

Naumanen Lassi

Aurinkovoiman kannattavuus tuotantolaitoksen energianlähteenä

Metropolia Ammattikorkeakoulu

Tradenomi

Liiketalous

Opinnäytetyö

10.5.2021

Tekijä Otsikko Sivumäärä Aika	Lassi Naumanen Aurinkovoiman kannattavuus tuotantolaitoksen energianlähteenä 45 sivua 10.5.2021
Tutkinto	Tradenomi
Koulutusohjelma	Liiketalouden koulutusohjelma
Suuntautumisvaihtoehto	Laskentatoimi ja rahoitus
Ohjaaja	Lehtori Tero Hujala
<p>Aurinkosähköjärjestelmien teknologinen kehitys on mahdollistanut aurinkosähköjärjestelmien hinnan laskun samalla kun kysyntä on kasvanut maailmanlaajuisesti. Suomessa aurinkosähkön käyttö on edelleen vähäistä. Tämän työn tarkoituksena oli selvittää aurinkosähköinvestoinnin kannattavuus tuotantoyrityksen kulujen vähentäjänä.</p> <p>Järjestelmän kannattavuutta tarkasteltiin esimerkkiyrityksen kautta. Esimerkkiyritykseksi valittiin eteläsuomalainen puunjalostuslaitos, joka toimii 16 tuntia vuorokaudessa viitenä päivänä viikossa ja käyttää tuotetun aurinkosähkön omassa toiminnassaan. Kannattavuuden selvittämistä varten työ jaettiin kolmeen osaan. Ensimmäisessä osassa selvitettiin aurinkovoimalan vaadittu laajuus ja hinta, toisessa osassa voimalan aiheuttama ostetun sähkön vähennys eli tuotto sekä viimeisessä osassa investoinnin kannattavuus soveltamalla investointilaskennan menetelmiä.</p> <p>Työn viitekehys koostui aurinkosähkön toimintamekanismista, sähköntuottokyvystä ja sovellettavuudesta Suomen pohjoisiin olosuhteisiin sekä investointien suunnittelusta ja laskentamenetelmistä.</p> <p>Yrityksestä kerätyt perustiedot yhdistettiin viitekehyksessä esiteltyyn kirjallisuuteen. Niiden pohjalta järjestelmä mitoitettiin esimerkkiyrityksen tarpeisiin, eriteltiin järjestelmän tuottamat vuosittaiset nettotuotot ja laadittiin kannattavuuslaskelmat. Laskelmien laatimisen jälkeen muodostettiin johtopäätökset, joissa otettiin kantaa investoinnin heikkoon kannattavuuteen ja tulosten siirrettävyyteen muihin saman toimintalogiikan yrityksiin.</p>	
Avainsanat	aurinkosähkö, kannattavuus

Author Title Number of Pages Date	Lassi Naumanen Profitability of solar power as an electricity source for a small-scale manufacturing plant 45 pages 10 May 2021
Degree	Bachelor of Business Administration
Degree Programme	Economics and Business Administration
Specialisation option	Accounting and Finance
Instructor	Tero Hujala, Senior Lecturer
<p>Technological advancements over the years have enabled a steady cost reduction of photovoltaic systems, while the global demand has only been increasing. Despite the continuous drop in pricing, photovoltaic systems are still fairly rare in Finland. The purpose of this study was to study the profitability of such a system in a small-scale business environment.</p> <p>This study was conducted through a case example on a small manufacturing plant located in southern Finland. The plant runs in two shifts, 16 hours a day and five days a week, during which the plant attempts to use all the generated electricity. In order to research profitability, the study was divided in three segments. In the first segment the goal was to determine the size and implementation cost of the solar power system. The second segment consists of estimates of generated electricity along with monetary valuation of profits. The final segment studies the profitability of the investment by applying investment calculation methods.</p> <p>The theoretical framework in this study consists of prospects into how photovoltaic systems work, their net electricity yield and how applicable are they to the northern climate present in Finland. Additionally the study provides an insight to how investment planning is carried out and how investment calculations should be laid out.</p> <p>The information obtained from the case study was combined with the literature presented in the theoretical framework in order to determine the size of the photovoltaic system. The size of the system, together with literature studied, was used to calculate the yearly net profits and profitability. Finally, the study drew conclusions on both the profitability based on the weak return on investment, and the transferability of the study into companies with similar operating logic.</p>	
Keywords	photovoltaic, profitability

Sisällys

1	Johdanto	2
1.1	Aurinkosähkön käyttö yritystoiminnassa	3
1.2	Ympäristövastuu ja yhteiskunnalliset vaikutukset	4
1.3	Tutkimusasetelma ja lähdeaineisto	5
1.4	Tutkimusongelma ja -menetelmät	6
2	Aurinkosähkö	7
2.1	Aurinkosähkön tuotanto ja sähkönkulutus Suomessa	8
2.2	Sähkön hinta teollisuudessa	10
2.3	Aurinkosähkö ja sen talteenotto	12
2.4	Auringonsäteily	14
2.5	Aurinkosähköjärjestelmien hinnan määrittely	16
3	Investointilaskenta	19
3.1	Investoinnin suunnittelu	20
3.2	Investoinnin perustiedot	21
3.3	Investointilaskelmat	24
3.3.1	Takaisinmaksuaika	24
3.3.2	Sisäinen korkokanta	26
4	Tutkimuksen kulku	27
4.1	Aineiston keruu	27
4.2	Perushankintameno	28
4.2.1	Sähkönkulutuksen perustaso ja järjestelmän mitoitus	29
4.2.2	Järjestelmän hinta	31
4.3	Sähkökulujen arvioitu säästö	31
4.4	Pitoaika, jäännösarvo ja tehon heikkeneminen	35
4.5	Kannattavuuslaskelmat ja korkokanta	36
5	Johtopäätökset	40
	Lähteet	43

1 Johdanto

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on selvittää, kuinka kannattavaa tyypillisen Etelä-Suomessa toimivan puunjalostustehtaan olisi investoida aurinkosähköön. Opinnäytetyön sisältö pyritään pitämään sellaisena, että se on puunjalostustehtaan lisäksi sovellettavissa myös muihin samalla teollisella toimintalogiikalla ja samalla maantieteellisellä alueella toimiviin pientuotantoyrityksiin. Kannattavuuslaskelmissa verrataan aurinkopaneeli-investoinnin säästämää sähkökustannusta tilanteeseen, jossa investointia ei tehdä.

Aurinkosähkö on energialähteenä uusiutuvaa ja puhdasta. Ilmastonmuutokseen on 2020-luvulla herätty aivan uudella vakavuudella, ja fossiilisista polttoaineista pyritään kiihtyvällä tahdilla eroon. Suomessa sähköntuotanto on metsäteollisuuden tarpeiden pohjalta tuotettu pääosin vesi-, biopolttoaine-, ja ydinvoimana. Suomessa ei ole vielä kovin pitkään tuettu uusiutuvia energiamuotoja sähköntuotannossa, ja edelleen pieni osa sähköstä tuotetaan turpeella tai kaukolämmön sivutuotteena kivihiilellä. (Tilastokeskus 2019.) Aurinkosähkön käyttö Suomessa on minimaalista suhteessa Keski- ja Etelä-Eurooppaan, eikä Suomessa aurinkosähkölle ole tuettua syöttötariffia kuten esimerkiksi Saksassa (Wirth 2021, 9–10).

Aurinkopaneeliteknologia on vuosikymmenien aikana kehittynyt huimasti maailmanlaajuisen aurinkosähkön kysynnän kasvun siivittämänä. Samalla aurinkopaneelien hinnat tuotettua kilowattituntia kohden ovat romahtaneet. Paneelien hinnan lasku jatkuu tulevaisuudessa samalla kuin sähkön siirtohinnat kasvavat, jolloin aurinkosähkön kannattavuutta kohentaa kaksi erillistä tekijää. Tämä opinnäytetyö on tavallaan aikansa mittari, sillä johtopäätökset voivat hintojen mukana muutamassa vuodessa muuttua. Lienee silti paikallaan tutkia, kuinka houkuttelevaa aurinkosähkö on jo nyt.

Tämä opinnäytetyö on suunniteltu avuksi niille yrityksille, jotka harkitsevat aurinkosähkön investointia sähkökulujen vähentämiseen ja harjoittavat energiaintensiivistä yritystoimintaa pienessä mittakaavassa, käyttäen sähköä tasaisesti noin 25–100 kW tunnissa. Alkusysäys aiheen valinnalle oli selvittää oman lähipiirin yritysten mahdollisuus säästää selvää rahaa sekä syventää investointilaskennan ymmärrystä mielenkiintoisen sisäisen laskentatoimen aiheen parissa. Opinnäytetyön lukijalle huomioon otettavaa on, että työ on laskentatoimen opinnäytetyö ja keskittyy investoinnin taloudellisen kannattavuuden arviointiin. Aurinkopaneeliteknikka esitellään työssä lyhyesti, jotta työn lukija

pystyy riittävästi arvioimaan investoinnin suunnittelua, mutta muutoin investoinnin tekninen toteuttaminen rajataan työn ulkopuolelle. Tämän opinnäytetyön parasta antia onkin pyrkimys ratkaista investointilaskennan perinteinen arviointipulma, kuinka tulevaisuutta ennustetaan?

1.1 Aurinkosähkön käyttö yritystoiminnassa

Aurinkopaneelijärjestelmiä on perinteisesti asennettu kesämökeille ja muihin sellaisiin kohteisiin, jotka eivät ole kytkettyinä sähköverkkoon. Kun sähköjen vetäminen on ollut joko liian kallista tai käyttöön nähden tarpeetonta, on turvauduttu aurinkopaneelisiin. Paneeleita on voitu asentaa yksi tai muutamia pitämään jääkaappi kylmänä mökkiviihkonlopun ajan. Aurinkopaneelitekniikka on kuitenkin viimeisen vuosikymmenen aikana kehittynyt ja halventunut siinä määrin, että aurinkovoimaa hyödynnetään maailmalla energianlähteenä niilläkin alueilla, joissa käyttäjät ovat kytkettyinä verkkoon (Wirth 2021, 6–8).

Suomessa energian tuottaminen paikallisesti ei ole ollut realistisesti mahdollista valtaosalle yrityksistä ja kotitalouksia. Harva yritys on niin suuri, että voisi rakentaa oman biokaasuvoimalan kuten UPM-Kymmene rakensi Pietarsaaren tehdasalueelleen. On selvää, ettei biokaasuvoimalaa, kivihiilikaivosta tai ydinvoimalaa rakenneta reilunkaan teollisuushallitontin takapihalle. Aurinkosähkö on sen sijaan sovitettavissa pienempiin yksiköihin: aurinkopaneeleita voi asentaa sekä teollisuushallien katoille, seinille että maahan, jolloin tonttipinta-ala saadaan hyötykäyttöön. Aurinkosähköllä on kuitenkin sille ominainen rajoite, ettei sähköä synny ellei aurinko paista, jolloin se ei voi toimia pääsääntöisenä energianlähteenä Suomen pohjoisissa olosuhteissa. Aurinkosähkö voikin toimia lähinnä vain sähkökuluja vähentävänä tuki-investointina vuodenaikana, jolloin aurinkosähköä on saatavissa, eikä pääsääntöisenä energianlähteenä.

Kuten aikaisemmin todettiin, aurinkopaneelien hintatrendi suhteessa tuotettuun sähköön on ollut laskeva koko aurinkopaneelien kaupallisen saatavuuden ajan. Kun aurinkosähkön hinta jatkuvasti halpenee samalla kun verkkosähkön kokonaishinta yhteiskunnallisen verotuspaineen sekä sähkönsiirron kallistumisen vuoksi kasvaa, herää monelle yrittäjälle taloudellinen kiinnostus aurinkosähkön tuotannosta paikallisesti (Jäger-Waldau 2019, 46).

Pienikokoisia aurinkovoimaloita rakennetaan jo nyt huimaa tahtia. Suomessa on jo noin 50 000 pientalovoimalaa asennettuna kerros- ja omakotitaloihin tai kesämökeille. Pienvoimaloiden tuotantokapasiteetti on vuodesta 2017 vuoteen 2020 lähes kolminkertaisunut ja kasvaa kymmenen prosenttien vuosivauhtia. (Vironen 2020.) Asuinrakennusten kohdalla aurinkosähköinvestointi tehdään hyvin pitkälle tulevaisuuteen, eikä tuotto-vaatimus tai takaisinmaksuaika näyttele yhtä suurta osaa hankintapäätöstä tehdessä kuin yritysinvestointeja suunnitellessa. Yrityksetkin investoivat aurinkovoimaan, mutta kokoluokka on usein selkeästi suurempi. Suomen suurimpiin aurinkosähköinvestoijiin kuuluvatkin johtavat päivittäistavarakauppaketjut S- ja K-ryhmä sekä Lidl kauppakeskusten katoille asentamallaan aurinkovoimaloilla. Kauppakeskusvoimaloiden kannattavuuteen vaikuttaa kuitenkin positiivisesti se seikka, että sähkönkulutus ja tuotto osittain korreloivat keskenään, eli kesäisin kuumalla aurinkoisella säällä kylmälaitteiden sähkönkulutus ja aurinkopaneelien tuotto on suurimmillaan. Kaupan katolle asennettu voimala saattaa esimerkiksi tuottaa 60 mWh vuodessa 240 paneelin voimin. (Punkari 2020.) 240 paneelin voimala on kuitenkin aivan eri kokoluokkaa, kuin mitä moni pienyrittäjä suunnittelee.

1.2 Ympäristövastuu ja yhteiskunnalliset vaikutukset

Suomessa on valtiotasolla poliittisesti linjattu tavoite pyrkiä hiilineutraaliksi vuoteen 2035 mennessä. Ympäristöasioista on alkanut tulla entistä merkittävämpiä kansan keskuudessa sekä myös elinkeinoelämän joillakin sektoreilla. Esimerkiksi Helsingin Energia Helen markkinoi 100 % vihreää sähköliittymää samalla kuin valmistautuu luopumaan kaukolämmön kivihiiilestä (Helen 2019). Yksittäisten yritysten uusiutuvan energian tuotanto ja käyttö eivät ole toistaiseksi näkyneet mediassa muutoin kuin sähkön tuottajayrityksistä kirjoitetuissa uutisartikkeleissa sekä yritysten markkinointimateriaaleissa. Aurinkopaneeli-investoinnin elinkaari on kuitenkin kymmeniä vuosia, jolloin voidaan pitää mahdollisena, että aurinkoenergian käyttö tulevaisuudessa luo mainehyödyn tai käyttämättömyys mainehaitan.

Mahdollista mainehyötyä oleellisempänä yhteiskunnallisena tekijänä voidaan pitää sähkön hintaan kohdistuvaa verotuspainetta ja valtion määrittämää verkkoinfrastruktuurin kehittämisvelvoitetta. Valtiotasolta on linjattu, että sähköveron määrää toisessa veroluokassa alennetaan kohti EU:n sallimaa minimiä. Veron määrä toisessa veroluokassa, johon muun muassa puunjalostustehtaat tyypillisesti kuuluvat, onkin tämän opin näytetyön kirjoittamisen aikana laskenut 0,69 sentistä 0,05 senttiin kilowattitunnilta (Ve-

rohallinto 2020). Sähköveroa suurempi vaikutus on siirtohinnoittelun kallistumisella. Vuoden 2010 tapaninpäivänä alkanut myrsky katkaisi sähköt jopa 400 000 suomalais-taloudelta, jonka jälkeen verkkoyhtiöille asetettiin rajoitukset verkon häiriötilojen kestosta. Muutos ajoi verkkoyhtiöt maakaapelointiin, jonka kustannukset näkyvät siirtohinnoittelussa. Kustannusten nousun lisäksi verkkoyhtiöitä on yksityistetty, jolloin verkkoyhtiöiden voitontavoittelu on johtanut hintojen nostoon. (Koistinen 2020.)

Verotuksellisia ja poliittisia vaikutuksia on vaikea, ellei mahdotonta arvioida. Aurinkosähköinvestoinnin pitkä elinkaari huomioiden pitkälle menevää arviointia ei ole välttämättä mielekäästä tehdä. Voitaneen kuitenkin perustellusti katsoa, että mahdolliset muutokset ovat aurinkopaneeli-investoinnin kannattavuuteen todennäköisemmin positiivisesti kuin negatiivisesti vaikuttavia.

1.3 Tutkimusasetelma ja lähdeaineisto

Aurinkosähköä tutkitaan ympäri maailman aurinkoteknologiaa kehittävässä yrityksissä, yliopistoissa ja tutkimuslaitoksissa. Euroopan Komissio julkaisee säännöllisesti yhdessä tutkimuslaitosten kanssa aurinkosähköön liittyviä artikkeleita ja tutkimuksia. Saksassa aurinkosähkön tutkimusta harjoittaa itsenäinen Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems -tutkimuslaitos. Suomessa aurinkoenergian tutkimusta tekevät teknilliset yliopistot kuten Lappeenrannan teknillinen yliopisto sekä valtion tutkimuslaitokset ja yhtiöt, joista esimerkkinä kestävän kehityksen edistämistä varten perustettu Motiva Oy.

Aurinkosähkön kannattavuudesta aiheena on julkaistu lukuisia opinnäytetöitä, jotka on tyypillisesti suunnattu kotitalouksille tai kerrostaloyhtiöille, mutta myös joitakin yritysten tilaamia case-tutkimuksia. Tämä opinnäytetyö poikkeaa aikaisempien case-tutkimusten investointilaskelmista tutkimuskohteen asettamien yritys kohtaisten pohjavaatimusten osalta, jolloin aikaisemmin julkaistujen tutkimusten soveltaminen ei anna oikeaa ja riittävää kuvaa investoinnin kannattavuudesta kohdeyrityksessä. Koska alkuasetelma poikkeaa selkeästi aikaisemmista opinnäytetöistä, päädyttiin aloittamaan uusi tutkimus.

Tässä työssä tutkittava kohde on puunjalostustoimintaa harjoittava pienteollisuusyritys. Ajallisesti yritys toimii kahdessa vuorossa 16 tuntia vuorokaudessa, aikavälillä aamu-kuudesta iltakymmeneen, viitenä päivänä viikossa läpi vuoden. Kohdeyrityksen sähkönkulutus on tuotantotoiminta ylösajettuna tasainen ja mitattavissa. Yrityksellä on käytettävissä riittävä tonttiala aurinkopaneelien asennukseen. Kohdeyrityksessä ei pyritä

tuottamaan aurinkosähköä syötettäväksi takaisin sähköverkkoon lainkaan, vaan kaikki tuotettu sähkö käytetään yritystoiminnassa hyödyksi. Yritys sijaitsee eteläisessä Suomessa, jolloin auringonsäteilyä mitattaessa käytetään referenssinä läheistä ilmatieteenlaitoksen Helsingin Kumpulassa sijaitsevaa mittausasemaa.

1.4 Tutkimusongelma ja -menetelmät

Opinnäytetyön tutkimusongelma on selvittää aurinkosähköinvestoinnin kannattavuus tutkittavassa tapauksessa. Kannattavuuden selvittämiseksi tutkimusongelma jaettiin kolmeksi tutkimuskysymykseksi.

- a) Millainen investoinnin kokoluokka tulee olla tyydyttääkseen yrityksen kokonais-sähköntarpeen toiminta ylösajettuna ja kuinka suuri osa aurinkosähkökapasiteetista on hyödynnettävissä yrityksen toiminta-aikana?
- b) Kuinka suuren säästön aurinkosähköinvestointi tuottaisi yrityksen sähkökuluihin?
- c) Mikä olisi investoinnin sisäinen korkokanta ja takaisinmaksuaika vuosina?

Tutkimuksen pohjalla on yksittäisen yrityksen harkitsema investointi. Tutkimuskysymyksiin vastaamiseksi opinnäytetyössä sovelletaan useita tiedonkeruumenetelmiä ja tietolähteitä. Tutkimuskysymyksiä asetettaessa tunnistettiin jo useita mahdollisia kannattavuustekijöitä. Näitä alkuvaiheen kannattavuustekijöitä olivat ainakin seuraavat;

Taulukko 1. Kannattavuustekijät

Vaikutustekijä

Auringon säteily määrä
 Paneelien sähköverkkoon syöttämän sähkön tuotto
 Paneeli-investoinnin perushankintameno
 Paneelien tuottoteho
 Yrityksen tuottovaatimus
 Yrityksen toiminta-aika
 Yrityksen sähköstä maksama hinta

Näiden tekijöiden selvittämiseksi tarvitaan useita tiedonkeruumenetelmiä. Auringon säteily määrä voidaan analysoida ilmatieteenlaitoksen tietokannasta. Aurinkopaneelisiin liittyvät tiedot saadaan aurinkoenergian tutkimuslaitoksien julkaisuista tai mikäli paneelitoimittaja on tiedossa, voidaan tiedot pyytää suoraan toimittajalta. Yrityksen

tuottovaatimus, toiminta-aika ja kulurakenne ovat selvitettävissä haastattelemalla yrityksen edustajaa tai yrityksen kirjanpidosta. Syöttötariffin hintaa voidaan tiedustella paikalliselta sähköjakelua harjoittavalta verkkoyhtiöltä. Sähkövero ja muita viranomaismaksuja koskevat tiedot ovat julkisesti saatavilla viranomaisten verkkosivuilta.

Tietojen keruun jälkeen kun kannattavuuteen vaikuttavat tekijät tunnetaan, voidaan tehdä investointilaskelmat. Investointilaskelmamallit ovat keskeinen työkalu tutkimuskysymyksiin vastaamisessa ja niitä varten on oma kirjallisuutensa, johon tässä opinäytetyössä perehdytään.

Tutkimusmenetelmää valittaessa muistetaan, että opinäytetyö yhdistelee useita tietolähteitä ja tiedonkeruumenetelmiä sekä hieman tilastollista analyysia esimerkiksi säteilymäärän selvittämiseksi. Tutkittava kohde on ennestään tuntematon ilmiö eli yksittäisen yrityksen investointihanke ja työssä pyritään saamaan syvälinen ymmärrys tapauksesta, on työtä siksi pidettävä piirteiltään selkeästi laadullisena. (Kananen 2015, 71.)

Case-tutkimukselle on ominaista useiden tiedonkeruutapojen yhdistely, jolloin aineistonkeruussa ja -analyysissä voidaan käyttää sekä kvantitatiivisen että kvalitatiivisen tutkimuksen menetelmiä. Toinen case-tutkimusta määrittävä tekijä on syvälinen paneutuminen yksittäiseen tapaukseen, josta myös menetelmän nimi tulee. Tässä työssä tutkittava tapaus on yksittäisen yrityksen yksittäinen investointipäätös ja työssä käytetään monimenetelmällisiä tiedonkeruutapoja, on perusteltua valita lähestymistavaksi case-tutkimus. Case-tutkimuksen määritelmä on häilyvä ja hyvin lähellä laadullista tutkimusta, jolloin sekaannus on usein ilmeinen. (Kananen 2015, 76.)

2 Aurinkosähkö

Tässä luvussa perehdytään ensimmäiseen tämän opinäytetyön ydinalueeseen eli aurinkosähköön. Aluksi selvitetään aurinkosähkön tuotantoa, sähkön yleistä käyttöä sekä soveltuvuutta Suomessa ja verrokkimaissa. Seuraavana osa-alueena syvennytään aurinkosähköiseen ilmiöön ja markkinoilla olevaan paneelitekniikkaan, jolla aurinkonsäteily saadaan muunnettua hyötykäyttöön. Lopuksi selvitetään aurinkosähkön talteenoton hinta erikokoisille voimaloille. Aurinkoenergia jaetaan aurinkosähköön ja aurinkolämpöön. Aurinkolämpö on tämän tutkimuksen ongelmanratkaisun kannalta

epärelevanttia, joten aurinkolämmön käyttöön tai toimintaperiaatteeseen ei tässä työssä ole tarpeen paneutua.

2.1 Aurinkosähkön tuotanto ja sähkönkulutus Suomessa

Tarkastellaan ensin aurinkosähkötuotannon levinneisyyttä Suomessa. Hakemalla Eurostatin tietokannasta tilasto aurinkosähkön tuottajista jäsenmaakohtaisesti voidaan ilman epäröintiä todeta, että aurinkosähkön hyödyntäminen Suomessa on vielä lapsenkengissä. Alla on kerätty taulukkoon 2 viisi suurinta aurinkosähkön EU-tuottajamaata, Suomi sekä muut EU-maat yhdessä.

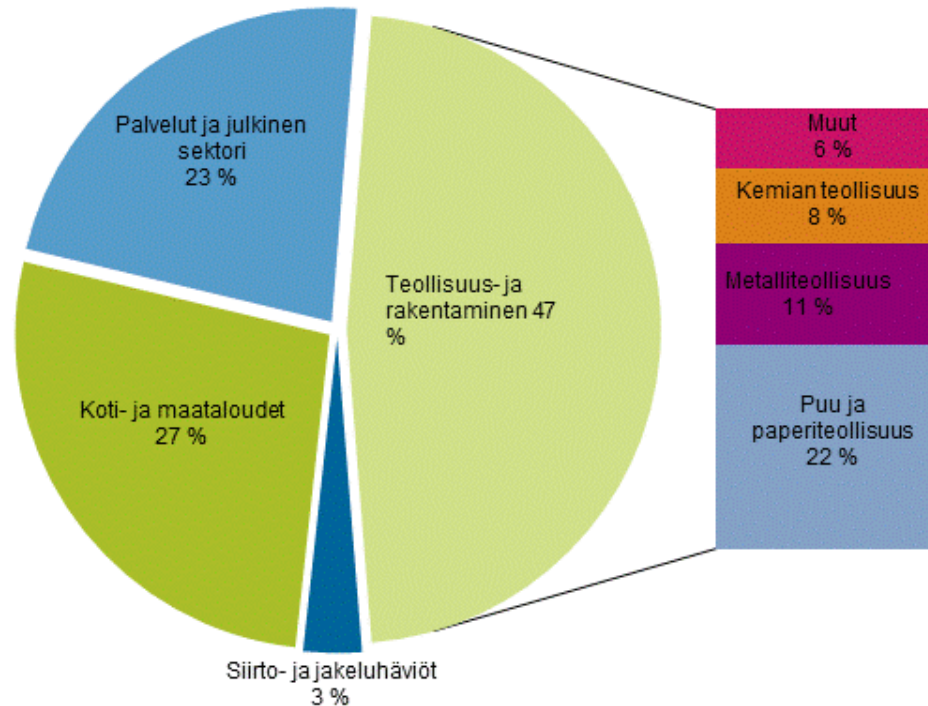
Taulukko 2. Aurinkosähkön tuotanto EU-maissa vuonna 2015 (Eurostat 2017).

Maa	Tuotanto, TJ
Saksa	139 415
Italia	82 592
Espanja	29 760
Iso-Britannia	27 219
Ranska	26 135
Muut EU-maat yhteensä	63 236
Suomi	34

Taulukosta 2 käy ilmi, että Suomessa aurinkosähkön käyttö on lähes olematonta verrattuna Euroopan suurimpiin tuottajiin. Lappeenrannan teknillisen yliopiston julkaisussa vuodelta 2014 kuitenkin todetaan Suomen vastaavan aurinkoenergiatuotantopotentiaailtaan Keski-Eurooppaa, esimerkiksi Lappeenranta vastaa Saksan Frankfurtia (LUT 2014).

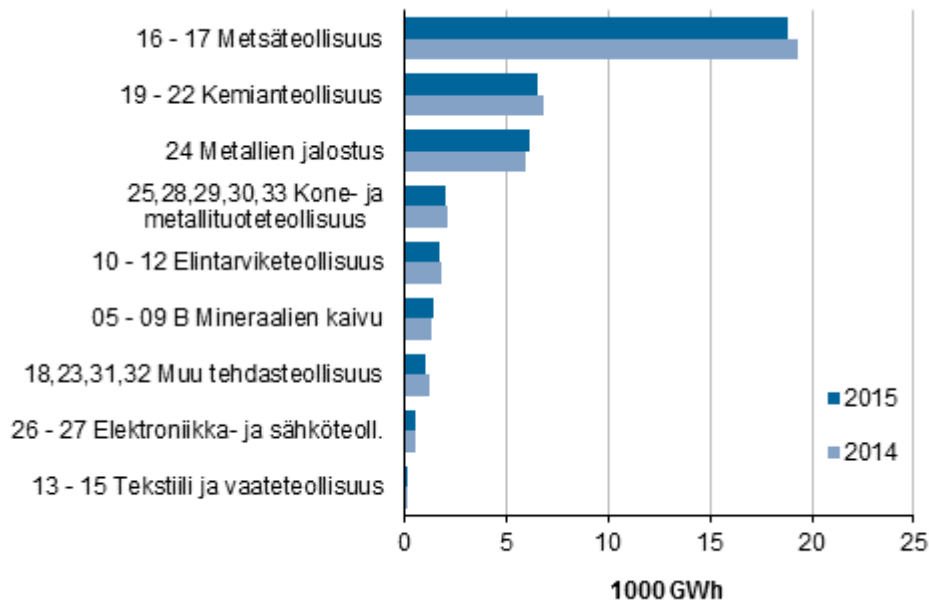
Syitä aurinkosähkön suosiolle on useita. Aurinkosähkön johtavassa EU-tuottajamaassa Saksassa aurinkosähkön kannattavuutta tuetaan mittavalla syöttötariffilla (Wirth 2021, 10). Muut suuret tuottajat ovat Välimeren maita, joilla auringonpaisteen taso on pohjoista Eurooppaa korkeampi. Suomen tuotantoa tarkastellessa on muistettava teollisuus-

den, erityisesti metsäteollisuuden, olevan suurin yksittäinen energian kuluttaja. Tilastokeskuksen mukaan teollisuus käytti vuonna 2016 lähes puolet kokonaisenergiasta.



Kuvio 1. Sähkön kulutus sektoreittain 2016 (Tilastokeskus 2017).

Kuvaajasta 1 on nähtävissä teollisuuden energiantensiivisyys. Suurimpana sähkönkuluttaja metsäteollisuus epäsuorasti myös vastaa suuresta osasta Suomen sähköntuotantoa. Metsäteollisuuden sähkönkulutukseen on vastattu laajamittaisesti eri toimin, energiantarpeen kasvaessa ensin vesivoimalla, sitten ydinvoimalla ja viimeisimpänä biopolttoaineita polttamalla. Olkiluodon ydinvoimalat on rakennettu metsäteollisuuden tarpeita ajatellen. Olkiluodon ydinvoimalat omistavan Teollisuuden voiman suurin omistaja on Pohjolan Voima, jonka suuromistajia taas puolestaan ovat Suomen suurimmat metsäteollisuuden yritykset (Pohjolanvoima 2016). Siitä, että suurimmat sähkönkuluttajat ovat myös suurtuottajia, voidaan päätellä, ettei ole yksi ja sama mitä teollisuuden Suomessa käyttämä energia maksaa.



Kuvio 2. Sähkön kokonaiskäyttö teollisuusaloittain (Tilastokeskus 2016).

Yllä olevasta kuviosta 2 on nähtävissä metsäteollisuuden energiantensiivisyys suhteessa muihin teollisuudenaloihin. Teollisuuden voima rakentaa parhaillaan Olkiluotoon kolmatta reaktoriaan samalla kun Fennovoima suunnittelee ydinvoimalan rakentamista Hanhikiveen. Laaja ydinvoiman käyttö Suomessa lienee osasyys aurinkosähkön toistaiseksi pienimittaiseen käyttöön, huomionarvoista on myös Ranskan vaatimaton kapasiteetti suurimpien aurinkosähkötuottajien listalta, sillä energia Ranskassa on Suomen tavoin ydinvoimapainotteista.

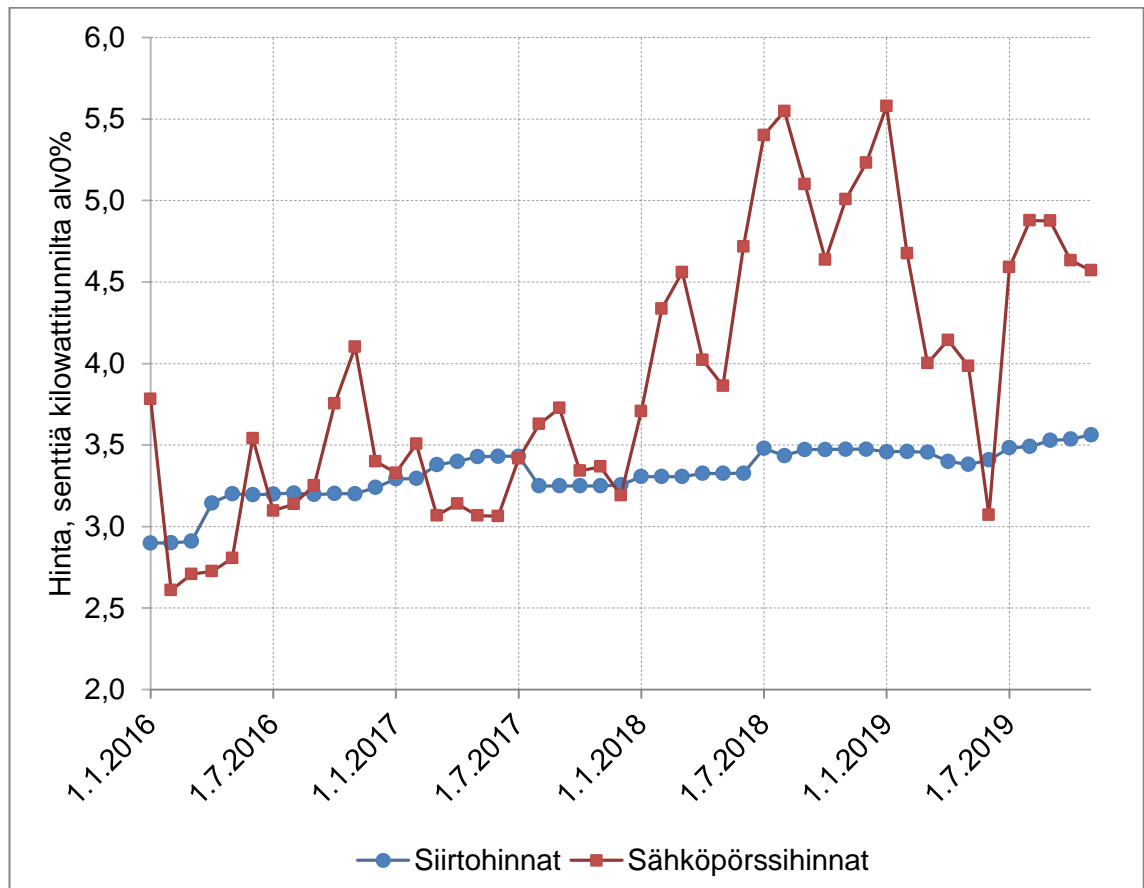
2.2 Sähkön hinta teollisuudessa

Energiaintensiivisille yrityksille sähkö on usein merkittävä, ellei merkittävin yksittäinen kuluerä. Sähkön hinta on paitsi yrityksille myös teollisuusyrityksistä kilpaileville valtioille kilpailukykykysymys, jonka vuoksi energiaverojen vähimmäisverotavat ovat harmonisoituja EU:ssa (Valtiovarainministeriö 2017).

Yritysten vaikutusmahdollisuudet ovat kuitenkin rajalliset. Teollisuuden maksaman sähkön hinta koostuu sähköenergiasta, sähkön siirrosta ja arvonlisä- sekä sähköverosta. Sähkön hinnan yritys voi kilpailuttaa vapaasti, jonka vuoksi sähkön hinta onkin kovan kilpailun myötä painunut lähelle Nord Pool spot -pörssilukemia, mutta siirrosta vastaa aina yrityksen alueella sähkönjakelusta vastaava siirtoyhtiö. Sähkövero sisältyy sähkön hintaan sähköyhtiön laskuttaessa yritystä. Arvonlisäveron merkitys teollisuus-

yrietykselle on vähäinen tai olematon, sillä tuotannon arvonlisävero vähennetään arvonlisäverotuksessa kokonaisuudessaan. Koska vaikutusmahdollisuudet ovat muutoin vähäiset, voi aurinkosähkön olla erityisesti korkean siirtohinnoittelun alueilla varteenotettava vaihtoehto.

Aurinkosähköninvestointi on erittäin pitkäaikainen ja pitkäaikaisia investointeja suunniteltaessa herää kysymys sähkön hinnan kehityksestä. Hintakehityksen arvioinnin kompetenssin kannalta on hyvä tutkia mennyttä hintakehitystä.



Kuvio 3. Sähkön arvonlisäverottomat pörssi- ja siirtohinnat 1/2016 – 11/2019. Kuvion tiedot ovat yhdistetty Nord Pool Spotin ja Energiaviraston tietokannoista (Nord Pool Spot 2017; Energiavirasto 2017).

Sähköenergian markkinahinta Suomessa oli sähköpörssi Nord Poolin mukaan vuonna 2016 keskimäärin 3,25 senttiä kilowattitunnilta (Nord Pool Spot 2017). Kuvio 3 on nähtävissä sähkön markkinahinnan heiluminen, jolloin markkinahinnan ennustaminen on haasteellista. Vuodesta 2016 lähtien on nähtävissä myös pienteollisuuden siirtohintojen nousu (Energiavirasto 2017). Vuonna 2013 voimaan tulleen sähkömarkkinalain mu-

kaan verkkoyhtiöt joutuvat kasvattamaan maakaapeloinnin osuutta sähköverkossa, josta johtuvat investoinnit näkyvät siirtohinnassa (Kauppalehti 2016).

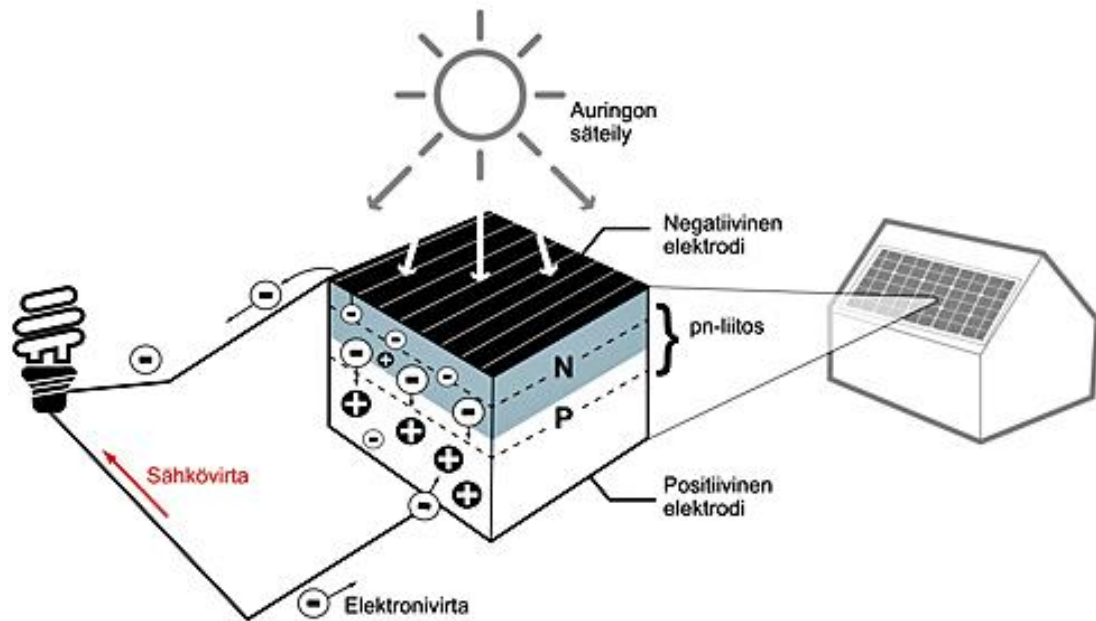
Sähkön hintaan lisätyn sähköveron määrä vaihtelee sähköveroluokittain. Valmistava teollisuus kuuluu yleensä toiseen sähköveroluokkaan. Sähkövero toiseen luokkaan kuuluville vuonna 2016 oli 0,703 senttiä kilowattitunnilta. Ensimmäiseen sähköveroluokkaan kuuluville vero oli 2,253 senttiä kilowattitunnilta. (Valtiovarainministeriö 2017.)

Yritykset käyttävät sähköä tuotannossaan. Sähköstä tai oikeastaan energiasta yritys maksaa sähköyhtiölle ja sähkön siirrosta verkkoyhtiölle. Energia (E) laskutetaan tyypillisesti kilowattitunneissa (kWh). Kilowattitunti tarkoittaa kilowatin tehoa tunnin ajan. Tehon (P) yksikkö on watti (W), joka muodostuu jännitteestä (U) yksikkönä voltti (V) ja sähkövirrasta (I) yksikkönä ampeeri (A). (Ylinen 2011).

2.3 Aurinkosähkö ja sen talteenotto

Aurinkosähkö on talteen kerättyä ja sähkövirraksi muunnettua auringonsäteilyä. Aurinkosähköä tuotetaan hyödyntämällä aurinkosähköistä ilmiötä, jossa kiteistä piitä sisältäviä puolijohtavia aurinkokennoja pinotaan päällekkäin, muodostaen aurinkopaneelin. Valmistustekniikoita on useita ja markkinoilla on useita toimintamekaniikaltaan erilaisia paneeleja. Tekniikka vaikuttaa paneelien tuottokykyyn ja valmistuskustannuksiin. Kaikki markkinoilla tarjolla olevat, taloudellisesti relevantit paneelit kuitenkin ovat toimintamekaniikaltaan samankaltaisia pii-kennoja. Liiketaloudellisesti olennaista onkin paneelien tuottavuuden ja hinnan suhde.

Aurinkosähköisessä ilmiössä auringosta säteilevät fotonit vapauttavat puolijohdemateriaalin elektroneja. Aurinkokenno koostuu kahdesta erityyppisestä puolijohteesta, joiden välille syntyy varaus.

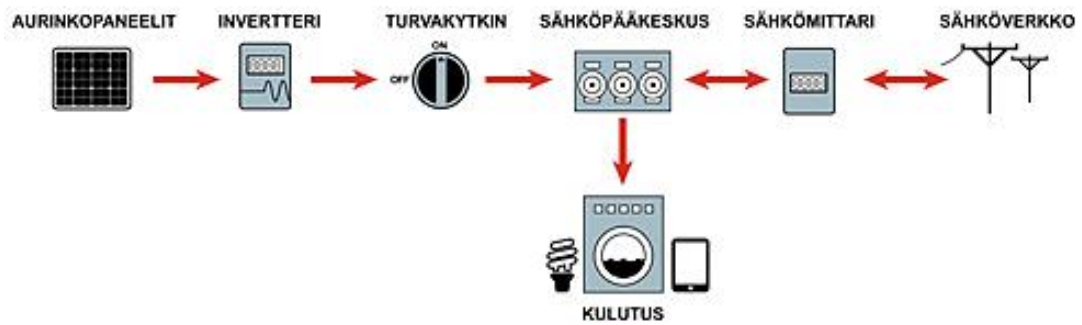


Kuvio 4. Pn-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate (Motiva 2017).

N-tyyppin puolijohdeeseen on saostettu alkuainetta, jolla on enemmän elektroneja kuin muilla puolijohdeiden atomeilla. Vastaavasti p-tyyppin puolijohdeeseen on saostettu alkuainetta, jolla on vähemmän elektroneja kuin muilla puolijohdeiden atomeilla. Puolijohdeet asetetaan vierekkäin, jolloin ylimääräiset elektronit pyrkivät siirtymään n-puolelta p-puolen aukkoihin synnyttäen negatiivisen varauksen. Negatiivinen varaus voidaan johdattaa ulkoisen virtapiirin kautta takaisin p-puolelle. Aurinkosähköjärjestelmän elektroniikka muuttaa sähkövirran sähkölaitteissa käytettävään muotoon.

Yli 90 % aurinkokennoista valmistetaan yksi- tai monikiteisestä piistä. Tarjolla on myös edullisia ohutkalvokennoja, jossa valoherkkää ainetta kerrostetaan pohjamateriaalille. Piihin perustuvien kennojen hyötysuhde on tavallisesti noin 15–17 prosenttia ja ohutkalvokennojen 9-11 prosenttia. Lämpötila vaikuttaa hyötysuhteeseen. Piihin perustuvien kennojen hyötysuhde paranee viileässä lämpötilassa ohutkalvokennoja enemmän. (Motiva 2017.)

Paneelien teknisen tuottokyvyn lisäksi sähkön kokonaistuottavuuteen vaikuttaa vahvasti sääolosuhteet ja vuodenajat. Etelä-Suomessa, jossa olosuhteet aurinkosähkön tuotannolle ovat Suomessa otollisimmat, säteilyenergiasta 90 prosenttia saadaan maaliskuun ja syyskuun välisenä aikana. (Energiateollisuus 2017.)



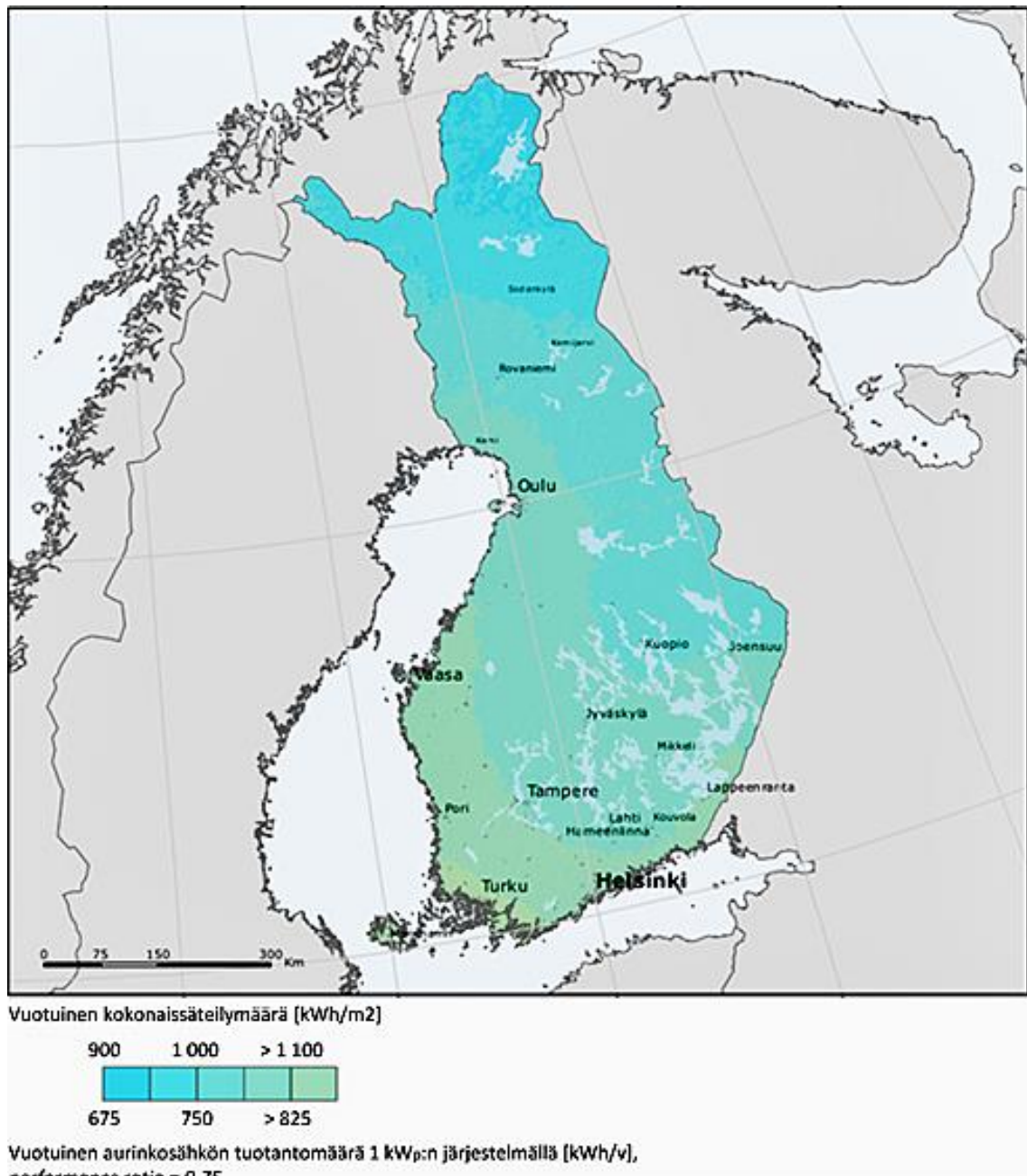
Kuvio 5. Verkkoon kytketty pientalon aurinkosähköjärjestelmä (Motiva 2016a).

Aurinkopaneelien tuottama energia on sellaisenaan käyttökelpotonta tasavirtaa. Kun aurinkosähköjärjestelmä otetaan käyttöön kohteessa, joka on liitetty sähköverkkoon, tarvitaan invertteri. Invertteri kytketään sähköpääkeskukseen tai ennen sähköpääkeskusta, jolloin se muuntaa aurinkokennojen tuottaman tasavirran vaihtovirraksi. Invertteireitä on 1- ja 3-vaiheisia. 1-vaiheiset invertterit ovat käytännössä vain pieniin, alle 3kW voimaloihin joihin ei ole saatavilla 3-vaiheisia inverttereitä. Invertterin ja sähköpääkeskuksen väliin asennetaan turvakytkin. (Motiva 2016a.)

Aurinkopaneelit voidaan asentaa katolle, seinälle tai maahan. Katolle asennettaessa paneelit kannattaa asentaa lappeensuuntaisesti. Paneelien nimellisteho tyypistä riippuen yleensä noin 130–160 wattia neliötä kohden. Tyypillinen aurinkopaneeli on kooltaan noin 1,5 m². Aurinkopaneelit kannattaa Suomen olosuhteissa suunnata suoraan etelään 35–45 asteen kallistuskulmassa. Pystyyn asennetut tuottavat keväisin ja syksyisin paremmin kuin optimikulmaan (35–45 astetta), mutta kesäisin vähemmän. Kun kaikki tuotanto voidaan hyödyntää itse, kannattaa paneelit asentaa optimikulmaan. Paneelien asennettaessa kannattaa varmistua, etteivät rakennukset tai puut pääse varjostamaan paneeleita. Asennettaessa paneelien ja katon väliin kannattaa jättää ilmarako, sillä lämpötilan nousu heikentää paneelien tuottosuhdetta. (Motiva 2016b.)

2.4 Auringonsäteily

Aurinkosähköjärjestelmän tuottokykyyn vaikuttaa aurinkopaneelien tuottosuhteen lisäksi maan pinnalle osuvan säteilyn määrä. Aurinko säteilee Suomessa vuosittain paikkakunnasta riippuen 900 – 1100 kWh/m² edestä energiaa (Motiva 2018).

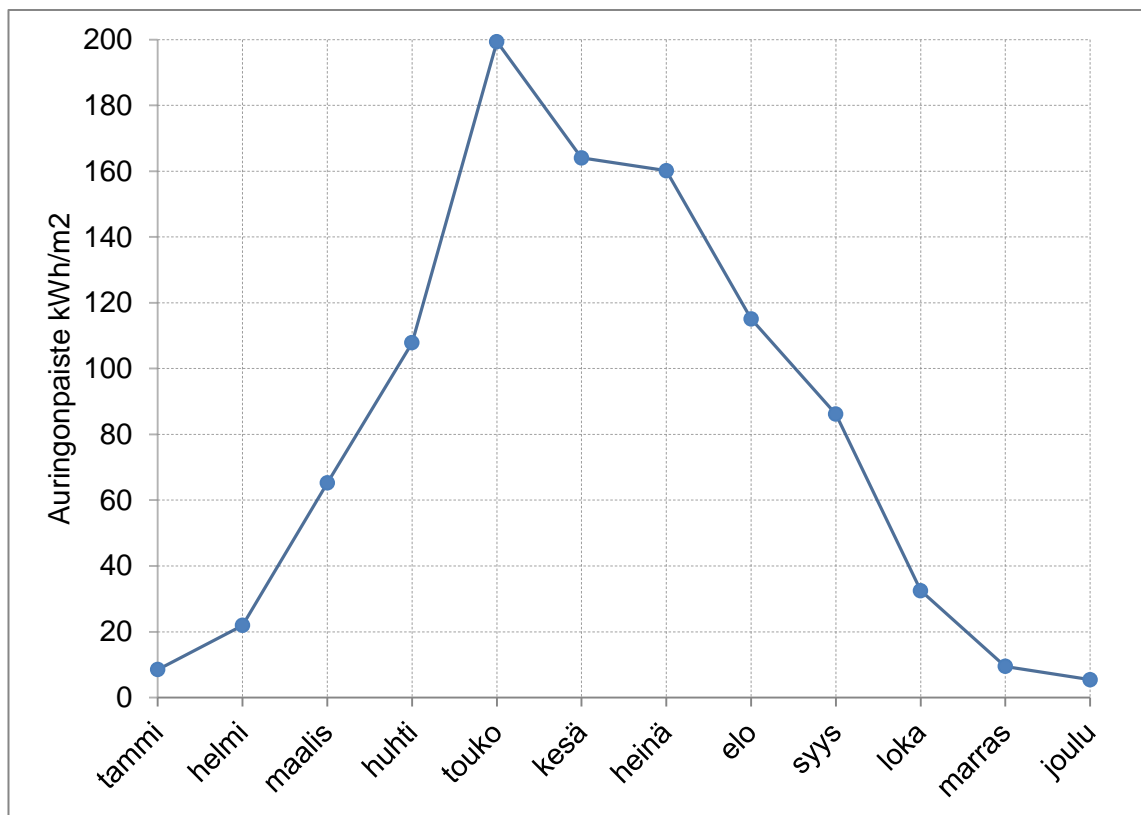


Kuvio 6. Auringonsäteily Suomessa (Motiva 2018).

Auringonsäteilyn määrä laskee mitä pohjoisempana havaintoasema sijaitsee. Lappeenrannan teknillinen yliopisto on julkaisussaan arvioinut Suomen vastaavan energiantuotantonsa Keski-Eurooppaa (LUT 2014).

Suomessa auringonsäteilyä mittaa esimerkiksi ilmatieteenlaitos pyranometreillä eripuolilla Suomea. Aineisto on avoimesti saatavilla Ilmatieteenlaitoksen tietokannasta kone-luettavassa muodossa. Tätä opinnäytetyötä varten kerättiin yhden havaintoaseman

vuoden 2016 säteily määrä kokonaisuudessaan. Referenssiasiemana toimi Helsingin Kumpulan havaintoasema.



Kuvio 7. Kuukausittainen säteily määrä Kumpulan havaintoasemalla vuonna 2016 (Ilmatieteenlaitos 2017).

Kaaviosta 7 on nähtävissä säteily määrän jakauma kuukausittain. Huomattavaa on, että säteily keskittyy pääosin kesän valoisille kuukausille. Aineistosta on eriteltävissä tunti-kohtaisesti koko vuoden säteily määrä. Tuntikohtaista tietoa tullaan hyödyntämään tarkemmin, kun auringonsäteilyn määrää kohdistetaan tuotantolaitoksen toimintatunneille.

2.5 Aurinkosähköjärjestelmien hinnan määrittely

Aurinkopaneelien hintaa määriteltäessä on ymmärrettävä käsitteet, joiden avulla vertailua tehdään. Aurinkopaneelien tehoa mitattaessa usein käytetty mittari on kilowatt-peak, kWp. Yksi kWp tarkoittaa, että voimalayksikkö tuottaa yhden kilowatin tehon standardiolosuhteissa, *standard test conditions*, STC (Motiva 2020). Standardiolosuhte on International Electrotechnical Commission ylläpitämä määre (EIC 2021), jonka mukaan standardiolotilassa neliömetrille kohdistuva auringonsäteily on määrältään 1000 wattia, laitelämpötila 25 astetta ja ilmankehän massa 1,5 (Taylor 2010, 10). Ilmakehän

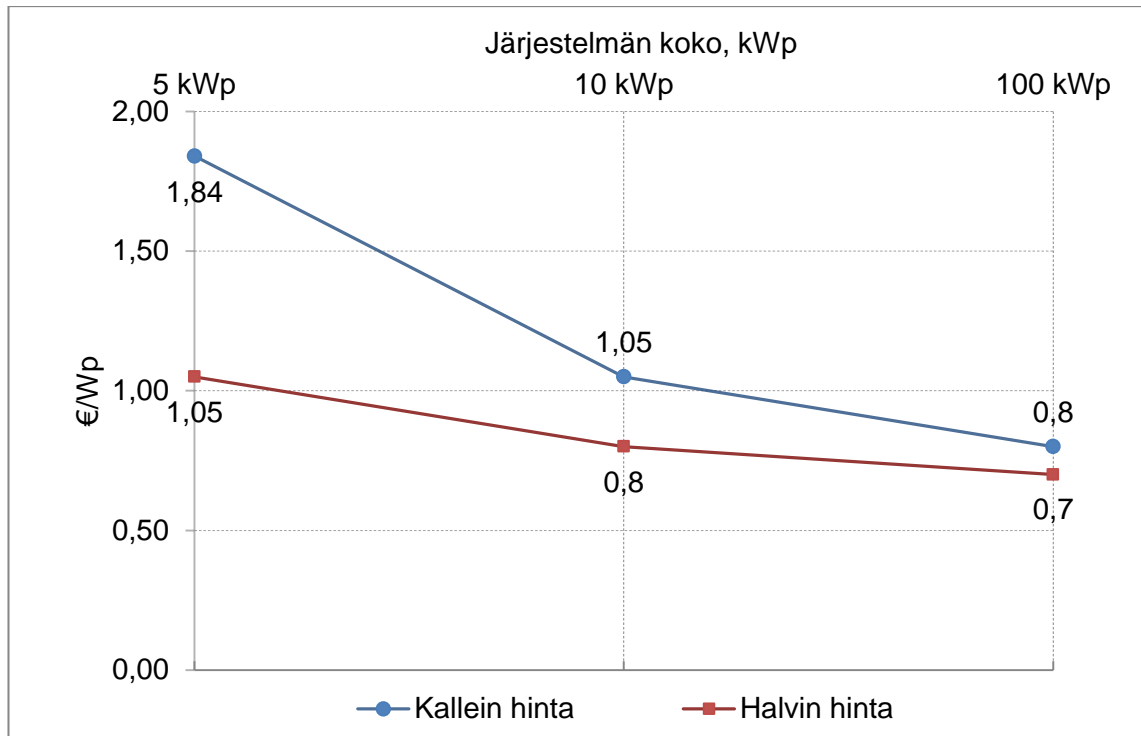
massalla tarkoitetaan matkaa, jonka auringonvalo taittaa ilmakehässä, eli mitä suuremmassa kulmassa aurinko paistaa suhteessa havaintokohteeseen. Auringon ollessa zeniitissä on massa 1, mitä kauemmaksi päiväntasaajalta kuljetaan, sitä suuremmaksi suhdeluku kasvaa. Euroopassa suhde on noin 1,5. (Sandia 2021.) Aurinkopaneelien nimellinen teho on siis sidottu tiettyihin parametreihin ja todellinen teho voi poiketa nimellistehosta molempiin suuntiin riippuen olosuhteista. Jos neliötä kohden säteilee enemmän kuin 1000 wattia, ilmanlämpötila on matalampi tai säteilyn kulma on optimaalisempi, ylittää todellinen teho standardiolosuhteissa määritellyn tehon. Vastaavasti kun auringonsäteily on alle 1000 wattia neliöltä, jää tuottoteho luvatusa.

Taulukko 3. Aurinkojärjestelmien minimi- ja maksimihinnat Suomessa voimalakoon mukaan vuosina 2014–2019, hinnat euroa per watt-peak (Ahola 2019).

Koko	5-10 kWp		10-100 kWp		100-250 kWp	
	Halvin	Kallein	Halvin	Kallein	Halvin	Kallein
2014	1,50	1,80	1,25	1,50	1,20	1,20
2015	1,45	1,75	1,15	1,40	1,05	1,35
2016	1,30	2,00	1,05	1,35	0,95	1,30
2017	1,20	1,80	0,90	1,15	0,85	1,15
2018	1,05	1,61	0,85	1,05	0,75	0,85
2019	1,05	1,84	0,80	1,05	0,70	0,80

Aurinkosähköjärjestelmät ovat halventuneet yhtäjaksoisena trendinä aurinkopaneelien tultua markkinoille. Hintojen lasku on taulukoitujen vuosien aikana ollut maltillista, mutta jatkuvaa. Vielä vuonna 2011 aurinkopaneelien hinta on ollut Saksassa 4,7 euroa per Wp ja hinnat ovat vuodesta 2006 laskeneet noin 12 % vuodessa (Wirth 2021, 8).

Aurinkosähköjärjestelmien hintatietoja Suomessa on vaikea arvioida kahdesta syystä. Ensinnäkin paneelimoduulien hinta on vain osa hankintahintaa, jolloin asennuksen hinta asennusolosuhteiden mukaan on jokaisessa kohteessa eri. Toiseksi ajantasaista tilastointia ei tee yksikään taho, jolloin hintatiedot ovat aina hieman vanhentuneita. Lopullista investointipäätöstä tehdessä voimalatoimittajan päivän hinta voi siten poiketa yllä olevasta hintahaitarista.



Kuvio 8. Aurinkosähköjärjestelmien hintahaitari Suomessa voimalakoon mukaan vuonna 2019 (Ahola 2019).

Kuviosta 8 on nähtävissä järjestelmän laskeva volyyymialennus. Huomattavaa on, mitä suurempi voimala on, sitä tarkemmin kustannusta kyetään arvioimaan. Tämän työn kohteena oleva voimala on mittaluokkaa 10–100 kWp, jolloin hintahaitariksi tulee 1,05–0,7 euroa per Wp.

Investoinnin kannattavuutta kohentaa myös mahdollinen energiatuki. Yritykset voivat hakea valtiolta energiatukea hankkeisiin, jotka edistävät uusiutuvan energian tuotantoa tai käyttöä, energiansäästöä tai energian tuotannon tai käytön tehostamista, taikka energijärjestelmän muuttamista vähähiiliseksi. Aurinkosähköinvestoinnin tukiosuus on 20 % hankintahinnasta ja edellyttää yrityksen sitoutumista energiatehokkuussopimukseen. Tuettavan hankkeen arvo on oltava vähintään 10 000 euroa ja tukea hakevan yrityksen on täytettävä hakukriteerit. (Business Finland 2021.)

Yritykset saavat myös tuloja verkkoon syöttämästä sähköstä. Aurinkovoimalle ei ole erikseen määritettyä syöttötariffia, joten hinta määräytyy alueellisen verkkoyhtiön ja sähköä tuottavan yrityksen välisen sopimuksen mukaan. Verkonhaltijoilla on sähkömarkkinalain mukainen velvollisuus pyydettäessä liittää tekniset vaatimukset täyttävä hakija verkkoon. Lisäksi verkonhaltijalla on velvollisuus ostaa markkinaehtoisesti verkkoon tuotettu häviöenergia. (Sähkömarkkinalaki 2013, 4 luku 20§, 23§.) Pääkaupunki-

seudulla sähköyhtiö Helen avoimesti tiedottaa ostavansa ylijäämäaurinkoenergian sähköpörssin tuntikohtaiseen spot-hintaan (Helen 2021).

Aurinkovoimalan elinkaari on erityisen pitkä. Paneelimuodulien valmistajat tyypillisesti takaavat tuottotehon 20 tai 25 vuodeksi, jotkut jopa 30 vuotta. Paneelien teho heikkenee ajan myötä, joskin erittäin hitaasti. Tehon heikkeneminen on perinteisesti mielletty olevan noin 0,5 % vuodessa. Fraunhofer ISE tutkimuslaitos on omassa tutkimuksessaan päätenyt lopputulokseen, että paneelien tehohäviö on keskimäärin 0,15 % vuodessa. (Wirth 2021, 45.)

3 Investointilaskenta

Yritykset kehittävät ja ylläpitävät toimintaansa investoimalla. Investoinnilla tarkoitetaan varojen käyttöä hankkeisiin, jotka tuottavat tuloa pitkäaikaisesti, tyypillisesti yli vuoden ajan. Investoinnit jaetaan finanssi- ja reaali-investointeihin. Finanssi-investoinneilla tarkoitetaan esimerkiksi raha- tai osakemarkkinoilla tehtyjä investointeja tai yritysostoja. Reaali-investoinnit ovat sijoituksia pitkävaikutteisiin tuotannontekijöihin. (Järvenpää & Länsiluoto & Partanen & Pellinen. 2013, 373–374.)

Investointilaskelma on koko investoinnin pitoajalle ulottuva kannattavuuslaskelma, jolla arvotetaan investointialoitteita (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 213). Investointien kannattavuuden laskemista varten kerätään investointia koskevat tarvittavat perustiedot. Perustietoja ovat investoinnin hankintameno, vuosittainen nettokassavirta, taloudellinen pitoaika, investoinnin jäännösarvo investoinnista luovuttaessa sekä laskentakorkokanta. (Järvenpää ym. 2013, 379.)

Laskentakorkokantaa käytetään investointien välisten kannattavuusvertailun tekemiseen ja se muuntaa eriaikaiset investointien tuotot diskonttaamalla tarkastelupäivämäärään (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 216). Korkokantaan vaikuttavat investoinnin riskit, mitä suuremmat riskit ovat, sitä korkeampi asetettu tuottovaatimus on (Järvenpää ym. 2013, 379–380).

Erilaisten tuotto- ja kiireellisyysvaatimusten vuoksi investoinnit luokitellaan ryhmiin. Reaali-investoinnit voidaan ryhmitellä edelleen laajennus-, korvaus- ja tutkimus- sekä

tuotekehitysinvestointeihin tai muihin pakollisiin investointeihin. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 210; Järvenpää ym. 2013, 373–374.)

Laajennusinvestoinnit ovat hankkeita, jotka pyrkivät tuotantokapasiteetin lisäämiseen, laajentumiseen uusille markkina-alueille tai markkinasegmentteihin. Laajennusinvestoinnit ovat usein muita investointiryhmiä riskialttiimpia, joten korkeampi tuottovaatimus on usein perusteltua. (Järvenpää ym. 2013, 374.)

Korvausinvestoinneilla uusitaan tuotantokoneistoa usein ilman erillistä suunnittelua nykyisen toiminnan ylläpitämiseen. Korvausinvestointien tuottovaatimus on yleensä nykyisen toiminnan mukainen. Korvausinvestointeihin voidaan laskea myös rationalisointi-investoinnit. Rationalisointi-investoinneilla pyritään saamaan aikaan kustannussäästöjä. Kustannussäästöjä tavoittelevien investointien ohjeellinen tuottovaatimus on hieman tavanomaista korvausinvestointia suurempi. (Järvenpää ym. 2013, 374; Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 210.)

Pakolliset investoinnit ovat investointeja, jotka tehdään lain tai viranomais määräyksen perusteella. Pakollisille investoinneille ei aseteta tuottovaatimusta. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 210.)

Tutkimus- ja tuotekehitysinvestoinneilla yritykset pyrkivät kehittämään uusia tuotteita joko välillisesti perustutkimuksella tai kohdennetusti soveltavalla tutkimuksella. Kaupalliseen menestykseen suuntautuvien tuotekehitysinvestointien tuottovaatimuksen määrittäminen on haasteellista, mutta tärkeää. (Järvenpää ym. 2013, 375.)

3.1 Investoinnin suunnittelu

Investointien rooli yritystaloudelle on merkittävä. Yrityksillä on pääomista lähes aina niukkuutta, jolloin käytettävissä olevat pääomat on kohdennettava järkevästi. Koska tuloa kertyy pitkältä ajanjaksolta, liittyy investointeihin tulevaisuuden ennustamiseen liittyviä riskejä. Investoinnit tyypillisesti sitovat pääomia pitkäksi ajanjaksoksi, jolloin investointi saattaa sulkea pois mahdollisuuden muihin hankintoihin tai investointeihin. Pieleen mennyt investointi voi pahimmassa tapauksessa kaataa koko yrityksen. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 206.)

Investointien tärkeyden vuoksi investoinnit usein suunnitellaan tarkasti. Suunnitteluun on erilaisia malleja. Yleensä suunnitelmat noudattavat kutakuinkin seuraavaa kaavaa. (Järvenpää ym. 2013, 377.)

1. Investointitarpeiden kartoitus ja analyysi (kirjallisuudessa usein *pre-study* tai *feasibility study*)
2. Investointi-ideoiden muokkaus
3. Investointilaskelmien kannattavuustarkastelu
4. Investointirahoituksen kartoitus
5. Päätös investoinnista
6. Investoinnin toteuttaminen
7. Jälkiseuranta

Investoinnin valmistelu on ongelmallinen ja usein monitavoitteellinen päätöksentekotilanne. Laskentatoimen kannalta keskeisiä ongelmia ovat investointitoiminnan tavoitteiden arvottaminen ja eri vaihtoehtojen seurausten arvioiminen vaikutusten ulottuessa pitkälle tulevaisuuteen. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 208.)

Jos investointivaihtoehtojen välillä tehdään vertailua, asetetaan eri vaihtoehdoille hyvyyskriteerit. Kaikkien investointivaihtoehtojen pitää täyttää vähimmäiskriteerit, joiden jälkeen eri vaihtoehdoista pyritään löytämään ominaisuuksiltaan kattavin. Investointien perustietojen pohjalta laaditaan investointilaskelmat. Kaikkiin vaihtoehtoihin sovelletaan samaa menetelmää, jotta vertailu on mahdollista. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 209.)

Ennen investointipäätöstä tulee lisäksi selvittää kokonaisrahoitustarve. Rahoitetun investointikohteen ja rahoituksen lähteen on hyvä olla samankaltaista. Pitkäaikaiset investoinnit tulee rahoittaa pitkäaikaisella rahoituksella, joko vieraalla tai omalla pääomalla. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 209.)

3.2 Investoinnin perustiedot

Investointiin ryhdyttäessä syntyy perushankintameno tai -kustannus, joka kuvaa kaikkia niitä menoja, jotka syntyvät investoinnin toteuttamishetkellä (Järvenpää ym. 2013, 379). Perushankintameno on tyypillisesti suuri kertameno, johon liittyy harvoin samankaltaista ajallista epävarmuutta kuin investoinnin tuottoihin tai kustannuksiin, sillä hankinta tehdään usein nopeasti päätöksenteon jälkeen. Investoinnin perushankintameno

selvittämiseen liittyy kuitenkin laajuusongelma. Kustannus voidaan jakaa investoinnin hankkimisesta johtuvaan käyttöomaisuusinvestointiin ja investoinnin käytöstä johtuvaan pääomien sitoutumiseen eli käyttöpääomainvestointiin. Käyttöpääoma voidaan lukea investointilaskelmissa joko perushankintamenoon kuuluvaksi käyttöpääomatarpeen suuruisen lisäyksenä tai vuosittain nettotulosta vähennettävänä laskentakorkokannan mukaisena korkokustannuksena. Nämä menetelmät ovat toisensa poissulkevia. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 214–215.)

Investoinnin synnyttämän vuosituoton ja käyttökustannuksen erotuksesta muodostuu vuosittainen nettotuotto tai sitä vastaava nettosäästö, mikäli investointi on luonteeltaan kustannuksia säästävä. Investointilaskelmien tuotot ja kulut otetaan yleensä huomioon kassaperusteisina nettotuloina. Investoinnin poistoja ei oteta huomioon, sillä poistot ovat suoriteperusteisia. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 215.)

Investoinneilla on tyypillisesti rajattu elinkaari, sillä investoinnit muuttuvat ajastaan taloudellisesti epäkuranteiksi, joko koneiden teknisen eliniän loppuessa tai uusien tehokkaampien koneiden syrjäyttäessä vanhat. Suunniteltua investoinnin elinkaarta, jonka aikana investoinnin oletetaan tuottavan tuloa, kutsutaan taloudelliseksi pitoajaksi. Pitoajan luonteeseen kuuluu, ettei sen aikana ole odotettavissa suuria toimintaympäristön muutoksia. Usein koneita tai laitteiden fyysistä ikää voidaan pidentää korjauksin ja modernisoinnein. Taloudellisia pitoaikoja arvioitaessa on hyvä pitää mielessä, että saman investoinnin sisällä voi olla eripituisia pitoaikoja, kuten rakennuksia, koneita ja työkaluja. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 217.)

Pitoajan lopussa käytöstä poistetun investoinnin myynnistä tai romutuksesta saadut tulot muodostavat investoinnin jäännösarvon. Investointikohteen luonteesta riippuen jäännösarvo on monissa tapauksissa nolla, mutta jäännösarvo voi olla myös negatiivinen, mikäli hyödykkeen hävittämisestä koituu kustannuksia. Jäännösarvon merkitys yleensä vähenee pitoajan pidentyessä. Jotta jäännösarvolla olisi lainkaan merkitystä, on käytöstä poistuneelle hyödykkeelle oltava toimivat jälkimarkkinat ja ylipäättänsä arvoa. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 218.)

Viimeinen tarvittava perustieto on laskentakorko. Laskentakorko ilmaisee investoinnin tuottovaatimuksen. (Järvenpää ym. 2013, 379.) Laskentakorkokantaa käytetään investointien välisten kannattavuusvertailun tekemiseen ja se muuntaa eriaikaiset investoin-

tien tuotot diskonttaamalla nettotuotot tarkastelupäivämäärään. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 216.)

Investointi voidaan rahoittaa omalla tai vieraalla pääomalla tai näiden yhdistelmällä. Lainoittaja vaatii lainaamalleen rahalle hinnan eli koron, kun taas omistaja vaatii panostukselleen tuottoa. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 216.) Yleinen tapa laskea tuottovaatimus on painotettu oman ja vieraan pääoman keskimääräinen kustannus (*weighted average cost of capital, WACC*) (Järvenpää ym. 2013, 379).

Pääoman painotettu keskimääräiskustannus WACC lasketaan kaavalla,

$$WACC = \left(\frac{E}{V} Re\right) + \left(\frac{D}{V} Rd(1 - T)\right)$$

jossa E on investointiin sidottava oma pääoma, D investointiin sidottava vieras pääoma, V on oman ja vieraan pääoman summa $E + D$, Re oman pääoman tuottovaatimus, Rd vieraan pääoman korko ja T yhteisövero. (Jormakka & Koivusalo & Lappalainen & Niskanen 2009, 226–227.)

Esimerkiksi investointi, joka rahoitetaan sijoittamalla 50 tuhannella eurolla omaa pääomaa ja lainaamalla 70 tuhannella eurolla pitkäaikaista pankkilainaa. Oman pääoman tuottovaatimus on 10 % ja lainan vuosikorko on 5 %. Veroaste jätetään huomioimatta.

$$WACC = \left(\frac{50}{(50 + 70)} 0,1\right) + \left(\frac{70}{(50 + 70)} 0,05\right)$$

Keskimääräiseksi kustannukseksi saadaan 7,08 %, jota voidaan käyttää esimerkin laskentakorkokantana investointeja vertailtaessa. Laskentakorkokanta muuntaa tulevaisuuden ennakoitua rahavirrat vastaamaan laskentapäivän rahan arvoa käyttämällä käänteistä korkolaskua eli diskonttausta. Inflaatio voidaan halutessa ottaa huomioon laskennassa joko esittämällä tulevat tuotot nimelliseuroissa ja käyttämällä nimellistä korkoa tai esittämällä laskennat reaaleuroissa ja käyttämällä vastaavasti reaalikorkoa. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 216–217.)

Rahavirtojen diskonttauksessa voidaan käyttää apuna diskonttaustaulukkoa tai laskea käyttämällä diskonttaustekijäkaavaa $1/(1+i)^n$, jossa korko on i ja pitoaika n (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 216).

3.3 Investointilaskelmat

Investointilaskelma tehdään koko investoinnin pitoajalle. Laskelmilla selvitetään investoinnin edullisuus, jotta eri investointivaihtoehtoja voidaan verrata keskenään. Laskelmat pohjautuvat arvioihin markkinoista, investoinnin tuotoista ja kustannuksista sekä rahoituksen pääomatarpeesta. Investoinnin merkittävyys on suoraan sidoksissa tiedonkeruun tarkkuuteen. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 213.)

Yleisesti käytettyjä investointilaskennan menetelmiä ovat nettonykyarvomenetelmä, annuiteettimenetelmä, sisäisen korkokannan menetelmä, investoinnin tuotto prosentti ja takaisinmaksuajan menetelmä. Näistä menetelmistä rahan aika-arvon sisällyttäviä ovat nettonykyarvo-, sisäinen korkokanta- ja annuiteettimenetelmä. Takaisinmaksuaika ja investoinnin tuotto prosentti ROI ovat perinteisiä sisäisen korkokannan yksinkertaistettuja menetelmiä, eivätkä ota rahan aika-arvoa huomioon. Takaisinmaksuaikaa laskettaessa voidaan käyttää myös korkokantaa diskonttaamiseen. (Järvenpää ym. 2013, 380.)

Investoinnin menetelmistä suosituimmat suomalaisissa teollisuuden suuryrityksissä ovat sisäisen korkokannan ja takaisinmaksuajan menetelmät. Sisäistä korkokantaa ja takaisinmaksuaikaa käytetään usein täydentämään toisiaan, sillä ensimmäinen kuvaa paremmin kannattavuutta ja jälkimmäinen investoinnin rahoitusvaikutusta. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 224.)

3.3.1 Takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuaika on se ajanjakso, joka investoinnilta menee perushankintamenon kattamiseen. Takaisinmaksuaika ei ota huomioon rahan aika-arvoa, mutta laskelmia voidaan oikaista diskonttaamalla vuosituotot laskentahetken arvoon. Tällöin takaisinmaksuaika on se ajanjakso, jonka päättyessä diskontatut nettotuotot ylittävät perushankintakustannuksen. Takaisinmaksuajan laskeminen on yksinkertaista, mutta menetelmä on luonteeltaan jotakin toista menetelmää täydentävä. Takaisinmaksuaika sopii etenkin tilanteeseen, jossa pääomista on erityistä niukkuutta, eikä pääomia haluta

sittoa pitkäksi aikaa investointihankkeeseen. Kannattavuutta menetelmä mittaa heikosti kahdesta syystä: aikaisemmin todetun rahan aika-arvon puuttumisen lisäksi menetelmä sivuuttaa täysin takaisinmaksuajan jälkeiset tuotot ja jäännösarvon. (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 223.) Yksinkertaisimmillaan takaisinmaksuaika lasketaan jakamalla investoinnin hankintameno vuotuisilla nettokassavirroilla (Järvenpää ym. 2013, 388).

Korollinen takaisinmaksuaika (*discounted payback*) on takaisinmaksuajan muunnelmä, joka ottaa rahan aika-arvon huomioon. Korollisen maksuajan laskemisen havainnollistamista varten laaditaan taulukko 4.

Taulukko 4. Korollisen takaisinmaksun esimerkkitaulukko.

Vuosi	Nettokassavirta	Diskontto-kanta 7 %	Korollinen kassavirta	kumulatiivinen k. kassavirta
0	-1500	1,00	-1500	-1500
1	400	0,93	374	-1126
2	500	0,87	437	-689
3	300	0,82	245	-445
4	600	0,76	458	13
5	400	0,71	285	298

Taulukossa 4 on investoinnin viiden vuoden aikana tuottamien diskontattujen kassavirtojen kumulatiivinen summa vuosittain. Voidaan havaita, että investoinnin takaisinmaksuaika on kolmen ja neljän vuoden välillä. Tarkka päivämäärä voidaan selvittää jakamalla kolmannen vuoden kassavirran itseisarvo neljännen vuoden kassavirralla. (Pike & Neale & Akbar & Linsley 2018, 94.)

$$\text{Takaisinmaksuaika} = 3 + \frac{445}{458} \text{ vuotta}$$

Vastaukseksi kolmen vuoden ja jakojäännöksen summasta tulee 3,99, eli kumulatiivinen kassavirta kattaa hankintameno kolmen vuoden ja 364 päivän kuluttua.

3.3.2 Sisäinen korkokanta

Sisäinen korkokanta ilmaisee koron, jolla investoinnin nettonykyarvo on nolla eli pitoajan diskontattujen nettotuottojen ja jäännösarvon nykyarvo on yhtä suuri kuin perushankintameno (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 221–222). Sisäinen korkokanta osoittaa, millä tuottotasolla investoinnin kriittinen piste saavutetaan. Sisäistä korkoa verrataan investoinnille asetettuun tuottovaatimukseen. Mitä korkeampi sisäinen korkokanta on, sitä kannattavampi investointi on. Jos sisäinen korkokanta jää tuottovaatimuksesta, investointi ei ole riittävän kannattava. (Järvenpää ym. 2013, 384.)

Oppikirjallisuudessa sisäinen korkokanta suositellaan laskemaan taulukkolaskentaohjelmilla, sillä sisäisen korkokannan selvittäminen vaatii yleensä useamman asteen yhtälön ratkaisua. Käsin korkoa laskettaessa joudutaan usein iteroimaan eli hakemaan tavoitetta tai interpoloimaan eli laskemaan kahden tunnetun pisteen välinen likimääräinen arvo, eikä korkoa välttämättä aina löydy tai korkokantoja on useita, minkä vuoksi taulukkolaskennassa syötetään korkoarvio. Joskus korkokannan selvittäminen voi olla niin työlästä, että on tarkoituksenmukaisempaa käyttää nettonykyarvon menetelmää, jolla saadaan samankaltainen ratkaisu. (Järvenpää ym. 2013, 385.)

Yksinkertaisessa tapauksessa, jossa nettotuotot ovat vuosittain samansuuruiset, eikä jäännösarvoa ole, voidaan sisäinen korko laskea käsin jakamalla hankintameno vakionettotuotoilla, jota verrataan pitoajalle asetettuihin diskonttaustekijöihin. (Järvenpää ym. 2013, 385–386.)

Esimerkkinä voidaan käyttää investointia, jonka hankintameno on 500 tuhatta euroa ja vuosituotot 150 tuhatta euroa ja pitoaika 4 vuotta. Jakamalla hankintameno vuosituotoilla $500/150$ saadaan 3,33, jota verrataan jaksollisten maksujen diskonttaustekijään $((1 + i)^n - 1)/(i(1 + i)^n)$ neljän vuoden pitoajalla huomataan, että sisäinen korkokanta on 7 % ja 8 % välillä.

Taulukko 5. Jälkeenpäin suoritettujen jaksollisten maksujen diskonttaustekijä $((1+i)^n - 1)/(i(1+i)^n)$ esimerkkiä varten valituilla korkokannoilla.

	5 %	6 %	7 %	8 %
1	0,95	0,94	0,93	0,93
2	1,86	1,83	1,81	1,78
3	2,72	2,67	2,62	2,58
4	3,55	3,47	3,39	3,31

Sisäinen korkokanta voidaan laskea interpoloimalla kaavalla $(3,33 - 3,39)/(3,31 - 3,39) + 7\%$, jolloin saadaan 7,72 %. Sama esimerkki voidaan laskea taulukkolaskentaohjelmissa, esimerkiksi Excelissä käyttäen funktioita "IRR" tai "SISÄINEN.KORKO".

4 Tutkimuksen kulku

Opinnäytetyön kulku jaetaan kolmeen osaan laskelmamenetelmien vaatimien lähtötietojen mukaan. Ensimmäiseksi selvitetään investoinnin koko, minkä jälkeen laaditaan laskelma perushankintamenosta. Seuraavaksi selvitetään aurinkosähkövoimalan tuottaman sähkön määrä ja säästetyn sähkön ostohinta. Viimeiseksi vastataan laskentakorkokantaan, pitoaikaan ja jäännösarvoon liittyviin kysymyksiin. Jakamalla tutkimus kolmeen osaan tullaan samalla vastaamaan jokaista osaa koskevaan tutkimuskysymykseen.

4.1 Aineiston keruu

Yrityksen kirjanpitoa tarkastelemalla saadaan selville useita vaadittavia tietoja. Kirjanpidosta käy ilmi yrityksen sähköstään maksama hinta erittelyineen. Haastattelemalla yrityksen edustajaa voidaan täydentää niitä tietoja, jotka eivät suoraan selviä kirjanpidosta. Yhdistämällä kirjanpidon ja haastattelun tiedot voidaan kasata suuri osa aineistosta. Lisäksi käytössä on luotettavina pidettäviä julkisia tilastoja, joiden pohjalta halutessa voidaan luoda yleispätevä arvio juoksevista kuluista ja kustannuksista.

Jos yrityksellä on jo tarjous aurinkopaneelitoimittajalta, saadaan tekniset ja taloudelliset tiedot suoraan toimittajalta. Aurinkopaneelit ovat pitkälti standardoituja, joten vaihtoehtoisesti voidaan käyttää yleispätevää arviota. Alla olevaan taulukkoon 6 on kerätty

opinnäytetyötä tehdessä tunnistetut kannattavuuden laskemisen kannalta tarpeelliset tietolähteet.

Taulukko 6. Tutkimuslähteet.

	Kerättävä aineisto	Yritys tietolähteenä	Ulkopuolinen lähde
1	Järjestelmän koko	Sähkönkulutus	Paneelimuoduulien tuotto
2	Aurinkovoimalan hinta		Paneelitoimittaja/tilasto
3	Investointituki		Business Finland
4	Perushankintameno	1-3 yhteensä	
5	Sähkönkulutus	Yrityksen seuranta	
6	Siirtohint	Kirjanpito tai	yleiset tilastot
7	Pelkkä sähkö	Kirjanpito tai	yleiset tilastot
8	Sähkövero	Kirjanpito tai	yleiset tilastot
9	Sähkön kokonaishinta	6-9 yhteensä	
10	Järjestelmän ylläpitokulut		Toimittajan arvio
11	Järjestelmän sähköntuotto	Auringonsäteily	Toimittaja/tilasto
12	Oman käytön osuus (06-22)	Haastattelu, laskelma	Ilmatieteenlaitos tilasto
13	Ylijäämänsähkön myyntihinta		Sähkøyhtiön taksa
14	Juoksevat kulut ja tuotot	5-12 laskelma	
15	Paneelien kuluminen vuosittain		Toimittaja/tilasto
16	Investoinnin rahoitus	Haastattelu	
17	Investoinnin tuottovaatimus	Haastattelu	

Tutkimusaineiston kerääminen aloitetaan taulukko 6 mukaisesti perushankintameno paneutumisella. Perushankintameno selvittämistä varten tarvittavat tiedot voidaan hankkia haastattelemalla yrityksen edustajaa.

4.2 Perushankintameno

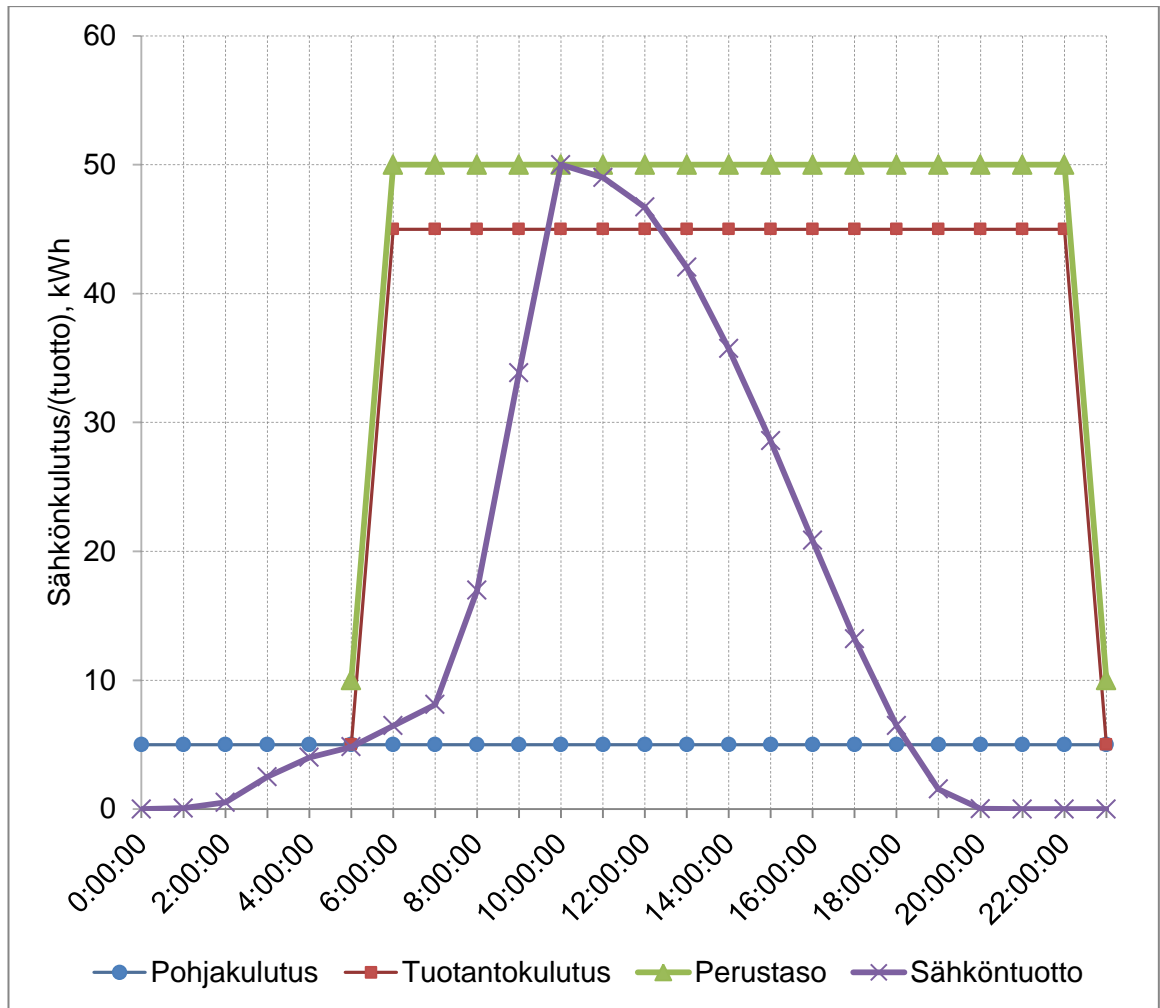
Perushankintameno koostuu investoinnin ”avaimet käteen” -hinnasta, mikäli aurinkopaneelit ostetaan asennettuina. Jos yritys tilaa ja asentaa aurinkopaneelit itse, on yrityksen huomioitava varsinaisten aurinkopaneelien lisäksi myös oman työn osuuden kustannukset, aurinkopaneelien tuottaman tasavirran vaihtovirraksi muuntavan invertterin hankinta sekä muut paneelien kytkentään liittyvät tekniset kysymykset. Tässä

opinnäytetyössä oletetaan, että aurinkovoimala hankitaan ”avaimet käteen” -palveluna. Järjestelmän mitoittamista varten pitää ensin selvittää yrityksen toimintaan sidotun sähkön käyttötaso.

4.2.1 Sähkönkulutuksen perustaso ja järjestelmän mitoitus

Investoinnin tarkoitus on vähentää verkosta ostetun sähkön määrää, eikä tuottaa aurinkosähköä verkkoon syötettäväksi. Aurinkosähköjärjestelmä päätettiin mitoittaa oman käytön mukaiseksi niin, että järjestelmän maksimituotto aurinkoisena kesäpäivänä vastaa yrityksen sähkönkäytön perustasoa. Näin varmistetaan, että mahdollisimman suuri osuus sähköntuotannosta käytetään itse.

Tässä opinnäytetyössä perustasolla tarkoitetaan yrityksen kokonaissähkönkulutusta tuotannon ollessa ylösajettuna. Yrityksen sähköpääkeskuksen mittariston lukema satunnaiselta toimintatunnilta osoitti 50 kW sähkönkulutusta. Sähkøyhtiön tuotantolaitokselta laskuttama sähkönkulutus jaettuna toimintatunneille oli 55 kWh. Ero laskutetun ja sähköpääkeskuksen mittausarvon päätettiin olevan toimintatuntien ulkopuoliselle ajalle kohdistuvaa pohjakulutusta. Perustasoa ja järjestelmän mitoittamista havainnoidaan seuraavassa kaaviossa 9.



Kuvio 9. Yrityksen sähkönkulutus ja tuottotavoite eriteltyinä.

Kaaviossa 9 kuvataan yrityksen sähkönkulutuksen tuntijakaumaa. Kiinteän pohjakulutuksen ja toimintatuntien tuotantokulutus muodostavat kokonaiskulutuksen, jota tässä työssä nimitetään perustasoksi. Violetti käyrä kuvaa aurinkosähköjärjestelmän suunniteltua tuotantojakaumaa optimi-tilanteessa aurinkoisena kesäkuun päivänä. Kun tarkoituksena on käyttää kaikki tuotettu sähkö itse, mitoitetaan järjestelmän oletettu tuotto optimiolosuhteissa vastaamaan perustasoa, joka tässä tapauksessa tarkoittaa 50 kW tehoa.

50 kW tasoa suurempi tuotto lisää verkkoon syötettävän ”hukkasähkön” määrää. Hukkasähköstä saatava myyntitulo on vähäinen sähkön oman käytön kustannussäästöön nähden. Suurempi järjestelmä siten heikentää investoinnin suhteellista kannattavuutta, ellei järjestelmän suuremmasta mitoituksista johtuva volyyminalennus kompensoi hankintahintaa suhteessa tuottotehoon. Tämän opinnäytetyön tarkoitus ei ole selvittää järjestelmän ylimitoittamisen ja kannattavuuden välistä joustoa.

Tutkimusta varten noudettiin ilmatieteenlaitoksen tietokannasta tuntikohtainen säteilytieto Helsingin Kumpulan asemalta. Säteilytieto on vuodelta 2016, joka oli hakuhetkellä tuorein. Tilastotiedon mukaan aurinkoisimpana tuntina kesällä 2016 aurinko paistoi 1186,5 W/m² voimalla.

Kun tunnetaan järjestelmältä vaadittava koko 50 kW optimiolosuhteissa ja vuoden aurinkoisin tunti 1186,5 W/m², voidaan laskea aurinkosähköjärjestelmältä vaadittu kWp. Yksi kWp (kilowatt-peak) määritelmällisesti tarkoittaa yhden kilowatin tehoa säteilymäärän ollessa 1000 wattia neliöltä ja ilmanlämpötilan 25 astetta (Taylor 2010, 10). Kun auringonsäteily ylittää keskikesällä standardiarvon 1000 W/m², on 50 kW tehoon vaadittavan järjestelmän koko optimiolosuhteissa vain 42,1 kWp.

4.2.2 Järjestelmän hinta

Aurinkojärjestelmien markkinat ovat Suomessa pienet. Yli 20 kWp tehoisista voimaloista on tuoretta hintatietoa rajallisesti saatavilla. Lappeenrannan teknillisen yliopiston professori Jero Ahola on julkaissut International Energy Agencyn kanssa tutkielman, joka sisältää hintatietoa suuremmille järjestelmille Suomessa (Ahola 2019). 10–100 kWp järjestelmien hintajakauma on välillä 0,85–1,05 €/Wp. Tällöin 42,1 kWp järjestelmän hintajakauma olisi 35 785–44 205 euroa. Järjestelmän kannattavuus lasketaan varovaisuutta noudattaen, jolloin järjestelmän hinnaksi oletetaan 44 205 euroa ennen investointitukea.

Aurinkosähköjärjestelmän hintaa oikaistaan mahdollisella Business Finlandin myöntämällä uusiutuvan energian investointituella. Investointituen suuruus on ennen 30.4.2019 aloitettuihin hankkeisiin 25 % hankintahinnasta ja 1.5.2019 lähtien 20 %. Tällöin opinnäytetyössä tutkittavan aurinkosähköjärjestelmän investointiavustus myöntämiskriteerit täyttäessä on 8 841 euroa, jolloin perushankintamenoksi investoinnin jälkeen jää 35 364 euroa.

4.3 Sähkökulojen arvioitu säästö

Investointi on luonteeltaan kuluja säästävä, jolloin investoinnin tuotoksi on laskettava se määrä sähköä, joka olisi muutoin ostettu verkosta. Lisäksi investoinnista voi koitua

vähäinen määrä liikevaihtoa, jos aurinkosähköjärjestelmän tuotto ylittää pohjakulutuksen. Käytännössä verkkoon syötettävää sähköä pitäisi tulla tuotetuksi vain viikonloppujen ja teollisen seisokin aikana. Seisokit ovat yrityskohtaisia, jolloin seisokkien vaikutus sähkön verkkoon syöttämisessä käytännössä vaatisi perinpohjaista toimintolaskentaa. Tämän opinnäytetyön tarkoitus ei ole selvittää seisokkien vaikutusta investoinnin kannattavuuteen, mutta aihe on mielenkiintoinen ja voinee sopia opinnäytetyössä tutkittavaksi.

Aurinkosähköjärjestelmän mitoituksen mukaan sähkönkulutuksen oletetaan ylittävän tuotannon yrityksen toiminta-aikoina.

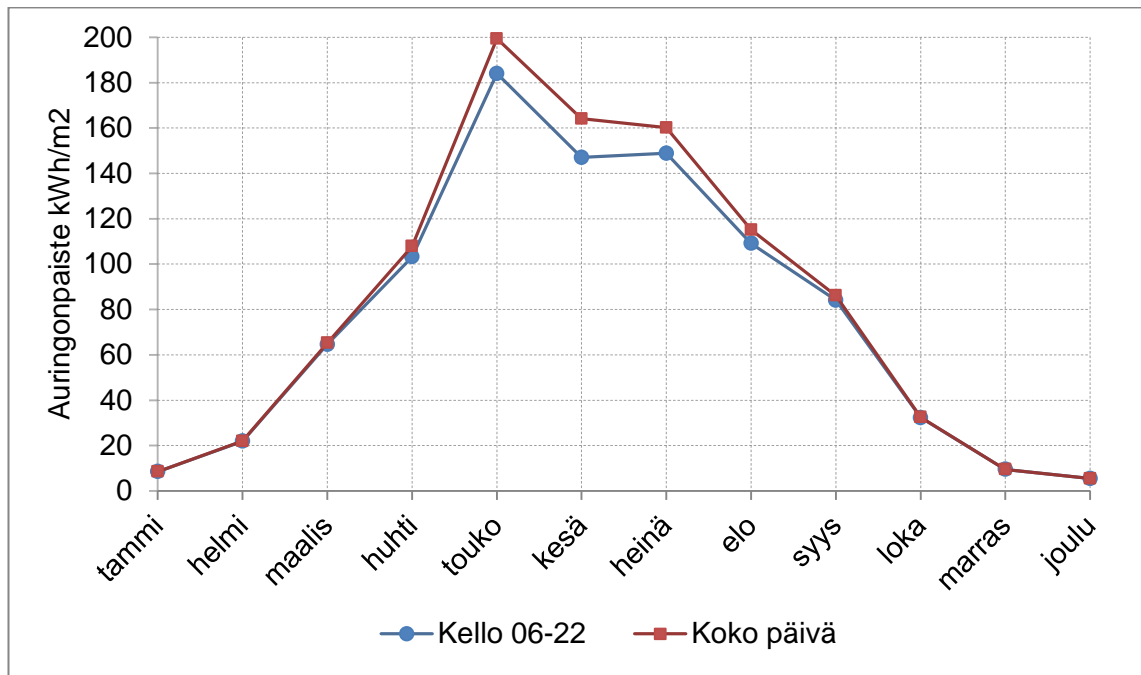
Kustannussäästön määrään vaikuttavat olennaisesti säästetyn energian määrä ja yrityksen energiastaan maksama hinta. Mitä suurempi oman käytön osuus on, sitä enemmän kertyy säästöä. Yrityksen sähköstään maksama hinta selviää yrityksen kirjanpidosta. Yritys maksaa sähköstä ja sen siirrosta erikseen. Yhteishinnaksi tarkasteluhetkellä todettiin 11 senttiä kilowattitunnilta.

Sähkön hinnankehityksen arviointi vaatii erityistä perehtyneisyyttä. Sähkön hinnan kuukausi- ja vuosivarianssin takia itse sähkön hinnan arviointi on hyvin vaikeaa. Toisin kuin sähkön hinnassa, siirtohinnoissa on selkeästi havaittavissa nousutrendi. Sähkön hinnan nousun vaikutus aurinkosähköinvestointiin on positiivinen, mutta laskennassa noudatetaan varovaisuutta ja käsitellään sähkön hinnan nousua positiivisena riskinä.

Säästetyn energian määrä riippuu aurinkopaneelien tuottamasta sähkön määrästä. Sähkön tuottoon vaikuttavia muuttujia on tunnistettu ainakin sääolosuhteet, yrityksen toiminta-aika, aurinkopaneelien likaantuminen ja huolto sekä ajan myötä tapahtuva tehon heikkeneminen. Yrityksen sähkönkulutuksen oletetaan pysyvän vakiona, sillä toimintaolosuhteiden ja liiketoiminnan mittakaavan muutosten arviointi todettiin epävarmaksi.

Aurinkopaneelien likaantuminen tai peittyminen voi aiheuttaa tehonmenetystä, mutta normaaliolosuhteissa sade pitää paneelit puhtaana (Wirth 2021). Yrityksen alueella voi olla normaalia enemmän pölyä ja muuta puuntyöstöstä syntyvää roskaa, minkä vuoksi paneeleita voidaan joutua ajoittain pesemään. Peseminen omana tai tilattuna työnä luonnollisesti aiheuttaa kuluja, mutta oletus on silti, ettei paneeleja tarvitse pestä. Samoin lumi peittää paneelit. Lumen kanssa huomattavaa on, että auringonsäteily neliömetrillä marras-helmikuun välillä vuonna 2016 oli vain 45,4 kW, kun koko muun vuoden

säteilyn määrä oli 930,4 kW. Näin ollen lumipeitteen poistaminen koko voimalan alueelta, joka voi hyvin olla kooltaan 300 neliometriä, mahdollistaisi $45,4 \text{ kW} \times 42,1 \text{ kWp}$ määrän sähköntuotantoa eli 1875 kWh, jonka hinta yritykselle verkosta ostettuna on noin 206 euroa. On selvää, ettei lumipeitettä kannata 206 euron vuoksi lähteä puhdistamaan ainakaan ennen huhtikuuta tai kunnes on todennäköistä, etteivät paneelit enää peity lumesta.



Kuvio 10. Auringonpaiste neliötä kohti kellonajan mukaan vuonna 2016 (Ilmatieteenlaitos 2017).

Kuviosta 10 selviää, että valtaosa auringonpaisteesta osuu yrityksen toimintatunneille. Toimintatuntien ulkopuolellakin lähes kaikki sähkö tulee käytettyä yrityksen pohjakulutukseen, jolloin sähköä ei toimintapäivinä kerry syötettäväksi takaisin verkkoon. Tarkempaa tarkastelua vaativat sen sijaan viikonloput, jolloin toiminta on pysähdyksissä. Viikonloppua varten luotiin seuraava taulukko 7.

Taulukko 7. kW/m² kuukausittain kellonajan mukaan sekä pohjakulutuksen ylitys vuonna 2016

	Kello 06–22	Koko päivä	Pohjakulutuksen ylitys (yli 118w/m ²)
tammi	8,5	8,5	0,2
helmi	21,9	21,9	7,2
maalis	64,6	65,3	34,6
huhti	103,2	107,8	68,5
touko	184,0	199,4	146,3
kesä	147,0	164,1	113,0
heinä	148,8	160,2	109,5
elo	109,1	115,1	71,3
syys	84,1	86,1	50,7
loka	32,3	32,5	13,4
marras	9,5	9,5	0,8
joulu	5,4	5,4	0,0
yhteensä	918,5	975,8	615,7

Taulukosta on nähtävillä neliometrille osuva säteily kuukausittain. Pohjakulutuksen ylitys -sarake kertoo, kuinka suuri osa säteilystä ylittää 118w/m². Suunniteltu 42,1 kWp tuottotehoinen voimala tuottaa 5 kWh tehon eli yrityksen pohjakulutuksen, kun säteily neliötä kohden on 118 wattia ($0,1188 \text{ kW} \times 42,1 = 5 \text{ kWh}$). Taulukosta on myös nähtävissä, että pohjakulutus ylittyy lähinnä vain kesäkuukausina ja pohjakulutus hyödyntää yksin 37 % kaikesta aurinkovoimasta. 5 kWh pohjakulutus tunnissa on monelle yritykselle verrattain suuri. Yrityksillä, joilla pohjakulutusta ole lainkaan tai kulutus on hyvin vähäistä, tulee syöttämään verkkoon huomattavan määrän sähköä toimintatuntien ulkopuolella.

Pohjakulutuksen ulkopuolisesta 615,7 kW/m² säteilystä käytetään viikonpäiville osuva säteily 439,8 kW/m², loput 175,9 kW/m² myydään takaisin verkkoon. Taulukosta on nähtävillä, että vain 57,3 kW/m² säteilyä osuu toimintatuntien ulkopuolelle. Tästä määrästä pohjakulutuksen ylittävää sähköntuotantoa tapahtuu vain joinakin päivinä pääosin aamuneljän ja aamukuuden välillä ja se on kokonaisuutena niin vähäistä, ettei sen erittelyä katsottu tarkoituksenmukaiseksi. Voidaan siis todeta, että koko päivän säteilymäärän käyttö kannattavuutta käytettäessä on tarkoitukseen riittävän tarkka, jolloin

hyödynnettävästä kokonaisauringonpaisteesta on laskettava pois vain viikonloppujen pohjatason ylitys 175,9 kW/m².

Kun auringonpaiste ja voimalan koko tunnetaan, voidaan tarkastella voimalan säästämisen energian määrää ja sen hintaa.

Taulukko 8. Aurinkovoimalan tuotto.

Auringonpaiste	Voimalan koko	kWh tuotettu	Hinta eur/kWh	Yhteensä eur
799,88 kW/m ²	42,10 kWp	33674,85	0,11	3704,23
175,90 kW/m ²	42,10 kWp	7405,39	0,04	325,84

Yrityksen omaan käyttöön hyödynnettävissä olevasta auringonpaisteesta saadaan 42,1 kWp voimalalla vuodessa kerättyä 33674,85 kWh. Yhden kWh yritykselle verkosta ostettuna on keskimäärin 11 senttiä, jolloin yritys säästää sähkökuluissa vuodessa 3704,23 euroa. Oman käytön päälle yritys myy takaisin verkkoon 7405,39 kWh, josta yritys saa Nord Pool Spot -sähköpörssin mukaisesti markkinahinnan, vuonna 2019 keskimäärin 4,4 snt/kWh. Yrityksen verkkoon myymästä sähköstä kerääntyy yritykselle silloin 325,84 euroa vuosittain. Yhteensä yritys voi odottaa säästävänsä 4030 euroa vuosittain. Samalla tämä on vastaus toiseen tutkimuskysymykseen. Lisäksi on huomattavaa, että pitoajan edetessä aurinkopaneelien tuottokyky hieman heikentyy sekä vuosittaisten nettokassavirtojen diskontattu arvo laskee, jolloin investoinnin taloudellinen merkitys vähenee ajan mittaan.

4.4 Pitoaika, jäännösarvo ja tehon heikkeneminen

Aurinkopaneeli-investointi on erittäin pitkäikäinen. Valmistajien myöntämä tuottotakuu paneeleille on tyypillisesti 20, 25 tai 30 vuotta. Usein taataan, että tuottotehon lasku 25 vuoden kuluttua on korkeintaan 20 %. Tehon heikkeneminen riippuu toki paneelien laadusta. Yleisen käsityksen mukaan teho heikkenee keskimäärin noin 0,5 prosenttia vuodessa, joskin käyttöönoton yhteydessä tuottotehon heikkeneminen voi hetkellisesti olla nopeampaa. On myös tutkimuksia, joiden mukaan tehon heikkeneminen on lähempänä 0,15 %. (Wirth 2021, 45.) Tässä työssä päätettiin varovaisuutta noudattaen käyttää heikkenemisprosenttina 0,5 %.

Taloudellisen pitoajan huomiointi laskelmissa on vaikeaa, sillä aurinkopaneelien tekninen elinkaari on erityisen pitkä. Pitoaika vaikuttaa myös oleellisesti sisäisen korkokannan laskemisessa. Varovaisuutta noudattaen pitoaika päätettiin ottaa huomioon 20 vuoden pituisena. Pitkän pitoajan vuoksi takaisinmaksuaika on pääasiallinen kannattavuuden mittari, vaikka takaisinmaksuaika mittaa kannattavuutta huonosti. Jäännösarvoa paneeleille ei asetettu, sillä aurinkopaneeleilla ei ole tutkimushetkellä toimivia jälkimarkkinoita. Pitoajan lopussa jälkimarkkinat voivat toki löytyä, mutta niiden osuutta ei kyetty arvioimaan.

4.5 Kannattavuuslaskelmat ja korkokanta

Korottoman takaisinmaksuajan laskeminen on kannattavuuslaskelmista yksinkertaisin. Takaisinmaksuajan laskemista varten laadittiin taulukko 9 vuosittaisista nettotuotoista.

Taulukko 9. Aurinkovoimalan tehon heikkeneminen, vuosittaiset nettotuotot ja tuottojen kumulatiivinen summa.

Vuosi	Tehon heikkenemis- kerroin 0,5 %	Nettotuotto euroa	Kumulatiivinen nettotuotto, euroa
0		-35364,00	-35364,00
1	0,995	4009,92	-31354,08
2	0,990	3989,77	-27364,31
3	0,985	3969,62	-23394,69
4	0,980	3949,47	-19445,22
5	0,975	3929,32	-15515,90
6	0,970	3909,17	-11606,73
7	0,965	3889,02	-7717,71
8	0,960	3868,87	-3848,85
9	0,955	3848,72	-0,13
10	0,950	3828,57	3828,44
11	0,945	3808,42	7636,86
12	0,940	3788,27	11425,12
13	0,935	3768,12	15193,24
14	0,930	3747,97	18941,20
15	0,925	3727,82	22669,02
16	0,920	3707,67	26376,68
17	0,915	3687,51	30064,20
18	0,910	3667,36	33731,56
19	0,905	3647,21	37378,78
20	0,900	3627,06	41005,84

Taulukosta 9 on nähtävillä, että investointi kattaa hankintamenon lähes tarkalleen yhdeksän vuoden kuluttua hankintahetkestä. Jos takaisinmaksuajan kriittinen piste osuisi keskelle vuotta, voitaisiin hetki määrittää interpoloimalla käyttäen vuoden 9 ja 10 tunnettuja arvoja.

Laskentakorkokannan asettamista varten on pohdittava investoinnin riskiä ja rahoitusta. Koska laskentakorkokanta asetetaan viime kädessä yrityksen tuottovaatimuksen pohjalta, on tarkoituksenmukaisempaa käyttää sisäistä korkokantaa. Sisäisen korkokannan havainnollistamista varten käytetään taulukkoa 9 vuosittaisista kuluista ja tuotoista. Taulukkoa 9 tutkimalla tiedetään, että vuosituotto on lähes vakio, jolloin hankintameno 35 364 euroa voitiin jakaa vuosittaisilla nettotuotoilla 4030 euroa, saaden 8,7. Sisäisen korkokannan iterointia varten laadittiin taulukko 10, josta korkoarvaus selvitetiin.

Taulukko 10. Jälkeenpäin suoritettujen jaksollisten maksujen $((1 + i)^n - 1)/(i(1 + i)^n)$ diskonttaustekijätaulukko.

	6 %	7 %	8 %	9 %	10 %	11 %	12 %	13 %	14 %
1	0,94	0,93	0,93	0,92	0,91	0,90	0,89	0,88	0,88
2	1,83	1,81	1,78	1,76	1,74	1,71	1,69	1,67	1,65
3	2,67	2,62	2,58	2,53	2,49	2,44	2,40	2,36	2,32
4	3,47	3,39	3,31	3,24	3,17	3,10	3,04	2,97	2,91
5	4,21	4,10	3,99	3,89	3,79	3,70	3,60	3,52	3,43
6	4,92	4,77	4,62	4,49	4,36	4,23	4,11	4,00	3,89
7	5,58	5,39	5,21	5,03	4,87	4,71	4,56	4,42	4,29
8	6,21	5,97	5,75	5,53	5,33	5,15	4,97	4,80	4,64
9	6,80	6,52	6,25	6,00	5,76	5,54	5,33	5,13	4,95
10	7,36	7,02	6,71	6,42	6,14	5,89	5,65	5,43	5,22
11	7,89	7,50	7,14	6,81	6,50	6,21	5,94	5,69	5,45
12	8,38	7,94	7,54	7,16	6,81	6,49	6,19	5,92	5,66
13	8,85	8,36	7,90	7,49	7,10	6,75	6,42	6,12	5,84
14	9,29	8,75	8,24	7,79	7,37	6,98	6,63	6,30	6,00
15	9,71	9,11	8,56	8,06	7,61	7,19	6,81	6,46	6,14
16	10,11	9,45	8,85	8,31	7,82	7,38	6,97	6,60	6,27
17	10,48	9,76	9,12	8,54	8,02	7,55	7,12	6,73	6,37
18	10,83	10,06	9,37	8,76	8,20	7,70	7,25	6,84	6,47
19	11,16	10,34	9,60	8,95	8,36	7,84	7,37	6,94	6,55
20	11,47	10,59	9,82	9,13	8,51	7,96	7,47	7,02	6,62

Jaksollisten maksujen diskonttaustekijätaulukosta tarkastamalla 8,7 on lähinnä 8,51 eli 10 % korkoa. Koska vuosituotot eivät ole vakio 0,5 % vuosittaisen tehonheikkenemisen vuoksi, vietiin taulukko taulukkolaskentaohjelmaan iterointia varten käyttäen 10 % korkokantaa korkoarvauksena.

Taulukkolaskentaohjelma iteroi korkokannaksi 8,998 %. Laadittiin vielä taulukko 11 varmistuslaskentaa varten käyttäen nettonykyarvoa.

Taulukko 11. Tarkistuslaskenta nettonykyarvomenetelmällä.

Vuosi	Tehon heikkeneminen	Nettotuotto	Korkotekijä	Diskontatut vuosituotot	Kumulatiiviset vuosituotot
0		-35364,00	1,00	-35364,00	-35364,00
1	0,995	4009,92	0,92	3678,88	-31685,12
2	0,990	3989,77	0,84	3358,21	-28326,91
3	0,985	3969,62	0,77	3065,41	-25261,49
4	0,980	3949,47	0,71	2798,07	-22463,42
5	0,975	3929,32	0,65	2553,98	-19909,44
6	0,970	3909,17	0,60	2331,12	-17578,32
7	0,965	3889,02	0,55	2127,65	-15450,66
8	0,960	3868,87	0,50	1941,89	-13508,77
9	0,955	3848,72	0,46	1772,30	-11736,48
10	0,950	3828,57	0,42	1617,47	-10119,00
11	0,945	3808,42	0,39	1476,13	-8642,87
12	0,940	3788,27	0,36	1347,11	-7295,76
13	0,935	3768,12	0,33	1229,32	-6066,44
14	0,930	3747,97	0,30	1121,80	-4944,64
15	0,925	3727,82	0,27	1023,66	-3920,98
16	0,920	3707,67	0,25	934,08	-2986,90
17	0,915	3687,51	0,23	852,31	-2134,60
18	0,910	3667,36	0,21	777,67	-1356,93
19	0,905	3647,21	0,19	709,55	-647,38
20	0,900	3627,06	0,18	647,38	0,00

Kuten huomataan, kumulatiivinen diskontattu vuosituotto on nolla pitoajan päättyessä. Taulukkolaskentaohjelman iteroima sisäinen korkokanta 8,998 % on siten oikea.

Korollinen takaisinmaksuaika käyttäen sisäistä korkokantaa on sama kuin pitoaika. Koska takaisinmaksuaika antaa hyvän kuvan investoinnin rahoitustarpeesta, tehdään laskelma käyttäen painotettua pääoman keskimääräistä kustannusta tilanteessa, jossa investointi rahoitetaan 80 %:n lainarahalla. Lainarahan koroksi pankki sanelee 4 % vuodessa. Oman pääoman tuottovaatimukseksi asetetaan sisäisen korkokannan 8,998 %.

$$WACC = \left(\frac{7072,8}{(7072,8 + 28291,2)} 0,08998 \right) + \left(\frac{28291,2}{(7072,8 + 28291,2)} 0,04 \right)$$

Painotetuksi pääoman keskimääräiskustannukseksi saatiin 5 %, jota käytettiin taulukossa 11 diskonttaus korkokantana takaisinmaksun laskemisessa.

Taulukko 12. Korollisen takaisinmaksuajan laskemista varten laadittu taulukko.

Vuosi	Tehon heikkeneminen 0,5 %	Nettotuotto, euroa	Korkote-kijä 5 %	Diskontatut vuosituotot, euroa	Kumulatiiviset diskontatut vuosituotot, euroa
0		-35364,00	1,00	-35364,00	-35364,00
1	0,995	4009,92	0,95	3818,97	-31545,03
2	0,990	3989,77	0,91	3618,84	-27926,19
3	0,985	3969,62	0,86	3429,11	-24497,08
4	0,980	3949,47	0,82	3249,24	-21247,84
5	0,975	3929,32	0,78	3078,72	-18169,12
6	0,970	3909,17	0,75	2917,08	-15252,04
7	0,965	3889,02	0,71	2763,85	-12488,19
8	0,960	3868,87	0,68	2618,60	-9869,58
9	0,955	3848,72	0,64	2480,92	-7388,67
10	0,950	3828,57	0,61	2350,41	-5038,26
11	0,945	3808,42	0,58	2226,70	-2811,55
12	0,940	3788,27	0,56	2109,45	-702,11
13	0,935	3768,12	0,53	1998,31	1296,21
14	0,930	3747,97	0,51	1892,98	3189,18
15	0,925	3727,82	0,48	1793,14	4982,33
16	0,920	3707,67	0,46	1698,52	6680,85
17	0,915	3687,51	0,44	1608,85	8289,70
18	0,910	3667,36	0,42	1523,87	9813,57
19	0,905	3647,21	0,40	1443,33	11256,89
20	0,900	3627,06	0,38	1367,00	12623,90

Taulukosta nähdään, että korollinen takaisinmaksuaika on 12 ja 13 vuoden välissä. Tarkka takaisinmaksuaika laskettiin viitekehyksen esimerkin mukaisesti.

$$\text{Takaisinmaksuaika} = 12 + 702,11/1998,31$$

Vastaukseksi saadaan 12,35 vuotta eli 12 vuotta ja 128 päivää. Investointi on kannattava, jos yrityksen tuottovaatimus pääomalle on alle 8,998 % ja takaisinmaksuaika on 9 vuotta tai pääomakustannus huomioiden 12 vuotta ja 128 päivää, joka on samalla vastaus viimeiseen tutkimuskysymykseen.

5 Johtopäätökset

Tutkimuksen tarkoituksena oli selvittää aurinkovoimainvestoinnin kannattavuus, jonka vuoksi kysymyksiksi valittiin;

- a) Millainen investoinnin kokoluokka tulee olla tyydyttääkseen yrityksen kokonaisuus- sähkötarpeen toiminta ylösajettuna ja kuinka suuri osa aurinkosähkökapasiteetista on hyödynnettävissä yrityksen toiminta-aikana?
- b) Kuinka suuren säästön aurinkosähköinvestointi tuottaisi yrityksen sähkökuluihin?
- c) Mikä olisi investoinnin sisäinen korkokanta ja takaisinmaksuaika vuosina?

Vastaus ensimmäiseen kysymykseen selvitettiin tutkimalla yrityksen sähkökäyttöä, auringonsäteilyä yrityksen toiminta-alueella sekä aurinkopaneeliteknologiaa. Yhdistelemällä näitä kolmea tietolähdettä päädyttiin ratkaisuun, että yrityksen 50 kW sähkötarve tulee ihannelähteenä täytetyksi 42,1 kWp voimalalla, jolloin sähköntuotanto on vähemmän tai korkeintaan yhtä suuri kuin sähkönkulutus tuotanto ylösajettuna. Aurinkopaneelin kapasiteetti pystyttiin hyödyntämään arkipäivisin käytännössä kokonaan. Viikonloppuisin kapasiteetista menetettiin pohjakulutuksen ylittävä osa. Kokonaisuudessaan kapasiteetista menetettiin noin 18 %, josta verkkoon syötettäessä toki saatiin korvaus markkinahinnan mukaan.

Toiseen tutkimuskysymykseen vastattiin luvussa 4.3. Oman käytön osuus vuositasolla arvostettiin hankintahetken tuottoteholla 3704,23 euron arvoiseksi, kun taas myyntivoit-

toa verkkoon syötetystä sähköstä saatiin 325,84 euroa, yhteensä 4030,07 euroa. Tuototehosta menetettiin vuosittain puoli prosenttia, jolloin vuosituotto taloudellisen pitoajan lopussa oli enää 3627,06 euroa.

Viimeiseen kysymykseen vastattiin laskemalla sisäinen korko, yksinkertainen takaisinmaksuaika sekä pääomakustannuksen huomioiva korollinen takaisinmaksuaika. Sisäisen korkokannan tuotoksi saatiin noin 8,9 %, joka tarkistettiin nettonykyarvomenetelmällä. Yksinkertainen takaisinmaksuaika oli 9 vuotta ja korollinen 12 vuotta ja 128 päivää. Tämän tutkimuksen erityispiirre, 16-tuntinen työpäivä ei loppujen lopuksi olennaisesti vaikuttanut investoinnin kannattavuuteen, joskin osasy syy on roima pohjakulutus työaikojen ulkopuolella.

Varsinaiseen kysymykseen kannattavuudesta vastaa viime kädessä itse yritys. 9 % kannattavuus näyttää hieman vaatimattomalta suhteessa rationalisointi-investointiin, joilta usein vaaditaan noin 12 % tuottoa (Neilimo & Uusi-Rauva 2010, 210). Investointi on melko vähäriskinen, sillä aurinkovoimalalla ei pyritä tuottamaan markkinoille myytävää tuotetta ja oletettavaa on, ettei järjestelmää tarvitse juuri huoltaa tai että järjestelmä muuttuisi taloudellisesti epäkurantiksi. Järjestelmä menettää tuottokykynsä kokonaan vain yrityksen lopettaessa toimintansa, jos silloinkaan. Kannattavuuteen kielteisesti vaikuttaa, mikäli yritys vähentää toiminta-aikaansa, jolloin suurempi osuus sähköstä myydään eteenpäin. Myös siirtohinnoittelun painottuminen asiakkuuteen kilowattituntipohjaisen hinnoittelun kustannuksella heikentäisi investoinnin kannattavuutta. Toisaalta kannattavuutta parantaa sähkön tai siirtohinnoittelun kasvu, samoin jos yritys kykenee hankkimaan paneelit työssä käytettyä hintaa halvemmalla.

Opinnäytetyön luotettavuutta pohtiessa on pidettävä mielessä, että tulevaisuuden ennustaminen on erityisen hankalaa, erityisesti kun investointihorisontti on 20 vuotta ja ylikin. Koska epävarmuus lisääntyy ajan myötä, on tulosten luotettavuuden kannalta tärkeää, ettei epävarmoja tuloja lueta mukaan, jottei tulos näytä perusteettoman hyvältä. Vaikka laskelmat on tehty konservatiivisesti varovaisuutta noudattaen, asettaen pitoajaksi vain 20 vuotta, voi investointi tuottaa tuloa huomattavasti pitempäänkin. Samoin kuin paneelien tehonmenetys, 0,5 % vuodessa voi olla hyvinkin pessimistinen arvio. On todennäköisempää, että investointi aiheuttaa positiivisen kuin negatiivisen riskin investoivalle yritykselle. Tutkimuksen sovellettavuus kohteisiin, joilla toimintatunnit ovat samankaltaiset kun työssä kuvatulla yrityksellä on pienellä työllä tehtävissä. Sen sijaan yritykset, joilla toiminta on ajallisesti suppeampaa, eivät pysty käyttämään

kaikkea työn tarjoamaa tietoa hyväkseen. Lähtötilanne työssä sekä käytetyt esimerkit on kuvattu tarkasti, jotta lukija voi arvioida tutkimuksen soveltumista omaan tilanteeseensa.

Aihetta valitessa tehtiin alustavat laskelmat, joiden perusteella takaisinmaksun oletettiin olevan lähellä 7 vuotta. Vasta tutustuminen Ilmatieteenlaitoksen säädataan muutti käsityksen investoinnin kannattavuudesta. Aurinkopaneelien hinnan laskeva trendi on hidastunut viime vuosina, ja itse paneelimoduulit ovat enää noin 40 % hankintahinnasta asennuksen ja oheislaitteiden jälkeen (Wirth 2021, 8). Siksi voidaan suhtautua skeptisesti siihen, että kannattavuus paranisi oleellisesti lähivuosina. Kehno kannattavuus valitettavasti näkyy aurinkosähkön vetovoimassa, eikä yhteiskunnallista vetoapua ole näkyvissä syöttötariffin tai verotuksen osalta.

Työ itsessään oli monipuolinen koitos, sillä työssä paneuduttiin useaan eri tietolähteeseen ja tiedonkeräysmenetelmään. Ilmatieteenlaitoksen säädata oli erityisen arvokasta tämän työn tarkkuuden kannalta. Alun perin koneluettavassa muodossa olleen säädataan muokkaaminen ja tulkitseminen työssä käytettävään muotoon opetti kirjoittajalle sekä konekielisten aineistojen käsittelyä, että valjastamista aurinkosähköteknologian käyttöön.

Lähteet

Ahola Jero 2019. National Survey Report of PV Power Applications in FINLAND. International Energy Agency & LUT. https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/09/NSR_Finland_2019.pdf. Luettu 31.10.2020.

Business Finland 2021. Energiatuki. <https://www.businessfinland.fi/suomalaisille-asiakkaille/palvelut/rahoitus/energiatuki>. Luettu 30.3.2021.

Energiamarkkinavirasto 2017. Sähkön hintatilastot. Energiamarkkinavirasto 19.6.2017. <https://www.energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>. Juokseva tietokanta, luettu 19.6.2017.

Energiateollisuus 2017. Aurinkosähkö. Energiateollisuus 12.7.2017. https://energia.fi/perustietoa_energia-alasta/energiantuotanto/sahkontuotanto/aurinkovoima. Luettu 12.7.2017.

Energiavirasto 2020. Sähkön hintatilastot. Energiavirasto 31.10.2020. <https://www.energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>. Juokseva tietokanta, Luettu 31.10.2020.

Eurostat 2017. Supply, transformation and consumption of renewable energies – annual data. Eurostat 8.6.2017. <https://data.europa.eu/euodp/en/data/dataset/ioplkd3M8n1GZeIUpoDqg>. Luettu 12.7.2017.

Helen 2019. Helen investoi uusiutuvaan energiaan ja sulkee Hanasaaren voimalaitoksen. Helen 4.3.2019. <https://www.helen.fi/uutiset/2019/helen-investoi>. Luettu 27.9.2020.

Helen 2021. Aurinkosähkön myynti verkkoon. <https://www.helen.fi/aurinkopaneelit/aurinkopaneelipaketit/pientuotannon-osto>. Luettu 30.3.2021.

Ilmatieteellinenlaitos 2016. Data-aineisto saatavilla konekielisesti osoitteesta <http://data.fmi.fi/>. Tunnistetiedot osoitteesta poistettu. Luettu 7.8.2017.

International Electrotechnical Commission 2021. IEC 61215-1:2021 RLV. IEC 23.2.2021. <https://webstore.iec.ch/publication/68594>. Luettu 29.3.2021.

Jormakka, Raija & Koivusalo, Kaija & Lappalainen, Jaana & Niskanen, Mervi 2009. Laskentatoimi. 1–3. painos. Edita Publishing, Helsinki.

Jäger-Waldau, Arnulf 2019. PV Status Report 2019. Publications Office of the European Union, Luxembourg. https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/kjna29938enn_1.pdf. Luettu 27.9.2020.

Järvenpää, Marko & Länsiluoto, Aapo & Partanen, Vesa & Pellinen, Jukka 2013. Talousohjaus ja kustannuslaskenta. 2. uudistettu painos. Sanoma Pro, Helsinki.

Kananen, Jorma 2015. Opinnäytetyön kirjoittajan opas. Näin kirjoitan opinnäytetyön tai pro gradun alusta loppuun. Jyväskylän ammattikorkeakoulun julkaisuja. JAMK. Jyväskylä.

Koistinen, Antti 2020. Yle tutki: Sähkön siirtohintojen raju nousu johtui yllättävästä syystä – valvojan tekemä muutos koitui kalliiksi kuluttajille. YLE 12.10.2020. <https://yle.fi/uutiset/3-11588082>. Luettu 19.4.2021.

Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2014. Aurinkoenergia ja aurinkosähkö Suomessa. LUT 12.11.2014. https://www.lut.fi/uutiset/-/asset_publisher/h33vOeufOQWn/content/aurinkoenergia-ja-aurinkosahko-suomessa. Luettu 12.7.2017

Motiva 2016a. Verkkoon liitetty aurinkosähköjärjestelmä. Motiva 15.11.2016. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma. Luettu 18.7.2017.

Motiva 2016b. Aurinkopaneelien asentaminen. Motiva 15.11.2016b. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkopaneelien_asentaminen. Luettu 23.7.2017.

Motiva 2017. Aurinkosähköteknologiat. Motiva 19.9.2017. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat. Luettu 11.10.2017.

Motiva 2018. Auringonsäteilyn määrä Suomessa. Motiva 8.1.2018. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringsateilyn_maara_suomessa. Luettu 22.1.2018.

Motiva 2020. Aurinkosähköjärjestelmän teho. Motiva 5.8.2020. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho. Luettu 29.3.2021.

Nord Pool Spot 2016. Area prices. Nord Pool Spot 30.12.2016. <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>. Luettu 19.6.2017.

Nord Pool Spot 2020. Area prices. Nord Pool Group 31.10.2020. <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Monthly/?view=table>. Luettu 31.10.2020

Pike, Richard & Neale, Bill & Saeed, Akbar & Philip, Linsley 2018. Corporate finance and investment. Decisions and strategies. 9. painos. Pearson Education, Harlow.

Pohjolan Voima 2016. Pohjolan Voima osakkaat 31.12.2016. Pohjolan Voima 31.12.2016. <https://www.pohjolanvoima.fi/yritys/omistajat-ja-hallinto>. Luettu 19.6.2017.

Punkari, Pasi 2020. Aurinkopaneeleita tulee vauhdilla kauppojen katoille, - uusimpana Etelä-Savossa Savonlinnaan. YLE 14.10.2020. <https://yle.fi/uutiset/3-11590696>. Luettu 16.3.2021.

Räisänen, Perttu 2016. Sähkönsiirto uhkaa kallistua roimasti. Kauppalehti 12.12.2016. <https://www.kauppalehti.fi/uutiset/sahkonsiirto-uhkaa-kallistua-roimasti/ixGiN7PK>. Luettu 11.10.2017.

Sandia National Laboratories. Air Mass. <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/irradiance-and-insolation-2/air-mass/>. Luettu 30.3.2021.

Sähkömarkkinalaki 588/2013. Sähkömarkkinalaki 20§, 23§. Sähkömarkkinalaki 588/2013 9.8.2013. <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>. Luettu 30.3.2021.
Taylor, Nigel 2010. Guidelines for PV power Measurement in Industry. Publications Office of the European Union, Luxembourg 4/2010. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC57794>. Luettu 30.3.2021.

Tilastokeskus 2016. Sähkön kokonaiskäyttö teollisuusaloittain. Tilastokeskus 3.11.2016. http://www.stat.fi/til/tene/2015/tene_2015_2016-11-03_kuv_006_fi.html. Luettu 19.6.2017.

Tilastokeskus 2017. Sähkön kulutus sektoreittain. Tilastokeskus 23.3.2017. http://www.stat.fi/til/ehk/2016/04/ehk_2016_04_2017-03-23_kuv_022_fi.html. Luettu 19.6.2017.

Tilastokeskus 2019. Fossiilisilla polttoaineilla ja turpeella tuotetun sähkön määrä kasvoi 14% v. 2018 - Uusiutuvien energialähteiden osuus sähkön tuotannosta pieneni. Tilastokeskus 1.11.2019. https://www.stat.fi/til/salatuo/2018/salatuo_2018_2019-11-01_tie_001_fi.html. Luettu 19.4.2021.

Valtiovarainministeriö 2017. Energiaverotus. <http://vm.fi/energiaverotus>. Luettu 19.6.2017.

Verohallinto 2020. Sähkön ja eräiden polttoaineiden verotaulukot. Verohallinto 31.12.2020. <https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/sahko-ja-eraat-polttoaineet/verotaulukot/>. Luettu 27.4.2021.

Vironen, Petri 2020. Aurinkopaneelien suosion hurja kasvu jatkuu - hinnat laskevat, mutta saako rahalle oikeasti katetta? YLE 10.11.2020. <https://yle.fi/uutiset/3-11638006>. Luettu 16.3.2021.

Wirth, Harry 2021. Recent facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE 2/2021. <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>. Luettu 30.3.2021.

Ylinen, Timo 2011. Sähkötermit tutuksi. Sähköala 15.3.2011. http://www.sahkoala.fi/koti/muut_artikkelit/fi_FI/sahkotermi_tutuksi/. Luettu 12.7.2017.