

SAVONIA

ammattikorkeakoulu

OPINNÄYTETYÖ - AMMATTIKORKEAKOULUTUTKINTO
TEKNIIKAN JA LIIKENTEEN ALA

AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN HYÖDYNTÄMINEN POISTUVILLA TURVETUOTANTOALUEILLA

TEKIJÄ Tommi Jauhiainen

Koulutusala Tekniikan ja liikenteen ala	
Tutkinto-ohjelma Energiatekniikan tutkinto-ohjelma	
Työn tekijä(t) Tommi Jauhiainen	
Työn nimi Aurinkosähköjärjestelmän hyödyntäminen poistuvilla turvetuotantoalueilla	
Päiväys 10.2.2023	Sivumäärä/Liitteet 42/0
Toimeksiantaja/Yhteistyökumppani(t) Kuopion Energia Oy	
Tiivistelmä <p>Opinnäytetyön tavoitteena oli mitoitaa kahdeksalle aikanaan poistuvalla turvetuotantoalueelle näiden potentiaalinen aurinkoenergian määrä ja mahdollisesti alueille asennettavien aurinkovoimalaitoksien tehot sekä kustannukset. Lopuksi oli tavoitteena selvittää myös laitoksien rahallinen tuotto ja takaisinmaksuaika. Toimeksiantajana toimi Kuopion Energia Oy.</p> <p>Aluksi perehdyttiin lähdeaineiston avulla turpeen tuotantoon ja sen alasajoon sekä aurinkosähköjärjestelmiin. Aurinkosähköjärjestelmä-osiossa on kerrottu lyhyesti aurinkoenergiasta, paneelien toimintaperiaatteesta, sekä niiden eri tyypeistä, inverttereistä, kytkinlaitteistoista, muuntajista, kaapeloinneista, maadoituksista ja asennuksissa huomioitavista seikoista. Opinnäytetyön teoriaosuudessa on selostettu myös hieman investoinneista ja energiatuesta, sekä tutustuttu sähkönsiirtoon ja aurinkosähköjärjestelmien maa-asennustapoihin, aurinkoseurantajärjestelmiin, sekä näiden hyötyihin ja haittoihin.</p> <p>Opinnäytetyössä mitoitettiin Kuopion energialta saatuja kohteita. Turvetuotantoalueiden pinta-alat saatiin selville Kuopion Energialta sähköpostitse saaduista tiedostoista. Kaikille alueille laskettiin huipputehot, alueen kustannukset ja 25 vuoden aikainen tuotto, sekä takaisinmaksuaika energiatuen kanssa ja ilman sitä. Hintaravioon liittyviä asioita saatiin Lem-Kem Oy:ltä sähköpostitse ja energiatuki saatiin selvitettyä puhelimitse työ- ja elinkeinoministeriöstä. Laskelmien kaavat saatiin hyödyntämällä nettisivustoja ja joitakin opinnäytetöitä.</p> <p>Tuloksena saatiin suuria laitoksia, joista yksi laitos ylitti jopa 100 megawatin huipputehon. Tämän kokoisia laitoksia ei Suomessa ole vielä asennettu, mutta suunnitteilla on joitakin saman kokoluokan laitoksia.</p>	
Avainsanat Aurinkoenergia, aurinkosähköjärjestelmä, turvetuotanto	

Field of Study Technology, Communication and Transport	
Degree Programme Degree Programme in Energy Engineering	
Author(s) Tommi Jauhiainen	
Title of Thesis Utilization of the photovoltaic system in the outgoing peat production areas	
Date 10.2.2023	Pages/Appendices 42/0
Client Organisation /Partners Kuopion Energia Oy	
<p>Abstract</p> <p>The aim of the thesis was to calculate the potential amount of solar energy and the power and costs of solar power plants that may be installed in the eight peat production areas that will be decommissioned in the future. Finally, the aim was also to find out the financial return of the institutions and the repayment period. The client was Kuopion Energia Oy.</p> <p>At first, with the help of source material, it was learned about peat production and its decommissioning plans, as well as solar electricity systems. In the photovoltaic system section, there is a brief description of solar energy, the working principle of the panels, as well as their different types, inverters, switch equipment, transformers, cabling, grounding and things to be considered during installation. In the theory part of the thesis, a little about investments and energy aid is also explained, as well as electricity transmission and ground installation methods of solar power systems, solar tracking systems, and their advantages and disadvantages.</p> <p>In the thesis, areas received from Kuopion Energia were dimensioned. The surfaces area of the peat production areas was found out from the files received by email from Kuopion Energia. For all areas, the peak powers, the costs of the region and the return in over 25 years, as well as the payback period with and without energy aid, were calculated. Matters related to the price estimate were received from Lem-Kem Oy by e-mail, and the energy aid was clarified by phone from the Ministry of Economic Affairs and Employment. The formulas for the calculations were obtained by using websites and some theses.</p> <p>As a result of the study large plants were found, one of which even exceeded the peak power of 100 megawatts. Plants of this size have not yet been installed in Finland, but some plants of the same size are being planned.</p>	
<p>Keywords</p> <p>Solar energy, photovoltaic system, peat production</p>	

SISÄLTÖ

1	JOHDANTO	6
2	TURVETUOTANTO	7
2.1	Turpeen alasajo	7
2.2	Romutustuki	7
3	AURINKOENERGIA JA AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT	9
3.1	Aurinkopaneelien toimintaperiaate	9
3.2	Aurinkokennojen tyypit.....	9
3.2.1	Yksi- ja monikiteinen pii	9
3.2.2	Ohutkalvo	10
3.2.3	Kolmannen sukupolven aurinkopaneelit.....	11
3.3	Invertterit.....	12
3.3.1	Ketjuinvertteri	12
3.3.2	Mikroinvertteri	12
3.3.3	Keskusinvertteri.....	12
3.4	Muuntajat ja kytkinlaitteistot.....	13
3.5	Kaapelointi	14
3.6	Maadoitus.....	14
3.7	Aurinkosähköjärjestelmän asennukseen liittyvät seikat	15
3.8	Investoinnit	15
3.9	Energiatuki	16
4	MAA-ASENNUKSET JA TELINEET.....	17
4.1	Lyöntipaalu.....	17
4.2	Ruuvipaalu	17
4.2.1	Maaruuvi.....	17
4.2.2	Spiraalipaalu.....	18
4.3	Betonipaalu	18
4.4	Ankkurikiinnitys.....	18
4.5	Auringonseurantajärjestelmä	18
5	SÄHKÖNSIIRTO.....	20
5.1	Kantaverkko	20
5.2	Alue- ja jakeluverkko.....	20

6	TYÖN TOTEUTUS	21
6.1	Alueet	21
6.2	Paneelin ja Invertterin valinta	21
6.3	Paneelialueen laskenta	22
6.4	Kohteen mitoitus energiassa ja rahassa	26
7	LOPPUTULOKSET	30
7.1	Aittosuo.....	30
7.2	Kiukoon- ja Veteläsuo	32
7.3	Laidinsuo.....	32
7.4	Pillisuo	33
7.5	Kukkosuo	34
7.6	Kaijanpään- ja Konttimäenalussuo	35
7.7	Lantonsuo	36
7.8	Rikkasuo	37
8	POHDINTA.....	39
	LÄHTEET	40

KUVALUETTELO

KUVA 1.	Trinasolar Vertex S 400W yksikidepaneeli (Trinasolar 2022).....	10
KUVA 2.	290W Perc monikidepaneeli (Aurinkosähkö.net 2022).....	10
KUVA 3.	CIGS tekniikalla valmistettu aurinkopaneeli (DS New Energy 2020)	11
KUVA 4.	Kuvassa vasemmalla on kytkinlaitteisto, keskellä jakelumuuntaja, sekä oikealla keskusinvertteri (FIMER 2021.)	13
KUVA 5.	Maa-asenteisten aurinkosähköjärjestelmien keskimääräiset investointikulut (IFC 2015, 175).....	16
KUVA 6.	Vasemalla puolella näkyy maaruuvi ja oikealla spiraalipaalu (Kseng New Energy 2022)	17
KUVA 7.	Fimer PVS980-58 2.0 MVA keskusinvertteri (FIMER 2021)	22
KUVA 8.	Auringonsäteilyn voimakkuus eri korkeuskulmissa (Moodle)	25

1 JOHDANTO

Suomen ilmastotavoitteiden seurauksena on turpeen poltosta ja tuotannosta luovuttava. Turvetuotannolla on Suomessa merkittävä rooli energiantuotannossa, joten poistuville turvetuotantoalueille on keksittävä muunlaista käyttöä ja vaihtoehtona olisi asentaa näihin aurinkovoimaloita, jotta saataisiin jatkossakin tuotettua energiaa. Turvetuotantoalueet ovat yleensä hyvin suuria, joten näihin mahtuisi isoja laitoksia jotka voivat ylittää hyvinkin 100 megawatin suuruiseksi. Turvetuotantoalueet ovat hyviä kohteita aurinkovoimaloille siinäkin mielessä, että varjostuksia aiheuttavia tekijöitä on vähän.

Opinnäytetyön toimeksiantajana on Kuopion Energia Oy. Opinnäytetyön aiheena on mitoitaa paljonko kahdeksalla eri Kuopion Energian omistamalla turvetuotantoalueilla on mahdollista saada aurinkoenergiaa ja paljon nämä laitokset tulisi maksamaan, sekä paljon nämä tuottaisi rahallisesti. Opinnäytetyö tehdään hyödyntämällä lähdeaineistoja ja laskemalla tarvittavat laskut Excel-työkalua käyttäen.

2 TURVETUOTANTO

Kansainvälisestä turpeen käytöstä menevät noin puolet energiatuotantoon, ja loput muihin käyttö-tarkoituksiin. Suomessa on noin 9,3 miljoonaa hehtaaria suota, mikä kattaa Suomen pinta-alasta noin kolmanneksen ja tekee Suomesta yhden suurikkaimmista valtioista maailmassa. Soitten pinta-alasta noin 1 % on turpeen tuotantokäytössä. Suurimmat turpeen tuotantoalueet Suomessa sijaitsevat Etelä-Pohjanmaan ja Pohjois-Pohjanmaan maakunnissa. (Sitra 2020, 3 - 18.)

Turpeella tuotetaan Suomessa lämpöä ja sähköä yhdyskuntien, sekä teollisuuden yhdistetyssä ja erillisessä sähkön- ja lämmöntuotannossa. Suomen turpeen energiakäyttö oli huipussaan 2000-luvulla, jolloin turvetta poltettiin enimmillään lähes 30 terawattituntia (TWh) vuosittain, joka oli tällöin noin 7 % Suomen kokonaisenergiankulutuksesta. 2020-luvulla turpeen vuosittainen käyttö on laskeutunut alle 12 terawattituntiin, joka on noin 3 % Suomen kokonaisenergiankulutuksesta, tämä johtuu Suomen päästövähennystoimista. (Sitra 2020, 3; Motiva 2022.)

2.1 Turpeen alasajo

Suomen valtio on asettanut itselleen kovat ilmastotavoitteet. Tavoitteena olisi olla hiilineutraali vuoteen 2035 mennessä. Näkemyksien mukaan turpeen energiakäyttö tulisi puolittua vuoteen 2025 mennessä. Turve tuottaa paljon päästöjä suhteessa, minkälainen rooli sillä on kansantaloudessa, sekä energiantuotannossa. Turpeen poltosta aiheutui vuonna 2018 11,7 % kaikista Suomen kasvi-huonepäästöistä. Turpeentuotannosta aiheutuu myös ympäristöhaittoja vesistöihin, sekä turvetuotanto aiheuttaa myös pöly- ja meluhaittoja. (Sitra työpaperi 2020, 6.)

Turvetuotannosta luopuessa yhtenä vaihtoehtona on rakennuttaa aurinkosähköjärjestelmiä aikanaan poistuville turvetuotantoalueille. Turvetuotantoalueet ovat pinta-alaltaan hyvin suuria, joten näille alueille voidaan rakennuttaa suuriakin aurinkovoimaloita. Turvetuotanto-alueet olisivat hyvä sijoituskohte siinäkin mielessä aurinkosähköjärjestelmille, koska aurinko paistaa siellä esteettömästi, eli varjostukseen vaikuttavia tekijöitä on vähän.

2.2 Romutustuki

Työ- ja elinkeinoministeriöllä on tukimalli turvetuotannon nopeasta alasajosta kärsiville yrityksille, kyseessä on turvetuotantokoneiden romutuspalkkio ja luopumistuki turvealan yrityksille. Valtioneuvosto antoi 27.1.2022 asetuksen turvetuotantokoneiden romutustuesta vuosina 2022 - 2024. (ELY-keskus 2022.)

Tukea voidaan myöntää romutetuille keruvaunuille, imuvaunuille, jyrsimille, kääntäjille, karheajajille, hihnakuormaimille, ojaajyrsimille, tasausruuveille, kunnostusjyrsimille, suontasauslanoille, palaturpeen nostokoneille, turpeen kuljetusvaunuille, palokärryille, sekä turvesoilla käytettäville pumpuilla. (ELY-keskus 2022.)

Tuen suuruuteen vaikuttaa turvetuotantokoneiden hankinta-ajankohta, sekä niiden täytyy olla romutushetkellä toimintakuntoisia. Tukea voi hakea kaikki Y-tunnuksella olevat yritykset ja yhteisöt, joilla on omistuksessa mainittuja turvetuotantokoneita. Jos koneita on hankittu käytettynä, tukitaso määritellään koneen tosiasiallisen iän perusteella. Tukea voidaan myöntää enintään 200 000 euroa,

vaikka tukikelpoisia koneita olisi enemmänkin romutettuna. Tukimäärä voi olla 200 000 eurosta pienempi riippuen yrityksen jäljellä olevasta de minimis- kiintiöstä, johon vaikuttavat suoraan aiemmin saadut de minimis- tuet. (ELY-keskus 2022.)

Tätä tukirahaa ei välttämättä enää myönnetä, koska eduskunnan hyväksymissä valtion vuosien 2021 ja 2022 talousarvioissa oli varattu yhteensä 29 110 000 euron suuruinen määräraha romutustuelle ja tämä määräraha on kulutettu jo loppuun. (ELY-keskus 2022.)

3 AURINKOENERGIA JA AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT

Fuusion, eli lämpöydinreaktion tapahtuvassa massamuutoksessa vapautuva energia antaa aurinolle, jopa 380 000 000 000 000 TW:n kokonaistehon. Tästä määrästä maapallolle saapuu 170 000 TW. Aurinko säteilee intensiteetillä, jonka arvo on noin 73 MW/m². Maapallon kaasukehän ulkorajalle saapuu tästä noin. 1367 - 1370 W/m². Tätä arvoa kutsutaan aurinkovakioksi, se määrittää säteilyn intensiteetin teoreettisen ylärajan maan pinnalla. Tämä määrä ei kuitenkaan käytännössä saavu maan pinnalle, vaan säteilyn intensiteetti on maan pinnalla noin 1 000 W/m². Tähän vaikuttaa ilmakehän olosuhteiden lisäksi maantieteellinen sijainti. Intensiteetti auringon säteilyllä on korkeimmillaan päiväntasaajalla. (Aurinko-opas 2008, 10; Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 9 - 10.)

Aurinkosähkösovelluksissa tarkastellaan yleensä auringon vuotuista kokonaissäteilyä. Tämä koostuu auringon suoraan tulevasta säteilystä, sekä pilvien, ilmakehän ja maan heijastamasta hajasäteilystä. Maantieteellisesti Suomen sijainti vaikuttaa vuotuiseseen säteilymäärään, joka vaihtelee suuresti keskiarvon ollessa Pohjois-Suomessa noin. 790 kWh/m², Keski-Suomessa 890 kWh/m² ja Etelä-Suomessa noin. 980 kWh/m². (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 10; Motiva 2022.)

3.1 Aurinkopaneelien toimintaperiaate

Aurinkopaneelien toiminta ja sähkön tuotto perustuu auringon säteilyyn, valosähköiseen ilmiöön, sekä muun muassa puolijohdemateriaalien ominaisuuksiin. Valosähköisessä ilmiössä auringosta tuleva säteily irrottaa puolijohdemateriaalin pinnalta elektroneja. Auringosta tuleva fotoni luovuttaa energiaa elektroneille, jotta elektronit voivat irrottautua. Tämän ilmiön ansiosta aurinkopaneelit pystyvät tuottamaan sähkövirtaa. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 9 - 10.)

3.2 Aurinkokennojen tyypit

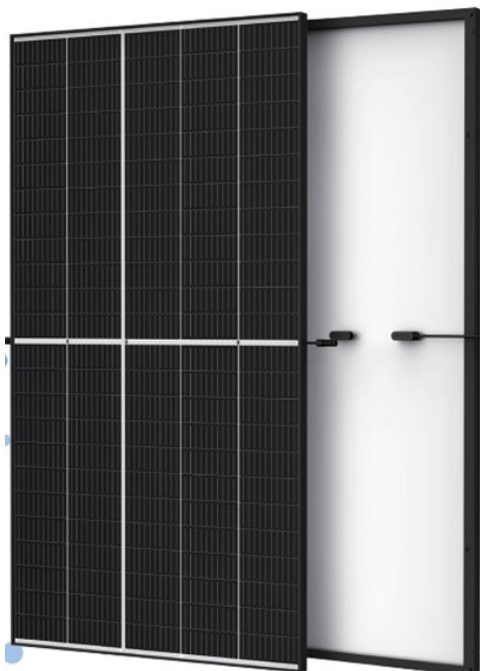
Aurinkokennojen yleisimmin käytössä olevat tyypit ovat yksi- ja monikiteiset piikennot. Näiden lisäksi ohutkalvotekniikoissa hyödynnetään yleensä amorfista piitä, sekä CIGS- ja CdTe- kennoja. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 12.)

3.2.1 Yksi- ja monikiteinen pii

Yksikiteisen piin hionta- ja leikkuujätteestä voi valmistaa monikiteistä piitä. Jäte sulatetaan ja sitten kiteytetään haluttuun muotoon. Prosessissa aiheutuu kidevirheitä piin kiderakenteeseen ja tämän takia materiaalia kutsutaan monikiteiseksi. Kidevirheet aiheuttavat hyötysuhteen pienentymistä, sillä ne voi estää elektronin poistumisen kidevirheen alueelta. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 13.)

Kennojen kontaktit, joka on useimmiten hopeaa, painetaan taka- ja etupinnoille, jolloin ne toimivat negatiivisena, sekä positiivisena elektrodina. Kennot ovat paneelissa useimmiten juotettu kytkemällä ne sarjaan. Kennot koteloidaan ja asennetaan pinnalle lasi ja taakse tulee kaapeloinnit, sekä liittimet. Rakennelma kehystetään yleensä alumiinikehyksellä, jotta kenno suojautuu kosteudelta ja mekaaniselta rasitukselta. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 13.)

Alla olevissa kuvissa ensimmäisenä (kuva 1) näkyy Trinasolar Vertex S 400W yksikidepaneeli ja tämän alapuolella (kuva 2) 290 W Perc monikidepaneeli.



KUVA 1. Trinasolar Vertex S 400W yksikidepaneeli (Trinasolar 2022)



KUVA 2. 290W Perc monikidepaneeli (Aurinkosähkö.net 2022)

3.2.2 Ohutkalvo

Ohutkalvopaneelissa materiaalina käytetään mikrokiteistä taikka amorfista piitä, sekä CIGS- ja CdTe-yhdisteitä. Ohutkalvotekniikassa muodostetaan eri materiaaleista kerroksia, jolla tuotetaan sähkövirtaa auringon säteilyn eri aallonpituuksista. Ohutkalvopaneelin valmistuksessa amorfisesta piistä käytetään vähemmän piitä kuin kiteisen pii-paneelin valmistuksessa. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 13.)



KUVA 3. CIGS tekniikalla valmistettu aurinkopaneeli (DS New Energy 2020)

CIGS (Copper-Indium-Gallium-Selenide) on yksi yleisin ohutkalvotekniikka amorfisen piin, sekä CdTe:n ohella. Kuten muissakin edeltä mainituissa materiaaleissa CIGS kerrokset voidaan muodostaa niin ohuiksi, että tekniikkaa voi käyttää taivutettavissa aurinkopaneeleissa. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 13.)

CdTe-kennojen käyttökohteet ovat yleensä aurinkoenergiasovelluksissa. Nämä ovat halvempia kuin perinteiset piikennot. Kadmiumin (Cd) myrkyllisyys aiheuttaa kuitenkin hankaluuksia muun muassa kennojen kierrätykseen. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 13.)

3.2.3 Kolmannen sukupolven aurinkopaneelit

Aurinkopaneelityypit voidaan jakaa kolmeen sukupolveen. Ensimmäiseen sukupolveen kuuluu moni- ja yksikiteiset piikennot. Ohutkalvokennot kuuluvat toisen sukupolven kennoihin. Ensimmäisen, sekä toisen sukupolven teknologia perustuu valosähköiseen ilmiöön ja puolijohteiden PN-liitoksen saamaan sähkökenttään. Kolmannen sukupolven teknologia on vielä kehitysasteella. Tämän sukupolven kennoihin kuuluvat esimerkiksi nanokidekennot, joita voidaan kutsua myös Grätzel tai väriaineherkistetyiksi aurinkokennoiksi. Nanokidekennoissa ei ole PN-liitoksen saamaa sähkökenttää, vaan elektronien liike johtuu kemiallisista reaktioista. Kenno koostuu nanokokoisista titaanidioksidihyökkasista, jotka ovat pinnoitettu säteilyä absorboivilla väriainehiukkasilla, sekä käsitelty elektrolyyttiliuoksella. Säteilyn saavuttaessa väriainehiukkaset, kennolla vapautuu elektroneja, jotka kulkeutuvat puolijohdotalta titaanidioksidikerrokselta ulkoiseen virtapiiriin. (Motiva 2022.)

Nanokidekennojen lisäksi kehitysvaiheessa on muitakin aurinkopaneelityyppejä, kuten keskittäviin järjestelmiin kehitetyt aurinkokennot, sekä joustavat aurinkokennot, joita on jo käytössä maailmalla. Joustavien aurinkokennojen teknologia muistuttaa ohutkalvokennojen teknologiaa, mutta niissä valoherkkä aine painetaan joustavalle pohjamateriaalille, esim. rullattavalle muoville. Muokattavuutensa ansiosta näitä voidaan käyttää useassa sovelluksessa. (Motiva 2022.)

Keskittämissä järjestelmissä kennot asetetaan auringon säteilyä keräävän peilin taikka linssin yhteyteen, jolloin kennomateriaalia tarvitaan tavallista vähemmän. Tällöin voidaan käyttää kalliimpia, sekä hyötysuhteeltaan parempia kennoja. (Motiva 2022.)

3.3 Invertterit

Invertteri on termi, joka on vakiintunut yleisnimitykseksi kaikille keskuslaitteille, joihin paneelit liitetään. Invertteri-termillä voidaan tarkoittaa vaihtosuuntaajaa, varaajavaihtosuuntaajaa, verkkoonliityntävaihetta, sekä akkusäädintä kokoonpanosta riippuen. Yleensä inverttereitä käytetään aurinkosähköjärjestelmissä, paneelien kytkentään, sekä järjestelmän tärkeimpien toimintojen keskittämiseen. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 49 - 50.)

Invertteri muuntaa aurinkopaneeleissa tuotetun tasasähkön (DC, Direct Current) vaihtosähköksi (AC, Alternating Current), jota käytetään sähköverkossa. Tässä yhteydessä invertteri termillä tarkoitetaan vaihtosuuntaajaa.

3.3.1 Ketjuinvertteri

Tässä mallissa aurinkopaneelit asennetaan riveihin ja kaikista riveistä tehdään niin sanottu ketju. Esimerkiksi jos tarkoituksena on asentaa 25 paneelia, niin nämä voidaan asentaa vaikka muodostamalla 5 riviä, joissa jokaisessa rivissä on 5 paneelia. Jokainen ketju kuljettaa aurinkopaneelien tuottaman tasavirran ketjuinvertteriin, jossa tasavirta muunnetaan käyttökelpoiseksi vaihtovirraksi. (Zipp 2016.)

Ketjuinverttereiden huonona puolena on se, että kun yhteen paneeliin tulee varjostusta, niin jokaisen sarjassa olevan paneelin teho laskee. Vaikka tämä malli ei sovellu kaikkiin kohteisiin, niin kyseessä on muuten luotettava ja toimiva tekniikka. Ketjuinvertterit ovat hinnaltaan edullisimpia ja helppoja asentaa. Tätä mallia käytetään paljon kotitalouksissa ja pienissä alle 1 MW:n sähköasennuksissa. (Zipp 2016.)

3.3.2 Mikroinvertteri

Mikroinvertterit asennetaan niin, että jokaiseen paneeliin erikseen laitetaan oma mikroinvertteri. Mikroinvertterit muuntavat tasavirran vaihtovirraksi suoraan paneelissa. Tässä mallissa on etuna se, että jos tulee paneeliin varjostusta, niin muiden paneelien tehot eivät laske. Mikroinvertterit valvovat myös jokaisen yksittäisen paneelin suorituskykyä, kun taas ketjuinvertterit valvovat vain ketjujen suorituskykyä. Mikroinvertterit sopivat hyvin kohteeseen, jossa on varjostukseen liittyviä ongelmia taikka paneeleita on asennettu eri ilmansuuntiin. Tämä malli on kuitenkin investoinniltaan kalliimpi kuin ketjuinvertterit. (Zipp 2016.)

3.3.3 Keskusinvertteri

Keskusinvertterit ovat kutakuinkin samanlaisia kuin ketjuinvertterit, mutta ne ovat paljon suurempia ja voivat tukea useampia paneeleja. Sen sijaan, että ketjut kulkisivat suoraan invertteriin, kuten ketju mallissa, ketjut on kytketty yhteen kytkentäkotelossa, joka ohjaa tasavirran keskusinvertteriin, jossa taas tasavirta muutetaan vaihtovirraksi. Keskusinvertterit vaativat vähemmän komponenttiliitäntöjä, mutta vaatii muun muassa kytkentäkotelon. Tämä malli soveltuu parhaiten suuriin aurinkosähköasennuksiin, joissa tuotanto on tasaista kaikkialla. (Zipp 2016.)



KUVA 4. Kuvassa vasemmalla on kytkinlaitteisto, keskellä jakelumuuntaja, sekä oikealla keskusinvertteri (FIMER 2021.)

3.4 Muuntajat ja kytkinlaitteistot

Suurissa aurinkosähköjärjestelmissä yleensä tarvitaan inverttereiden lisäksi muuntajia. Muuntajien tehtävänä on nostaa jännite tarpeeksi suureksi, että se on saman suuruinen sähköverkon kanssa. Muuntajia on kahdenlaisia, jotka ovat jakelu- ja päämuuntaja. Jakelumuuntajien tehtävänä on nostaa inverttereiden lähtöjännitettä jakeluverkkoon sopivaksi. Isoissa järjestelmissä, joissa siirretään sähkö kantaverkkoon tarvitaan jakelumuuntajan lisäksi myös päämuuntaja, joka taas nostaa jännitteen kantaverkkoon sopivaksi. (IFC 2015, 73.)

Keskusinvertterit ovat yleensä varustettu muuntajalla. Muuntajalla varustettu invertteri tarjoaa laitteeseen muun muassa galvanisen eristyksen, sekä vähentää vuotovirtoja ja sähkömagneettisia häiriöitä. Haittapuolena on kuitenkin se, että invertterit ovat hyötysuhteeltaan tehokkaampia ilman muuntajaa. (IFC 2015, 36.)

Suurissa aurinkosähköjärjestelmissä täytyy olla muuntajien lisäksi myös kytkinlaitteistot, joissa on turva- ja mittauslaitteet. Kytkinlaitteisto sisältää katkaisijoita, joilla voidaan muun muassa tarvittaessa kytkeä sähköjärjestelmä pois verkosta. Kytkinlaitteilla saadaan riittävä segmentointi, jotta kaapeleiden, sekä voimalaitoksen sähkötyön aikana voidaan vähentää sähkökatkoksia. Kytkinlaite auttaa myös jakamaan ja kuljettamaan kuormia, sekä vähentämään ylikuormituksia erilaisten sähköliittimien huollon aikana. Kytkinlaite tunnistaa, sekä poistaa erilaisia vikoja ja yhteyshäiriöitä, mikä taas auttaa minimoimaan vahinkoja. Kytkinlaitteita on kahta eri tyyppiä, jotka ovat metallikoteloitu ja metalli-verhottu kytkinlaite. (IFC 2015, 82; DS New Energy 2020.)

Metallikoteloitu kytkinlaite on maadoitettu metallikotelo, joka valmistetaan korkealaatuisesta teräslävystä, jossa on erilaisia virrankatkaisijoita. Tämän tyyppinen kytkinlaite sijoitetaan yleensä sisätiloihin ja tätä käytetään keski- ja pienjännitesovelluksiin. Maadoitus on oltava myös asianmukainen, koska näitä käytetään sisätiloissa. (DS New Energy 2020.)

Metalli-verhottu kytkinlaite sijoitetaan yleensä ulkopuolelle, koska tämä malli on sään kestävä ja auttaa suojaamaan erityyppisiä suoja-releitä, katkaisijoita, virta- ja potentiaalimuuntajia, mittareita, sekä väljajohtimia. (DS New Energy 2020.)

3.5 Kaapelointi

Kaapelit muodostavat vain muutaman prosentin aurinkosähköjärjestelmien projektin kokonaiskustannuksista, mutta niillä on merkittävä rooli, sekä vaikutus laitoksen tehoon. Huono suunnittelu, taikka väärän kaapelin valinta voi vaikuttaa materiaaliturvallisuuteen ja suorituskykyyn. (Renewable-Watch 2018.)

Kaapelointi koostuu vaihtovirta- ja tasavirtakaapeleista. Vaihtovirtakaapelit kattavat invertterin jälkeiset kaapelit mittauspisteeseen asti. Häviöt ovat tyypillisesti pienempiä kuin tasavirtakaapeissa ja ovat yleensä pienempiä järjestelmissä, joissa käytetään keskusinverttereitä. Tasavirtakaapeleita taas käytetään aurinkopaneelien yhdistämiseen toisiinsa ja paneelien yhdistämiseen inverttereihin. (RenewableWatch 2018; IFC 2015, 54.)

Kaapelin kokonaisvastus on suoraan verrannollinen kaapelin pituuteen. Pituuden lyhentäminen suunnittelun optimoinnin avulla on avainasemassa jännitehäviön rajoittamisessa. Kaapelin pituus riippuu laitoksen asettelusta ja joskus myös muita paikkakohtaisia rajoituksia voi olla kaapelin pituuden rajoittamisessa. (RenewableWatch 2018.)

Vuosina 2011 - 12 tyypillisessä aurinkovoimalaprojektissa käytettiin noin 15 km/MW ketjutasavirtakaapeleita ja 3 - 4 km/MW päätasavirtakaapeleita. Tämä oli vuonna 2018 pudonnut 7 - 11 km/MW:iin ketjutasavirtakaapeleiden ja 1,5 - 2,5 km/MW:n välillä päätasavirtakaapeleissa, mikä vähentää tehokkaasti jännitteen pudotusta noin 33 % ketjutasavirtakaapeleissa ja 30 - 60 % päätasavirtakaapeleissa. (RenewableWatch 2018.)

Yleinen ratkaisu tasavirtakaapelin kokonaispituuden lyhentämiseen on Y-liittimien käyttö yhdistämään kaksi kaapelia ja luomaan yksi, kaksinkertainen liitos. Tämä vaatii suuremman poikkileikkauksen kaapeliin ja kantamaan suurempaa kapasiteettia, mutta puolittaa kaapelin pituuden, jolloin jännitehäviö pienenee, mikä kompensoi osan pienentyneestä häviöstä tasavirtapuolella. Toinen ratkaisu kaapelin pituuden lyhentämiseen on ketjuinvertterien käyttö keskusinvertterien sijaan. Ketjuinverttereitä käytetään yhdistelmäkoteloiden sijaan ja ne vähentävät tarvittavien tasavirtakaapeleiden pituutta, mutta edellyttävät kuitenkin pienjännitekaapeleiden pituuden lisäämistä, mikä saattaa lisätä häviöitä vaihtovirtapuolella. Lisäksi projektin kokonaispääomakustannukset voivat nousta, koska ketjuinvertterit ovat kalliita keskusinvertteriin verrattuna. (renewableWatch 2018.)

3.6 Maadoitus

Maadoituksen tarkoituksena on suojata kaapeleita ja laitteistoja sähköiskuilta, palovaaroilta, sekä ukkoselta. Yleensä aurinkovoimaloita varten asennettavien maadoitusjohtimien määrä on minimoitu niin, että niitä on juuri tarpeeksi liittääkseen jokaisen ryhmän lohkon yksittäisten invertterien ja muuntajien välille. (Electrotechnik 2022.)

Järjestelmän tasavirta- ja vaihtovirtapuolet ovat aina galvaanisesti eristetty. Maadoitettu tasavirtapuoli tehdään invertterien maasulkusuojalla. Aurinkojärjestelmän tasavirta-, sekä vaihtovirtamaadoitusjärjestelmät yhdistetään yleensä maadoitusjärjestelmän yleisen suorituskyvyn parantamiseksi. Päämaadoitusjärjestelmä koostuu upotetuista paljaista kuparijohtimista ja tangoista, sekä maanpääl-

lisistä toisiinsa yhdistetyistä paneelin tukirakenteista, tukipylväistä ja kaapelikouruista. Jos aurinkovoimalan alueella on sähköverkkoliitäntäinen sähköasema, tämän maadoitusjärjestelmä voidaan liittää yhteen aurinkovoimalan maadoitusjärjestelmän kanssa. (Electrotechnik 2022.)

3.7 Aurinkosähköjärjestelmän asennukseen liittyvät seikat

Aurinkosähköjärjestelmien tuottoon vaikuttavat muun muassa varjostukset, suuntaus, kallistus, sekä lämpötila. Näiden seikkojen huomioita jättäminen voi romahduttaa tuotannon. Kallistuskulmalla on vaikutusta erityisesti vuosituotannon jakautumiseen. Vuosituotanto heikentyy merkittävästi, jos paneelit asennetaan alle 30° tai yli 60° kulmaan. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 18 - 20.)

Pienikin varjostus paneelissa voi vähentää koko paneelin tuotantoa tai suurimmissa paneeleissa osa tuotannosta voi jäädä saamatta. Pahimmillaan voi koko ketjun jännite pudota niin, että järjestelmän säätö ei kykene enää selviämään tilanteesta ja tuotanto loppuu kokonaan. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 20.)

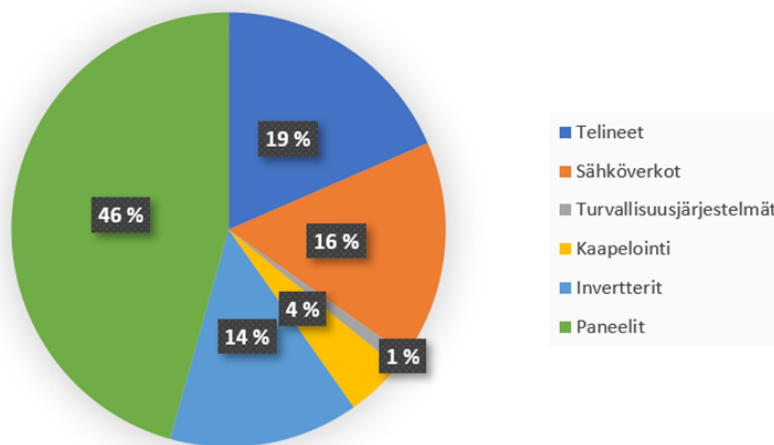
Tuotantoa voidaan optimoida energiankulutukseen sopivaksi yleensä kallistuskulmaa muuttamalla, jolloin vuosituotanto pysyy miltei samalla tasolla. Vuosijakauma varsinkin Suomessa muuttuu, koska energiaa saadaan eri tavalla vuoden aikana. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 18 - 19.)

Paneelien ympäristössä voi lämpötila kohota helposti 70 °C asti ja jo muutaman asteen lämpötilan nousu yli paneelien standardisoidun testilämpötilan 25 °C heikentää tuotantoa noin prosentilla. Heikosti tuulettuvissa rakenteissa paneelien energiantuotanto voi pudota jopa 30 %. Lämpötilan vaikutus vaihtelee erilaisilla paneelityypeillä. (Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus 2017, 22.)

3.8 Investoinnit

Ympyrädiagrammissa (kuva 5) kerrotaan maa-asenteisen aurinkosähköjärjestelmän eri osien keskimääräiset investointikulut prosentuaalisesti koko järjestelmän kuluihin nähden. Suurin laitoksessa olevista osien investoinneista tulee olemaan aurinkopaneelit, joka on melkein puolet koko järjestelmän osien kuluista. Telineet, invertterit, sekä sähköverkot ovat yhteensä myös miltei puolet koko kustannuksista. Vain muutama prosentti koostuu kaapeloinnista ja turvallisuusjärjestelmistä. Kuvassa olevien laitteiden ja osien lisäksi kustannuksia tulee myös itse laitoksen rakennuttamisesta.

Keskimääräiset investointikulut maa-asenteiselle aurinkosähköjärjestelmälle



KUVA 5. Maa-asenteisten aurinkosähköjärjestelmien keskimääräiset investointikulut (IFC 2015, 175)

3.9 Energiatuki

Energiatukea voidaan myöntää sellaisille yrityksille, sekä yhteisöille investointi- ja katselmushankkeisiin, jotka edistävät uusiutuvan energian käyttöä ja tuotantoa, energiansäästöä, energian tuotannon tai käytön tehostamista, taikka muuten muokkaavat energijärjestelmää vähähiilisemmäksi pitkällä aikavälillä. Tällä tuella on oltava iso vaikutus hankkeen käynnistämiseen. (Business Finland 2022.)

Energiatuki on rahoitusta, joka maksetaan organisaatiolle raportin toteutuneiden kustannusten perusteella. Hankkeen investointikustannusten täytyy olla vähintään 10 000 €, ja hankkeen koolla ei ole ylärajaa. Rahoitus on avustusta, eli sitä ei tarvitse maksaa takaisin. Organisaation koolla ei ole väliä ja organisaatio ei saa olla maatila, asunto-osakeyhtiö tai asuinkiinteistö ja se ei saa toimia kalastus- tai vesiviljelytuotteiden piirissä, eikä sen toiminnan rahoitus tule valtion talousarviosta. Yrityksellä täytyy olla myös riittävä oma rahoitus hankkeen toteuttamiseksi. Tämä tarkoittaa sitä, että yritys voi kustantaa koko hankkeen itse ennen kuin se saa Business Finlandin myöntämää avustusta. (Business Finland 2022.)

Hankkeen kannattavuudella on myös merkitystä energiatuen saantiin. Hankkeen tulee olla takaisinmaksettu 3 - 15 vuoden välillä. Hankkeen tukikelpoisuutta selvittäessä täytyy laskea takaisinmaksuajat ilman energiatukea. (Uotinen 2019, 29.)

Tukihakemukset käsittelee pääsääntöisesti innovaatorahoituskeskus Business Finland. Työ- ja elinkeinoministeriö päättää tuen myöntämisestä investointihankkeeseen, jos hankkeen hyväksyttävät kustannukset ylittävät 5 000 000 €, taikka hanke liittyy uuteen teknologiaan ja sen hyväksyttävät kustannukset ylittävät 1 000 000 €. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2022.)

4 MAA-ASENNUKSET JA TELINEET

Aurinkosähköjärjestelmien telineet jaetaan kahteen ryhmään, jotka ovat paalutetut- ja ei paalutetut telineet. Paalutetut ovat paljon yleisimpiä ratkaisuja, kun ei paalutetut joita käytetään pienemmän kokoluokan aurinkosähköjärjestelmissä (Lindholm 2020, 9 - 10.). Turvetuotantoalueella paras ratkaisu olisi käyttää paalutettua vaihtoehtoa.

4.1 Lyöntipaalu

Lyöntipaalumenetelmä on yleisimmin käytetty paalutusvaihtoehto. Lyöntipaalumenetelmässä yleensä teräksestä valmistettu lyöntipaalu junnataan maahan. Tämä menetelmä on nopea, kustannustehokas, sekä edullinen. Paalu ei itsessään läpäise maassa olevia esteitä, jotenka tämä ratkaisu ei ole kivisessä maastossa hyvä vaihtoehto. Lyöntipaalut soveltuvat parhaiten maaperään, joka on tiheää ja antaa hyvän kitkavastuksen paalun ja maan välille, eli savinen ja tiheä hiekkainen ympäristö on paras maaperä tälle menetelmälle. Menetelmä sopii myös tiheälle soralle, mutta ei harvaan soraan maahan. (Lindholm 2020, 23 - 24; Kostilainen 2018, 2 - 3.)

4.2 Ruuvipaalu

Ruuvipaalu on melko yleinen paalutusmenetelmä. Ruuvipaaluja on joko maaruuveja, taikka spiraalin muotoisia kierrepaaluja. Ruuvipaalumenetelmää käytetään silloin, kun maaperän esteiden takia ei voi käyttää normaalia paalutusmenetelmää. Ruuvipaalumenetelmässä paalut jäävät lähemmäksi maanpintaa ja pitävät telineen pystyssä muodollaan. Ruuvipaaluja voidaan käyttää myös enemmän kallellaan olevassa maassa kuin lyöntipaaluja. Lyöntipaalujen suurin kallistuskulma on 15° ja ruuvipaaluilla se on 30°. Haittapuolena ruuvipaalumenetelmässä on pidempi asennusaika ja kalliimpi hinta. (Kostilainen 2018, 3; Lindholm 2020, 24 - 26.)



KUVA 6. Vasemalla puolella näkyy maaruuvi ja oikealla spiraalipaalu (Kseng New Energy 2022)

4.2.1 Maaruuvi

Maaruuvi soveltuu esteiseen maaperään. Maaruuvien voi asentaa kiviseen maaperään tai jopa peruskallioon, mutta tämä vaatisi kuitenkin lisää koneita ja apuvälineitä, mistä koituisi lisää kustannuksia.

Jos maaruuvit saadaan ruuvattua suoraan maahan, niin se on paljon kustannustehokkaampaa. Pehmeämpään maastoon tarvitsee pidemmät paalut ja syvemmän työntyvyyden. (Lindholm 2020, 25; Kostilainen 2018, 4.)

4.2.2 Spiraalipaalu

Spiraalipaalu on paras vaihtoehto silloin, kun normaalipaalu ei ole mahdollinen esimerkiksi maaperän huonon koheesion vuoksi. Spiraalipaalu sopii hyvin hauraaseen maahan, johonka se uppoaa helposti. Paalu pysyy hyvin paikallaan ankkurimaisen kierteen vuoksi, jonka ansiosta tulee hyvä kitkavastus paalun ja maan välille. (Lindholm 2020, 26; Kostilainen 2018, 3.)

Molemmissa ruuvipaalutyypissä ohuiden profiilien takia on huono vastus sivuttaissuunnassa. Tämä voi aiheuttaa ongelmia niille tulevien telineiden suhteen. Ruuvipaaluja nähdään yleensä vain kaksijalkaisissa telineissä, koska yksijalkaiset eivät tue tarpeeksi sivuttaistuulelta, joka pitää ottaa huomioon asennuksissa. (Lindholm 2020, 27.)

4.3 Betonipaalu

Betonipaalumenetelmässä aurinkopaneelien telineet kiinnitetään painaviin betonilaattoihin, joka on maan päällä. Betonipaalu on vähemmän käytetty paalutusmenetelmä. Tämä johtuu siitä, että tämä menetelmä on hintava. Betonipaalutusmenetelmä sopii hyvin pehmeään maastoon, sekä myös kiviiseen maastoon. Tämä menetelmä on erityisesti silloin hyvä, kun maahan ei voi porata. Betonipaalumenetelmä soveltuu parhaiten pienempiin aurinkosähköjärjestelmiin, koska asennuksien kulut ovat pienemmät, sekä tämä menetelmä ei vaadi niin perusteellisia maaperätutkimuksia. (Lindholm 2020, 27 - 28; Kostilainen 2018, 5.)

4.4 Ankkurikiinnitys

Ankkurikiinnitys on menetelmä, joka on toimintaperiaatteeltaan hyvin samanlainen kuin yleiset ruuvipaalut. Tämän takia ankkurikiinnitystä käytetään samanlaisissa kohteissa kuin ruuvipaalujakin. Tätä menetelmää ei paljon ole Suomessa vielä käytetty. Etuna tässä ruuvipaaluun verrattuna on se, että ankkurikiinnitys ei vaadi porautumista niin syvälle ja tästä johtuen ei tarvitse niin paljoa materiaalia, mikä tuo säästöjä materiaalikustannuksiin. (Lindholm 2020, 28 - 29.)

4.5 Auringonseurantajärjestelmä

Auringonseurantajärjestelmät ovat moottoroituja mekaanisia telinejärjestelmiä, jotka suuntaavat aurinkopaneelin aurinkoa kohti. Seurantalaitte optimoi kulman, jossa paneelit vastaanottavat auringonsäteilyä, mikä maksimoi aurinkovoimalan sähköntuotannon. (Mofiz 2018.)

Tapa, jolla aurinkoseurantajärjestelmä liikkuu, riippuu järjestelmän tyypistä. Auringonseurantajärjestelmiä on kolmenlaisia, jotka ovat manuaaliset-, passiiviset-, sekä aktiiviset aurinkoseurantalaitteet. Aurinkoseurantalaitteet voidaan luokitella vielä sen mukaan, mihin suuntaan ne liikkuvat. Aurinkoseurantalaitte voi olla joko yksiakselinen-, taikka kaksiakselinen aurinkoseurantalaitte. (Lane 2022.)

Aurinkoseurantajärjestelmän suurin hyöty on siinä, että se lisää sähköntuotantoa enemmän verrattuna vastaavan kokoiseen staattiseen aurinkovoimalaan. Yleensä yksiakselisella aurinkoseurantalait-

teella varustetun laitoksen suorituskyky paranee 20 - 30 %. Kaksiakselinen seurantalaitte lisää suorituskykyä vielä 5 - 10 %. Tämä tarkoittaa, että kaksiakselinen seurantajärjestelmä lisää suorituskykyä jopa 40 %. Erityisesti korkeilla leveysasteilla, joissa auringon sijainti taivaalla vaihtelee paljon kesä- ja talvikuukausina, on kaksiakselinen seurantajärjestelmä tehokas tapa maksimoida auringon tuotanto. (Mofiz 2018.)

Vaikka seurantalaitteet ovat hyviä järjestelmiä aurinkovoimalaitoksen energiantuotannon lisäämiseen, on huomioitava muutama seikka. Seurantajärjestelmillä on huomattavasti korkeammat asennus- ja ylläpitokustannukset staattisiin aurinkovoimaloihin verrattuna, koska niissä on monimutkainen tekniikka ja niissä on liikkuvia osia. Monimutkaisempi järjestelmä tuo enemmän huoltoa, mikä lisää kustannuksia ajan myötä. (Mofiz 2018.)

Yhden akselin seurantajärjestelmä nostaisi kustannuksia yli 1,5 kertaa suuremmaksi. Kaksiakselinen seurantajärjestelmä maksaisi vielä enemmän, joka olisi kaksinkertainen tavalliseen maahan asennettun järjestelmän kustannuksiin. (Lane 2022.)

Toinen aurinkoseurantalaitteen haittapuoli on se, että seuranta edellyttää, että paneelit on siirrettävä huomattavan etäisyyden päähän toisistaan, jotta ne voivat liikkua. Tämä rajoittaa huomattavasti asennettavien paneelien määrää. Aurinkoenergian seurantalaitteet tarjoavat suurimman hyödyn suurissa maahan asennettavissa aurinkosähköasennuksissa, erityisesti korkeilla leveysasteilla, joissa auringon säteily vaihtelee suuresti kesän ja talven välillä. (Mofiz 2018.)

5 SÄHKÖNSIIRTO

Sähkötehoa joudutaan siirtämään siirtoverkkojen avulla, koska yleensä sähköntuotanto ja sen kulutus sijaitsee eri paikoissa. Voimaloissa tuotettu sähkö siirretään ensiksi niin sanottuun kantaverkkoon, jonka jännite on 110 - 400 kilovoltin (kV) suuruinen. Suuret jännitteet mahdollistavat pienet energiahäviöt. Sähköasemilta sähkö siirtyy kantaverkosta keskijänniteverkkoon, jossa yleensä jännitettä on 20 kilovolttia. Jakelumuuntamoilla keskijänniteverkon jännitettä alennetaan noin 400 volttiin ja siitä sitten jaetaan sähköä asiakkaille pienjännitejohdoilla. (STUK 2021.)

5.1 Kantaverkko

Kanta-, eli siirtoverkolla mahdollistetaan sähkönsiirto kaikkialle Suomeen. Kantaverkkoon kuuluu voimajohtoja suunnilleen 14 000 km, sekä yli 100 sähköasemaa. Kantaverkon omistaa Fingrid Oyj ja paikallisilla sähköyhtiöillä on omistuksessa 110 kilovoltin sähköjohtoja. Suomessa kantaverkko on toteutettu yleensä ilmajohdoilla. Suurin nimellisjännite voimajohdoissa on 400 kilovolttia ja sen lisäksi käytetään myös 220 ja 110 kilovoltin jännitetasoja. (STUK 2021; STEK 2022.)

5.2 Alue- ja jakeluverkko

Kantaverkkoon kuuluvat tärkeimmät 110 kilovoltin voimajohdot. 110 kilovoltin johdot, jotka eivät kuulu kantaverkkoon, muodostavat alueverkon. Alueverkkoja on Suomessa yhteenlaskettuna noin 7 500 kilometriä. Jakeluverkot ovat verkkoyhtiöiden omistamia alle 110 kilovoltin sähköverkkoja, eli keskijännite- ja pienjänniteverkkoja. (STUK 2021.)

6 TYÖN TOTEUTUS

Työn tarkoituksena oli selvittää kahdeksaan eri turvetuotantoalueeseen hyödynnettävä aurinkoenergian määrä ja paljon mahdollisesti tulisi hintaa kullekin turvetuotantoalueeseen sijoitettavalle aurinkovoimalalle, sekä tarkoituksena oli selvittää voimaloiden takaisinmaksuaika.

6.1 Alueet

Pielaveden puolella sijaitsevat neljä turvetuotantoaluetta, jotka olivat Aittosuo, Kiukoon- ja Veteläsuo, Laidinsuo, sekä Pillisuo. Muut alueet olivat Salahmin Kukkosuo, Nilsiästä Kaijanpään- ja konttimäenalussuo, Varpaisjärveltä Lantonsuo, sekä Kiuruvedeltä Rikkasuo.

TAULUKKO 1. Alueet ja niiden pinta-alat

Paikkakunta	Alue	Pinta-ala (ha)
Pielavesi	Aittosuo	51,7
Pielavesi	Kiukoon- ja Veteläsuo	7,5
Pielavesi	Laidinsuo	38
Pielavesi	Pillisuo	92
Salahmi	Kukkosuo	71
Nilsiä	Kaijanpään- ja Konttimäenalussuo	27,6
Varpaisjärvi	Lantonsuo	34,8
Kiuruvesi	Rikkasuo	66,7

Ylhäällä olevassa taulukossa näkyvät alueiden pinta-alat. Pinta-alat ovat Kuopion Energialta sähköpostitse saaduista tiedoista.

6.2 Paneelin ja Invertterin valinta

Jotta saadaan laskettua aurinkovoimaloiden tehoja, täytyi valita potentiaalinen aurinkopaneelityyppi. Tämä tapahtui ottamalla yhteyttä sähköpostitse Lem-Kem Oy:n Jouni Heiskaseen. Hän on perehtynyt erilaisiin energiaratkaisuihin ja mitoituksiin. Hän ehdotti aurinkopaneeliksi Trinasolarin Vertex S 400 W yksikidepaneelin, josta kuva on aikaisemmassa vaiheessa (kuva 1). Paneelin maksimiteho on 400 Wattia. Korkeutta paneelilla on 1,754 m ja leveyttä 1,096 m, joten pinta-alaa yhdelle paneelille tulee tällöin noin. 1,92 m². Hyötysuhde paneelilla on 21,1 %

Sopiva invertteri löytyi Fimer S.p.A.:n nettisivuilta. Invertterin täytyy olla sopiva jännitteen ja tehon mukaisesti. Valinnaksi kohdistui keskusinvertteri, joka oli mallia Fimer PVS980-58 2.0 MVA, josta kuva alhaalla (kuva 7). Invertterin sallima maksimiteho on noin 2,9 MW, sekä hyötysuhde 98,8 %.



KUVA 7. Fimer PVS980-58 2.0 MVA keskusinvertteri (FIMER 2021)

6.3 Paneelialueen laskenta

Suuremman kokoiset aurinkovoimalat koostuvat periaatteessa monesta pienemmästä aurinkovoimalasta, jotka koostuu paneeleista, telineistä, invertteristä, muuntajasta, kytkinlaitteistosta, kaapeloinneista, sekä turvalaitteistoista. Tarkoituksena oli siis laskea ensiksi yhden paneelialueen viemä pinta-ala, sekä paljonko tämän maksimiteho olisi.

Ensimmäisenä täytyi selvittää montako paneelia kyseisellä paneeli- ja invertterityypillä voi asentaa samaan kytkentään sarjan-, että rinnankytkennöillä. Jotta saadaan ratkaistua kuinka monta paneelia voidaan laittaa ketjuun, eli kytkeä sarjaan, piti laskea paneelin nimellisjännite kaavalla 1. (Mayfield 2018)

$$U_{oc\ max} = (T_{min} - 25) \times \left(1 + \frac{\alpha U_{oc}}{100}\right) \times U_{oc\ stc} \quad (1)$$

jossa

$$U_{oc\ max} = \text{Paneelin nimellisjännite (V)}$$

$$T_{min} = \text{Kohteen alin lämpötila (°C)}$$

$$\alpha U_{oc} = \text{Paneelin jännitteen lämpötilakerroin (%/°C)}$$

$$U_{oc\ stc} = \text{Paneelin nimellisjännite standardiolosuhteissa (V)}$$

Kohteen alimmaksi lämpötilaksi valitsin -30 °C ja paneelin jännitteen lämpötilakerroimen, sekä nimellisjännitteen standardiolosuhteissa saadaan paneelin taustatiedoista.

$$U_{oc\ max} = (-30^{\circ}\text{C} - 25) \times \left(1 + \frac{-0,25\%/^{\circ}\text{C}}{100}\right) \times 41,2\ \text{V} = 46,865\ \text{V}$$

Paneeliketjun pituuden voidaan nyt selvittää kaavalla 2, etsimällä invertterin taustatiedosta sen suurimman sallitun sisääntulojännitteen ja jakamalla tämän paneelin nimellisjännitteellä. (Mayfield 2018)

$$N_{mod\ max} = \frac{U_{inv\ max}}{U_{oc\ max}} \quad (2)$$

jossa

$N_{mod\ max}$ = Suurin sallittu paneelimäärä ketjussa

$U_{inv\ max}$ = Invertterin suurin sallittu sisääntulojännite (V)

$$N_{mod\ max} = \frac{1500\ \text{V}}{46,865\ \text{V}} = 32\ \text{kpl}$$

Vastaukseksi saadaan tällöin 32 kappaleen paneeliketju. Jotta taas voidaan laskea suurin sallittu paneelimäärä kytkettynä rinnakkain, täytyi laskea suurin oikosulkuvirta paneelissa kaavalla 3. (Ropo 2018, 13)

$$I_{sc\ max} = I_{sc\ stc} \times K_1 \quad (3)$$

jossa

$I_{sc\ max}$ = Suurin oikosulkuvirta paneelissa (A)

$I_{sc\ stc}$ = Aurinkopaneelin nimellisvirta standardiolosuhteissa (A)

K_1 = Ympäristöolosuhteiden mukaan määräytyvä kerroin (>1,25)

Etsimällä paneelin taustatiedoista, nimellisvirran standardiolosuhteissa, sekä käyttäen ympäristöolosuhteiden kertoimena 1,25, sain paneelin suurimmaksi oikosulkuvirraksi 15,35 A.

$$I_{sc\ max} = 12,28\ \text{A} \times 1,25 = 15,35\ \text{A}$$

Sitten pystytään laskemaan suurin sallittu paneelimäärä rinnakkain kytkettynä kaavalla 4. (Ropo 2018, 14)

$$N_{str\ max} = \frac{I_{sc\ inv\ max}}{I_{sc\ max}} \quad (4)$$

jossa

$N_{str\ max}$ = Suurin sallittu paneelimäärä rinnakkain kytkettynä

$I_{sc\ inv\ max}$ = Suurin sallittu tasavirta invertterissä standardiolosuhteissa (A)

Etsimällä invertterin taustatiedoista sen suurin sallittu tasavirta, saadaan vastaukseksi 156 kappaletta paneelia, jotka voidaan kytkeä rinnakkain.

$$N_{str\ max} = \frac{2400\ A}{15,35\ A} = 156\ kpl$$

Kertomalla sarjaan kytkettyjen, että rinnakkain kytkettyjen paneelimäärät, saadaan selville montako paneelia voidaan yhteensä asentaa samaan kytkentään näillä paneeli- ja invertterityypeillä.

$$32\ kpl \times 156\ kpl = 4992\ kpl$$

Tällöin saadaan vastaukseksi 4 992 kappaletta paneelia samaan kytkentään. Samalla tästä saadaan laskettua yhden paneelialueen maksimiteho kertomalla kappalemäärä yhden paneelin maksimiteholla.

$$4992\ kpl \times 400\ W = 1,997\ MW$$

Tämän jälkeen voidaan laskea pinta-alaan liittyviä laskelmia. Ensiksi piti selvittää paljonko paneelien riviväli täytyi olla, jotta edessä oleva paneeli ei aiheuta takana olevaan paneeliin varjostumia. Paneelien rivivälin voi laskea kaavalla 5. Paneelin riviväli tarkoittaa tässä tapauksessa kuinka kaukana takana olevan paneelin etukohta on edessä olevasta paneelin etukohdasta. (Isojunno 2014, 16)

$$L_{min} = x \times \frac{\sin\omega}{\tan\alpha} + \cos\omega \quad (5)$$

jossa

L_{min} = Paneelien rivivälin pituus

x = Paneelin korkeus

ω = Paneelin kallistuskulma

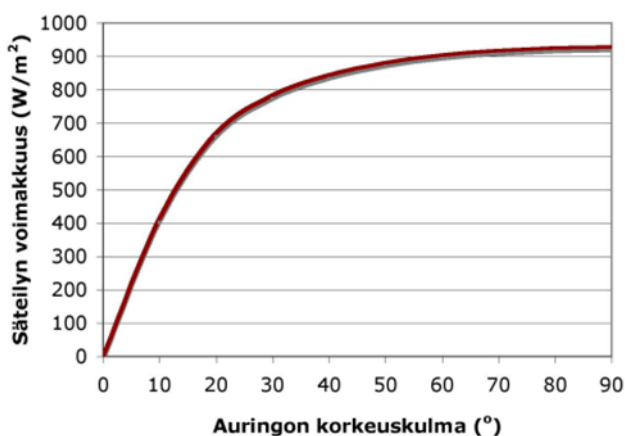
α = Säteilyn tulokulma

Valitsemalla paneelimalleilla korkeus oli 1,754 m, sekä paneelien kallistuskulmaksi valittiin 45°. Kokeilemalla erilaisia tulokulmia saatiin seuraavanlaisia vastauksia, jotka näkyvät alla olevassa taulukossa.

TAULUKKO 2. Paneelien rivivälien tarvittavat pituudet eri auringonsäteilyn tulokulmissa

Paneelien rivivälin pituus	
auringon tulokulma	tarvittava riviväli
10 °	7,7 m
20 °	4,1 m
30 °	2,9 m
40 °	2,2 m
50 °	1,7 m
60 °	1,4 m
70 °	1,2 m
80 °	0,9 m

Tästä huomataan, että 20°, sekä 30° välillä on huomattava ero rivivälissä ja tämän jälkeen ero alkaa hiipumaan. Kun tarkastellaan vielä säteilyn voimakkuutta eri tulokulmissa (kuva 8.), niin huomataan, että 30 asteessa säteilyn voimakkuus on jo suuri ja täten valittiin riviväliksi 2,9 metriä.



KUVA 8. Auringonsäteilyn voimakkuus eri korkeuskulmissa (Moodle)

Tämän jälkeen voidaan laskea paneeleista ja riviväleistä tuleva pinta-ala niin, että kerrotaan rivivälin pituus, sarjaan kytketyillä paneelien määrällä ja tämän tulos kerrotaan vielä rinnakkain kytkettyjen paneelien määrällä, sekä paneelin leveyden tulolla.

$$A = (2,9 \text{ m} \times 32 \text{ kpl}) \times (1,1 \text{ m} \times 156 \text{ kpl}) = 15718 \text{ m}^2$$

Tulokseksi saadaan 15 718 m². Tämän jälkeen lisätään vielä huoltoteiden osuus, joka lisää pinta-alaa vielä hieman. Huoltoteiden leveydet on otettu Lapuan Heininevan aurinkovoimahankkeen mukaisesti. Pohjois-etelä suunnassa huoltotien leveys on 5 m ja itä-länsi suunnassa 8,5 m. (Iapua, 6)

$$A = ((2,9 \text{ m} \times 32 \text{ kpl}) + 8,5 \text{ m}) \times ((1,1 \text{ m} \times 156 \text{ kpl}) + 5 \text{ m}) = 17679 \text{ m}^2$$

Näin ollen saadaan yhden paneelialueen pinta-alaksi noin. 17 700 neliometriä.

6.4 Kohteen mitoitus energiassa ja rahassa

Työssä oli kahdeksan eri kohdetta, joille oli tarkoitus mitoitaa kunkin kohteen energian saanti, investointikulut, sekä takaisinmaksuaika. Esimerkkinä on yhden kohteen laskut, koska kaikissa muissakin kohteissa on käytetty myös samoja laskukaavoja.

Esimerkkinä toimi Pielavedeltä Aittosuon kohde. Hyödynnettävä pinta-ala aurinkovoimalle on tällä kohteella 51,7 hehtaaria ja laskuja varten tämä on muutettava neliömetreiksi, josta tulee 517 000 neliometriä.

Jotta voidaan laskea paljon tämä kohde voi tuottaa energiaa täytyi ensiksi aloittaa laskemalla kuinka monta paneelia voidaan asentaa tähän kohteeseen. Tämän voi laskea jakamalla kohteen pinta-alan, yhden paneelialueen pinta-alalla ja tämän tuloksen kerrottuna yhden alueen paneelimäärällä.

$$\left(\frac{517000 \text{ m}^2}{17679 \text{ m}^2} \right) \times 4992 \text{ kpl} = 145985 \text{ kpl}$$

Vastaukseksi saadaan 145 985 kappaletta paneelia. Tästä voidaankin sitten laskea laitoksen huipputeho kertomalla kappalemäärä paneelin huipputeholla.

$$145985 \text{ kpl} \times 400 \text{ W} = 58,4 \text{ MW}$$

Tämän jälkeen lasketaan maksimaalinen vuodessa tuotettu energia kaavalla 6. (Jussilainen 2015, 30)

$$E_{s\ pv\ out} = \frac{E_{sol\ hor} \times P_{max} \times F_{käyttö}}{I_{ref}} \quad (6)$$

jossa

$E_{s\ pv\ out}$ = Vuodessa tuotettu energia (GWh)

$E_{sol\ hor}$ = Paneeleihin kohdistuva vuosittainen auringonsäteilyteho ($\frac{kWh}{m^2}$)

P_{max} = Laitoksen huipputeho (kW)

$F_{käyttö}$ = Käyttötilanteen toimivuuskerroin

I_{ref} = Referenssisäteilytilanne ($1 \frac{kW}{m^2}$)

Laitoksen huipputeho oli 58,4 MW ja muuttaessa kilowateiksi, se on 58 400 kW. Käyttötilanteen toimivuuskertoimeksi valittiin 0,75, sekä referenssisäteilytilanne on 1 kW/m². Paneeleihin kohdistuva vuosittainen auringonsäteilyteho, on Pielavedellä noin. 1 100 kWh/m², jos paneelit asennetaan 45 asteeseen. (Motiva 2022.)

$$E_{s\ pv\ out} = \frac{1100 \frac{kWh}{m^2} \times 58400\ kW \times 0,75}{1 \frac{kW}{m^2}} = 48,17\ GWh$$

Vastaukseksi saadaan noin. 48,17 GWh.

Alueen kustannukset saatiin laskettua, ensiksi tiedustelemalla sähköpostitse Lem-Kemin Jouni Heiskanen kanssa ja häneltä saatiin hinta-arvio, joka voisi olla sopiva valittuun paneelityyppiin, sekä hankkeen suuruuteen nähden. Hinta-arvioksi saatiin 900 €/kWp, ja tämä on avaimet käteen asennettuna, sekä oletetaan, että paneelien telineet asennetaan ruuvipaalutustekniikalla. Näiden perusteella saadaan laskettua alueen kustannukset niin, että kerrotaan alueen maksiteho hinta-arviolla.

$$58,4\ MW \times 900000 \frac{\text{€}}{MWp} = 52,55\ Milj.\ \text{€}$$

Laitokselle tulisi hintaa näiden tietojen mukaan noin. 52,55 miljoonaa euroa. Näissä laskelmissa ei ole kuitenkaan huomioitu sähköverkkoon liittymisen kustannuksia, kuten esimerkiksi jos sähkölinja kulkisi kaukana laitoksesta, niin tästä koituisi lisäkustannuksia.

Jotta voidaan laskea laitokselle takaisinmaksuaika, pitää ensiksi tietää paljon on annuiteettikerroin ja tämä voidaan laskea kaavalla 7. (Jussilainen 2015, 31)

$$k_n = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (7)$$

jossa

$$k_n = \text{Annuiteettikerroin}$$

$$i = \text{Diskonttaus korkokanta}$$

$$n = \text{Investoinnin tuottaman kassavirran pituus vuosina}$$

Korkokantana käytettiin arvoa 4 % ja tarkastelun aikajaksona 25 vuotta.

$$k_n = \frac{0,04 \times (1 + 0,04)^{25}}{(1 + 0,04)^{25} - 1} = 0,064012$$

Annuiteettikertoimeksi saadaan tällöin 0,064012. Tämän arvon saatua voidaan laskea laitokselle energian hinta, kaavalla 8. Tällä kaavalla saadaan laskettua energian hinta, jolla investointi tuottaa nollatuloksen, jossa tuotot ovat yhtä suuret kuin kustannukset. (Jussilainen 2015, 30)

$$\text{Energian hinta} = \frac{k_n \times \text{Laitoksen kustannukset}}{E_s \text{ pv out}} \times 100 \quad (8)$$

Laittamalla arvot paikoilleen saadaan energian hinnaksi 6,98 senttiä kilowattia kohden.

$$\text{Energian hinta} = \frac{0,064012 \times 52554501 \text{ €}}{48174960 \text{ kWh}} \times 100 = 6,98 \frac{\text{snt}}{\text{kWh}}$$

Tämän jälkeen voidaan ratkaista vuodessa tuleva kassavirta kertomalla tuotetun energian määrä, energian hinnalla ja näiden tulo jaetaan sadalla, jotta saadaan vastauksesta euroja.

$$\frac{48174960 \text{ kWh} \times \frac{6,98 \text{ snt}}{\text{kWh}}}{100} = 3364116 \text{ €}$$

Vuoden kassavirraksi saadaan noin. 3 364 116 euroa.

7 LOPPUTULOKSET

7.1 Aittosuo

Arviot tehtiin laitoksille 25 vuoden aikataustelulla, jossa oli laskettuna jokaiselle vuodelle energian tuotto, huomioiden paneelin tehon putoaminen vuosittain, joka valitulla paneelimalilla on 0,608 %/vuosi. Kassavirta laskettiin myös jokaiselle vuodelle käyttäen diskonttausmenetelmää, jonka voi laskea kaavalla 9. (Jussilainen 2015, 34)

$$\frac{1}{(1+i)^T} \quad (9)$$

jossa

T = Pitoajan vuosi

Seuraavassa taulukossa nähdään tulokset Aittosuon alueesta.

TAULUKKO 3. Aittosuon tulokset käyttäen energian hintana 6,98 snt/kWh

Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)	
1	47,88205636	3343662,99	0,9615385	3215060,57	EPÄTOSI
2	47,58915261	3323209,16	0,9245562	3072493,68	EPÄTOSI
3	47,29624885	3302755,33	0,8889964	2936137,46	EPÄTOSI
4	47,00334509	3282301,5	0,8548042	2805725,08	EPÄTOSI
5	46,71044133	3261847,67	0,8219271	2681001,02	EPÄTOSI
6	46,41753758	3241393,84	0,7903145	2561720,64	EPÄTOSI
7	46,12463382	3220940,01	0,7599178	2447649,69	EPÄTOSI
8	45,83173006	3200486,18	0,7306902	2338563,9	EPÄTOSI
9	45,5388263	3180032,35	0,7025867	2234248,55	EPÄTOSI
10	45,24592255	3159578,52	0,6755642	2134498,04	EPÄTOSI
11	44,95301879	3139124,69	0,6495809	2039115,54	EPÄTOSI
12	44,66011503	3118670,86	0,624597	1947912,62	EPÄTOSI
13	44,36721127	3098217,03	0,6005741	1860708,86	EPÄTOSI
14	44,07430752	3077763,2	0,5774751	1777331,56	EPÄTOSI
15	43,78140376	3057309,37	0,5552645	1697615,37	EPÄTOSI
16	43,4885	3036855,54	0,5339082	1621402	EPÄTOSI
17	43,19559624	3016401,71	0,5133732	1548539,94	EPÄTOSI
18	42,90269249	2995947,88	0,4936281	1478884,12	EPÄTOSI
19	42,60978873	2975494,05	0,4746424	1412295,71	EPÄTOSI
20	42,31688497	2955040,22	0,4563869	1348641,78	EPÄTOSI
21	42,02398121	2934586,39	0,4388336	1287795,12	EPÄTOSI
22	41,73107746	2914132,56	0,4219554	1229633,93	TOSI
23	41,4381737	2893678,73	0,4057263	1174041,66	TOSI
24	41,14526994	2873224,9	0,3901215	1120906,73	TOSI
25	40,85236618	2852771,07	0,3751168	1070122,36	TOSI
		77455425,7		49042045,9	
Kannattavuus ilman energiatukea					
	=	-3512456,04 €			
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%					
	=	4370719,256 €			22 vuodessa maksettu takaisin

Lopputulena saatiin 25 vuoden jälkeen tuottoa rahallisesti noin. 49 miljoonaa euroa ja tätä kun vertaa laitoksen hintaan, joka oli noin. 52,5 miljoonaa euroa, niin hanke jää miinukselle noin. 3,5 miljoonaa euroa, eli hanke ei ole tämän mukaan kannattava. Kuitenkin tämän tyyppisellä hankkeella

on mahdollisuus saada energiatukea. Ottamalla yhteyttä puhelimitse työ- ja elinkeinoministeriön Pekka Kärpäseen, saatiin tietoa energiatukiasioissa ja hänen mukaan tällainen hanke voisi saada tukea noin. 15 %. Kun huomioidaan energiatuki, joka on 15 %, niin hanke jää voiton puolelle noin. 4,3 miljoonaa euroa.

Energiatuen kanssa laitos olisi takaisin maksettu noin. 22 vuoden päästä. Ilman energiatukea ei tätä laitosta saada maksettua 25 vuodessa takaisin. Takaisinmaksuajan voi laskea jakamalla laitoksen kustannukset vuotuisilla tuotoilla. Näissä laskelmissa on käytetty aiemmin selvitettyä energian hintaa, joka oli 6,98 snt/kWh. Tuloksista päätellen pitäisi energian hintaa nostaa, koska takaisinmaksuajan ilman energiatukea pitäisi olla enintään 15 vuotta, jotta energiatukea voisi saada.

Muutteleamalla energian hintaa saadaan todettua, että hinnan tulisi olla noin. 10,3 snt/kWh, jotta laitos olisi takaisinmaksettu ilman energiatukea 15 vuodessa. Energiatuen kanssa laitos olisi takaisinmaksettu 12 vuodessa. Tämä tulos saadaan kaikille kahdeksalle laitokselle, koska kaikissa on käytetty samoja laskukaavoja.

Aittosuon laitos tuottaisi tällöin voittoa ilman energiatukea noin. 19,8 miljoonaa euroa ja energiatuen kanssa noin. 27,7 miljoonaa euroa 25 vuoden aikana.

TAULUKKO 4. Aittosuon tulokset käyttäen energian hintana 10,3 snt/kWh

					Takaisinmaksuaika	
Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					tuen kanssa	ilman tukea
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)		
1	47,88205636	4931851,81	0,9615385	4742165,2	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	47,58915261	4901682,72	0,9245562	4531881,21	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	47,29624885	4871513,63	0,8889964	4330757,88	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	47,00334509	4841344,54	0,8548042	4138401,61	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	46,71044133	4811175,46	0,8219271	3954435,52	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	46,41753758	4781006,37	0,7903145	3778498,78	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	46,12463382	4750837,28	0,7599178	3610245,88	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	45,83173006	4720668,2	0,7306902	3449346,01	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	45,5388263	4690499,11	0,7025867	3295482,46	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	45,24592255	4660330,02	0,6755642	3148351,98	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	44,95301879	4630160,94	0,6495809	3007664,25	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	44,66011503	4599991,85	0,624597	2873141,34	TOSI	EPÄTOSI
13	44,36721127	4569822,76	0,6005741	2744517,13	TOSI	EPÄTOSI
14	44,07430752	4539653,67	0,5774751	2621536,88	TOSI	EPÄTOSI
15	43,78140376	4509484,59	0,5552645	2503956,72	TOSI	TOSI
16	43,4885	4479315,5	0,5339082	2391543,17	TOSI	TOSI
17	43,19559624	4449146,41	0,5133732	2284072,74	TOSI	TOSI
18	42,90269249	4418977,33	0,4936281	2181331,47	TOSI	TOSI
19	42,60978873	4388808,24	0,4746424	2083114,58	TOSI	TOSI
20	42,31688497	4358639,15	0,4563869	1989226,01	TOSI	TOSI
21	42,02398121	4328470,07	0,4388336	1899478,11	TOSI	TOSI
22	41,73107746	4298300,98	0,4219554	1813691,25	TOSI	TOSI
23	41,4381737	4268131,89	0,4057263	1731693,5	TOSI	TOSI
24	41,14526994	4237962,8	0,3901215	1653320,3	TOSI	TOSI
25	40,85236618	4207793,72	0,3751168	1578414,12	TOSI	TOSI
		114245569		72336268,1		
Kannattavuus ilman energiatukea						
=	19781766,15 €				15 vuodessa maksettu takaisin	
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%						
=	27664941,44 €				12 vuodessa maksettu takaisin	

7.2 Kiukoon- ja Veteläsuo

Kiukoon- ja Veteläsuon hyödynnettävä pinta-ala aurinkovoimalle on 7,5 hehtaaria, joten tämä oli kaikista pienin alue. Laskelmien mukaan tämän laitoksen huipputehoksi tulisi noin. 8,47 MW. Laitokselle tulisi hintaa noin. 7,6 miljoonaa euroa. 25 vuoden jälkeen tuotettu rahamäärä olisi 10,5 miljoonaa euroa ja laitos jäisi voitolle ilman energiatukea noin. 2,9 miljoonaa euroa, kun taas 15 % energiatuen kanssa voittoa tulisi noin. 4 miljoonaa euroa.

TAULUKKO 5. Kiukoon- ja Veteläsuon tulokset

Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					Takaisinmaksuaika	
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)	tuen kanssa	ilman tukea
1	6,946139705	715452,39	0,9615385	687934,99	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	6,903648831	711075,83	0,9245562	657429,576	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	6,861157957	706699,27	0,8889964	628253,077	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	6,818667083	702322,71	0,8548042	600348,396	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	6,776176209	697946,15	0,8219271	573660,859	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	6,733685335	693569,59	0,7903145	548138,121	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	6,691194461	689193,03	0,7599178	523730,06	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	6,648703587	684816,469	0,7306902	500388,686	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	6,606212713	680439,909	0,7025867	478068,055	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	6,563721839	676063,349	0,6755642	456724,175	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	6,521230966	671686,789	0,6495809	436314,93	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	6,478740092	667310,229	0,624597	416800	TOSI	EPÄTOSI
13	6,436249218	662933,669	0,6005741	398140,783	TOSI	EPÄTOSI
14	6,393758344	658557,109	0,5774751	380300,321	TOSI	EPÄTOSI
15	6,35126747	654180,549	0,5552645	363243,237	TOSI	TOSI
16	6,308776596	649803,989	0,5339082	346935,663	TOSI	TOSI
17	6,266285722	645427,429	0,5133732	331345,174	TOSI	TOSI
18	6,223794848	641050,869	0,4936281	316440,736	TOSI	TOSI
19	6,181303974	636674,309	0,4746424	302192,638	TOSI	TOSI
20	6,1388131	632297,749	0,4563869	288572,439	TOSI	TOSI
21	6,096322226	627921,189	0,4388336	275552,917	TOSI	TOSI
22	6,053831352	623544,629	0,4219554	263108,015	TOSI	TOSI
23	6,011340479	619168,069	0,4057263	251212,79	TOSI	TOSI
24	5,968849605	614791,509	0,3901215	239843,37	TOSI	TOSI
25	5,926358731	610414,949	0,3751168	228976,904	TOSI	TOSI
		16573341,7		10493655,9		
Kannattavuus ilman energiatukea						
	=	2869695,283 €			15 vuodessa maksettu takaisin	
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%						
	=	4013289,377 €			12 vuodessa maksettu takaisin	

7.3 Laidinsuo

Laidinsuolla hyödynnettävä pinta-ala aurinkovoimalle oli 38 hehtaaria ja maksimitehoksi saatiin 42,9 MW. Alueen kustannukset olisi 38,6 miljoonaa euroa. Tuottoa rahallisesti tulisi 25 vuoden jälkeen noin. 53 miljoonaa euroa, jotenka ilman energiatukea voittoa tulee noin. 14,5 miljoonaa euroa ja 15 prosentin energiatuen kanssa tulee voittoa noin. 20 miljoonaa euroa.

TAULUKKO 6. Laidinsuon tulokset

					Takaisinmaksuaika	
Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					tuen	ilman
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)	kanssa	tukea
1	35,1937745	3624958,77	0,9615385	3485537,28	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	34,97848741	3602784,2	0,9245562	3330976,52	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	34,76320031	3580609,63	0,8889964	3183148,93	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	34,54791322	3558435,06	0,8548042	3041765,2	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	34,33262613	3536260,49	0,8219271	2906548,35	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	34,11733903	3514085,92	0,7903145	2777233,15	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	33,90205194	3491911,35	0,7599178	2653565,64	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	33,68676484	3469736,78	0,7306902	2535302,68	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	33,47147775	3447562,21	0,7025867	2422211,48	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	33,25619065	3425387,64	0,6755642	2314069,15	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	33,04090356	3403213,07	0,6495809	2210662,31	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	32,82561646	3381038,5	0,624597	2111786,67	TOSI	EPÄTOSI
13	32,61032937	3358863,93	0,6005741	2017246,63	TOSI	EPÄTOSI
14	32,39504228	3336689,35	0,5774751	1926854,96	TOSI	EPÄTOSI
15	32,17975518	3314514,78	0,5552645	1840432,4	TOSI	TOSI
16	31,96446809	3292340,21	0,5339082	1757807,36	TOSI	TOSI
17	31,74918099	3270165,64	0,5133732	1678815,55	TOSI	TOSI
18	31,5338939	3247991,07	0,4936281	1603299,73	TOSI	TOSI
19	31,3186068	3225816,5	0,4746424	1531109,36	TOSI	TOSI
20	31,10331971	3203641,93	0,4563869	1462100,36	TOSI	TOSI
21	30,88803261	3181467,36	0,4388336	1396134,78	TOSI	TOSI
22	30,67274552	3159292,79	0,4219554	1333080,61	TOSI	TOSI
23	30,45745842	3137118,22	0,4057263	1272811,47	TOSI	TOSI
24	30,24217133	3114943,65	0,3901215	1215206,41	TOSI	TOSI
25	30,02688424	3092769,08	0,3751168	1160149,65	TOSI	TOSI
		83971598,1		53167856,6		
Kannattavuus ilman energiatukea						
	=	14539789,43 €			15 vuodessa maksettu takaisin	
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%						
	=	20333999,51 €			12 vuodessa maksettu takaisin	

7.4 Pillisuo

Pinta-alaa aurinkovoimalle Pillisuolla olisi 92 hehtaaria. Laskelmien mukaan laitoksen huipputehoksi tulisi 103,9 MW. Alueen kustannukset olisi 93,5 miljoonaa euroa. Laitos tuottaisi rahaa 25 vuodessa 128,7 miljoonaa euroa, joten voittoa tulisi 35,2 miljoonaa euroa ilman tukea, mutta 15 % energiatuen kanssa voittoa tulee 49,2 miljoonaa euroa.

TAULUKKO 7. Pillisuo tulokset

					Takaisinmaksuaika	
Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					tuen	ilman
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)	kanssa	tukea
1	85,20598038	8776215,98	0,9615385	8438669,21	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	84,68475899	8722530,18	0,9245562	8064469,47	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	84,1635376	8668844,37	0,8889964	7706571,08	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	83,64231622	8615158,57	0,8548042	7364273,65	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	83,12109483	8561472,77	0,8219271	7036906,54	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	82,59987344	8507786,96	0,7903145	6723827,62	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	82,07865206	8454101,16	0,7599178	6424422,07	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	81,55743067	8400415,36	0,7306902	6138101,22	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	81,03620928	8346729,56	0,7025867	5864301,47	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	80,5149879	8293043,75	0,6755642	5602483,21	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	79,99376651	8239357,95	0,6495809	5352129,81	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	79,47254512	8185672,15	0,624597	5112746,67	TOSI	EPÄTOSI
13	78,95132374	8131986,34	0,6005741	4883860,27	TOSI	EPÄTOSI
14	78,43010235	8078300,54	0,5774751	4665017,27	TOSI	EPÄTOSI
15	77,90888096	8024614,74	0,5552645	4455783,71	TOSI	TOSI
16	77,38765958	7970928,94	0,5339082	4255744,13	TOSI	TOSI
17	76,86643819	7917243,13	0,5133732	4064500,81	TOSI	TOSI
18	76,3452168	7863557,33	0,4936281	3881673,03	TOSI	TOSI
19	75,82399542	7809871,53	0,4746424	3706896,35	TOSI	TOSI
20	75,30277403	7756185,73	0,4563869	3539821,92	TOSI	TOSI
21	74,78155264	7702499,92	0,4388336	3380115,79	TOSI	TOSI
22	74,26033126	7648814,12	0,4219554	3227458,32	TOSI	TOSI
23	73,73910987	7595128,32	0,4057263	3081543,56	TOSI	TOSI
24	73,21788848	7541442,51	0,3901215	2942078,67	TOSI	TOSI
25	72,6966671	7487756,71	0,3751168	2808783,35	TOSI	TOSI
		203299659		128722179		
Kannattavuus ilman energiatukea						
=	35201595,47 €				15 vuodessa maksettu takaisin	
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%						
=	49229683,03 €				12 vuodessa maksettu takaisin	

7.5 Kukkосуo

Pinta-alaa aurinkovoimalle Kukkосуolla olisi 71 hehtaaria. Laitoksen huipputeho olisi noin. 80,2 MW. Kustannuksia tulisi 72 miljoonaa euroa. Tuottoa rahallisesti tulisi 25 vuodessa 99,3 miljoonaa euroa. Ilman energiatukea laitos jäisi voitolle 27,2 miljoonaa euroa ja 15 % energiatuen kanssa voittoa tulisi 38 miljoonaa euroa.

TAULUKKO 8. Kukkосуон tulokset

Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					Takaisinmaksuaika	
					tuen	ilman
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)	kanssa	tukea
1	65,7567892	6772949,29	0,9615385	6512451,24	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	65,35454227	6731517,85	0,9245562	6223666,65	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	64,95229533	6690086,42	0,8889964	5947462,47	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	64,55004839	6648654,98	0,8548042	5683298,14	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	64,14780145	6607223,55	0,8219271	5430656,14	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	63,74555451	6565792,11	0,7903145	5189040,88	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	63,34330757	6524360,68	0,7599178	4957977,9	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	62,94106063	6482929,24	0,7306902	4737012,9	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	62,53881369	6441497,81	0,7025867	4525710,92	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	62,13656675	6400066,37	0,6755642	4323655,52	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	61,73431981	6358634,94	0,6495809	4130448,01	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	61,33207287	6317203,51	0,624597	3945706,67	TOSI	EPÄTOSI
13	60,92982593	6275772,07	0,6005741	3769066,08	TOSI	EPÄTOSI
14	60,52757899	6234340,64	0,5774751	3600176,37	TOSI	EPÄTOSI
15	60,12533205	6192909,2	0,5552645	3438702,65	TOSI	TOSI
16	59,72308511	6151477,77	0,5339082	3284324,27	TOSI	TOSI
17	59,32083817	6110046,33	0,5133732	3136734,32	TOSI	TOSI
18	58,91859123	6068614,9	0,4936281	2995638,97	TOSI	TOSI
19	58,51634429	6027183,46	0,4746424	2860756,97	TOSI	TOSI
20	58,11409735	5985752,03	0,4563869	2731819,09	TOSI	TOSI
21	57,71185041	5944320,59	0,4388336	2608567,62	TOSI	TOSI
22	57,30960347	5902889,16	0,4219554	2490755,88	TOSI	TOSI
23	56,90735653	5861457,72	0,4057263	2378147,75	TOSI	TOSI
24	56,50510959	5820026,29	0,3901215	2270517,24	TOSI	TOSI
25	56,10286265	5778594,85	0,3751168	2167648,02	TOSI	TOSI
		156894302		99339942,7		
<u>Kannattavuus ilman energiatukea</u>						
	=	27166448,68 €			15 vuodessa maksettu takaisin	
<u>Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%</u>						
	=	37992472,77 €			12 vuodessa maksettu takaisin	

7.6 Kaijanpään- ja Konttimäen alustus

Hyödynnettävää pinta-alaa aurinkovoimalle tällä alueella olisi 27,6 hehtaaria ja laitoksen huipputeho olisi 31,17 MW. Laitoksen hinta olisi 28 miljoonaa euroa. 25 vuodessa tämä tuottaisi rahaa 38,6 miljoonaa euroa, jotenka hanke jäisi voitolle 10,6 miljoonaa euroa ja energiatuen kanssa, joka olisi 15 %, jäisi laitos voitolle 14,8 miljoonaa euroa.

TAULUKKO 9. Kaijanpään- ja Konttimäenalussuon tulokset

					Takaisinmaksuaika	
Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					tuen	ilman
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)	kanssa	tukea
1	25,56179411	2632864,79	0,9615385	2531600,76	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	25,4054277	2616759,05	0,9245562	2419340,84	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	25,24906128	2600653,31	0,8889964	2311971,32	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	25,09269487	2584547,57	0,8548042	2209282,1	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	24,93632845	2568441,83	0,8219271	2111071,96	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	24,77996203	2552336,09	0,7903145	2017148,29	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	24,62359562	2536230,35	0,7599178	1927326,62	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	24,4672292	2520124,61	0,7306902	1841430,37	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	24,31086279	2504018,87	0,7025867	1759290,44	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	24,15449637	2487913,13	0,6755642	1680744,96	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	23,99812995	2471807,39	0,6495809	1605638,94	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	23,84176354	2455701,64	0,624597	1533824	TOSI	EPÄTOSI
13	23,68539712	2439595,9	0,6005741	1465158,08	TOSI	EPÄTOSI
14	23,52903071	2423490,16	0,5774751	1399505,18	TOSI	EPÄTOSI
15	23,37266429	2407384,42	0,5552645	1336735,11	TOSI	TOSI
16	23,21629787	2391278,68	0,5339082	1276723,24	TOSI	TOSI
17	23,05993146	2375172,94	0,5133732	1219350,24	TOSI	TOSI
18	22,90356504	2359067,2	0,4936281	1164501,91	TOSI	TOSI
19	22,74719863	2342961,46	0,4746424	1112068,91	TOSI	TOSI
20	22,59083221	2326855,72	0,4563869	1061946,58	TOSI	TOSI
21	22,43446579	2310749,98	0,4388336	1014034,74	TOSI	TOSI
22	22,27809938	2294644,24	0,4219554	968237,496	TOSI	TOSI
23	22,12173296	2278538,49	0,4057263	924463,069	TOSI	TOSI
24	21,96536654	2262432,75	0,3901215	882623,602	TOSI	TOSI
25	21,80900013	2246327,01	0,3751168	842635,006	TOSI	TOSI
		60989897,6		38616653,8		
Kannattavuus ilman energiatukea						
	= 10560478,64 €				15 vuodessa maksettu takaisin	
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%						
	= 14768904,91 €				12 vuodessa maksettu takaisin	

7.7 Lantonsuo

Lantonsuolla hyödynnettävää pinta-alaa aurinkovoimalle löytyy 34,8 hehtaaria. Laitoksen huipputeho olisi noin. 39 MW. Kustannukset tulisi olemaan noin. 35 miljoonaa euroa. 25 vuodessa tuottoa rahallisesti tulisi noin. 48,7 miljoonaa euroa. Jotenka laitos jäisi voitolle noin. 13,3 miljoonaa euroa ilman energiatukea ja energiatuen kanssa, joka olisi 15 %, jäisi laitos voitolle noin. 18,6 miljoonaa euroa.

TAULUKKO 10. Lantonsuon tulokset

Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					Takaisinmaksuaika	
					tuen kanssa	ilman tukea
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)		
1	32,23008823	3319699,09	0,9615385	3192018,35	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	32,03293057	3299391,85	0,9245562	3050473,23	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	31,83577292	3279084,61	0,8889964	2915094,28	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	31,63861527	3258777,37	0,8548042	2785616,56	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	31,44145761	3238470,13	0,8219271	2661786,39	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	31,24429996	3218162,9	0,7903145	2543360,88	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	31,0471423	3197855,66	0,7599178	2430107,48	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	30,84998465	3177548,42	0,7306902	2321803,51	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	30,65282699	3157241,18	0,7025867	2218235,77	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	30,45566934	3136933,94	0,6755642	2119200,17	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	30,25851168	3116626,7	0,6495809	2024501,28	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	30,06135403	3096319,46	0,624597	1933952	TOSI	EPÄTOSI
13	29,86419637	3076012,23	0,6005741	1847373,23	TOSI	EPÄTOSI
14	29,66703872	3055704,99	0,5774751	1764593,49	TOSI	EPÄTOSI
15	29,46988106	3035397,75	0,5552645	1685448,62	TOSI	TOSI
16	29,27272341	3015090,51	0,5339082	1609781,47	TOSI	TOSI
17	29,07556575	2994783,27	0,5133732	1537441,61	TOSI	TOSI
18	28,8784081	2974476,03	0,4936281	1468285,02	TOSI	TOSI
19	28,68125044	2954168,8	0,4746424	1402173,84	TOSI	TOSI
20	28,48409279	2933861,56	0,4563869	1338976,12	TOSI	TOSI
21	28,28693513	2913554,32	0,4388336	1278565,54	TOSI	TOSI
22	28,08977748	2893247,08	0,4219554	1220821,19	TOSI	TOSI
23	27,89261982	2872939,84	0,4057263	1165627,35	TOSI	TOSI
24	27,69546217	2852632,6	0,3901215	1112873,24	TOSI	TOSI
25	27,49830451	2832325,36	0,3751168	1062452,83	TOSI	TOSI
		76900305,7		48690563,4		
Kannattavuus ilman energiatukea						
	=	13315386,11 €			15 vuodessa maksettu takaisin	
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%						
	=	18621662,71 €			12 vuodessa maksettu takaisin	

7.8 Rikkasuo

Rikkasuon hyödynnettävä pinta-ala aurinkovoimalle olisi 66,7 hehtaaria. Laskemani huipputeho olisi 75,3 MW. Laitoksen kustannukset olisi 67,8 miljoonaa euroa ja tuottoa rahassa tämä laitos tuottaisi 25 vuodessa noin. 93,3 miljoonaa euroa. Ilman energiatukea tämä hanke jäisi voitolle 25,5 miljoonaa euroa ja energiatuen kanssa, joka on 15 %, tulisi voittoa noin. 35,7 miljoonaa euroa.

TAULUKKO 11. Rikkasuon tulokset

Tuotettu rahamäärä 25 vuodessa diskonttausmenetelmällä					Takaisinmaksuaika	
					tuen	ilman
Vuosi	Tuotto GWh	Kassavirta (€)	Diskonttaus	Kassavirta (€)	kanssa	tukea
1	61,77433577	6362756,58	0,9615385	6118035,18	EPÄTOSI	EPÄTOSI
2	61,39645027	6323834,38	0,9245562	5846740,36	EPÄTOSI	EPÄTOSI
3	61,01856476	6284912,17	0,8889964	5587264,03	EPÄTOSI	EPÄTOSI
4	60,64067926	6245989,96	0,8548042	5339098,4	EPÄTOSI	EPÄTOSI
5	60,26279375	6207067,76	0,8219271	5101757,24	EPÄTOSI	EPÄTOSI
6	59,88490825	6168145,55	0,7903145	4874775,02	EPÄTOSI	EPÄTOSI
7	59,50702274	6129223,34	0,7599178	4657706	EPÄTOSI	EPÄTOSI
8	59,12913724	6090301,14	0,7306902	4450123,39	EPÄTOSI	EPÄTOSI
9	58,75125173	6051378,93	0,7025867	4251618,57	EPÄTOSI	EPÄTOSI
10	58,37336623	6012456,72	0,6755642	4061800,33	EPÄTOSI	EPÄTOSI
11	57,99548072	5973534,51	0,6495809	3880294,11	EPÄTOSI	EPÄTOSI
12	57,61759521	5934612,31	0,624597	3706741,34	TOSI	EPÄTOSI
13	57,23970971	5895690,1	0,6005741	3540798,69	TOSI	EPÄTOSI
14	56,8618242	5856767,89	0,5774751	3382137,52	TOSI	EPÄTOSI
15	56,4839387	5817845,69	0,5552645	3230443,19	TOSI	TOSI
16	56,10605319	5778923,48	0,5339082	3085414,49	TOSI	TOSI
17	55,72816769	5740001,27	0,5133732	2946763,08	TOSI	TOSI
18	55,35028218	5701079,06	0,4936281	2814212,95	TOSI	TOSI
19	54,97239668	5662156,86	0,4746424	2687499,86	TOSI	TOSI
20	54,59451117	5623234,65	0,4563869	2566370,89	TOSI	TOSI
21	54,21662567	5584312,44	0,4388336	2450583,94	TOSI	TOSI
22	53,83874016	5545390,24	0,4219554	2339907,28	TOSI	TOSI
23	53,46085466	5506468,03	0,4057263	2234119,08	TOSI	TOSI
24	53,08296915	5467545,82	0,3901215	2133007,04	TOSI	TOSI
25	52,70508365	5428623,62	0,3751168	2036367,93	TOSI	TOSI
		147392253		93323579,9		
Kannattavuus ilman energiatukea						
=	25521156,71 €				15 vuodessa maksettu takaisin	
Kannattavuus energiatuen kanssa, jos sitä saadaan 15%						
=	35691520,2 €				12 vuodessa maksettu takaisin	

8 POHDINTA

Opinnäytetyön tavoitteena oli mitoitaa kahdeksalle aikanaan poistuvalla turvetuotantoalueelle näiden potentiaalinen aurinkoenergian määrä ja mahdollisesti alueille asennettavien aurinkovoimalaitoksien tehot sekä kustannukset. Lopuksi oli tavoitteena selvittää myös laitoksien rahallinen tuotto ja takaisinmaksuaika.

Lopputulemana saatiin, että laitokset olisivat kannattavia ja saisivat mahdollisesti energiatukea, jos energian hintana olisi 10,3 snt/kWh. Nämä ovat kuitenkin hyvin suuntaa antavat tulokset. Tarkoituksena ei kuitenkaan ollut saada lopullisia hinta-arvioita projekteille, vaan saada jonkinlainen käsitys siitä, että paljonko suuren kokoluokan aurinkovoimalaitokset tulisivat maksamaan ja paljon nämä voisi tuottaa energiassa ja rahassa.

Työssä käytettiin hinta-arviota, joka saatiin tiedustelemalla sähköpostitse. Tämä arvio oli 900 €/kWp, jolla sitten laskettiin investoinnit laitoksille. Tällainen on kuitenkin hyvin vaikea arvioida, koska Suomessa ei läheskään tämän kokoluokan aurinkovoimaloita olla vielä rakennettu. Arvioitu asennustapa turvetuotantoalueelle olisi ruuvipaalutustekniikka, mutta tähän olisi hyvä tehdä vielä maamittauksia kohteessa.

Näissä laskelmissa ei olla huomioitu sähköverkon kustannuksia. Näistä voi tulla paljonkin lisäkustannuksia lisää, jos liitettävyydeltään sopiva sähköverkko on kaukana laitoksesta. Joissakin tapauksissa joudutaan rakentamaan laitosta varten sähköasema.

Pinta-aloihin saattaa tulla muutosta lopullisissa mitoituksessa. Laskuissa huomiottiin kuitenkin paneelien rivivälin ja tarvittavien huoltoteiden osuus.

Olen tyytyväinen työhöni, koska sain tehtyä laskelmat, jotka ovat lähellä todellisuutta. Työssäni opin paljon aurinkosähköjärjestelmistä ja sain hieman käsitystä mitä tulee huomioida suunniteltaessa aurinkovoimaloita.

LÄHTEET

- Aurinkosähkö.net. 2022. Verkkojulkaisu. <https://www.aurinkosahko.net/product/190/290w-perc-monikide>. Viitattu 20.2.2022.
- Business Finland. 2022. Energiatuki. Verkkojulkaisu. <https://www.businessfinland.fi/suomalaisille-asiakkaille/palvelut/rahoitus/energiatuki>. Viitattu 28.2.2022.
- DS New Energy. 2020. Verkkojulkaisu. <https://fi.dsnsolar.com/info/switchgear-for-solar-power-system-distribution-50797724.html>. 2020. Viitattu 13.3.2022.
- Electrotechnik. 2022. Verkkojulkaisu. https://elek.com.au/articles/earthing-design-and-modelling-guide-for-solar-farms/?utm_source=rss&utm_medium=rss&utm_campaign=earthing-design-and-modelling-guide-for-solar-farms. Viitattu 19.4.2022.
- Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus. 2022. Turvetuotantokoneiden romutustuki. Verkkojulkaisu. <https://www.ely-keskus.fi/turvetuotantokoneiden-romutustuki>. Viitattu 24.2.2022.
- Erat, Bruno, Erkkilä, Vesa, Löfgren, Timo, Nyman, Christer, Peltola, Seppo & Suokivi, Hannu 2008. Aurinko energiaa rakennuksiin. 10. Aurinko-opas. Aurinkoteknillinen Yhdistys ry. Porvoo: Kustantajat Sarmala Oy.
- Fimer S.p.A. 2021. Tietolomake. https://www.fimer.com/sites/default/files/FIMER_PVS980-58-from1818to2091_EN_RevC.pdf. Viitattu 20.12.2022.
- <http://julkaisu.lapua.fi/dweb/kuulutus/6372296831179713871.1587360711457.PDF>. Viitattu 29.4.2022.
- International Finance Corporation (IFC) . 2015. Utility-scale solar photovoltaic power plants. Opas. 36 - 175. https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/a1b3dbd3-983e-4ee3-a67b-cdc29ef900cb/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES&CVID=kZePDPG.
- Isojunno, Veijo 2014. Aurinkosähköjärjestelmän suunnittelu. Opinnäytetyö. Sähkövoimatekniikka. Metropolia ammattikorkeakoulu. 16. https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/74844/Isojunno_Veijo.pdf?sequence=1. Viitattu 20.12.2022.
- Jussilainen, Timo 2015. Iin aurinkoenergiapuisto. Opinnäytetyö. Agrobiologi. Oulun ammattikorkeakoulu. 30 - 34. https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/100807/jussilainen_timo.pdf?sequence=1. Viitattu 20.12.2022
- Heiskanen, Jouni 2022. Lem-Kem Oy. Sähköpostiviestit.
- Kostilainen, Simo 2018. Maa-asenteiset aurinkovoimalat toteutustavat ja laitevalmistajat. Opinnäytetyö. Ympäristötekniikka. Lahden ammattikorkeakoulu. 2 - 5. https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/159276/Kostilainen_Simo.pdf?sequence=1. Viitattu 20.12.2022.
- Kseng New Energy Tech Co. 2022. Verkkojulkaisu. <http://fi.ksengenergy.com/ground-screw/solar-ground-screw.html>. Viitattu 1.4.2022.
- Lane, Catherine, 2022. SolarReviews. What is a solar tracker and is it worth the investment?. Blogi. <https://www.solarreviews.com/blog/are-solar-axis-trackers-worth-the-additional-investment>. Viitattu 5.4.2022.
- Lehto, Ina, Liuksiala, Lotta, Lähde, Petri, Olenius, Meri, Orrberg, Matti & Ylinen, Marko 2017. Aurinkosähköjärjestelmien suunnittelu ja toteutus. 9 - 50. ST-käsikirja. Espoo: Sähköinfo Oy.
- Lindholm, Roope 2020. Aurinkosähköjärjestelmän maa-asennus. Opinnäytetyö. Energia- ja ympäristötekniikka. Turun ammattikorkeakoulu. 9 - 29. https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/343628/Lindholm_Roope.pdf?sequence=2&isAllowed=y. Viitattu 20.12.2022.

Lämmön- ja sähköjakelutekniikat (verkkokurssi). 2021. Moodle oppimisympäristö. Savonia-ammattikorkeakoulu. https://moodle.savonia.fi/pluginfile.php/1290569/mod_resource/content/1/aurinkoenergia.pdf. Viitattu 20.12.2022.

Mayfield Renewables. 2018. Verkkojulkaisu. <https://www.mayfield.energy/blog/pv-string-size>. Viitattu 29.4.2022.

Mofiz, Ashad, 2018. Jakson Group. Understanding solar tracking systems for PV power plants. Blogi. <https://www.jakson.com/blog/understanding-solar-tracking-systems-for-pv-power-plants/>. Viitattu 5.4.2022.

Motiva Oy. 2022. Energian kokonaiskulutus. Verkkojulkaisu. https://www.motiva.fi/ratkaisut/energi-ankaytto_suomessa/energia_kokonaiskulutus. Viitattu 21.2.2022.

Motiva Oy. 2021. Aurinkosähköteknologiat. Verkkojulkaisu. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelmat/aurinkosahkoteknologiat. Viitattu 13.3.2022.

Motiva Oy. 2021. Auringonsäteilyn määrä Suomessa. Verkkojulkaisu. https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa. Viitattu 13.3.2022.

Kärpänen, Pekka 2022. Työ- ja elinkeinoministeriö. Puhelu.

Turtiainen, Petri 2022. Kuopion Energia Oy. sähköpostiviestit.

RenewableWatch. 2018. Verkkojulkaisu. <https://renewablewatch.in/2018/07/09/white-paper-solar-dc-cables/>. Viitattu 19.4.2022.

Ropo, Mikko 2018. Suuren kokoluokan aurinkovoimalan sähkösuunnittelu. Kandidaatintyö. Energiatekniikka. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 13 - 14. <https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/159002/Suuren%20kokoluokan%20aurinkovoimalan%20s%E4hk%F6suunnittelu.pdf?sequence=1>. Viitattu 20.12.2022.

Sitra 2020. Raportti. Turpeen rooli ja sen käytöstä luopumisen vaikutukset Suomessa. 3 - 80. <https://media.sitra.fi/2020/06/31150012/turpeen-rooli-ja-sen-kaytosta-luopumisen-vaikutukset-suomessa-tekninen-raportti.pdf>. Viitattu 21.2.2022.

Sitra. 2020. Työpaperi. Turpeen käytöstä luopuminen. 6 - 22. <https://www.sitra.fi/app/uploads/2020/06/turpeen-kaytosta-luopuminen.pdf>. Viitattu 23.2.2022.

STEK ry. 2022. Verkkojulkaisu. <https://stek.fi/perustietoa-sahkosta/sahkonsiirto/>. Viitattu 10.3.2022.

Säteilyturvakeskus (STUK). 2021. Verkkojulkaisu. <https://www.stuk.fi/aiheet/sahkonsiirto-ja-voimajohdot/sahkonsiirto-ja-jakelu>. Viitattu 10.3.2022.

Trina Solar Co. 2020. Tietolomake. https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_Datasheet_Vertex_DE09.pdf. Viitattu. 20.12.2022.

Turveinfo. 2022. Verkkojulkaisu. <http://turveinfo.fi/ymparisto/turpeen-energiakayton-ilmastovaikutukset/>. Viitattu 22.2.2022.

Työ- ja elinkeinoministeriö. 2022. Verkkojulkaisu. <https://tem.fi/uuden-energiateknologian-ja-suurten-demonstraatiohankkeiden-investointitukien-haku>. Viitattu 28.2.2022.

Uotinen, Jaakko 2019. Energiatuki osana kunnossapitoinvestoinnin kannattavuutta. Opinnäytetyö. Energia- ja ympäristötekniikka. Turun ammattikorkeakoulu. 29. https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/226973/Uotinen_Jaakko.pdf;jsessionid=FEC2427713186851F0351C9FED27E3F5?sequence=2. Viitattu 20.12.2022.

Zipp, Kathie, 2016. Solar Power World. What are the different types of solar inverters?. Blogi.
<https://www.solarpowerworldonline.com/2016/05/different-types-solar-inverters/>. Viitattu 5.3.2022.