytila-analyysi aurinkosähköjärjestelmien, eri akkuteknologioiden ja sähköautojen latauspisteiden osalta. Käsiteltäviä aiheita aurinkokennojen osalta ovat niiden toimintaperiaate, kaupallisesti saatavilla olevat ratkaisut, tulevaisuuden teknologiat ja aurinkovoimalan tuottavuuteen vaikuttavat tekijät. Akkujärjestelmien osalta tarkastellaan aurinkovoimaloiden yhteydessä yleisimmin käytettyjä akkuteknologioita ja niiden ominaisuuksia. Lisäksi tutustutaan sähköautojen latauksessa käytettäviin eri lataustapoihin ja -laitteisiin, niiden käyttökohteisiin sekä kuormanhallinnan toteuttamiseen.

Nykytila-analyysin lisäksi tehdään tapaustutkimus, jossa valittuun esimerkikohteeseen määritetään käytettävä sähköautojen latausjärjestelmä. Määritetyn latausverkoston ja mitatun sähköenergian kulutustiedon avulla luodaan kohteelle kulutusprofiili. Aurinkovoimala mitoitetaan hyödyntäen luotua kulutusprofiilia ja saatavilla olevaa auringonsäteilyn mittausdataa. Aurinkovoimalan nimellisteho hyödyntäen määritetään myös tarkastelussa käytettävien akustojen energiakapasiteetti.

Määritetyn järjestelmän tietojen pohjalta tehdään esimerkikohteen mukaiselle järjestelmälle kustannusanalyysi. Kannattavuuslaskelmat tehdään hyödyntäen sisäisen korkokannan ja takaisinmaksuajan menetelmiä. Näiden avulla järjestelmälle määritetään kustannusoptimi, jonka mukaisesti järjestelmä on kannattavin toteuttaa. Lisäksi verrataan tavallisen aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta akkuvarmennettuun järjestelmään. Saatujen tulosten perusteella määritetään kannattavin järjestelmäkonfiguraatio ja aurinkovoimalan nimellisteho.

Aurinkovoimalalle laskettiin optimaalinen nimellisteho jokaiselle kuukaudelle hyödyntämällä saatavilla olevaa sähköenergian kulutustietoa ja mittausdataa kohteen auringonsäteilyn määrästä. Kolmen eri tehoisen aurinkovoimalan kuukausittaista ja vuotuista tuotantoa verrattiin kohteen kulutukseen. Myös voimalan nimellistehon ja latauspisteiden kulutusprofiiliin vaikutusta yli-tuotannon määrään tarkasteltiin. Tuloksista havaittiin, että nimellistehon muutoksella on merkittävä vaikutus yli-tuotannon määrään. Paras tuotanto voimalalla saadaan touko-heinäkuussa, ja noin 80 % koko vuoden tuotannosta ajoittuu huhtikuun ja syyskuun väliselle ajalle. Voimalan optimaalisen nimellistehon löytämiseksi käytettiin apuna kannattavuuslaskentaa.

Kannattavuuslaskennassa hyödynnettiin takaisinmaksuajan ja sisäisen korkokannan menetelmiä järjestelmien kannattavuuden määrittämiseksi. Sisäinen korkokanta ja takaisinmaksuaika laskettiin nimellisteholtaan 120-300 kWp:n voimaloille tavalliselle verkkoon kytketyille ja akkuvarmennetulle järjestelmälle. Laskennan tuloksista todettiin, että järjestelmä on taloudellisesti kannattavinta toteuttaa ilman akustoa 190 kWp:n nimellisteholla niin, että latauspisteiden kulutus ohjataan seuraamaan aurinkovoimalan tuotantoa. Tuloksista havaittiin, että akuston lisääminen järjestelmään laskee sisäistä korkokantaa akuston koosta riippumatta. Näin ollen todettiin, että akusto on yksikköhinnaltaan liian kallis tuottaakseen riittävän taloudellisen hyödyn verkkoon myydyin sähkön vähentämisessä.

Avainsanat: aurinkosähkö, aurinkovoimala, akku, sähköauto, latauspiste, kuormanhallinta, kannattavuus

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Mikko Tuominen: Using a solar power plant to supply an EV charging network
Master's Thesis
Tampere University
Electrical Engineering
April 2021

The main objective of this thesis is to study utilizing a solar power plant to supply an electric vehicle (EV) charging network. In this thesis an overview of the current state of solar photovoltaic (PV) systems, battery technology and EV charging networks is made. The main topics for photovoltaics are their working principle, commercially available products, future technologies and productivity factors. The most popular battery technologies for PV systems and their characteristics are also studied. Finally, different EV charging methods, charging devices and electric load control are considered.

In addition to the overview a case study is made to determine a suitable system for a real-world implementation. Firstly, an EV charging system is specified in order to create an electric load profile. A solar power plant is then sized using the created load profile and local solar irradiation data to supply the electric energy needed. Suitable battery capacity for this system's energy storage is also determined.

Using the case study's system information a cost analysis is carried out to determine the most cost-effective system configuration. Methods of internal rate of return and payback period are used in the cost analysis. A normal grid-connected PV system is compared to a similar system with a battery for energy storage to determine which configuration is more economically viable.

The optimal rated power of the PV system was calculated for each month using available solar irradiation data and measured energy consumption. Three different PV systems and their outputs were compared to the monthly energy consumption. Different load profiles and rated power values were used to see the effect they have to the output of the system. It was noticed that the rated power has a significant effect on the excess production of electrical energy. The system offers its best output power between May and July while 80 % of total annual production happens between April and September.

The results of the cost analysis show the most economically viable configuration. The internal rate of return and payback period were calculated for systems with a rated power between 120 and 300 kWp. Calculations were made for a normal grid-connected system and for a system with a battery for energy storage. The results show that economically the optimal system has a rated power of 190 kWp with no energy storage. In this system the electrical load is controlled to follow the energy production of the PV system. This minimizes the amount of excess energy production. Adding an energy storage to the system is not economically viable in any situation that was observed. Installing a battery system always lowers the internal rate of return and extends the payback period. This means that batteries are too expensive at the time to create enough of a benefit to overcome their price.

Keywords: photovoltaic, solar power plant, battery, electric vehicle, charging station, load control, profitability

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin AFRY Finland Oy:lle marraskuun 2020 ja huhtikuun 2021 välisenä aikana. Ajatus työn toteuttamiselle kirposi halusta lisätä osaston tietotaitoa aurinkosähköön, akkujärjestelmien ja sähköauton latausratkaisujen nykytilan osalta. Vaikka työ hakikin vielä toteutuksen aikana hieman suuntaa, päästiin lyhyessä ajassa hyvin kattavaan ja yleispätevään lopputulokseen, jota voidaan hyödyntää myös tulevaisuudessa. Kiinnostukseni aurinkoenergiaa kohtaan kasvoi työn aikana entisestään ja olen kiitollinen siitä, että sain työskennellä itselleni mielenkiintoisen aiheen parissa.

Haluan kiittää kohdeyrityksen väkeä diplomityön mahdollistamisesta ja joustavuudesta. Olen saanut olennaisesti vaikuttaa työn sisältöön ja käsiteltäviin aihepiireihin. Työn ohjauksesta haluan erityisesti kiittää Seppo Valkealahtea, jonka selkeä ja rakentava palaute läpi työn sekä rautainen ammattitaito ovat olleet avainasemassa työn tavoiteajassa valmistumisen kannalta. Kiitos myös työn toiselle tarkastajalle Risto Mikkoselle.

Matka tähän pisteeseen on vaatinut ponnisteluja koulu-uran aikana myös paljon ennen yliopistoa. Haluankin kiittää vanhempiani oikeaan suuntaan ohjaamisesta silloin, kun suunta on ollut hieman hakusessa. Kiitos heille ja koko perheelleni kuuluu myös työn aikaisesta tuesta, jota on tarvittu useampaankin otteeseen. Kiitos kuuluu myös ystäväilleni ja koulukavereilleni, joiden kanssa opiskelusta on onnistuttu ottamaan kaikki ilo irti. Lisäksi haluan osoittaa erityiskiitokset avopuolisolleni, jonka tuki on ollut korvaamatonta alusta asti.

Lempäälässä, 28.4.2021

Mikko Tuominen

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. AURINKOSÄHKÖ	3
2.1 Aurinkokennojen toimintaperiaate	3
2.2 Aurinkokennoteknologiat	4
2.2.1 Piikidekennot	4
2.2.2 Ohutkalvokennot	7
2.2.3 Tulevaisuuden teknologiat	9
2.3 Aurinkopaneelien tuottavuuteen vaikuttavat tekijät	10
2.3.1 Auringonsäteily	10
2.3.2 Aurinkopaneelien sijainti ja asennustapa	10
2.3.3 Toimintalämpötila	11
2.3.4 Vikatilanteet	12
2.4 Aurinkovoimalan rakenne	13
2.4.1 Invertterit	14
2.4.2 Lataussäätimet	15
3. AKKUJÄRJESTELMÄT	16
3.1 Akun toimintaperiaate	16
3.2 Akkujen ominaisuuksia	17
3.3 Aurinkovoimalan energiavarastoksi soveltuvat akkuteknologiat	19
3.3.1 Lyijyakut	19
3.3.2 Litium-ioniakut	20
3.3.3 Nikkeliakut	22
3.3.4 Muut akkuteknologiat	22
4. SÄHKÖAUTOJEN LATAUS	24
4.1 Sähköajoneuvojen lataustavat	25
4.1.1 Lataustapa 1: Kevyiden sähköajoneuvojen lataus	25
4.1.2 Lataustapa 2: Ajoneuvojen tilapäinen lataus	25
4.1.3 Lataustapa 3: Peruslataus	26
4.1.4 Lataustapa 4: Teholataus	27
4.2 Älykäs lataus	29
4.2.1 Tavallinen kuormanhallinta	30
4.2.2 Dynaaminen kuormanhallinta	30
4.2.3 Lataajan tunnistaminen	32
5. TARKASTELTAVA JÄRJESTELMÄ	33
5.1 Pohjakuormitus	33
5.2 Sähköautojen latausjärjestelmä	34
5.2.1 Lataustavan valinta	34
5.2.2 Latauspisteiden mitoitus ja latauslaitteen valinta	35
5.2.3 Latauspisteiden lukumäärä	37
5.3 Energian kokonaiskulutus	38
5.4 Aurinkovoimala	39
5.4.1 Käytettävissä olevat mitoitusyökalut	40
5.4.2 Tuotantotehon mitoitus	41

5.4.3	Latauspisteiden kulutusprofiilit ja ylituotanto.....	49
5.4.4	Käyttöikä ja takuu.....	52
5.5	Akusto.....	53
5.5.1	Akuston maksimikapasiteetti.....	53
5.5.2	Akusto osana aurinkosähköjärjestelmää.....	56
6.	AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KANNATTAVUUS.....	57
6.1	Aurinkosähköjärjestelmien hintataso.....	57
6.2	Akustojen hintataso.....	59
6.3	Laskentamenetelmät.....	59
6.3.1	Takaisinmaksuaika.....	60
6.3.2	Sisäinen korkokanta.....	60
6.3.3	Tarkasteluaika.....	60
6.4	Laskentatyökalu ja lähtötiedot.....	61
6.5	Kustannusoptimi aurinkosähköjärjestelmälle.....	63
6.6	Kustannusoptimi akkuvarmennetulle aurinkosähköjärjestelmälle.....	64
6.7	Aurinkosähköjärjestelmän valinta.....	67
7.	YHTEENVETO.....	68
	LÄHTEET.....	71

LIITE A: KUSTANNUSLASKURIN LASKENTATAULUKKO

LYHENTEET JA MERKINNÄT

a-Si	amorfinen pii
CCS	engl. Combined Charging System, latauspistokestandardi
CdTe	kadmium-telluridi
ChaDeMo	japanilainen sähköautojen latauspistokestandardi
CIGS	kadmium-indium-gallium-selenidi
e-	elektroni
h+	elektroniaukko
IRR	engl. Internal Rate of Return, sisäinen korkokanta
kW	kilowatti, sähkötehon yksikkö
kWh	kilowattitunti, sähköenergian mittayksikkö
kWp	kilowatti, aurinkovoimalan nimellistehon yksikkö
LiCoO ₂	litium-kobolttioksidi
Li-NMC	litium-nikkeli-mangaani-koboltti
NiCd	nikkeli-kadmium
NiMH	nikkeli-metallihybridi
PV	engl. photovoltaic effect, valosähköinen ilmiö
PVGIS	engl. Photovoltaic Geographical Information System
RFID	engl. radio frequency identification, radiotaajuinen etätunnistus
STC	engl. standard test conditions, standarditestiolosuhteet aurinko-paneelien ominaisuuksien mittaamiseen
V	voltti, jännitteen yksikkö
<i>DoD</i>	engl. depth of discharge, akun purkaussyvyys
<i>E_{kulutus,d}</i>	vuorokautinen sähköenergiankulutus
<i>E_{max}</i>	akuston maksimikapasiteetti
<i>E_{ylituotanto,vrk}</i>	vuorokautinen sähköenergian ylituotanto
<i>G_{STC}</i>	säteilyvoimakkuus standarditestiolosuhteissa
<i>H_G</i>	vuorokautinen säteilyenergian määrä
<i>I_{mpp}</i>	maksimitehopisteen virta
<i>I_{sc}</i>	oikosulkuvirta
<i>P_{latauspiste}</i>	latauspisteen mitoitusteho
<i>P_{peak}</i>	aurinkovoimalan nimellisteho
<i>PR</i>	engl. performance ratio, aurinkovoimalan suorituskykykerroin
<i>S_{toimintasäde}</i>	haluttu toimintasäde latauksen aikana
<i>t_{latausaika}</i>	sähköauton latausaika
<i>V_{mpp}</i>	maksimitehopisteen jännite
<i>V_{oc}</i>	avoimen piirin jännite
<i>Y_F</i>	tuottavuustekijä

1. JOHDANTO

Fossiiliset polttoaineet, kuten öljy, hiili ja maakaasu hallitsevat yhä energiamarkkinoita. Polttamalla fossiilisia polttoaineita saadaan aikaan lämpöä, jota voidaan hyödyntää sellaisenaan tai käyttää sähkön tuottamiseen. Näiden aineiden polttaminen synnyttää myös hiilidioksidia, jonka lisääntyminen ilmakehässä on merkittävä tekijä ilmastonmuutoksen aiheutumisessa. Ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi on fossiilisista polttoaineista siirryttävä kohti päästöttömiä ja kestäviä energiaratkaisuja. Fossiilisten polttoaineiden varannot ovat myös rajalliset, eivätkä ne ole uusiutuvia. Jo pelkästään resurssien ehtymisestä johtuen on vaihtoehtoisia suuren mittakaavan ratkaisuja kyettävä tekemään lähitulevaisuudessa [1].

Uusiutuvat energianlähteet ja etenkin aurinkoenergia ovat teknologioita, joiden avulla voidaan ryhtyä siirtymään pois fossiilisten polttoaineiden käytöstä. Maan pinnalle osuva auringon säteilyenergian määrä on moninkertainen siihen energiamäärään nähden, joka maapallolla kulutetaan. Sähköenergian tarve maapallolla jatkaa kasvuaan, ja tähän tarpeeseen on aurinkosähkön avulla mahdollisuus vastata. Yksittäisiä aurinkovoimaloita voidaan asentaa itsenäisinä järjestelminä tai kytkeä ne osaksi sähköverkkoa. Aurinkovoimalat ovat myös helposti skaalattavissa, joten tuotantoa voidaan lisätä niin pienessä, kuin suuressakin mittakaavassa [1].

Tämän diplomityön tarkoituksena on tutkia aurinkovoimalan hyödyntämistä sähköautojen latausverkoston energianlähteenä. Autoteollisuuden siirtyessä kohti vähäpäästöisempää liikennettä ovat sähköautot ottaneet kärkipaikan tavanomaisten polttomoottoriautojen korvaajina. Useat autovalmistajat ovat ilmoittaneet, etteivät aio jatkaa polttomoottoriautojen valmistamista enää tämän vuosikymmenen päätyttyä. Ladattavien hybridien ja täyssähköautojen osuus on kuitenkin Suomen autokannasta vielä hyvin pieni. Autokannan uusiutuessa ladattavien autojen osuuden odotetaan kuitenkin kasvavan merkittävästi [2]. Tämä vaatii sähköautojen latausverkoston jatkuvaa kehittämistä niin julkisten kuin yksityistenkin latauspisteiden osalta. Suuret lataustehot tuovat kuitenkin haasteita etenkin liityttäessä jo olemassa olevaan sähköjärjestelmään. Tätä energiatarpeen kasvua voidaan pyrkiä lievittämään hyödyntämällä omaa aurinkovoimalaa sähköenergian tuottamisessa.

Koska aurinkovoimalan tuotanto on riippuvainen vallitsevista olosuhteista, eivät tuotanto ja kulutus aina kohtaa keskenään. Tästä johtuen työssä tarkastellaan myös akuston hyödyntämistä aurinkovoimalan energiavarastona. Akkuteknologia on kehittynyt vuosikymmenten aikana runsaasti, ja akustot ovat hyödyllisiä aurinkovoimalalla tuotetun sähköenergian siirtämiseen myöhempää kulutusta varten. Myös sähköautojen latauspisteet tarjoavat mahdollisuuden hyödyntää dynaamista kuormanhallintaa, jonka avulla latauskuormaa voidaan siirtää niihin hetkiin, jolloin aurinkovoimala on tuottavimmillaan. Tämä mahdollistaa myös käytettävissä olevan lataustehon kontrolloidun hyödyntämisen, sillä kunkin latauspisteen kuormitusta voidaan säätää riippuen siitä, onko ajoneuvo kytkettynä latauspisteeseen. Näin vapaana olevilta latauspisteiltä voidaan lataustehoa vapauttaa kyseisellä hetkellä latauksessa oleville ajoneuvoille.

Diplomityössä tehdään nykytila-analyysi aurinkosähköjärjestelmien, eri akkuteknologioiden ja sähköautojen latauspisteiden osalta. Nykytila-analyysissä perehdytään aurinkokennojen toimintaperiaatteeseen, kaupallisesti saatavilla oleviin ratkaisuihin ja tulevaisuuden teknologioihin. Lisäksi käydään läpi aurinkovoimalan tuottavuuteen vaikuttavat tekijät ja sen rakenne. Akkujärjestelmien osalta tarkastellaan aurinkovoimaloiden yhteydessä yleisimmin käytettyjä akkuteknologioita ja niiden ominaisuuksia. Lisäksi tutustutaan sähköautojen latauksessa käytettäviin eri lataustapoihin ja -laitteisiin, niiden käyttökohteisiin sekä kuormanhallinnan toteuttamiseen.

Nykytila-analyysin lisäksi tehdään tapaustutkimus, jossa valittuun esimerkkikohteeseen määritetään tarkastelussa käytettävä sähköautojen latausjärjestelmä. Määritetyn latausjärjestelmän ja mitatun sähköenergian kulutustiedon avulla luodaan kohteelle kulutusprofiili. Aurinkovoimala mitoitetaan hyödyntäen luotua kulutusprofiilia ja saatavilla olevaa auringonsäteilyn mittausdataa. Aurinkovoimalan nimellistehoa hyödyntäen määritetään myös tarkastelussa käytettävien akustojen energiakapasiteetti.

Määritetyn järjestelmän tietojen pohjalta tehdään esimerkkikohteen mukaiselle järjestelmälle kustannusanalyysi. Kannattavuuslaskelmat tehdään hyödyntäen sisäisen korkokannan ja takaisinmaksuajan menetelmiä. Näiden avulla järjestelmälle määritetään kustannusoptimi, jonka mukaisesti järjestelmä on kannattavin toteuttaa. Lisäksi verrataan tavallisen aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta akkuvarmennettuun järjestelmään. Saatujen tulosten perusteella voidaan määrittää kannattavin järjestelmäkonfiguraatio ja aurinkovoimalan nimellisteho. Työtä ja sen tuloksia voidaan tulevaisuudessa hyödyntää kattavana perustiedon lähteenä vastaavanlaisten järjestelmien toteutusmahdollisuuksien ja kannattavuuden arvioinnissa.

2. AURINKOSÄHKÖ

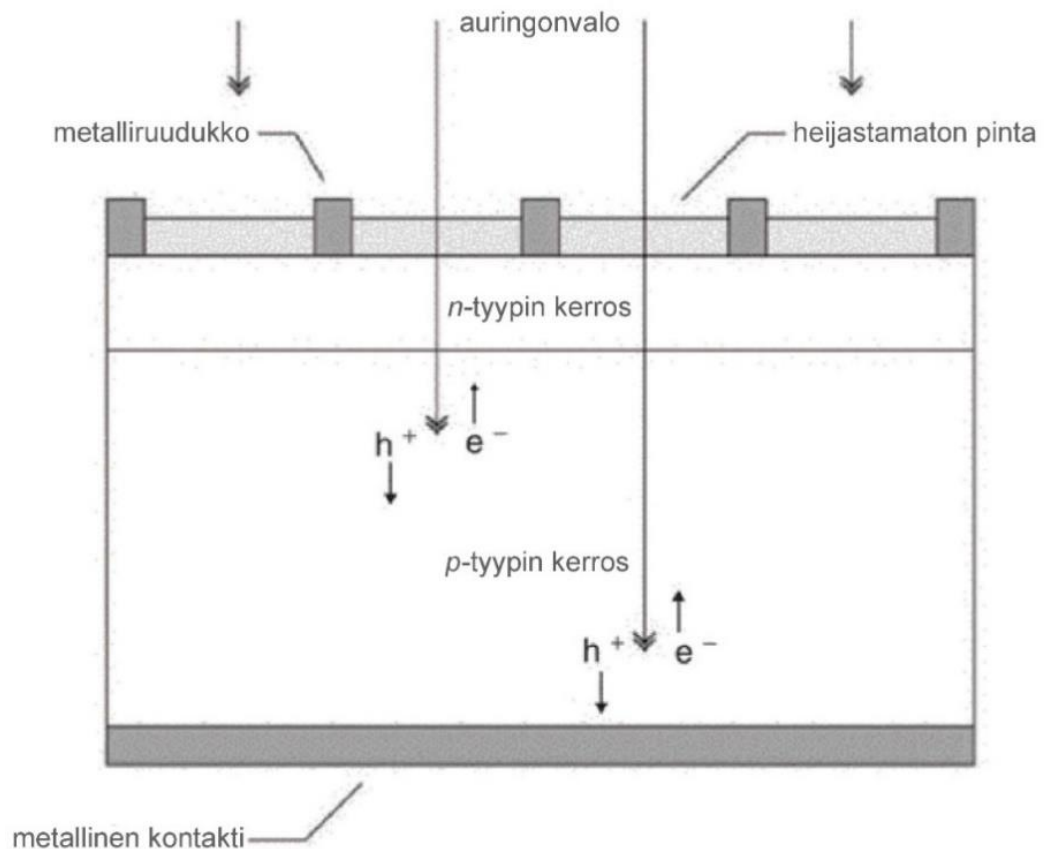
Aurinko on tärkein energianlähde elämälle maan päällä. Auringon säteilystä saatavan energian johdosta myös moni nykypäivän yleisistä energianlähteistämme, kuten bioenergia ja fossiiliset polttoaineet ovat saaneet alkunsa. Aurinko näyttölee myös suurta osaa sääilmiöiden syntymisessä. Auringonsäteilyn haihduttama vesi tiivistyy sateeksi, joka vaikuttaa näin vesivoimalla hankittuun energiaan. Myös tuuli on auringon aikaansaama ilmiö, joten myös tuulivoimasta saatava energia on alun perin lähtöisin auringosta [3].

Aurinkoenergian hyödynnettävyys ei kuitenkaan rajoitu vain sen aiheuttamien ilmiöiden kautta saatavaan energiaan. Auringonsäteilyä voidaan hyödyntää myös suoraan sähkön tuottamiseen. Yksi tapa on hyödyntää säteilystä saatavaa lämpöenergiaa sähkön tuottamiseksi [3]. Tässä työssä keskitymme kuitenkin tarkastelemaan sähkön tuottamista pääsääntöisesti aurinkokennojen avulla.

2.1 Aurinkokennojen toimintaperiaate

Kun valo osuu materiaalin pinnalle, se joko heijastuu pinnasta, läpäisee sen, tai absorboituu siihen. Valon absorboitumisella tarkoitetaan sen fotonin sisältämän energian muodonmuutosta. Tämä ilmenee useimmiten lämpönä, joka voidaan havaita esimerkiksi auringonvalon lämmittäessä jonkin esineen pintaa. Tietyissä materiaaleissa fotonin energia voidaan kuitenkin muuttaa sähköenergiaksi. Tätä kutsutaan valosähköiseksi ilmiöksi (photovoltaic effect, PV), ja sitä hyödynnetään aurinkokennojen toiminnassa [4].

Aurinkokennot valmistetaan kahdesta eri tyyppin puolijohdemateriaalista. Niin sanotut p-tyypin ja n-tyypin puolijohteet liitetään yhteen, jotka muodostavat pn-liitoksen. P- ja n-tyypin puolijohteilla on toisistaan poikkeavat sähköiset ominaisuudet, joiden vuoksi niiden välisen liitosalueen ympärillä positiiviset ja negatiiviset varaukset jakautuvat eri puolille liitosta. Tämä muodostaa aurinkokennoon sähkökentän. Kuvassa 1 on esitetty aurinkokennon perusrakenne ja toimintaperiaate. Kun kennoon osuvan auringonvalon fotonit absorboituvat puolijohteeseen, muodostuu elektroni-aukopareja. Elektronit (e-) ja aukot (h+) jakautuvat eri puolille aurinkokennoa sähkökentän vaikutuksen vuoksi. Kun kennon metalliruudukko ja metallinen kontakti kytketään virtapiiriin, elektronit pääsevät virtaamaan tämän piirin läpi. Näin aurinkokennolla saadaan aikaan sähkövirta [1].



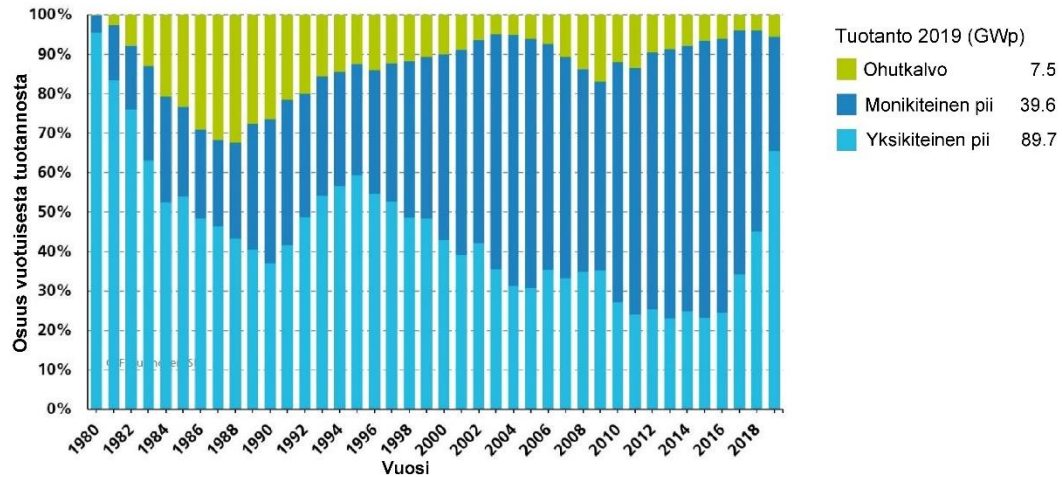
Kuva 1. Yksinkertaistettu esitys tavanomaisesta aurinkokennosta. Muokattu lähteestä [1].

2.2 Aurinkokennoteknologiat

Tässä luvussa tarkastellaan useita eri aurinkokennoteknologioita ja niiden ominaisuuksia. Luvussa käsitellään sekä kaupallisesti suosittuja, että yhä kehitysvaiheessa olevia teknologioita. Näiden aurinkokennojen osalta tutustutaan niiden käyttökohteisiin, valmistusmenetelmiin, hyötysuhteisiin sekä niiden etuihin ja haasteisiin.

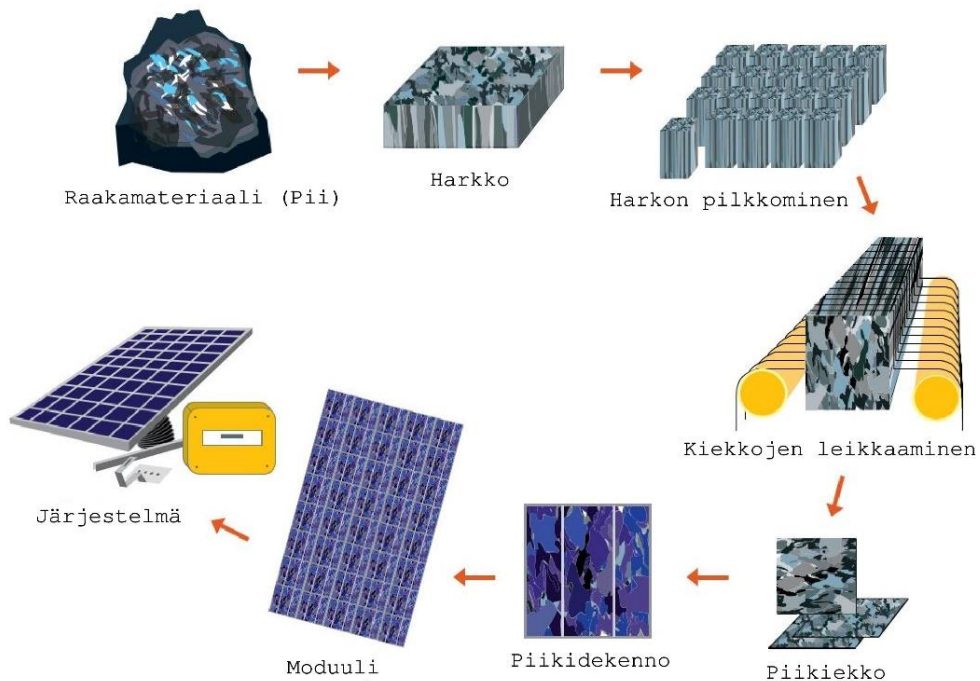
2.2.1 Piikidekennot

Piikidekennot ovat aurinkokennoteknologioista selvästi käytetyimpiä. Kuten kuvasta 2 voidaan nähdä, piikidekennot ovat 2000-luvulla vastanneet vähintään 90 prosentin osuudesta kaikista valmistetuista aurinkokennoista lähes joka vuosi [5]. Piikidekennojen suureen suosioon vaikuttaa se, että ne ovat teknisesti luotettavia ja niiden valmistusmateriaalia on luonnossa saatavilla runsaasti [6]. Piikidekennoista puhutaan myös ensimmäisen sukupolven aurinkokennoina [7].



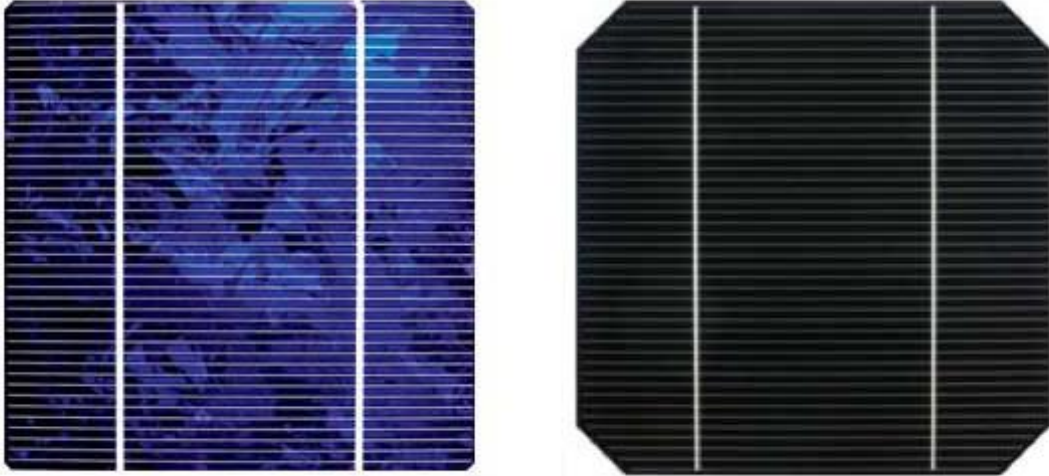
Kuva 2. Aurinkokennojen valmistus maailmanlaajuisesti teknologioittain. Muokattu lähteestä [5].

Pii on yksi maailman yleisimmistä alkuaineista [3]. Kun puhdas pii on saatu eroteltua muusta aineesta, voidaan siitä valmistaa aurinkokenno. Kuvassa 3 on kuvailtu monikiteisen piikennon valmistusprosessi. Raakamateriaalista valmistetaan ensin piharkkoja, jotka pilkotaan sopivan kokoisiksi. Näistä harkoista leikataan ohuita piikiekköjä, joista aurinkokennot valmistetaan. Useita kennoja kytketään sarjaan ja rinnan, jotta käyttötarvokseen sopivat jännite- ja virta-arvot voidaan saavuttaa. Näitä usean kennon liitoksia kutsutaan moduuleiksi. Moduuli saa ympärilleen vielä tarvittavat tukirakenteet, minkä jälkeen valmis aurinkopaneeli voidaan ottaa käyttöön [8].



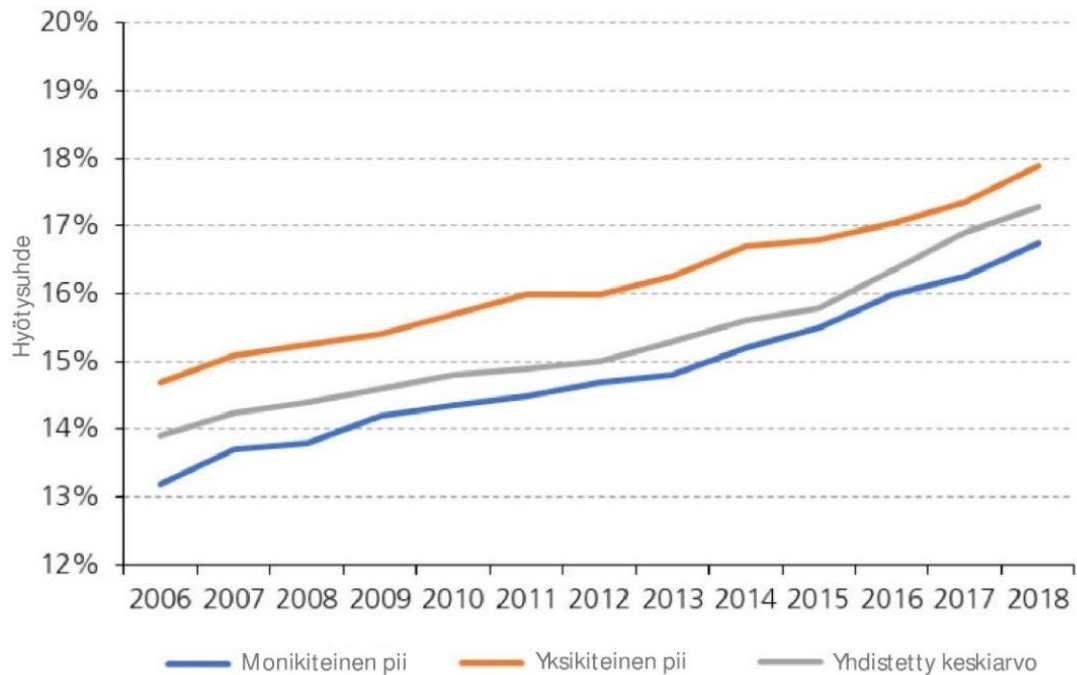
Kuva 3. Monikiteisen piiaurinkopaneelin valmistusprosessi. Muokattu lähteestä [8].

Yleisimmät piikidekennotyypit ovat yksikiteinen ja monikiteinen pii. Näiden kennojen rakenne poikkeaa hieman toisistaan. Yksikiteinen piikenno on nimensä mukaisesti valmistettu yhdestä piikiteestä. Yksikiteisyytensä johdosta kennon elektroneilla on enemmän tilaa liikkua, joka näkyy parempana hyötysuhteena monikiteiseen pihin verrattuna [9]. Yksikiteinen piikidekenno poikkeaa myös ulkonäöltään monikiteisestä. Kuvasta 4 voidaan nähdä, kuinka yksikiteinen kenno on väriltään tummempi ja yhdenmukaisempi verrattuna monikiteiseen kennoon.



Kuva 4. Monikiteinen ja yksikiteinen piikidekenno [10].

Monikiteinen piikidekenno on valmistettu sulattamalla yhteen useita piikiteitä. Tästä johtuen se on hyötysuhteeltaan hieman huonompi verrattaessa yksikiteiseen piikennoon. Kuvasta 5 nähdään kaupallisesti saatavilla olevien yksi- ja monikiteisten piikennojen keskimääräiset hyötysuhteet ja niiden kehitys vuodesta 2006 lähtien. Monikiteisen piikidekennon valmistaminen on edullisempää, minkä vuoksi se on ollut näistä kahdesta teknologiasta yleisempi etenkin 2000-luvulla. Kuvasta 2 voidaan kuitenkin havaita, että vuodesta 2015 lähtien yksikiteinen pii on nostanut markkinaosuuttaan merkittävästi. Vuonna 2019 yksikiteisiä piikidekennoja valmistettiin yli kaksinkertainen määrä verrattuna monikiteisiin piikidekennoihin ja niiden osuus oli noin 66 prosenttia kaikista valmistetuista aurinkokennoista [3,5].

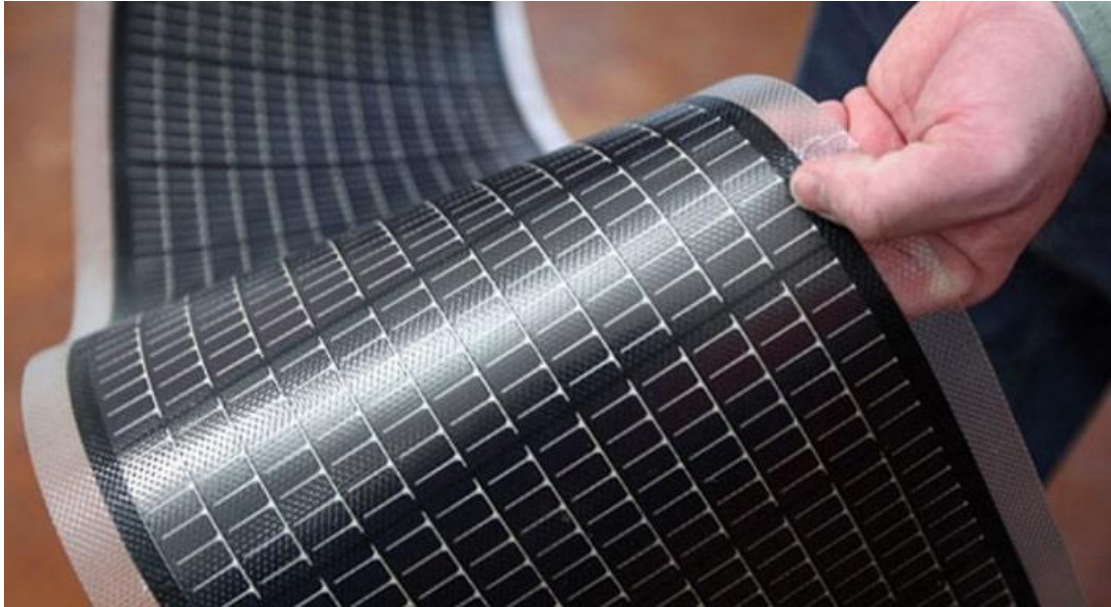


Kuva 5. *Moni- ja yksikiteisten piikidemoduulien hyötysuhteiden keskimääräinen kehitys ja niiden yhdistetty keskiarvo. Muokattu lähteestä [5].*

2.2.2 Ohutkalvokennot

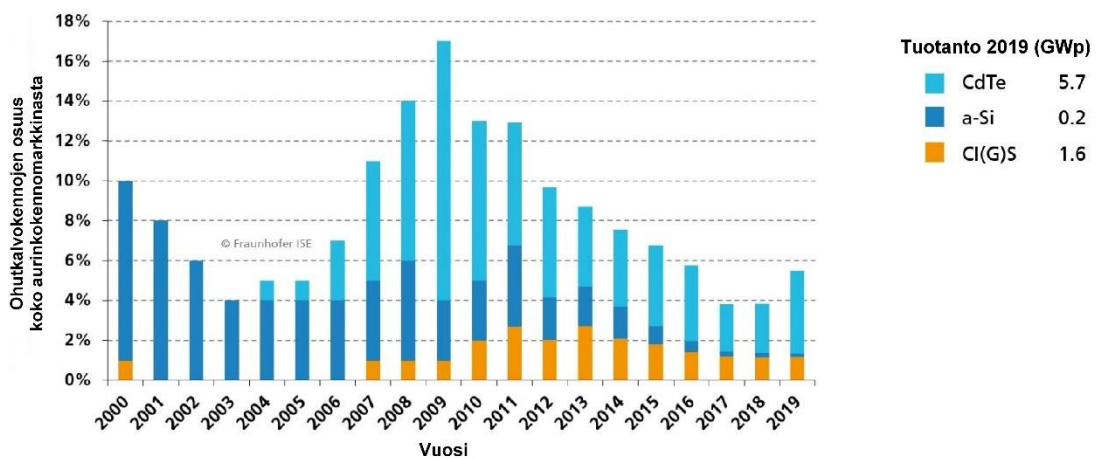
Piikiteisten kennojen jälkeen käytetyin teknologia on ohutkalvokenno. Ohutkalvokennoista puhutaan myös toisen sukupuolen aurinkokennoina, ja niiden suosio on vielä varsin marginaalinen kiteiseen piihin verrattuna. Ohutkalvoteknologian potentiaali tulevaisuutta ajatellen on kuitenkin merkittävä [5,7].

Ohutkalvokennoissa pohjamateriaali, yleensä lasi tai muovi, pinnoitetaan ohuella kerroksella valosähköisesti aktivoituvaa materiaalia. Ohutkalvokennoissa käytettävien puolijohdemateriaalien sähköisistä ominaisuuksista johtuen kennon valmistamiseen tarvittavan puolijohdemateriaalin määrä on moninkertaisesti pienempi verrattuna piikiteisiin kennoihin. Ohuen puolijohdemateriaalikerroksensa ansiosta lähes mikä tahansa aurinkokennojen valmistukseen soveltuva puolijohdemateriaali on riittävän edullinen kannattavaan kennon valmistukseen. Ohutkalvoteknologia mahdollistaa myös kokonaisten moduulien valmistamisen kerralla yksittäisten kennojen sijaan [3,11]. Kuvassa 6 on esitetty ohutkalvoteknologialla valmistettu aurinkokenno. Ohutkalvokennoja voidaan tarvittaessa myös taivuttaa, mikä avaa monia mahdollisuuksia erilaisiin käyttötarkoituksiin.



Kuva 6. CIGS-tekniikalla valmistettu ohutkalvokenno [12].

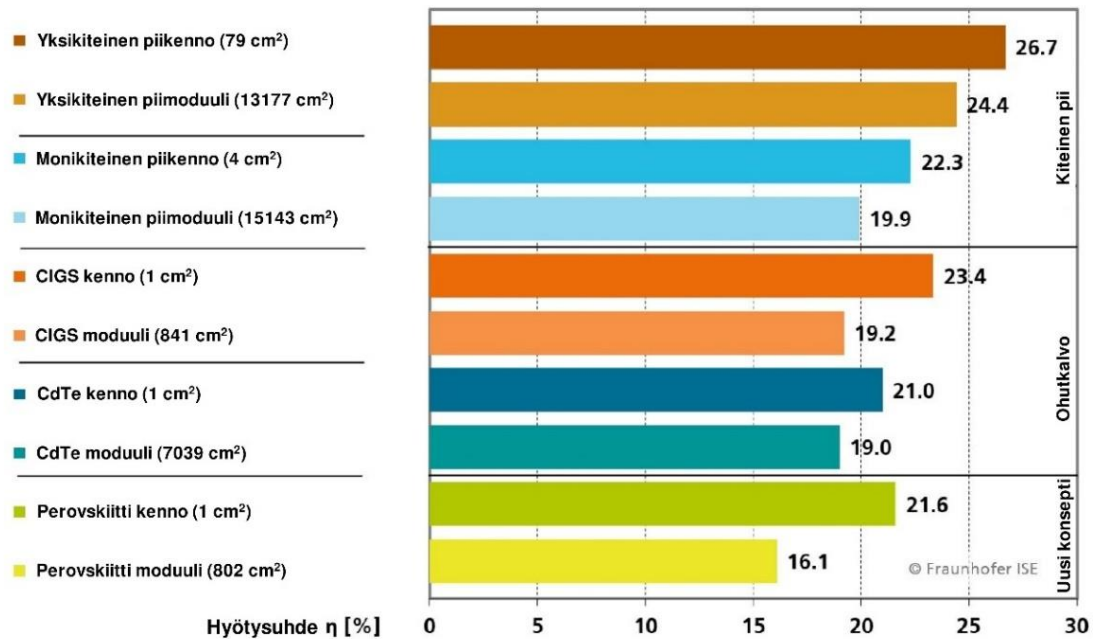
Ohutkalvokennoja toteutetaan useilla eri materiaaliyhdistelmillä. Näistä yleisimmät ovat kadmium-telluridi (CdTe), kadmium-indium-gallium-selenidi (CIGS) ja amorfinen pii (a-Si). Kuvassa 7 on esitetty näiden eri teknologioiden osuudet ohutkalvokennomarkkinasta. Vaikka ohutkalvokennojen osuus koko aurinkokennomarkkinasta on pienentynyt viimeisen kymmenen vuoden aikana, on ohutkalvokennojen markkina silti kasvanut merkittävästi. Tämä johtuu siitä, että nimellisteholla mitattuna aurinkopaneelien vuotuinen valmistusmäärä on yli seitsenkertaistunut vuosien 2010 ja 2019 välillä [5].



Kuva 7. Eri ohutkalvokennojen maailmanlaajuinen markkinaosuus teknologiittain. Muokattu lähteestä [5].

Syy ohutkalvokennojen toistaiseksi heikkoon kaupalliseen menestykseen piikidekennoihin verrattuna johtuu muutamasta eri tekijästä. Nykypäivän ohutkalvokennot eivät vielä pääse vastaaviin hyötysuhteisiin kuin piikidekennot. Tästä johtuen suurempi määrä au-

rinkokennoja tarvitaan tuottamaan sama määrä energiaa. Ohutkalvokennot eivät myöskään ole luotettavuudeltaan ja käyttöiltään kiteisen piin tasolla. Lisäksi osa niissä käytävistä materiaaleista on myrkyllisiä ja rajoitetusti saatavilla. Kuvassa 8 on esitetty eri aurinkokennoteknologioiden maksimihyötysuhteet laboratorio-olosuhteissa. Tästä voidaan nähdä, että ohutkalvokennot eivät vielä ole saavuttaneet kiteistä piitä hyötysuhteen osalta [5,7,11].



Kuva 8. Aurinkokennojen ja moduulien maksimihyötysuhteet teknologiottain laboratorio-olosuhteissa. Muokattu lähteestä [5].

2.2.3 Tulevaisuuden teknologiat

Aiemmissä luvuissa on käsitelty ensimmäisen ja toisen sukupolven aurinkokennoteknologioita. Näiden lisäksi on olemassa kolmannen sukupolven aurinkokennoja, joiden teknologiana käytetään orgaanisia ja väriaineherkistettyjä puolijohdemateriaaleja. Nämä materiaalit ovat kehitysvaiheessa, eivätkä ne ole suorituskyvyltään onnistuneet vielä saavuttamaan aiempien sukupolvien teknologioita. Materiaalikustannuksiltaan ne ovat kuitenkin varsin edullisia ja niissä voidaan käyttää monia eri pohjamateriaaleja. Tämä mahdollistaa niiden käytön eri käyttötarkoituksissa, kuten elektroniikassa, vaatteissa ja osana rakennusten arkkitehtuuria [3].

Eryyisen lupaavana tulevaisuuden teknologiana aurinkokennojen osalta pidetään perovskiittikennoja. Perovskiittikennot pohjautuvat väriherkistettyihin kennoihin, ja ne ovat jo muutamassa vuodessa nousseet hyötysuhteeltaan kilpailemaan lähes perinteisten aurinkokennoteknologioiden tasolle. Kuvassa 8 on esitetty perovskiittikennoilla tällä het-

kellä saavutettavissa oleva hyötysuhde laboratorio-olosuhteissa. Kennojen valmistukseen tarvittavaa materiaalia on hyvin saatavilla, sillä perovskiitti on luonnossa esiintyvä mineraali, jota voidaan valmistaa myös synteettisesti. Tutkimusta perovskiittikennojen parissa jatketaan intensiivisesti ja parannuksia suorituskykyyn on odotettavissa myös tulevaisuudessa [13,14].

2.3 Aurinkopaneelien tuottavuuteen vaikuttavat tekijät

Aurinkopaneeleja asennettaessa tulee huomioon ottaa useita eri tekijöitä. Tässä luvussa käsitellään sitä, mikä vaikutus auringonsäteilyllä, sijainnilla, asennustavalla ja toimintalämpötilalla on aurinkopaneelin toimintaan ja mitä näiden osalta tulee huomioida. Lisäksi tarkastellaan aurinkopaneelien yleisimpiä vikatilanteita ja niiden aiheuttajia.

2.3.1 Auringonsäteily

Auringonsäteilyn mukanaan tuoman energian määrä maapallolla on moninkertainen siihen nähden, miten paljon energiaa vuosittain kulutetaan. Aurinkoa voidaan siis ajatella ehtymättömänä energianlähteenä. Auringonsäteily koostuu suorasta auringonsäteilystä ja hajasäteilystä. Suora auringonsäteily tarkoittaa suoraan ilmakehän läpi tullutta säteilyä. Hajasäteily sen sijaan on ilmakehän ja pilvien heijastamaa säteilyä sekä maasta heijastuvaa hajasäteilyä. Suomessa jopa puolet vuoden säteilystä on hajasäteilyä. Auringonsäteilyä mitataan kilowattitunteina neliometriä kohden (kWh/m^2). Myös Suomen säteilyolosuhteet mahdollistavat aurinkoenergian tehokkaan hyödyntämisen, sillä esimerkiksi Etelä-Suomessa vuotuisen kokonaissäteilyn määrä on lähes saman suuruinen kuin Pohjois-Saksassa, joka on Euroopan maista suurin aurinkoenergian tuottaja [5,15,16].

2.3.2 Aurinkopaneelien sijainti ja asennustapa

Aurinkopaneelin sijainti tulee valita tarkoin, sillä huono sijaintivalinta voi vaikuttaa aurinkopaneelin energiantuottokykyyn merkittävästi. Aurinkopaneeli tulee sijoittaa varjottoomaan paikkaan, jotta koko laite saisi säteilyä mahdollisimman tasaisesti. Etenkin talvisin auringon ollessa alhaalla on varjoilla suuri vaikutus tuotantoon. Sijoittamalla aurinkopaneelit mahdollisimman korkealle ja kauas korkeista esteistä voidaan maksimoida sen kyky tuottaa sähköenergiaa [16].

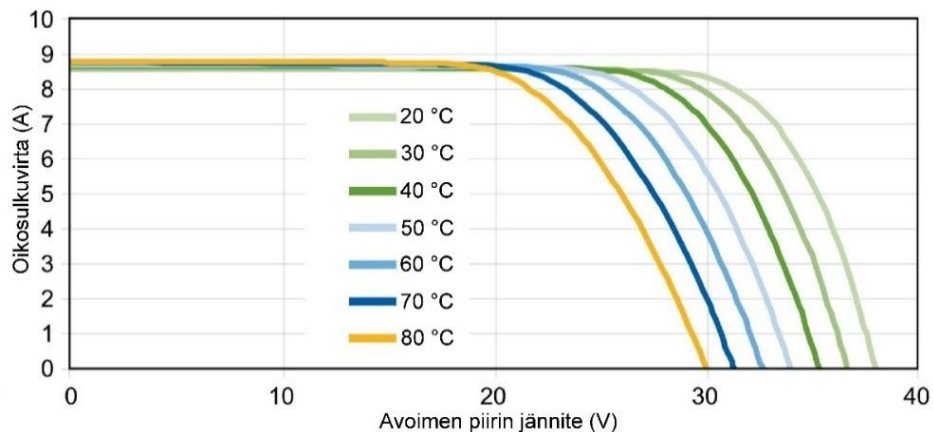
Aurinkopaneelit asennetaan useimmiten kiinteään kulmaan. Kaikkea auringonsäteilyä ei kiinteällä asennuskulmalla saada talteen, mutta se on taloudellinen ja luotettava asennustapa. Markkinoilla on myös seurantalaitteita, jotka seuraavat auringonsäteilyä päivän

mittaaan ja säätävät aurinkopaneelin kulmaa niin, että tuotanto saadaan maksimoitua kello- ja vuodenaikasta riippumatta. Nämä lisäävät kuitenkin liikkuvia osia ja monimutkaisuutta järjestelmään [16].

Kiinteän aurinkopaneelin suunta ja asennuskulma tulee valita niin, että se olisi mahdollisimman tuottoisa läpi vuoden. Aurinkopaneeli on tuottavimmillaan silloin, kun auringonsäteily osuu siihen kohtisuorassa. Suomessa keskimääräinen optimikallistus aurinkopaneelille on noin 45 astetta. Jos aurinkoenergiajärjestelmän edessä ei ole varjostavaa estettä, suunnataan se yleensä kohti etelää. Näin kiinteän asennuksen vuosituotto saadaan maksimoitua. Asennuksen niin vaatiessa voidaan suuntaus tehdä myös lännen ja idän väliselle alueelle. Mitä enemmän etelään suuntauksesta poiketaan, sitä enemmän vuosituotto pienenee. Suuntaus voidaan tehdä myös kohti aamu- tai ilta-aurinkoa, jos järjestelmän kuormitushuippu ajoittuu näille ajankohdille [16].

2.3.3 Toimintalämpötila

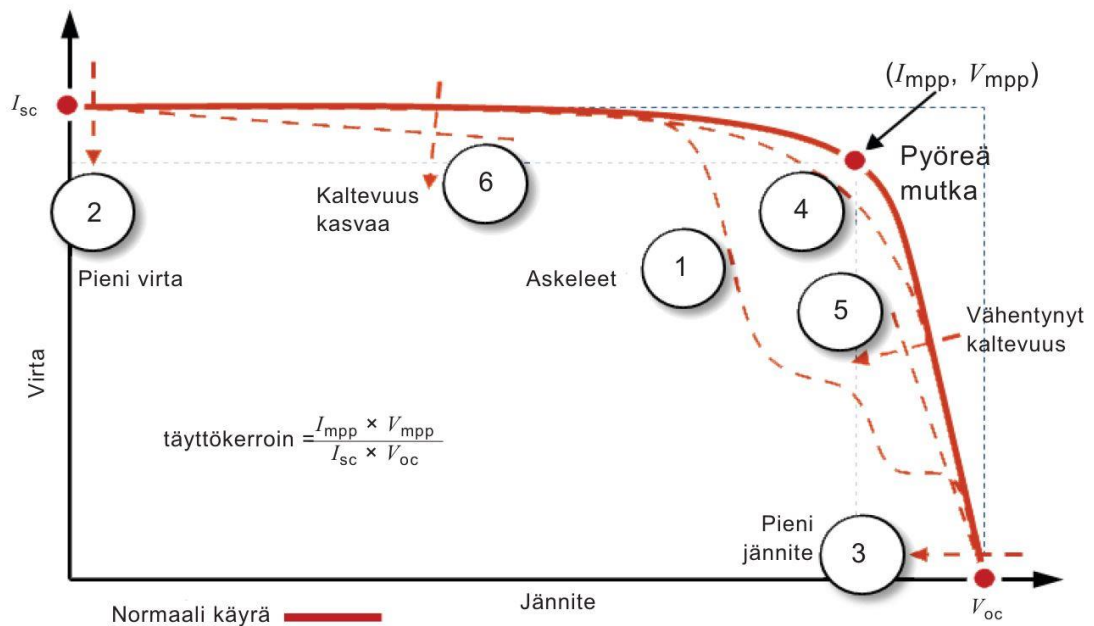
Aurinkopaneelin toimintalämpötila vaikuttaa merkittävästi sen suorituskykyyn. Rungas auringonsäteily tuo usein mukanaan myös korkeita toimintalämpötiloja, sillä auringonsäteet lämmittävät aurinkopaneelia. Vaikka runsas auringonsäteily itsessään on aurinkopaneelin tuottavuuden kannalta hyvä asia, on sen tuomalla lämpötilan nousulla myös tehokkuutta laskeva vaikutus [4,17]. Kuvassa 9 on esitetty erään monikiteisen piiaurinkopaneelin virta-jännitekäyrä. Tästä voidaan nähdä, miten aurinkopaneelin oikosulkuvirta ja avoimen piirin jännite käyttäytyvät kennon lämpötilan muuttuessa ja säteilyvoimakkuuden pysyessä vakiona. Lämpötilan noustessa myös kennon oikosulkuvirta nousee, mutta nousu on lähes häviävän pientä. Sen sijaan lämpötilan noustessa sen avoimen piirin jännite laskee merkittävästi. Näin ollen korkeampi lämpötila heikentää aurinkopaneelin toimintaa.



Kuva 9. Virta- ja jännitearvojen muutos aurinkopaneelissa lämpötilan muuttuessa. Muokattu lähteestä [18].

2.3.4 Vikatilanteet

Vaikka aurinkopaneelit ovat hyvin toimintavarmoja, voivat nekin vikaantua ja näin ollen kärsiä tuotantotehon laskusta. Kuvassa 10 on esitetty aurinkopaneelin normaali virta-jännitekäyrä ja sen yleisimmät poikkeamat. Yhtenäinen punainen viiva kuvaa paneelin normaalia käyrää, kun taas katkoviivalla on esitetty poikkeamien aiheuttamat muutokset käyrässä.



Kuva 10. Aurinkopaneelin virta-jännitekäyrä ja sen yleisimmät poikkeamat [19].

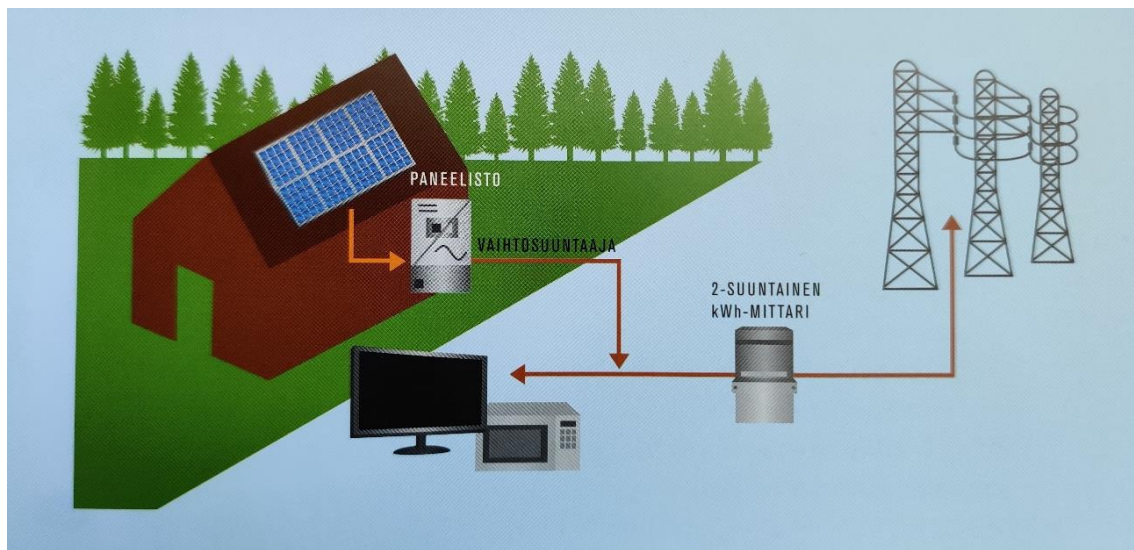
Ensimmäisenä poikkeamana esitetyt askeleet virta-jännitekäyrässä ovat merkki siitä, että paneelin turvamekanismina käytetty ohitusdiodi on aktiivisena. Tämä voi johtua esimerkiksi paneelin tai paneeliston osittaisesta varjostuksesta, likaisuudesta, lumesta tai paneelin tai kennon vaurioitumisesta. Jo yksittäisen kennon varjostuminen voi aiheuttaa ohitusdiodin aktivoitumisen, joka näkyy muutoksena käyrässä. Myös pienentynyt virta (kohta 2) voi johtua paneelien likaisuudesta tai varjokaistaleesta. Aurinkopaneelien suorituskyvyn aleneminen näkyy myös pienentyneenä virtana. Merkittävä ja tasainen varjo koko paneeliston pinnalla sen sijaan voi aiheuttaa kohdassa 3 esitetyn pienentyneen jännitteen. Myös väärä paneelien määrä paneeliketjussa näkyy pienenä jännitteenä.

Kohdan 4 mukainen mutkan pyöristyminen voi olla vanhenemisprosessin oire. Käyrän laskevan osan kaltevuuteen (kohta 5) vaikuttaa mitattavan piirin sarjaresistanssi. Suurentunut resistanssi alentaa käyrän jyrkkyyttä. Sarjavastuksen suurentuminen voi johtua esimerkiksi viallisista johdoista tai niiden virheellisestä mitoitukselta, viallisista liitännöistä tai paneelin kasvaneesta sarjaresistanssista. Vaakasuoran osan kaltevuuteen (kohta 6) sen sijaan vaikuttavat esimerkiksi kapeat varjot, likaantuneet alueet ja kennojen

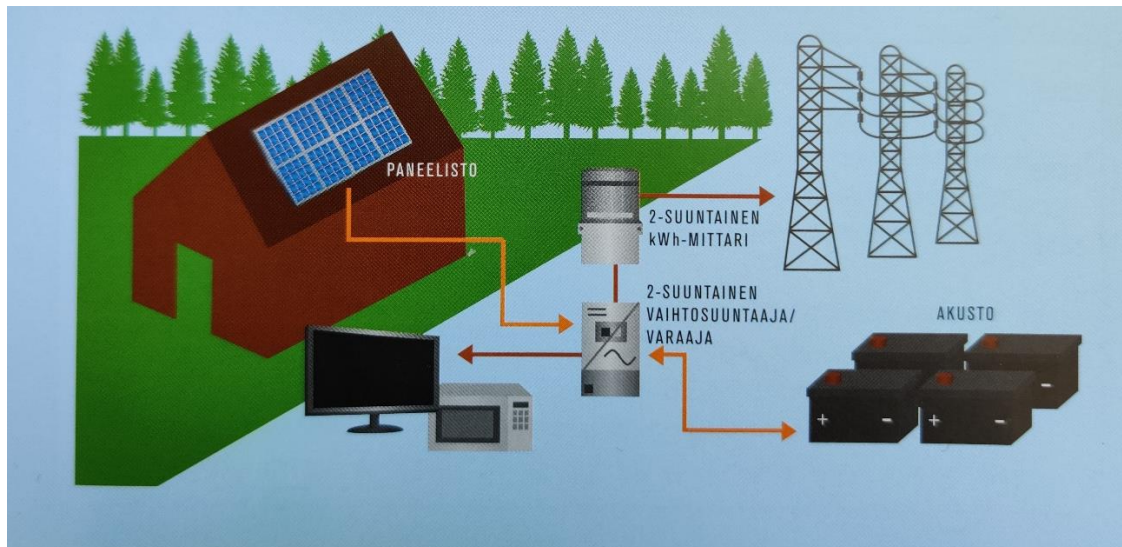
vuotovirrat. Vuotovirrat johtuvat yleensä paikallisesta viasta kennossa tai sen liitännöissä. Vuotovirta voi aiheuttaa kuumia kohtia aurinkopaneelissa. Nämä ovat paikannettavissa lämpökuvauksen avulla [19].

2.4 Aurinkovoimalan rakenne

Sähköverkkoon kytketyn aurinkovoimalan pääkomponentteja ovat aurinkopaneelit, vaihtosuuntaaja eli invertteri ja kaksisuuntainen kilowattituntimittari (kuva 11). Akkuvarmistettu järjestelmä (kuva 12) on samankaltainen, mutta siihen on kytketty lisäksi akusto sähköenergian varastoitusta varten. Aurinkopaneeleilla tuotettu tasavirta muutetaan invertterin avulla vaihtovirraksi, jotta se saadaan vastaamaan kiinteistön sähköverkon ja jakeluverkon ominaisuuksia. Aurinkopaneelit kytketään invertterin kautta kiinteistön sähköjärjestelmään joko sähköpääkeskukseen tai alakeskuksen syöttöpuolelle. Aurinkopaneeleilla tuotettua sähköä käytetään kiinteistön sähköenergiana. Näin voidaan omalla tuotannolla korvata verkosta ostettavaa sähköenergiaa. Jos hetkellinen sähköntuotanto on korkeampaa kuin kiinteistön kulutus, voidaan ylituotantoa myydä takaisin sähköverkkoon. Vaihtoehtoisesti ylituotantoa voidaan akkuvarmistetussa järjestelmässä käyttää myös akuston lataamiseen [16,20].



Kuva 11. Verkkoon kytketty järjestelmä pääkomponentteineen [16].

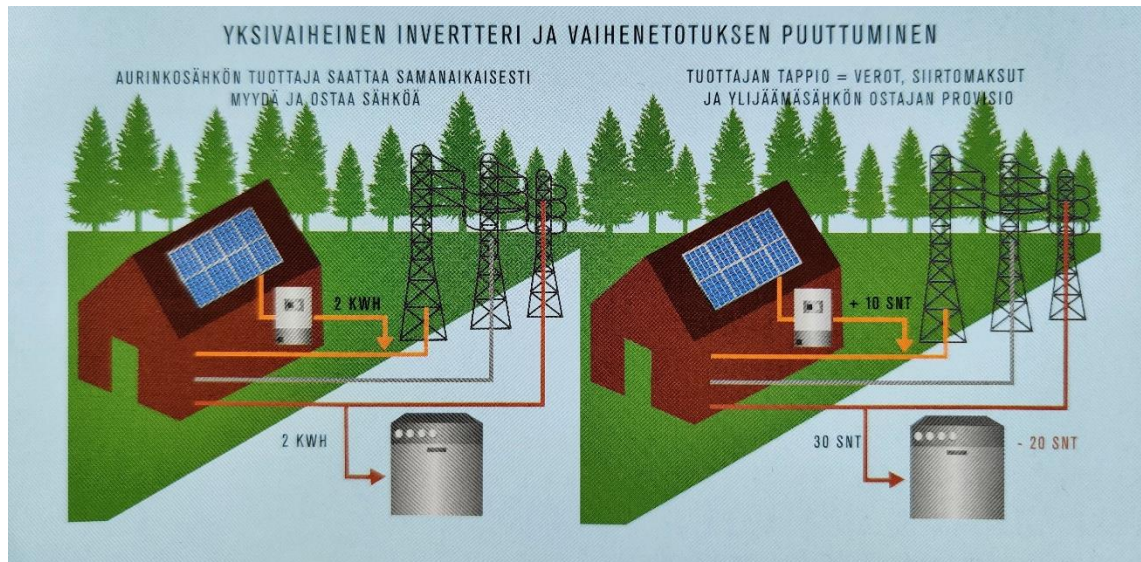


Kuva 12. Akkuvarmistettu verkkoon kytketty järjestelmä pääkomponentteineen [16].

2.4.1 Invertterit

Vaihtosuuntaaja eli invertteri toimii linkkinä aurinkopaneelien, kiinteistön sähköverkon ja jakeluverkon välillä. Invertterin päätehtävä on muuttaa aurinkopaneelien tuottama tasavirta vaihtovirraksi mahdollisimman pienin häviöin. Järjestelmän koosta riippuen voi siinä olla yksi tai useampi invertteri. Alle 5 kWp:n kokoisissa aurinkosähköjärjestelmissä käytetään yleensä yksivaiheisia inverttereitä. Sen sijaan suuremmissa järjestelmissä käytetään kolmivaiheisia inverttereitä, jotka mahdollistavat tuotetun energian hyödyntämisen kaikkien vaiheiden kautta [21].

Kolmivaiheisilla inverttereillä saadaan normaalisti aurinkosähköjärjestelmästä suurin hyöty, sillä tuotettua sähköä syötetään kaikkiin laitteisiin. Koska sähkön syöttäminen verkkoon ei ole yhtä kannattavaa kuin sen kuluttaminen paikallisesti, saadaan paras hyöty järjestelmästä kuormittamalla kaikkia vaiheita mahdollisimman tasaisesti. Mikäli invertteri on kytketty vain yhteen vaiheeseen, voivat ainoastaan tähän vaiheeseen kytketyt sähkölaitteet hyödyntää tuotettua sähköä. Tämä voi johtaa kuvan 13 mukaiseen tilanteeseen, jossa sähköä sekä ostetaan että myydään samanaikaisesti [16]. Tällainen tilanne voidaan välttää niin kutsutulla vaihenetoksella, jolloin pientuotantokohteissa sähköenergiaa ostetaan yhden tunnin välein tehtävän osto-myyntierotuksen mukaan. Tämä voi parantaa pientuotannon kannattavuutta merkittävästi [20]. Vaihenetotusta koskenut lainsäädäntö muuttui 1.1.2021 niin, että vuoden 2023 alkuun mennessä vaihenetotus on tarjolla kaikille suomalaisille [22].



Kuva 13. Vaihenetotuksen puuttumisen aiheuttama sähkön samanaikainen osto ja myynti yksivaiheisella invertterillä [16].

Hyvälaatuisen invertterin käyttöikä on Suomessa todennäköisesti yli 20 vuotta. Kustannuslaskelmissa varaudutaan usein siihen, että aurinkosähköjärjestelmän eliniän aikana invertteri joudutaan vaihtamaan kerran. Invertterit eivät itsessään vaadi varsinaista huoltoa. Joissain inverttereissä käytetään kuitenkin jäähdytyspuhaltimia, jotka voidaan joutua vaihtamaan kertaalleen laitteen eliniän aikana [16].

2.4.2 Lataussäätimet

Akkuvarmistetussa järjestelmässä akusto tuo hieman lisää monimutkaisuutta järjestelmään. Jotta akkua ei vaurioitettaisi yllilataamisella tai liiallisella purkamisella, käytetään kytkennän osana lataussäätimiä. Lataussäätimen tehtävä on ohjata virtaa akustoon silloin, kun lataamiselle on tarvetta. Kun energiaa halutaan käyttää akustosta, lataussäädin ohjaa virran invertterille. Kun akuston varaustaso laskee liian alhaiseksi, pitää lataussäädin huolen siitä, ettei akkuja pureta niin tyhjäksi, että se vaurioitaisi järjestelmää [1]. Markkinoilla on olemassa myös yhdistelmälaitteita, jotka yhdistävät invertterin ja lataussäätimen. Tällaisten laitteiden elinikä on usein tavanomaisia invertterejä selvästi lyhyempi [16].

3. AKKUJÄRJESTELMÄT

Vaikka auringonsäteilyä ja siitä saatavaa energiaa on tarjolla runsaasti, on sen saatavuus jaksottaista. Tuotettavan energian määrä voi vaihdella merkittävästi lyhyenkin ajan kuluessa. Aurinko paistaa päivällä tarjoten runsaan energiantuotannon, mutta vastavasti yöaikana tuottavuus on merkittävästi heikompaa. Tämän lisäksi säteilyyn vaikuttavat sääolosuhteet, jotka voivat merkittävästi muuttaa säteilyn määrää jopa minuuttikohtaisesti. Näin ollen aurinkovoimalalla ei yksinään voida taata tasaista energiansaantia. Akkujärjestelmien avulla aurinkovoimalalla tuotettavaa energiaa voidaan kuitenkin varastoida. Näin voidaan varmistaa energian saatavuus riippumatta kyseisen hetken energiantuotannosta [3]. Tässä luvussa tarkastellaan akkujen toimintaperiaatetta, eri akkuteknologioita ja niiden ominaisuuksia aurinkovoimalan energiavarastona.

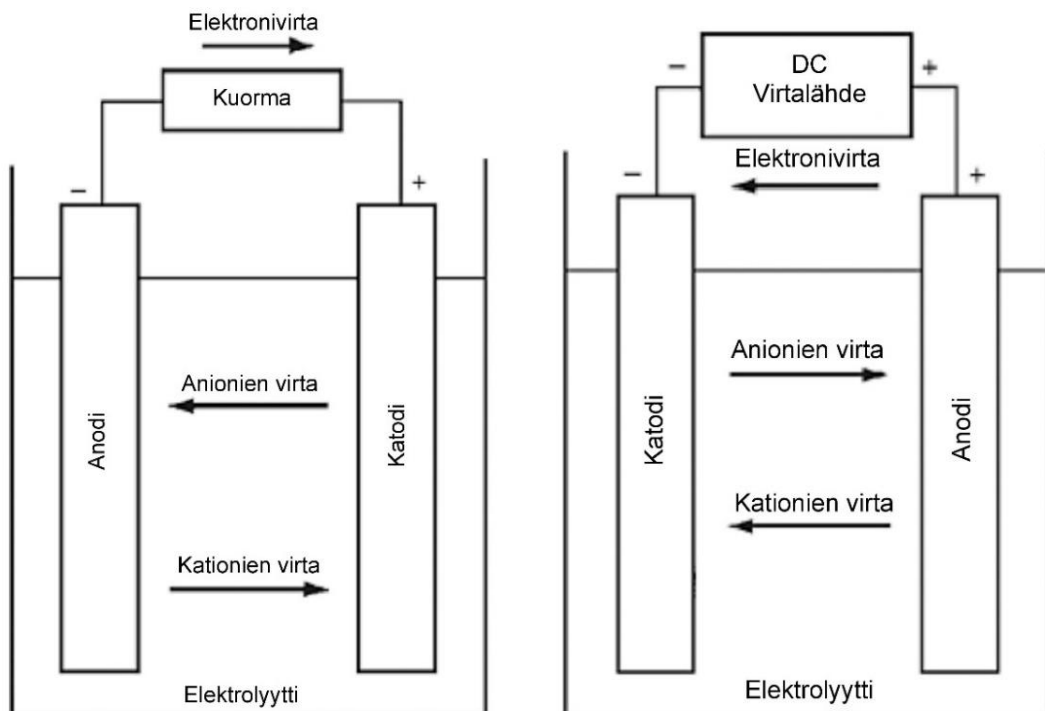
3.1 Akun toimintaperiaate

Akku on laite, joka muuttaa sen aktiivisiin materiaaleihin varastoituneen kemiallisen energian suoraan sähköenergiaksi. Toisin kuin paristolla, akulla tämä reaktio toimii myös käänteisesti, jolloin sähköenergiaa saadaan jälleen varastoitua takaisin akkuun. Tätä akun purkamisessa ja lataamisessa hyödynnettävää ilmiötä kutsutaan hapetus-pelkistysreaktioksi tai redox-reaktioksi, jossa elektroneja luovuttava aine hapettuu ja elektroneja vastaanottava aine pelkistyy. Akku koostuu yhdestä tai useammasta kennosta, joita voidaan kytkeä sarjaan ja rinnan riippuen siitä, millainen jännite ja kapasiteetti akulla halutaan saavuttaa. Yksittäinen akkukkenno koostuu neljästä pääkomponentista:

1. Anodi, eli aine, joka hapettuu.
2. Katodi, eli aine, joka pelkistyy.
3. Elektrolyytti.
4. Separaattori, eli erotuskalvo.

Kuvassa 14 on esitetty akkukennon toimintaperiaate kennon varausta purettaessa ja kennoa ladattaessa. Kun kennon virtapiiriin on kytketty kuorma, elektronit virtaavat anodilta kuorman läpi katodille aiheuttaen sähkövirran. Tässä reaktiossa elektroneja luovuttava anodi hapettuu ja elektroneja vastaanottava katodi pelkistyy. Kennon elektrolyytti toimii väliaineena, jossa varautuneet ionit pystyvät liikkumaan. Negatiivisesti varautuneet ionit eli anionit virtaavat anodille, ja positiivisesti varautuneet ionit eli kationit virtaavat

vastaavasti katodille. Kennoa ladattaessa kuorman tilalle kytketään virtalähde, jolloin virran suunta kääntyy ja hapettuminen tapahtuu positiivisessa elektrodissa ja pelkistyminen negatiivisessa elektrodissa. Näin ollen lataustilanteessa anodi on positiivinen elektrodi ja katodi negatiivinen elektrodi, toisin kuin varausta purettaessa. Kuvassa esitettyjen komponenttien lisäksi käytännön kennoratkaisuissa anodi ja katodi ovat erotettu keskenään mekaanisesti separaattorilla, eli erotuskalvolla. Tämä kalvo estää kennon sisäisen oikosulun positiivisen ja negatiivisen elektrodin välillä. Separattorista huolimatta ionit pystyvät edelleen liikkumaan elektrolyytissä, sillä elektrolyytti pystyy läpäisemään separaattorin säilyttäen näin ionisen johtavuutensa [23].



Kuva 14. Akkukennon yksinkertaistettu toimintaperiaate varausta purettaessa (vasen) ja kennoa ladattaessa (oikea). Muokattu lähteestä [23].

3.2 Akkujen ominaisuuksia

Markkinoilta löytyy useita eri akkuteknologioita, joiden ominaisuudet voivat olla hyvinkin erilaisia keskenään. Käytettävän akkuteknologian valintaan vaikuttavat käyttökohteen vaatimat ominaisuudet. Eri akkuteknologioita voidaan verrata keskenään käyttäen avuksi erilaisia suureita. Akkuteknologiassa yleisesti käytettyjä suureita ja termejä on listattuna taulukossa 1.

Taulukko 1. Yleisimpiä akkujen ominaisuuksia kuvaavia suureita ja termejä. Muokattu lähteestä [24].

Energiatiheys	Kertoo akun nimelliskapasiteetin massaan tai tilavuuteen suhteutettuna. Yksikkö Wh/kg tai Wh/l.
Tehotiheys	Kertoo akun nimellistehon massaan tai tilavuuteen suhteutettuna. Yksikkö W/kg tai W/l.
Investointikustannukset	Eri akkujen investointikustannuksia voidaan verrata keskenään suhteuttamalla kustannukset saatua teho- tai kapasiteettiyksikköä kohden. Yksikkö €/kW tai €/kWh.
Käyttökertaikä	Kertoo kuinka monta kertaa akku voidaan ladata ja purkaa ennen kuin se menettää kykynsä vastaanottaa sähkövarausta.
Varastointikestävyys	Kertoo kuinka kauan akkua voidaan säilyttää ilman, että siihen kytketään minkäänlaista kuormaa.
Itsepurkaus	Akkujen sisällä tapahtuva ilmiö, jossa sisäisten kemiallisten reaktioiden vuoksi akun varaustaso laskee, vaikkei se ole kytkettynä kuormaan.
Lataus-purkaussyklin hyötysuhde	Kertoo akusta saatavan energian ja sen lataamisen käytettävän energian suhteen. Yksikkö %.
Muisti-ilmiö	Muisti-ilmiöllä tarkoitetaan akun kapasiteetin pienenemistä, jos sitä ei pureta välillä tyhjäksi. Koskee lähinnä nikkeliakkuja.

Eri akkuteknologioita voidaan vertailla esimerkiksi hyödyntäen niiden energia- ja tehotiheyksiä. Energia- ja tehotiheydet ilmoitetaan joko massaan tai tilavuuteen suhteutettuna, kuten taulukossa 1 on esitetty. Käyttökohteesta riippuen voidaan akulta vaatia esimerkiksi suurta kapasiteettia tilan ollessa rajallinen. Tällaisessa tilanteessa akulta toivotaan korkeaa energiatiheyttä tilavuuteen nähden. Vaihtoehtoisesti akun paino voi olla rajoitettava tekijä tilavuuden sijaan, jolloin tulee tarkastella energiatiheyttä massaan suhteutettuna. Jos käyttökohteessa teholla on suurempi merkitys kuin siihen varastoitavalla energian määrällä, voidaan tarkastelussa hyödyntää ensisijaisesti tehotiheyttä. Näiden lisäksi akkuteknologiaa valitessa tulee huomioida myös moni muu ominaisuus riippuen käyttökohteesta ja olosuhteista [23,25].

Myös investointikustannukset vaihtelevat merkittävästi eri teknologioiden välillä. Vertailtaessa eri vaihtoehtoja keskenään käytetään yleisimmin apuna investointikustannusten suhdetta akusta saatavaan tehoon (€/kW) tai investointikustannusten suhdetta akun energiakapasiteettiin (€/kWh). Näitä suureita hyödyntäen voidaan eri akkuteknologioiden kustannuksia verrata suoraan keskenään [25].

3.3 Aurinkovoimalan energiavarastoksi soveltuvat akkuteknologiat

Kehitystyötä akkuteknologioiden parissa tehdään jatkuvasti ja näihin liittyviä haasteita pyritään ratkaisemaan, jotta aurinkosähköstä saadaan entistäkin kannattavampaa. Aurinkosähköjärjestelmän yhteydessä on mahdollista hyödyntää useita erilaisia akkuvaihtoehtoja [25]. Tässä luvussa tarkastellaan näistä vaihtoehdoista käytetyimpiä ja tutkitaan niiden ominaisuuksia ja soveltuvuutta aurinkosähköjärjestelmän tueksi.

3.3.1 Lyijyakut

Lyijyaku on vanhin ja useissa käyttötarkoituksissa suosituin akkutyyppe. Vaikka teknologia keksittiin jo vuonna 1859, on se säilyttänyt suosionsa vuosien saatossa tiettyjen ominaisuuksiensa vuoksi. Lyijyaku on lähes aina edullisin vaihtoehto käyttökohteesta riippumatta. Edullisesta hinnastaan huolimatta sen suorituskyky ja elinikä ovat kuitenkin kilpailukykyisiä. Lyijyakkujen yksinkertaisesta valmistusprosessista johtuen myös niiden saatavuus on hyvä. Kenties tunnetuin käyttötarkoitus lyijyakulle on autojen käynnistysakuna, mutta se on myös käytetyin akkutyyppe aurinkosähköjärjestelmien tukena [16,23].

Kaikilla lyijyhappoakuilla on sama perusrakenne ja kemia. Positiivisena aktiivimateriaalina toimii lyijyoksidi ja negatiivisena aktiivimateriaalina huokoinen lyijy. Lyijyakan elektrolyyttinä toimii laimea rikkihappo. Lyijyakut ovat rikkihapon käytöstä johtuen myrkyllisiä ja väärin käsiteltynä haitallisia ympäristölle. Lyijyakuilla on myös matala energiatiheys, joten suuren kapasiteetin järjestelmät ovat painavia ja tilaa vieviä [16,25].

Aurinkosähköjärjestelmissä käytetään usein niin kutsuttuja paikallisakkuja. Niiden elinikä voi aurinkosähkökäytössä olla noin 15-20 vuotta. Vaikka paikallisakut kestävät vain noin 1000-1200 syväpurkausta, ne soveltuvat hyvin aurinkosähkökäyttöön, sillä syväpurkauksia tapahtuu harvoin. Paikallisakusta on kehitetty myös erityisesti aurinkosähkökäyttöön soveltuvia versioita, joissa syklikesto on saatu yli 1500 syklin. Niiden kalenteri-ikä on kuitenkin hieman tavanomaista paikallisakkua lyhyempi [16].

3.3.2 Litium-ioniakut

Litium-ioniakku on suhteellisen uusi tulokas akkumarkkinoilla. Vaikka ensimmäiset litiumakut valmistettiin jo 1970-luvun lopulla, saatiin niiden kaupallista läpimurtoa odottaa aina vuoteen 1991 asti. Sen jälkeen litium-ioniakkujen markkina on kasvanut valtavasti, ja ne ovat mahdollistaneet merkittäviä kehitysaskaleita muun muassa kuluttajaelektronikkamarkkinoilla. Useat nykypäivän laitteet, kuten matkapuhelimet, kannettavat tietokoneet, kamerat, sähkötyökalut, sähköpolkupyörät ja monet muut hyödyntävät pääsääntöisesti litium-ioniteknologiaa akuissaan [23,25].

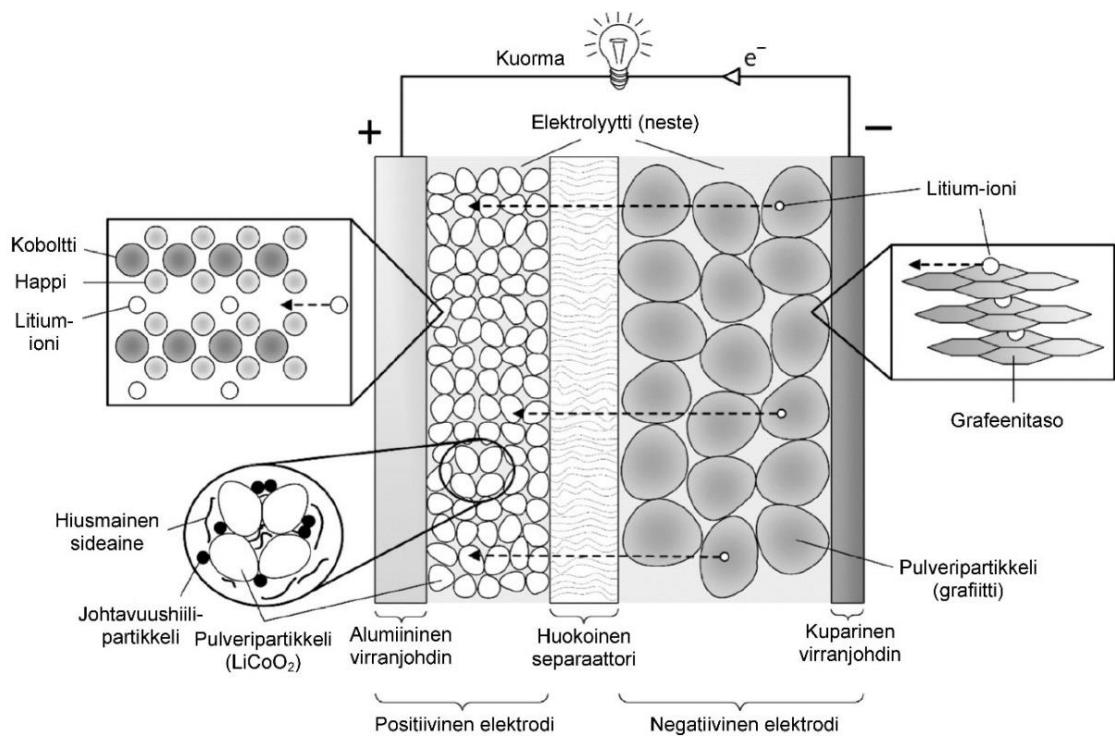
Litium-ioniakuilla on paljon ominaisuuksia, joiden ansiosta niiden suosio on kasvanut monissa käyttökohteissa. Etenkin erinomaisen energiatiheytensä vuoksi litium-ioniakut soveltuvat käyttötarkoituksiin, joissa akuston painolla ja koolla on merkitystä. Matala itsepurkautumisaste, korkea käyttökertaikä ja laaja toimintalämpötila-alue lisäävät litium-ioniakun monipuolisuutta entisestään. Korkeat materiaalikustannukset kuitenkin rajoittavat litium-ioniakkujen käyttöä. Ne tarvitsevat myös ulkoisen suojauspiirin ylläpitämistä varten kemiallisen rakenteensa vuoksi. Yhteenvedo litium-ioniakkujen hyödyistä ja haasteista on nähtävissä taulukossa 2.

Taulukko 2. Litium-ioniakkujen hyödyt ja haasteet. Muokattu lähteestä [23].

HYÖDYT	HAASTEET
Huoltovapaa, suljettu rakenne	Korkeat materiaalikustannukset
Laaja toimintalämpötila	Tarvitsee erillisen suojauspiirin ylläpitämisen välttämiseksi
Matala itsepurkautumisaste	Materiaalien reaktiivisuus akun vaurioituessa
Nopea latausaika	
Korkea energia- ja tehotehiheys	
Pitkä varastointikestävyys	
Ei muisti-ilmiötä	
Korkea käyttökertaikä (yli 1000 sykliä)	

Litium-akun toimintaperiaate perustuu litium-ionien (Li^+) edestakaiseen liikkeeseen akun rakenteessa. Kuvassa 15 on esitetty tavanomainen litium-ioniakku (litium-koboltti-oksidi, LiCoO_2) varauksen purkamisen aikana. Akun varausta purettaessa litium-ionit siirtyvät

negatiivisesta elektrodista kohti positiivista elektrodia huokaisen separaattorin läpi. Elektronit kulkevat kuorman läpi virranjohtimien välillä kytketyn ulkoisen virtapiirin kautta aiheuttaen sähkövirran. Vastaavasti akkua ladattaessa sama ilmiö tapahtuu käänteisesti, jolloin elektronit kulkevat toiseen suuntaan ja litium-ionit palaavat negatiiviselle elektrodille. Akun ollessa ladattuna litium-ionit ovat syvällä negatiivisen elektrodin materiaalin tasorakenteiden väleissä. Varausta purettaessa litium-ionit poistuvat näiden tasorakenteiden väleistä palatakseen osaksi positiivisen elektrodin rakennetta. Akkua ladattaessa tulee ottaa huomioon, että vain noin puolet positiivisen elektrodin litium-ioneista voidaan hyödyntää akun varaamiseen. Jos tämä määrä ylitetään, voi positiivisen elektrodin rakenne romahtaa aiheuttaen ylikuumenemis- ja syttymisvaaran. Varausta purettaessa tätä riskiä ei ole, sillä grafiitti on stabiili myös ilman litium-ioneja osana sen rakennetta [23,26].



Kuva 15. Tavanomaisen litium-ioniakun toimintaperiaate varauksen purkamisen aikana. Muokattu lähteestä [26].

Autoteollisuudessa tehdään jatkuvasti tutkimusta vaihtoehtojen löytämiseksi tavanomaiselle polttomootorille. Sähköautot ovat tämän vuoksi yleistyneet merkittävästi, ja ne näyttävät merkittävää osaa akkuteknologian kehityksessä. Ominaisuuksiltaan litium-ioniakut ovat sopivia sähköautokäyttöön niiden korkean energiatihedysvuoksi. Litium-ioniakkujen massatuotanto autoteollisuudessa onkin mahdollistanut niiden kustannusten laskun entisestään [27]. Autoteollisuuden akkukehitys alkaa näkyä myös energiavarastomarkkinoilla. Vuonna 2019 asennetuista sähköverkkoon liitetyistä akkuvarastoista noin

60 % käyttää samaa teknologiaa, kuin mitä käytetään suurimmassa osassa sähköautojen akkuja (litium-nikkeli-mangaani-koboltti, Li-NMC). Suurin osa sähköenergian varastointiin tarkoitettusta akkukapasiteetista onkin tänä päivänä litium-ioniteknologiaa, ja tämän kehityksen odotetaan jatkuvan nousevana myös tulevaisuudessa [28].

3.3.3 Nikkeliakut

Nikkeliakuilla viitataan useisiin eri akkukemioihin, joissa positiivielektrodissa käytetään nikkeliä. Näistä yleisimmin käytettyjä ovat nikkeli-kadmium- (NiCd) ja nikkeli-metallihybridiaikut (NiMH). Nikkeliakuille ominaista on se, että ne kestävät korkeita lämpötiloja hyvin, eivätkä ne ole alttiita jäätymiselle. Niiden varaus voidaan purkaa lähes kokonaan, ja niillä on pitkä käyttökertaikä. Niillä on myös korkeampi energiatiheys verrattaessa lyijyakkuihin. Aurinkosähköjärjestelmissä nikkeliakkuja käytetään lähinnä erityisolosuhteissa niiden lyijyakkujen korkeamman hinnan vuoksi [23,25].

Yleisimmin aurinkosähköjärjestelmissä käytetään nikkeli-kadmiumakkuja. Niitä käytetään erityisen vaativissa ympäristöolosuhteissa, kuten kylmässä tai kuumassa [16]. Nikkeli-kadmiumakkuja voidaan ladata nopeasti ja ne ovat kestäviä. Negatiivielektrodissa käytettävä kadmium on kuitenkin erittäin myrkyllistä, joten tänä päivänä nikkeli-kadmiumakkujen käyttö rajoittuu lähinnä erityiskäyttökohteisiin. Nikkeli-metallihybridiaikut ovat huomattavasti ympäristöystävällisempi ratkaisu verrattuna kadmiumiin. Nikkeli-metallihybridiaikut eivät kuitenkaan ole yhtä kestäviä kuin kadmiumia käyttävät nikkeliakut. Niillä on myös korkea itsepurkautumisaste ja ne ovat herkkiä ylilataamiselle. Näin ollen ne eivät ole yhtä hyvin soveltuvia aurinkosähköjärjestelmien tueksi kuin natrium-kadmiumakut. Nikkeliakuissa esiintyy myös muisti-ilmiötä, minkä vuoksi ne tulee ajoittain purkaa tyhjäksi, jotta kapasiteetin pieneneminen voidaan välttää [25,29].

3.3.4 Muut akkuteknologiat

Jo aiemmin mainittujen teknologioiden lisäksi on olemassa lukuisia muitakin akkuvaihtoehtoja kehityksensä eri vaiheissa. Akkuteknologian kehityksen parissa työskennellään jatkuvasti, jotta sähköenergian varastointiin saataisiin kestäviä ratkaisuja sekä sähköverkkoon liitetyissä, että sähköverkosta riippumattomissa järjestelmissä. Monia ratkaisuja on vuosien saatossa esitetty, mutta siirtyminen kehitysasteelta kaupalliseen käyttöön asti saattaa kestää vuosikymmeniä tai jäädä kokonaan tapahtumatta [16,25].

Muun muassa virtausakut ja natrium-rikkiakut ovat sellaisia teknologioita, joiden kehityksen parissa on työskennelty jo vuosikymmenien ajan. Nämä teknologiat ovat osoittaneet potentiaalia etenkin sähköverkkoon liitetyissä järjestelmissä, joissa tarvitaan tasausta

aurinkoenergian vaihtelevan tuotannon tueksi. Aurinkosähköjärjestelmien tukena ne edustavat kuitenkin vielä varsin pientä osaa markkinoista, eivätkä ne ole kilpailukykyisiä pienemmän mittaluokan järjestelmissä [23,28].

4. SÄHKÖAUTOJEN LATAUS

Ilmastonmuutoksen torjumiseksi pyritään Suomessa tekemään henkilöauto-, raide- ja veneliikenne lähes täysin riippumattomaksi öljystä vuoteen 2050 mennessä. Henkilöautoliikenteen osalta välitavoitteena on, että kaikki uudet rekisteröitävät henkilöautot olisivat vuonna 2030 vaihtoehtoisten polttoaineiden käyttöön soveltuvia [30]. Tämä tarkoittaa sitä, että tavanomainen polttomoottori on väistymässä uuden teknologian tieltä. Tämän tavoitteen saavuttamisessa tulee sähkö- ja hybridiautoilla olemaan suuri merkitys etenkin henkilöautoliikenteen osalta. Tavoitteiden saavuttamiseksi on merkittäviä kehitysaskeleita otettava useilla osa-alueilla.

Vuonna 2019 Suomessa oli rekisterissä yli 3,5 miljoonaa autoa, joista liikennekäytössä oli noin 2,7 miljoonaa. Kaikista rekisterissä olevista autoista sähköautojen ja ladattavien hybridien osuus oli alle prosentin. Tästä huolimatta Suomessa rekisteröityjen sähköautojen määrä kasvoi 93 prosenttia ja ladattavien hybridien määrä 89 prosenttia edellisvuodesta [2]. Suomen henkilöautokanta on kuitenkin moniin Euroopan maihin verrattuna iäkkäämpää, joka osaltaan vaikuttaa uuden teknologian yleistymisnopeuteen. Liikennekäytössä olevien autojen keski-ikä Suomessa vuonna 2019 oli 12,2 vuotta. Euroopan keskiarvo oli 11,5 vuotta, ja esimerkiksi Saksassa ja Ruotsissa henkilöautojen keskimääräinen ikä on vain noin 10 vuotta [31]. Sähköautojen ja ladattavien hybridien määrän voidaankin olettaa kasvavan tulevina vuosina hankintamäärien kasvusta ja autokannan uudistumisesta johtuen.

Sähköautossa on monia etuja tavanomaiseen polttomoottoriautoon nähden. Ne ovat kaupunkiautoina ihanteellisia, sillä ne ovat hiljaisia ja helppokäyttöisiä. Niiden käyttökustannukset ovat matalat ja niiden huollontarve on pieni. Jos autoa käytetään uusiutuvalla energialla tuotetulla sähköllä, on se käyttöaikanaan täysin päästötön. Haasteita tuovat kuitenkin niiden kallis hankintahinta, polttomoottoriautoon verrattaessa heikko toimintamatka, ja julkisen latausasemaverkoston keskeneräisyys. Tekniikaltaan sähköautot toimivat pakkasessa ongelmitta, mutta niiden toimintamatka kärsii pakkassäällä merkittävästi. Syynä pienentyneeseen toimintamatkahan on lisääntynyt energiantarve voimansiirron toiminnan, ajoneuvon lämmityksen ja sääolosuhteiden tuomien vierintävastusten takia. Verrattain heikko toimintamatka ja keskeneräinen latausinfrastruktuuri ovatkin olennaisia syitä täyssähköautojen alhaiseen osuuteen Suomen autokannasta [32].

4.1 Sähköajoneuvojen lataustavat

Sähköajoneuvojen lataamiseen on neljä erilaista lataustapaa. Lataustavan valintaan vaikuttaa muun muassa haluttu latausnopeus, lataamisen säännöllisyys, sähköajoneuvon tyyppi ja sähköjärjestelmän asettamat rajoitukset. Tässä luvussa esitellään kaikki neljä lataustapaa ja niiden ominaisuudet.

4.1.1 Lataustapa 1: Kevyiden sähköajoneuvojen lataus

Lataustavalla 1 viitataan kevyiden sähköajoneuvojen, kuten sähköpolkupyörien ja -skoottereiden lataamiseen. Ajoneuvon latauskaapeli kytketään tavanomaiseen maadoitettuun kotitalouspistorasiaan, joka on suojattu vikavirtasuojalla. Tätä lataustapaa ei suositella pitkäaikaiseen lataamiseen, sillä liitin ja latauskaapelit kuumenevat käytön aikana [33,34].

4.1.2 Lataustapa 2: Ajoneuvojen tilapäinen lataus

Lataustapa 2 tarkoittaa ajoneuvon tilapäislataamista tarkoitukseen soveltuvaa latauskaapelia (kuva 16) käyttäen, joka toimitetaan usein ajoneuvon mukana. Latauskaapelissa on koteloitu ohjauslaite, joka rajoittaa lataamiseen käytettyä virtaa. Latauskaapeli voidaan kytkeä esimerkiksi tavanomaiseen kotitalouspistorasiaan tai autolämmityspistorasiaan. Kotitalouspistorasiat soveltuvat lataamiseen rajoitetusti, sillä ne eivät välttämättä kestä mitoitusvirtaansa jatkuvassa käytössä etenkin, jos kyseessä on pitkään käytössä ollut pistorasia. Sähköajoneuvoja voidaan kotitalouspistorasiasta ladata kuitenkin niin, että sen ottama pitkäaikainen latausvirta on rajoitettu 8 ampeeriin. Teollisuuspistorasiaa sen sijaan on mahdollista kuormittaa mitoitusvirrallaan pitkiäkin aikoja [33,35]. Lataaminen tapaa 2 käyttäen on hidasta, sillä esimerkiksi 10 kilowattitunnin akun lataaminen 8 ampeerin virralla kestää lähes 5,5 tuntia. Yleisimpien täyssähköautojen akkukapasiteetti vaihtelee yleensä noin 30-90 kWh:n välillä, joten tyhjän akun täyteen lataaminen kestää todellisuudessa merkittävästi pidempään [36].



Kuva 16. Esimerkki tilapäiseen lataamiseen tarkoitettuun lataustavan 2 mukaiseen latauskaapeliin [37].

4.1.3 Lataustapa 3: Peruslataus

Lataustavalla 3 tarkoitetaan sähköajoneuvojen pääasiallista lataustapaa kiinteällä latauslaitteella. Tämä on sähköajoneuvojen suositeltavin lataustapa. Latausvirta voi olla jopa 63 ampeeria, ja sillä saavutetaan maksimissaan 43 kilowatin latausteho. Käytössä olevasta sähkötehosta riippuen voidaan pistorasiaa kuitenkin käyttää myös alhaisemmillä virroilla. Yleisiä lataustehoja ovat esimerkiksi 11 ja 22 kW lataustavan 3 mukaisilla laitteilla. Ajoneuvoa ladataan erityisestä tyyppin 2 sähköautopistorasiasta, johon latausjohto liitetään. Ajoneuvopistokkeella varustettu latausjohto voi olla myös kiinteä osa latauslaitetta. Kansallisen lainsäädännön mukaan kaikissa julkisissa vaihtosähkölataus- asemissa on oltava vähintään tyyppin 2 mukainen pistorasia. Latausjärjestelmän osana on tiedonsiirtoväylä, jonka avulla varmistetaan ajoneuvon turvallinen kytkeminen latauslaitteeseen. Ladattavan ajoneuvon kiinteä latauspaikka tulee varustaa kiinteällä latauslaitteella. Lataustavan 3 mukaisella latauspisteellä ajoneuvon akkujen lataaminen kestää yleensä noin 1-8 tuntia ajoneuvon akkukapasiteetista, varaustasosta ja lataustehosta riippuen. Kuvassa 17 on esitetty lataustavan 3 mukainen latauslaite, sekä tyyppin 2 latauskaapeli, josta käytetään myös nimitystä Mennekes-kaapeli. [33,34].



Kuva 17. Lataustavan 3 mukainen latauslaite ja siihen sopiva tyyppin 2 latauskaapeli [38,39].

4.1.4 Lataustapa 4: Teholataus

Lataustapa 4, eli niin kutsuttu tehodataus tarkoittaa latausmenetelmää, jossa akustoa syötetään tasasähköllä ajoneuvon ulkopuolella olevasta tasasähkölaturista. Lataustavasta käytetään myös nimitystä pikalataus. Teholatausasemissa ajoneuvopistoke on kiinteä osa latausasemaa [33]. Teholatausstandardeja on kolme: CHAdeMO, CCS ja Tesla Supercharger. Yleisimmin latausasemista löytyy sekä CHAdeMO-, että CCS-pistokkeet (kuva 18). CHAdeMO on japanilaisten autovalmistajien kehittämä standardi, kun taas CCS on pääsääntöisesti eurooppalaisten autovalmistajien kehittämä standardi [40].



Kuva 18. Teholatauksessa käytettävät pistoketyypit CHAdeMO (vasen) ja CCS [41].

Kaikki akut, mukaan lukien sähköajoneuvojen akut käyttävät tasavirtaa toiminnassaan. Käytännössä kaikissa sähköajoneuvoissa onkin sisäänrakennettu laturi, joka muuttaa latauksessa käytetyn vaihtovirran (lataustavat 1-3) tasavirraksi. Sähköautojen sisäänrakennettujen laturien tehot vaihtelevat yleensä 3,6-22 kilowatin välillä. Teholatauksessa

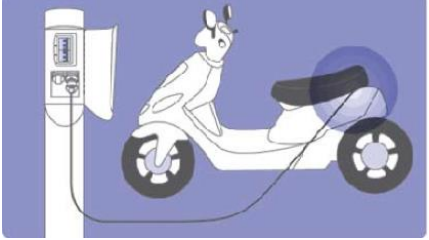
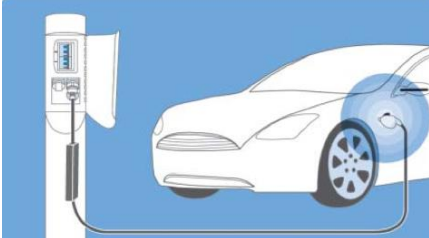
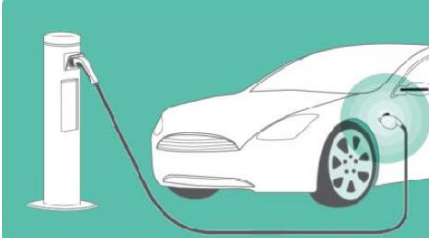
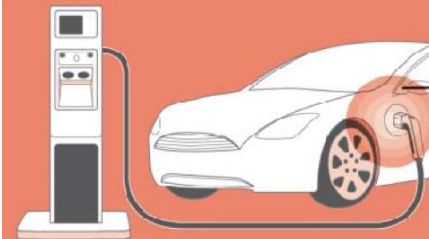
muunnos vaihtovirrasta tasavirtaan tapahtuu ajoneuvon ulkopuolella teholatausasemassa (kuva 19). Tämä mahdollistaa suurempien ja tehokkaampien laturien hyödyntämisen. Nykyisten teholatureiden syöttämät tasavirrat ovat satoja ampeereita ja lataustehot 22-150 kilowattia. Lataustehoja ollaan kuitenkin kasvattamassa entisestään, aina 350 kilowattiin saakka [33,40]. Teholatauksessa ajoneuvon akku voidaan ladata 80 % varausasteeseen noin 15-30 minuutissa ajoneuvosta riippuen [35].



Kuva 19. Lataustavan 4 mukainen tasasähköllä toimiva teholatausasema [40].

Latausvaihtoehtoja ja laitteita on saatavilla runsaasti eri ajoneuvojen ja käyttökohteiden tarkoituksiin. Taulukossa 3 on esitetty yhteenveto kaikista edellä mainituista lataustavoista ja niiden tärkeimmistä ominaisuuksista.

Taulukko 3. Yhteenveto sähköajoneuvojen eri lataustavoista ja niiden ominaisuuksista [33,34].

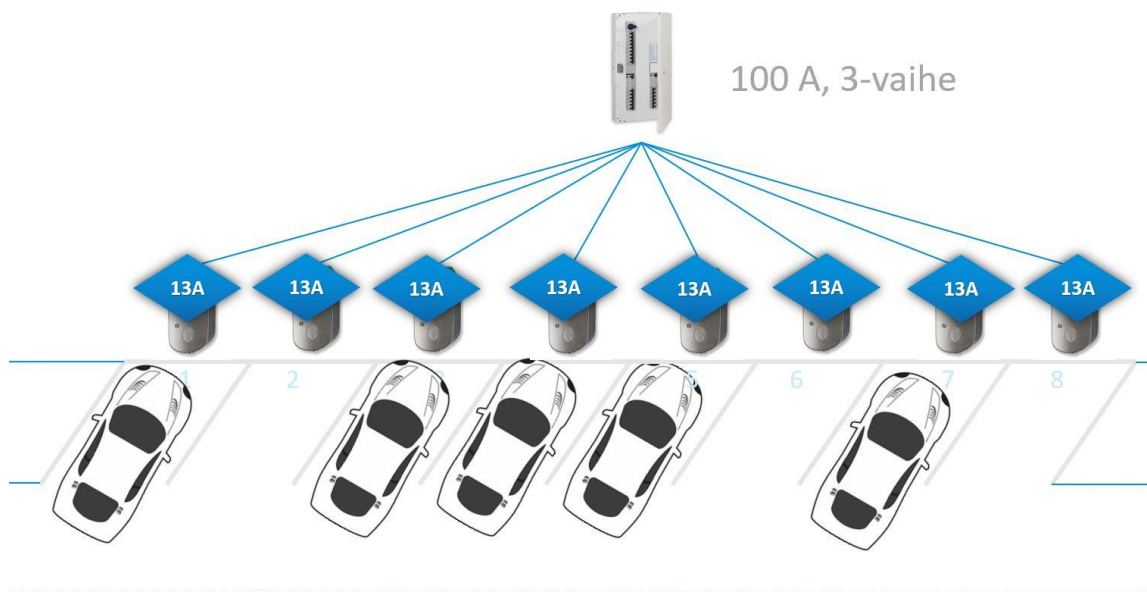
	<ul style="list-style-type: none"> • Lataustapa 1 (Mode 1) • Kevyiden sähköajoneuvojen lataukseen (sähköpolkupyörät, -skootterit, yms.) • Ladataan tavanomaisesta maadoitetusta kotitalouspistorasiasta, joka on suojattu vikavirtasuojalla
	<ul style="list-style-type: none"> • Lataustapa 2 (Mode 2) • Hidas lataus, jossa ajoneuvoa ladataan kaapelilla, jossa on latausvirranrajoitin (tulee usein ajoneuvon mukana) • Tarkoitettu ajoneuvon tilapäislataamiseen • Ladataan tavanomaisesta kotitalous- tai teollisuuspistorasiasta
	<ul style="list-style-type: none"> • Lataustapa 3 (Mode 3) • Peruslataus, ajoneuvon pääasiallinen lataustapa • Ajoneuvoa ladataan kiinteällä latauslaitteella ja tyyppiin 2 ("Mennekes") latauskaapelilla • Latausvirta max. 63 A, teho max. 43 kW
	<ul style="list-style-type: none"> • Lataustapa 4 (Mode 4) • Teholataus, ajoneuvoa syötetään ulkopuolisella tasavirtalaturilla • Yleisimmät pistokkeet CCS ja CHAdeMO • Syöttövirrat satoja ampeereja ja lataustehot yleensä 22-150 kW, tulevaisuudessa jopa 350 kW

4.2 Älykäs lataus

Älykkäällä latauksella tarkoitetaan latausjärjestelmää, joka sisältää tietoliikenneyhteyden ajoneuvon ja latauslaitteen välillä, sekä latauslaitteen ja latauspalveluntuottajan välillä. Tämä mahdollistaa lataustapahtuman reaaliaikaisen mittauksen ja ohjauksen. Näin lataustehoa voidaan säätää porrastetusti ylöspäin ja alaspäin ilman, että lataus keskeytyy. Tämä tarkoittaa sitä, että laitteiden tulee olla yhdistettynä jonkinlaiseen taustajärjestelmään, ja niissä tulee olla valmius kuormituksen dynaamiseen hallintaan. Mikäli latausta halutaan seurata käyttäjäkohtaisesti, tarvitaan tämän lisäksi myös mahdollisuus laitteella tunnistautumiseen [42].

4.2.1 Tavallinen kuormanhallinta

Tavallisessa kuormanhallinnassa kuorma rajoitetaan kaikille ajoneuvoille kuormittavimman tilanteen mukaan riippumatta ladattavien ajoneuvojen määrästä. Näin varmistetaan se, että jokaista ajoneuvoa pystytään lataamaan kuormitustilanteesta riippumatta. Tavallista kuormanhallintaa käytetään tyypillisesti silloin, kun olemassa olevan sähköjärjestelmän kaapelointeja, liittymää ja/tai pääsulakkeen kokoa ei uusita. Tästä syystä tehoa on rajoitettava olemassa olevan infrastruktuurin rajoitteiden vuoksi. Tavallisessa kuormanhallinnassa varataan näin ollen kapasiteettia myös niille latauspisteille, joissa ajoneuvoa ei ladata. Latauspisteiden kuormitusta ei voida myöskään helposti rajoittaa silloin, kun kiinteistön muuta kuormitusta kytkeytyy päälle [42]. Kuvan 20 esimerkistä nähdään, miten tavallisessa kuormanhallinnassa kaikkien ajoneuvojen latausvirta on rajoitettu 13 ampeeriin, vaikka kaikki latauspisteet eivät ole käytössä. Kapasiteettia siis olisi vapaana latauksessa oleville ajoneuvoille enemmänkin, mutta sitä ei ole mahdollista ohjata niiden käyttöön ilman älykästä latausjärjestelmää. Näin latausnopeutta ei saada optimoitua, eikä kaikkea käytössä olevaa kapasiteettia hyödynnettyä.

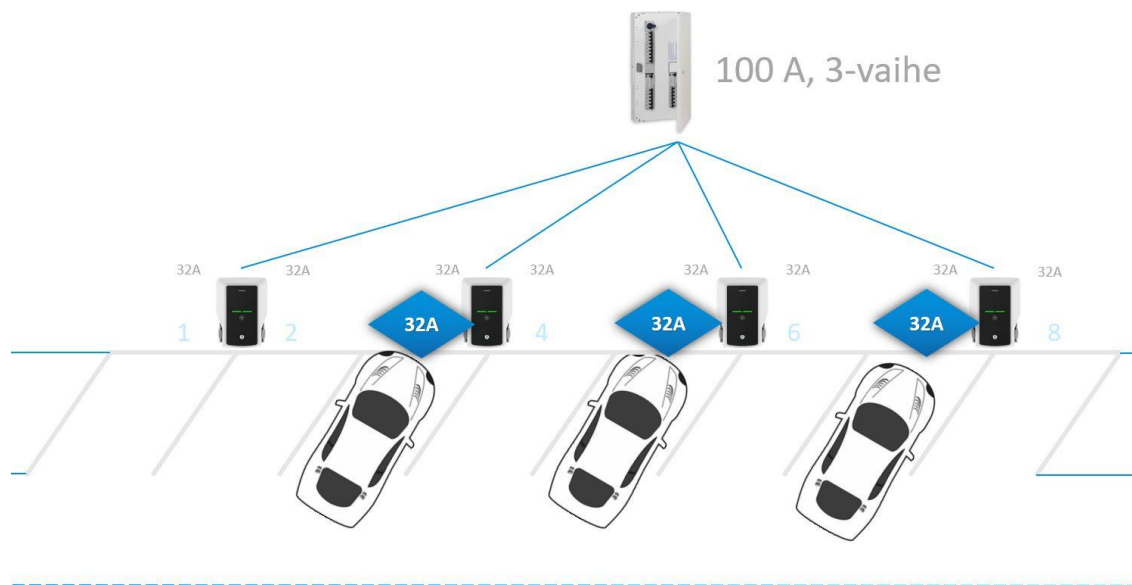


Kuva 20. Lataustilanne tavallisella kuormanhallinnalla, jossa kaikkien latauspisteiden latausvirta on rajoitettu riippumatta käytössä olevien latauspisteiden määrästä [42].

4.2.2 Dynaaminen kuormanhallinta

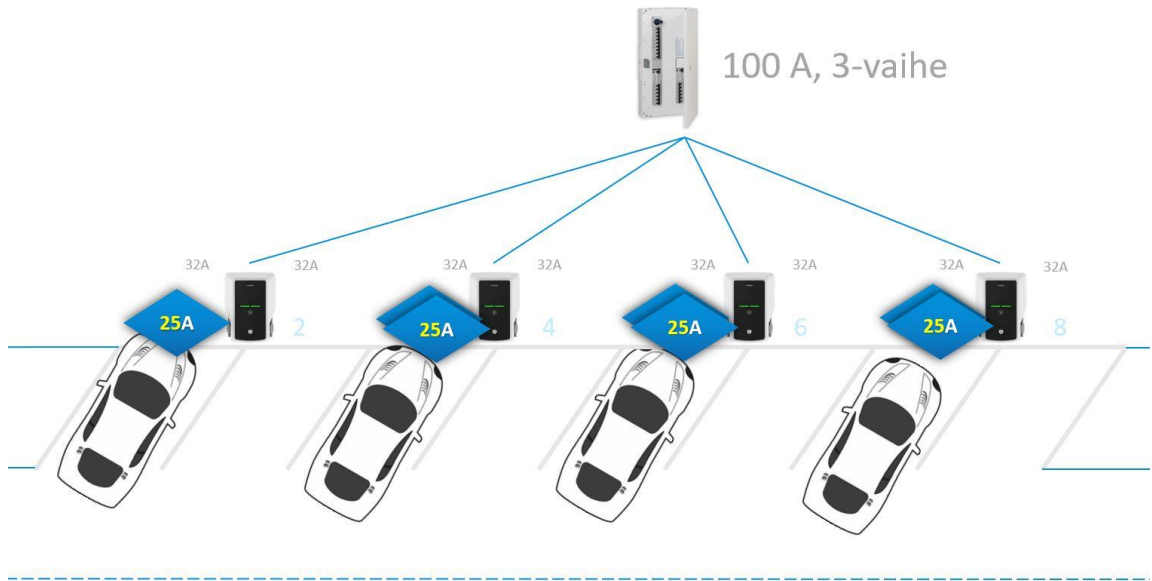
Kun kuormaa hallitaan dynaamisesti, älykäs latauslaite tasaa korkeinta sallittua latauskuormaa automaattisesti kaikkien käytössä olevien latauslaitteiden kesken ottaen huomioon myös kiinteistön muun energiankulutuksen. Näin ollen dynaaminen kuormanhal-

linta mahdollistaa tehokkaamman latauksen tietyillä latauspisteillä silloin, kun kaikki latauspisteet eivät ole käytössä. Korkeammasta lataustehosta huolimatta järjestelmä pysyy kiinteistön sähkönsyötön ja muun kuormituksen asettamissa rajoissa. Dynaaminen kuormanhallinta saadaan hyödynnettyä parhaiten silloin, kun jokainen latauspiste kaapeloidaan sen salliman maksimitehon mukaisesti [42]. Kuvassa 21 on esitetty dynaamisen kuormanhallinnan tilanne, jossa ladattavat ajoneuvot latautuvat latauspisteen maksimiteholla ylittämättä järjestelmän mitoituksen asettamaa ylärajaa. Älykkään ohjauksen avulla voidaan vapaiden latauspisteiden kapasiteetti hyödyntää niillä latauspisteillä, joihin ladattavat ajoneuvot on kytketty.



Kuva 21. Lataustilanne dynaamisella kuormanhallinnalla, kun kaikki ajoneuvot latautuvat maksimiteholla ylittämättä järjestelmän sallittua ylärajaa [42].

Kuvassa 22 esitetyssä tilanteessa latauspisteitä on käytössä niin monta, ettei kaikkia ajoneuvoja voida enää ladata latauslaitteen suurimmalla sallimalla latausteholla. Tausjärjestelmään kytketyt älykkäät latauslaitteet rajoittavat näin ollen sallitun latausvirran kunkin ajoneuvon osalta niin, että pysytään järjestelmän salliman ylärajan puitteissa. Käytettävissä oleva latauskapasiteetti hyödynnetään kokonaan, ja kaikkia ajoneuvoja ladataan niin korkealla latausteholla, kuin järjestelmä sallii.



Kuva 22. Lataustilanne, jossa lataustehoa on automaattisesti rajoitettu älykkäillä latauslaitteilla niin, että järjestelmän sallittua ylärajaa ei ylitetä [42].

4.2.3 Lataajan tunnistaminen

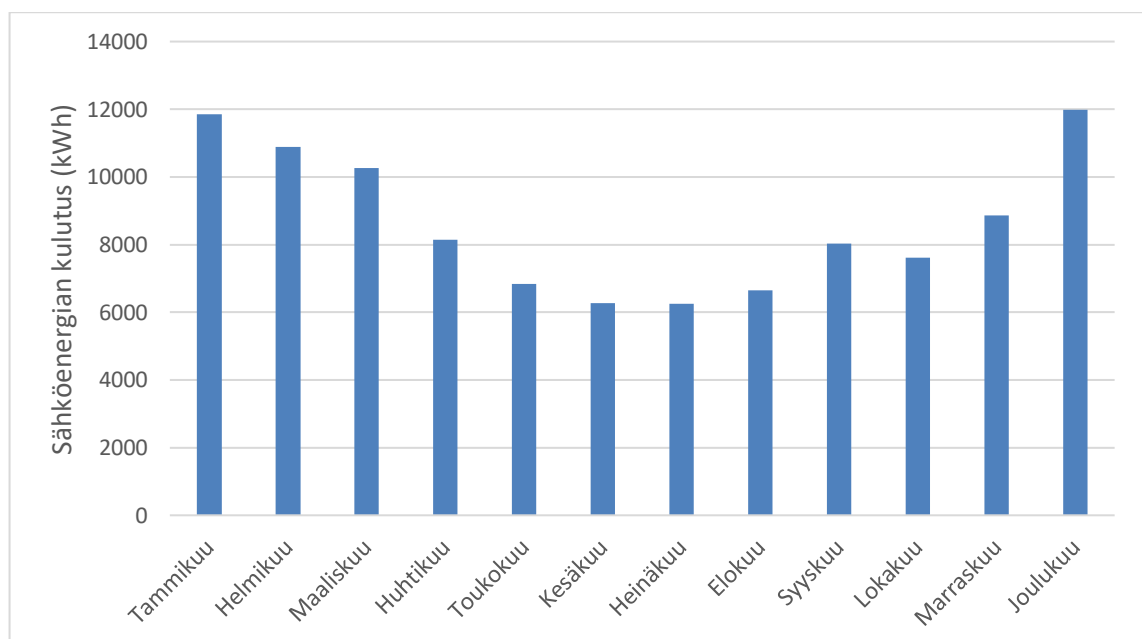
Latauslaitteen omistajalla voi olla sijainnista tai toimintamallista johtuen tarve rajoittaa latauspisteen käyttöoikeudet ennalta määrätyle käyttäjäjoukolle. Latauspisteen käyttäjiä voidaan hallinnoida taustajärjestelmästä, johon on liitettyä sekä latauslaitteet, että sen käyttäjät. Näin voidaan esimerkiksi työpaikalla rajoittaa latauspisteiden käyttöoikeudet ainoastaan yrityksen työntekijöille. Taustajärjestelmässä määritellään käyttäjille heidän yksilökohtaiset tunnisteensa, joiden avulla latauspisteet on mahdollista ottaa käyttöön. Tunnistautumiseen käytetään usein esimerkiksi RFID-tunnistetta tai mobiilisovellusta. Tunnistetietojen avulla on mahdollista tehdä myös käyttäjäkohtaista kulutusraportointia. Mikäli latauslaite on varustettu asianmukaisella energiamittarilla, voidaan tätä kulutustietoa suoraan hyödyntää lataukseen käytetyn energian laskuttamiseen lataajalta [42].

5. TARKASTELTAVA JÄRJESTELMÄ

Esimerkkitarkastelussa käytettävä kohde on Vantaan Martinlaaksossa sijaitseva pysäköintirakennus. Pysäköintirakennus on tarkoitettu yrityksen työntekijöiden käyttöön, ja siellä on pysäköintimahdollisuus yhteensä noin 650 autolle kolmessa eri tasossa. Kohde on rakenteeltaan avoin, joten tilassa vallitseva lämpötila vastaa sen hetkistä ulkolämpötilaa. Pysäköintirakennuksessa ei ole olemassa olevaa aurinkosähköjärjestelmää tai sähköautojen latauspisteitä. Tarkastelun tavoitteena on määrittää kohteeseen soveltuva sähköajoneuvojen latausinfrastruktuuri, jonka energiantarvetta katettaisiin kattoasenteisella aurinkovoimalalla. Tämän lisäksi järjestelmän varmentamista akustolla tutkitaan.

5.1 Pohjakuormitus

Esimerkkikohteen vuosittainen sähkönkulutus on noin 104 000 kilowattituntia. Kohteen sähkönkulutus muodostuu pääsääntöisesti valaistuksesta ja sisäänajoluiskan sulanapidosta. Tämä näkyy talvikuukausina kohonneena sähkönkulutuksena. Kohteessa on ollut lämmitystolpat autopaikoille, jotka on sittemmin poistettu käytöstä. Tästä johtuen kohteen sähköliittymän koko on 3 x 800 A, mikä mahdollistaa suurtenkin kuormitusten lisäämisen ilman liittymäkoon muuttamista. Kuvassa 23 on esitetty kohteen sähkönkulutus kuukausittain vuoden 2020 ajalta. Keskimääräinen kulutus kuukaudessa on noin 8600 kWh.



Kuva 23. Kohteen sähköenergian kulutus kuukausittain vuodelta 2020.

5.2 Sähköautojen latausjärjestelmä

Tässä luvussa määritellään kohteeseen sopivat latauslaitteet sekä niiltä vaaditut ominaisuudet. Lisäksi mitoitetaan laitteiden latausteho ja määritetään tarvittavat ominaisuudet kuormanhallinnan osalta. Tämän jälkeen valitaan latauslaitteiden lukumäärä olemassa olevan sähköjärjestelmän asettamien rajojen puitteissa. Näiden tietojen avulla saadaan laskettua kiinteistölle energian kokonaiskulutus, jonka avulla voidaan mitoitaa aurinkovoimalan haluttu tuotantoteho.

5.2.1 Lataustavan valinta

Moni asia vaikuttaa siihen, mikä sähköajoneuvon lataustapa ja millainen latauslaite kohteeseen valitaan. Vaihtoehtoja on useita, ja tilannetta tulee aina tarkastella tapauskohtaisesti. Lataustavan ja -laitteen valintaan vaikuttavat muun muassa kiinteistön sähköresurssit, laitteen sijoituspaikka, ladattava ajoneuvo ja lataamiseen käytetty aika [43].

Lataustapoja tarkastellessa on työpaikalla tapahtuvaan lataamiseen käytännössä kaksi mahdollista vaihtoehtoa. Luvussa 4 esitellyistä lataustavoista vain peruslataus (lataustapa 3) ja tehollataus (lataustapa 4) sopivat sähköajoneuvon säännölliseen lataamiseen. Lataustapa tulee siis valita näiden kahden väliltä. Latauslaitteelta vaaditaan tunnistautumismahdollisuus, jotta lataamiseen käytetty sähköenergia voidaan laskuttaa käyttäjäkohtaisesti. Tämän lisäksi latauslaitteiden tulee kyetä dynaamiseen kuormanhallintaan. Näin lataustehoa voidaan muuttaa lataukseen kytkettyjen autojen määrän mukaan. Työpäivän aikana tapahtuva lataaminen tapahtuu pääosin niiden tuntien aikana, jolloin myös aurinkovoimala on tuottavimmillaan. Dynaamisen kuormanhallinnan avulla voidaan hyödyntää suurempi osa tuotetusta energiasta myös silloin, kun ladattavia autoja on vähän. Näin voidaan vähentää varastoidun ja verkkoon myydyin energian määrää, joka parantaa järjestelmän kannattavuutta. Tarkastelemalla latauslaitteenvaihtoehtoja tarkemmin, voidaan arvioida näiden soveltuvuutta kohteeseen.

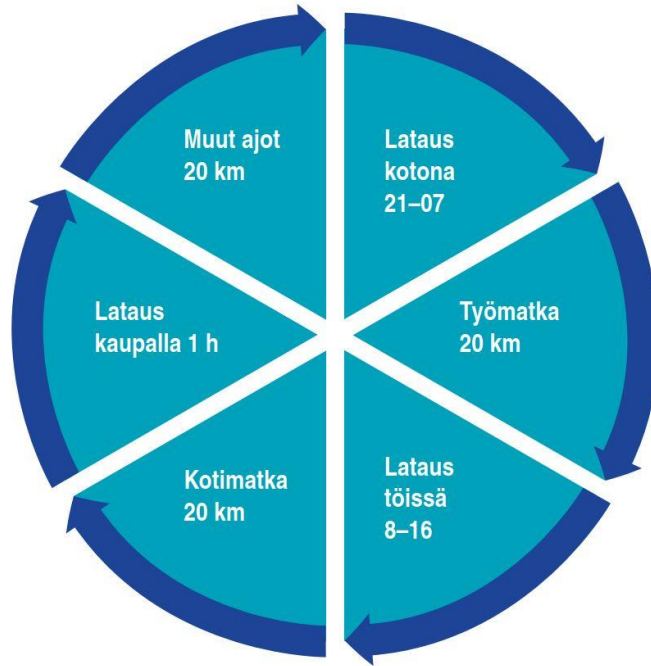
Tarkasteltavassa kohteessa voidaan ajoneuvojen lataamisen olettaa tapahtuvan pääsääntöisesti kello 7-18 välillä niin, että kukin ajoneuvo on latauksessa noin 8 tunnin ajan. Suomessa vuonna 2020 eniten ensirekisteröidyn täyssähköauton (Tesla Model 3) käytävissä oleva akkukapasiteetti vaihtelee 47,5-73,5 kWh:n välillä mallista riippuen [44-46]. Näin ollen esimerkiksi lataustavan 3 mukaisella 11 kW:n latauslaitteella olisi mahdollista ladata kyseisen auton akku tyhjästä täyteen kahdeksan tunnin työpäivän aikana. On kuitenkin hyvin epätodennäköistä, että työpaikalle saavuttaisiin niin, että ajoneuvon akku olisi täysin tyhjä. Suomalainen autoilija ajaa keskimäärin 52 kilometriä vuorokaudessa, joten todellisuudessa työpaikalla ladattavaa täyssähköautoa ei tarvitse ladata

säännöllisesti tyhjästä täyteen [47]. Sähköauton akkua ei myöskään ole kannattavaa ladata lyhyessä päivittäisessä ajossa aivan täyteen lataushäviöiden ja akun eliniän lyhenemisen vuoksi [48]. Teholataukseen tarkoitetut latausasemat ovat merkittävästi peruslatauslaitteita kalliimpia. Ne ovat tarkoitettu korkeatehoiseen ja mahdollisimman nopeaan lataamiseen. Käyttämällä peruslatauslaitteita voidaan tarjota latausmahdollisuus useammalle autolle ilman, että sähköverkon kuormitus kasvaa liian suureksi. Markkinoilta löytyy runsaasti peruslatauslaitteita, jotka mahdollistavat dynaamisen kuormanhallinnan, sähköenergian mittaamisen, sekä käyttäjän tunnistautumisen. Näiden tietojen perustella voidaan todeta, että peruslataukseen tarkoitetut lataustavan 3 mukaiset latauslaitteet ovat tässä tapauksessa kohteeseen sopivin valinta.

5.2.2 Latauspisteiden mitoitus ja latauslaitteen valinta

Olemassa oleva sähköjärjestelmä asettaa reunaehdot sille, kuinka paljon sähkötehoa voidaan latauspisteiden käyttöön varata. Jos alkuperäistä järjestelmää mitoittaessa ei ole varauduttu tulevaisuudessa lisättäviin isoihin kuormiin, tulee keskuksen pääsulakkeen koko nopeasti rajoittavaksi tekijäksi. Tällaisessa tilanteessa voidaan latauspisteiden määrää vähentää niin, että olemassa oleva sähköjärjestelmä kestää kuorman. Vaihtoehtoisesti nykyistä sähköliittymää voidaan suurentaa niin, että pääsulakekokoa saadaan kasvatettua. Sähköauton latauspisteille voidaan myös lisätä kokonaan uusi sähköliittymä olemassa olevan liittymän rinnalle.

Latausjärjestelmän suunnittelussa tulee ensiksi määrittää tarvittavat toimitasäteet ja latausaika, jonka kuluessa nämä halutaan taata käyttäjälle. Näiden tietojen pohjalta voidaan määrittää latausjärjestelmän vaatima teho ja valita käytettävät latauslaitteet. Kuvassa 24 on esitetty esimerkki autoilijan päiväkohtaisista ajosuoritteista ja latausmahdollisuuksista päivän aikana. Suunnittelussa tulee kuitenkin ottaa huomioon se, että latausmahdollisuudet ja ajokilometrit voivat käyttäjäkohtaisesti vaihdella merkittävästi [49].



Kuva 24. Esimerkki sähköautoilijan ajosuoritteista ja latausmahdollisuuksista [49].

Yksittäisen latauspisteen tehoa määriteltäessä voidaan laskennassa hyödyntää keskiarvoista sähköauton kulutuksen arvoa 20 kWh/100 km. Laskentaa tehtäessä tulee tietää tarvittava toimintasäde ja haluttu latausaika kyseiselle toimintasäteelle. Näiden tietojen avulla voidaan laskea latauspisteen teho kaavan (1) mukaisesti.

$$P_{\text{latauspiste}} = \frac{0,2 \frac{\text{kWh}}{\text{km}} \cdot s_{\text{toimintasäde}}}{t_{\text{latausaika}}} \quad (1)$$

$P_{\text{latauspiste}}$ = Latauspisteen mitoitusteho (kW)

$s_{\text{toimintasäde}}$ = Haluttu toimintasäde latauksen aikana (km)

$t_{\text{latausaika}}$ = Keskimääräinen latausaika (h)

Näin ollen esimerkiksi 200 kilometrin toimintasäteen takaamiseksi 8 tunnin lataamisen aikana tulisi latauspisteen mitoitustehoksi 5 kilowattia. Lataamiseen tulisi siis valita vähintään tähän tehoon kykenevä laite. Vaihtosähkölatausten ongelmaksi voivat nousta autojen rajoitteet, sillä useat autot ovat varustettu vain yksivaiheisella vaihtosähkölaturilla. Useimmissa autoissa tämä tarkoittaa 1 x 32 A eli 7,4 kW:n tehoista laturia. Suunniteltaessa yleiseen käyttöön tulevia latauspisteitä onkin hyvä toteuttaa järjestelmä niin, että sillä voidaan palvella yksivaiheisia latureita. Tällöin pyritään 1 x 32 A latausvirtaan asti toteuttamaan latauspiste niin, että se mahdollistaa yksivaiheisen latauksen. Koska kaksi- ja kolmivaiheisia latureita on myös melko paljon, on tehokkaampaa lataamista varten kannattavaa toteuttaa järjestelmä esimerkiksi 3 x 32 A (22 kW) latauspisteinä. Näin eri autoja voidaan onnistuneesti ladata niiden lataustavasta riippumatta [49].

Koska latauslaitteet asennetaan kylmään tilaan, tulee huomioon ottaa myös lämpötilan vaikutus. Lähes kaikki sähköautot lämmittävät akustoa talvisin, sillä lataaminen kylmänä voi vaurioittaa akustoa. Tämä voi johtaa siihen, ettei lataus pakkassäällä käynnisty ollenkaan, jos latauslaitteen tarjoama latausvirta on alhainen. Tällaisissa kohteissa olisikin järkevää taata vähimmäislatausvirraksi vähintään 1 x 16 A kaikissa lataustilanteissa [49]. Latauspisteet voisi kohteessa näin ollen toteuttaa 3 x 32 A latauspisteinä, joiden latausvirta voidaan tarvittaessa dynaamisella kuormanhallinnalla laskea 3 x 16 A:iin. Laskettu 5 kW:n minimiteho toteutuisi näin ollen kaksi- ja kolmivaihelatauksessa ongelmitta. Sen sijaan yksivaiheisena vähimmäislatausteho olisi vain noin 3,7 kW. Tällaisia yksivaihelatureita löytyy kuitenkin lähinnä ladattavista hybrideistä, joiden akustot ovat selvästi täys-sähköautoja pienempiä. Ladattavien hybridien sähköinen kantama jääkin usein selvästi alle tavoitellun 200 kilometrin, joten hieman alhaisempi latausteho yksivaiheisena ei tuota ongelmia näitä ladattaessa. Tällaiseen kohteeseen sopii latauslaitteeksi siis esimerkiksi kuvassa 25 esitetty Enston Wallbox, joka tarjoaa 2 x 22 kW latauksen, dynaamisen kuormanhallinnan, käyttäjän tunnistautumisen ja sähköenergian mittauksen [50].



Kuva 25. Ensto Wallbox -latausasema [50].

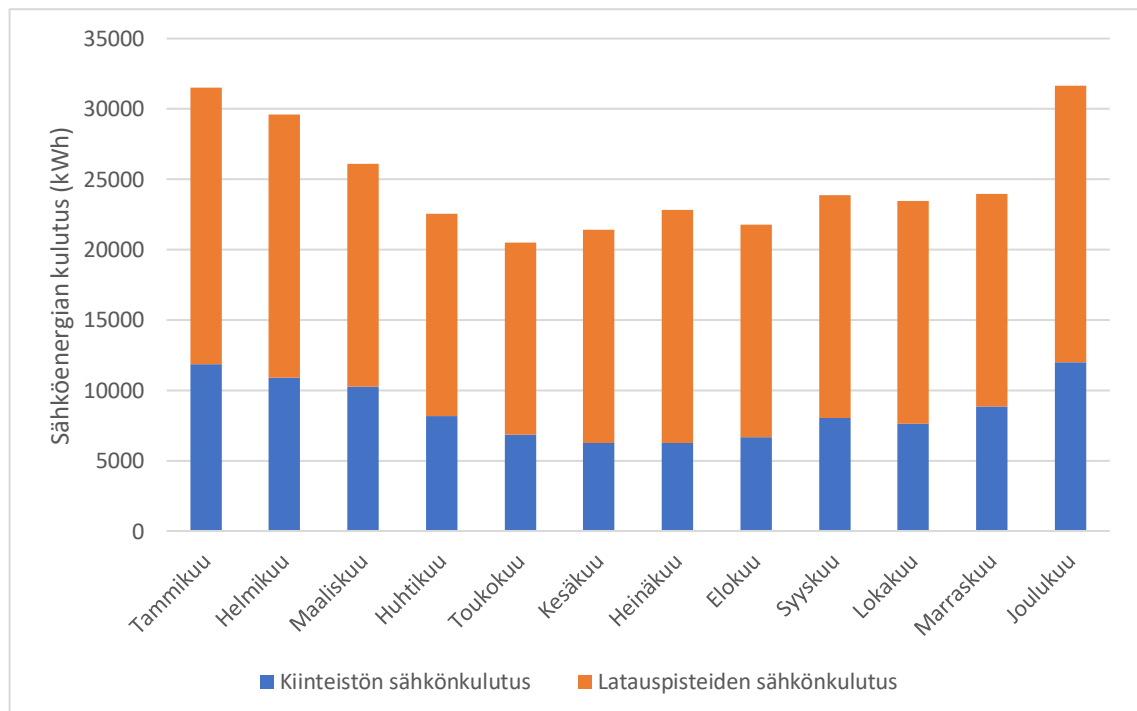
5.2.3 Latauspisteiden lukumäärä

Vaikka tällä hetkellä ladattavien autojen osuus on kaikista rekisterissä olevista autoista alle prosentin, on tämä luku väistämättä kasvussa lähivuosina. Näin ollen latauspisteiden lukumäärää valitessa tulee miettiä myös tulevaisuuden kasvavaa lataustarvetta. Koska kohteen sähköjärjestelmä ei ole rajoittava tekijä, voidaan luvussa 5.2.2 valitun kaltaisia

sähköauton latausasemia asentaa kohteeseen myös tulevaisuuden tarvetta ajatellen. Laskennassa tarkastellaan kohdetta 18 latauspisteellä, joista 15 voivat olla käytössä yhtäaikaisesti. Näin ollen kaikkien latauspisteiden ollessa käytössä, on 3 autoa odotustilassa. Odotustilassa olevat autot siirtyvät lataamaan sitten, kun latauskapasiteettia vapautuu. Valitulla latauslaitteella ja vähimmäislatausvirralla voidaan tämä järjestelmä toteuttaa käyttämällä nimellisvirraltaan 3 x 250 A latauskeskusta.

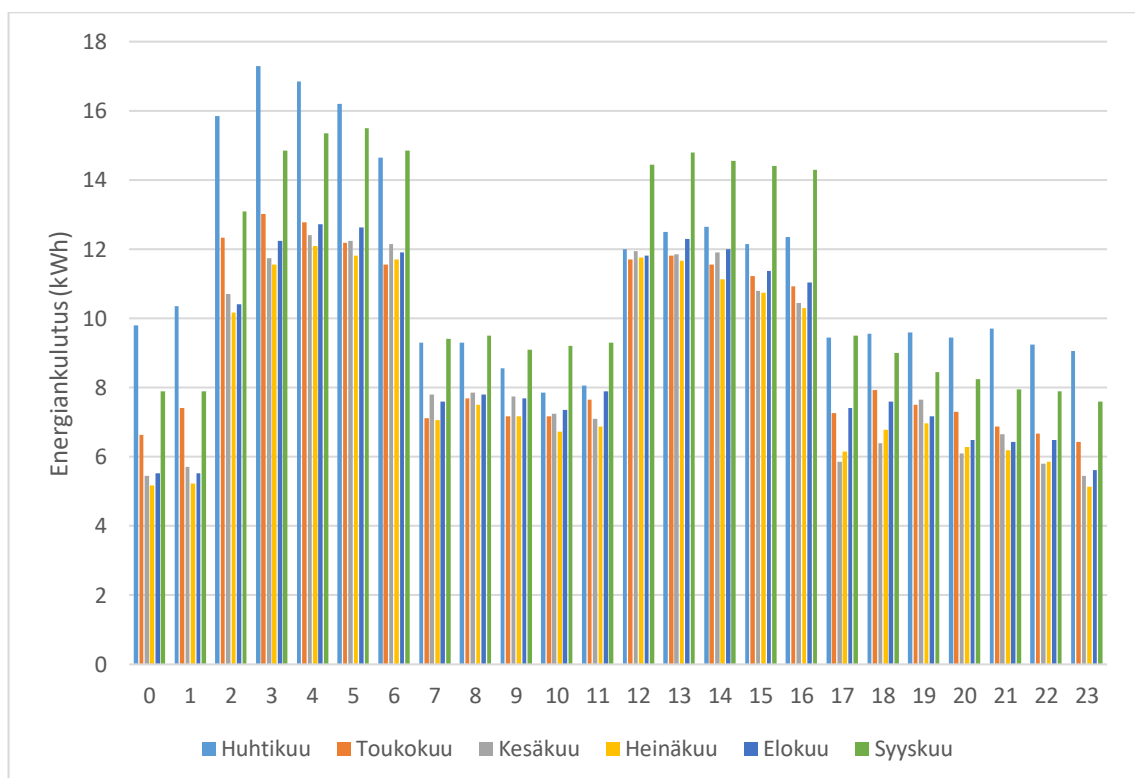
5.3 Energian kokonaiskulutus

Latausjärjestelmän sähköenergiankulutuksen arvioinnissa käytetään autokohtaisena keskiarvona 200 kilometrin toimintasädettä vastaavaa energiamäärää 0,2 kWh/100 km keskikulutuksella. Näin saadaan latauspistekohtaiseksi energiankulutukseksi 40 kWh päivässä. Saatu energiankulutus tulee kertoa latauspisteiden lukumäärällä. Kun saatu tulos kerrotaan vielä kunkin kuukauden työpäivien määrällä, saadaan latauspisteiden kulutus jokaiselle kuukaudelle. Talvikuukausille (joulukuu-helmikuu) on lisäksi laskettu 30 % korkeampi kulutus johtuen akkujen ja sisätilojen lämmitykseen tarvittavasta lisäenergiasta ja autojen korkeammasta keskikulutuksesta johtuen [51]. Laskennassa ei oteta huomioon kesäloma-ajan aiheuttamia mahdollisia muutoksia kuormitustasossa. Kuvassa 26 on esitetty kiinteistön pohjakulutus yhdistettynä arvioituun latauspisteiden sähkökulutukseen. Näin saadaan arvioitua pysäköintirakennuksen sähkön kokonaiskulutusta kuukausikohtaisesti.



Kuva 26. Pysäköintirakennuksen arvioitu sähkön kokonaiskulutus kuukausittain.

Kohteesta on saatavilla lisäksi sähkönkulutuksen tuntikohtaista mittausdataa koko vuoden 2020 ajalta. Tuntikohtaista kulutusta voidaan käyttää jo melko luotettavaan aurinkovoimalan mitoittamiseen. Luvussa 5.1 todettiin kohteen pohjakulutuksen koostuvan lähinnä valaistuksesta ja sulanapidosta. Tuntikohtaisessa kulutusprofiilissa tämä näkyy kohonneena sähkönkulutuksena aamun ja iltapäivän aikana. Tämä johtuu siitä, että kohteen valaistus on liikeohjattua. Töihin saapumisen ja töistä poistumisen aikaan valaistus on siis suurimman osan ajasta päällä, joka on nähtävissä myös sähkönkulutuksessa. Kuvassa 27 on esitetty kohteen keskimääräinen vuorokauden tuntikohtainen kulutus huhtikuun ja syyskuun välisenä aikana. Esiityksen selkeyden vuoksi tuntikohtainen kulutus on esitetty niiden kuukausien ajalta, jolloin aurinkovoimala on tuottavimmillaan.



Kuva 27. Vuorokauden keskimääräinen tuntikohtainen sähkönkulutus huhtikuun ja syyskuun välisenä aikana.

5.4 Aurinkovoimala

Aurinkosähkö on taloudellisesti kannattavaa Suomessa silloin, kun sillä korvataan kalliimpaa ostoenergiaa. Aurinkovoimalaa mitoittaessa tulee ottaa huomioon asennuskohteen ominaisuudet. Kaksi tärkeintä mitoitusperustetta ovat kiinteistön sähkökuorma ja asennusalueen suuruus. Koska verkkoon myydystä sähköstä saatava korvaus on suhteessa varsin pieni verrattuna itse käytetyn sähkön arvoon, kannattaa järjestelmä mitoitt-

taa niin, että mahdollisimman suuri osa tuotetusta sähköstä saadaan käytettyä paikallisesti. Näin aurinkosähkö korvaa sähköä, joka muussa tapauksessa ostettaisiin verkosta [52].

Mitä suurempi tuotantoteho aurinkovoimalalta halutaan, sitä enemmän asennuspinta-alaa se vaatii. Myös valitulla aurinkopaneeliteknologialla on tähän vaikutusta, sillä aurinkopaneeliteknologiasta riippuen vaadittava asennuspinta-ala voi muuttua. Tämä johtuu siitä, että eri paneeleilla on toisistaan poikkeavat hyötysuhteet. Näin ollen saman energiamäärän talteen saamiseksi tarvitaan korkeamman hyötysuhteen paneelilla vähemmän asennuspinta-alaa kuin paneelilla, jonka hyötysuhde on alhaisempi. Yleisimmin käytetyt yksi- ja monikidepiipaneelit vaativat yleensä noin 6-10 neliömetrin asennuspinta-alan yhden kWp:n tehon saavuttamiseksi [21].

Aurinkovoimalaa mitoitettaessa tulee katon ominaisuudet ottaa huomioon tapauskohtaisesti. Katon reunan ja paneelien väliin tulee jättää riittävästi tilaa, jotta kulku katolle onnistuu esteettömästi esimerkiksi huoltotilanteessa tai tulipalon sattuessa. Katon muut rakenteet tulee myös ottaa huomioon järjestelmää suunniteltaessa. Muut rakenteet, kuten antennit, savupiiput ja puhaltimet voivat aiheuttaa varjostuksia paneeleihin. Myös esimerkiksi lähellä olevat puut ja rakennukset voivat aiheuttaa järjestelmään varjostuksia [21].

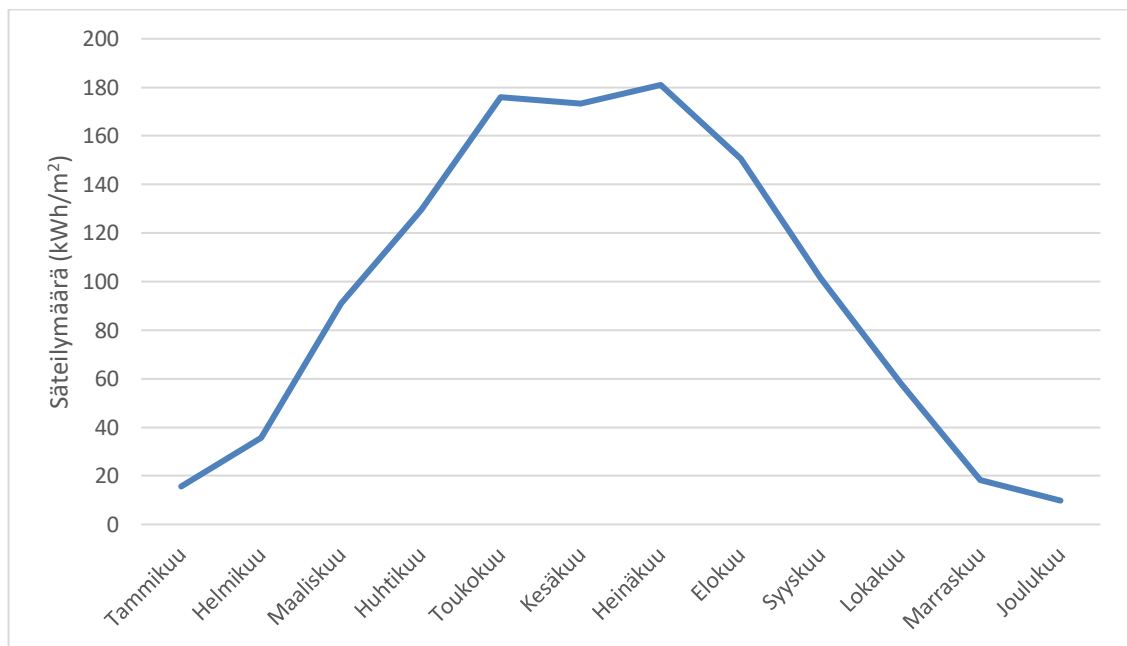
Esimerkkikohteen käytettävissä oleva kattopinta-ala on niin suuri, ettei se tule mitoitusta tehdessä rajoittavaksi tekijäksi. Katolla ei myöskään ole merkittäviä varjostuksia aiheuttavia rakenteita. Kohde on puiston läheisyydessä, jonka puista voi aiheutua varjostuksia tietyille alueelle kattoa. Koska kattopinta-alaa on runsaasti, voidaan voimala asentaa niin, ettei varjoista merkittävästi kärsiviä katto-osuuksia käytetä asennuspinta-alana.

5.4.1 Käytettävissä olevat mitoitustyökalut

Tietyn alueen auringonsäteily määrään tarkastelussa voidaan käyttää apuna aurinkoatlasta. Aurinkoatlas on kartasto, joka kuvaa pitkän ajan keskimääräisen aurinkoenergian alueellisen jakautumisen. Suomen säteilyolosuhteista ei ole vielä olemassa aurinkoatlasta, josta voitaisiin tarkastella todellista mitattua auringonsäteilyn määrää sijainnin mukaan. Käytettävissä on kuitenkin kansainvälisiä aurinkotietokantoja, joista löytyy dataa myös Suomen osalta. Yksi suosituista palveluista on Euroopan komission tutkimuslaitoksen tarjoama PVGIS-palvelu. Palvelua hyödyntäen voidaan simuloida aurinkoenergian tuotto-odotuksia myös Suomessa [53]. Suomen osalta palvelun tiedot eivät ole erityisen tarkkoja, mutta oman aurinkoatlastuksen puuttuessa se on kelpo työkalu aurinkosähköjärjestelmän kokoluokan arviointiin.

5.4.2 Tuotantotehon mitoitus

Kiinteistön sähköenergian kulutuksen ja auringon säteily määrän avulla voidaan ryhtyä mitoittamaan aurinkovoimalan tuotantotehoa. Kuvassa 28 on esitetty kohteen sijainnin vuotuisen säteily määrän jakauma kuukausittain. Kuukausittaiset keskiarvot on laskettu vuosien 2005-2016 säteily datan perusteella optimikulmaan asennetulle järjestelmälle. Kyseisellä aikavälillä 80 % aurinkovoimalan tuotannosta ajoittuu huhtikuun ja syyskuun väliselle ajanjaksolle. Tavallisesti aurinkovoimalan tuotantoteho on korkeimmillaan toukokuun ja heinäkuun välisenä aikana.

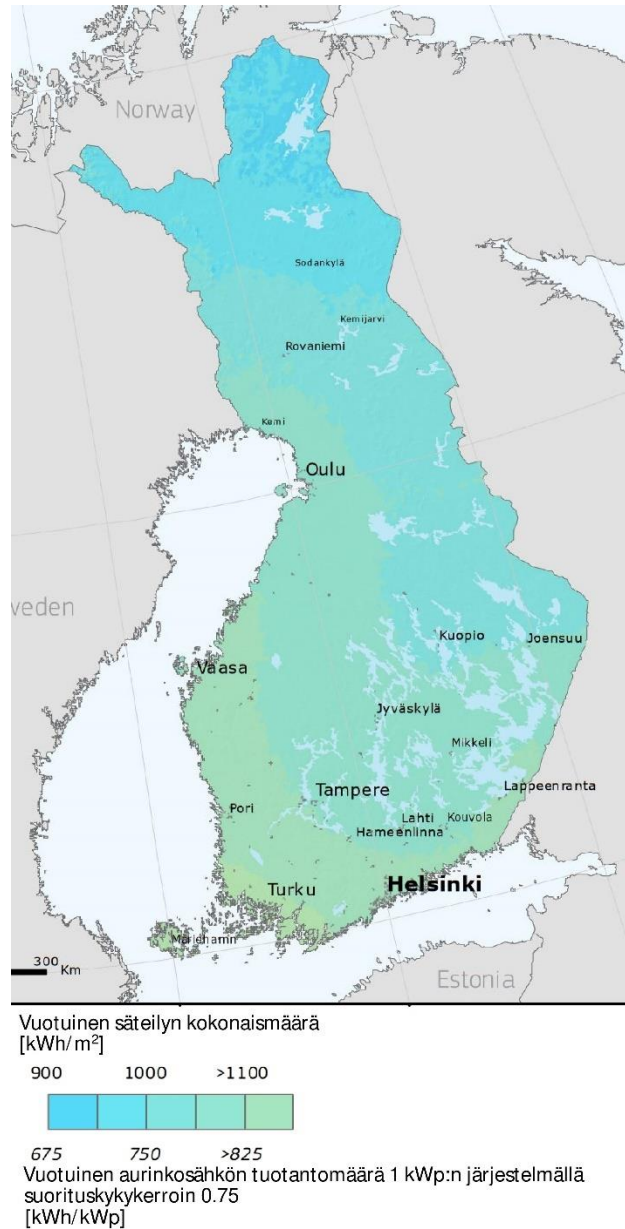


Kuva 28. Keskimääräinen kuukausittainen säteily määrä kohteessa. Keskiarvot laskettu vuosien 2005-2016 dataa hyödyntäen [54].

Aurinkovoimala halutaan mitoittaa niin, ettei suurta ylituotantoa pääsisi syntymään. Koska verkkoon myydystä sähköstä saatu hyöty on itse kulutettua sähköä heikompi, halutaan sen osuus minimoida. Aurinkovoimalan on tarkoitus toimia pääsääntöisesti sähköautojen latauspisteiden energianlähteenä. Aurinkovoimala pyritään mitoittamaan niin, että parhaan tuotannon kuukausina saataisiin kiinteistössä kulutettu sähkö katettua pääosin omalla tuotannolla.

Vuotuinen säteily määrä ja näin ollen myös vuoden aikana tuotettavissa olevan sähköenergian määrä vaihtelee sijainnista riippuen. Kuvassa 29 on esitetty kartta, jossa näiden vaihtelu on nähtävissä ympäri Suomen. Kartassa esitetyt säteily määrät ovat optimikulmaan asennetulle järjestelmälle. Kuten kuvasta voidaan nähdä, säteilyn kokonaismäärä vaihtelee merkittävästi Suomen eri osissa. Etelä-Suomessa olosuhteet aurinkosähkön

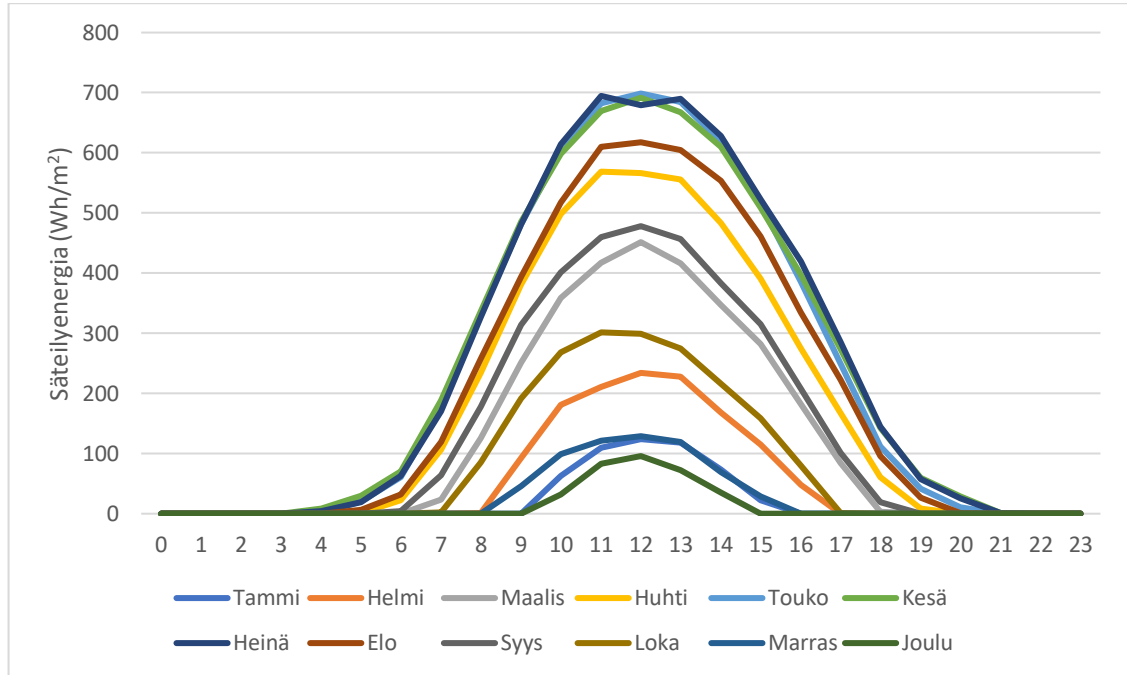
tuottamiseen ovat selvästi otollisemmat, kuin mitä ne ovat Suomen pohjoisosissa. Tarkasteltava kohde sijaitsee Vantaalla, joten vuotuinen säteilyn kokonaismäärä olisi kartan mukaan noin 1050-1100 kWh/m². Vuotuinen aurinkosähkön tuotantomäärä 1 kWp:n järjestelmällä (suorituskykykerroin 0,75) olisi noin 800 kWh/kWp. Nykyaikaiset aurinkovoimalat ovat kuitenkin usein suorituskyvyltään kartassa esitettyä parempia.



Kuva 29. Vuotuinen säteilyn kokonaismäärä ja aurinkosähkön tuotantomäärä ympäri Suomen [55].

Vuotuisen säteily- ja tuotantomäärän perusteella voidaan tehdä karkeita arvioita aurinkovoimalan tuotantopotentiaalista. Varsinaiseen järjestelmän mitoittamiseen tarvitaan kuitenkin selvästi tätä tarkempaa dataa, jotta aurinkovoimalan tuotantotehoa voidaan luotettavasti arvioida. Kuvassa 30 on esitetty kohteen keskimääräinen vuorokauden tun-

tikohtainen säteilyenergian määrä kuukausittain. Kuvasta voidaan nähdä, että vuorokauden tuntikohtainen huippu ajoittuu keskipäivän aikaan. Tällöin aurinkovoimalan keskimääräinen tuotantoteho on korkeimmillaan. Käyttämällä tuntitason dataa voimalan mitoituksessa saadaan riittävällä tarkkuudella huomioitua hetkelliset muutokset sähkönkulutuksen ja tuotannon suhteen.



Kuva 30. Keskimääräinen vuorokauden tuntikohtainen säteilyenergian määrä kuukausittain. Luotu hyödyntäen PVGIS-palvelussa saatavilla olevaa dataa [54].

Ennen varsinaista nimellistehon laskemista on määritettävä vielä niin kutsuttu tuottavuustekijä Y_F kaavan (2) mukaisesti. Tämä kertoo sen, kuinka monessa tunnissa koko vuorokauden säteilyenergiaa H_G vastaava määrä saataisiin tuotettua standarditestiolosuhteiden säteilyvoimakkuudella G_{STC} . Esimerkkitapahtuman heinäkuun koko vuorokauden säteilyenergian määrä on keskimäärin noin 5829 Wh/m^2 . Koska säteilyvoimakkuus $G_{STC} = 1000 \text{ W/m}^2$, saataisiin sama energiamäärä standarditestiolosuhteissa tuotettua noin 5,8 tunnissa häviöttömällä järjestelmällä. Laskennassa häviöt tulee kuitenkin ottaa huomioon, jotta tuottavuustekijää voidaan luotettavasti käyttää nimellistehon laskentaan. Kaavassa (2) esitetty suorituskykykerroin PR (performance ratio) kuvastaa järjestelmässä tapahtuvia häviöitä [56].

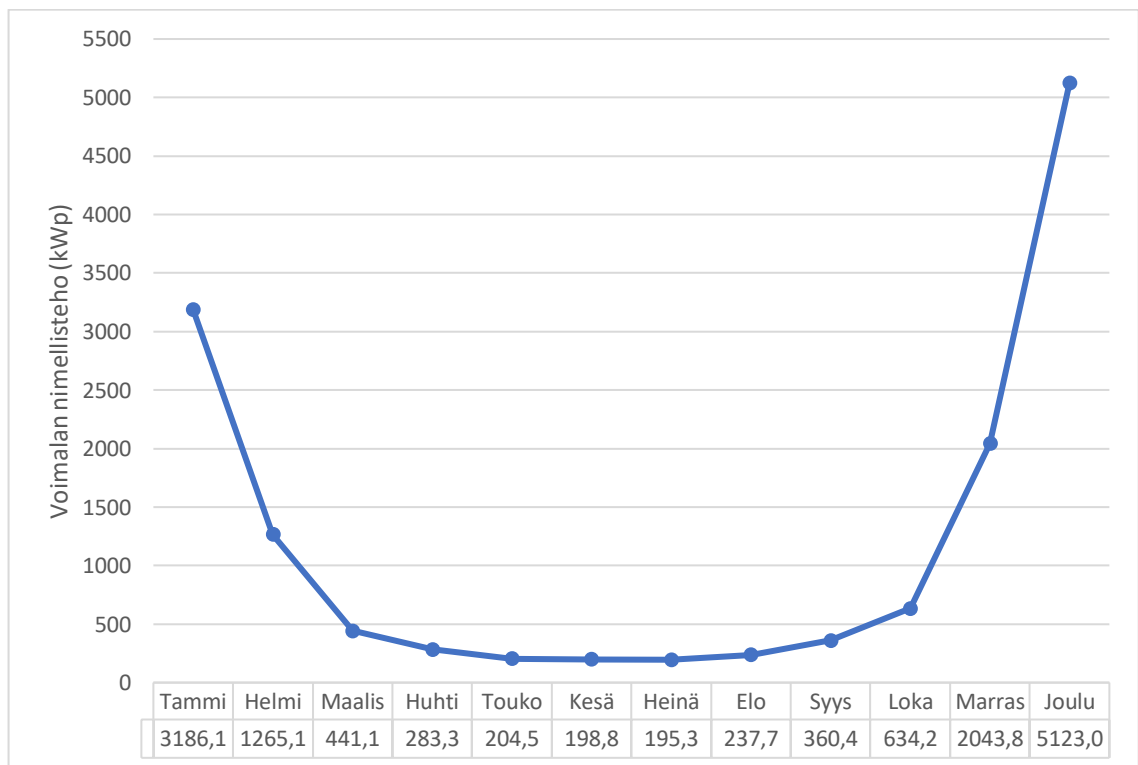
$$Y_F = \frac{H_G}{G_{STC}} \cdot PR \quad (2)$$

Kun tuottavuustekijä on saatu selville, voidaan järjestelmälle laskea sen vaatima nimellisteho P_{peak} . Kaavassa (3) on esitetty aurinkovoimalan nimellistehon mitoitus keskimääräistä vuorokautista energiankulutusta $E_{kulutus,d}$ ja tuottavuustekijää Y_F hyödyntäen [56].

$$P_{peak} = \frac{E_{kulutus,d}}{Y_F} \quad (3)$$

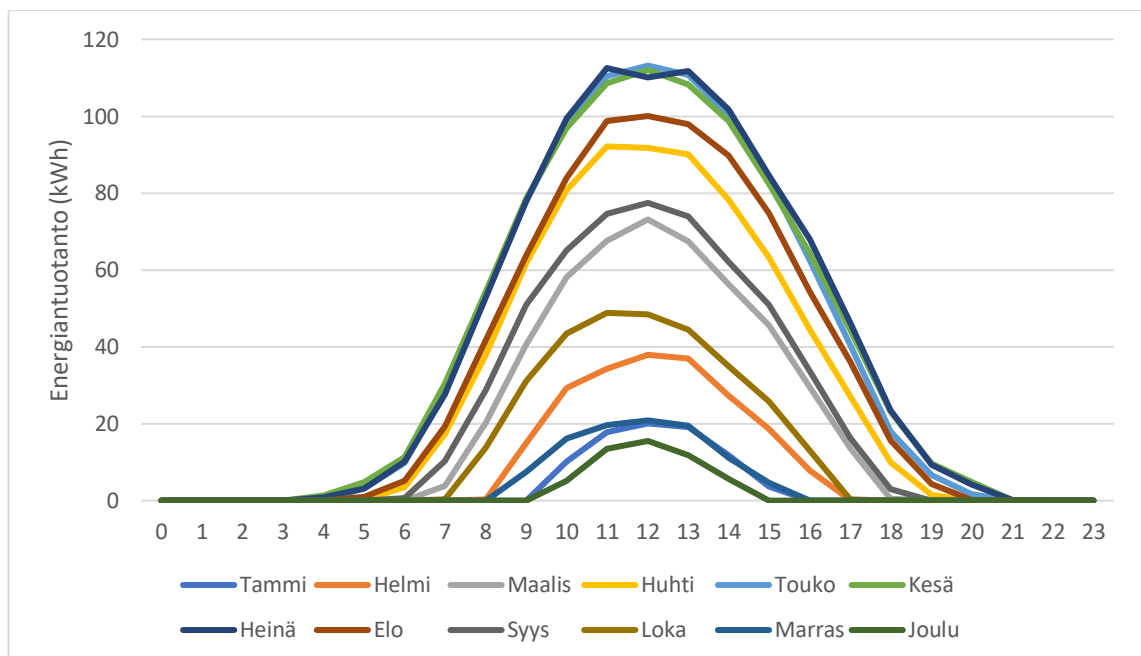
Koska käytössä on kuukausittaista tuntikohtaista dataa säteilyenergian ja sähkönkulutuksen osalta, voidaan luotettavasti laskea keskimäärin riittävä voimalakoko tuottamaan vuorokautisen kulutetun energian. Laskennassa on suorituskykykertoimenä käytetty arvoa 0,81, joka kuvastaa nykyaikaisen voimalan häviöitä riittävällä tarkkuudella. Laskennan tulokset on esitetty kuvassa 31.

Kuvasta 31 voidaan havaita, että korkeimman säteilymäärän kuukausina voimalan nimellisteho on pienimmillään. Vuorokauden kulutuksen kattamiseen tarvittavan voimalan nimellisteho kasvaa merkittävästi etenkin talvikuukausien aikana. Kohteen säteilyolosuhteista ja sähkön kulutusprofiilista johtuen onkin perusteltua jättää talvikuukaudet aurinkovoimalan mitoituksen tarkastelun ulkopuolelle. Jos esimerkiksi joulukuussa haluttaisiin tuottaa vuorokauden aikana keskimäärin kulutettu sähköenergia, olisi aurinkovoimala mitoitettava noin 26 kertaa suuremmaksi kuin heinäkuun mukaan mitoitettu voimala. Tämä ei ole taloudellisesti tai teknisesti järkevää, joten oman kulutuksen kattamista aurinkovoimalalla ei tavoitella huhtikuun ja syyskuun ulkopuolisena aikana.



Kuva 31. Jokaisen kuukauden vaadittu voimalan nimellisteho keskimääräisen vuorokautisen kulutetun sähköenergian tuottamiseksi.

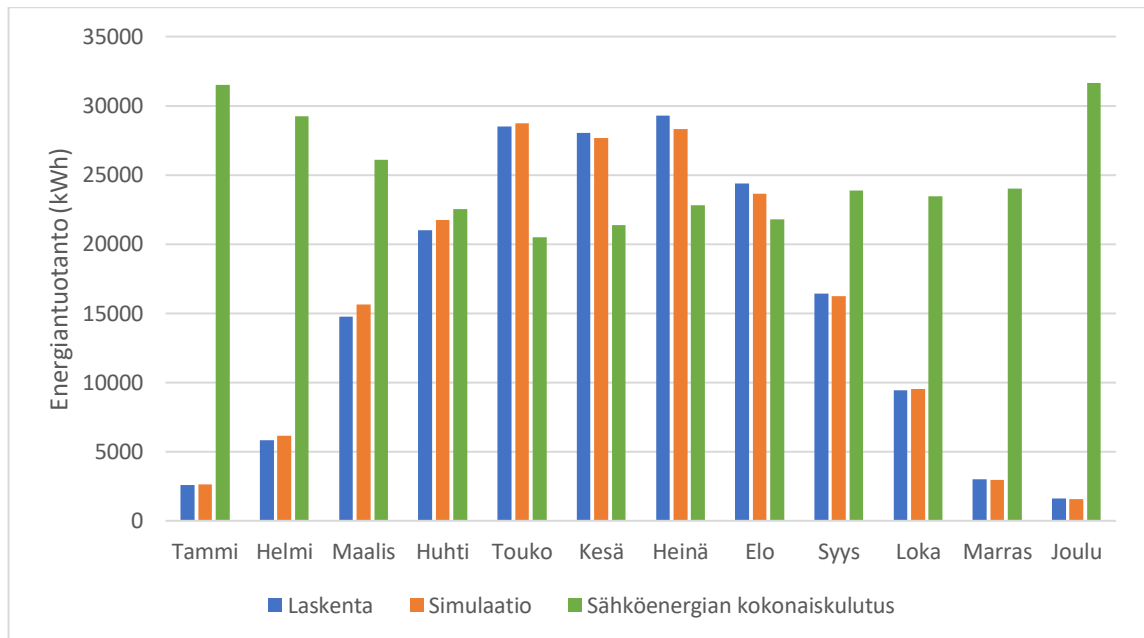
Tarkasteluun valitaan kuvassa 31 esitettyjen tulosten pohjalta 3 erisuuruista voimalaa, joiden nimellistehot ovat 200, 250 ja 290 kWp. Näin voidaan tarkastella voimalan nimellistehon muutoksen vaikutusta järjestelmän tuotanto-odotuksiin. Tuotetun sähköenergian määrä lasketaan yksinkertaisesti kertomalla voimalan nimellisteho P_{peak} jokaisen tunnin tuottavuustekijällä Y_F . Näin saadaan luotua tuotantoprofiili jokaisen kuukauden jokaiselle tunnille. Kuvassa 32 on esitetty jokaisen kuukauden keskimääräinen tuntikohtainen energiantuotanto 200 kWp:n voimalalle. Kuvasta voidaan havaita, kuinka energiantuotannon suuruus on suoraan verrannollinen auringonsäteilyn määrään. Keskipäivän tunnit edustavat säännöllisesti tuotannon huippuhetkiä joka kuukausi. Parhaimmillaan voimala tuottaa sähköenergiaa tunnissa keskimäärin noin 113 kWh. Tuntikohtainen energiantuotanto voi kuitenkin vaihdella merkittävästi eri päivinä säteilyolosuhteiden muutoksista johtuen. Talvikuukausina voimalan energiantuotanto on hyvin vähäistä.



Kuva 32. Keskimääräinen tuntikohtainen energiantuotanto 200 kWp:n järjestelmällä kuukausittain.

Tuntitasen keskimääräistä energiantuotantoa voidaan edelleen hyödyntää päivä- ja kuukausikohtaisen tuotannon laskemiseksi. Kuukausikohtaiset tuottolaskelmat 200 kWp:n järjestelmälle on esitetty kuvassa 33. Näiden laskelmien ohella on esitetty myös PVGIS-palvelussa tehty simulaatio. PV Performance -työkalulla voidaan kohteen koordinaateilla suorittaa simulaatio vuoden aikana tuotetusta sähköenergiasta halutun kokoisella aurinkosähköjärjestelmällä. Kuvassa on esitetty suoritettujen laskennan ja simulaation tulokset, kun järjestelmän nimellisteho on 200 kWp, paneelit on asennettu 43 asteen kulmaan ja suunnattu kohti etelää. Molempien järjestelmien järjestelmähäviöiksi on määritetty 19 %, joka on PV Performance -työkalun oletusarvo nykyaikaiselle voimalalle. Tulokset ovat

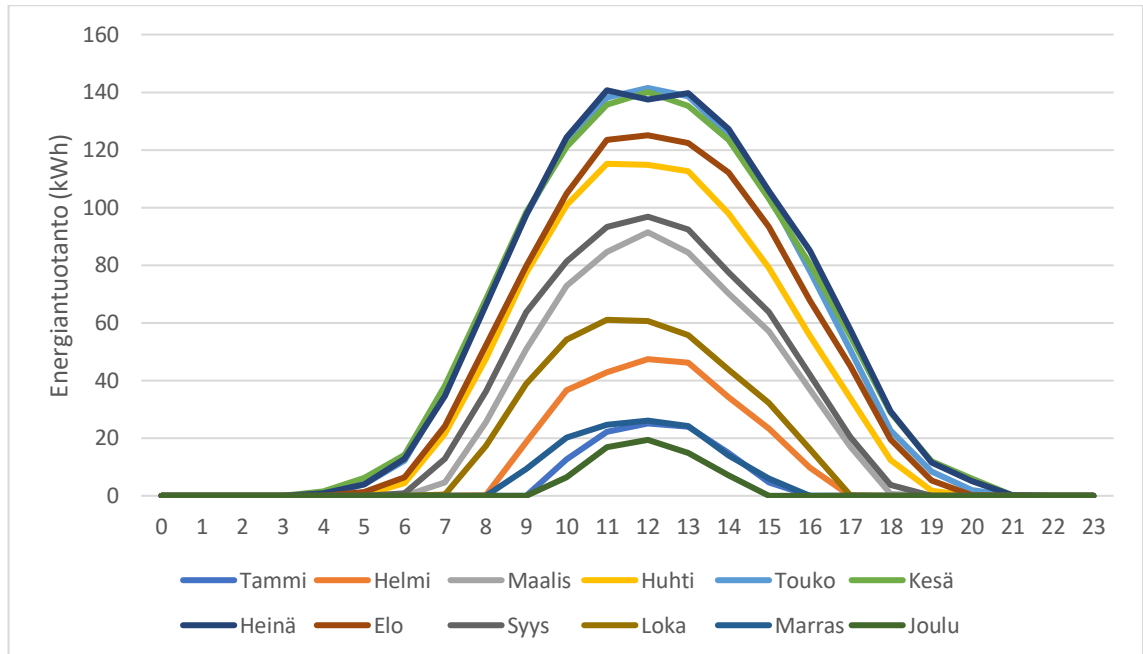
hyvin lähellä toisiaan, ja kuukausikohtainen vaihtelu tulosten välillä on keskimäärin noin 2,7 %. Vuotuinen energiantuotanto on molemmilla laskentatavoilla lähes identtinen. Laskentatapaa voidaan näin ollen pitää luotettavana. Lisäksi kuvassa on esitetty kuukausikohtainen sähköenergian kulutus, jotta sitä voidaan verrata kuukausittaiseen tuotetun energian määrään.



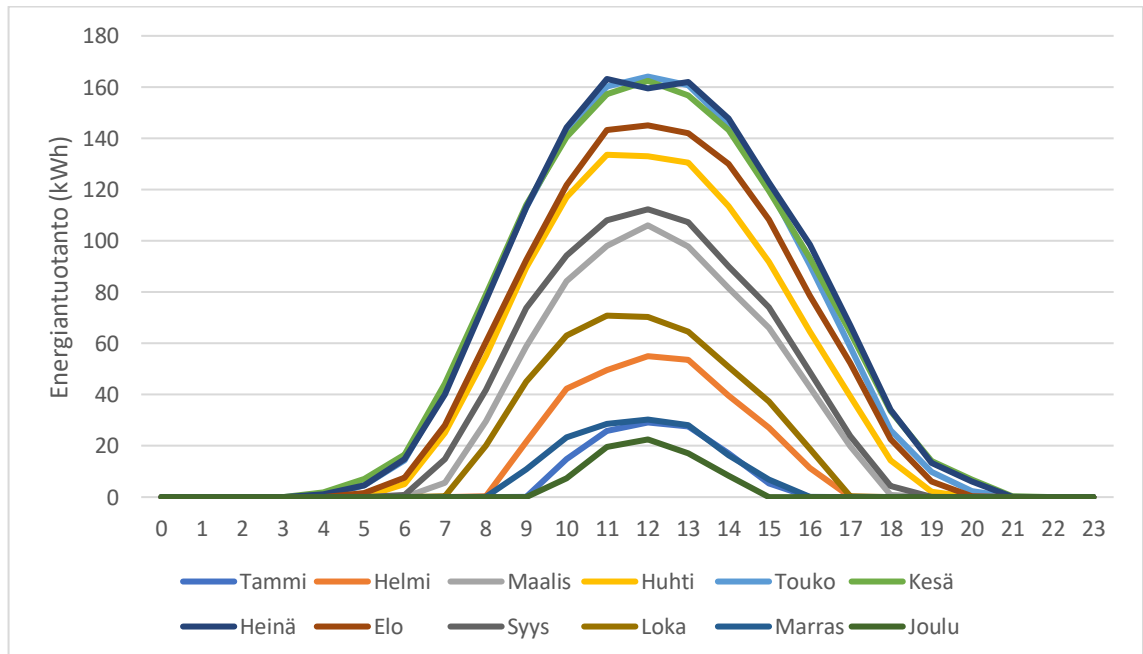
Kuva 33. Laskettu ja simuloitu tuotantoennuste 200 kWp:n järjestelmälle sekä sähköenergian kokonaiskulutus. Simulaatio on tehty PVGIS-palvelun PV Performance -työkalulla [54].

Saaduista tuloksista voidaan tarkastella kunkin kuukauden tuotantoennustetta suhteessa sähköenergian kokonaiskulutukseen. Kuukaudessa tuotetun sähköenergian määrä on kuukausittaista kulutusta suurempi toukokuusta elokuuhun. Tänä aikana tuotanto on noin 12-39 % kulutusta suurempi. Tämä voi vaikuttaa olevan ristiriidassa kuvassa 31 esitettyjen voimaloiden nimellistehojen kanssa, sillä esimerkiksi touko-heinäkuun kulutuksen mukaan mitoitettut voimalat olivat hyvin lähellä 200 kWp:n nimellistehoa. Kuukausikulutuksen ylittävä tuotanto kuitenkin selittyy sillä, että mitoitus on tehty päiväkohtaisen kuormituksen mukaan, jossa mukana on sähköautojen latauspisteiden kulutus. Sen sijaan kuukausikohtaisessa kulutuksessa on huomioitu se, että latauspisteitä käytetään ainoastaan työpäivien aikana. Näin ollen kuukausikulutuksen ylittävän energiantuotannon osuus ajoittuu lähinnä arkipäivien ulkopuolelle. On kuitenkin tärkeää huomioida se, että esitetyt suhdeluvut eivät suoraan kuvasta järjestelmässä tapahtuvaa ylituotantoa. Ylituotantoa ei ole järkevää tarkastella kuukausittaisen tuotannon ja kulutuksen perusteella, sillä tunti-kohtaiset erot tuotannossa ja kulutuksessa jäävät näin huomioida. Todellinen ylituotannon määrä saadaan selville laskemalla vuorokauden tunti-kohtainen ylituotanto jokaiselle kuukaudelle erikseen.

Samaa laskentatapaa hyödyntäen voidaan laskea myös kahden muun määritetyn voimalan tuotantoennusteet. Kuvissa 34 ja 35 on esitetty tuntikohtaiset energiantuotannot kuukausittain 250 ja 290 kWp:n voimaloille. Kuten todettu, käyrien muoto määräytyy kohteen tuntikohtaisen säteilymäärän mukaisesti. Säteilymäärän pysyessä ennallaan, kasvaa tuntikohtainen energiantuotanto voimalan nimellistehon kasvaessa.

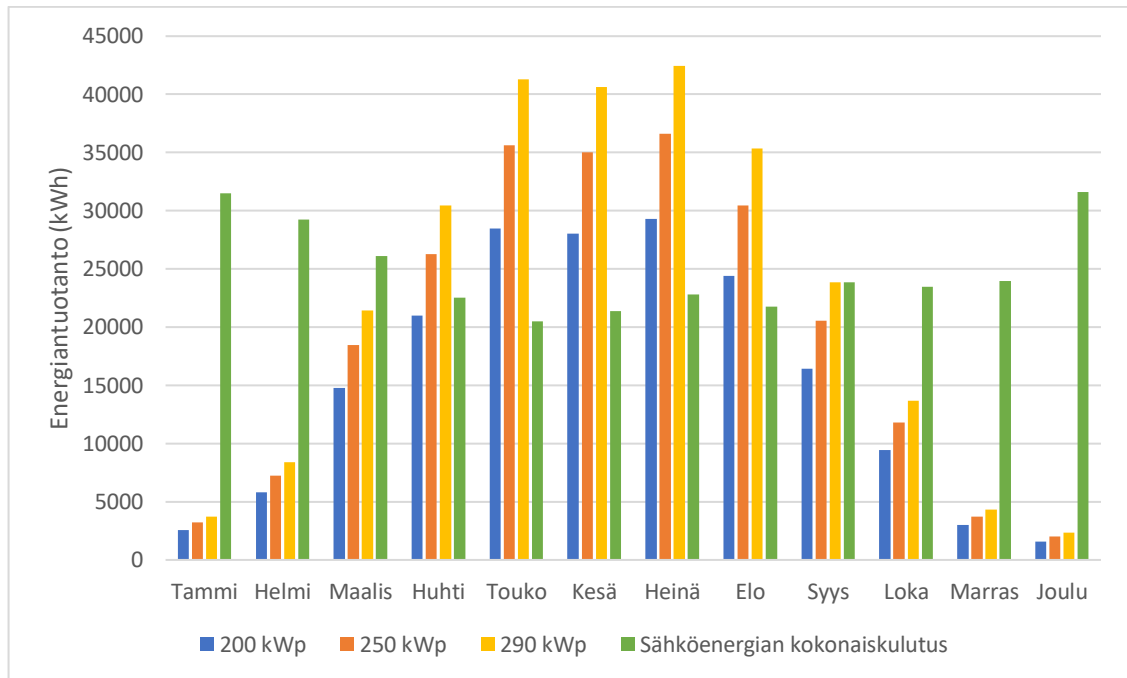


Kuva 34. Keskimääräinen tuntikohtainen energiantuotanto 250 kWp:n järjestelmällä kuukausittain.



Kuva 35. Keskimääräinen tuntikohtainen energiantuotanto 290 kWp:n järjestelmällä kuukausittain.

Tuntikohtaista energiantuotantoa voidaan jälleen hyödyntää päivä- ja kuukausikohtaisten tuotantomäärien laskemiseksi. Kuvassa 37 on esitetty kaikkien kolmen voimalan energiantuotannon määrä kuukausikohtaisesti. Paneelien asennuskulma on yhä 43 astetta ja järjestelmän häviöt 19 %. Sähköenergian kokonaiskulutus on jälleen esitetty kuvassa, jotta kuukausikohtaisesti voidaan tarkastella sitä, miten suuri osa kuukauden kulutetusta sähköenergiasta saadaan keskimäärin tuotettua eri kokoisilla voimaloilla.



Kuva 36. Lasketut tuotantoennusteet 200, 250 ja 290 kWp:n järjestelmille sekä sähköenergian kokonaiskulutus.

Tuloksista voidaan tarkastella voimalan nimellistehon muutoksen vaikutusta tuotantoennusteisiin. Taulukossa 4 on esitetty jokaisen voimalan kuukausittaiset tuotantoennusteet. Tämän lisäksi taulukossa on esitetty tuotetun energian suhde kohteessa kulutettavaan energiaan kuukausi- ja vuositasolla.

Tuloksista nähdään, että kuukaudessa tuotettu sähköenergia kohoaa huipputuotannon kuukausina yli kulutuksen kaikilla järjestelmillä. Korkeamman nimellistehon voimaloilla on kulutuksen ylittävä osuus kasvaneen energiantuotannon vuoksi. Huhtisyysskuun välisenä aikana ainoastaan 290 kWp:n voimalalla onnistutaan tuottamaan vähintään yhtä paljon energiaa, kuin mitä kuukaudessa kulutetaan. Kaikkea tuotettua energiaa ei kuitenkaan voida suoraan hyödyntää kulutuksessa. Kulutusta voidaan kuitenkin pyrkiä ohjaamaan tuotannon huippuhetkiin, jotta mahdollisimman suuri osa omasta kulutuksesta saadaan hyödynnettyä kohteessa.

Kuten aiemmin todettiin, ei kuukausikohtainen tarkastelu riitä määrittämään järjestelmässä tapahtuvaa ylituotannon määrää. Vaikka kuukausittainen energiantuotanto ei ylittäisi kulutuksen tasolle, syntyy järjestelmässä todennäköisesti siitä huolimatta hetkellistä ylituotantoa tuntitasolla. Vastaavasti sähköenergiaa joudutaan ostamaan verkosta myös niinä kuukausina, jolloin sähköenergiaa tuotetaan kuukausitasolla selvästi yli kulutuksen. Todellisen ylituotannon laskemiseksi tarvitaan tuntikohtainen kulutustieto jokaiselta kuukaudelta. Jotta kohteen ylituotanto voidaan laskea, on latauspisteiden kulutuksesta muodostettava tuntikohtainen kulutusprofiili.

Taulukko 4. Eri voimaloiden energiantuotanto kuukausittain sekä tuotetun energian osuus kuukausi- ja vuosikulutuksesta.

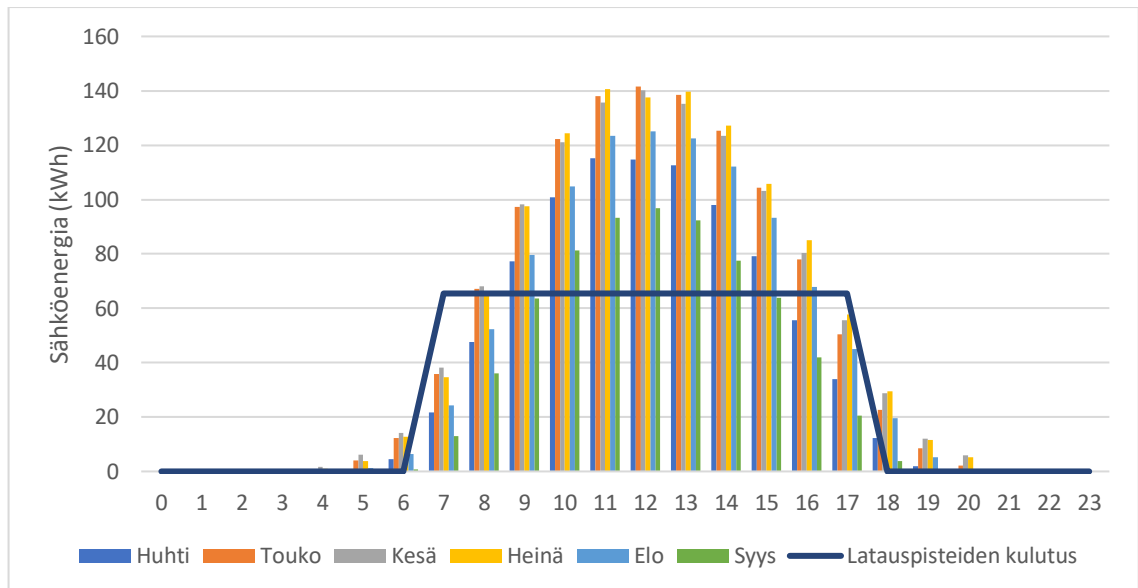
Kuukausi	Kulutus (kWh)	200 kWp		250 kWp		290 kWp	
		Tuotanto (kWh)	Tuotanto/kulutus	Tuotanto (kWh)	Tuotanto/kulutus	Tuotanto (kWh)	Tuotanto/kulutus
Tammikuu	31506	2565	8 %	3207	10 %	3720	12 %
Helmi	29226	5804	20 %	7255	25 %	8416	29 %
Maalis	26109	14777	57 %	18472	71 %	21427	82 %
Huhti	22553	21001	93 %	26251	116 %	30451	135 %
Touko	20498	28490	139 %	35612	174 %	41310	202 %
Kesä	21390	28035	131 %	35044	164 %	40651	190 %
Heinä	22823	29274	128 %	36593	160 %	42448	186 %
Elo	21783	24382	112 %	30478	140 %	35354	162 %
Syys	23853	16433	69 %	20541	86 %	23828	100 %
Loka	23442	9437	40 %	11796	50 %	13683	58 %
Marras	23990	2982	12 %	3727	16 %	4323	18 %
Joulu	31637	1601	5 %	2001	6 %	2321	7 %
Koko vuosi	298808	184780	62 %	230976	77 %	267932	90 %

5.4.3 Latauspisteiden kulutusprofiilit ja ylituotanto

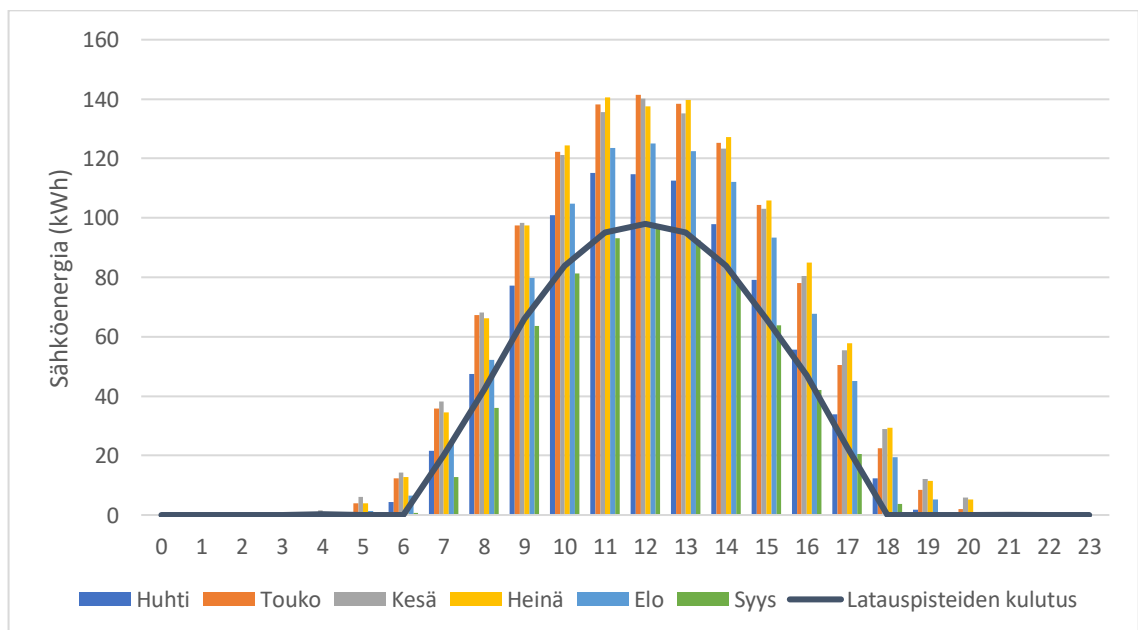
Jotta tuntikohtainen kulutusprofiili voidaan luoda ylituotannon laskemiseksi, tulee latauspisteiden kuormitustasoa arvioida tunneittain. Luvussa 5.2.1 todettiin, että lataaminen tapahtuu pääsääntöisesti klo 7-18 välillä noin 8 tunnin latausjakson aikana. Latauslaittekohtainen vähimmäislatausvirta on mitoitettu kohteen ominaisuuksien vuoksi melko korkeaksi. Nykypäivän sähköautojen lataustehoista johtuen ei latauspisteitä välttämättä kuormiteta maksimitehollaan missään vaiheessa päivää. Latauspisteisiin voidaan kytkeä 13 kappaletta 7,4 kW:n laturilla varustettuja autoja ilman, että kuormanhallintaa tarvitaan lainkaan. Jos kaikilla latauspisteillä auton latausteho on 3,7 kW, ei järjestelmän maksimitehoa saavuteta missään vaiheessa. Voidaan kuitenkin olettaa, että latausjärjestelmän käyttöänsä aikana sähköautojen laturit tulevat kehittymään niin, että useimmat hyödyntävät näitä korkeampia lataustehoja. Tehokkaammilla kolmivaihelatureilla tarvitaan 11 kW:n latausteolla kuormanhallintaa 9 auton jälkeen, kun 22 kW:n laturilla varustettuja autoja voidaan ladata täydellä teholla 4 autoa kerrallaan.

Sähköautojen vähimmäislatauksen turvaamisen lisäksi dynaamista kuormanhallintaa voidaan hyödyntää myös niin, että latauskuormaa siirretään aurinkovoimalan tuotannon

huippuhetkiin. Tätä ratkaisua tarkastellaan latauspisteille kahden erilaisen kuormitusprofiilin kautta. Kuvassa 37 esitettyssä profiilissa sähköautojen latauspisteiden vuorokautinen energiankulutus jakautuu tasaisesti klo 7-18 välille. Kuvassa 38 latauspisteiden vuorokautinen energiankulutus on tasattu niin, että kuormitus seuraa vuorokautisen säteilyenergian jakaumaa klo 7-18 välillä. Kuvissa käytetään esimerkkinä 250 kWp:n voimalan tuntikohtaista tuotantoennustetta. Kiinteistön pohjakulutuksen tuntikohtaista mittausdataa ja esitettyjä kuormitusprofiileja hyödyntäen voidaan laskea keskimääräinen tuntikohtainen ylituotannon määrä jokaiselle kuukaudelle.



Kuva 37. 250 kWp:n aurinkovoimalan tuntikohtainen energiantuotanto huhti-syyskuussa, sekä latauspisteiden kulutus tasaisella kuormitusprofiililla.



Kuva 38. 250 kWp:n aurinkovoimalan tuntikohtainen energiantuotanto huhti-syyskuussa, sekä latauspisteiden kulutus dynaamisella kuormitusprofiililla.

Ylituotannon määrittämiseksi laskettiin jokaisen kuukauden keskimääräinen tuntikohtainen ylituotanto. Laskennassa on huomioitu viikonloput ja arkipyhät, jolloin kulutuksena on ainoastaan kiinteistön pohjakulutus. Latauspisteiden energiankulutus on näin ollen huomioitu vain jokaisen kuukauden työpäivien ajalle. Taulukossa 5 on esitetty laskennan tulokset eri kokoisille aurinkovoimaloille tasaisella ja dynaamisella kuormitusprofiililla. Tuloksista nähdään, että siirtämällä latauspisteiden kulutusta aurinkovoimalan tuotannon mukaan voidaan ylituotannon määrää vähentää vuosittain noin 4-5 % verran. Järjestelmän vuotuisen ylituotannon määrä vaihtelee tasaisella kuormitusprofiililla noin 32-45 % välillä ja dynaamisella kuormitusprofiililla 27-41 % välillä järjestelmän koosta riippuen. Tuloksista voidaan huomata myös se, että talvikuukausina ylituotannon määrä on molemmilla kuormitusprofiileilla sama. Tämä johtuu siitä, että talvikuukausien ylituotannosta 100 % syntyy arkipäivien ulkopuolella.

Taulukko 5. Kuukausittainen ja vuotuinen ylituotanto tasaisella ja dynaamisella kuormitusprofiililla.

Kuukausi	200 kWp		250 kWp		290 kWp	
	Tasainen	Dynaaminen	Tasainen	Dynaaminen	Tasainen	Dynaaminen
Tammi	4 %	4 %	7 %	7 %	9 %	9 %
Helmi	12 %	12 %	15 %	15 %	17 %	17 %
Maalis	20 %	20 %	25 %	22 %	31 %	23 %
Huhti	32 %	27 %	41 %	31 %	48 %	40 %
Touko	45 %	38 %	53 %	50 %	59 %	57 %
Kesä	39 %	31 %	48 %	45 %	54 %	52 %
Heinä	37 %	30 %	47 %	43 %	53 %	51 %
Elo	36 %	28 %	45 %	38 %	51 %	46 %
Syys	20 %	20 %	27 %	21 %	33 %	23 %
Loka	19 %	19 %	21 %	21 %	22 %	22 %
Marras	8 %	8 %	11 %	11 %	12 %	12 %
Joulu	0 %	0 %	3 %	3 %	5 %	5 %
Koko vuosi	32 %	27 %	40 %	35 %	45 %	41 %

Arkipäivien ulkopuolella syntyvän ylituotannon määrä kohteessa on varsin merkittävä. Taulukossa 6 on esitetty arkipäivien aikana syntyvän ylituotannon osuus kuukausi- ja vuosituotannosta. Saatuja tuloksia verrattaessa kaikkien päivien tarkasteluun voidaan havaita, että arkipäivien ulkopuolella syntyvän ylituotannon osuus on noin 24-26 % koko vuoden energiantuotannosta järjestelmäkoosta riippuen. Arkipäivinä syntyvän ylituotannon osuus kaikesta tuotannosta on tasaisella kuormitusprofiililla 8-19 % vuodessa. Dynaamisella kuormitusprofiililla arkipäivien ylituotannon osuus kokonaistuotannosta on ainoastaan 3-15 % järjestelmäkoosta riippuen.

Taulukko 6. Arkipäivien aikana syntyvä kuukausittainen ja vuotuinen ylituotanto tasaisella ja dynaamisella kuormitusprofiililla.

Kuukausi	200 kWp		250 kWp		290 kWp	
	Tasainen	Dynaaminen	Tasainen	Dynaaminen	Tasainen	Dynaaminen
Tammi	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Helmi	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Maalis	0 %	0 %	3 %	0 %	8 %	0 %
Huhti	5 %	0 %	13 %	3 %	19 %	11 %
Touko	12 %	5 %	19 %	16 %	24 %	22 %
Kesä	13 %	6 %	22 %	18 %	27 %	25 %
Heinä	15 %	7 %	24 %	21 %	30 %	28 %
Elo	9 %	1 %	17 %	10 %	22 %	17 %
Syys	0 %	0 %	6 %	0 %	11 %	0 %
Loka	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Marras	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Joulu	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Koko vuosi	8 %	3 %	15 %	10 %	19 %	15 %

Tuloksien perusteella voidaan todeta, että dynaamisen kuormanhallinnan hyödyntäminen latauspisteiden kuormituksen siirtämiseksi on kannattavaa, sillä ylituotannon vähentäminen vaikuttaa koko järjestelmän kannattavuuteen. Jos dynaaminen kuormanhallinta ei olisi mahdollista, voisi tasaisen kuormitusprofiilin tapauksessa ylituotantoa pyrkiä siirtämään myöhemmin käytettäväksi energiavaraston avulla. Samaa energiavarastoa voisi hyödyntää myös arkipäivien ulkopuolella, jolloin ylituotanto on suurimmillaan.

5.4.4 Käyttöikä ja takuu

Aurinkosähköjärjestelmiä tarkastellaan yleensä 30 vuoden käyttöajalla. Aurinkopaneelilla on usein suorituskykytakuu, joka voi vaihdella valmistajasta riippuen. Aurinkopaneelien suorituskykytakuu voi olla esimerkiksi 10 vuoden kohdalla 90 % ja 25 vuoden kohdalla 85 %. Tämä tarkoittaa sitä, että aurinkopaneeli tuottaa 10 vuoden jälkeen sähköä vähintään 90 % teholla ja 25 vuoden jälkeen vähintään 85 % teholla alkuperäisestä nimellistehostaan standarditestiolosuhteissa [57]. Aurinkopaneelien tuotantotehon lasku voidaan huomioida aurinkosähköjärjestelmää mitoitettaessa. Näin mitoitettuna järjestelmä pystyy tuottamaan halutun määrän sähköenergiaa koko elinkaarensa ajan. Tämä kuitenkin johtaa myös siihen, että etenkin järjestelmän elinkaaren alkuvaiheessa ylituotannon määrä lisääntyy runsaasti. Tällä voi olla suuri vaikutus koko järjestelmän kannattavuuteen. Vaikka tuotantoteho vuosien saatossa laskeekin, on se varsin vähäistä. Nykyaikaisilla aurinkopaneelilla järjestelmä säilyttääkin tuottavuutensa varsin hyvänä vuosikymmenten ajan.

5.5 Akusto

Itsenäisissä järjestelmissä, jotka eivät ole kytkettynä sähköverkkoon on akuston käyttö tarkoitus ilmeinen. Tuotanto ja kulutus eivät aina kohtaa, joten energiaa on varastoitava myös niitä hetkiä varten, jolloin tuotanto ei riitä kattamaan kulutusta. Sähköverkkoon kytketyissä järjestelmissä tilanne on akkuvarastojen kannalta hieman monimutkaisempi. Jos tuotanto ei riitä kattamaan sähkönkulutusta, voidaan lisäenergiaa ostaa suoraan sähköverkosta. Akustoa ei siis tarvita turvaamaan sähköenergian saantia. Akustot lisäävät myös monimutkaisuutta järjestelmään. Lisäksi akusto nostaa järjestelmän hankintahintaa, joka vuorostaan vaikuttaa koko järjestelmän kannattavuuteen. Lähtökohtaisesti oikein mitoitettu sähköverkkoon kytketty aurinkosähköjärjestelmä onkin taloudellisesti kannattavampi ilman erillistä akkuvarastoa [20].

Akkuvaraston käyttö sähköverkkoon kytketyssä järjestelmässä voi kuitenkin olla perusteltua. Kohde voi sijaita paikassa, jossa sähköverkossa on toimituskatkoksia häiritsevän usein. Tällaisessa tilanteessa voidaan järjestelmä varmentaa niin, että vikatilanteessa energiaa saadaan käyttöön akuston kautta. Nämä ovat kuitenkin lähinnä erikoistapauksia. Toinen syy käyttää akkuvarastoa sähköverkkoon kytketyssä järjestelmässä on tuotetun sähkön siirtäminen käytettäväksi eri ajankohtaan [20]. Näin voidaan maksimoida itse tuotetun sähköenergian käyttö kohteessa, sillä sitä ei tarvitse myydä takaisin verkkoon. Akuston käyttämisen tarpeellisuutta ja kannattavuutta tulee kuitenkin aina tarkastella tapauskohtaisesti.

5.5.1 Akuston maksimikapasiteetti

Kuten luvussa 5.4.3 todettiin, syntyy kohteessa tuntikohtaista ylituotantoa etenkin parhaan tuotannon kuukausina. Tätä keskipäivän ylituotantoa voidaan pyrkiä siirtämään käytettäväksi iltapäivän ja seuraavan aamupäivän aikana akustoa hyödyntäen. Lisäksi akustolla voidaan pyrkiä tasaamaan arkipäivien ulkopuolisena aikana syntyvää runsasta ylituotantoa. Akustoa ei kuitenkaan ole kannattavaa mitoittaa tämän ylituotannon mukaan, sillä akuston koko kasvaisi tarpeettoman suureksi. Näin ollen akusto mitoitetaan käyttäen apuna arkipäivien päiväkohtaista ylituotantoa niiltä kuukausilta, jolloin tuotanto on korkeimmillaan. Tarkastelussa hyödynnetään sähköautojen latauspisteiden tasaista kuormitusprofiilia, jossa latauspisteiden kulutus pysyy vakiona klo 7-18 välillä. Dynaamista kuormitusprofiilia ei akuston tapauksessa huomioida, sillä kulutuksen siirtäminen tuotannon huippuhetkiin mitätöi energiavaraston tarpeellisuuden arkipäivien osalta.

Kuvassa 39 on esitetty tuotetun ja kulutetun sähköenergian erotus tuntikohtaisesti heinäkuussa. Tarkastelukuukaudeksi valittiin heinäkuu, sillä ylituotannon määrä on kyseisen kuukauden aikana suurimmillaan. Kun esitetty tuntikohtainen sähköenergian määrä on yli 0 kWh, tuotetaan sähköä enemmän kuin sitä kulutetaan. Vastaavasti luvun ollessa negatiivinen, ei tuotanto riitä kattamaan kyseisen tunnin kulutusta. Tuntikohtaisen tiedon avulla voidaan laskea koko päivän ylituotannon määrä, jota hyödyntäen voidaan ryhtyä mitoittamaan akuston kapasiteettia.



Kuva 39. Tuotetun ja kulutetun sähköenergian erotus tuntikohtaisesti heinäkuussa eri järjestelmille.

Taulukossa 7 on esitetty jokaisen kuukauden arkipäivien keskimääräinen vuorokautinen ylituotanto eri järjestelmille. Jokaisen järjestelmän ylituotannon huippu osuu heinäkuulle, sillä säteily määrä on tällöin korkeimmillaan. Punaisella korostetut luvut edustavat ylituotannon huippuja. Nämä tarkoittavat energian maksimimäärää, joka akustoon voitaisiin vuorokaudessa varastoida myöhempää käyttöä varten. Näitä huippuarvoja hyödyntäen voidaan laskea akuston maksimikapasiteetti kullekin järjestelmälle.

Taulukko 7. Jokaisen kuukauden arkipäivien keskimääräinen vuorokautinen ylituotanto eri järjestelmille. Ylituotannon huiput on korostettu punaisella.

	200 kWp	250 kWp	290 kWp
Kuukausi	Ylituotanto vuorokaudessa (kWh)		
Tammi	0,0	0,0	0,0
Helmi	0,0	0,0	0,0
Maalis	0,0	26,4	75,4
Huhti	53,0	168,5	282,1
Touko	177,7	358,9	522,0
Kesä	177,3	363,5	528,7
Heinä	193,0	386,1	551,8
Elo	99,8	244,4	371,4
Syys	0,0	54,1	122,3
Loka	0,0	0,0	0,0
Marras	0,0	0,0	0,0
Joulu	0,0	0,0	0,0

Akustoa mitoitettaessa on tärkeää huomioida se, ettei akuston kapasiteettia voida suoraan mitoitaa yhtä suureksi varastoitavan energiamäärän kanssa. Tällaisessa tilanteessa akusto jouduttaisiin purkamaan jatkuvasti aivan tyhjäksi, mikä aiheuttaa akuston tarpeetonta kulumista ja lyhentää sen käyttöikä. Näin ollen mitoituksessa tulee huomioida akuston suurin sallittu purkaussyvyys DoD (depth of discharge). Akuston maksimikapasiteetti E_{max} saadaan laskemalla se kaavan (4) mukaisesti jakamalla vuorokauden ylituotanto $E_{ylituotanto,vrk}$ akuston purkaussyvyydellä. Akkukapasiteetin laskennassa oletetaan purkaussyvyudeksi 80 %.

$$E_{max} = \frac{E_{ylituotanto,vrk}}{DoD} \quad (4)$$

Taulukon 7 mukaisilla ylituotannon huippuarvoilla ja 80 % purkaussyvyydellä saadaan akustojen maksimikapasiteeteiksi taulukon 8 mukaiset tulokset.

Taulukko 8. Akuston maksimikapasiteetit eri järjestelmille.

Nimellisteho	Akuston maksimikapasiteetti E_{max}
200 kWp	241,3 kWh
250 kWp	482,6 kWh
290 kWp	689,8 kWh

Taulukon 8 tuloksia tarkastellessa tulee huomioida se, että luvut edustavat sitä akuston kokoa, jolla kaikki ylituotanto saataisiin talteen. On hyvin epätodennäköistä, että maksimikapasiteetin mukainen akusto olisi taloudellisesti kannattavin ratkaisu järjestelmässä. Laskettua akuston maksimikapasiteettia voidaan kuitenkin hyödyntää ylärajana aurinkosähköjärjestelmän akuston todellisen koon määrittämisessä. Tuloksista nähdään myös se, että tasaisella latausprofiililla ylituotanto kasvaa nopeasti niin suureksi, että nimellisteholtaan alle 200 kWp aurinkovoimala voisi olla kannattavampi ratkaisu.

5.5.2 Akusto osana aurinkosähköjärjestelmää

Akuston vaikutus verkkoon myydyin sähkön määrään voidaan laskea eri kokoisille akustoille, jotta niitä voidaan verrata järjestelmään ilman akustoa. Taulukossa 9 on esitetty laskelmat kolmen eri kokoisen akuston vaikutuksista verkkoon myydyin sähkön määrään. Lisäksi vertailukohtana on dynaamisen ja tasaisen latausprofiilin osuudet verkkoon myydyistä sähköstä ilman akustoa. Ilman akustoa verkkoon myydyin sähkön osuus tuotannosta on sama kuin ylituotanto, sillä energiaa ei voida varastoida käytettäväksi myöhemmin. Akustolla energiaa voidaan varastoida akuston kapasiteetin mukaisesti. Varastoitua energiaa siirretään keskipäivän huipputuotannosta käytettäväksi iltapäivään ja seuraavan päivän aamuun. Akuston koot on esitetty niin, että ensimmäinen luku edustaa käytettävissä olevaa energiakapasiteettia, ja toinen luku esittää akuston kokonaiskapasiteettia. Jotta akuston käytettävissä oleva energiakapasiteetti olisi esimerkiksi 24 kWh, on akuston kokonaiskapasiteetin näin ollen oltava 30 kWh. Tämä johtuu akustolle määritetystä 80 % purkaussyvyydestä, joka esiteltiin kaavassa (4).

Taulukko 9. Eri kokoisten akustojen vaikutus verkkoon myytävän sähkön osuuteen kokonaistuotannosta kuukausi- ja vuositasolla.

Kuukausi	200 kWp				
	Ilman akustoa		Akustolla (tasainen latausprofiili)		
	Dynaaminen	Tasainen	24/30 kWh	48/60 kWh	72/90 kWh
Tammi	4 %	4 %	0 %	0 %	0 %
Helmi	12 %	12 %	9 %	5 %	2 %
Maalis	20 %	20 %	19 %	18 %	16 %
Huhti	27 %	32 %	29 %	25 %	24 %
Touko	38 %	45 %	42 %	40 %	37 %
Kesä	31 %	39 %	36 %	34 %	31 %
Heinä	30 %	37 %	35 %	32 %	30 %
Elo	28 %	36 %	33 %	30 %	27 %
Syys	20 %	20 %	19 %	18 %	17 %
Loka	19 %	19 %	17 %	14 %	12 %
Marras	8 %	8 %	0 %	0 %	0 %
Joulu	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Koko vuosi	27 %	32 %	30 %	27 %	25 %

Tuloksista huomataan, että esimerkiksi 60 kWh:n akustolla vähennetään verkkoon myydyin sähkön määrää vuodessa noin 5 % verrattuna järjestelmään ilman akustoa. Tällä akustolla päästään koko vuoden verkkoon myydyin sähköenergian osalta siis samaan tulokseen, kuin siirtämällä kulutusta tuotannon huippuhetkiin dynaamisella latausprofiililla. Akusto kuitenkin lisää järjestelmän kustannuksia ja monimutkaisuutta, joten kulutuksen siirtämisen ollessa mahdollista on se ensisijainen vaihtoehto sähkön verkkoon myymisen vähentämiseksi. Akuston lisääminen järjestelmään on kuitenkin toimiva ratkaisu oman tuotannon hyödyntämisen lisäämiseksi. Akuston taloudellista kannattavuutta osana järjestelmää tarkastellaan luvussa 6.

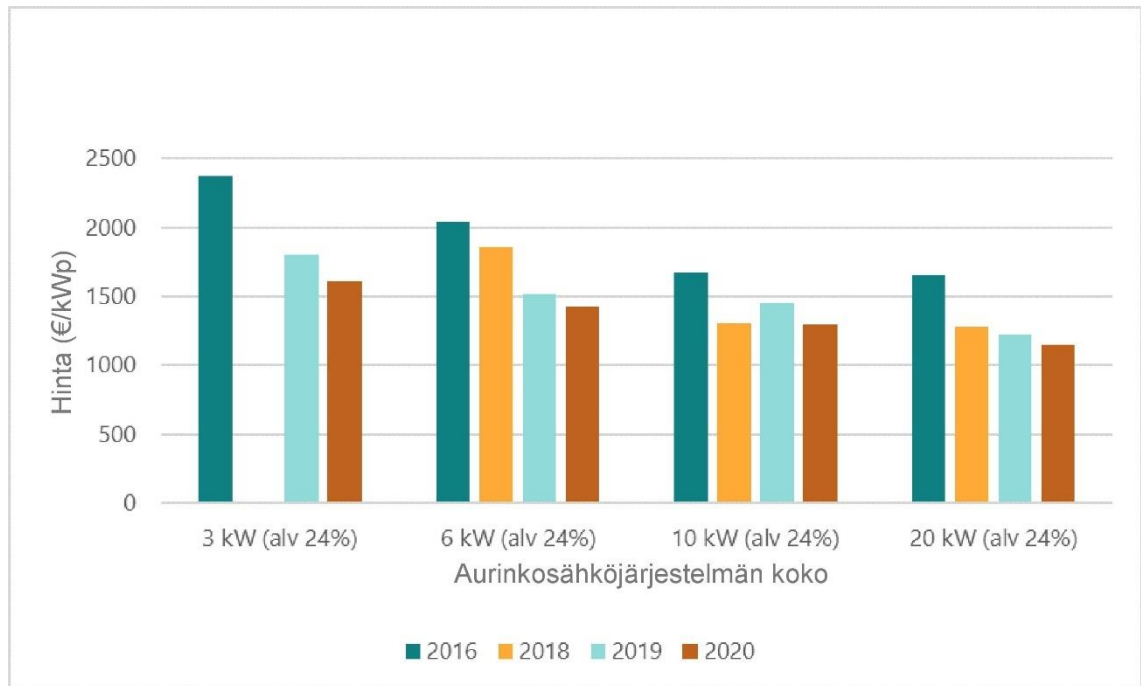
6. AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN KANNATTAVUUS

Järjestelmän kannattavuustarkastelulla on investoinnin kannalta merkittävä rooli. Oikein mitoitettulla ja harkitulla investoinnilla saadaan halutusta järjestelmästä luotua kannattava koko sen käyttöiän ajalle. Investoinnin huolellinen suunnittelu ja eri vaihtoehtojen vertailu ovat merkittävässä asemassa, sillä suunnitteluvaihe määrittää järjestelmän kustannukset. Toteutusvaiheen aikana on säästöjä vaikea enää toteuttaa. Kun järjestelmän suunnittelu tehdään huolellisesti, säästytään taloudellisilta yllätyksiltä järjestelmän toteutuksen ja käytön aikana [58].

6.1 Aurinkosähköjärjestelmien hintataso

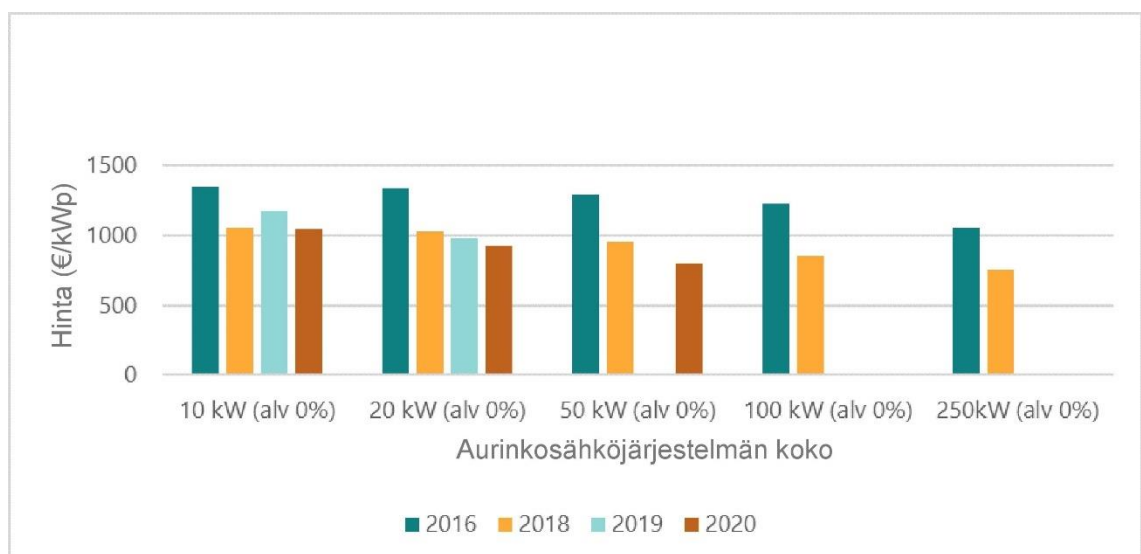
Aurinkosähköjärjestelmien hinnat ovat vuosien saatossa laskeneet merkittävästi. Vuonna 1990 10-100 kWp:n järjestelmä maksoi Saksassa noin 14000 €/kWp. Vuoden 2019 lopussa vastaavien järjestelmien hintojen keskiarvo oli noin 1050 €/kWp. Viimeisen 39 vuoden aikana paneelien hinnat ovat laskeneet 25 % aina kun paneelien kumulatiivinen valmistusmäärä on kaksinkertaistunut [5]. Hintojen voimakas lasku on tehnyt aurinkosähköjärjestelmistä kannattavia yhä useammassa paikassa.

Aurinkosähköjärjestelmien hankintahinnat vaihtelevat suuresti riippuen muun muassa asennettavan voimalan koosta, asennuskohteesta, käytetystä teknologiasta ja myönnettävistä tuista. Kuvassa 40 on esitetty pienikokoisten aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys Suomessa vuosien 2016-2020 aikana. Kuvassa esitetyt yksikköhinnat ovat niin sanottuja avaimet käteen -toimituksien hintoja, joissa järjestelmän hintaan sisältyy kaikki kulut sen suunnittelusta asennukseen. Kuten kuvasta voidaan huomata, aurinkosähköjärjestelmän koon kasvaessa sen yksikköhinta (€/kWp) laskee. Näin ollen suurempi järjestelmä on elinkaarensa aikana kannattavampi ratkaisu suhteessa pienikokoiseen järjestelmään. Pienikokoisia järjestelmiä asennetaan usein muun muassa kotitalouksiin, jolloin järjestelmästä maksetaan arvonlisävero. Yksityishenkilöt ovat kuitenkin oikeutettuja hakemaan 50 % kotitalousvähennystä järjestelmän asennuskustannuksista [59].



Kuva 40. Pienten aurinkosähköjärjestelmien yksikköhintojen kehitys (ALV 24 %). Muokattu lähteestä [60].

Kuvassa 41 on esitetty suurempien aurinkosähköjärjestelmien yksikköhintojen kehitystä vuosien 2016-2020 aikana. Kokoluokan kasvaessa yksikköhinnat putoavat entisestään, kuten myös kuvasta 40 havaittiin. Suuremman kokoluokan investointeja tekevät usein yritykset ja kunnat, joiden ei tarvitse maksaa järjestelmästä arvonlisäveroa [59]. Yritykset ja kunnat voivat myös hakea työ- ja elinkeinoministeriöltä tukea uusiutuvan energian investointeihin. Näin ollen aurinkosähköjärjestelmän hankintaan voi saada jopa 25 % tuen, jos investointi on vähintään 10 000 euron suuruinen [61].



Kuva 41. Suurempien aurinkosähköjärjestelmien yksikköhintojen kehitys (ALV 0 %). Muokattu lähteestä [60].

6.2 Akustojen hintataso

Kuten aurinkosähköjärjestelmienkin kohdalla, ovat akkujen hinnat laskeneet vuosien saatossa merkittävästi akkuteknologiasta riippuen. Aurinkosähköjärjestelmissä yleisimmin käytetty lyijyakku on ollut markkinoilla jo niin pitkään, että sen hinta on hyvin vakiintunut. Jatkuvasti yleistyvien litium-ioniakkujen hinnat sen sijaan ovat laskeneet viime vuosina hyvin merkittävästi. Näin ollen niiden kannattavuus osana aurinkosähköjärjestelmiä paranee hinnan laskun myötä. Toistaiseksi lyijyakut ovat kuitenkin edelleen kannattavin vaihtoehto ominaisuuksiensa ja edullisen hintansa vuoksi. Tämän työn esimerkitarkastelussa keskitytään siis ainoastaan lyijyakkuihin. Kannattavuuslaskennassa hyödynnetään lyijyakuista saatavilla olevaa hintadataa.

Akustolle asetettavat vaatimukset ovat tapauskohtaisia, sillä esimerkiksi kohteen kulutusprofiili ja järjestelmän nimellisteho vaikuttavat akun ominaisuuksiin. Tämä asettaa haasteita akuston hinnan arviointiin, sillä saatavilla oleva hintadata kertoo usein kyseisen akkuteknologian keskimääräisen hinnan. Täysin tarkkaa hintaa varastoitua energiamäärää kohden (€/kWh) onkin vaikea löytää tietynlaiselle kohteelle. Aurinkosähköjärjestelmissä käytettävien lyijyakustojen järjestelmähintana käytetään laskennassa 300 €/kWh [62]. Kyseinen järjestelmähinta sisältää kaikki akuston toimintaan vaadittavat komponentit ja asennuksen. Tätä järjestelmähintaa voidaan pitää esimerkkikohteessa riittävän tarkkana energiavaraston kannattavuuden tarkastelemiseksi.

6.3 Laskentamenetelmät

Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkastellessa tehdään järjestelmän käyttöiän ajalle ulottuva investointilaskelma, jolla pyritään selvittämään investoinnin järkevyys ja kannattavuus. Laskelmien toteuttaminen on järkevää, sillä tarkastelussa joudutaan kiinnittämään huomiota toteuttamisesta aiheutuviin kustannuksiin, investoinnin tuottavuuteen ja koko elinkaaren kustannuksiin. Näin saadaan hyvä kuva toteutuksen kannattavuudesta jo ennen järjestelmän toteuttamista, eikä toteutuksen jälkeisiä yllätyksiä pääse yhtä todennäköisesti syntymään. Investoinnin kannattavuuden arviointiin on olemassa useita menetelmiä. Investoinnin kannattavuuden arvioinnissa tulee käyttää vähintään kahta eri menetelmää [58]. Tässä työssä investoinnin kannattavuutta tarkastellaan takaisinmaksuajan ja sisäisen korkokannan menetelmiä hyödyntäen.

6.3.1 Takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuajan menetelmällä saadaan selville se, kuinka nopeasti investoinnin yhteenlasketut nettotuotot maksavat investoinnin takaisin, eli ylittävät perushankintakustannukset. Yksinkertaisimmillaan takaisinmaksuaika saadaan siis jakamalla hankintakustannukset vuotuisella nettotuotolla. Aurinkosähköjärjestelmissä nettotuotolla tarkoitetaan saavutettuja energiakustannussäästöjä. Näin laskettuna ei kuitenkaan oteta korkoa huomioon. Korko voidaan huomioida laskemalla jokaisen vuoden vuosituotolle halutun koron mukainen nykyarvo. Kun järjestelmän laskentakorollinen nettonykyarvo muuttuu positiiviseksi, on järjestelmä maksanut itsensä takaisin. Takaisinmaksuajan menetelmässä järjestelmän järkevyyttä määrittää takaisinmaksuajan nopeuden mukaisesti. Edullisimpia ratkaisuja ovat siis investoinnit, jotka tuottavat sijoitetun rahan takaisin mahdollisimman nopeasti. Yleispätevää ohjeellista takaisinmaksuaikaa ei ole, vaan investointia harkitsevalla taholla tulee olla itsellään näkemys siitä, miten nopeasti investoinnin tulisi maksaa itsensä takaisin. Menetelmä ei varsinaisesti osoita investoinnin kannattavuutta, vaan rahoitusvaikutusta. Tämän vuoksi takaisinmaksuaikaa ei tule käyttää ainoana arviointimenetelmänä [58,63].

6.3.2 Sisäinen korkokanta

Investoinnin sisäinen korkokanta (internal rate of return, IRR) on se laskentakorko, jolla investoinnin nettonykyarvo on nolla. Sisäisen korkokannan menetelmä korostaa investoinnin kannattavuutta. Investointi on kannattava, jos sen sisäinen korkokanta on suuri. Investoinnille asetetaan usein kriteeri, jonka mukaan investoinneilta vaaditaan tietyn arvon ylittävä sisäinen korkokanta. Investointia voidaan pitää edullisena, jos sen sisäinen korkokanta on vähintään tavoitteeksi asetetun pääoman tuotto-%:n suuruinen. Sisäistä korkokantaa on mielekäs käyttää kun investointi rahoitetaan omalla pääomalla, sillä se kuvaa investoinnin tuottoa sijoitetulle pääomalle tietyllä aikavälillä. Myös sisäisen korkokannan tapauksessa on valitulla tarkasteluajalla suuri merkitys laskennassa [63].

6.3.3 Tarkastelu aika

Investoinnin kannattavuuden laskennassa käytettävällä tarkasteluajalla on vaikutus muun muassa takaisinmaksu-aikaan ja sen myötä investointipäätökseen. Investoinnin pitoaika voidaan tarkastella joko teknisen käyttöiän tai taloudellisen iän näkökulmasta. Teknisellä käyttöiällä tarkoitetaan aikaa, jonka investointikohde on käyttökelpoinen käyttötarkoituksessaan. Tekniseen käyttöikään vaikuttaa myös järjestelmän huoltaminen ja ylläpitäminen. Taloudellinen ikä sen sijaan tarkoittaa aikaa, jolloin laitteiston uusiminen

alkaa olla kustannustehokkaampi ratkaisu kuin vanhan ylläpitäminen. Aurinkosähköjärjestelmää tarkastaessa on kyse teknisestä käyttöiästä, joka tarkasteltavassa kohteessa on 30 vuotta.

6.4 Laskentatyökalu ja lähtötiedot

Järjestelmän kannattavuuslaskennassa käytetään Aalto-yliopiston FinSolar-hankkeeseen julkaisemaa kannattavuuslaskuria. Kyseinen kannattavuuslaskuri on vapaasti ladattavissa FinSolar-hankkeen verkkosivustolta [64]. Laskennassa käytettävää laskuria on muokattu alkuperäisestä paremmin yhteensopivaksi luvussa 5 määritettyjen tietojen hyödyntämiseksi. Kuvassa 42 on esitetty kannattavuuslaskurin syöttöparametrit, joiden avulla laskuri laskee aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden. Liitteessä A on esitetty esimerkki kannattavuuslaskurilla saaduista tuloksista kuvan 42 mukaisilla lähtötiedoilla.

Tiedot kiinteistön ostosähkön kustannuksista (aurinkosähköjärjestelmän vertailukustannukset):

Sähköenergian ostohinta	3,8	snt/kWh
Energiaperusteinen sähkön siirtohint	2,8	snt/kWh
Sähkövero ja huoltovarmuusmaksu	2,253	snt/kWh
Ostosähkön arvonlisävero	24 %	
<i>Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta eli aurinkosähkön vaihtoehtoiskustannus</i>	10,93	snt/kWh
Arvio ostosähkön hinnan noususta %/v	2,0%	/vuosi
Sähköenergian kokonaiskulutus kohteessa vuodessa	298808	kWh/v

Tiedot hankittavasta aurinkosähköjärjestelmästä:

Aurinkosähköjärjestelmän koko	200,0	kWp
<i>Välitulos: järjestelmän koko paneelien pinta-alana noin m²</i>	1360,0	neliometriä
Aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähköenergia vuodessa	184780	kWh
Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon vähenemä %/v	-0,5%	%
Aurinkosähköjärjestelmän ylituotannon määrä vuosittain	27 %	
Verkkoon myytävän sähköenergian määrä vuodessa (ilman energiavarausta sama kuin yllä)	27 %	
Aurinkosähkön ylijäämän myyntihinta verkkoon snt/kWh	2,0	snt/kWh

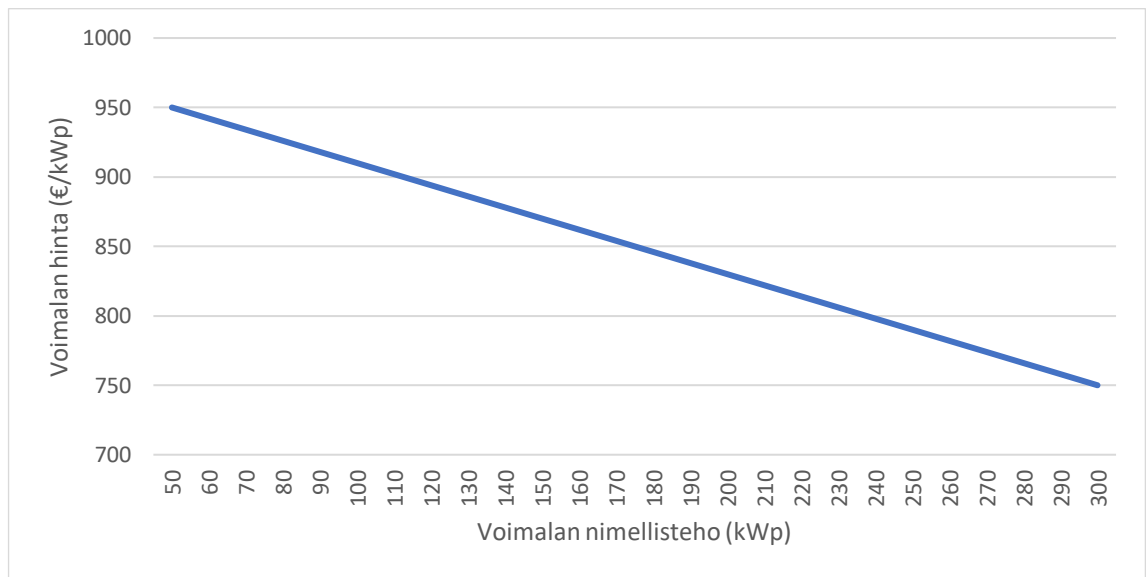
Tiedot aurinkosähköjärjestelmän hankinta- ja ylläpitokustannuksista:

Aurinkosähköjärjestelmän avaimet käteen -investointikustannus € (laitteet ja asennus)	€166 000	euroa
Energiavarausten investointikustannukset (laitteet ja asennus)	€0	euroa
Koko järjestelmän avaimet käteen -investointikustannus € (laitteet ja asennus)	€166 000	euroa
<i>Välitulos: Aurinkosähköjärjestelmän vertailuhinta €/kWp</i>	830	euroa/kWp
Inverterin vaihdon aiheuttamat kustannukset	7,6 %	
Vuotuiset ylläpitokulut (vakuutukset, huolto tms. kulut)	€1 000	euroa

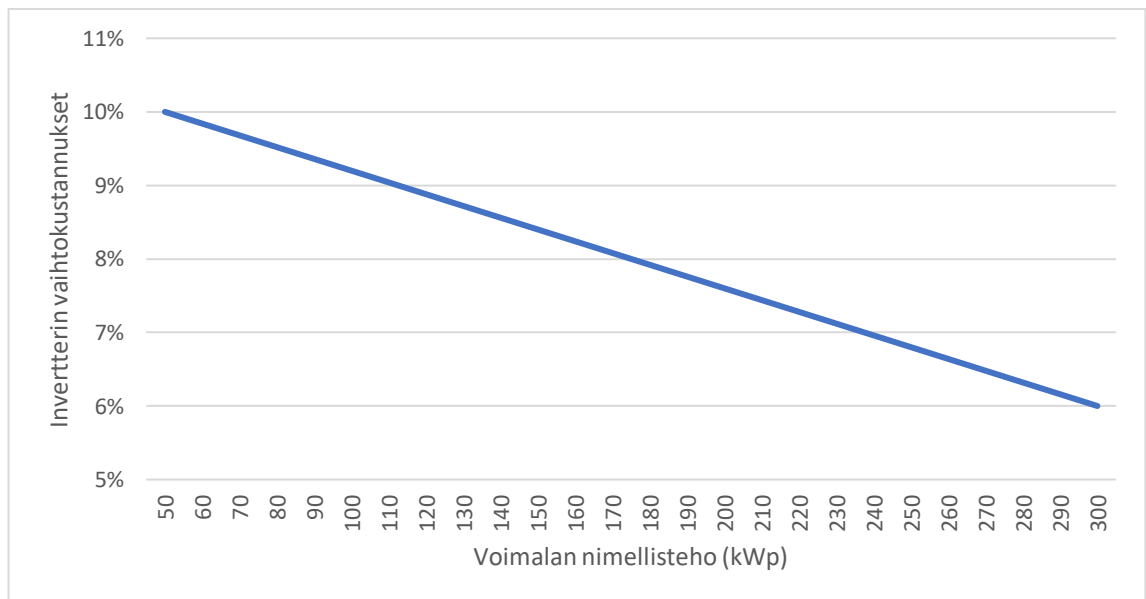
Kuva 42. Kannattavuuslaskurin syöttöparametrit aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden laskemiseksi.

Sähkön ostohinta selviää kohteen sähkölaskusta. Sähkön ostohinnan nousuksi on arvioitu 2 % vuodessa, joka perustuu Energiaviraston hintatilastojen pohjalta tehtyyn arviointiin. Sähköenergian kokonaiskulutus on laskettu sähkökulutuksen tuntikohtaisen mitausdatan ja valitun latausprofiilin kulutuksen perusteella. Aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähköenergia ja ylituotanto perustuvat luvussa 5 tehtyihin laskelmiin. Järjestelmän tuotantotehon alenemaksi on arvioitu 0,5 % vuodessa, ja verkkoon myytävän sähkön hinnaksi on arvioitu 2 snt/kWh. Aurinkosähköjärjestelmän investointikustannukset

lasketaan kuvan 43 mukaisten yksikköhintojen avulla. Voimalan nimellistehon kasvaessa voimalan yksikköhinta (€/kWp) laskee lineaarisesti kuvassa 43 esitetyllä tavalla. Hinnat perustuvat luvun 6.1 hintatason tarkasteluun. Kustannuslaskelmissa invertteri tai invertterit vaihdetaan kerran aurinkosähköjärjestelmän 15. käyttövuotena. Invertterivaihdon kustannukset lasketaan voimalan nimellistehosta riippuen kuvan 44 mukaisesti. Vaihtokustannukset on esitetty prosentiosuoksina aurinkosähköjärjestelmän hankintahinnasta. Vuotuisten ylläpitokulujen laskennassa käytetään arviona noin 0,6 % osuutta koko järjestelmän hankintahinnasta riippumatta järjestelmän nimellistehosta. Laskennassa ei huomioida mahdollisia hankintatukia, mainosarvoa tai rahoituskustannuksia.



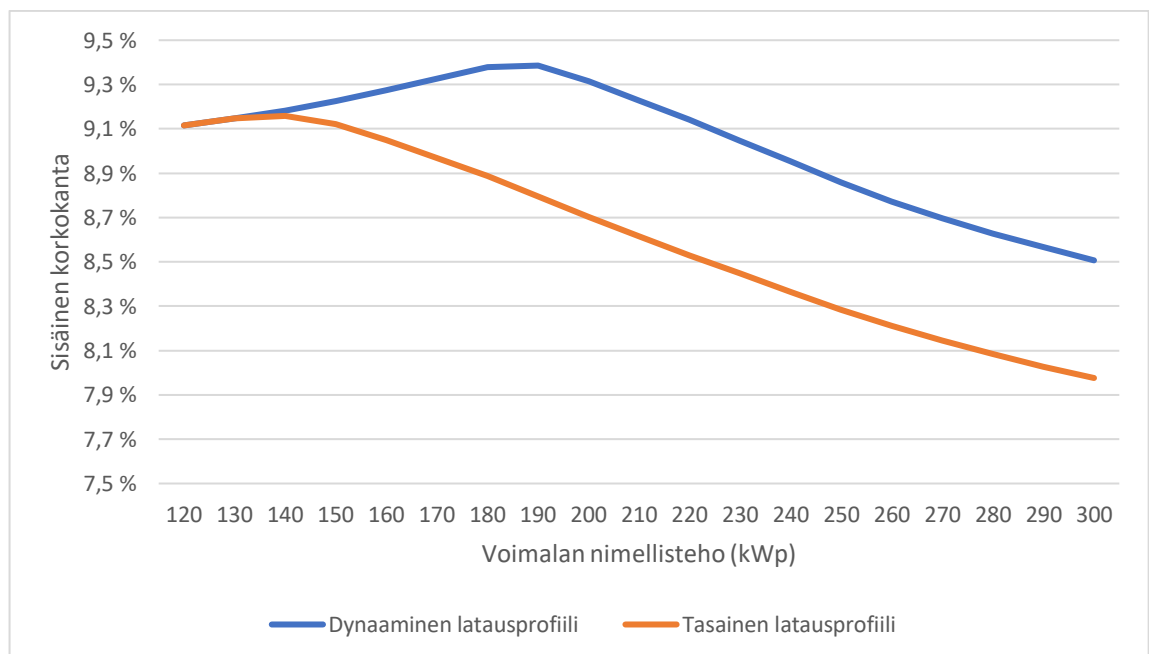
Kuva 43. Voimalan yksikköhinnan (€/kWp) kehitys voimalan nimellistehon kasvaessa.



Kuva 44. Invertterin vaihtokustannuksien osuus aurinkosähköjärjestelmän hankintahinnasta eri voimalan nimellistehoilla.

6.5 Kustannusoptimi aurinkosähköjärjestelmälle

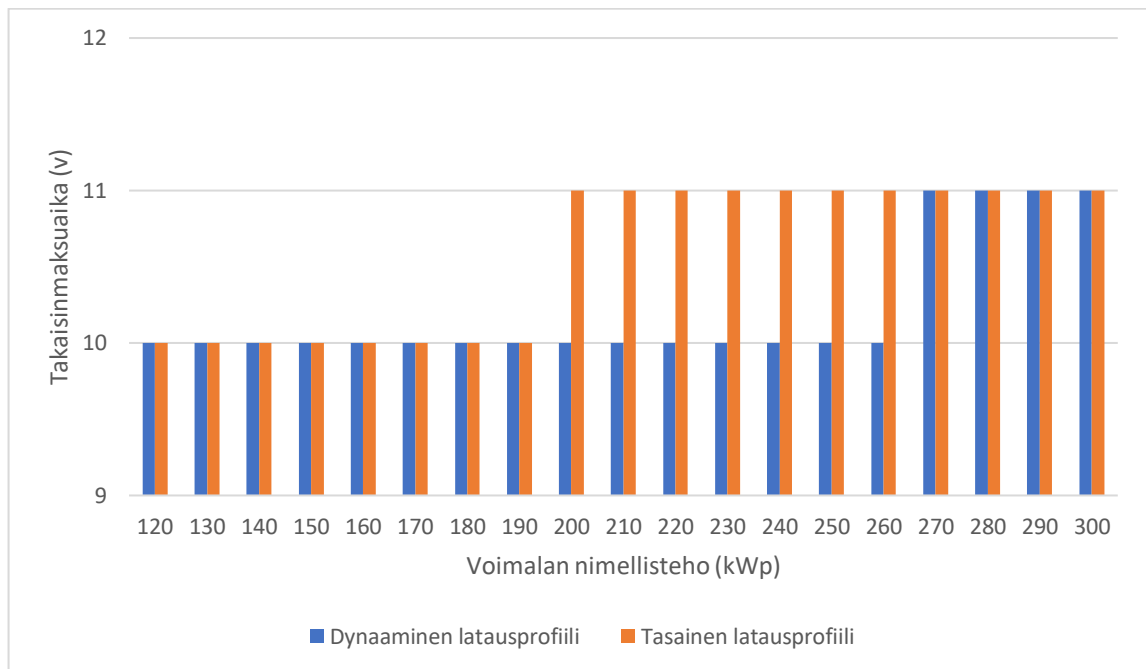
Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuutta tarkastellaan sisäisen korkokannan ja takaisinmaksuajan avulla. Määritellyillä lähtötiedoilla laskettiin sisäinen korkokanta ja takaisinmaksuaika 120-300 kWp:n järjestelmille kasvattaen aurinkovoimalan nimellistehoa 10 kWp kerrallaan. Alarajaksi valittiin 120 kWp, sillä tasaisella latausprofiililla huippukulutus ja huipputuotanto kohtaavat tällaisella voimalalla ensimmäisen kerran. Dynaamisella latausprofiililla huipputuotanto saavuttaa korkeimman hetkellisen kulutuksen ensimmäisen kerran voimalan nimellistehon ollessa noin 170 kWp. Tarkastelussa on otettu huomioon myös kiinteistön pohjakulutus, joten latausprofiili on kulutuksen osalta ainoa muuttuva tekijä. Kuvassa 45 on esitetty sisäisen korkokannan kehitys voimalan nimellistehon muuttuessa dynaamisella ja tasaisella latausprofiililla. Mitä korkeampi sisäinen korkokanta, sitä kannattavampi järjestelmä taloudellisesti on.



Kuva 45. Aurinkosähköjärjestelmän sisäisen korkokannan kehitys voimalan nimellistehon muuttuessa dynaamisella ja tasaisella latausprofiililla.

Kuvan 45 tuloksista on nähtävissä se, että kulutuksen siirtäminen tuotannon huippuhetkiin vaikuttaa merkittävästi koko järjestelmän kannattavuuteen. Noin 135 kWp:n kohdalla kannattavuus alkaa kääntyä dynaamisen latausprofiilin eduksi. Tämä johtuu siitä, että verkkoon myydyin sähkön määrä kasvaa tasaisella latausprofiililla järjestelmäkoossa kasvaessa, kun dynaamisella latausprofiililla se saadaan yhä kulutettua kohteessa. Tasaisella latausprofiililla kustannusoptimi eli sisäisen korkokannan huippu (9,16 %) saavutetaan 140 kWp:n nimellisteholla. Dynaamisella kuormitusprofiililla kustannusoptimi (9,39 %) saavutetaan 190 kWp:n kohdalla. Näiden pisteiden saavuttamisen jälkeen ei aurinkovoimalan nimellistehon kasvattaminen ole enää taloudellisesti kannattavaa.

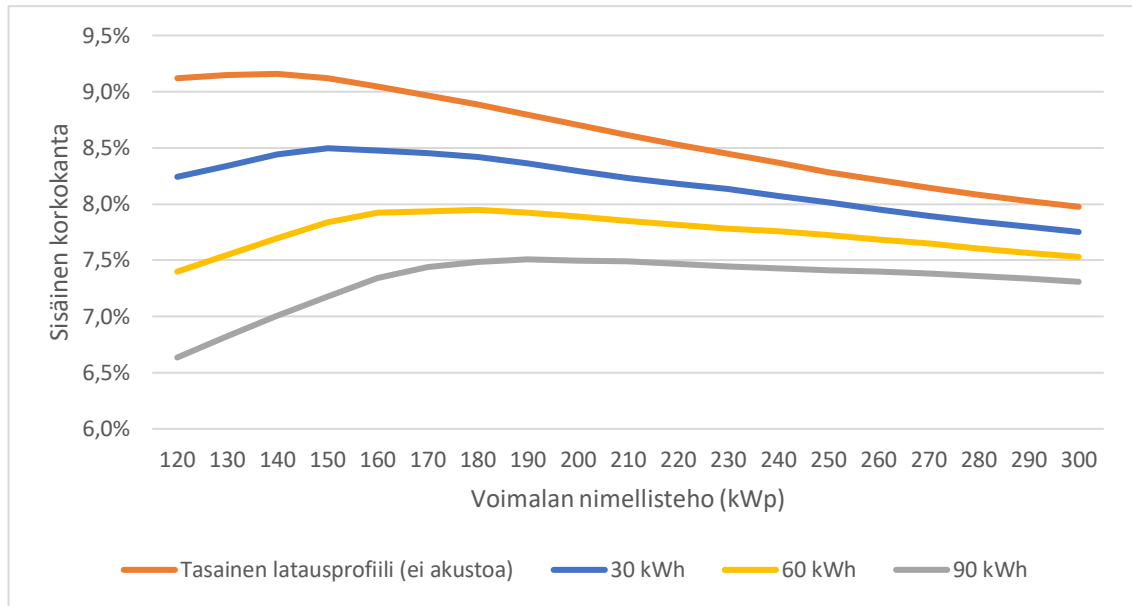
Kuvassa 46 on esitetty takaisinmaksuaikojen kehitys nimellistehon muuttuessa molemmille latausprofiileille. Kustannusoptimissaan takaisinmaksuaika on molemmilla latausprofiileilla 10 vuotta. Tasaisella latausprofiililla järjestelmän takaisinmaksuaika kuitenkin kasvaa dynaamisesta latausprofiilia aiemmin. Saaduista tuloksista voidaan hyvin huomata se, miksi takaisinmaksuaikaa ei yksinään voi käyttää aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden määrittämiseen. Takaisinmaksuaika pysyy tasaisella latausprofiililla samana 190 kWp:n nimellistehoon asti, kun dynaamisella latausprofiililla takaisinmaksuaika on sama 120-260 kWp:n välillä. Näin ollen tarkkaa kustannusoptimia on mahdotonta määrittää ainoastaan takaisinmaksuajan perusteella.



Kuva 46. Takaisinmaksuajan kehitys voimalan nimellistehon muuttuessa dynaamisella ja tasaisella latausprofiililla.

6.6 Kustannusoptimi akkuvarmennetulle aurinkosähköjärjestelmälle

Akuston kannattavuuden tarkastelemiseksi laskettiin sisäisen korkokannan kehitys voimalan nimellistehon muuttuessa erikokoisilla akustoilla. Tarkastelussa käytetään tasaisista latausprofiilia ja kolmea eri akustoa, sillä dynaamisella latausprofiililla ei akustolle ole tarvetta. Akustojen kokonaiskapasiteetteina on käytetty 30, 60 ja 90 kWh. Akuston yksikköhintana on käytetty 300 €/kWh. Huoltokustannukset on laskettu akuston hinnan sisältävästä aurinkosähköjärjestelmän hankintahinnasta kuten tavallisessa järjestelmässä. Invertterivaihdon lisäksi kustannuksiin on laskettu akuston uusiminen järjestelmän 15. käyttövuotena. Laskennan tulokset on esitetty kuvassa 47.

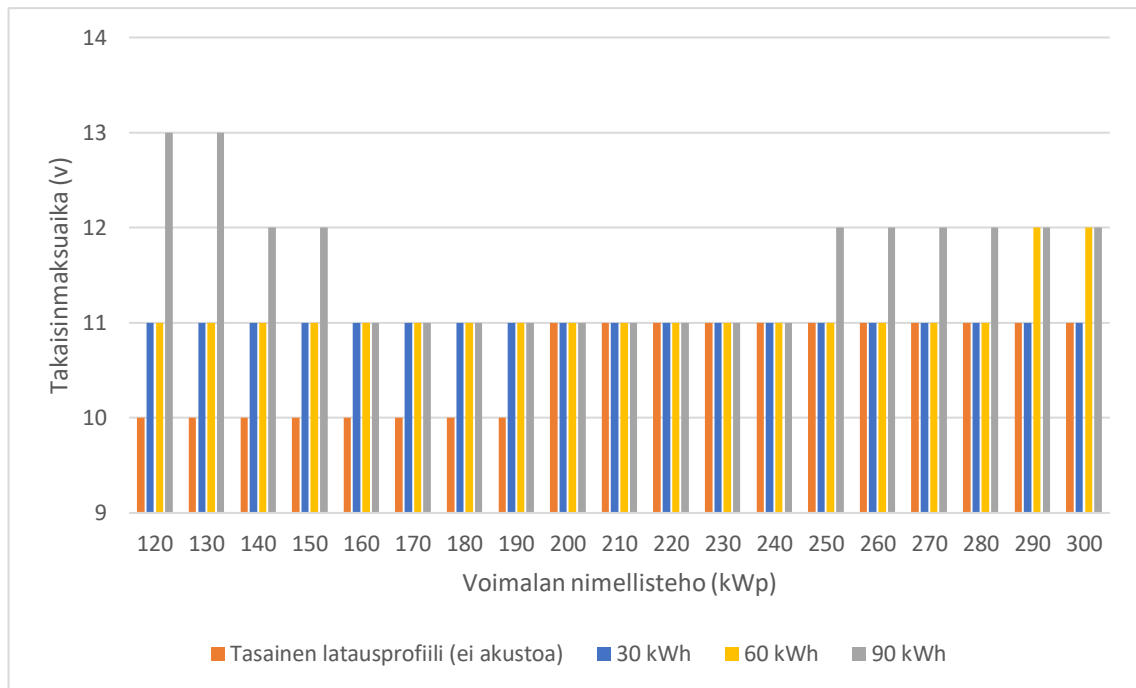


Kuva 47. Aurinkosähköjärjestelmän sisäisen korkokannan kehitys voimalan nimellistehon muuttuessa tasaisella latausprofiililla ja erikokoisilla akustoilla.

Tuloksista nähdään, että järjestelmän sisäinen korkokanta laskee akuston koon kasvaessa. Vertailussa kaikki akkuvarmennetut järjestelmät ovat kannattavuudeltaan tavallista verkkoon kytkettyä järjestelmää huonompia. Näin ollen verkkoon myydyin sähkön määrän vähentämisen taloudelliset hyödyt eivät riitä kattamaan akuston hankinnasta ja ylläpidosta aiheutuvia kustannuksia. Mitä suurempi akusto järjestelmään asennetaan, sitä heikompi sisäinen korkokanta investoinnilla on.

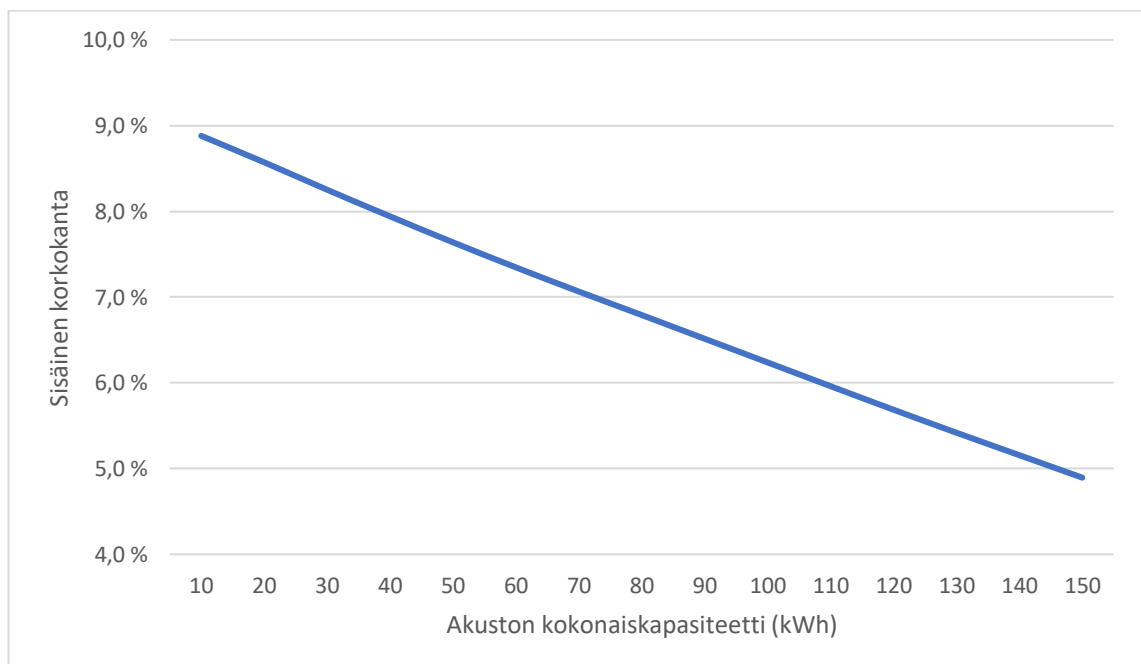
Tuloksista voidaan nähdä myös se, että akkuvarmennetuilla järjestelmillä kustannusoptimi saavutetaan suuremmalla nimellisteholla, kuin ilman akustoa. Kokonaiskapasiteetiltaan 30 kWh:n akustolla kustannusoptimi saavutetaan 150 kWp:n nimellisteholla. Vastaavasti kustannusoptimit saavutetaan 60 kWh:n akustolla 180 kWp:n ja 90 kWh:n akustolla 190 kWp:n nimellisteholla. Ilman akustoa tasaisen latausprofiilin kustannusoptimi saavutetaan 140 kWp:n nimellisteholla. Varastoimalla tuotettua sähköenergiaa akustoon voidaan näin ollen samalla kulutusprofiililla asentaa nimellisteholtaan suurempia voimaloita. Akustojen hintakehityksen jatkuessa laskevana voi tällä olla suuri merkitys aurinkosähköjärjestelmien asennuksissa tulevaisuudessa.

Kun tarkastellaan takaisinmaksuaikaa edellä mainituille järjestelmille, nähdään akustojen vaikutus kasvaneena takaisinmaksuaikana. Kuvassa 48 on esitetty takaisinmaksuajan kehitys voimalan nimellistehon muuttuessa. Alimmillaan takaisinmaksuaika on 10 vuotta ilman akustoa. Yksikään akkuvarmennettu järjestelmä ei pääse alle 11 vuoden takaisinmaksuajan, ja järjestelmäkoosta riippuen takaisinmaksuaika voi kohota jopa 13 vuoteen. Akkuvarmennetun järjestelmän heikentynyt kannattavuus näkyy siis myös takaisinmaksuajan tarkastelussa verrattaessa järjestelmään ilman akustoa.



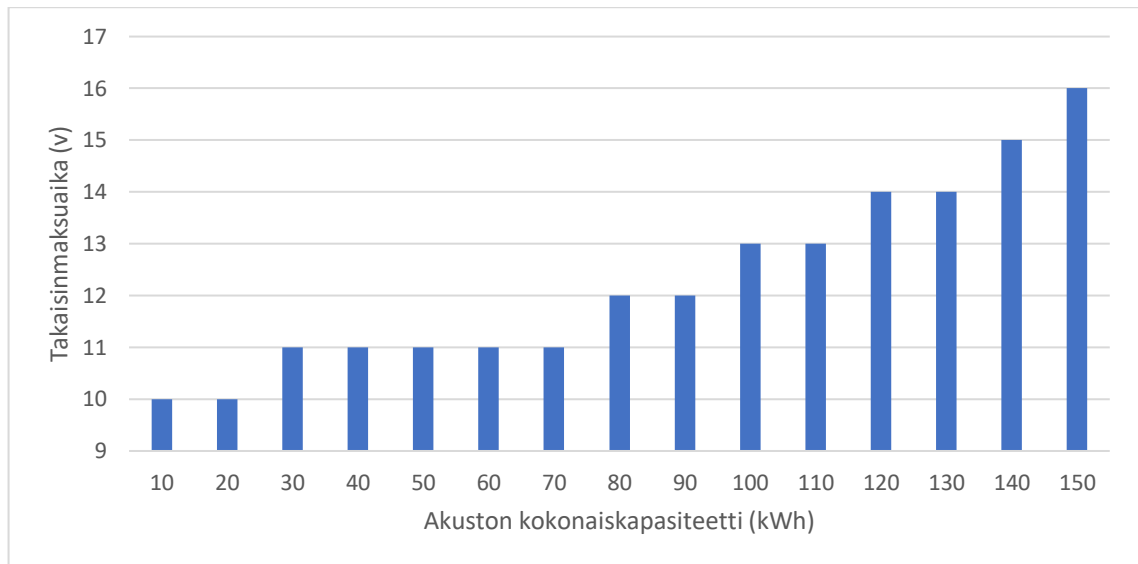
Kuva 48. Takaisinmaksuajan kehitys voimalan nimellistehon muuttuessa tasaisella latausprofiililla ja erikokoisilla akustoilla.

Akuston kustannusvaikutukset näkyvät selvästi myös kuvassa 49, jossa on laskettu sisäinen korkokanta 140 kWp:n järjestelmälle akuston koon kasvaessa. Tuloksista nähdään, ettei akustoa kannata liittää tällaiseen verkkoon kytkettyyn järjestelmään riippumatta akuston koosta. Akustot ovat siis yksikköhinnaltaan tässä tarkastelussa vielä liian kalliita ollakseen kannattava osa verkkoon kytkettyä aurinkosähköjärjestelmää.



Kuva 49. Sisäisen korkokannan kehitys akuston koon kasvaessa osana 140 kWp:n aurinkosähköjärjestelmää.

Kuvassa 50 on esitetty takaisinmaksuajan kehitys akuston koon kasvaessa osana 140 kWp:n aurinkosähköjärjestelmää. Myös takaisinmaksuajan kehitys näyttää sen, että 140 kWp:n järjestelmässä akuston lisääminen heikentää kannattavuutta pidentämällä takaisinmaksuaikaa. Mitä suurempi akusto järjestelmään asennetaan, sitä pidemmäksi myös takaisinmaksuaika kasvaa.



Kuva 50. Takaisinmaksuajan kehitys akuston koon kasvaessa osana 140 kWp:n aurinkosähköjärjestelmää.

6.7 Aurinkosähköjärjestelmän valinta

Erilaisten aurinkosähköjärjestelmien ja sähköauton latausprofiilien vertailemisella saatujen tietojen perusteella voidaan valita kohteeseen parhaiten sopiva järjestelmä. Tuloksista käy ilmi, että kulutuksen siirtäminen tuotannon huippuhetkiin dynaamisen kuormanhallinnan avulla on erinomainen tapa saada vähennettyä ylituotannon määrää. Koska monet sähköautojen latauslaitteet mahdollistavat dynaamisen kuormanhallinnan, on tämä looginen vaihtoehto kohteessa. Tällaisen järjestelmän kustannusoptimi saavutettiin 190 kWp:n nimellisteholla, joten kannattavuuden näkökulmasta kyseinen järjestelmä olisi paras vaihtoehto kohteeseen.

Akuston liittäminen osaksi aurinkosähköjärjestelmää ei tarkasteltavassa tapauksessa ole kannattavaa. Dynaamisella kuormanhallinnalla akusto on tarpeeton, ja tasaisella latausprofiililla taloudellisesti kannattavin ratkaisu on valita voimalan nimellistehoksi 140 kWp ja toteuttaa järjestelmä ilman akustoa. Akuston korkeasta hankintahinnasta ja lyhyestä eliniästä johtuen ei ylituotannon siirtäminen myöhemmin käytettäväksi ole kannattavaa millään voimalan nimellisteholla tai akuston energiakapasiteetilla. Jotta akkuvarmennettu järjestelmä voisi esimerkin kaltaisessa tilanteessa olla kannattava, vaatisi se akustojen yksikköhinnan laskua tai sähköenergian ostohinnan nousua.

7. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä tarkasteltiin aurinkovoimalalla tuotetun sähköenergian hyödyntämistä sähköautojen latausverkoston energianlähteenä. Työssä luotiin nykytila-analyysi aurinkosähkön, akkujärjestelmien ja sähköautojen latausjärjestelmien osalta. Lisäksi esimerkkikohteen avulla tarkasteltiin aurinkovoimalan nimellistehon mitoitus, sähköauton latauspisteiden lisäämistä olemassa olevaan sähköjärjestelmään ja akuston hyödyntämistä verkkoon myydyn sähkön määrän vähentämisessä. Lisäksi esimerkkikohteen mukaisesta järjestelmästä tehtiin kannattavuuslaskelmat, joiden avulla määritettiin järjestelmälle kustannusoptimi.

Tavoiteltaessa päästövapaata energiantuotantoa on aurinkoenergialla suuri rooli fossiilisten polttoaineiden syrjäyttämisessä. Aurinkopaneeleilla valosähköisen ilmiön avulla tuotettava sähköenergia on päästötöntä, ja auringosta saatavissa oleva energia on käytännössä rajatonta. Aurinkokennoteknologiat ovat vuosien saatossa kehittyneet merkittävästi ja aurinkosähkön hyödyntäminen on kannattavaa yhä useammassa paikassa. Kehityspotentiaalia on yhä valtavasti ja tulevaisuudessa aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää yhä tehokkaammin ja innovatiivisimmin ratkaisuin.

Aurinkovoimalalla tuotettu sähköenergian määrä on riippuvainen vallitsevista olosuhteista. Vuodenaika, kellonaika ja vallitsevat sääolosuhteet vaikuttavat merkittävästi aurinkovoimalan hetkelliseen tuottavuuteen. Näin ollen sähköenergian tuotanto ja kulutus eivät täysin kohtaa. Voimalalla tuotettu ylimääräinen sähkö voidaan myydä verkkoon, mutta taloudellisesti kannattavampi ratkaisu on pyrkiä kuluttamaan tuotettu sähkö paikallisesti. Akustolla sähköenergiaa on mahdollista varastoida käytettäväksi myöhemmin vähentäen näin verkkoon myydyn sähköenergian määrää. Akkuteknologia on kehittynyt viime vuosikymmenten aikana merkittävästi ja erilaisia akkukemioita hyödyntäviä ratkaisuja on markkinoilla runsaasti. Myös hintojen kehitys on ollut suurelta osin laskussa muun muassa liikenteen sähköistymisestä johtuen. Verkkoon kytketyissä aurinkosähköjärjestelmissä akuston hyödyntäminen on kuitenkin vielä suhteellisen harvinaista.

Suomessa pyritään valtaosa liikenteestä tekemään öljystä riippumattomaksi vuoteen 2050 mennessä. Ladattavien autojen osuus kaikista Suomessa rekisteröidyistä autoista on yhä varsin pieni. Pitkien etäisyyksien maassa on monelle sähköautojen lyhyt kantama yhä kynnyskysymys. Kattavalla latausinfrastruktuurilla voidaan tehdä sähköauton käyttämisestä vaivattomampaa. Autokannan uusiutuessa ja ladattavien autojen lisääntyessä

on yhä useammassa kiinteistössä kiinnitettävä huomiota latausmahdollisuuden tarjoamiseen. Lisättäessä latauspisteitä olemassa olevaan sähköjärjestelmään voidaan latauspisteiden kuormituksia nykyisin helposti hallita hyödyntämällä dynaamista kuormanhallintaa. Näin kaikki käytettävissä oleva latausteho saadaan hyödynnettyä olemassa olevan sähköjärjestelmän rajoitusten puitteissa.

Tarkastelun esimerkkikohteeksi valittiin Vantaalla sijaitseva pysäköintirakennus. Kohteen kuormitukseksi määritettiin kiinteistön normaalin sähkönkulutuksen lisäksi 18 latauspisteen latausverkosto, joiden kuormitusta hallitaan dynaamisesti. Jokaiselle ladattavalle ajoneuvolle taataan 200 kilometrin kantamaa vastaava latausenergia työpäivän aikana. Latauspisteille määritettiin myös kaksi erilaista latausprofiilia. Dynaamisella latausprofiililla kuormitusta siirretään aurinkovoimalan tuotannon mukaan, jotta sähköenergian ylituotanto saadaan minimoitua. Toisena latausprofiilina tarkasteltiin tasaista latausprofiilia, jossa työpäivän latauskuorma jakautuu tasaisesti kaikille tarkasteltaville tunneille sen sijaan, että kulutus optimoitaisiin tuotannon mukaan.

Kohteeseen laskettiin aurinkovoimalalle optimaalinen nimellisteho jokaiselle kuukaudelle hyödyntämällä saatavilla olevaa sähköenergian kulutustietoa ja mittausdataa kohteen auringonsäteilyn määrästä. Laskennan perusteella tarkasteluun valittiin kolme eri aurinkovoimalaa, joiden kuukausittaista ja vuotuista tuotantoa verrattiin kohteen kulutukseen. Myös voimalan nimellistehon ja latauspisteiden kulutusprofiilin vaikutusta ylituotannon määrään tarkasteltiin. Tuloksista havaittiin, että nimellistehon muutoksella on merkittävä vaikutus ylituotannon määrään. Paras tuotanto voimalalla saadaan touko-heinäkuussa, ja noin 80 % koko vuoden tuotannosta ajoittuu huhti-syyskuulle. Huhti-syyskuussa kaikkien kuukausien kulutusta ei voida kattaa ilman, että parhaan tuotannon kuukausina synnyisi merkittävää ylituotantoa. Vastaavasti touko-heinäkuun tuotannon mukaan mitoitettu voimala ei pysty tuottamaan koko kulutuksen kattavaa energiamäärää vähäisemmän säteilymäärän kuukausina. Voimalan optimaalisen nimellistehon löytämiseksi käytettiin apuna kannattavuuslaskentaa.

Kannattavuuslaskennassa hyödynnettiin takaisinmaksuajan ja sisäisen korkokannan menetelmiä järjestelmien kannattavuuden määrittämiseksi. Sisäinen korkokanta ja takaisinmaksuaika laskettiin nimellisteholtaan 120-300 kWp:n voimaloille tavalliselle verkkoon kytketylle ja akkuvarmennetulle järjestelmälle. Laskennan tuloksista todettiin, että järjestelmä on taloudellisesti kannattavinta toteuttaa ilman akustoa dynaamisella latausprofiililla ja 190 kWp:n nimellisteholla. Tuloksista havaittiin, että akuston lisääminen järjestelmään laskee sisäistä korkokantaa akuston koosta riippumatta. Näin ollen todettiin, että akusto on yksikköhinnaltaan liian kallis tuottaakseen riittävän taloudellisen hyödyn

verkkoon myydyn sähkön vähentämisessä. Tasaisella latausprofiililla kannattavin järjestelmän toteutustapa oli näin ollen nimellisteholtaan 140 kWp:n aurinkovoimala ilman akustoa.

Kokonaisuutena diplomityön avulla saatiin luotua hyvä katsaus eri teknologioiden nykytilaan ja tulevaisuuden näkymiin. Esimerkkikohteen avulla eri järjestelmien ominaisuuksia ja vaikutuksia voitiin tarkastella konkreettisesti ja havainnollistavasti. Vaikka hankkeet ovatkin aina tapauskohtaisia, antoi esimerkkikohteen tarkastelu myös hyvän yleiskuvan järjestelmien mitoituksesta, toteutuksesta ja niiden kustannuksista. Teknologian kehittyminen tulevaisuudessa voi etenkin aurinkosähkön ja akkujen osalta tuoda mukanaan teknologisia läpimurtoja, jotka muuttavat koko energiateollisuuden suuntaa pysyvästi kohti ympäristöystävällistä ja päästövapaata tulevaisuutta.

LÄHTEET

- [1] A. Luque, S. Hegedus, Handbook of photovoltaic science and engineering, 2nd ed., Wiley, Chichester, West Sussex, U.K, 2011, 1105 p.
- [2] Suomen virallinen tilasto (SVT): Moottoriajoneuvokanta, verkkojulkaisu, ISSN=1798-856X, 2019, Helsinki, Tilastokeskus. Saatavissa (viitattu 29.1.2021): http://www.stat.fi/til/mkan/2019/mkan_2019_2020-02-28_tie_001_fi.html.
- [3] P. Breeze, Solar power generation, 1st ed., Academic Press, Amsterdam, Netherlands, 2016, 101 p.
- [4] R. A. Messenger, J. Ventre, Photovoltaic systems engineering, 3rd ed., CRC Press, Boca Raton, Florida, 2010, 490 p.
- [5] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE, Photovoltaics Report, Freiburg, 2020. Saatavissa: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>.
- [6] X. Yang, L. Ji, X. Zou, T. Lim, J. Zhao, E. T. Yu, A. J. Bard, Toward Cost-Effective Manufacturing of Silicon Solar Cells: Electrodeposition of High-Quality Si Films in a CaCl₂-based Molten Salt, *Angewandte Chemie (International ed.)*, Vol. 56, 2017, pp. 15078-15082.
- [7] M. B. Hayat, D. Ali, K. C. Monyake, L. Alagha, N. Ahmed. Solar energy - A look into power generation, challenges, and a solar-powered future, *Int.J.Energy Res*, Vol. 43 (2019) pp. 1049-1067.
- [8] Photovoltaic energy - Electricity from the sun, European Photovoltaic Industry Association EPIA, 2009. Saatavissa: https://helapco.gr/pdf/electricity_from_the_sun_2010.pdf
- [9] Monocrystalline and Polycrystalline Solar Panels: What You Need To Know, EnergySage, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 21.12.2020): <https://www.energysage.com/solar/101/monocrystalline-vs-polycrystalline-solar-panels/>.
- [10] Polycrystalline vs Monocrystalline Solar Panels, SolarQuotes, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 17.12.2020): <https://www.solarquotes.com.au/panels/photovoltaic/monocrystalline-vs-polycrystalline/>.
- [11] M. A. Green. Recent developments in photovoltaics, *Solar Energy*. Vol. 76, 2004. pp. 3-8.
- [12] Hanergy's MiaSole Achieves Flexible Substrate Thin-Film Solar Cell Efficiency of 20.56 Percent, *PowerInfo Today*, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 22.12.2020): <https://www.powerinfotoday.com/solar-energy/hanergys-miasole-achieves-flexible-substrate-thin-film-solar-cell-efficiency-of-20-56-percent/>.
- [13] K. Brooks. Perovskite, *Geology today*, Vol. 36, 2020. pp. 33-38.
- [14] N. Park. Perovskite solar cells: an emerging photovoltaic technology, *Materials Today*, Vol. 18, 2015. pp. 65-72.

- [15] Auringonsäteilyn määrä Suomessa, Motiva, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 14.12.2020): https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa.
- [16] B. Erat, M. Tahkokorpi, P. Hänninen, C. Nyman, A. Rasinkoski, M. Wiljander, Aurinkoenergia Suomessa, Into, Helsinki, 2016, 207 s.
- [17] M. Libra, V. Poulek, P. Kouřim. Temperature changes of IV characteristics of photovoltaic cells as a consequence of the Fermi energy level shift, Research in Agricultural Engineering, Vol. 63, 2017, pp. 10-15.
- [18] Naps Saana 245-255 P3 MAW datalehti, Naps Solar Systems Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 14.1.2021): https://cdn.ensolar.com/Product/pdf/Crystal-line/5562bd3bda706.pdf?_ga=2.21502911.569039915.1610608668-519747892.1610608666.
- [19] Aurinkosähköjärjestelmät. Vaatimukset dokumentaatiolle, kunnossapidolle ja testaamiselle. Osa 1: Sähköverkkoon kytketyt järjestelmät. Dokumentaatio, käyttöönototestit ja tarkastus, Suomen Standardisoimisliitto, SFS-EN 62446-1:2016+A1:2018, Helsinki, 2016, 45 s.
- [20] J. Käpylehto, Auringosta sähkö kotiin, kerrostaloon ja yritykseen, Into, Helsinki, 2016, 207 s.
- [21] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, (DGS), Planning and Installing Photovoltaic Systems: A Guide for Installers, Architects and Engineers, Taylor and Francis, London, 2013, 521 p.
- [22] Vihdoinkin: tunnin sisäinen netotus toteutuu ja asunto-osakeyhtiöt pääsevät nauttimaan aurinkosähkön hedelmistä, Lähienergia, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.3.2021): <https://lahienergia.org/lahienergialiiton-pitkajanteinen-ja-maara-tietoinen-tyo-hajautetun-pientuotannon-edistamiseksi-kantaa-hedelmaa/>.
- [23] D. Linden, T. B. Reddy, Linden's Handbook of batteries, 4th ed., McGraw-Hill, New York, 2011.
- [24] Y. Wu, Y. Wu, Lithium-Ion Batteries Fundamentals and Applications, 1st ed., CRC Press, Hoboken, 2015, pp. 4-8.
- [25] B. Sørensen, B. Sørensen, Solar energy storage, Academic Press, Amsterdam, Netherlands, 2015, 400 p.
- [26] Rautiainen Antti, Vuorilehto Kai, Supponen Antti, Rekola Jenni, Mäkinen Jukka, Electrical Energy Storages and Electric Vehicles - Lecture notes, Tampere University of Technology, 2018, 199 p.
- [27] B. Diouf, R. PODE. Potential of lithium-ion batteries in renewable energy, Renewable Energy, Vol. 76, 2015, pp. 375-380.
- [28] Energy Storage, IEA, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 25.1.2021): <https://www.iea.org/reports/energy-storage>.
- [29] BU-203: Nickel-based Batteries, Battery University, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 26.1.2021): https://batteryuniversity.com/learn/article/nickel_based_batteries.

- [30] Tulevaisuuden käyttövoimat liikenteessä. Työryhmän loppuraportti, Liikenne- ja viestintäministeriö, 2013. Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-243-342-8>.
- [31] European Automobile Manufacturers Association ACEA, Vehicles in use – Europe, 2021. Saatavissa: <https://www.acea.be/uploads/publications/report-vehicles-in-use-europe-january-2021.pdf>.
- [32] Täyssähköauto, Motiva, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 29.1.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/kestava_liikenne_ja_liikkuminen/nain_liikut_viisaasti/valitse_auto_viisaasti/autotyypit/tayssahkoauto.
- [33] Sähköajoneuvojen lataussuositus, Sähköteknisen alan kansallinen standardointijärjestö SESKO ry, Helsinki, 2019, 8 s.
- [34] Sähköauton lataustavat, PLUGIT, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 25.1.2021): <https://latauslaitteet.fi/artikkelit/sahkoauton-lataustavat/>.
- [35] Sähköauton lataustekniikka ja turvallisuus, Motiva, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): https://www.motiva.fi/ratkaisut/kestava_liikenne_ja_liikkuminen/nain_liikut_viisaasti/valitse_auto_viisaasti/autotyypit/sahkoauton_lataustekniikka_ja_turvallisuus.
- [36] BU-1003: Electric Vehicle (EV), Battery University, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.2.2021): https://batteryuniversity.com/learn/article/electric_vehicle_ev.
- [37] Latauskaapeli Mode 2 Type 2, DEFA, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): <https://www.defa.com/fi/tuote/latauskaapeli-mode2-type2/>.
- [38] Latauskaapeli Mode 3 Type 2 -Type 2, DEFA, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): <https://www.defa.com/fi/tuote/latauskaapeli-mode3-type2-type2/>.
- [39] eRange IQ Type2-pistorasiolla, DEFA, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): <https://www.defa.com/fi/tuote/erange-iq-pistorasiolla/>.
- [40] Sähköauton lataus, Autotalo Ampeeri, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.2.2021): <https://www.autotaloampeeri.fi/blogi/sahkoauton-lataus/>.
- [41] Latauspistoketyypit sähköautoille, PLUGIT, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 25.2.2021): <https://latauslaitteet.fi/artikkelit/latauspistoketyypit-sahkoautoille/>.
- [42] Suunnittelijan Opas - Sähköautojen latausjärjestelmien huomioiminen kiinteistöjen sähkösuunnittelussa, Ensto Chago Oy. Saatavissa: <https://www.ensto.com/globalassets/whitepapers/suunnittelijan-opas-sahkoautojen-latausjarjestelmat.pdf>.
- [43] Kotilatauslaite valitaan tapauskohtaisesti, PLUGIT, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 22.2.2021): <https://latauslaitteet.fi/artikkelit/kotilatauslaite-valitaan-tapauskohtaisesti/>.
- [44] Ensirekisteröityjen ajoneuvojen tilastot, Traficom, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 12.3.2021): <https://www.traficom.fi/fi/tilastot/ensirekisteroityjen-ajoneuvojen-tilastot>.

- [45] Tesla Model 3 Long Range Dual Motor, Electric Vehicle Database, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 2.3.2021): <https://ev-database.org/car/1138/Tesla-Model-3-Long-Range-Dual-Motor>.
- [46] Tesla Model 3 Standard Range Plus, Electric Vehicle Database, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 2.3.2021): <https://ev-database.org/car/1177/Tesla-Model-3-Standard-Range-Plus>.
- [47] Suomalainen autoilija ajaa keskimäärin 52 km vuorokaudessa – Näin paljon aikaa suomalaiset käyttävät liikenteessä, Tekniikan Maaailma, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 22.2.2021): <https://tekniikanmaaailma.fi/suomalainen-autoilija-ajaa-keskimäärin-52-km-vuorokaudessa-nain-paljon-aikaa-suomalaiset-kayttavat-liikenteessa/>.
- [48] E. D. Kostopoulos, G. C. Spyropoulos, J. K. Kaldellis. Real-world study for the optimal charging of electric vehicles, Energy Reports, Vol. 6, 2020, pp. 418-426.
- [49] Sähköautot ja latausjärjestelmät, Sähkötieto ry, ST-käsikirja 41, ISBN 978-952-231-293-8, Espoo, 2019, 110 s.
- [50] Latausasema EVB203E-B4BC, Ensto, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 8.3.2021): <https://www.ensto.com/fi/building-systems/tuotteet/sahkoauton-lataus/julkinen-lataus/wallbox/evb203e-b4bc/>.
- [51] X. Hao, H. Wang, Z. Lin, M. Ouyang. Seasonal effects on electric vehicle energy consumption and driving range: A case study on personal, taxi, and ridesharing vehicles, J.Clean.Prod, Vol. 249, 2020, pp. 119403.
- [52] A. Kallio, Kaksi tärkeintä mitoitusperustetta aurinkovoimalalle, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 16.2.2021): https://www.helen.fi/yritykset/aurinkovoimalat/ajan-kohtaista/kaksi_tärkeintä_mitoitusperustetta_aurinkovoimalalle.
- [53] Aurinkoatlas, Ilmatieteen laitos, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 11.3.2021): <https://www.ilmatieteenlaitos.fi/aurinkoatlas>.
- [54] PVGIS Tools, European Commission, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 10.3.2021): https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP.
- [55] Country and regional maps – PVGIS, European Commission, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 10.3.2021): https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html.
- [56] H. Haberlin, H. Eppel, Photovoltaics system design and practice, Wiley, Hoboken, N.J, 2012, 742 p.
- [57] Aurinkopaneelien hankintaopas, Helen Oy, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 19.3.2021): https://www.helen.fi/globalassets/aurinko/aurinkopaneelien_hankintaopas.pdf.
- [58] Investoinnin kannattavuus, Business Joensuu, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 31.3.2021): <https://www.yritystulkki.fi/fi/alue/joe/aloittava-yrittaja/suunnittelu/taoussuunnitelmat/investoinninkannattavuus/>.

- [59] K. Auvinen, M. Jalas, H. Nissilä, J. K. Juntunen, R. Lovio, FinSolar: Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa - Liiketoimintaympäristö | Investointien kannattavuus | Rahoitus- ja hankintamallit | Poliittikkasuositukset, 2016, 135 s. Saatavissa: https://explore.openaire.eu/search/other?orpld=data-cite____:636aacd7ed29dfad1514b5c10f19ac73.
- [60] K. Auvinen, M. Rummukainen, Aurinkosähköjärjestelmien hinnat laskussa - kannattavuutta arvioitava käyttöajan puitteissa, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 18.2.2021): [https://www.hiilineutraalisuomi.fi/fi-FI/Ajankohtaista/Hiilineutraaliblogi/Aurinkosahkojarjestelmien_hinnat_laskuss\(56958\)](https://www.hiilineutraalisuomi.fi/fi-FI/Ajankohtaista/Hiilineutraaliblogi/Aurinkosahkojarjestelmien_hinnat_laskuss(56958)).
- [61] Energiatuki, Business Finland, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 19.2.2021): <https://www.businessfinland.fi/suomalaisille-asiakkaille/palvelut/rahoitus/energiatuki>.
- [62] F. Ausfelder, C. Beilmann, M. Bertau, S. Bräuninger, A. Heinzl, R. Hoer, W. Koch, F. Mahlendorf, A. Metzethin, M. Peuckert, L. Plass, K. Räuchle, M. Reuter, G. Schaub, S. Schiebahn, E. Schwab, F. Schüth, D. Stolten, G. Teßmer, K. Wagemann, K. Ziegahn. Energy Storage as Part of a Secure Energy Supply, ChemBioEng reviews, Vol. 4, 2017, pp. 144-210.
- [63] Toimenpiteen taloudellinen kannattavuus, Motiva, Helsinki, 2018, 12 p. Saatavissa: https://www.motiva.fi/files/14771/Toimenpiteen_taloudellinen_kannattavuus_laskurin_ohje_2018.pdf.
- [64] Kannattavuuslaskurit, FinSolar, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 2.4.2021): <https://finsolar.net/kannattavuus/kannattavuuslaskurit/>.

LIITE A: KUSTANNUSLASKURIN LASKENTATAULUKKO

Järjestelmän pitoaika vuosina	Aurinkosähkön tuotanto Aurinkosähkön tuotanto MWh/v	Aurinkosähkön vertailukustannukset Ostosähkön hankinta-kustannus €/MWh	Aurinkosähkön tuotanto vastaan ostosähkön arvo euv	Laina-aika Aurinkosähkön tuotantokustannukset investoinnin kattamiseksi euv	Rahotuksen korkokulut euv	Lainasaldo	Kasvira, jos miilotettu investoinnille	Viljoita- ja huokioluut euv	Aurinkosähkön yhteensä euv	Aurinkosähkön kom myyntihinta euv/MWh	Aurinkosähkön ylläpito euv	Aurinkosähkön tuotannon arvo yhteensä euv	Kassavirta Aurinkosähkön tuotannon arvo euv	Investoinnin kumulatiivinen tuotto euv	Investoinnin nettonykyvoia (NPV) laskentakoroilla euv	Takaisin- maksu- vuodet
0				0	€166 000		€0,0		€166 000,0				-€166 000	-€151 276	-€151 276	1
1	184780	0,11 €	€20 193,0					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 001,2	€15 723,5	€14 724	-€151 276	-€136 549	1
2	183857	0,11 €	€20 493,9					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 016,1	€15 957,8	€14 958	-€136 549	-€121 723	1
3	182937	0,11 €	€20 799,3					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 031,3	€16 195,6	€15 196	-€121 723	-€105 686	1
4	182023	0,12 €	€21 109,2					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 046,6	€16 438,9	€15 437	-€105 686	-€90 004	1
5	181112	0,12 €	€21 423,7					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 062,2	€16 681,8	€15 682	-€90 004	-€74 074	1
6	180207	0,12 €	€21 742,9					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 078,1	€16 930,4	€16 930	-€74 074	-€57 891	1
7	179306	0,13 €	€22 066,9					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 094,1	€17 182,6	€16 183	-€57 891	-€41 453	1
8	178409	0,13 €	€22 395,7					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 110,4	€17 438,7	€16 439	-€41 453	-€24 754	1
9	177517	0,13 €	€22 729,4					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 127,0	€17 698,5	€16 699	-€24 754	-€7 792	1
10	176630	0,13 €	€23 068,0					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 143,8	€17 962,2	€16 962	-€7 792	€9 438	1
11	175747	0,14 €	€23 411,8					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 160,8	€18 229,8	€17 230	€9 438	€26 840	0
12	174868	0,14 €	€23 760,6					€1 000,0	€1 000,0	€0,02	€1 178,1	€18 501,5	€17 501	€26 840	€44 717	0
13	173993	0,14 €	€24 114,6					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 195,7	€18 777,1	€18 057	€44 717	€62 774	0
14	173123	0,14 €	€24 473,9					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 213,5	€19 056,9	€18 057	€62 774	€80 748	0
15	172258	0,14 €	€24 838,6					€13 616,0	€13 616,0	€0,03	€1 231,6	€19 340,9	€5 725	€80 748	€98 498	0
16	171397	0,15 €	€25 208,7					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 249,9	€19 629,0	€18 629	€98 498	€116 128	0
17	170540	0,15 €	€25 584,3					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 268,5	€19 921,5	€18 922	€116 128	€133 747	0
18	169687	0,15 €	€25 965,5					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 287,4	€20 218,3	€19 218	€133 747	€151 276	0
19	168838	0,16 €	€26 352,4					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 306,6	€20 519,6	€19 520	€151 276	€168 787	0
20	167994	0,16 €	€26 745,0					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 326,1	€20 825,3	€19 825	€168 787	€186 412	0
21	167154	0,16 €	€27 143,5					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 345,8	€21 135,6	€20 136	€186 412	€204 049	0
22	166319	0,17 €	€27 548,0					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 365,9	€21 450,6	€20 451	€204 049	€221 689	0
23	165487	0,17 €	€27 958,4					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 386,2	€21 770,2	€20 770	€221 689	€239 339	0
24	164659	0,17 €	€28 375,0					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 406,9	€22 094,5	€21 095	€239 339	€257 000	0
25	163836	0,18 €	€28 797,8					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 427,9	€22 423,8	€21 424	€257 000	€274 687	0
26	163017	0,18 €	€29 226,9					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 449,1	€22 757,9	€21 758	€274 687	€292 405	0
27	162202	0,18 €	€29 662,4					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 470,7	€23 097,0	€22 097	€292 405	€310 152	0
28	161391	0,19 €	€30 104,3					€1 000,0	€1 000,0	€0,03	€1 492,6	€23 441,1	€22 441	€310 152	€327 923	0
29	160584	0,19 €	€30 552,9					€1 000,0	€1 000,0	€0,04	€1 514,9	€23 790,4	€22 790	€327 923	€345 724	0
30	159781	0,19 €	€31 008,1					€1 000,0	€1 000,0	€0,04	€1 537,5	€24 144,9	€23 145	€345 724	€363 554	0
YHTEENSÄ	5159653		€756 855				€0,0	€42 615,5	€208 615,5		€37 526,6	€589 333,9	€23 145	€380 718	€380 718	10
Yhteenveto: Investoinnin tuotto- ja kannattavuuslaskelmat																
Investoinnin nettonykyvoia 30 vuoden karktoilla																
Takaisinmaksuaika laskentakoroilla																
Investoinnin irtaaminen karktoilla karktoilla aikana																
Vertaia:																
Aurinkosähkön omakustannuslaskelma 30 vuoden pitoajalla																
Arvioitu ostosähkön keskimääräinen hinta 30 vuoden aikana																
4,0 snt/kWh																
14,8 snt/kWh																