



Aurinkovoimalan tuoton ja kannattavuuden selvitys jätekeskuksessa

Case Mustankorkea Oy

Tomi Gromoff

Opinnäytetyö, AMK

Maaliskuu 2023

Tekniikan ala

Energia- ja ympäristötekniikan tutkinto-ohjelma | Insinööri (AMK)

Gromoff, Tomi

Aurinkovoimalan tuoton ja kannattavuuden selvitys jätekeskuksessa. Case Mustankorkea Oy

Jyväskylä: Jyväskylän ammattikorkeakoulu. Maaliskuu 2023, 61 sivua.

Energia- ja ympäristötekniikan tutkinto-ohjelma. Opinnäytetyö AMK.

Julkaisun kieli: suomi

Julkaisulupa avoimessa verkossa: kyllä

Tiivistelmä

Uusiutuvan energian käyttö on lisääntynyt Suomessa huomattavasti viimeisten vuosikymmenten aikana. Näistä aurinkoenergian käyttö on voimakkaimmin kasvanut uusiutuvan energian muoto. Auringosta saatava energia voidaan hyödyntää lämmön tai sähkön muodossa. Sähkön hinnan raju nousu on vauhdittanut ostosähkön korvaamista edistävien järjestelmien hankintaa niin teollisuudessa kuin kotitalouksissa.

Opinnäytetyön toimeksiantajana toimi Mustankorkea Oy. Tehtävän tavoitteena oli toteuttaa selvitys aurinkoenergian hyödyntämisestä Mustankorkea Oy:n jätekeskuksessa. Tavoite oli tehdä mahdollisimman kattava selvitys aurinkosähköjärjestelmähanketta varten. Selvitystä oli tarkoitus kohdentaa aurinkovoimalan lainsäädäntöihin ja lupa-asioihin sekä tuoton ja kannattavuuden tarkastelemiseen. Työssä selvitettiin myös mahdollisuutta hyödyntää suljettua loppusijoitusaluetta aurinkosähkön tuotannossa.

Tutkimustyö toteutettiin tutkimuksellisenä kehittämistyönä, jossa hyödynnettiin kahta eri tutkimusmenetelmää. Kvantitatiivista menetelmää hyödyntäen kerättiin materiaalia sähkönkulutuksesta, voimalan tuot-toarvioista sekä järjestelmän investointikustannuksista. Kvalitatiivisen menetelmän hyödyt tulivat esiin val-tavan teoria- ja tutkimustiedon läpikäymisessä. Materiaalia oli paljon saatavilla, mutta sitä oli tutkittava kriittisesti aurinkosähköjärjestelmien nopean kehityksen vuoksi. Opinnäytetyö rakentui jäsennellyksi koko-naisuudeksi tutkitun materiaalin ja kerättyjen tietojen pohjalta.

Tutkimustuloksien mukaan voitiin todeta, että aurinkosähkön hyödyntäminen on taloudellisesti järkevää. Sähkön hintojen muutokset vaikuttivat suoraan aurinkovoimalan takaisinmaksuaikaan. Kannattavuuslaskel-mien mukaan nykyisillä sähkön hinnoilla aurinkovoimaloiden kannattavuus oli parantunut entisestään. Säh-kön futuurihintojen ennusteetkaan eivät tee aurinkovoimalasta kannattamatonta, vaikka takaisinmaksuaika piteneekin. Työn tulosten perusteella yhtiö voi edetä kohti aurinkovoimalan hankintapäätöstä.

Avainsanat (asiasanat)

Aurinkoenergia, kannattavuus, aurinkovoimalat, investoinnit, lupamenettely

Muut tiedot (salassa pidettävät liitteet)

-

Gromoff, Tomi

Investigation of the yield and profitability of the solar power station at the waste centre. Case Mustankorkea Oy

Jyväskylä: JAMK University of Applied Sciences, March 2023, 61 pages.

Degree Programme in Energy and Environmental Technology. Bachelor's thesis.

Permission for open access publication: Yes

Language of publication: Finnish

Abstract

The use of renewable energy has increased in Finland over the past decades. The use of solar energy is the most strongly increased form of renewable energy. Energy from the sun can be used in the form of heat or electricity. The hard rise in the price of electricity has accelerated the procurement of systems that promote the replacement of bought electricity in industry and households.

The employer of the thesis was Mustankorkea Oy. The aim of the task was to implement an investigation on the utilisation of solar energy at Mustankorkea Oy waste centre. The aim was to implement as comprehensive investigation as possible for the photovoltaic system project. The purpose of the investigation was to focus on the legislation and allow matters of the solar power plant, as well as on examining the yield and profitability. The investigation also investigated the possibility of using a closed final disposal area in the production of solar power.

The research was implemented as a research-based development work that used two different research methods. Using the quantitative method, material was collected on electricity consumption, the power plant's yield estimates and the investment costs of the system. The benefits of the qualitative method appeared from going through a huge amount of theoretical and research knowledge. There was a lot of material available, but it had to be critically studied due to the rapid development of photovoltaic systems. The thesis was done into a structured totality based on the studied material and collected data.

According to the results of the investigation, it was possible to conclude that the utilisation of photovoltaics makes economic sense. Changes in electricity prices had a direct impact on the payback period of the solar power plant. According to profitability calculations, the profitability of solar power plants had improved even more at current electricity prices. Nor do future electricity price forecasts make the solar power plant unprofitable, even if the payback period is extended. Based on the results of the investigation the company can continue towards a decision on the acquisition of a solar power plant.

Keywords/tags (subjects)

Solar energy, profitability, solar power stations, investments, licence procedure

Miscellaneous (Confidential information)

-

Sisältö

Lyhenteet	4
1 Johdanto	5
1.1 Opinnäytetyön tausta, rajaukset ja tavoitteet.....	5
1.2 Toimeksiantaja	7
2 Tutkimusmenetelmän kuvaus	7
2.1 Menetelmäkuvaus.....	7
2.2 Eettisyys ja luotettavuus	9
3 Aurinkoenergia	9
3.1 Aurinkosähkö Suomessa	10
3.2 Aurinkovoimalan rakenne ja toimintaperiaate	13
3.2.1 Aurinkokenno	13
3.2.2 Aurinkopaneelit	14
3.2.3 Invertteri	16
3.2.4 Kaapelointi	18
4 Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden laskeminen	19
4.1 Vaikuttavat tekijät investointilaskelmissa.....	20
4.2 Nettonykyarvomenetelmä	22
4.3 Sisäinen korkokantamenetelmä.....	23
5 Aurinkovoimalan esisuunnittelu	24
5.1 Lainsäädäntö	24
5.2 Verotus	25
5.3 Jakeluverkko	26
5.4 Rakennuslupa	27
5.5 Aurinkovoimalan mitoitusperiaate	28
5.6 Energiatuki ja rahoitus	31
5.7 Tarjouspyynnöt	31
6 Aurinkovoimalan mitoitus ja sijoittaminen jätekeskukselle	32
6.1 Sähkönkulutus	32
6.2 Mitoitus	33
6.3 Aurinkovoimalan sijoittaminen	33
7 Tulokset	38
7.1 Aurinkovoimalan tuotto	39
7.2 Takaisinmaksuaika.....	41

8 Pohdinta	46
Lähteet	50
Liitteet	55
Liite 1. Kaco invertterin datalehti.....	55
Liite 2. Hi-Mo aurinkopaneelin datalehti	56
Liite 3. Aurinkopaneelikenttä asemapiirroksessa	57
Liite 4. 450 kWp aurinkovoimalan tuoton arviointi PVGIS-laskentaohjelmalla.....	58
Liite 5. 950 kWp aurinkovoimalan tuoton arviointi PVGIS-laskentaohjelmalla.....	59
Liite 6. 450 kWp aurinkovoimalan tuotto- ja kustannuslaskenta.	60
Liite 7. 950 kWp aurinkovoimalan tuotto- ja kustannuslaskenta.	61

Kuviot

Kuvio 1. Mustankorkean jätekeskus	7
Kuvio 2. Auringon säteily maassa.....	11
Kuvio 3. Kuukausittaisen säteilyenergian summa	12
Kuvio 4. Aurinkokennon toimintaperiaate	14
Kuvio 5. Aurinkopaneelin rakenne	15
Kuvio 6. Aurinkopaneelin ominaiskäyrä.....	16
Kuvio 7. Kaco verkkoinvertteri 70 kWp.....	17
Kuvio 8. Investointilaskelmiin liittyviä lähtöarvoja.....	20
Kuvio 9. Sähkön tuntikulutus yhden viikon ajalta 2022.....	32
Kuvio 10. Aurinkovoimalan sijoituspaikka	34
Kuvio 11. Esimerkki aurinkovoimalakentän paloturvallisuusjärjestelyistä.....	35
Kuvio 12. Esimerkki kaatopaikan pintarakennekerroksesta	36
Kuvio 13. Paneelikentän tilan tarve ja rivijako.....	37
Kuvio 14. Maa-asenteinen aurinkopaneelirivistöjen esimerkki mitoitus.	38
Kuvio 15. Aurinkovoimaloiden tuotoarviot.....	40
Kuvio 16. Aurinkovoimalan arvioidun tuoton vertailu kulutukseen nähden.....	40
Kuvio 17. Sähköenergian ja sähkönsiirron hintakehitys vuosina 2007-2022	42
Kuvio 18. 450 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta nykyisillä sähkön hinnoilla.	43
Kuvio 19. 950 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta nykyisillä sähkön hinnoilla.	43
Kuvio 20. 450 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta 5,5 sentin sähköenergian hinnalla.....	45

Kuvio 21. 950 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta 5,5 sentin sähköenergian hinnalla.....45

Taulukot

Taulukko 1. Sisäisen korkokannan laskentaesimekki Excelissä.24

Lyhenteet

AC Vaihtojännite

DC Tasajännite

I_{sc} Oikosulkuvirta

Invertteri Vaihtosuuntaaja

IP-luokitus International Protection Code, sähkölaitteiden koteloitiluokitus

kVA Kilovoltttiampeeri, näennäistehon yksikkö

kWh Kilowattitunti, sähköenergian SI-yksikkö (1 000 kWh = 1 MWh)

MPP Maksimitehopiste

MPP-alue Jännitealue, jolla invertteri pystyy toteuttamaan MPPT-toimintoa

MPPT Eng. (Maximum Power Point Tracking) Säättömenetelmä, joka pyrkii tuottamaan suurimman mahdollisen sähkötehon aurinkopaneelistosta.

STC Standard Test Condition. Standardoitu testiolosuhde, jossa säteily 1 000 W/m², paneelin lämpötila 25°C ja ilmassa 1,5

ST-kortti Sähkötietokortti

V_{oc} Avoimen piirin jännite

Wp Wattiipiikki, ilmoitetaan aurinkopaneelin nimellisteho

1 Johdanto

1.1 Opinnäytetyön tausta, rajaukset ja tavoitteet

Aurinkoenergia on uusiutuvaa ja puhdasta energiaa. Aurinkoenergiaa hyödyntämällä on mahdollista vähentää fossiilisten polttoaineiden käyttöä energiantuotannossa, ja näin edistää Suomen siirtymistä kohti hiilineutraalisuustavoitetta. Uusiutuvien energioiden käytöllä on mahdollista hidastaa ilmaston lämpenemistä ja siitä johtuvaa ilmastonmuutosta. Aurinkoenergiajärjestelmät ovat vuosien saatossa kehittyneet valtavasti kehitystyön ansiosta ja ovat entistä tehokkaampia ratkaisuja energiantuotannossa.

Euroopan energiamaarkkinoilla vallitsee tällä hetkellä energiakriisi, joka on aiheuttanut energiahinnan rajua nousua viimeisen vuoden aikana. Energiakriisi johtuu monesta eri asiasta, mutta todennäköisesti suurin yksittäinen tekijä on Venäjän ja Ukrainan välinen konflikti. Tämän vuoksi Euroopan unionin jäsenmaat asettivat talouspakotteita Venäjää vastaan. Talouspakotteet ovat vaikuttaneet fossiilisten polttoaineiden hintojen nousuun. Vaikutukset ovat kohdistuneet etenkin maakaasuun, joka on Keski-Euroopassa erittäin tärkeä polttoaine sähkön- ja lämmöntuotannossa. Polttoaineiden hinnan nousu on vaikuttanut myös pohjoismaisen pörssisähkön hintaan. Sähkön hinta on Suomessa noussut reilusti viimeisen vuoden aikana, jolloin sähkön säästämiseen ja tuottamiseen on etsitty erilaisia ratkaisuja. Yhtenä keinona on hyödyntää auringosta saatavaa energiaa sähkön- ja lämmöntuotannossa.

Opinnäytetyön aiheena on tehdä selvitys aurinkoenergian hyödyntämisestä jätekeskuksessa. Lisäksi tavoitteena on selvittää aurinkovoimalan rakentamismahdollisuutta Mustankorkea Oy:n jätekeskukselle sekä tutkia aurinkovoimalaan liittyviä teknisiä ominaisuuksia. Aihe on toimeksiantajalle lähitulevaisuudessa ajankohtainen, sillä yhtiön tavoitteissa on sähkön hankintakustannuksien pienentäminen uusiutuvaa energiaa hyödyntäen. Aurinkoenergian käyttö on satsaus myös tulevaisuuteen, sillä Suomen hiilineutraalisuustavoite vaatii tekoja. Tulevaisuudessa saattaa olla odotettavissa jopa yhtiöitä velvoittavia toimia tavoitteen aikaan saamiseksi. Selvityksen tavoite on antaa yhtiölle tämänhetkistä tietoa aurinkovoimalan tuottoarvioista sekä kannattavuudesta. Lisäksi hankkeen rakentamisvaiheeseen liittyviä lupa- ja lakiasioita selvittää yleisellä tasolla. Opinnäytetyössä pyritään löytämään seuraavanlaisiin tutkimuskysymyksiin vastauksia.

1. Voiko aurinkosähkön tuottaminen omaan käyttöön olla kannattavaa?
2. Asettaako jätekeskus alueena tekniselle toteutukselle rajoitteita?

Opinnäytetyö tulee rajoittumaan aurinkoenergian tuottamiseen Suomessa. Työssä esitellään keskeisimmät komponentin ja niiden toimintaperiaatteet, joita käytetään suurempien aurinkovoimajärjestelmien rakentamisessa. Aurinkovoimalan tuottoa tarkastellaan kahden erikokoisen voimalan näkökulmasta, jotta nähdään voimalan koon vaikutus tuottoon. Kannattavuuden tarkasteluun käytetään nykyisiä sähkön hintoja sekä tarkastellaan kannattavuutta vielä sähkön futuurihinnalla. Tällöin kyetään riittävästi havainnoimaan sähkön hintojen vaikutusta kannattavuuteen. Aurinkovoimalan sijoittaminen rajoittuu maa-asenteisen voimalan tarkasteluun. Voimalan sijoittuminen suunnitellaan tapahtuvan suljetun jätetäytön päälle, joka asettaa rajoituksia asennusratkaisuihin.

Opinnäytetyön luvuissa 3–5 perehdytään teoriassa aurinkoenergiaan, kannattavuuslaskentaan ja esisuunnitteluun. Teoriaosuuden alussa tutustutaan aurinkoenergian saatavuuteen ja sen hyödyntämiseen aurinkosähkön näkökulmasta. Osuudessa käydään läpi keskeisimmät komponentit ja niiden toiminta aurinkosähkön tuottamisen kannalta. Luvussa 4 käsitellään investoinnin kannattavuuteen vaikuttavia asioita ja käydään läpi kannattavuuslaskennan kannalta kaksi keskeisintä laskentamenetelmää. Viimeisessä luvussa esitellään esisuunnitteluvaiheessa selvitettäviä seikkoja, joihin kuuluvat lait, ilmoitukset, luvitukset ja mitoitusperiaatteet. Luvussa käsitellään vielä mahdollista energiatukea sekä erilaisia rahoitusmalleja.

Luvussa 6 käsitellään aurinkovoimalan tehon tarpeen mitoittamista sekä voimalan sijoituspaikkaa. Tehon tarpeen mitoitus tehdään jätekeskuksen kesäajan sähkönkulutuksen mukaan. Vertailun vuoksi mitoitetaan vielä suurin mahdollinen aurinkovoimalan nimellisteho, jolla vuosituotantomäärä jää alle verohallinnon määrittelemän verotusrajan. Maa-asenteisen aurinkovoimalan sijoituspaikan valintaan kiinnitetään erityistä huomiota, sillä alueet ovat suurimmaksi osaksi suljettua jätetäyttöä.

Luvussa 7 tarkastellaan tuloksia kahden erikokoisen aurinkovoimalan investoinnin kannattavuudesta sekä tuottoarvioista. Kannattavuuslaskentaa varten pyydettiin laitostoimittajilta aurinkovoimaloiden budjettiarvioita, jotta saadaan tietoon tämänhetkinen hintataso. Tuoton arviointiin käytettiin Euroopan komission alaisuudessa toimivan tutkimuskeskuksen ylläpitämää PVGIS-laskentaohjelmaa.

1.2 Toimeksiantaja

Toimeksiantajana on Keski-Suomessa toimiva vuonna 1998 perustettu Mustankorkea Oy, joka on kuntien omistama jäteyhtiö. Omistajia ovat Jyväskylän kaupunki sekä Muuramen, Toivakan ja Laukaan kunnat. Mustankorkea vastaa omistajakuntien jätehuollon toteuttamisesta, johon kuuluvat jätteiden keräys, vastaanotto, käsittely, hyödyntäminen sekä jäteneuvonta. Mustankorkea Oy:n liikevaihto oli vuonna 2021 17 miljoonaa euroa ja yhtiö työllistää noin 50 eri alojen ammattilaista. (Mustankorkea 2021.)

Mustankorkea Oy:llä on Jyväskylässä sijaitseva jätekeskus (ks. kuvio 1) sekä Laukaassa sijaitseva pienjäteasema, joka palvelee vain pienasiakkaita. Jätekeskuksella on kaksi biojätteen käsittelylaitosta, kompostointi- ja biokaasulaitos. Biokaasulaitos tuottaa ja jalostaa biojätteestä liikennepolttoaineeksi kelpaavaa biokaasua. Kompostointilaitoksella kompostoidaan biokaasulaitoksen mädätysjäännös ja jäteveden puhdistamojen puhdistamolietteet. Kompostoituneet materiaalit jalostetaan Mustankorkean multatuotteiksi. (Mustankorkea 2021.)



Kuvio 1. Mustankorkean jätekeskus

2 Tutkimusmenetelmän kuvaus

2.1 Menetelmäkuvaus

Opinnäytetyössä voidaan hyödyntää useita eri tutkimusmenetelmiä. Tutkimuksellisessa kehittämistyössä ennen tutkimuksen aloittamista on tunnistettava kehittämiskohde ja siihen liittyvien asi-

oiden vaikutukset (Ojasalo, Moilanen ja Ritalahti 2020, 23). Kallisen ja Kinnusen (n.d.) mukaan tutkimustyö voi kohdistua jonkin tietyn ongelman tarkempaan tutkimiseen tai vaihtoehtoisesti laajempaan kokonaisuuteen. Myös Ojasalo ja muut (2020, 53) kokevat, että tutkittava kohde voi olla yksittäinen prosessi tai laajempi kokonaisuus. Kehittämiskohde täytyy ensin rajata ja taustatietojen perusteella voidaan suunnitella tarkemmin käytettäviä menetelmiä (Ojasalo ym. 2020, 53).

Tutkimuksellisessa kehittämistyössä voidaan yleisesti hyödyntää kahta tutkimusmenetelmää. Menetelminä hyödynnetään määrällistä tutkimusta (kvantitatiivinen) ja laadullista tutkimusta (kvalitatiivinen). Kallinen ja Kinnunen (n.d.) kirjoittavat, että molempia menetelmiä yhdistelemällä saadaan tarvittava tieto- ja materiaali pohja kehitystyötä silmällä pitäen. Toisaalta Ojasalo ja muut (2020, 30) ajattelevat, että tutkimuksellisen kehittämistyön kohteen ymmärtämisen edellytys on hyvän teoriapohjan löytäminen. Tekijän on joskus hankalaa tai jopa mahdotonta erottaa menetelmät selkeästi toisistaan, mutta peruseriaatteet olisi hyvä erottaa (Kallinen & Kinnunen n.d.).

Kvalitatiivisen tutkimuksen ajatus on päästä syvemmälle käsitykseen: *miten ja miksi*. Aineisto perustuu tutkittuun tietoon ja siitä tehtyihin teorioihin. Aineistoa voi kerätä kirjallisuudesta, artikkeleista ja internetistä. Teoriamateriaalia on kuitenkin tarkasteltava kriittisesti, jotta saatu teoria on luotettavaa. Kvalitatiivisen tutkimuksen tarkoitus on esittää saatu teoria jäsennellysti, tutkittavan aiheen aikaisemmin tutkitun ja analysoidun teorian perusteella. Toisin sanoen tarkoituksena on löytää laajasta teoriamäärästä keskeiset kohdat tutkittavaan aiheeseen liittyen ja esitellä ne jäsennellysti lukijalle. (Kallinen & Kinnunen n.d.)

Kvantitatiivista tutkimusta voidaan kutsua numeerisen materiaalin tutkimusaineistoksi. Kvantitatiivinen tutkimus tapahtuu asioita mittaamalla ja mittauksien perusteella saadaan lukuarvoja, joista muodostetaan havaintoaineistoa. Aineistoa voidaan kerätä kyselylomakkeiden, taulukoiden ja mitausdatan avulla, riippuen siitä mitä asiaa ollaan tutkimassa. Yleisesti materiaalia kertyy paljon ja aineistoa on pystyttävä analysoimaan tilastollisin analyysimenetelmin. (Vilpas n.d.) On tärkeää löytää isosta aineistomäärästä tärkeimmät tulokset, jotta analysointi kohdentuu helposti hallittavaan aineistomäärään.

Menetelmäkuvauksien mukaisesti opinnäytetyö tullaan toteuttamaan tutkimuksellisena kehittämistyönä, jossa hyödynnetään määrällistä tutkimusta (kvantitatiivinen) ja laadullista tutkimusta

(kvalitatiivinen). Laadullinen tutkimus keskittyy olemassa olevan teorian läpikäymiseen, sillä teoriaa on paljon tarjolla. Teoriatiedosta osa on kaupallista, ja näin ollen sitä on tarkasteltava kriittisesti. Määrällinen tutkimus painottuu erilaisiin numeerisiin materiaaleihin, joita ovat esimerkiksi sähkönkulutustiedot ja tuottoarvioinnit.

2.2 Eettisyys ja luotettavuus

Opinnäytetyössä eettisyyden ja luotettavuuden takaamiseksi on tutustuttava huolella opinnäytetyön aiheeseen sekä tutkimuseettisiin ohjeisiin (Ammattikorkeakoulujen opinnäytetöiden eettiset suositukset 2020, 14). Tässä opinnäytetyössä tullaan käyttämään hyviä tieteellisiä käytäntöjä koko opinnäytetyöprosessin ajan. Kuulan (2011) sekä Ojasalon ja muiden (2020, 48) mukaan hyviin tieteellisiin käytäntöihin kuuluu olennaisena osana se, että noudatetaan rehellisyyttä, yleistä säntillisyyttä sekä täsmällisyyttä läpi koko kehittämistyön sen jokaisessa vaiheessa. Tiedonhankinnassa ja sen raportoinnissa noudatan tarkkuutta ja avoimuutta. Lähteitä käyttäessä tulee huomioida muiden tutkijoiden työt ja saavutukset asianmukaisesti oikeaoppisia viittauskäytänteitä hyödyntäen. Eettisyyttä ja luotettavuutta tulee vaalia kehittämistyössä myös siten, että suunnittelee, toteuttaa ja raportoi kehittämistyön vaiheet tarkasti ja yksityiskohtaisesti. (Kuula 2011.)

Opinnäytetyön eettisyyttä voi vahingoittaa kannanotto eettisiin kysymyksiin. Eettisiä kysymyksiä voivat olla ilmastonmuutokseen tai hiilijalanjälkeen liittyvät kysymykset. Työssä pyritään olla ottamatta tarkemmin kantaa tai esittämättä mielipiteitä liittyen edellä mainittuihin kysymyksiin. Opinnäytetyössä noudetaan Ammattikorkeakoulujen opinnäytetöiden eettiset suositukset (2020) dokumentin sisältämiä ohjeistuksia ja työtä varten tullaan selvittämään tutkimuslupien sekä muiden sopimusten tarpeellisuutta. Opinnäytetyötä tehdessä noudatetaan työsuhteen kautta tulevaa lojaaliteettivelvoitetta ja salassapitovelvollisuutta. Työssä käytetään vain sellaisia tietoja, jotka eivät aiheuta vahinkoa toimeksiantajalle ja ovat opinnäytetyön kannalta tarvittavia tietoja.

3 Aurinkoenergia

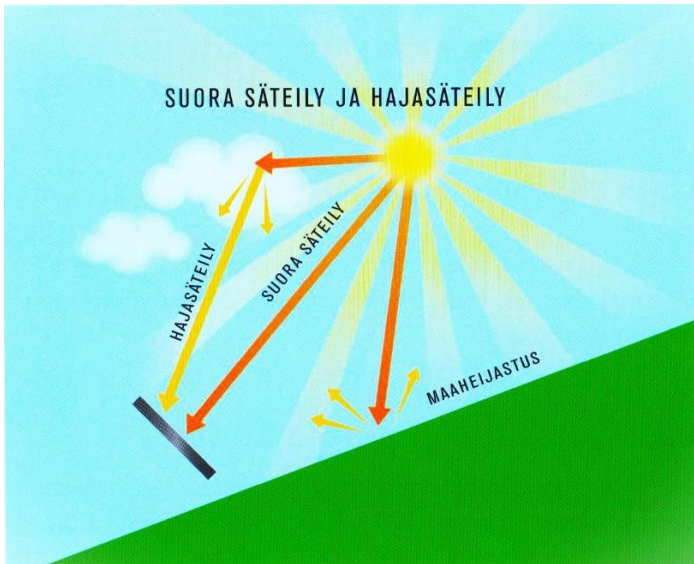
Maapallolle saatava aurinkoenergia on lähtöisin auringosta, kuten lähes kaikki käyttämämme energiat. Näistä osa ovat muodostuneet miljoonien vuosien aikana, kuten fossiiliset polttoaineet. Suoraan auringosta saatava säteily tuottaa maahamme tälläkin hetkellä välillisesti vesivoimaa, tuulivoimaa ja aaltoenergiaa. Auringosta vapautuu suuri määrä energiaa säteilyinä ympäri avaruutta.

(Perälä 2016, 7–8, 12.) Maan etäisyys auringosta rajoittaa saatavan säteilyn tehoa niin, että säteilyä riittää maapallon kaasukehälle asti kohtisuoralle pinnalle keskimäärin 1368 W/m^2 . Tätä säteilyn määrää kutsutaan aurinkovakioksi. Aurinkovakio vaihtelee hieman maan ja auringon etäisyyden vaihtelun vuoksi. Maapallo kiertää aurinkoa ellipsin muotoisella kiertoradalla. Etäisyyden vaihtelu aiheuttaa noin $\pm 3 \%$ muutoksen aurinkovakioon. (Tahkokorpi, Erat, Hänninen, Nyman, Rasinkoski ja Wiljander 2016, 13.) Aurinkovakion arvosta saadaan maahan kohtisuoralle pinnalle säteilytehoa enintään 1000 W/m^2 , koska osa säteilystä heijastuu ilmakehästä takaisin avaruuteen ja osa absorboituu ilmakehässä. Maahan saatavan säteilyn tehoon vaikuttaa ilmakehän paksuus ja pilvipeite. Säteilyn saapuessa kohtisuoraan pilvettömältä taivaalta maanpintaan on säteilyteho parhaimmillaan. (Perälä 2016, 7–8.)

Auringosta saatavaa energiaa voidaan ottaa talteen kahdella tavalla joko lämpö- tai sähköenergiana. Lämpöenergian talteenottoon voidaan hyödyntää erilaisia keräimiä. Taso- ja tyhjökeräimiä käyttämällä voidaan tuottaa lämpöenergiaa kiinteistöjen tilojen ja käyttöveden lämmittämiseen. Sähköenergiaa voidaan tuottaa joko suoraan ja epäsuorasti. Suorana menetelmänä toimii aurinkokennot, joita voidaan hyödyntää sähkön tuotannossa pienistä vapaa-ajan asunnoista suuriin teollisuuskiinteistöihin asti. Epäsuorassa menetelmässä auringon säteily ohjataan peilien kautta voimalaan tuottamaan vedestä höyryä. Voimalassa höyryn energia muutetaan turbiinissa liikeenergiaksi, joka saa generaattorin tuottamaan sähköä. (Käpylehto 2016, 22.; Perälä 2016, 17, 21.)

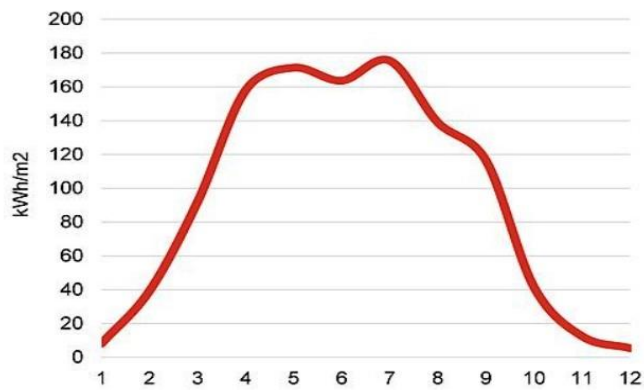
3.1 Aurinkosähkö Suomessa

Auringosta maahamme saatava säteily koostuu pääosin suoraan tulevasta säteilystä sekä hajasäteilystä (ks. kuvio 2). Pilvien ja ilmakehän muodostaman hajasäteilyn määrä on merkittävä maassamme. Vuoden säteilymäärästä melkein puolet on hajasäteilyä. Säteilyn muoto ei kuitenkaan vaikuta aurinkopaneelin tuotantotehoon. Suomen pohjoisen sijaintinsa vuoksi auringosta saatava vuotuinen säteilyn määrä vaakasuoralle pinnalle on Keski-Suomessa noin 890 kWh/m^2 , kun parhaimmilla alueilla maailmalla päästään yli 2700 kWh/m^2 . Parhaimmat alueet sijaitsevat lähellä päiväntasaajaa. (Auringonsäteilyn määrä Suomessa 2022.)



Kuvio 2. Auringon säteily maassa (Tahkokorpi ym. 2016, 13.)

Suomessa säteilyn määrä keskittyy selkeästi kesäkuukausille, jolloin tuotantomäärän vaihtelu on suurta vuodenaikojen mukaan. Kuviossa 3 on esitetty säteilyenergian summa 45° kallistuskulmassa etelään päin suunnatulle pinnalle ja sen jakautuminen eri kuukausien välillä. Aurinkopaneelin saamaan tehoon vaikuttaa auringon säteilyn voimakkuuden lisäksi laitteen asennussuunta. Suuntaus määritellään kahden kulman avulla, jotka ovat kallistus- ja atsimuuttikulma. Kallistuskulma on vaakatason ja laitteen välinen kulma. Atsimuuttikulma on laitteen keräinpinnan poikkeama etelästä. Etelään kohti suunnatun laitteen atsimuuttikulma on 0° . Auringosta saatavan hyödynnettävän säteilyn määrää voidaan lisätä asentamalla aurinkosähköjärjestelmän paneelit niin, että säteilyn tulokulma olisi mahdollisimman lähellä 0° . Tulokulman ollessa 0° auringonsäde tulee täysin kohtisuoraan paneelin pintaan. (Tahkokorpi ym. 2016, 17.)



Kuvio 3. Kuukausittaisen säteilyenergian summa (Aurinkosähkön ja sähkönkulutuksen yhteensovittaminen 2022.)

Kiinteästi asennettujen aurinkosähköjärjestelmien paneelien optimaalinen kallistuskulma on Suomessa noin 45° ja atsimuuttikulma on 0° . Paneelit on mahdollisuuksien mukaan sijoitettava varjotomaan paikkaan, sillä varjostukset heikentävät järjestelmän tuottoa. Optimaalisesta suuntauksesta kannattaa kuitenkin poiketa, jos optimaalinen suuntaus aiheuttaisi varjostuksia paneelien pinnalle. Suuntauksella voidaan vaikuttaa myös paneelien tuottamaan tehoon vuorokauden eri aikoina. Itään suunnatut paneelit tuottavat paremmin aamulla ja länteen suunnatut vastavuoroisesti illalla. Tällaisen järjestelmän vuosituotto jää yleensä pienemmäksi kuin optimaalisesti suunnatun järjestelmän. (Tahkokorpi ym. 2016, 17–18.)

Aurinkopaneelijärjestelmät voidaan asentaa käyttäen kiinteitä tai säätäviä telineitä. Säätävät järjestelmät seuraavat auringon liikettä ja pyrkivät pitämään auringonsäteilyn tulokulman lähellä 0° , joka on optimaalisin tilanne tuoton kannalta. Säätävillä järjestelmillä voidaan teoriassa saada kesällä jopa 30 % lisätuotto kiinteisiin asennuksiin verrattuna, mutta säätävät aurinkopaneelijärjestelmät ovat hankinta- ja ylläpitokustannuksiltaan suurempia kuin kiinteät asennukset. (Tahkokorpi ym. 2016, 18–20.) Suomessa säteilystä lähes puolet on hajasäteilyä, joka huonontaa säätävien aurinkopaneelijärjestelmien hyötyjä. Aurinkopaneeleihin saapuvalla säteilyllä ei ole toiminnan kannalta väliä, onko säteily suoraa vai hajasäteilyä. (Auringonsäteilyn määrä Suomessa 2022.)

Aurinkopaneelin tuottoon vaikuttaa paneelin lämpötila. Aurinkopaneelin lämpötilan noustessa yli 25°C paneelin tuotto laskee yleisesti noin $0,4\% / 1^\circ\text{C}$. (Tahkokorpi ym. 2016, 141.) Tästä syystä

Suomen viileä ilmasto on suotuisa tekijä aurinkopaneelin tuotannon kannalta. Myös paneelin tuulettuminen on tärkeää ottaa huomioon asennuksissa, koska sillä voidaan vähentää paneelien lämpenemistä. Maa-asenteisten aurinkosähköjärjestelmien tuulettavuus on yleensä parempi kuin katto- tai seinäasennuksissa. (Käpylehto 2016, 123.)

3.2 Aurinkovoimalan rakenne ja toimintaperiaate

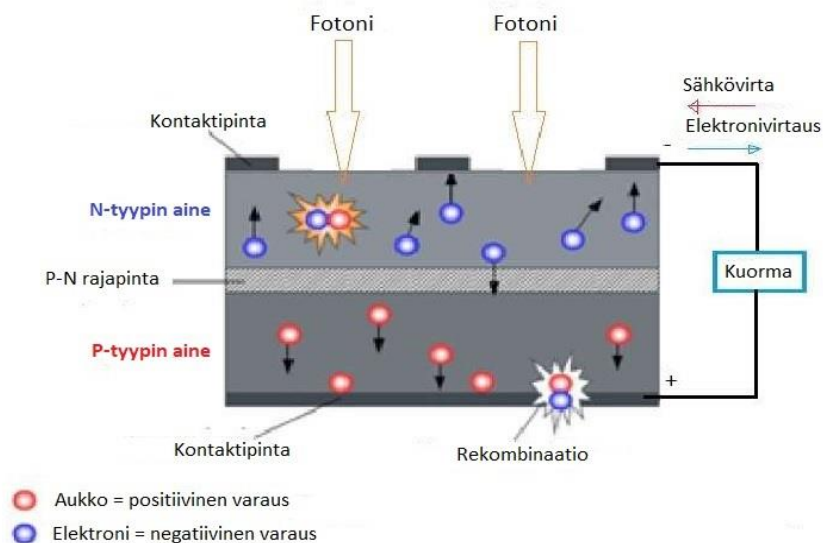
Aurinkovoimalat koostuvat useista eri komponenteista. Järjestelmän osia ovat tasavirtaa tuottavat aurinkopaneelit, verkkoinvertteri eli vaihtosuuntaaja, kaapelointi, turvakytkimet sekä tarvittavat asennustelineet. Komponenttien toimintaperiaatteita on kuvailtu tässä luvussa tarkemmin.

3.2.1 Aurinkokenno

Toiminta aurinkokennossa perustuu valosähköiseen ilmiöön, missä auringon säteilyn hiukkaset eli fotonit absorboituvat kennoon ja vapauttavat puolijohdemateriaalien elektroneja. Aurinkokennoissa yleisin käytetty puolijohdemateriaali on pii (Si). Yleisimmät aurinkokennot valmistetaan joko yksi- tai monikiteisestä piistä. Puolijohdemateriaalia voidaan seostaa muilla aineilla, jotta saadaan muutettua materiaalien elektronien määriä. Yleisimmin käytetyt seosaineet ovat fosfori, boori ja alumiini. Seostamalla piihin fosforia saadaan aineeseen negatiivinen varaus, jota kutsutaan N-aineksi ja seostamalla piihin booria tai alumiinia saadaan aineeseen positiivinen varaus, jota kutsutaan P-aineksi. Kenno valmistetaan yhdistämällä eri ominaisuuksien puolijohdemateriaalit yhteen. (Lehto, Orrberg, Ylinen & Andersén 2021, 10–11.; Perälä 2016, 33–43.)

Materiaalien varauksissa olevat erot saavat elektronit ja aukot liikkumaan puolijohteiden sisällä muodostaen elektroniaukkopareja P-N rajapintaan. Rajapinnassa ei ole vapaita elektroneja eikä aukkoja, jolloin rajapinnan N-tyyppin aineen reunalle kehittyy positiivinen varaus ja P-tyyppin aineen reunalle vastaavasti negatiivinen varaus. Näiden varausten väliin muodostuu sähkökenttä. Fotonien energiat muodostavat puolijohteeseen vapaita elektroneja sekä aukkoja, jotka sähkökentän vuoksi siirtyvät pois rajapinnan läheltä kohti ylä- ja alapuolista kontaktipintaa. Näin syntyy kennoon potentiaaliero. Yhdistämällä kontaktipinnat toisiinsa ulkoisen virtapiirin kautta, siirtyvät vapaat elektronit N-tyyppin aineesta kennon P-tyyppin aineen puolelle muodostaen uusia elektroniaukkopareja. (Aurinkosähköteknologiat 2022.; Perälä 2016, 34–35.) Kuviossa 4 on pyritty havainnollistamaan edellä mainittua teoriaa.

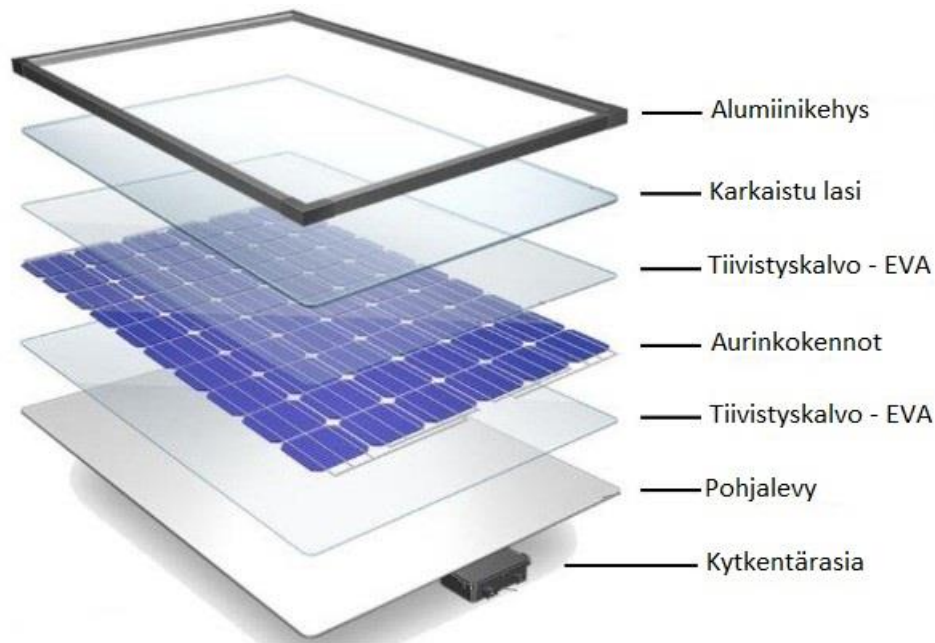
Yhden kennon koko on normaalisti 156 x 156 mm jännitteen ollessa noin 0,6 v. Kenno on paksuudeltaan vain noin 0,2 mm. Kennon yläpintaan asennetaan ohuet metallijohtimet, jotka johtavat sähkövirran paksumpiin keräilyjohtimiin. Kennon alapintaan laitetaan alumiinipinnoite, josta on juotosalustat. Juotosalustojen avulla yksittäiset kennot voidaan liittää kuparijohtimilla paneeliksi. (Perälä 2016, 40.)



Kuvio 4. Aurinkokennon toimintaperiaate (Solar cell working principle n.d., muokattu).

3.2.2 Aurinkopaneelit

Yleisesti nykyisten aurinkosähköjärjestelmien aurinkopaneeleissa käytetään yksi- tai monikiteisestä piistä valmistettuja aurinkokennoja. Yhden kennon tuottama jännite on liian pieni hyödynnettäväksi, jonka vuoksi aurinkopaneelit valmistetaan liittämällä yksittäisiä kennoja sarjaan halutun jännitteen aikaansaamiseksi. Markkinoilla on olemassa kalvomaisia amorfisia kennoja, joita valmistetaan piin ohella muistakin materiaaleista. Kalvomaiset kennot eivät vielä ole syrjäyttäneet perinteisiä kiteisiä piikennoja niiden korkeiden valmistuskustannuksien ja heikomman hyötysuhteen vuoksi. (Perälä 2016, 42–44.) Kuviossa 5 on kuvattu yksi- tai monikiteisestä piistä valmistetun aurinkopaneelin rakennetta.



Kuvio 5. Aurinkopaneelin rakenne (Aurinkopaneelin rakenne 2023, muokattu).

Elektroniikkalehden tekemässä haastattelussa myyntipäällikkö Mikko Jokinen kertoo, että tämänhetkisillä markkinoilla on saatavilla eri huipputehoisia paneeleita aina 700 Wp asti. Isojen paneelien huonona puolena on kuitenkin niiden rakenteellinen koko ja paino. Suomessa tällä hetkellä suurimmat markkinoilla olevat paneelit ovat teholtaan 500–600 Wp. (Aurinkopaneelista 500 wattia huipputehoa 2022.) ZNShine solarin valmistama 550 Wp:n paneeli koostuu 144 kpl sarjaan kytketystä yksikiteisestä piikennosta. Paneelin avoimen piirin jännite on noin $50 V_{oc}$ ja huipputeho 550 Wp STC (standard test condition) olosuhteissa. Tämän tehoisen paneelin koko on noin 2,3 x 1,1 m ja paino 32 kiloa. (ZNShine solar 2022.)

Aurinkopaneelin suurimman tehon aikaansaamiseksi sitä on kuormitettava oikealla virran ja jännitteen suhteella. Paneelin ominaiskäyrä (I-U-käyrä) näyttää säteilyintensiteetin vaikutuksen virran ja jännitteen suhteelle. I-U-käyrän avulla löydetään suurimman tehon piste MPP (Maximum Power Point) parhaimman ulostulotehon saamiseksi. (Käpylehto 2016, 63.)

Kuviossa 6 on esitetty aurinkopaneelin ominaiskäyrä STC-olosuhteissa. Kuormittamattomassa tilanteessa paneelin virta on 0 A ja tyhjäkäyntijännite V_{oc} on noin 37 V. Kasvavalla virralla kuormitettaessa jännite alkaa laskemaan aluksi hitaasti ja lähestyttäessä oikosulkuvirran I_{sc} määrää, joka tässä tilanteessa on 8,8 A, niin jännite putoaa nolnaan. Kuormitusta muuttamalla voidaan etsiä

kohta, jossa paneeli tuottaa suurimman tehon. Esimerkitapauksessa maksimitehon piste (MPP) löytyy, kun arvot ovat jännitteelle noin 29 V ja virralle noin 8,2 A. (Perälä 2016, 48–50.) Aurinkopaneeli tuottaa maksimitehonsa vain tietyssä pisteessä. Maksimitehon pistettä seurataan verkkoinvertterin MPPT (Maximum Power Point Tracking) toiminnolla. Toiminto pyrkii löytämään parhaimman kuormituksen, jolla saadaan suurin ulostuloteho paneelista. (ST55.32 2019, 2.)

Esimerkki paneelin tuottama maksimiteho voidaan laskea kaavalla $P = U \cdot I$, esimerkissä $P = 29 \text{ V} \cdot 8,2 \text{ A} = 237,8 \text{ W}$



Kuvio 6. Aurinkopaneelin ominaiskäyrä. (Tahkokorpi 2016, 138.)

Sarjaan kytkettyjen paneelien avoimen piirin jännitteiden (V_{oc}) yhteen laskettu summa saa olla enintään tyyppikilvessä mainitun järjestelmän suurin sallittu jännite. Kytkettäessä aurinkopaneeleita sarjaan tulee huomioida paneelien tyyppikilvessä mainitut paneelin avoimen piirin jännite (V_{oc}) ja järjestelmän suurin sallittu jännite. Yleisimmin käytetyt järjestelmäjäännitteet ovat 1000 V(DC) tai 1500 V (DC). Sarjaan kytkettäessä aurinkopaneelien tulee olla keskenään samalaisilla ominaisuuksilla varustettuja. (Käpylehto 2016, 66–67.)

3.2.3 Invertteri

On-grid, eli sähköverkkoon liitettävät aurinkosähköjärjestelmät, vaativat toimiakseen verkkoinvertterin. Verkkoinvertteri eli vaihtosuuntaaja muuttaa aurinkopaneelien tuottaman tasajännitteen (DC) vaihtojännitteeksi (AC). Yksittäisen aurinkopaneelin tuottama tasajännite on liian matala, jotta sitä olisi kannattavaa muuttaa 230 V(AC). Kytkemällä paneeleita sarjaan voidaan nostaa

tasajännite sellaiselle tasolle, että tasajännitteen muuttaminen vaihtojännitteeksi olisi kannattavaa. Vaihtojännitteen on oltava verkon sinimuotoisen jännitteen kanssa saman laatuista ja sen tulee tahdistua aina verkon taajuuteen. Verkkoinverttereitä on saatavilla 1- ja 3-vaiheisena, mutta paneelitehoiltaan yli 3 kWp järjestelmät toteutetaan 3-vaihesella verkkoinvertterillä. (Perälä 2016, 78–80.)

Suuremmat aurinkovoimalat voidaan toteuttaa joko useilla verkkoinverttereillä (ks. kuvio 7) tai keskusinvertterillä. Sarjaan kytketyt aurinkopaneelit muodostavat paneeliketjun eli stringin. Verkkoinverttereissä on tasajännitteelle yksi tai useampi MPPT (Maximum Power Point Tracking) -säätö riippuen invertteristä. MPPT-toiminnolla invertteri koettaa säätää stringin kuormitusta, jotta stringistä saataisiin paras ulostuloteho. Optimointia tarvitaan stringin varjostuksista ja suuntauksista johtuvien erojen tasaamiseen. Stringin koon yleensä rajoittaa MPPT:n suurin sallittu jännite (<1500 V(DC)). Useasta verkkoinvertteristä ja stringeistä voidaan muodostaa rinnan kytkemällä suurempi aurinkovoimalakokonaisuus. Tällaisen kytkennän etuna keskusinvertteriin verrattuna ovat yksittäisten stringien optimointi, valvonnan hajauttaminen sekä kaapeloinnin yksinkertaisuus. Kytkennässä vikasietoisuus paranee, kun jokainen verkkoinvertteri yhdessä siihen kytkettyjen stringien kanssa muodostavat yhden pienvoimalan suuressa kokonaisuudessa. (ST 55.32 2019, 5.) Inverttereiden arvioitu käyttöikä on noin puolet aurinkopaneelien käyttöiästä, joten tämä kannattaa huomioida elinkaarikustannuksia arvioitaessa (Tahkokorpi ym. 2016, 142).



Kuvio 7. Kaco verkkoinvertteri 70 kWp (Kaco n.d.)

Keskusinvertteriä käytettäessä koko aurinkovoimala muodostaa yhden suuren kokonaisuuden verrattuna usean verkkoinvertterin järjestelmään. Voimalassa useat stringit kytketään yhteen DC-rinnankytkentäkeskuksen kautta keskusinvertteriin. Tällaisen voimalan etuna ovat pienemmät kaapeli- ja laitekustannukset. Haittana voidaan pitää yksittäisten stringien osaoptimoinnin puuttumista sekä mahdollista yhden invertterin vikaantumisesta johtuvaa katkosta koko sähkön tuotantoon. (ST 55.32 2019, 5.)

3.2.4 Kaapelointi

Sähköasennukset kannatta aina jättää sähköalan ammattilaiselle. Yksityiselle kuluttajalle sallittujen sähkötöiden kytkentäraja on vaihtojännitteessä enintään 50 V(AC), joka ylittyy kaikissa sähköverkkoon (230 V(AC)) kytkettävissä järjestelmissä. Tasajännitteen kytkentäraja on < 120 V(DC), joka tulee vastaan jo muutamien sarjaan kytkettyjen paneelien kohdalla. On-grid aurinkosähköjärjestelmien sähkötyöt saa tehdä vain sähköasennusoikeudet omaava yritys. Verkkoon asennettuihin järjestelmiin on tehtävä käyttöönottotarkastus, jonka voi suorittaa asennuksen tehnyt yritys aina 35 A pääsulakekokoon asti. Suuremmissa aurinkovoimaloissa vaaditaan ulkopuolinen varmennustarkastus. (lupa-asiat 2022.)

Kaapelointi aurinkopaneelien ja invertterin välillä on suoritettava tasasähkökäyttöön soveltuvilla kaapeleilla. Aurinkopaneeleissa on usein valmiiksi asennusta helpottavat lyhyt 4 mm² tai 6 mm² poikkipinta-alaltaan oleva liitântäkaapeli. Järjestelmän kaapelointi suositellaan tehtäväksi vähintään samoilla kaapelin vahvuuksilla, jännitteen alenema huomioiden. Suositeltu alenema tulisi olla < 1 %. Kaapeleiden tulee kestää vähintään 1000 V(DC) jännite sekä ulkoasennuksissa auringon UV-säteily. (Lehto ym. 2021, 128–129.) Standardissa SFS-EN 50618 määritellään lisää käytettävien kaapeleiden ominaisuuksia. Asennuksissa ja kaapeleiden valinnoissa on minimoitava oiko- ja maasulkujen riskit. Riskejä voidaan minimoida käyttämällä kaapeloinnissa eristettyjä kaapeleita ja asennuksissa asennuskouruja tai -putkia. Kaapeleiden muodostamat johdinsilmukat olisi pidettävä pieninä, jotta salamoiden aiheuttamat jännitepiikit olisivat mahdollisimman matalia. (SFS 6000-7-712:2022, 18.)

Aurinkosähköpaneeliston on asennettava potentiaalintasaus, jos jännite on yli 60 V(DC). Potentiaalintasaukseen on liitettävä kaikki paneeliston metalliset telineet sekä -kaapelikourut, ja potentiaalintasausjohdin on kytkettävä maadoitukseen. Potentiaalintasaus on tehtävä vähintään 6 mm²

poikkipintaisella kuparijohtimella, jos käytössä ei ole ulkoista salamansuojausta. Muuten on käytettävä vähintään 16 mm² poikkipintaista kuparijohdinta, ja johdin voidaan liittää olemassa olevaan salamasuojaukseen. Potentiaalintasausjohtimet tulee asentaa tasasähkökaapeleiden rinnalle samoihin asennuskouruihin. (SFS 6000-7-712:2022, 18, 24.)

Tasasähköliitoksissa on käytettävä saman valmistajan saman tyyppisiä liittimiä, joiden on täytettävä tuoteturvallisuusstandardin SFS-EN 62852 vaatimukset. Näin voidaan varmistaa liittimien yhteensopivuus ja liitoksien lukittavuus. SFS 6000-7-712 standardin mukaan tasasähköliitokset on suojattava niin, että ne voidaan avata vain työkaluja käyttäen, pois lukien MC4-liittimillä tehty liitos. Suojausta ei tarvitse tehdä, jos liitoksiin on pääsy vain koulutetuilla henkilöillä. MC4-liitin on tällä hetkellä yleisin käytetty liitin aurinkosähköjärjestelmissä. (Lehto ym. 2021, 65.; SFS 6000-7-712:2022, 18.)

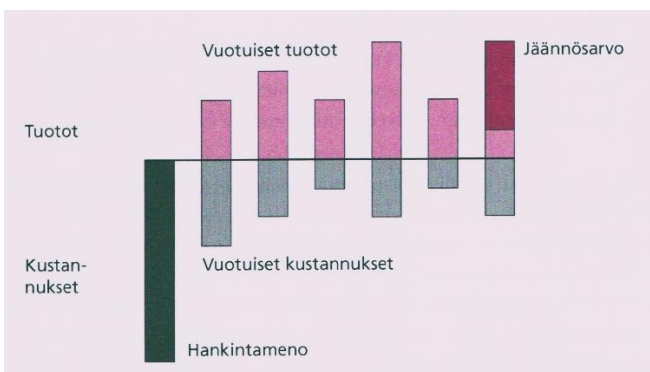
Vaihtojännite (AC) kaapeloinnin mitoitukseen käytetään joko invertterin nimellistehoa tai nimellistä virtaa kertoimella 1,1. Käytettävien kaapeleiden mitoitusperiaate on kerrottu SFS 6000-5-52:2022 standardissa ja kaapeloinnissa suositellaan käytettäväksi konsentrisella PE-johtimella olevaa syötökaapelia häiriösuojauksen vuoksi. Ulkoasennuksissa on huomioitava laitteiden IP-luokitukset ja UV-suojaus. (Lehto ym. 2021, 131.)

4 Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuden laskeminen

Kokonaiskannattavuuden arviointi aurinkosähköjärjestelmässä koostuu useasta eri osasta. Tarvittavan järjestelmän hankinta muodostaa suurimman osan investointiin liittyvistä kustannuksista. Pitkällä aikavälillä laitteiston laadullinen merkitys kasvaa, jotta tuotantopotentiaali pysyy koko elinkaaren ajan määritetyllä tasolla. Elinkaarikustannuksiin vaikuttavia tekijöitä ovat laitehankintojen lisäksi suunnittelun ja asennuksen työvoimakustannukset sekä elinkaaren aikaiset huolto- ja kunnossapitokustannukset. Laitteiston laatuun kannatta kiinnittää huomiota jo suunnitteluvaiheessa, sillä komponenttien takuuajat saattavat vaihdella jopa 2:sta 20 vuoteen. Takuuajan ulkopuolella vikaantuvilla laitteilla saattaa olla suuri vaikutus elinkaaren kustannuksiin. (Lehto ym. 2021, 67, 69.)

4.1 Vaikuttavat tekijät investointilaskelmissa

Vehmasen (2008) mukaan hankkeen taloudellista kannattavuutta voidaan tarkastella investointilaskemien avulla. Laskettaessa investoinnin kannattavuutta tulee selvittää investointiin liittyvät lähtöarvot. Selvitettäviä lähtöarvoja ovat hankintamenot, vuotuiset tuotot ja -kustannukset, laskentakorkokanta, investoinnin jäännösarvo sekä investointiaika. Hankintameno on yleensä investoinnin suurin yksittäinen kuluerä, joka toteutuu investoinnin alkuvaiheessa. Hankintameno voidaan määritellä kohtalaisen tarkasti perustuen annettuun budjettitarjoukseen. Tuotot ja kustannukset ajatellaan yleensä muodostuviksi vuosittain, joiden ensimmäinen kertymä merkitään vuoden päähän hankintahetkestä. Kustannuksia muodostuu pääsääntöisesti investointikohteen vuotuisesta ylläpidosta, jotka usein liittyvät huolto- ja kunnossapitotehtäviin. Investoinnin tuotot antavat yritykselle rahallista hyötyä myyntitulojen tai kustannussäästöjen muodossa. Tarkasteltaessa investoinnin kannattavuutta tuottojen ja menojen suhteen, tulisi tuottoa kertyä enemmän. Vuotuisten tuottojen ja kustannuksien erotuksesta käytetään nimitystä nettotuotto. (Saaranen, Koltola, & Pösö 2022, 358–359.) Kuviossa 8 on pyritty havainnollistamaan investointilaskelmien lähtöarvojen jakautumista vuositasolla.



Kuvio 8. Investointilaskelmiin liittyviä lähtöarvoja (Saaranen ym. 2022, 358.)

Investointiajalla tarkoitetaan investoinnille suunniteltua pitoaika. Pitoaika voidaan määritellä taloudellisen tai fyysisen pitoajan mukaan. Huomioitavaa on, että fyysinen pitoaika saattaa olla taloudellista pitoaika pidempi. Fyysinen pitoaika tarkoittaa aikaa, jonka ajan investointi toteuttaa sille suunniteltua tehtävää. (VK/126614/00.00.00.01/2021.) Fyysinen pitoaika voi olla esimerkiksi kohteen tekninen käyttöikä, joka aurinkopaneeleille on noin 30 vuotta (Lehto ym. 2021, 72). Las-

kelmissä suositellaan käytettäväksi taloudellista pitoaikaa, joka määrittelee investoinnin taloudellisesti hyödynnettävän ajan. Taloudellista pitoaikaa määriteltäessä otetaan huomioon tehokkuusvaatimukset sekä kehittyvät huolto- ja kunnossapidon kustannukset.

(VK/126614/00.00.00.01/2021.) Investointiajan päättymisajankohdalle määritellään kohteelle realisoitavissa oleva arvo eli jäännösarvo. Jäännösarvon määrittelemisen on usein vaikeaa epävarmuuksien takia, etenkin jos investointiaika on pitkä. Tämän vuoksi jäännösarvo arvioidaan laskelmissa usein nollassa. Jäännösarvo voi saada myös negatiivisen arvon, mikäli investointiajan päätyttyä laitteisto joudutaan hävittämään ja toiminnasta muodostuu kustannuksia. (Saaranen ym. 2022, 359.)

Laskentakorkokantaa käytetään, kun määritellään vaatimusta investoinnin tuotolle. Laskentakorkokanta huomioi rahan arvoa eri ajankohtina, jolla tulevaisuuden rahan arvo muutetaan vertailukelpoiseksi nykyhetkeen. (VK/126614/00.00.00.01/2021.) Laskentakorkokantaan vaikuttaa käytettävän pääoman valinta. Yritys rahoittaa investointinsa erilaisin rahoitusvaihtoehdoin, joista muodostuu yritykselle aina kuluja. Ulkoisen rahoituksen käytöstä on maksettava korkokuluja, jolloin laskentakorkokantana voidaan pitää rahoituksen todellista vuosikorkoa. (Investoinnin kannattavuus n.d.) Oman pääoman käytölle on myös laskettava kuluja, koska pääoman oletetaan olevan sijoitettuna tuottavasti. Oman pääoman käytössä laskennallisena korkona voidaan käyttää vaihtoehdoisen sijoituskohteen tuottoa tai pääomalle asetettua tuottovaatimusta. Yrityksen käyttäessä oman pääoman rinnalla ulkoista pääomaa joudutaan käyttämään pääomakustannuksien painotettua keskiarvoa (WACC) laskentakorkokantaa määritettäessä. (Saaranen ym. 2022, 360.; Järvenpää, Länsiluoto, Partanen & Pellinen 2017, 378.) Kaavassa 1 esitetty painotetun keskimääräisen pääomakustannuksen laskenta (WACC n.d.).

$$WACC = \frac{OPO}{OPO+VPO} * re + \frac{VPO}{OPO+VPO} * rv * (1 - vero\%) \quad (1)$$

jossa OPO = Oma pääoma

VPO = Vieras pääoma

re = Oman pääoman kustannus, %

rv = Vieraan pääoman kustannus, %

$vero\%$ = Yritysvero-%

Vehmasen (2008) mukaan investoinnin kannattavuuden laskentaan on useita eri menetelmiä. Yleisesti käytetyimmät ovat suora takaisinmaksuaika, netto nykyarvo ja sisäinen korkokanta. Investointilaskentaa varten on selvitettävä kokonaiskannattavuuteen liittyvien tekijöiden lähtöarvot, ja tämä on yleensä laskennan vaikein osuus. Suora takaisinmaksuaika on näistä kolmesta laskentamenetelmästä yksinkertaisin, koska siinä ei huomioida takaisinmaksuajan jälkeisiä tuottoja eikä kustannuksia. Suora takaisinmaksuaika saadaan jakamalla hankintamenot vuotuisella nettotuotolla. (Saaranen ym. 2022, 361–362.) Vehmanen (2008) mainitsee, että netto nykyarvo ja sisäisen korkokanta ovat kannattavuuslaskentamenetelminä ylitse muiden.

4.2 Netto nykyarvomenetelmä

Diskonttauksella tarkoitetaan tulevaisuuden rahavirtojen muuttamista nykyhetken arvoon, jolloin ne ovat vertailukelpoisia keskenään (Diskonttaus n.d.). Netto nykyarvon NPV (engl. Net Present Value) menetelmässä diskonttataan investoinnin pitoajan arvioidut rahavirrat sekä mahdollinen jäännösarvo investointihetkeen valittua laskentakorkokantaa käyttäen. Menetelmässä lasketaan käytännössä nettotuoton nykyarvo, joka on diskontattujen tuottojen ja kustannuksien erotus. Näistä saatujen nettotuottojen nykyarvosta vähennetään investoinnin hankintameno, ja näin muodostuu netto nykyarvo. Jos investoinnille on arvioitu jäännösarvo pitoajan päättyessä, on jäännösarvokin diskontattava ja lisättävä nettotuottojen nykyarvoon. (Järvenpää ym. 2017, 381.) Investointi on kannattava silloin, kun netto nykyarvo suurempi kuin nolla. Eri investointien vertailu voidaan tehdä vertailemalla netto nykyarvoja keskenään. Suurempi netto nykyarvo kertoo investoinnin paremmasta kannattavuudesta. (Saaranen ym. 2022, 365.)

Mikäli investoinnin kustannukset ja tuotot pysyvät investoinnin pitoajalla yhtä suurina, voidaan laskenta suorittaa käyttämällä jaksollisten maksujen diskonttaustekijän kaavaa. Jos nettotuotot vaihtelevat vuosittain, on laskenta suoritettava jokaiselle vuodelle erikseen käyttäen yksittäisten maksujen diskonttaustekijän kaavaa. (Järvenpää ym. 2017, 382.) Netto nykyarvon laskennassa käytetään kaavoja 2 ja 3.

Netto nykyarvon laskentakaava, joka soveltuu käytettäväksi jaksollisten maksujen diskonttaukseen.

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+i)^t} + \frac{JA_n}{(1+i)^n} - H \quad (2)$$

Nettonykyarvon laskentakaava, joka soveltuu käytettäväksi yksittäisten maksujen diskonttaukseen.

$$NPV = \frac{NCF_t}{(1+i)} + \frac{NCF_t}{(1+i)^2} + \dots + \frac{NCF_t}{(1+i)^n} + \frac{JA_n}{(1+i)^n} - H \quad (3)$$

jossa NPV = nettonykyarvo

NCF_t = nettotuotto

i = laskentakorkokanta, desimaalilukuna

t = ajan symboli, vuosi

n = investoinnin pitoaika vuosina

JA_n = investoinnin jäännösarvo pitoajan päätyttyä.

H = hankintameno

Jos JA_n = investoinnin jäännösarvo on nolla, voidaan se tekijä jättää kokonaan kaavasta pois. Laskenta voidaan suorittaa myös Excelin funktioita käyttämällä, jolloin jaksollisten suoritusfunktiot on PV (NA) ja yksittäisten suoritussummaaminen funktiolla NPV (NNA). (Saaranen ym. 2022, 366.; Järvenpää ym. 2017, 382.)

4.3 Sisäinen korkokantamenetelmä

Sisäinen korkokantamenetelmä vastaa ajatukseltaan nettonykyarvon laskentaa. Investoinnin sisäinen korkokanta IRR (engl. Internal Rate of Return) määräytyy tasolla, jossa investoinnin nettonykyarvo on nolla. Tällöin diskontatut nettotuotot ovat hankintamenojen suuruiset. Sisäinen korkokanta antaa investoinnin kannattavuudelle kriittisen pisteen, jota verrataan pääomalle asetettuun tuottovaatimukseen. Sisäisen korkokannan tulee olla suurempi kuin tuottovaatimukselle asetettu korko. Muutoin investointia voidaan pitää kannattamattomana. Korkokannan ollessa suurempi kuin tuottovaatimus nettonykyarvokin on positiivinen. Näin ollen molemmat edellä mainitut laskentamenetelmät antavat saman suuntaista arviota investoinnin kannattavuudesta. (Järvenpää ym. 2017, 384.)

Sisäistä korkokantaa on vaikea laskea ilman taulukkolaskentaohjelmaa Exceliä, sillä sisäisen korkokannan laskenta vaatii n -asteisen yhtälön ratkaisemista, riippuen investointiajan pituudesta n . Sisäisen korkokannan laskentaan käytetään pääosin Exceliä ja sen sisältämiä funktioita. Säännöllisillä

tuotoilla käytetään SISÄINEN.KORKO komentoa ja epäsäännöllisillä tuloilla SISÄINEN.KORKO.JAKSOTON komentoa. (Saaranen ym. 2022, 372.) Taulukossa 1 on esitetty SISÄINEN.KORKO komennolla tehty esimerkkilaskenta. Esimerkki investointi on kannattava, sillä sisäinen korkokanta on 17 %, joka on enemmän kuin tuottovaatimukseksi asetettu 10 %.

Taulukko 1. Sisäisen korkokannan laskentaesimerkki Excelissä.

Lähtötiedot		Sisäinen korkokanta IRR	17 %	> 10 %
Laiteinvestoinnit (€)	20 000	menot	-28 400	
Sähkö- ja automaatiomuutokset (€)	3500	1 v nettotuotto	8 000	
Asennuskulut (€)	4900	2 v nettotuotto	8 000	
Vuosisäästö (€/a)	9200	3 v nettotuotto	8 000	
Huoltokustannukset (€/a)	1200	4 v nettotuotto	8 000	
Nettotuotto (€/a)	8000	5 v nettotuotto	8 000	
Investoinnin pitoaika (a)	6	6 v nettotuotto	8 000	
Laskenta korkokanta (tuottovaatimus) (%)	10,00 %			

Sisäisen korkokannan laskenta kaavalla 4.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{NCF_t}{(1+IRR)^t} - H \quad (4)$$

jossa NCF_t = nettotuotto

IRR = sisäinen korkokanta, joka halutaan laskea

t = ajan symboli, vuosi

n = investoinnin pitoaika vuosina

H = hankintameno

5 Aurinkovoimalan esisuunnittelu

5.1 Lainsäädäntö

Lehto ja muut (2021, 31) toteavat, että aurinkosähköjärjestelmien asennuksissa on noudatettava erilaisia säädöksiä, asetuksia ja lakeja. Sähkön pientuotantoa säännellään sähkömarkkinalailla

(588/2013) sekä sähköverolailla (1260/1996) ja (480/2016). Verkkoon liitettävien järjestelmien mittausasetusta koskevat säädökset löytyvät Valtionneuvoston asetuksesta (66/2009). Velvoittavin turvallisuuteen liittyvä laki on sähköturvallisuuslaki (1135/2016). Sähköturvallisuuslaki velvoittaa tekemään sähköasennukset sähköturvallisuusviranomaisen (TUKES) standardiluettelossa (S10) olevien ohjeiden ja standardien mukaisesti. (Lehto ym. 2021, 31–33.)

Aurinkosähköjärjestelmän kannalta tärkeimpiä ovat Tukesin standardiluettelossa (S10-2023) olevat standardit, joita noudattamalla täyttyvät sähköturvallisuuslain (1135/2016) asettamat vaatimukset sähkölaitteille ja sähkötyöturvallisuudelle. (Sähkölaitteistojen turvallisuutta ja sähkötyöturvallisuutta koskevat standardit 2023.)

- *SFS 6000 (2022) Pienjännitesähköasennukset (Standardisarja, joka sisältää 41 kpl erillisiä standardeja)*
- *SFS-EN 62446-1:2016 + A1:2018 Aurinkosähköjärjestelmät. Vaatimukset dokumentaatiolle, kunnossapidolle ja testaamiselle*
- *SFS 6002 (2015) + A1 (2018) Sähkötyöturvallisuus*

SFS 6000-1:2022 standardin mukaan pienjännitesähköasennuksien jänniterajat ovat seuraavat: vaihtojännite enintään 1000 V(AC) ja tasajännite enintään 1500 V(DC).

5.2 Verotus

Tuotantolaitoksien nimellistehot on jaettu kahteen ryhmään; enintään 100 kVA ja yli 100 kVA. Tuotantolaitoksen nimellistehon ylittäessä 100 kVA on tuotantolaitos varustettava omalla energiamittauksella. Näin voidaan mitata tuotetun sähkön määrää, joka kulutetaan tuotantokohteessa. (Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon 2021.) Tästä määrästä voidaan vähentää laitoksen omakäyttösähkö, joka on verovapaata. Yli 100 kVA tuotantolaitoksella sähköä tuottava on sähköverovelvollinen ja verovelvollisen on rekisteröidyttävä verohallinnolle. Verohallinto on jakanut sähköntuottajat kolmeen kategoriaan verotuksen osalta. (VH/1061/00.01.00/2022.)

1. Pientuottaja, nimellisteho alle 100 kVA on vapautettu verotuksesta.
2. Pientuottaja, nimellisteho yli 100 kVA, mutta tuotanto alle 800 MWh vuodessa. Verovelvollisen on annettava veroilmoitus kerran vuodessa, jotta tuotantorajaa voidaan valvoa.
3. Sähköntuottaja, nimellisteho yli 100 kVA, tuotanto yli 800 MWh vuodessa. Annettava veroilmoitus kerran kuukaudessa ja maksettava sähkön valmistevero ja huoltovarmuusmaksu.

”Jos pientuottajaksi rekisteröityneen sähköntuottajan vuosituotantoraja ylittyy, hänen on välittömästi annettava veroilmoitukset koko alkuvuoden tuotannostaan verokausittain ja suoritettava mahdolliset sähköverot, jotka olisi pitänyt alkuvuoden verokausilta suorittaa.”

(VH/1061/00.01.00/2022.)

Näin ollen pientuottajan olisi pitänyt rekisteröityä sähköntuottajaksi ja tehdä veroilmoitus kerran kuussa. Hänen olisi pitänyt maksaa koko tuotannosta sähkön valmistevero ja huoltovarmuusmaksu. Tästä seuraa se, että alkuvuoden veroilmoitukset ovat myöhässä ja verohallinto määrää niistä myöhästymismaksut. (Sähköveron ilmoittamisen erityistilanteita 2022.)

5.3 Jakeluverkko

Lupa-asiat tulee selvittää hyvissä ajoin ennen hankintapäätöstä, jotta hankittava järjestelmä soveltuu kohteeseen. Jakeluverkkoon liitettävän sähköntuotantolaitoksen koko vaikuttaa laissa säädettyihin ilmoitusvelvollisuuksiin ja lupa-asioihin. Aurinkosähköjärjestelmän liittäminen sähköverkkoon vaatii verkonhaltijan luvan, jotta voidaan varmistaa verkon soveltuvuus kyseiselle laitokselle. Verkonhaltijalle on tehtävä selvitys laitteistosta sekä toimitettava heidän vaatimat tekniset asiakirjat. Järjestelmän liittäminen verkkoon voi edellyttää muutoksia sähköverkkoon tai mittauslaitteisiin. Sähkönmyyjälle on tehtävä ilmoitus, kun sähköä tuotetaan myyntiin yli oman kulutuksen. Ylijäämä sähkölle on aina oltava myös ostaja. (Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon 2021.)

Energiateollisuus ry:n ohjeistus ”sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon” koskee kaikkea tuotantoa, joka liitetään enintään 36 kV jakeluverkkoon, pois lukien varavoimakoneet. Ohjeistuksen lisäksi on laadittu suositus, joka käsittelee teknisiä vaatimuksia ja niihin liittyviä standardeja. Ohjeistuksessa mainittujen vaatimusten on tarkoitus turvata jakeluverkon toiminta ja estää vaaran aiheutumista sähköverkon kanssa työskenteleville. (Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon 2021.)

Mustankorkea Oy toimii Alva sähköverkko Oy:n jakeluverkon alueella. Alva sähköverkko Oy:n kanssa käydyn sähköpostikeskustelun mukaan Mustankorkea on Alvan keskijänniteasiakas (20 kV).

Alva sähköverkko Oy:n mukaan nimellisteholtaan 600 kVA tuotantolaitos olisi mahdollista rakentaa alueelle, sillä keskijänniteverkko ei juurikaan rajoita tuotantolaitoksen kokoa. (Leppämäki 2023.)

Alva Sähköverkko Oy on verkkosivuillaan täydentänyt Energiateollisuus ry:n laatimaa suositusta teknistä vaatimuksista. Suunnitteluvaiheessa tuotantolaitoksen omistajan on toimitettava Alva Sähköverkko Oy:lle seuraavat dokumentit. (Tuotannon liittäminen Alvan sähköverkkoon n.d.)

- *suojauskaavio tuotantolaitoksen ja välimuuntajien osalta sekä kokonaissuojauskaavio, jossa on esitetty eri kohteiden suojausten väliset lukitukset ym. kytkennät*
- *kytkentälaitteen ohjauskaavio, jossa on myös esitetty Alvan ohjauslaitteen liitäntä auki ohjauspiiriin sekä kiinnikytkennän esto*
- *suojareleiden yksityiskohtaiset tiedot sekä niiden asettelualueet*
- *kytkentälaitteen yksityiskohtaiset tiedot*
- *tahdistuslaitteen yksityiskohtaiset tiedot*
- *loistehon säätölaitteiston yksityiskohtaiset tiedot*
- *tuotantolaitoksen tekniset tiedot*

Ennen tuotantolaitoksen käyttöönottoa on myös toimitettava suoja- ja säätölaitteiden koestuspöytäkirjat. Verkkoon kytketyt järjestelmät on varustettava mittalaittein. Pätö- ja loisteho mittalaitteet hankkii Alva Sähköverkko Oy, mutta energiamittauksiin liittyvistä asennuksista ja tarvikkeista vastaa tuotantolaitoksen omistaja. (Tuotannon liittäminen Alvan sähköverkkoon n.d.)

5.4 Rakennuslupa

Aurinkopaneelien asentaminen pientalojen katoille ei yleisesti tarvitse rakennuslupaa Jyväskylän alueella. Isommissa rakennuksissa rakennusluvan tarve tarkastellaan tapauskohtaisesti. Jyväskylän rakennusvalvonnasta tulee selvittää rakennusluvan tarve isommille aurinkovoimalahankkeille. (Jyväskylän kaupunki 2022.)

Opinnäytetyötä varten selvitettiin rakennusluvan tarvetta aurinkovoimalahankkeelle. Jyväskylän rakennusvalvonnan antamassa selvityksessä todetaan, että jätekeskus sijaitsee yleiskaava-alueella ja kyseessä on merkittävä rakentamien, jonka vuoksi rakennuslupaa ei voida myöntää suoraan. Asia on ensin ratkaistava kaupunkisuunnittelussa kaavalla tai poikkeamistarveluvalla. Jos asia rat-

kaistaan Maankäyttö-yksikössä puoltavasti, voidaan sähköisen asiointipalvelun kautta hakea rakennuslupaa. (Holmberg 2023.) Jyväskylän kaupungin kaupunkisuunnittelun erikoissuunnittelija toteaa vielä, että jätekeskuksen alue on osoitettu suunnittelutarvealueeksi. Alueella tulee ennen rakennuslupaa ratkaista rakennusluvan erityisen edellytyksen olemassaolo eli suunnittelutarveratkaisu (MRL 137 §). Suunnittelutarveratkaisuhakemus tehdään sähköisen asiointipalvelun kautta ja se suositellaan tekemään hyvissä ajoin ennen rakennushankkeeseen ryhtymistä. (Mustonen 2023.)

Rakennuslupahakemuksen yhteyteen on toimitettava seuraavat liitteet:

- Pääpiirustukset (asemapiirustus sekä pohjapiirustukset, julkisivukuvat ja leikkauskuvat kaikista hankkeeseen mahdollisesti liittyvistä rakennuksista ja rakennelmista)
- Toimintakuvaus (josta selviää turvallisuuteen liittyvät tekijät pelastuslaitoksen tarpeisiin)
- Mahdollinen naapureiden kuuleminen (hakemuksen vireille jätön jälkeen, jos rakennusvalvonta katsoo sen tarpeelliseksi)

5.5 Aurinkovoimalan mitoitusperiaate

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus perustuu aina johonkin lähtökohtaan. Mitoituksen lähtökohdina voivat olla pohjakulutus, tuoton maksimointi, alueen käyttö tai budjetti. Järjestelmämitoituksen kannalta on järkevää pyrkiä mahdollisimman taloudelliseen vaihtoehtoon. Taloudellisesti kannattavin vaihtoehto on kuluttaa itse mahdollisimman suuri määrä tuotetusta sähköstä, sillä usein myyntiin tuotetusta sähköstä hyöty on pienempi kuin itse käytettynä. Käytettäessä mitoituksen lähtökohtana kesäajan tuntitasoista pohjakulutusta voidaan välttää ylijäämätuotantoa. (Mitoitusmenetelmiä 2022.) Ylijäämäsähköä on mahdollista myydä verkkoon ja sähkön ostaja maksaa sähköstä yleensä sähköpörssin spot-hinnan mukaisen hinnan (Ylijäämäsähkön myynti 2022).

Aurinkovoimalan mitoittamiseen voidaan käyttää erilaisia mallinnus- ja laskentaohjelmia. Yksi niistä on Euroopan komission alaisuudessa toimivan tutkimuskeskuksen ylläpitämä PVGIS-laskentaohjelma. Ohjelman avulla voidaan arvioida asennuspaikan säteily määrän perusteella aurinkosähköjärjestelmän tuottoa. Ohjelma ottaa huomioon järjestelmäkoon, -sijainnin, -suuntauksen ja -häviöiden vaikutukset laskennassa. Tuottoa voidaan arvioida vuosi- ja kuukausitasolla sekä kuukauden keskimääräisen päivätuoton kWh/m² tasolla. (Lehto ym. 2021, 87.)

Aurinkovoimalan paneelien nimellisteho voidaan mitoittaa siten, että invertteri on joko ylimitoitettu ($P_{DC \max \text{invertteri}} > P_{DC \text{paneeliketju}}$) tai alimitoitettu ($P_{DC \max \text{invertteri}} < P_{DC \text{paneeliketju}}$) paneelien nimellistehoon nähden. Ylimitoituksen etuna on mahdollisuus hankkia tulevaisuudessa lisäpaneeleita järjestelmään ilman invertterin vaihtoa. Alimitoittaessa invertteri paneeliketjun tehoon nähden saavutetaan pienemmälläkin auringon intensiteetillä maksimiteho invertterille, jos aurinkopaneeleilla tuotettu teho ylittää invertterin nimellistehon. Silloin invertteri rajoittaa tehoa automaattisesti. (Photovoltaic plants 2019, 41.) Invertterin alimitoittamiselle ei ole annettu mitään tarkkoja arvoja, mutta ajan saatossa aurinkopaneelien sähköntuotanto kyky putoaa noin 0,5 % / vuosi. Tästä syystä alimitoitettu invertteri pystyy tuottamaan vuosien päästäkin lähes nimellistehonsa verran tehoa. (Lehto ym. 2021, 70.)

Invertterin mitoitukseen voidaan käyttää apuna seuraavia laskentakaavoja:

Lämpötilan vaikutus paneelin avoimen piirin jännitteeseen.

$$V_{oc \max} = V_{oc \text{ stc}} * [1 + (\beta/100) * (T_{min} - 25)] \quad (5)$$

Jossa: $V_{oc \text{ stc}}$ = Paneelin avoimen virtapiirin jännite STC-olosuhteissa

T_{min} = Oletettu alin paneelin käyttölämpötila °C

β = muuttuja lämpötilan vaikutuksesta jännitteeseen (%/K)

Paneelin minimijännitteen määrittäminen MPP-alueelle

$$V_{MPP \min} = V_{MPP \text{ stc}} * [1 + (\beta/100) * (T_{max} - 25)] \quad (6)$$

Jossa: T_{max} = Paneelin oletettu korkein lämpötila °C

$V_{MPP \text{ stc}}$ = Paneelin jännite V_{MPP} STC-olosuhteissa

β = on muuttuja lämpötilan vaikutuksesta jännitteeseen (%/K)

Näillä kahdella edellä mainitulla kaavalla voidaan laskea lämpötilan vaikutus paneelin avoimen piirin jännitteeseen. Sarjaan kytketyissä paneeleissa jännitteet lasketaan yhteen, jotta saadaan koko

paneeliketjun jännite. Laskettuja arvoja verrataan invertterin MPP-toiminta-alueen raja-arvoihin. Järjestelmä ei yleensä toimi, jos raja-arvot ylitetään. (Lehto ym. 2021, 59.) Liitteessä 1 esitetty erään invertterin datalehti.

Lasketaan paneelien enimmäismäärän paneeliketjussa:

$$N_{\max \text{ ketju}} \leq \frac{V_{\max \text{ invertteri}}}{V_{oc \max}} \quad (7)$$

Jossa: $N_{\max \text{ ketju}}$ = Paneelien enimmäismäärä yhdessä ketjussa
 $V_{\max \text{ invertteri}}$ = Invertterin maksimi sisääntulojännite (DC-tulo)
 $V_{oc \max}$ = Paneelin maksimijännite

Lasketaan paneeliketjun suurin jännite, kaikkien komponenttien jännitteen kesto tulee olla tätä arvoa suurempia:

$$V_{oc \max \text{ ketju}} = N_{\max \text{ ketju}} * V_{oc \max} \quad (8)$$

Jossa: $V_{oc \max \text{ ketju}}$ = Paneeliketjun suurin jännite
 $N_{\max \text{ ketju}}$ = Paneelien enimmäismäärä yhdessä ketjussa
 $V_{oc \max}$ = Paneelin maksimijännite

Paneelin, paneeliketjun tai paneeliston suurin oikosulkuvirta lasketaan standardissa SFS 6000-7-712:2022 esitettyllä kaavalla:

$$I_{sc \max} = K_I * I_{sc \text{ stc}} \quad (9)$$

jossa: $I_{sc \max}$ = Paneelin suurin oikosulkuvirta
 $I_{sc \text{ stc}}$ = Oikosulkuvirta STC-olosuhteissa
 K_I = Korjauskerroin, jonka pienin arvo on 1,25. Ympäristöolosuhteet huomioiden kerrointa on suurennettava, mikäli esiintyy voimakasta säteilyä tai varjostuksia.

Laskentoja varten tarvitaan aurinkopaneeliin liittyviä tietoja, jotka ovat esitetty aurinkopaneelien datalehdessä tai tyyppikilvessä. Liitteessä 2 on esitetty erään aurinkopaneelin datalehti.

5.6 Energiatuki ja rahoitus

Aurinkosähköhankkeita varten voi hakea työ- ja elinkeinoministeriön energiataukea. Energiataukea on mahdollista saada hankkeisiin, jotka edesauttavat uusiutuvan energian tuotantoa tai käyttöä. Energiataukea on haettava ennen hankkeen käynnistymistä, sillä tukea ei myönnetä käynnissä oleville hankkeille. Tukea haetaan Business Finlandin sähköisen asiointipalvelun kautta. Tuettavan investoinnin alaraja on 10 000 € ja energiataukea on mahdollista saada aurinkosähköhankkeisiin 15 % investointikustannuksista. (Energiatuki 2022.)

Rahoitusta toimeksiantaja voi hakea vapailta markkinoilta tai Kuntarahoituksesta. Kuntarahoituksen tehtävänä on rahoittaa asiakkaittensa investointeja. Kuntarahoitus tarjoaa muun muassa lainarahoitusta ja rahoitusleasingia. Rahoitusleasingin tarkoituksena on pitkäaikainen vuokraus irtaimen käyttöomaisuuden tai rakennuksien osalta. Sopimuskauden lopussa yritys voi lunastaa omaisuuden itselleen sopimuksessa määritellyn hintaan. Kuntarahoitus tarjoaa myös vihreää rahoitusta ilmasto- ja ympäristötavoitteiden eteen, joka on muita rahoituksia edullisempaa. Edullisuus perustuu hankkeen ilmasto- ja ympäristövaikutuksen suuruuteen, periaatteella: mitä vihreämpää, niin sitä edullisempaa rahoitusta. (Rahoituspalvelut 2022.)

Vaihtoehtona rahoitukselle on PPA-sopimusmalli (Power Purchase Agreement). PPA-mallissa sähkönmyyjä rakentaa aurinkovoimalan asiakkaan kiinteistölle, jolloin asiakkaan ei itse tarvitse investoida omiin laitteistoihin. Sähkönmyyjä solmii asiakkaan kanssa sähkönmyyntisopimuksen ja asiakas ostaa aurinkovoimalan tuottaman sähkön sopimuskauden ajan. Sopimuksessa määritellään sopimuksen kesto ja energian hinnan määräytyminen sopimuskauden ajaksi. Sopimuskauden päätyttyä asiakkaalla on mahdollisuus hankkia laitteisto itselleen määritetyllä lunastushinnalla. (Vantaan Energia 2018.)

5.7 Tarjouspyynnöt

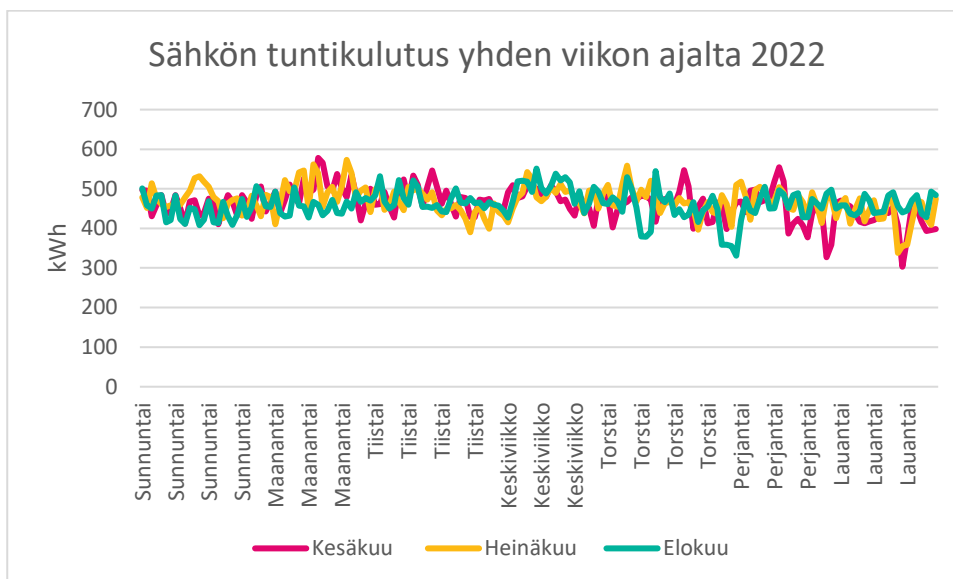
Opinnäytetyötä varten saatiin kahdelta aurinkovoimaloita toimittavalta yritykseltä budjettiarvio 450 kWp:n tehoisesta voimalasta. Budjettiarviot olivat 383 000 € ja 400 000 € (alv 0 %). Vertailua

varten pyydettiin budjettiarvio 900 kWp:n voimalasta, jonka kerrottiin olevan noin tuplat pienemmän verrattuna. Aurinkovoimalan koon skaalattavuus isommissa laitoksissa on verrannollinen €/Wp hintaan. Saaduissa budjettiarvioissa hinnaksi muodostuu 0,85–0,89 € / Wp. Maanrakennustyöt ja mahdolliset kaapeloinnit aurinkovoimalalta katujakokaappiin (M1-KJK7), eivät sisälly budjettiarvioihin.

6 Aurinkovoimalan mitoitus ja sijoittaminen jätekeskukselle

6.1 Sähkönkulutus

Verkkoyhtiöltä saatujen kulutustietojen mukaan jätekeskuksen sähkön vuosikulutus on noin 4 700 MWh. Sähkönkulutuksen tarkempaa tarkastelua kannattaa suorittaa kesäajan kulutuksen mukaan. Keskimääräinen kuukausikulutus huhti-syyskuun aikana on noin 350 MWh. Kulutustietojen mukaan kesäajan satunnaisten viikkojen tuntikulutukset ovat 400–550 kWh välillä. Kuviossa 9 on esitetty tuntikulutuksen muodostumista satunnaisten kesä-elokuun viikkojen ajalta vuonna 2022.



Kuvio 9. Sähkön tuntikulutus yhden viikon ajalta 2022.

Sähkönkulutus pysyy melko tasaisena läpi viikon muutamia poikkeuksia lukuun ottamatta. Tarkasteluviikkojen aikana sähkönkulutuksen keskiarvot ovat välillä 461–469 kWh.

6.2 Mitoitus

Aurinkovoimalan mitoitus suoritetaan jätekeskuksen pohjakulutuksen mukaan, jolloin ylijäämäsihkon tuotanto olisi mahdollisimman vähäistä. Aurinkovoimalan mitoituksen rajoittavaksi tekijäksi muodostuu alueen kaapelointi. Aurinkovoimalan yhdistäminen alueen sähköverkkoon on suunniteltu tapahtuvan katujakokaapin (M1-KJK7) kautta. Tällä hetkellä katujakokaappiin (M1-KJK7) tulee suoraan muuntamolta 2 kpl AXMK 4x300 mm² kaapelia. Kaapeleiden koon riittävyys on tarkastettava ennen aurinkovoimalahankkeen käynnistämistä. Nykyisten suunnitelmien mukaan sähkönkulutus tulee vielä lisääntymään katujakokaapin(M1-KJK7) kautta ja sen vuoksi nykyinen sähköinfra vaatii päivittämistä.

Aurinkovoimalan koko rajoitetaan opinnäytetyössä 450 kWp:n tehoiseksi. Kyseiset maa-asenteiset aurinkovoimalat toteutetaan tällä hetkellä 500–600 Wp:n tehoisilla paneeleilla, jolloin paneeleita tulee 750–900 kpl ja paneelien yhteispinta-ala on noin 2000 m² (Honkanen 2023). Voimalan kokoa on mahdollista kasvattaa tulevaisuudessa noin 950 kWp, joka PVGIS-laskentaohjelman mukaan jää vuosituotoltaan alle verohallinnon määrittelemän 800 MWh verotusrajan. Verotusrajan ylittäminen aiheuttaa sähköveron ja huoltovarmuusmaksun maksamista koko vuosituotantomäärästä. Tämänhetkisillä hinnoilla maksettavaa kertyy noin 18 000 € /vuosi, kun 800 MWh tuotantomäärä täyttyy kesken kalenterivuoden.

6.3 Aurinkovoimalan sijoittaminen

Aurinkovoimala tullaan sijoittamaan maahan, sillä rakennuksien katoille ei haluta lisätä kattokuormaa. Kattokuorman lisäksi rakennuksien katoilla on usein lintuja viettämässä aikaa, jotka saattaisivat nokkia johdotuksia ja ulostaa paneelien päälle. Nämä seikat aiheuttaisivat lisääntyviä ylläpito-kustannuksia, ja aurinkovoimalan huolto- ja kunnossapito on helpompaa ja turvallisempaa maasta käsin. Aurinkovoimalan sijoituspaikaksi on kaavailtu vuosina 2002–2003 suljettua loppusijoitusaluetta. Kuviossa 10 on punaisella viivoituksella esitetty aurinkovoimalan sijoituspaikka ja sinisellä nuolella osoitettu pohjoinen ilmansuunta.



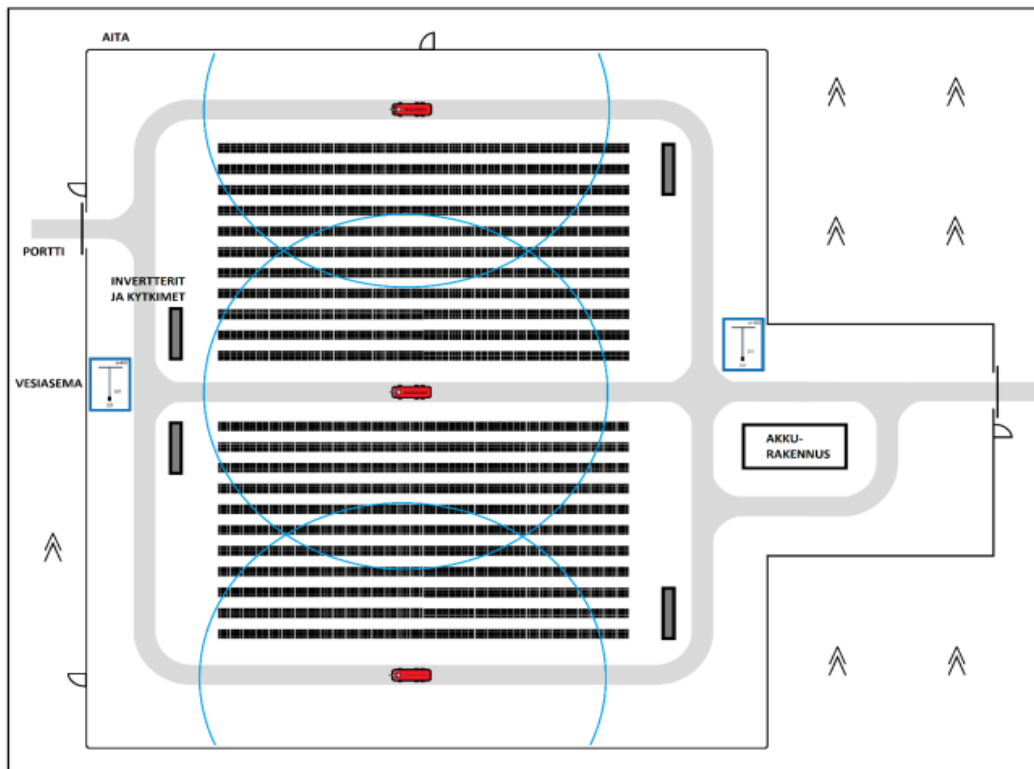
Kuvio 10. Aurinkovoimalan sijoituspaikka (Google maps, muokattu)

Pelastusalan näkemyksen mukaan yli 50 kVA voimalakentät tulisi sijoittaa erilleen rakennuksista palovahinkojen pienentämiseksi. Isojen voimalakenttien suunnittelun yhteydessä on hyvä neuvotella paikallisten pelastusviranomaisten kanssa pelastustoiminnan järjestelyistä. Pelastustoiminnan kannalta tärkeimpiä voimalakentän saavutettavuuteen liittyviä seikkoja ovat:

- Voimalakentän lähestyminen monesta eri suunnasta.
- Voimalakentän jakaminen eri paloalueisiin ja alueiden lähestyminen palokalustolla.
- Ajoväylien on täytettävä pelastusteille määritelty mitoitus.

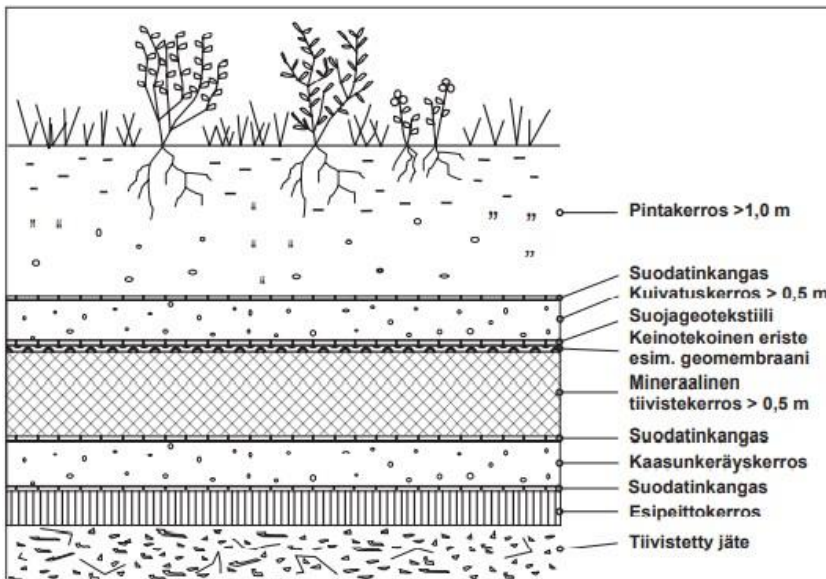
Pelastushenkilöiden turvallisen työskentelyn takaamiseksi voimalan invertterit sekä erotuskytkimet tulisi sijoittaa riittävän kauaksi paneelijärjestelmistä hyvin saavutettavaan paikkaan säältä suojattuna. SFS 6000-7-712 standardin mukaan voimalakentälle on estettävä pääsy muilta kuin

koulutuksen saaneilta henkilöiltä, jos siellä esiintyy suojaamattomina jännitteellisiä kohteita. Aitattu voimalakenttä ehkäisee ilkivaltaa sekä lisää henkilöturvallisuutta. Aitauksen suunnittelussa tulee huomioida esteetön pääsy voimalakentän ajoväylille. Suunnittelun yhteydessä olisi hyvä kuulla pelastusviranomaisen näkemys aidan rakentamisesta. (Aurinkosähköjärjestelmien paloturvallisuusohje 2023, 30.) Kuviossa 11 on kuvattu esimerkki aurinkovoimalakentän paloturvallisuusjärjestelyistä. Suunnitteilla olevan aurinkovoimalakentän sijoitusalueen ympäri kulkee tällä hetkellä valmiiksi huoltotie, joka näkyy kuviossa 13.



Kuvio 11. Esimerkki aurinkovoimalakentän paloturvallisuusjärjestelyistä (Aurinkosähköjärjestelmien paloturvallisuusohje 2023, 31.)

Valtioneuvoston asetus kaatopaikoista (331/2013) määrittelee suljetulle jätteen kaatopaikalle rakennettavan pintarakenteen. Tavanomaisen jätteen kaatopaikalle on määritelty eri pintakerroksien kerrospaksuudet. (VNa 331/2013.) Kuviossa 12 on havainnollistettu kaatopaikan pintarakenteiden rakennekerroksia.



Kuvio 12. Esimerkki kaatopaikan pintarakennekerroksesta (Syke 2008, 45.)

Pintakerroksen on tarkoitus suojata tiivistyskerrosta routimiselta sekä pintavesien imeytymiseltä tiivistyskerrokseen. Pintakerroksen tehtävänä on myös hapettaa biologisesti mahdollisesti vapautuvia metaani ja hajukaasu päästöjä. Eroosivaikutuksia voidaan vähentää istuttamalla kasvillisuutta pintakerrokseen esimerkiksi pajuja, jonka juuret sitovat hyvin pintakerrosta. Paju on tehokas haihduttaja, jolloin imeytyvän veden määrä vähenee pintakerroksessa. (Syke 2008, 52–53.) Mustankorkealle kaavailun aurinkovoimalan sijoituspaikalla kasvaa täällä hetkellä energiapajuja, joita hyödynnetään hakettuna kompostilaitoksen tukiaineena. Energiapajusta saatavan hakkeen rahallinen arvo on pieni, mutta maisema- ja ympäristövaikutuksiltaan paju on tärkeä sitoessaan pintamaita sekä haihduttaen pintavesiä.

Pintarakenteiden tulisi kestää roudan ja orgaanisten jätteiden maatumisesta aiheutuvat painumat. Mahdollinen painuminen on pyrittävä huomioimaan suljetun loppusijoitusalueen hyötykäytön yhteydessä. (Syke 2008, 53.) Alueelle rakennettaessa tulee olla yhteydessä valvovaan viranomaiseen (ELY-keskus) ja tarkastella toteutettavaa hanketta yhdessä viranomaisen kanssa.

Raumalla on selvitetty vuonna 2016 mahdollisuutta rakentaa vuonna 1991 suljetulle kaatopaikka-alueelle aurinkovoimala. Selvitystä varten tehtiin koekaivauksia, jossa selvitettiin pintakerroksen rakennetta ja kantavuutta. Pintakerros todettiin tarpeeksi kantavaksi, kunhan varmistetaan ker-

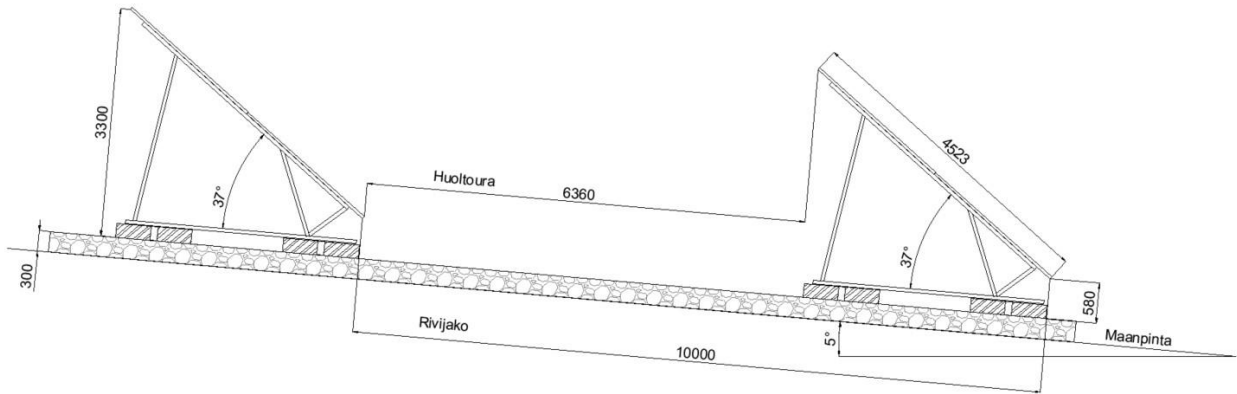
roksen > 1 m minimi paksuus rakennusalueella. Selvityksen perusteella aurinkovoimala tulee perustaa > 300 mm paksun murskekerroksen päälle ja aurinkovoimala voidaan rakentaa painoperusteisesti käyttäen betonisia ratapölkkyjä, jolloin ei vaurioiteta pintakerrosta. (Ramboll 2016.)

Alueen pinta-alatarve 450 kWp:n aurinkovoimalle on karkeasti 6000–7000 m² (Honkanen 2023). Pinta-alatarpeeseen vaikuttaa maaston muodot ja käytettävien asennustelineiden mallit sekä niiden sijoitus. Esimerkiksi rinne- ja maastoon telineet voidaan asentaa pienemmin välein kuin tasamaalle. Kuviossa 13 on havainnollistettu aurinkopaneelikentän tilan tarvetta ja paneelien rivijakoa. Mitoitus on suuntaa antava ja lopullisen mitoituksen tekee laitostoimittaja.



Kuvio 13. Paneelikentän tilan tarve ja rivijako. (Kansalaisen karttapaikka, muokattu)

Suunniteltu rakennusalue on loivaa rinnettä, joka laskee itä-etelä suunnassa. Liitteessä 3 on esitetty kuvion 13 kaltainen havainnekuva ja karttapohjana on käytetty asemapiirrosta, jossa näkyy tarkemmin rinteiden muoto.



Kuvio 14. Maa-asenteinen aurinkopaneelirivistöjen esimerkki mitoitus.

Kuviossa 14 on esitetty poikkileikkaus maa-asenteisten aurinkopaneelirivistöjen sijoittumisesta jätepenkan rinteeseen. Rinteen jyrkkyyden on arvioitu olevan kesimäärin 5° . Aurinkopaneelien kallistuskulman ja rinteen jyrkkyyden yhteisvaikutus asettaa aurinkopaneelit optimaaliseen kallistuskulmaan, joka on 42° . Kuviossa 14 näkyy 300 mm murskekerros sekä painoperustaiseen asennukseen vaadittavat betonipainot. Aurinkovoimalan maa-asennuksen toteutustapoja on useita ja tällainen asennustapa on yksi niistä. Tämän tyyppinen asennustapa soveltuu käytettäväksi suljetulla loppusijoitusalueella.

7 Tulokset

Aurinkosähköjärjestelmien fyysiset käyttöajat ovat suhteellisen pitkiä, jopa 30 vuotta. Järjestelmät eivät yleensä vaadi järjestelmällistä huoltoa tai laitteiden uusimista. Isoimpien roskien poistaminen paneelien pinnoilta on kuitenkin järkevää tehdä sopivin väliajoin. Järjestelmän tuottoa kannattaa seurata tasaisesti, jotta mahdolliset vikaantumiset tulisivat ilmi. Näin voidaan käynnistää laajempi selvitys mahdollisesta vian aiheuttajasta. Isoimmat yksittäiset huoltokustannukset koituvat invertterien vaihdoista, jotka yleensä suoritetaan kerran paneelien fyysisen käyttöiän aikana. Useimmat valmistajat lupaavat paneeleille vielä 80 % tuoton 25 vuoden päästäkin.

Kannattavuuslaskelmissa käytetään PVGIS-laskentaohjelman tuottoarviota sekä sähköverkko- ja sähköenergiayhtiöiltä saatuja tämänhetkisiä hintatietoja. Laskelmissa on huomioitu sähkön ener-

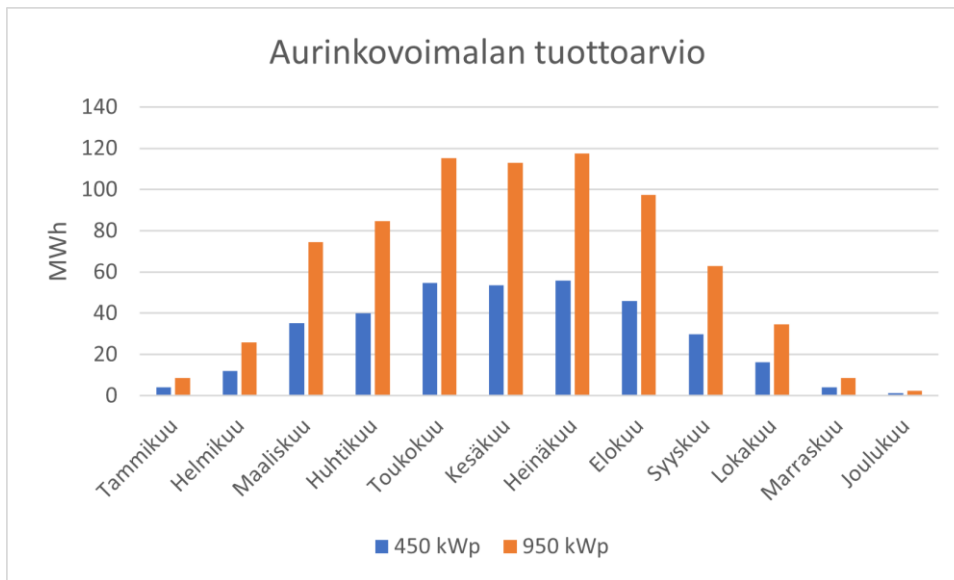
giahinnoista vain kulutuksen mukaan määräytyvät hinnat, jotka ovat energiamaksu ja profiilikustannus. Sähkön siirron osuudessa on huomioitu siirtomaksu, sähkövero ja huoltovarmuusmaksu. Hinnat eivät sisällä kiinteitä kuluja kuten perusmaksuja, lois- ja pätötehomaksuja eikä muita laskutukseen liittyviä kuluja. Kiinteät kulut määräytyvät muiden tekijöiden perusteella, eikä niihin juurikaan pysty vaikuttamaan.

450 kWp:n aurinkovoimalan laskelmissa ei ole otettu huomioon aurinkoenergiasta saatavan sähkönmyynnin osuutta, koska sen arvioidaan olevan olematon. Laskenta tehdään vertailun vuoksi myös 950 kWp:n aurinkovoimalalle. Tämän kokoinen aurinkovoimala saattaa tuottaa ajoittain ylimääräisähköä myyntiin, mutta sen tarkka arviointi on vaikeaa, jonka vuoksi sitä ei oteta laskelmissa huomioon.

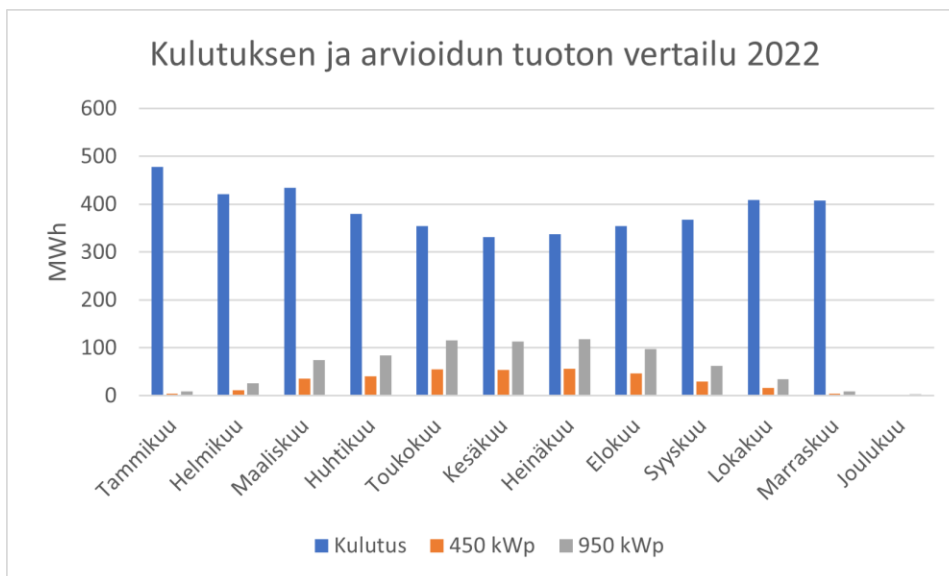
Kannattavuuslaskenta suoritetaan Finsolarin verkkosivuilta löytyvällä Excel-pohjaisella laskurilla (Kannattavuuslaskurit n.d.). Laskennassa oletetaan, että investointi suoritetaan kokonaan ulkopuolisella rahoituksella. Budjettiarvioista vähennetään energiatuen osuus (15 %) ja jäljelle jäävä summa rahoitetaan kokonaan ulkopuolisella rahoituksella. Rahoituksen korko on 3,5 %, joka perustuu Kuntarahoitukselta saatuun tietoon tämänhetkisestä korkotasosta yrityksille (Korhonen 2023).

7.1 Aurinkovoimalan tuotto

Aurinkovoimalan tuoton arviointiin käytetään PVGIS-laskentaohjelmaa, jolla arvioidaan järjestelmän vuosituotto. Kuviossa 15 on esitetty arvio 450 kWp:n ja 950 kWp:n aurinkovoimaloiden vuosituoton jakautumisesta eri kuukausille. Aurinkovoimaloiden vuosituottoarviot ovat 353 MWh sekä 745 MWh. Tuoton arviointi on tehty mahdollisimman optimaalisella suuntauksella ja käytetty 14 % järjestelmähäviönä. Lukuarvo vastaa kohtalaisen hyvin laitteiston sisäisiä häviöitä, pois lukien varjostumisista aiheutuvat häviöt (Lehto ym. 2021, 88). Liitteistä 4 ja 5 löytyvät PVGIS-laskentaohjelman tarkemmat dokumentit tuottoarvion muodostumisesta.



Kuvio 15. Aurinkovoimaloiden tuottoarviot



Kuvio 16. Aurinkovoimalan arvioidun tuoton vertailu kulutukseen nähden.

Kuviossa 16 on tarkasteltu 450 kWp:n ja 950 kWp:n aurinkovoimaloiden vuosituoton jakautumista eri kuukausille sekä verrattu sitä jätekeskuksen sähkönkulutukseen 1–11/2022. Pienemmällä aurinkovoimalalla voidaan kattaa kesäaikana (huhtikuu-elokuu) jätekeskuksen sähkönkulutuksesta

noin 15 % ja suuremmalla voimalalla noin 30 %. 450 kWp:n aurinkovoimalalla tuotetun sähkön osuus koko sähkönkulutuksesta on noin 8 %.

7.2 Takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuaika on aika, jonka kuluessa investoinnin yhteenlasketut tuotot ylittävät investointiin liittyvät kustannukset. Takaisinmaksuaikaan vaikuttavat käytettävän pääoman hinta sekä aurinkosähköstä saatava tuotto. Ulkoisen pääoman käytössä rahoituksen korkokulut pidentävät takaisinmaksuaikaa. Myös aurinkosähköstä saatava tuotto voi vaihdella järjestelmän elinkaaren aikana. Pitkällä aikavälillä ostosähkön hintamuutoksia tulee tapahtumaan, mutta niiden suuruuden ennustaminen on hyvin vaikeaa. Aurinkosähköllä tullaan korvaamaan ostosähköä, jolloin ostosähkön hinta määrittelee aurinkosähköstä saatavan rahallisen hyödyn. Edellä mainituista syistä laskennallinen takaisinmaksuaika voi olla eri kuin todellinen takaisinmaksuaika.

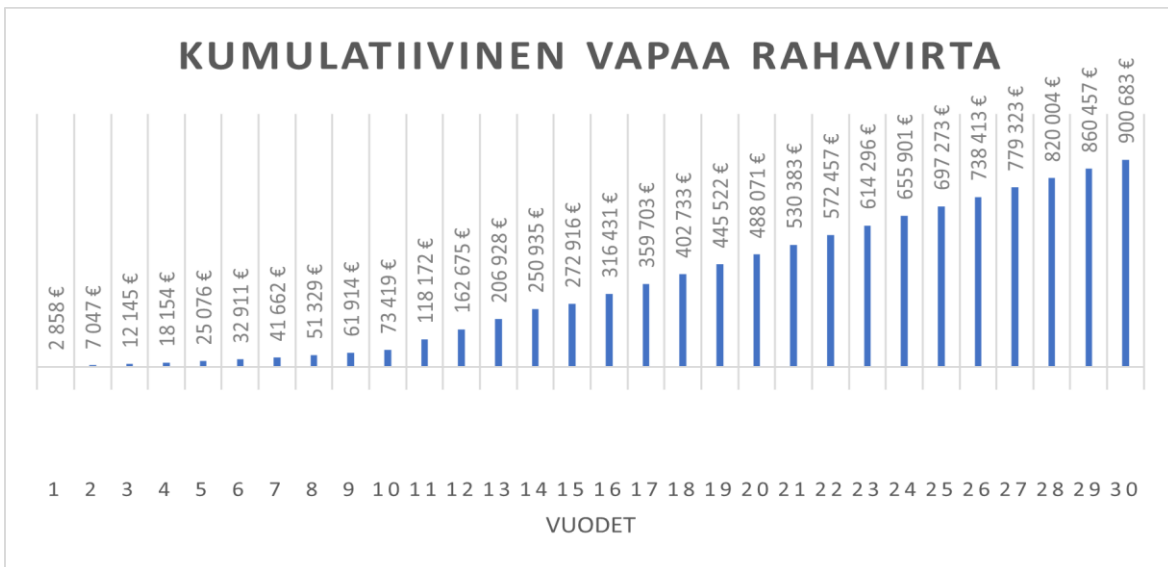
Kuviossa 17 nähdään sähköenergian ja sähkönsiirron hintakehitys vuosina 2007–2022, joskin vuoden 2020 tiedot puuttuvat. Graafista voidaan havaita, että teollisuuden sähkön siirtohinnoissa ei ole suuria heilahduksia tarkastelujakson aikana. Toisaalta sähköenergian hinta on vaihdellut vuosien 2007–2021 aikana, välillä 4,95–7,33 snt/kWh. Vuoden 2022 sähköenergian hinnan nousu on ollut todella raju, joka on lisännyt aurinkosähköstä saatavaa nettotuottoa ja näin lyhentänyt takaisinmaksuaikaa.



Kuvio 17. Sähköenergian ja sähkönsiirron hintakehitys vuosina 2007-2022 (Sähkön hintatilastot n.d.)

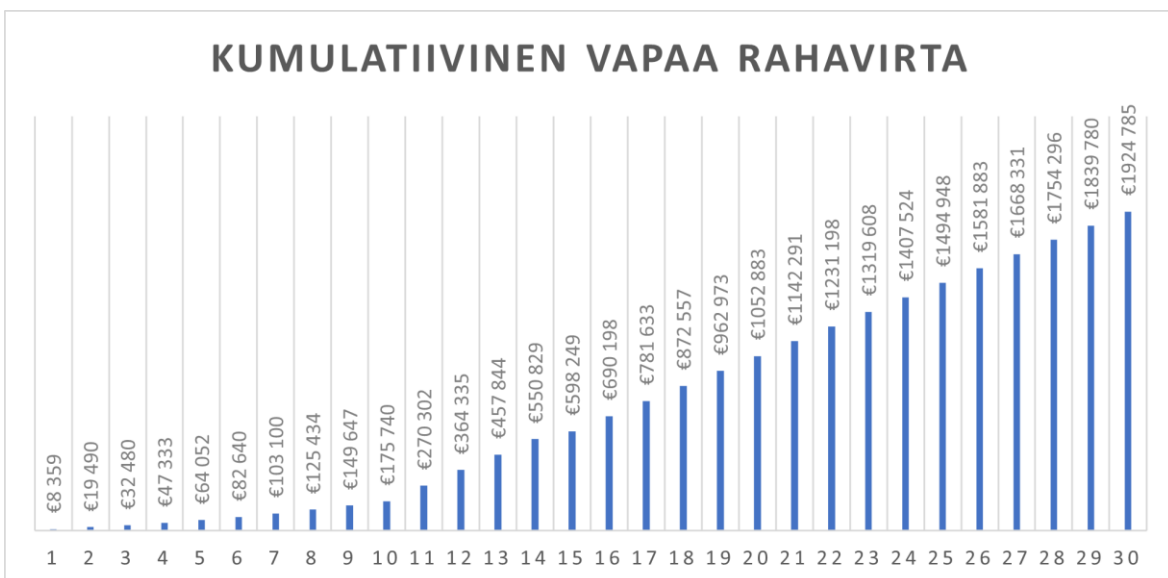
450 kWp:n aurinkovoimalan takaisinmaksuaikaa laskettaessa käytetään saaduista budjettitarjouksista keskiarvoa joka on 391 250 € ja investointi tullaan rahoittamaan kokonaan lainarahalla, jonka korkona käytetään 3,5 % ja laina-aikana 10 vuotta. Liitteestä 6 löytyvät tarkemmat laskelmat ja käytetyt lähtöarvot.

Kuviossa 18 on esitetty 450 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta nykyisillä sähkön hinnoilla. Kumulatiivinen vapaa rahavirta kuvaa investoinnin vaikutusta budjettiin. Pitkään jatkuva negatiivinen vapaa rahavirta kuluttaa yhtiön varoja ja saattaa aiheuttaa maksuvaikeuksia. Vapaa rahavirta on otettava huomioon budjetoiteja tehtäessä, jotta vältetään ennustamattomilta maksuvaikeuksilta. (Kassavirta kuntoon 2020.)



Kuvio 18. 450 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta nykyisillä sähkön hinnoilla.

Vertailun vuoksi lasketaan myös 950 kWp:n aurinkovoimalan takaisinmaksuaikaa. Laskennassa käytetään järjestelmälle laskennallista hintaa, joka on 0,85 € / Wp, jolloin hinnaksi muodostuu 807 500 €. Investointi tullaan rahoittamaan kokonaan lainarahalla, jonka korkona käytetään 3,5 % ja laina-aikana 10 vuotta. Liitteestä 7 löytyy tarkemmat laskelmat ja käytetyt lähtöarvot. Kuviossa 19 on esitetty 950 kWp:n tehoisen aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta nykyisillä sähkön hinnoilla.



Kuvio 19. 950 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta nykyisillä sähkön hinnoilla.

Kuvioista 18 ja 19 nähdään, että nykyisillä sähkön hinnoilla ja 10 vuoden laina-ajalla molempien voimaloiden kumulatiivinen vapaa rahavirta on positiivinen ensimmäisestä vuodesta lähtien. Vapaa rahavirta voi olla joko negatiivista tai positiivista. Kumulatiivinen vapaa rahavirta muodostuu edellisen vuoden ja tarkasteluvuoden vapaan rahavirran eli nettotuottojen summasta. Tässä tapauksessa kaaviosta ei nähdä suoraan aikaa, jossa yhteenlasketut tuotot ylittävät investointiin liittyvät kustannukset.

Takaisinmaksuaika voidaan laskea kaavalla 10.

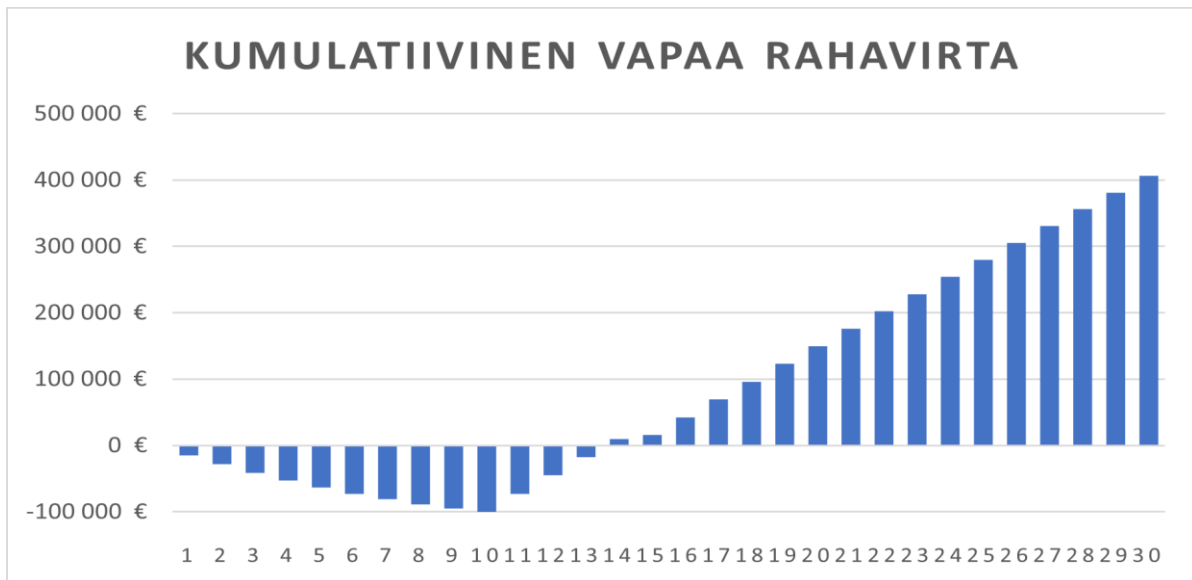
$$Takaisinmaksuaika = \frac{\text{Investoinin hankintamenot}}{\text{Vuotuinen nettotuotto}} \quad (10)$$

Riittävään tarkkuuteen takaisinmaksuajan laskennassa päästään laskemalla hankintamenoiksi yhteen laina-ajan lyhennykset, korot sekä ylläpitokulut. Vuotuinen nettotuotto saadaan laskemalla laina-ajan tuottojen keskiarvo, sillä aurinkosähkössä vuosituotto laskee ajan kuluessa. Molempien aurinkovoimaloiden takaisinmaksuajat laskettu edellä mainituin tavoin. (Saaranen ym. 2022, 362.)

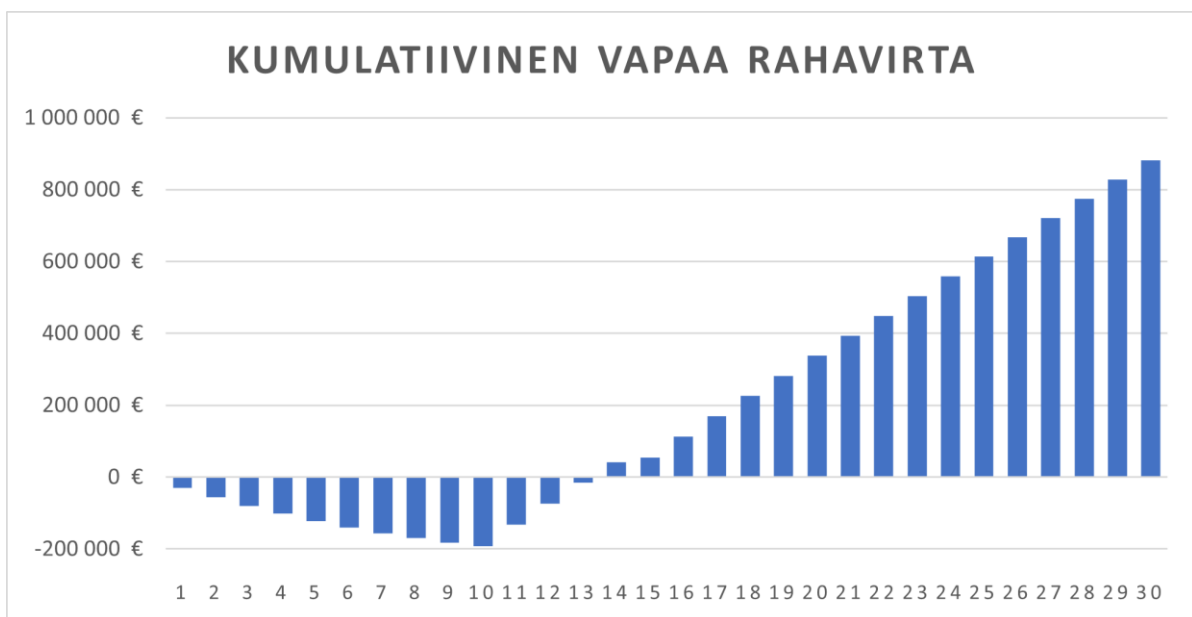
$$450 \text{ kWp:n aurinkovoimalan takaisinmaksuaika: } 8,43 = \frac{(335\,000 + 53\,935 + 6\,750)}{46\,910}$$

$$950 \text{ kWp:n aurinkovoimalan takaisinmaksuaika: } 8,23 = \frac{(690\,000 + 111\,090 + 13\,500)}{99\,033}$$

Sähkön hinnan on ennustettu laskevan nykyisestään. Ruotsin kantaverkkoyhtiö on ennustanut, että vuosina 2024-2026 Suomessa sähkön keskihinta olisi kilowattitunnilta noin 5 sentin luokkaa ja vuonna 2027 hinta nousisi noin 6,6 senttiin. (Yle uutiset 2022.) Jotta saadaan takaisinmaksuaika myös tulevaisuuden ennusteisiin pohjautuen, niin laskennat tehtiin vielä muuttamalla sähköenergian hinta 5,5 senttiin. Sähkön siirtohintojen oletaan pysyvän lähes samoina, jonka vuoksi kaikissa laskelmissa käytetään samoja siirtohintoja. Kuvioissa 20 ja 21 on esitetty kaavioina vertailulaskennan tulokset.



Kuvio 20. 45 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta 5,5 sentin sähköenergian hinnalla.



Kuvio 21. 950 kWp:n aurinkovoimalan kumulatiivinen vapaa rahavirta 5,5 sentin sähköenergian hinnalla.

Kuvioista 20 ja 21 nähdään sähköenergian hinnan muutoksen vaikutus takaisinmaksuajan muodostumiseen. Alkuun investoinnin vapaa rahavirta on negatiivista ja kumulatiivinen kassavirta painuu

negatiiviseksi. Kun investointi alkaa tuottamaan yli kustannuksien, muuttuu vapaa rahavirta positiiviseksi. Näin lähestytään aikaa, jolloin tuotot ovat kattaneet siihen mennessä syntyneet kustannukset. Kaavioista 20 ja 21 nähdään, että investointien takaisinmaksuaika jää alle 14 vuoteen. Kumulatiivisen vapaan rahavirran kaavioiden avulla voidaan tulkita myös, kuinka paljon investointi on tuottanut esimerkiksi 20 vuoden käytön jälkeen.

Sähkön hintamuutokset vaikuttavat suoraan takaisinmaksuajan muutokseen. Nykyisellä sähkön hinnalla investointi maksaa itsensä takaisin reilussa 8 vuodessa ja tuottaa jo ensimmäisestä vuodesta alkaen positiivista rahavirtaa yhtiölle eikä näin aiheuta yhtiölle negatiivisen rahavirran kompensointia jostain muusta tuotannon tuloksesta. Sähköenergian futuurihinnoilla takaisinmaksuaika jää alle 14 vuoteen, joka on kuitenkin alle puolet fyysisestä käyttöiästä. Investointi tuottaa kuitenkin negatiivista rahavirtaa ensimmäiset 10 vuotta, joka on huomioitava budjetoinnissa ja se on pystyttävä rahoittamaan muilla tuotoilla.

8 Pohdinta

Opinnäytetyön tavoite oli tuottaa selvitys aurinkoenergian hyödyntämisestä Mustankorkea Oy:n jätekeskuksen tuotannossa. Aurinkoenergian hyödyntämisellä on tarkoitus vähentää yhtiön ulkoisen sähköenergian tarvetta ja näin saada kustannussäästöjä. Aurinkoenergian käytöllä voidaan vaikuttaa positiivisesti myös yhtiön imagoon. Uusiutuvan energian käyttöä tullaan lisäämään Suomessa tulevien vuosien aikana, joten yhtiö edistäisi omalta osaltaan Suomen hiilineutraalisuustavoitetta.

Opinnäytetyössä tutustuin alaan liittyvään kirjallisuuteen ja toteutuneisiin hankkeisiin. Selvitin aurinkosähköjärjestelmiin liittyvien komponenttien rakennetta sekä toimintaperiaatteita. Sain hyvän käsityksen järjestelmän toiminnasta sekä aurinkosähkön tuottoon vaikuttavista tekijöistä. Aurinkosähköjärjestelmien kehitys on ollut nopeaa viimeisen 10 vuoden aikana. Tämän vuoksi tiedon hakuun oli kiinnitettävä erityistä huomiota. Usein löytyi muutaman vuoden takaista tietoa, joka oli jo vanhentunutta tällä hetkellä. Muutoksia oli tullut lyhyen ajan sisällä muun muassa standardeihin ja lainsäädäntöihin liittyen. Työssä selvitettiin myös rakentamiseen liittyviä lupa-asioita, jotka saattavat vaihdella kunnittain. Tämän vuoksi jokaista hanketta varten on käännyttävä oman kun-

nan rakennusvalvonnan puoleen ja selvittävää hankkeeseen liittyvät lupa-asiat. Myös sähkön jakeluverkko voi aiheuttaa mahdollisen rajoituksen aurinkovoimalan koolle. Asian selvittämiseksi on oltava yhteydessä oman jakeluverkon haltijaan.

Selvityksen yhteydessä havaittiin aurinkosähkön hyödyntämisen potentiaali Suomessa. Sähkönkulutuksen ollessa kesäaikana suurta on aurinkosähkön hyödyntäminen järkevää, sillä isollakin aurinkovoimalalla tuotettu sähkö saadaan lähes kokonaan kulutettua omassa käytössä. Työssä selvitetiin nimellisteholtaan 450 kWp:n aurinkovoimalan soveltuvuutta jätekeskukselle. Aurinkovoimalan nimellisteho jää alle kesäajan sähkön tuntikulutuksen, joka on keskimäärin noin 460 kWh. Näin voidaan kaikki tuotettu sähkö kuluttaa omassa tuotannossa, joka on kannattavuuden kannalta optimaalisin vaihtoehto.

Vertailun vuoksi kannattavuuslaskelmat suoritettiin 950 kWp:n aurinkovoimalalle. Aurinkovoimalan koko rajattiin vuosituottoarvion mukaan niin, että vuosituotanto jää alle 800 MWh. Vuosituotantorajan määrittelee verohallinto ja rajan ylittäminen muodostaa tuotannosta sähköveron alaista tuotantoa. Verotus laskee aurinkovoimalan kannattavuutta. Aurinkovoimaloiden koon suurentaminen ei aiheuta takaisinmaksuaikoihin juurikaan muutoksia, sillä aurinkovoimaloiden budjetti-arviot perustuvat €/Wp hinnoitteluun, joka pysyy suhteellisen vakiona tämän kokoluokan voimaloissa. Myös aurinkovoimalan tuottoarvion PVGIS-laskentaohjelmassa määrittelee laitteiston nimellisteho, jolloin tuottoarvio perustuu kWh/kWp suhteeseen.

Tutkimustulosten perusteella pystytään vastaamaan tutkimuskysymyksiin. Nykyisillä sähkön hinnoilla aurinkoenergialla tuotettu sähkö maksaa investoinnin takaisin reilussa 8 vuodessa. Näin voidaan todeta, että aurinkosähkön tuottaminen omaan käyttöön on kanttaavaa. Mahdolliset sähkön hinnan vaihtelut vaikuttavat suoraan aurinkosähköstä saatavaan hyötyyn ja sitä kautta kannattavuuteen. Tulevaisuuden sähkön hintoja on vaikea ennustaa pidemmän ajan päähän ja se aiheuttaa virhemarginaalia aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen. Aurinkosähköjärjestelmän pitkä fyysinen käyttöikä mahdollistaa takaisinmaksuajan pidentymisen niin, että investointi on edelleen kannattava.

Suljetun loppusijoitusalueen hyödyntäminen on taloudellisesti haasteellista, jonka vuoksi osa suljetuista alueista olisi mahdollista valjastaa aurinkosähkön tuotantoon. Suunniteltu aurinkovoimala

tulisi sijoittumaan 2000-luvun alussa suljetun jätepenkan rinteeseen. 450 kWp:n aurinkovoimala vaatii rakentamiseen pinta-alaa noin 7000 m². Pinta-alan tarve ei rajoita voimalan rakentamista, mutta voimalan nimellisteho rajoittaa alueen oma sähköverkko. Aurinkovoimala tulisi syöttämään alueen sähköverkkoa katujakokaapin (M1-KJK7) kautta, jonka vuoksi nykyisten syöttökaapeleiden virrankesto tulee varmistaa. Laskentoja ei tehty opinnäytetyötä varten, sillä alueen sähköinfraan on suunniteltu tulevan muutoksia. Sähköinframuutoksia suunniteltaessa voidaan ottaa huomioon tulevan aurinkovoimalan vaatimukset ja mitoittaa kaapelointi vastaamaan suoraan 950 kWp:n aurinkovoimalan vaatimuksia tulevaisuutta ajatellen. Saatujen tulosten perusteella jätekeskus alueena ei aiheuta juurikaan rajoituksia teknisiin toteutuksiin. Muuten kuin rajoittamalla asennustavan painoperustaiseksi maa-asennukseksi ja voimala nimellistehon vastaamaan syöttökaapeleiden virrankestoisuutta. Tutkimuksien mukaan muutamille suljetuille jätepenkoille on jo rakennettu vastaavanlaisia maa-asenteisia aurinkovoimaloita.

Tuloksien luotettavuuden takaamiseksi on pyritty käyttämään mahdollisuuksien mukaan primaarisia lähteitä tietoperustan hankintaan. Lähteiksi on etsitty mahdollisimman ajankohtaista tietoa, varsinkin standardien ja lakien osalta. Näin voidaan varmistaa uusin ja voimassa oleva tieto. Saatuihin tuloksiin kohdistuu jonkin verran virhemarginaalia, koska aurinkovoimalan tuotto perustuu arvioon. Tulokset muilta osin perustuu toteutuneisiin hintatietoihin, eikä näin sisällä virhettä. Tuloksien luotettavuuden säilyttämiseksi hinnat tulee tarkastaa ja laskennat suoritettava uudestaan, mikäli aurinkovoimalan hankinta siirtyy tulevaisuuteen.

Opinnäytetyön eettisyyttä on pyritty vaalimaan koko prosessin ajan. Eettisyyttä vahingoittaviin kysymyksiin (ks. luku 2.2) ei työssä ole otettu lainkaan kantaa, eikä vastaavanlaisiin asioihin esitetty mielipiteitä. Työssä käytettiin vain tarpeellista tietoa, joka ei vahingoita toimeksiantajan liiketoimintaa. Henkilötietojen käsittelyä työssä ei edellytetty, muuten kuin lähdeviittauksissa. Saatuja tietoja ei ole tahallisesti vääristelty, eikä esitetty eriäviä näkemyksiä muiden henkilöiden antamiin tietoihin. Työssä on kunnioitettu saatuja tietoja, sillä ne ovat työn kannalta arvokkaita.

Selvitykseen perustuen johtopäätöksenä voidaan todeta, että aurinkovoimalan rakentaminen on kannattava investointi. Aurinkovoimalan vuosituotto perustuu laskentaohjelman arvioon, jonka vuoksi todellisia tuotantomääriä voidaan seurata vasta aurinkovoimalan ollessa tuotannossa. Tämän takia aurinkovoimalan rakentaminen kannattaa tehdä vaiheittain. Ensiksi voidaan rakentaa

aurinkovoimala, jonka nimellisteho on 450 kWp, ja seurata muutaman vuoden ajan todellisia tuotantomääriä. Näiden tietojen perusteella voidaan määritellä aurinkovoimalan laajentamistarvetta. Näillä keinoilla voidaan minimoida ylijäämänsähkön muodostuminen.

Opinnäytetyön tuloksia voidaan hyödyntää toimeksiantajan aurinkosähköjärjestelmähankkeen edistämiseen. Työssä on esitetty laajasti aurinkosähköjärjestelmän esisuunnitteluun vaikuttavia tekijöitä niin lainsäädännön kuin kannattavuudenkin osalta. Työ antaa melko tarkan arvion aurinkoenergian hyödyistä taloudellisesta näkökulmasta. Opinnäytetyöstä voivat hyötyä myös muut jätekeskukset ympäri Suomen. Uusiutuvan energian käyttö tulee lisääntymään Suomessa, ja osa jätekeskuksista ovat jo hyödyntäneet suljettuja jätepenkkoja aurinkosähkön tuotannossa. Opinnäytetyön jatkotoimenpiteinä olisi mahdollista toteuttaa erillinen opinnäytetyö liittyen aurinkovoimalan toteutussuunnitteluun tai jätekeskusalueen sähköinfran päivittämiseen.

Lähteet

Ammattikorkeakoulujen opinnäytetöiden eettiset suositukset. 2020. Ammattikorkeakoulujen rehtorineuvosto. Arene ry. Viitattu 8.12.2022. <https://www.arene.fi/wp-content/uploads/Raportit/2020/AMMATTIKORKEAKOULUJEN%20OPINN%C3%84YTET%C3%96IDEN%20EETTISET%20SUOSITUKSET%202020.pdf? t=1578480382>.

Auringonsäteilyn määrä Suomessa. 2022. Julkaisu Motivan verkkosivuilla. Viitattu 8.12.2022. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa.

Aurinkopaneelin rakenne. 2023. Julkaisu Aurinkopaneeli verkkosivuilla. Viitattu 8.1.2023. <http://aurinkopaneeli.fi/rakenne/>.

Aurinkopaneelin tuotanto. N.d. Julkaisu Pienenergiaa verkkosivuilla. Viitattu 9.1.2023. <https://pienenergia.wordpress.com/2016/03/28/aurinkopaneelin-tuotanto-mpp-mita/>.

Aurinkopaneelista 500 wattia huipputehoa. 2022. Artikkelit ETN elektroniikkalehden verkkosivulla. Viitattu 8.1.2022. <https://etn.fi/index.php/13-news/13182-aurinkopaneelista-500-wattia-huipputehoa>.

Aurinkosähköjärjestelmien paloturvallisuusohje. 2023. Pelastuslaitosten kumppanuusverkosto. Ohje pelastuslaitokset verkkosivulla. Viitattu 24.2.2023. https://pelastuslaitokset.fi/sites/default/files/2023-01/Aurinkos%C3%A4hk%C3%B6j%C3%A4rjestelmien_paloturvallisuusohje_S_18012023.pdf.

Aurinkosähkön ja sähkönkulutuksen yhteensovittaminen. 2022. Julkaisu Motivan verkkosivuilla. Viitattu 22.12.2022. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkon_ja_sahkonkulutuksen_yhteensovittaminen.

Aurinkosähköt teknologiat. 2022. Julkaisu Motivan verkkosivuilla. Viitattu 2.1.2023. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat.

Diskonttaus. N.d. Pankkiasiat. Julkaisu pankkiasiat.fi verkkosivuilla. Viitattu 18.1.2023. <https://pankkiasiat.fi/diskonttaus>.

Energiatuki. 2022. Työ- ja elinkeinoministeriö. Artikkelit Työ- ja elinkeinoministeriön verkkosivuilla. Viitattu 19.12.2022. <https://tem.fi/energiatuki>.

Google Maps. 2023. Ilmakuva Mustankorkean alueesta. Viitattu 10.2.2023. <https://www.google.fi/maps/@62.2167052,25.6695419,1461m/data=!3m1!1e3?hl=fi>.

Hi-Mo. N.d. Aurinkopaneelin datalehti. Julkaistu Onninen verkkosivuilla. Viitattu 27.1.2023. <https://kesko-onninen-pim-resources-production.s3-eu-west-1.amazonaws.com/pimdocuments/16939703.pdf>.

Honkanen, J. 2023. Vanhempi projektipäällikkö. Solarigo systems Oy. Sähköposti keskustelu 1.2.2023.

Holmberg, M. 2023. Johtava rakennustarkastaja. Rakennusvalvonta. Jyväskylän kaupunki. Sähköposti keskustelu 25.1.2023.

Investoinnin kannattavuus. N.d. Business Oulu Artikkelit Yritystulkki verkkosivuilla. Viitattu 17.1.2023. <https://www.yritystulkki.fi/fi/alue/oulu/aloittava-yrittaja/suunnittelu/taloussuunnitelmat/investoinninkannattavuus/>.

Jyväskylän kaupunki. 2022. Viitattu 15.12.2022. <https://www.jyvaskyla.fi/rakentaminen/rakentamisen-luvat/maalampokaivo-aurinkoenergia-tuulivoimala>.

Järvenpää, M., Länsiluoto, A., Partanen, V. & Pellinen, J. 2017. Talousohjaus ja kustannuslaskenta. 2.–4. painos. Helsinki: Sanoma Pro.

Kaco. N.d. Verkkoinvertterin datalehti. Julkaistu Onninen verkkosivuilla. Viitattu 10.1.2023. <https://kesko-onninen-pim-resources-production.s3-eu-west-1.amazonaws.com/pimdocuments/15047308.pdf>.

Kallinen, T. & Kinnunen, T. N.d. Etnografia. Julkaisussa Laadullisen tutkimuksen verkkokäsikirja. Toim. J. Vuori. Tampere: Yhteiskuntatieteellinen tietoarkisto. Viitattu 8.12.2022. <https://www.fsd.tuni.fi/fi/palvelut/menetelmaopetus/>.

Kannattavuuslaskurit. N.d. Finsolar. Laskuri Finsolarin verkkosivuilla. Viitattu 7.2.2023. <https://finsolar.net/kannattavuus/kannattavuuslaskurit/>.

Kansalaisen karttapaikka. 2023. Maanmittauslaitos. Ilmakuva Mustankorkean alueesta. Viitattu 10.2.2023. <https://asiointi.maanmittauslaitos.fi/karttapaikka/>.

Kassavirta kuntoon. 2020. Zervant. Blogi Zervant verkkosivuilla. Viitattu 13.2.2023. <https://www.zervant.com/fi/blogi/yrityksen-kassavirta/>.

Korhonen, M. 2023. Asiakkuuspäällikkö. Kuntarahoitus Oyj. Sähköposti keskustelu 9.2.2023.

Kuula, A. 2011. Tutkimusetiikka. Aineistojen hankinta, käyttö ja säilytys. Tampere: Vastapaino. E-kirja. Viitattu 3.12.2021. <https://www.ellibslibrary.com/reader/9789517685139>.

Käpylehto, J. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen. Helsinki: Into kustannus.

Lehto, I., Orrberg, M., Ylinen, M. & Andersén, M. 2021. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelusta ja toteutuksesta. ST-käsikirja 40. Toinen, uudistettu painos. Espoo: Sähköinfo.

Leppämäki, M. 2023. Käyttömestari. Alva Sähköverkko Oy. Sähköposti keskustelu 30.1.2023.

Lupa-asiat. 2022. Julkaisu Motivan verkkosivuilla. Viitattu 11.1.2023. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/ennen_jarjestelman_hankintaa/lupa-asiat.

Mitoitusmenetelmiä. 2022. Julkaisu Motivan verkkosivuilla. Viitattu 24.1.2023. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus/mitoitusmenetelmia.

Mustankorkea. 2021. Vuosikertomus. Viitattu 28.12.2022. https://vuosikertomus.mustankorkea.fi/wp-content/uploads/2022/06/mustankorkea_vuosikertomus_2021.pdf.

Mustonen, R. 2023. Erikoissuunnittelija. Kaupunkisuunnittelu / Maankäyttö. Jyväskylän kaupunki. Sähköposti keskustelu 25.1.2023.

Ojasalo, K., Moilanen, T. & Ritalahti, J. 2020. Kehittämistyön menetelmät. 3.–6. painos. Helsinki: Sanoma Pro

Perälä, R. 2017. Aurinkosähköä. Helsinki: Alfamer / Karisto.

Photovoltaic plants. 2019. Cutting edge technology. Artikkelit ABB verkkosivuilla. Viitattu 8.1.2023. <https://search.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK107492A3277&LanguageCode=en&DocumentPartId&Action=Launch>.

PVGIS-laskentaohjelma. 2023. Photovoltaic geographical information system. Laskentaohjelma Euroopan komission verkkosivuilla. Viitattu 30.1.2023. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html.

Rahoituspalvelut. 2022. Kuntarahoitus. Artikkelit Kuntarahoitus verkkosivuilla. Viitattu 19.12.2022 <https://www.kuntarahoitus.fi/rahoituspalvelut/>.

Ramboll. 2016. Sorrin kaatopaikan rakennettavuus aurinkovoimalaa varten. Selvitysraportti. Viitattu 26.1.2023. <https://www.rauma.fi/wp-content/uploads/2017/10/1510023634-Sorrin-kaatopaikka-rakennettavuus-aurinkovoimalaa-varten-09-05-2016-ja-liitteet.pdf>

Saaranen, P., Koltola, E. & Pösö, J. 2022. Liike-elämän matematiikka. 13. uudistettu painos. Helsinki: Edita.

SFS 6000-1:2022. Pienjännitesähköasennukset. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS. Vahvistettu 12.8.2022. Viitattu 11.1.2023. <https://janet.finna.fi/>, SFS Online.

SFS 6000-7-712:2022. Erikoistilojen- ja asennusten vaatimukset. Aurinkosähköjärjestelmät. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS. Vahvistettu 12.8.2022. Viitattu 11.1.2023. <https://janet.finna.fi/>, SFS Online.

Solar cell working principle. N.d. RF wireless world. Artikkelit RF wireless world verkkosivuilla. Viitattu 2.1.2023. <https://www.rfwireless-world.com/Articles/Solar-Cell-as-Renewable-Energy-Source.html>.

ST 55.32. 2019. Verkkoon kytketyt aurinkosähköjärjestelmät. ST-ohjekortti. Sähkötieto. Viitattu 9.1.2023. <https://severi.sahkoinfo.fi/>, ST-kortisto.

Syke. 2008. Kaatopaikkojen käytöstä poistaminen ja jälkihoito. Ympäristöhallinnon ohjeita. Viitattu 26.1.2023. https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10138/41544/SYKE_OH_1_2008.pdf?sequence=2.

Sähkölaitteistojen turvallisuutta ja sähkötyöturvallisuutta koskevat standardit. 2023. Tukes. Luettelo S10-2023. Tukes verkkosivuilla. Viitattu 19.1.2023. <https://tukes.fi/teollisuus/standardit>.

Sähkön hintatilastot. N.d. Energiavirasto. Tilastotietoa sähkön tarjoushintojen kehityksestä Energiaviraston verkkosivuilla. Viitattu 3.4.2022. <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>.

Sähköntuotantolaitoksen liittäminen jakeluverkkoon. 2021. Energiateollisuus. Ohje Energiateollisuuden verkkosivuilla. Viitattu 15.12.2022. https://energia.fi/files/6065/Ohje_tuotannon_liittamisesta_asiakasviestintaan_PAIVITETTY_20210614.pdf.

Sähköveron ilmoittamisen erityistilanteita. 2022. Verohallinto. Artikkelit verohallinnon verkkosivuilla. Viitattu 2.2.2023. <https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/ilmoittaminen-ja-maksaminen/sahkoveron-ilmoittamisen-erityistilanteita/>.

Tahkokorpi, M., Erat, B., Hänninen, P., Nyman, C., Rasinkoski, A. & Wiljander, M. 2016. Aurinkoenergia Suomessa. Helsinki: Into kustannus

Tuotannon liittäminen Alvan sähköverkkoon. N.d. Alva. Julkaisu Alvan verkkosivuilla. Viitattu 31.1.2023. <https://www.alva.fi/sahkoverkko/sahkoliittymat-ja-mittarointi/pientuotanto/tuotannon-liittaminen-alvan-sahkoverkkoon/>.

Vantaan Energia. 2018. Energiaa elämään-blogi. Artikkelit Vantaan energian verkkosivuilla. Viitattu 19.12.2022. <https://www.vantaanenergia.fi/uudet-hankintamallit-ratkaisevat-aurinkoenergian-tulevaisuuden-ppa-sopimusmallilla-uusia-mahdollisuuksia-yritysten-energiainvestointeihin/>.

Vehmanen, P. 2008. Investointilaskelmilla jalat pysyvät maassa. Artikkelitilisanomat verkkosivuilla. Viitattu 16.1.2023. <https://tilisanomat.fi/yleiset/investointilaskelmilla-jalat-pysyvat-maassa>.

VH/1061/00.01.00/2022. Energiaverotus. Verohallinto. Syventävät vero-ohjeet. Viitattu 15.12.2022. <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotus3/>.

Vilpas, P. N.d. Kvantitatiivinen tutkimus. Luentomateriaali. Metropolia ammattikorkeakoulu. Viitattu 2.12.2022 <https://docplayer.fi/15103369-Pertti-vilpas-metropolia-1-kvantitatiivinen-tutkimus.html>.

VK/126614/00.00.00.01/2021. Valtiokonttori. Investointien suunnittelu ja seuranta -ohje. Viitattu 17.1.2023. <https://www.valtiokonttori.fi/maaraykset-ja-ohjeet/investointien-suunnittelu-ja-seuranta-ohje-2/>.

VNa (331/2013). Valtioneuvoston asetus kaatopaikoista. Valtion säädöstietopankki Finlex, Ajantasainen lainsäädäntö. Viitattu 26.1.2023. <https://www.finlex.fi/fi/laki/smur/2013/20130331>.

WACC N.d. Pankkiasiat. Julkaisu pankkiasiat.fi verkkosivuilla. Viitattu 16.1.2023. <https://pankki-asiat.fi/wacc>.

Yle Uutiset. 2022. Ruotsalaisarvio ennustaa sähkön hinnan romahtamista Suomessa. Uutinen Ylen verkkosivuilla. Viitattu 10.2.2023. <https://yle.fi/a/74-20010252>.

Ylijäämäsähkön myynti. 2022. Julkaisu Motivan verkkosivuilla. Viitattu 24.1.2023. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/ylijaamasahkon_myynti.

ZNShine solar. 2022. ZXM7-SHLDD144-sarja. Aurinkopaneelin datalehti. Julkaistu Scanofficen verkkosivuilla. Viitattu 8.1.2022 <https://www.scanoffice.fi/tuote/znshine-solar-kaksipuolinen-aurinkopaneeli/>.

Liitteet

Liite 1. Kaco invertterin datalehti

Tekniset tiedot

DC-tulo	50.0 TL3
Korkein suositeltu PV-generaattorin teho	70 000 W
MPP-alue	580 ¹⁾ – 900 V
Työskentelyalue	580 ¹⁾ – 1 050 V
Verkojännite/käynnistysjännite	600 V / 670 V
Maks.tyhjäkäyntijännite	1100 W
Tulovirta maks.	90 A
Maksimimaalinen oikosulkuvirta I _{sc max}	190 A
MPP-seuraimien lukumäärä	1
Liitin seurainta kohti	S / B / M: 1; XL: 10
AC-lähtö	
Nimellisteho	50 000 VA
Maksimiteho	52 000 VA
Nimellisjännite	240 V / 415 V (3 / N / PE; 3 / PEN) 230 V / 400 V (3 / N / PE; 3 / PEN) 220 V / 380 V (3 / N / PE; 3 / PEN)
Jännitealue (Ph-Ph)	305–480 V
Jännitetaajuus (alue)	50 Hz / 60 Hz (42–68 Hz)
Nimellisvirta	3 x 69,6 A @ 415 V 3 x 72,2 A @ 400 V 3 x 76,0 A @ 380 V
Maks.virta	3 x 76,5 A
Loisteho / cos phi	0 – 100 % Snom / 0,30 ind. – 0,30 cap.
Harmoninen kokonaissärö (THD)	1,6 %
Syöttövaiheiden lukumäärä	3
Yleiset tiedot	
Hyötysuhde maks.	98,5 %
Hyötysuhde euroopp.	98,1 %
Hyötysuhde CED	98,0 %
Oma kulutus: valmius	2,5 W
Kytkenämenetelmä	ilman muuntajaa
Mekaaniset tiedot	
Näyttö	graafinen näyttö + LEDit
Hallintalaitteet	4-tienavigointi + 2 painiketta
Liittymät	Ethernet, USB, RS485, valinnainen: 4-DI
Vikailmoitusrele	potentiaalivapaa suljin maks. 30 V / 1 A
DC-liittimet	S / B / M: maks. 120 mm ² kaapelikenkä, Cu / Al XL: DC-pistoke (SUNCLIX)
AC-liittimet	ruuviliittimet, maks. 95 mm ² , Cu / Al
Ympäristön lämpötila	-20 °C – +60 °C ²⁾
Ilmankosteus	0–100 %
Maks.asennuskorkeus (merenp. yläp.)	3 000 m
Min.etäisyys rannikolle	2 000 m / 500 m (malli OD+)
Jäähdytys	lämpötilasäädely tuuletin
Suojaluokka	IP65
Melupäästöt	< 61 db (A)
K x L x S	760 x 500 x 425 mm
Paino	70 kg (S), 71 kg (B / M), 73 kg (XL)
Sertifiointit	
Turvallisuus	IEC 62109-1/-2, EN 61000-6-1/-2/-3, EN 61000-3-11/-12
Verkkoliitäntädirektiivi	Yleiskuva, katso kotisivu/download

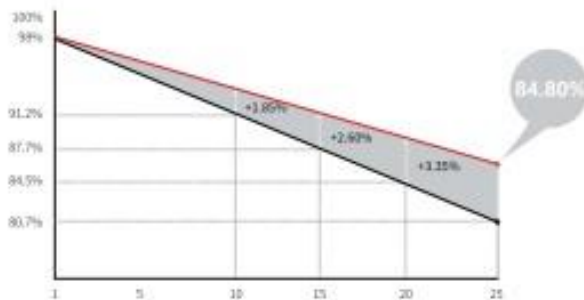
¹⁾ 560 V @ 220 V / 380 V; 610 V @ 240 V / 415 V

²⁾ Tehon aleneminen korkeissa ympäristön lämpötiloissa

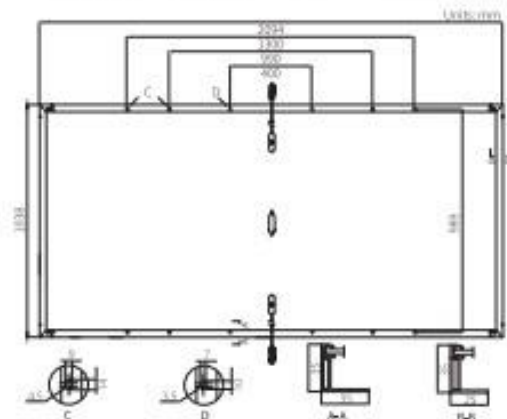
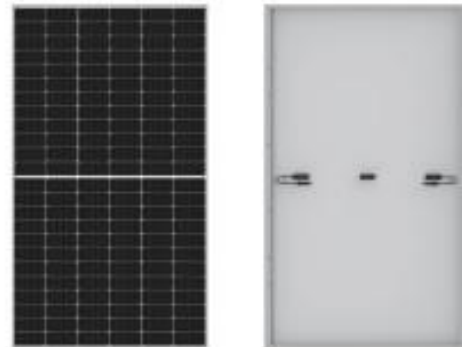
Mallit	S	B	M	XL	XLF
DC-tulon lukumäärä	1	1	1	10	10
DC-erotin	-	✓	✓	✓	✓
Sulake PV+	-	-	-	✓	✓
Sulakkeet PV-	-	-	-	○	○
DC-ylijännitesuoja	-	-	○	Tyyppi 1 + 2	Tyyppi 1 + 2
AC-ylijännitesuoja	-	-	○	○	○
OD+	*	*	*	*	*

vakio = ✓ jälkiasennettava = ○ valinnainen = *

Liite 2. Hi-Mo aurinkopaneelin datalehti

Hi-MO 4m**LR4-72HPH 430~460M****21.2%**
MAX MODULE
EFFICIENCY**0~+5W**
POWER
TOLERANCE**<2%**
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION**0.55%**
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION**HALF-CELL**
Lower operating temperature**Additional Value****25-Year Power Warranty****Mechanical Parameters**

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , 1400mm length can be customized
Connector	EVO2
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	23.5kg
Dimension	2094×1038×35mm
Packaging	30pcs per pallet / 150pcs per 20' GP / 660pcs per 40' HC

**Electrical Characteristics**STC: AM1.5 1000W/m² 25°C

Test uncertainty for Pmax: ±2%

	430	435	440	445	450	455	460
Power Class	430	435	440	445	450	455	460
Maximum Power (Pmax/W)	430	435	440	445	450	455	460
Open Circuit Voltage (Voc/V)	46.5	46.7	46.9	47.1	47.3	47.5	47.7
Short Circuit Current (Isc/A)	11.31	11.39	11.46	11.53	11.60	11.66	11.73
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.7	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.57	10.64	10.71	10.78	10.85	10.92	10.98
Module Efficiency(%)	19.8	20.0	20.2	20.5	20.7	20.9	21.2

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5W
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	20A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

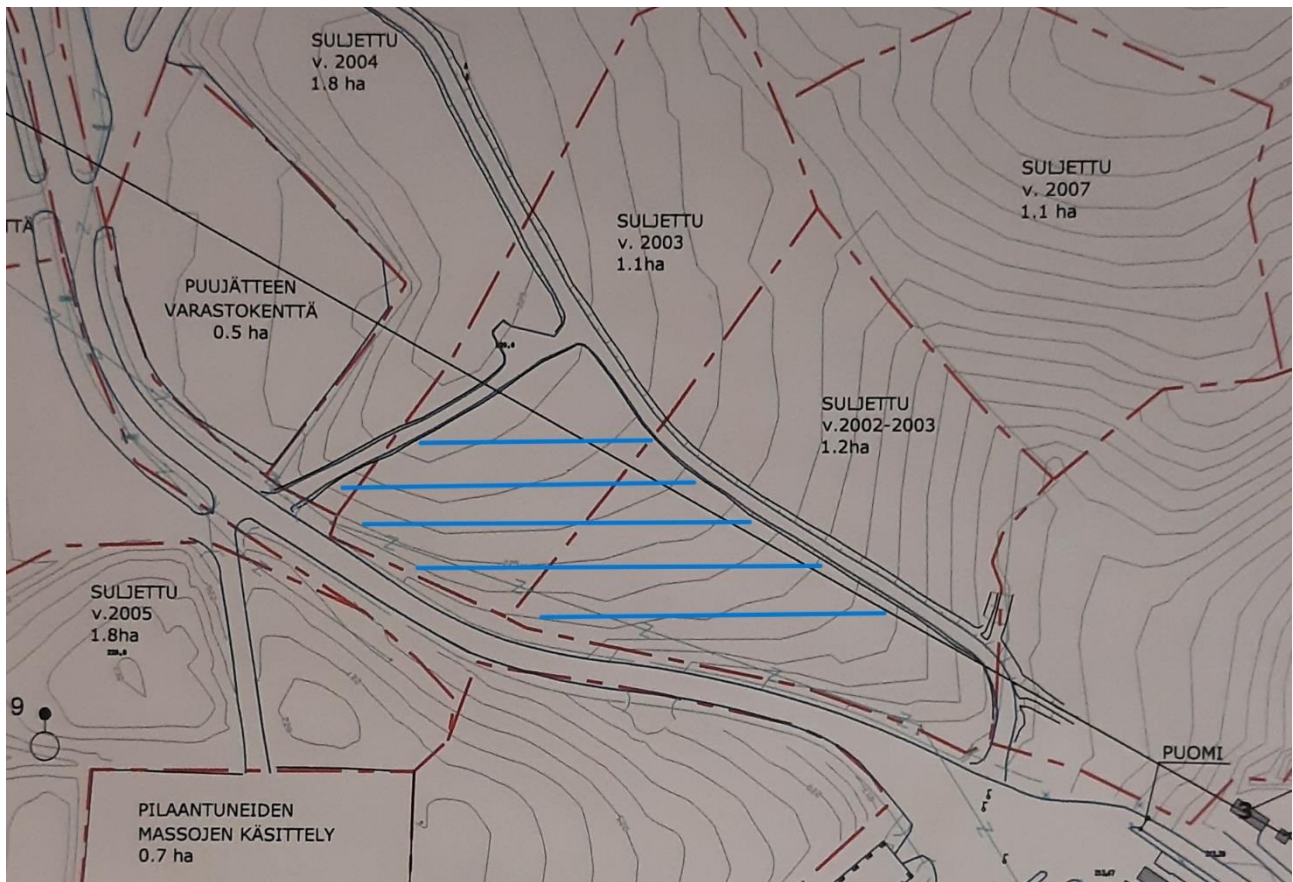
Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Liite 3. Aurinkopaneelikenttä asemapiirroksessa



Liite 4. 450 kWp aurinkovoimalan tuoton arviointi PVGIS-laskentaohjelmalla.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

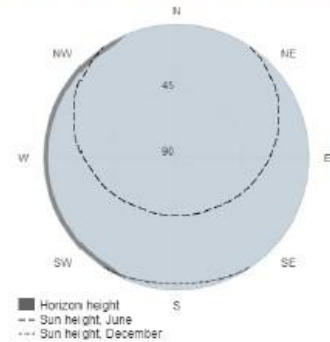
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 62.218,25.669
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 450 kWp
 System loss: 14 %

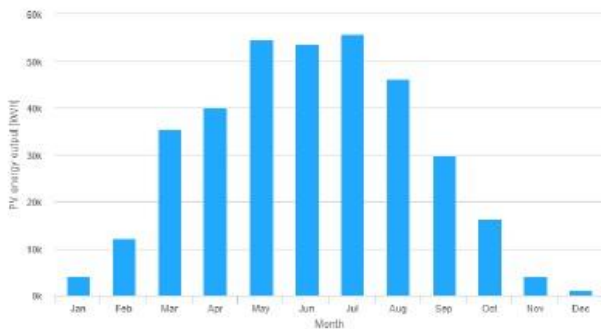
Simulation outputs

Slope angle: 42 (opt) °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 352994.95 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 988.41 kWh/m²
 Year-to-year variability: 18971.68 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.05 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -4.81 %
 Total loss: -20.64 %

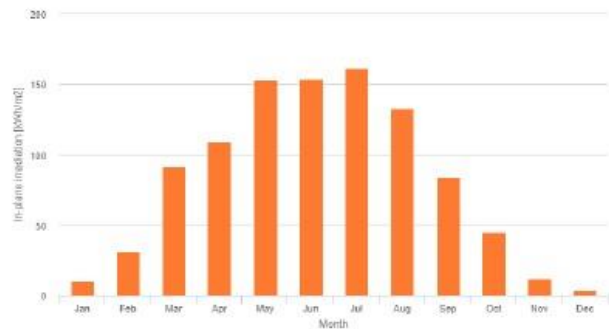
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	4019.2	10.6	1235.2
February	12157.031.2	6230.8	
March	35264.591.9	6579.6	
April	40088.6109.0	5674.3	
May	54614.4153.5	5946.9	
June	53562.9153.6	5479.0	
July	55694.2161.6	7370.4	
August	46141.5132.9	7085.4	
September	29782.684.0	4745.0	
October	16351.644.9	4034.3	
November	4118.1	11.7	1021.4
December	1200.2	3.5	324.5

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Liite 5. 950 kWp aurinkovoimalan tuoton arviointi PVGIS-laskentaohjelmalla.

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

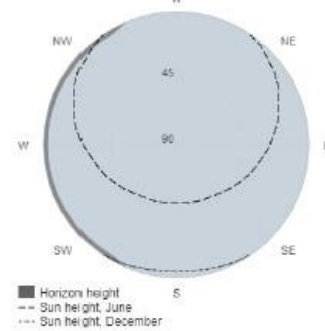
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 62.218,25.669
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 950 kWp
 System loss: 14 %

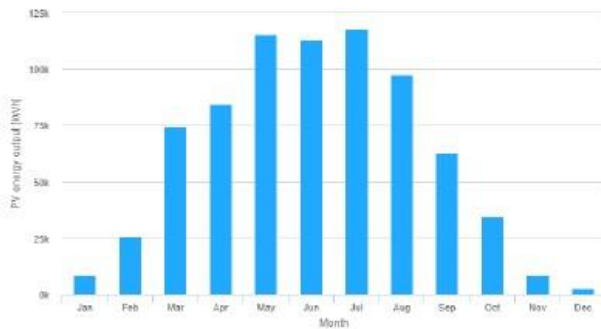
Simulation outputs

Slope angle: 42 (opt) °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 745211.55 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 988.41 kWh/m²
 Year-to-year variability: 40051.32 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -3.05 %
 Spectral effects: NaN %
 Temperature and low irradiance: -4.81 %
 Total loss: -20.64 %

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	8485.0	10.6	2607.7
February	25664.8	31.2	13153.9
March	74447.3	91.9	13890.4
April	84631.5	109.0	11979.1
May	115297.1	153.5	12554.7
June	113077.4	153.6	11566.9
July	117576.7	161.6	15559.8
August	97409.9	132.9	14958.1
September	62874.4	84.0	10017.2
October	34520.1	44.9	8517.0
November	8693.9	11.7	2156.3
December	2533.7	3.5	685.1

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

Liite 6. 450 kWp aurinkovoimalan tuotto- ja kustannuslaskenta.

Tiedot kiinteistön ostosähkön kustannuksista (aurinkosähköjärjestelmän vertailukustannukset):

Sähköenergian ostohinta	10,556	snt/kWh
Energiaperusteinen sähkön siirtohint	0,820	snt/kWh
Sähkövero ja huoltovarmuusmaksu	2,253	snt/kWh
Ostosähkön arvonlisävero	0 %	
Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta eli aurinkosähkön	13,63	snt/kWh
Arvio ostosähkön hinnan noususta %/v	0,0%	/vuosi

Tiedot hankittavasta aurinkosähköjärjestelmästä:

Aurinkosähköjärjestelmän koko tehona kWp	450,0	kWp
Välitulos: järjestelmän koko paneelien pinta-alana noin m ²	2062	neliometriä
Aurinkosähkön vuosituotto järjestelmän sijainnin mukaan	784	kWh/kWp
Välitulos: aurinkosähköjärjestelmän vuosituotto alussa	352800	kWh
Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon vähenemä %/v	-0,6%	%
Aurinkosähkön ylijäämän osuus % vuosituotannosta	0 %	
Aurinkosähkön ylijäämän myyntihinta verkkoon snt/kWh	4,0	snt/kWh

Tiedot aurinkosähköjärjestelmän hankinta-, ylläpito- sekä rahoituskustannuksista:

Aurinkosähköjärjestelmän avaimet käteen -investointikustannus €	€391 250	euroa
Välitulos: Järjestelmän vertailuhinta ilman tukia	869 €	euroa/kWp
Mahdollinen investointituki, kotitalousvähennys tms.	15 %	
Oma mainos-, brändi- tai ympäristötuki investoinnille €	€0	euroa
Välitulos: Järjestelmän investointikustannus sisältäen mahdolliset	332 563 €	euroa
Lainan tai ulkopuolisen rahoituksen määrä	€335 000	
Laina-aika tai rahoitussopimuksen pituus	10	vuotta
Lainan tai rahoituksen korko	3,50%	
Välitulos: Lainan tai ulkopuolisen rahoituksen maksuerät/vuosi	€33 500,0	euroa/vuotta
Investoinnin tuottovaatimus	0,0%	
Invertterin vaihdon kustannus, osuus alkuinvestoinnista. Oletettu	7 %	
Vuotuiset ylläpitokulut (vakuutukset, huolto tms. kulut)	€750	euroa

Aurinkosähkön kustannus- ja tuototlaskelmat järjestelmän elinkaaren aikana:

Aurinkosähköjärjestelmä										Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskelmat			
Järjestelmän pitoaika vuosina	Aurinkosähkön tuotanto kWh/v	Ostosähkön hankintakustannus eur/kWh	Aurinkosähkön tuotantoa vastaavan ostosähkön arvo eur/v	Investoinnin kertamaksu tai lainaerät €/v	Rahoituksen korkokulut eur/v	Ylläpito- ja huoltokulut eur/v	Aurinkosähkön kustannukset yhteensä eur/v	Aurinkosähkön ylijäämän myyntihinta eur/kWh	Aurinkosähkön ylijäämän myyntituotot eur/v	Aurinkosähkön tuotannon arvo yhteensä eur/v	Kassavirta eu/v	Investoinnin kumulatiivinen tuotto eur/v	Takaisinmaksu-vuodet
1	352800	0,136 €	€48 083,1	€33 500	€11 724,7		€45 224,7	€0,04	€0,0	€48 083,1	€2 858	€2 858	0
2	350860	0,14 €	€47 818,7	€33 500	€9 380,0	€750,0	€43 630,0	€0,04	€0,0	€47 818,7	€4 189	€7 047	0
3	348930	0,14 €	€47 555,7	€33 500	€8 207,5	€750,0	€42 457,5	€0,04	€0,0	€47 555,7	€5 098	€12 145	0
4	347011	0,14 €	€47 294,1	€33 500	€7 035,0	€750,0	€41 285,0	€0,04	€0,0	€47 294,1	€6 009	€18 154	0
5	345102	0,14 €	€47 034,0	€33 500	€5 862,5	€750,0	€40 112,5	€0,04	€0,0	€47 034,0	€6 921	€25 076	0
6	343204	0,14 €	€46 775,3	€33 500	€4 690,0	€750,0	€38 940,0	€0,04	€0,0	€46 775,3	€7 835	€32 911	0
7	341317	0,14 €	€46 518,0	€33 500	€3 517,5	€750,0	€37 767,5	€0,04	€0,0	€46 518,0	€8 751	€41 662	0
8	339439	0,14 €	€46 262,2	€33 500	€2 345,0	€750,0	€36 595,0	€0,04	€0,0	€46 262,2	€9 667	€51 329	0
9	337572	0,14 €	€46 007,7	€33 500	€1 172,5	€750,0	€35 422,5	€0,04	€0,0	€46 007,7	€10 585	€61 914	0
10	335716	0,14 €	€45 754,7	€33 500	€0,0	€750,0	€34 250,0	€0,04	€0,0	€45 754,7	€11 505	€73 419	0
11	333869	0,14 €	€45 503,0		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€45 503,0	€44 753	€118 172	0
12	332033	0,14 €	€45 252,8		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€45 252,8	€44 503	€162 675	0
13	330207	0,14 €	€45 003,9		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€45 003,9	€44 254	€206 928	0
14	328391	0,14 €	€44 756,4		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€44 756,4	€44 006	€250 935	0
15	326585	0,14 €	€44 510,2		€0,0	€22 529,4	€22 529,4	€0,04	€0,0	€44 510,2	€21 981	€272 916	0
16	324788	0,14 €	€44 265,4		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€44 265,4	€43 515	€316 431	0
17	323002	0,14 €	€44 021,9		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€44 021,9	€43 272	€359 703	0
18	321225	0,14 €	€43 779,8		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€43 779,8	€43 030	€402 733	0
19	319459	0,14 €	€43 539,0		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€43 539,0	€42 789	€445 522	0
20	317702	0,14 €	€43 299,6		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€43 299,6	€42 550	€488 071	0
21	315954	0,14 €	€43 061,4		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€43 061,4	€42 311	€530 383	0
22	314217	0,14 €	€42 824,6		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€42 824,6	€42 075	€572 457	0
23	312488	0,14 €	€42 589,0		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€42 589,0	€41 839	€614 296	0
24	310770	0,14 €	€42 354,8		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€42 354,8	€41 605	€655 901	0
25	309060	0,14 €	€42 121,9		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€42 121,9	€41 372	€697 273	0
26	307361	0,14 €	€41 890,2		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€41 890,2	€41 140	€738 413	0
27	305670	0,14 €	€41 659,8		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€41 659,8	€40 910	€779 323	0
28	303989	0,14 €	€41 430,7		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€41 430,7	€40 681	€820 004	0
29	302317	0,14 €	€41 202,8		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€41 202,8	€40 453	€860 457	0
30	300654	0,14 €	€40 976,2		€0,0	€750,0	€750,0	€0,04	€0,0	€40 976,2	€40 226	€900 683	0
YHTEENSÄ	9781692		€1 333 147		€53 935	€43 529	€432 464		€0,0	€1 333 147			0

Liite 7. 950 kWp aurinkovoimalan tuotto- ja kustannuslaskenta.

Tiedot kiinteistön ostosähkön kustannuksista (aurinkosähköjärjestelmän vertailukustannukset):		
Sähköenergian ostohinta	10,556	snt/kWh
Energiaperusteinen sähkön siirtohint	0,820	snt/kWh
Sähkövero ja huoltovarmuusmaksu	2,253	snt/kWh
Ostosähkön arvonlisävero	0 %	
Välitulos: aurinkosähkön vertailuhinta eli aurinkosähkön	13,63	snt/kWh
Arvio ostosähkön hinnan noususta %/v	0,0%	/vuosi
Tiedot hankittavasta aurinkosähköjärjestelmästä:		
Aurinkosähköjärjestelmän koko tehona kWp	950,0	kWp
Välitulos: järjestelmän koko paneelien pinta-alana noin m ²	4352	neliometriä
Aurinkosähkön vuosituotto järjestelmän sijainnin mukaan	784	kWh/kWp
Välitulos: aurinkosähköjärjestelmän vuosituotto alussa	744800	kWh
Aurinkovoimalan vuosittainen sähköntuotannon vähenemä %/v	-0,6%	%
Aurinkosähkön ylijäämän osuus % vuosituotannosta	0 %	
Aurinkosähkön ylijäämän myyntihinta verkkoon snt/kWh	4,0	snt/kWh
Tiedot aurinkosähköjärjestelmän hankinta-, ylläpito- sekä rahoituskustannuksista:		
Aurinkosähköjärjestelmän avaimet käteen -investointikustannus €	€807 500	euroa
Välitulos: Järjestelmän vertailuhinta ilman tukia	850 €	euroa/kWp
Mahdollinen investointituki, kotitalousvähennys tms.	15 %	
Oma mainos-, brändi- tai ympäristötuki investoinnille €	€0	euroa
Välitulos: Järjestelmän investointikustannus sisältäen mahdolliset	686 375 €	euroa
Lainan tai ulkopuolisen rahoituksen määrä	€690 000	
Laina-aika tai rahoitussopimuksen pituus	10	vuotta
Lainan tai rahoituksen korko	3,50%	
Välitulos: Lainan tai ulkopuolisen rahoituksen maksuerät/vuosi	€69 000,0	euroa/vuotta
Investoinnin tuottovaatimus	0,0%	
Inverterin vaihdon kustannus, osuus alkuinvestoinnista. Oletettu	7 %	
Vuotuiset ylläpitokulut (vakuutukset, huolto tms. kulut)	€1 500	euroa

Aurinkosähkön kustannus- ja tuototaulukot järjestelmän elinkaaren aikana:

Järjestelmän pitoaika vuosina	Aurinkosähkön		Aurinkosähkön tuotantokustannukset				Aurinkosähkön ylijäämän		Aurinkosähkön tuotto- ja talouslaskelmat				
	Aurinkosähkön tuotanto kWh/v	Ostosähkön hankintakustannus eur/kWh	Aurinkosähkön tuotanto vastavaan ostosähkön arvo eur/v	Investoinnin kertamaksu tai lainaerät €/v	Rahoituksen korkokulut eur/v	Ylläpito- ja huoltokulut eur/v	Aurinkosähkön kustannukset yhteensä eur/v	Aurinkosähkön ylijäämän myyntihinta eur/kWh	Aurinkosähkön ylijäämän myyntituotto eur/v	Aurinkosähkön arvo tuotannon yhteensä eur/v	Kassavirta eur/v	Investoinnin kumulatiivinen tuotto eur/v	Takaisinmaksu- vuodet
1	744800	0,14 €	€101 508,8	€69 000	€24 149,7		€93 149,7	€0,04	€0,0	€101 508,8	€8 359	€8 359	0
2	740704	0,14 €	€100 950,5	€69 000	€19 320,0	€1 500,0	€89 820,0	€0,04	€0,0	€100 950,5	€11 130	€19 490	0
3	736630	0,14 €	€100 395,3	€69 000	€16 905,0	€1 500,0	€87 405,0	€0,04	€0,0	€100 395,3	€12 990	€32 480	0
4	732578	0,14 €	€99 843,1	€69 000	€14 490,0	€1 500,0	€84 990,0	€0,04	€0,0	€99 843,1	€14 853	€47 333	0
5	728549	0,14 €	€99 294,0	€69 000	€12 075,0	€1 500,0	€82 575,0	€0,04	€0,0	€99 294,0	€16 719	€64 052	0
6	724542	0,14 €	€98 747,8	€69 000	€9 660,0	€1 500,0	€80 160,0	€0,04	€0,0	€98 747,8	€18 588	€82 640	0
7	720557	0,14 €	€98 204,7	€69 000	€7 245,0	€1 500,0	€77 745,0	€0,04	€0,0	€98 204,7	€20 460	€103 100	0
8	716594	0,14 €	€97 664,6	€69 000	€4 830,0	€1 500,0	€75 330,0	€0,04	€0,0	€97 664,6	€22 335	€125 434	0
9	712653	0,14 €	€97 127,4	€69 000	€2 415,0	€1 500,0	€72 915,0	€0,04	€0,0	€97 127,4	€24 212	€149 647	0
10	708733	0,14 €	€96 593,2	€69 000	€0,0	€1 500,0	€70 500,0	€0,04	€0,0	€96 593,2	€26 093	€175 740	0
11	704835	0,14 €	€96 062,0		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€96 062,0	€94 562	€270 302	0
12	700959	0,14 €	€95 533,6		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€95 533,6	€94 034	€364 335	0
13	697103	0,14 €	€95 008,2		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€95 008,2	€93 508	€457 844	0
14	693269	0,14 €	€94 485,7		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€94 485,7	€92 986	€550 829	0
15	689456	0,14 €	€93 966,0		€0,0	€46 546,3	€46 546,3	€0,04	€0,0	€93 966,0	€47 420	€598 249	0
16	685664	0,14 €	€93 449,2		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€93 449,2	€91 949	€690 198	0
17	681893	0,14 €	€92 935,2		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€92 935,2	€91 435	€781 633	0
18	678143	0,14 €	€92 424,1		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€92 424,1	€90 924	€872 557	0
19	674413	0,14 €	€91 915,7		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€91 915,7	€90 416	€962 973	0
20	670704	0,14 €	€91 410,2		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€91 410,2	€89 910	€1 052 883	0
21	667015	0,14 €	€90 907,4		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€90 907,4	€89 407	€1 142 291	0
22	663346	0,14 €	€90 407,4		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€90 407,4	€88 907	€1 231 198	0
23	659698	0,14 €	€89 910,2		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€89 910,2	€88 410	€1 319 608	0
24	656069	0,14 €	€89 415,7		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€89 415,7	€87 916	€1 407 524	0
25	652461	0,14 €	€88 923,9		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€88 923,9	€87 424	€1 494 948	0
26	648872	0,14 €	€88 434,8		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€88 434,8	€86 935	€1 581 883	0
27	645304	0,14 €	€87 948,4		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€87 948,4	€86 448	€1 668 331	0
28	641755	0,14 €	€87 464,7		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€87 464,7	€85 965	€1 754 296	0
29	638225	0,14 €	€86 983,7		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€86 983,7	€85 484	€1 839 780	0
30	634715	0,14 €	€86 505,3		€0,0	€1 500,0	€1 500,0	€0,04	€0,0	€86 505,3	€85 005	€1 924 785	0
YHTEENSÄ	20650238		€2 814 421		€111 090	€88 546	€889 636		€0	€2 814 421			0