

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Filippa Niku

Aurinkosähkön tuotantokustannuksiin vaikuttavat tekijät

The factors influencing the cost of solar power generation

Työn tarkastajat: Ahti Jaatinen-Värri

Aki Grönman

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto

School of Energy Systems

Energiatekniikan koulutusohjelma

Filippa Niku

Aurinkosähkön tuotantokustannuksiin vaikuttavat tekijät

Diplomityö

Tarkastajat: Ahti Jaatinen-Värri, Aki Grönman

64 sivua, 36 kuvaa, 2 taulukkoa

Hakusanat: aurinkovoimala, aurinkosähkö, kannattavuus, LCOE, investointikustannus, diskonttokorko

Aurinkosähköntuotanto on yksi nopeasti kasvavista uusiutuvan energian muodoista, ja sen tuotanto edesauttaa ilmastonmuutoksen hillintää. Viime vuosina aurinkosähkön investointikustannukset ovat laskeneet nopeasti, mikä on parantanut aurinkosähkön tuotannon kannattavuutta suhteessa muihin energiamuotoihin nähden ja on lisännyt aurinkosähkövoimaloiden asennettua kapasiteettia globaalisti. Aurinkosähköntuotannossa primäärienergia eli auringonsäteily on ilmaista ja sitä on runsaasti saatavilla.

Tässä diplomityössä on tarkasteltu keskeisiä aurinkosähkön tuotannon kustannuskilpailukykyyn vaikuttavia tekijöitä. Näitä ovat muun muassa investointi-, käyttö- ja huoltokustannukset, voimalan vuosituotanto, sekä diskonttokorko. Tarkastelun kohteena on Kaliforniaan Yhdysvaltoihin suunniteltava 10 MW aurinkovoimalan esimerkkihankke, jonka painotettu elinkaaren aikainen energiantuotantokustannus LCOE (Levelized Cost Of Energy) lasketaan useammassa skenaariossa. Esimerkkihankke on sijoitettu maantieteellisesti, sillä sijainti vaikuttaa huomattavasti voimalan elinkaaren aikaiseen energiantuotantokustannukseen. Myös voimalan investointikustannuksilla ja diskonttokoron suuruudella on merkittävä vaikutus voimalan painotettuun energiantuotantokustannukseen.

ABSTRACT

Lappeenranta University of Technology
School of Energy Systems
Degree Program in Energy Technology

Filippa Niku

The factors influencing the cost of solar power generation

Master's Thesis

Examiners: Ahti Jaatinen-Värri, Aki Grönman

64 pages, 36 figures, 2 tables

Keywords: PV power plant, solar PV, photovoltaics, profitability, LCOE, investment costs, discount rate

Solar power production is one of the fast-growing forms of renewable energy. Solar power production mitigates climate change. In recent years, the investment costs of solar power have fallen rapidly, which has improved the profitability of solar power generation compared to other forms of energy and increased the installed capacity of solar power plants globally.

This Master's Thesis examines the key factors affecting the cost competitiveness of solar power production. These factors are investment costs, operation and maintenance costs, the annual production of power plant, and discount rate.

This Master's Thesis includes an analyzes of a 10 MW solar power plant project which is located in California in the United States. Levelized Cost of Energy (LCOE) is calculated in several scenarios. The example project is geographically located, as the location significantly affects LCOE of the plant. The investment costs of the power plant and discount rate also have a significant impact on the power plant's LCOE.

ALKUSANAT

The most effective way to do it, is to do it.

-Amelia Earhart-

Haluan kiittää tämän työn ohjaajia hyvistä neuvoista.

Kiitos myös perheelleni tuesta ja kärsivällisyydestä.

Helsinki 25.9.2019

Filippa Niku

SISÄLLYSLUETTELO

| | |
|---|-----------|
| TIIVISTELMÄ | 2 |
| ABSTRACT | 3 |
| Sisällysluettelo | 5 |
| Symboli- ja lyhenneluettelo | 6 |
| 1 JOHDANTO | 7 |
| 2 YLEISTÄ AURINKOSÄHKÖNTUOTANNOSTA | 8 |
| 3 LCOE:N MÄÄRITELMÄ JA LASKENTAMENETELMÄ | 13 |
| 4 INVESTOINTIKUSTANNUKSET | 17 |
| 4.1 Aurinkopaneelit | 18 |
| 4.1.1 Piikidepaneelit (c-Si)..... | 21 |
| 4.1.2 Ohutkalvopaneelit (CdTe, a-Si) | 22 |
| 4.2 Vaihtosuuntaajat ja muuntamot | 22 |
| 4.3 Asennustekniikka | 24 |
| 4.4 Kaapelointi ja DC-komponentit | 26 |
| 4.5 Suunnittelukustannukset | 31 |
| 5 KÄYTTÖ- JA HUOLTOKUSTANNUKSET | 36 |
| 6 DISKONTTOKORKO | 39 |
| 6.1 Diskonttokoron määrittäminen | 39 |
| 6.2 Diskonttokorko aurinkosähköhankkeissa | 41 |
| 6.3 Energia-alan toimijoiden näkemyksiä käytettävistä diskonttokoroista ... | 43 |
| 7 TUOTETTU ENERGIAMÄÄRÄ | 47 |
| 7.1 Aurinkoenergian saatavuus ja voimalan sijainnin valinta | 47 |
| 7.1.1 Auringon säteily globaalisti | 47 |
| 8 ESIMERKKIHANKKEEN LCOE:N LASKENTA: 10 MW | 50 |
| AURINKOSÄHKÖVOIMALA KALIFORNIASSA | 50 |
| 8.1 LCOE:n laskenta | 54 |
| 8.1.1 Investointikustannusten vaikutus LCOE-arvoon | 54 |
| 8.1.2 Tuotetun energiamäärän vaikutus LCOE-arvoon | 55 |
| 8.1.3 Diskonttokoron vaikutus LCOE-arvoon | 57 |
| 8.1.4 Käyttökustannusten vaikutus LCOE-arvoon..... | 58 |
| 9 JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO | 59 |
| Lähdeluettelo | 61 |

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

| | |
|-------------|---|
| E_t | energiantuotantomäärä vuoden t aikana |
| F_t | polttoainekustannukset vuoden t aikana |
| I_t | investointikustannus vuoden t aikana |
| M_t | käyttö- ja huoltokustannukset vuoden t aikana |
| n | järjestelmän odotettu elinikä |
| r | diskonttokorko |
| GW | gigawatti |
| Mtoe | ekvivalenttitonni öljyä |
| AC | vaihtovirta |
| a-Si | amorinen pii |
| CAPM | Capital Asset Pricing Model |
| COP | Conference of the Parties |
| c-Si | kristallinen pii |
| CdTe | kadmium-telluridi |
| DC | tasavirta |
| DC-AC ratio | tehosuhde |
| IEA | International Energy Association |
| IRENA | International Renewable Energy |
| LCOE | Levelized Cost of Energy, energiantuotantohankkeen koko elinkaaren yli määritetty vertailukelpoinen energiantuotantokustannus |
| PPA | Power Purchase Agreement |
| MPPT | Maximum Power Point Tracking, maksimitehopisteen seuranta |
| UNFCCC | United Nations Framework Convention on Climate Change |
| WACC | Weighted Average Cost of Capital |

1 JOHDANTO

Tämä diplomityö on laadittu aurinkosähkön kustannuskilpailukyvyn ja siihen vaikuttavien tekijöiden analysoimiseksi. Työn laadinnan motiivina on näkemys, jonka mukaan aurinkosähköstä on tulossa globaalisti erittäin merkittävä energiantuotantomuoto. Aurinkosähkövoimaloiden käyttöönotto voi edistää ilmastonmuutoksen hillintää ja kustannustehokasta energiantuotantoa.

Tämän työn tavoitteena on selvittää aurinkosähkön vertailukelpoiseen tuotantokustannukseen (Levelized Cost of Energy, LCOE) vaikuttavat tekijät. LCOE:n laskenta on erityisen kiinnostavaa, sillä se mahdollistaa eri voimalahankkeiden ja energiamuotojen kustannuskilpailukyvyn vertailemista keskenään. Kun aurinkosähkön LCOE vastaa muiden energiamuotojen LCOE-tasoa tai on sen alle, tulee aurinkosähkö yleistymään nopeasti markkinalähtöisesti.

LCOE-laskelmien tuloksiin vaikuttavista tekijöistä analysoidaan erityisen tarkasti aurinkosähköjärjestelmien tekniset ratkaisut, jotka vaikuttavat kohtalaisen samankaltaisesti kustannuksiin kaikkialla maailmassa. Työssä on käytetty laajasti saatavilla olevia kansainvälisiä kirjallisuuslähteitä LCOE-laskentaan vaikuttavien tekijöiden analysoimiseksi.

Työssä määritetään LCOE valittavalle esimerkkihankkeelle. Tässä työssä esimerkkihankkeena käytetään 10 MW teholtaan olevan aurinkosähkövoimalan rakentamista Kaliforniaan Yhdysvaltoihin. Lisäksi laaditaan herkkyysoanalyysit, joissa on huomioitu keskeisimmät aurinkosähkön tuotantokustannuksiin vaikuttavat tekijät, kuten investointi- ja käyttökustannukset, järjestelmän pitoaika, diskonttokorko ja energiantuotantomäärä. Esimerkkihanke tulee sijoittaa maantieteellisesti, sillä tämä vaikuttaa sekä aurinkosähkön tuotantomäärään että diskonttokoron valintaan.

2 YLEISTÄ AURINKOSÄHKÖNTUOTANNOSTA

Aurinkosähkövoimalat edustavat vielä varsin pientä osaa globaalista kokonaisenergian tuotannosta, mutta niiden ennustetaan kasvattavan osuuttaan lähivuosina. Aurinkoenergiaa pyritään hyödyntämään globaalisti yhä enemmän, ja se on tällä hetkellä nopeimmin kasvava energiantuotantomuoto. Monet eri valtiot ovat huomioineet aurinkoenergian omissa uusiutuvan energian kasvutavoitteissaan (IRENA 2019).

Ilmastonmuutoksen hillintä on yksi aikamme tärkeistä muutosajureista, joka vaikuttaa sekä liiketoimintaan että politiikkaan. Ilmastonmuutoksen vastaiset toimet käynnistyivät laajamittaisesti vuonna 1994, jolloin astui voimaan YK:n puitesopimus koskien ilmastonmuutosta (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC). Ilmastopuitesopimuksen mukaan maiden tulee muun muassa laatia ja toteuttaa ilmastonmuutosta hillitseviä ohjelmia, joiden avulla maat voivat vähentää ilmastonmuutosta aiheuttavia kasvihuonekaasupäästöjä. Velvoitteet eivät kuitenkaan olleet määrällisiä (Ympäristöministeriö, 2019).

Ilmastonmuutoksen hillinnän määrällisiä ja oikeudellisesti sitovia tavoitteita on kehitetty myöhemmin. Kioton pöytäkirja (Kyoto Protocol) astui voimaan vuonna 2005 täydentäen YK:n ilmastopuitesopimusta. Kioton pöytäkirja edisti ilmastotavoitteiden toteutumista asettamalla oikeudellisesti sitovat velvoitteet kehittyneiden maiden kasvihuonekaasupäästöille. Kioton ensimmäinen velvoitekausi kattoi vuodet 2008-2012 ja toinen kattaa vuodet 2013-2020. Toinen kausi ei ole oikeudellisesti sitova, koska riittävä määrä maita ei ole ratifioinut sitä.

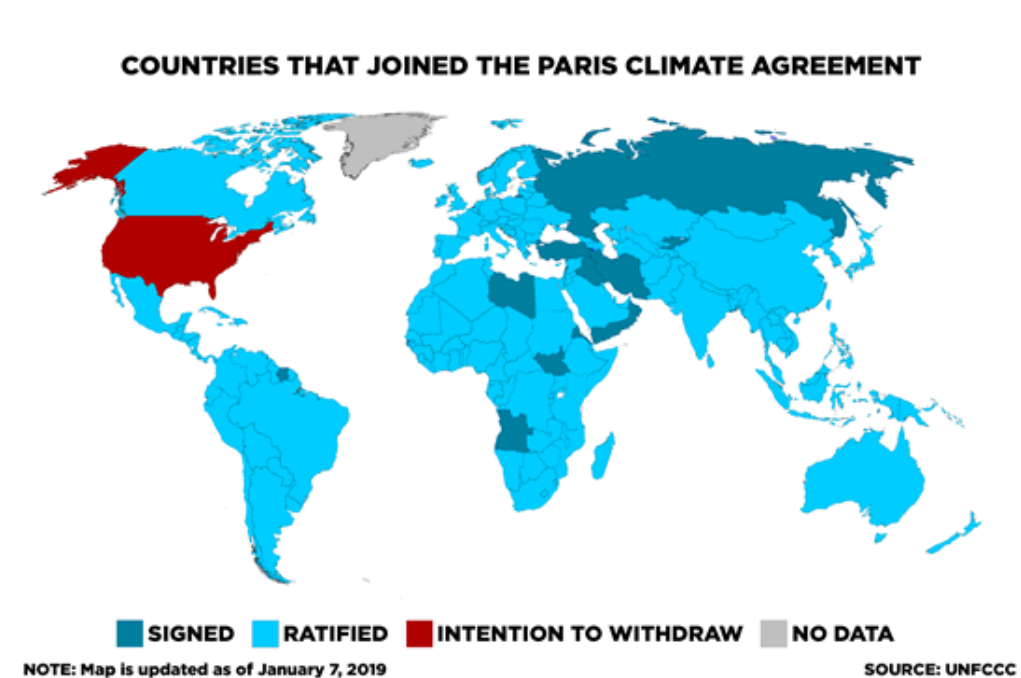
Kioton sopimus on kuitenkin ohjannut voimakkaasti ilmastonmuutoksen hillintää edistäviä politiikkatoimia muun muassa Euroopassa, ja se siten myös vaikuttanut myös aurinkosähköntuotantoa edistävien politiikkatoimien käyttöönottoon (Ympäristöministeriö, 2019).

YK:n ilmastopuitesopimuksen ylin päättävä elin on osapuolikonferenssi (Conference of the Parties, COP). Sen ensimmäinen istunto (COP 1) pidettiin vuonna 1995. Vuonna 2015

järjestetystä Pariisin COP21 tuli erityisen merkittävä, sillä Pariisissa sovittiin uudesta oikeudellisesti sitovasta ilmastopimuksesta. Pariisin sopimus koskee vuoden 2020 jälkeistä aikaa, jolloin Kioton pöytäkirjan toinen velvoitekausi on jo päättynyt.

Pariisin sopimuksen mukaisesti maiden tulee pyrkiä rajoittamaan ilmastomuutos selvästi alle 2 °C tasolle ja edistää toimia ilmastomuutoksen rajoittamiseksi 1,5 °C tasolle. Sopimuksen allekirjoitti 195 maata, joista vain 11 on toistaiseksi jättänyt sopimuksen ratifioimatta. Yhdysvallat on ratifioinut sopimuksen, mutta päättänyt erota siitä. (Ympäristöministeriö, 2019).

Kuvassa 1 on esitetty maat, jotka ovat liittyneet Pariisin ilmastopimukseen.



Kuva 1. Pariisin ilmastopimukseen ratifioineet maat vuonna 2019 (B1M, 2019).

Ilmastomuutoksen hillinnän, ja Pariisin sopimuksen tavoitteiden saavuttamisen kannalta, energia-ala on ratkaisevassa asemassa. Globaaleista kasvihuonekaasupäästöistä suurin osa syntyy energiasektorilla. Kasvihuonekaasupäästöjä aiheuttavat fossiiliset energiamuodot, kuten maakaasu, kivihiili ja öljy, jotka muodostavat yhteen laskien pääosan maailman energiantuotannosta. Jatkossa päästöttömien

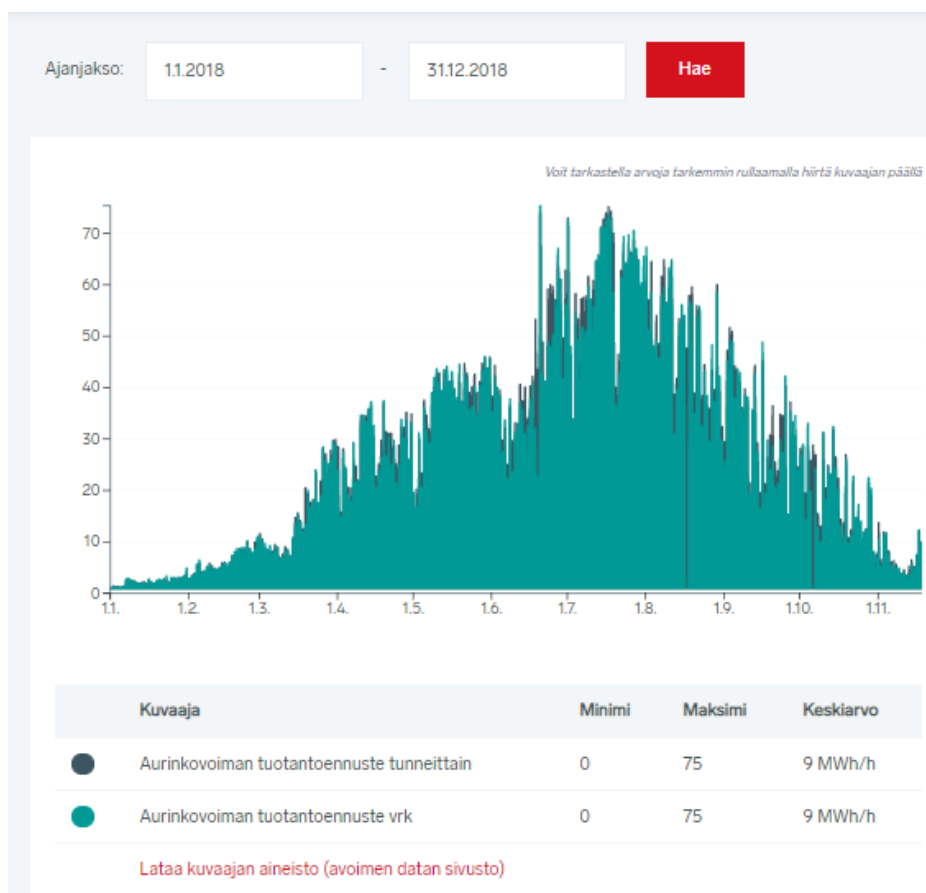
energiantuotantomuotojen, kuten aurinkosähkön tulee lisääntyä merkittävästi, mikäli Pariisin sopimuksen tavoitteet pyritään saavuttamaan.

Aurinkosähköntuotanto onkin jo nyt yksi nopeasti kasvavista uusiutuvan energian muodoista, ja sen tuotanto voi tulevaisuudessa edesauttaa merkittävästi ilmastonmuutoksen hillintää. Viime vuosina aurinkosähkön tuotantokustannukset ovat laskeneet nopeasti. Tämä puolestaan on edesauttanut aurinkosähkön kannattavuutta, ja aurinkosähkön tuotanto onkin tulevaisuudessa todennäköisesti erittäin merkittävä osa energiayhtiöiden liiketoimintaa eri puolilla maailmaa.

Aurinkosähköntuotanto on siitä erityinen energiantuotantotapa, että primäärienergia sen tuottamiseksi, auringonsäteily, on ilmaista. Sitä on myös erittäin runsaasti saatavilla. Yhdysvalloissa tehdyn laskelman mukaan Teksasin osavaltioon kohdistuva auringonsäteily vastaa tehomäärältään koko maailman sähköntuotantoakapasiteettia kerrottuna yli kolmella sadalla. (University of Tennessee Institute of Agriculture, 2019).

Tämä tarkoittaa sitä, että mikäli aurinkosähköntuotannon LCOE alenee muita sähköntuotantomuotoja alemmaksi, voi aurinkosähköinvestoinneille ennustaa erittäin voimakasta kasvua, jota raaka-aineen saatavuus ei rajoita. Tällöin ratkaisevaksi muodostuu muun muassa akkuteknologioiden kehittyminen ja energianvarastointi sekä kysyntäjousto, jotta energiantuotanto saadaan vastaamaan kysyntään.

Globaalin kasvun lisäksi myös Suomessa aurinkosähkön tuotanto on jo yleistymässä pienkohteissa. Vuonna 2018 aurinkosähköä tuotettiin suurimmillaan 75 MW teholla verkkoon. Kuvassa 2 voidaan nähdä aurinkosähkön tuotantokapasiteetin kasvu Suomessa vuonna 2018, kun lisää uusia voimaloita on liitetty verkkoon kesäkuun jälkeen. Vuonna 2019 Suomessa aurinkosähkön kapasiteetti on jo noin kaksinkertaistunut vuoteen 2018 verrattuna (Fingrid, 2019).

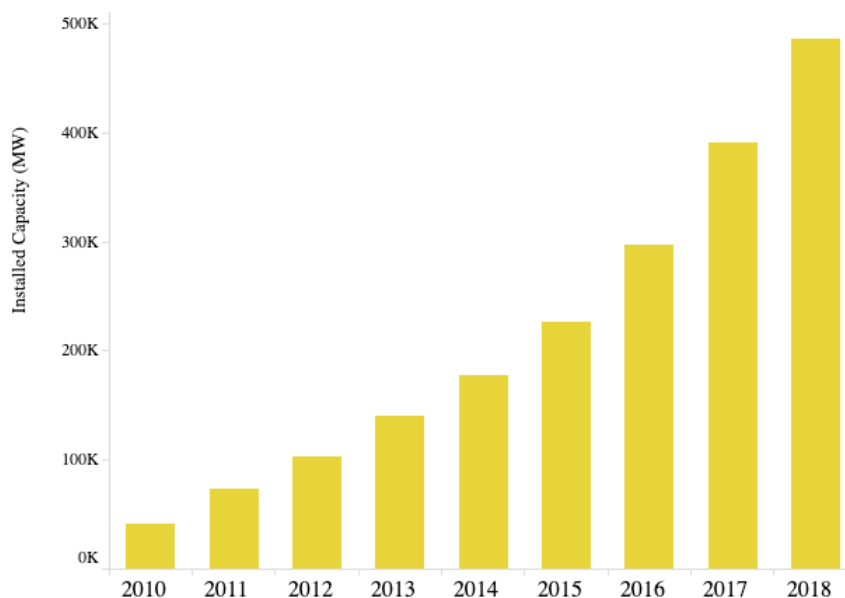


Kuva 2. Aurinkosähkön tuotanto Suomessa vuonna 2018. (Fingrid, 2019)

Suomessa on myös suurempia hankkeita vireillä. Esimerkiksi Tammisaaren energia suunnittelee noin 1 MW kokoluokan aurinkosähkövoimalan rakentamista. (Hankintailmoitukset.fi, 2019).

Aurinkosähkön globaalisti asennettu tuotantokapasiteetti on kasvanut voimakkaasti vuosittain. Aurinkosähköjärjestelmiä oli asennettu n. 1 GW verran vuonna 2000 ja vuoden 2018 loppuun mennessä oli asennettu kumulatiivinen kokonaiskapasiteetti kasvanut jo 480 GW. Vuonna 2018 aurinkosähkön osuus oli jo noin 20 % uusiutuvan energian tuotantokapasiteetista. Seuraavan kymmenen vuoden ajalla asennetun aurinkosähkökapasiteetin uskotaan olevan jopa kaksinkertainen nykytasoon nähden. Alenevat investointikustannukset vauhdittavat asennetun kapasiteetin kasvua (IRENA 2019).

Kuvassa 3 on esitetty asennettujen aurinkosähköjärjestelmien kumulatiivisen kapasiteetin kasvu vuodesta 2010 vuoteen 2018.



Kuva 3. Aurinkosähköjärjestelmien asennettu kumulatiivinen kapasiteetti (MW) globaalisti aikavälillä 2010-2018 (IRENA, 2019)

Aasiassa sijaitsevat valtiot, Kiina, Intia ja Japani, ovat olleet vahvasti rakentamassa uusia aurinkovoimaloita ja Aasian aurinkosähkömarkkinat ovat olleet eniten kasvaneita viime vuosien aikana. Aasian osuus oli vuonna 2018 yli 69 prosenttia koko globaalista asennetusta kapasiteetista. Kiinan osuus oli yksinään vuonna 2018 lähes puolet koko globaalisti asennetusta kapasiteetista. Erityisesti Kiinan valtion vahva sähköenergian syöttötariffi sekä investointitukijärjestelmä ovat vauhdittaneet investointien toteutumista viime vuosina.

Aurinkoenergian tuotannon mahdollisuuksista on hyödynnetty vasta marginaalinen osa. Auringon maan pintaan kohdistuvan säteilyn arvioidaan olevan noin 885 miljoonaa TWh vuodessa. Moniin muihin energiantuotantomuotoihin verrattuna auringon tuottaman säteilyn energiantuotantopotentiaali on hyvin suurilta osin hyödyntämättä (IEA, 2018).

3 LCOE:N MÄÄRITELMÄ JA LASKENTAMENETELMÄ

LCOE-menetelmällä voidaan vertailla eri energiantuotantohankkeita. LCOE (Levelized Cost of Energy) on energiantuotantokustannus, jossa huomioidaan elinkaaren yli energiantuotantohankkeen laitteistojen suunnittelu- ja investointikustannukset, huolto- ja käyttökustannukset, polttoaineiden hankintakustannukset sekä vuosittain järjestelmällä tuotettu sähkön tai muun energian määrä. Tällä menetelmällä voidaan määrittää vertailukelpoisia energiantuotantokustannuksia, joka mahdollistaa eri hankkeiden ja eri energiamuotojen kustannustehokkuuden vertailun. LCOE:n yksikkö on tyypillisesti EUR/ MWh, USD/ MWh tai snt/ kWh.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

missä

LCOE = energiantuotantohankkeen koko elinkaaren yli määritetty energiantuotannon kustannus

I_t = suunnittelu- ja investointikustannus vuonna t

M_t = käyttö- ja huoltokustannukset vuonna t

F_t = polttoaineiden hankintakustannukset vuonna t

E_t = energian tuotantomäärä vuonna t

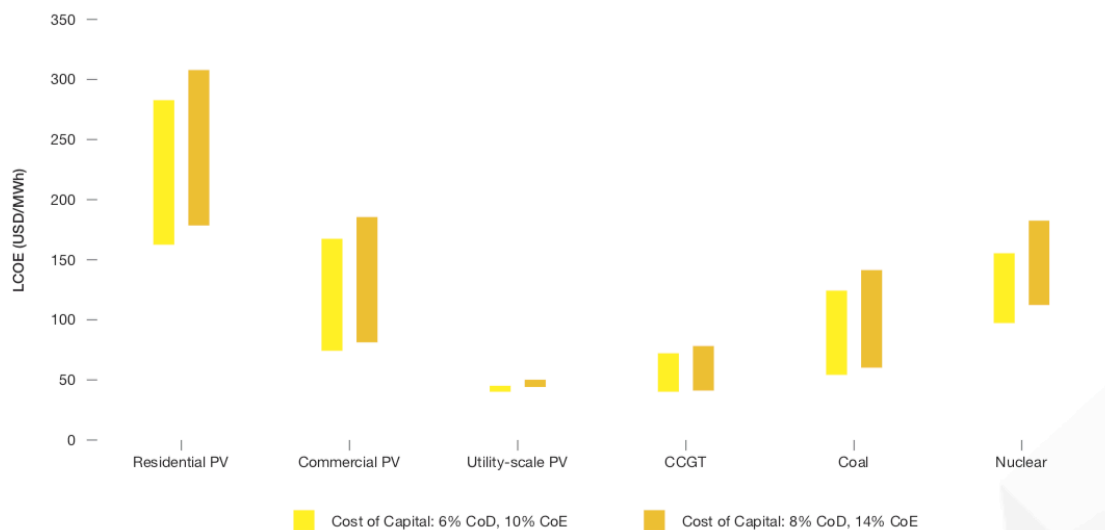
r = diskonttokorko

n = hankkeen odotettavissa oleva elinikä

Aurinkosähkötuotannossa polttoaineiden hankintakustannukset voidaan olettaa nolllaksi, sillä auringonsäteilyä on saatavissa ilmaiseksi. Toisaalta tuotettu energiamäärä pienenee aurinkosähköhankkeissa ajan kuluessa, ja tämä tulee ottaa laskelmissa huomioon.

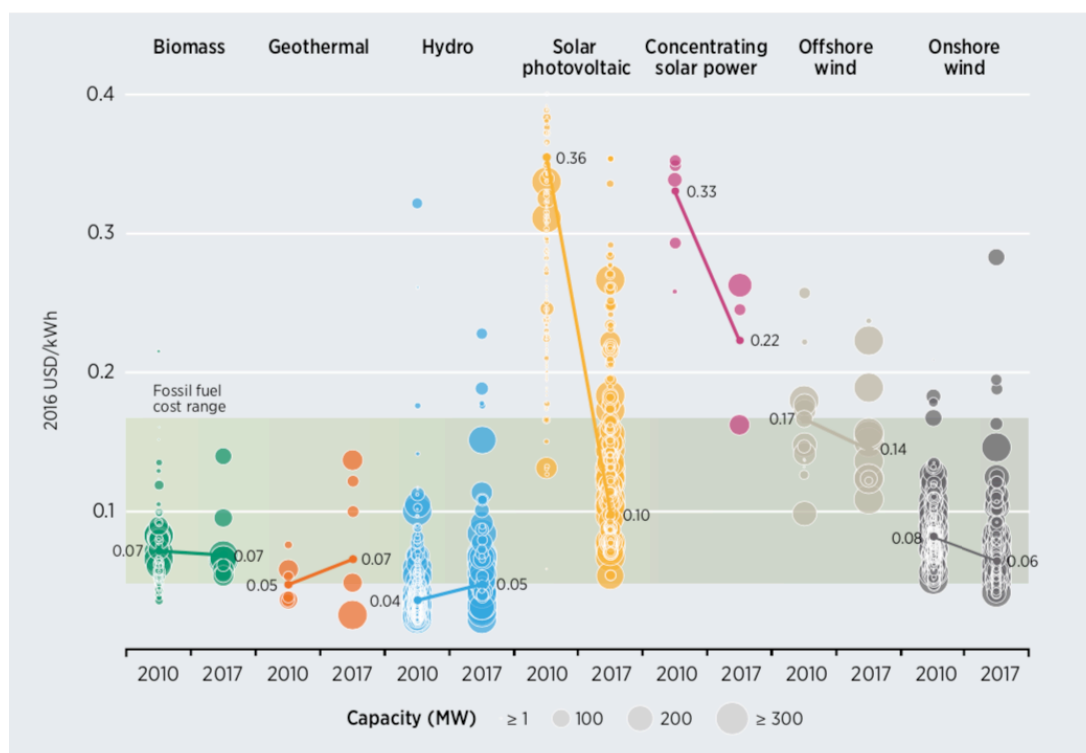
Aurinkoenergiantuotanto on erittäin pääomaintensiivistä energiantuotantoa, koska sen käyttökustannukset ovat erittäin pienet. Tästä syystä aurinkoenergian kustannuskilpailukyvyyn määräävät pitkälti investointikustannukset ja käytettävä diskonttokorko. Diskonttokorko on puolestaan monella tapaa kytköksissä hankkeen rahoitukseen ja sen rakenteeseen. Diskonttokorkoon kytkeytyy myös hankkeeseen sisältyvä riski.

Alla kuvassa 4 esitetään keskimääräinen sähköntuotantokustannus globaalisti eri kokoisille aurinkosähköhankkeille yksikössä USD/ MWh ja tätä vertaillaan muihin energiamuotoihin.



Kuva 4. Sähköntuotantokustannukset aurinkosähköä tuottavissa voimalaitoksissa yksikössä USD/ MWh ja kustannusten vertailu muihin energiantuotantomuotoihin (SolarPower Europe, 2018)

Aurinkosähkön tuotantokustannus (LCOE) on laskenut vuodesta 2010 enemmän kuin minkään muun puhtaan energian tuotantomuodon. Kuvan 5 mukaisesti aurinkosähkön tuotantokustannuksen globaali keskiarvo on laskenut 73 % vuosien 2010 ja 2017 välillä. Tämä on johtanut aurinkosähköntuotannon kilpailukyvyyn huomattavaan parantumiseen suhteessa muihin energiantuotantomuotoihin. Aurinkosähköntuotanto voi jopa olla kilpailukykyinen suhteessa fossiilisiin polttoaineisiin vuoteen 2020 mennessä, kun fossiilisten polttoaineiden hinnaksi ennakoitaan 0,05-0,17 USD/ kWh (IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017).

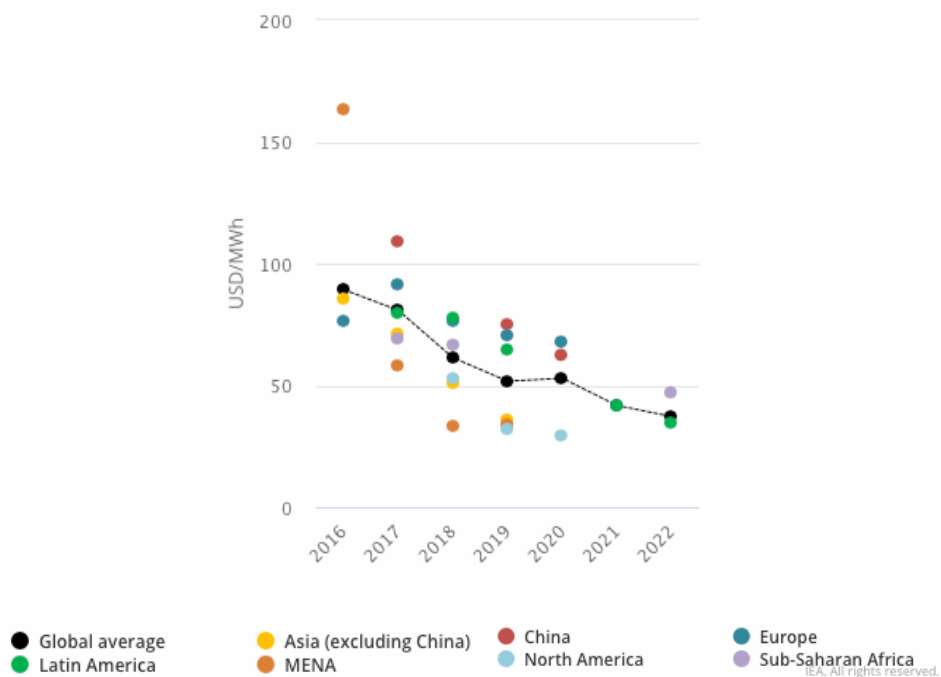


Kuva 5. LCOE (USD/kWh) globaalisti uusiutuvaa energiaa tuottavissa laitoksissa vuosina 2010-2017 (IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017).

Uusien aurinkosähkövoimaloiden globaalisti painotettu sähköntuotantokustannus on laskenut vuodesta 2010 vuoteen 2017 jopa alle kolmasosaan. Vuonna 2010 tuotantokustannukset olivat 0,36 USD/ kWh, kun taas vuonna 2017 voimaloiden kokoluokassa 100...300 MW tuotantokustannukset olivat enää 0,10 USD/ kWh.

Aurinkosähkön tuotantokustannukset tulevat mahdollisesti laskemaan tulevina vuosina alle 50 USD/ MWh. Kustannusten laskun takana vaikuttaa erityisesti aurinkopaneelien tehon ja hyötysuhteen paraneminen sekä aurinkopaneelien hankintakustannusten alentuminen (IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017).

Aurinkosähkön tuotantokustannuksista saa karkeaa tietoa valtioiden järjestämien huutokauppojen toteumahintoja analysoimalla. Toteutuneita huutokauppahintoja aurinkoenergialle on esitetty kuvassa 6.



Kuva 6. Aurinkosähköhankkeita koskevien huutokauppojen toteutuneita hintoja eri puolilla maailmaa (IEA 2019 Analysis From Renewables 2018).

Vuonna 2019 järjestetyissä huutokaupoissa aurinkosähköntuotannon hinnat ovat laskeneet esimerkiksi Yhdysvalloissa ja Kiinassa laskeneet jo alle tason 50 USD/ MWh. Globaalin keskiarvohinnan ennakoidaan jäävän alle 50 USD/ MWh vuoden 2020 jälkeen.

4 INVESTOINTIKUSTANNUKSET

Aurinkovoimalan investointikustannukset koostuvat voimalan asennuskomponenteista eli aurinkopaneeleista, aurinkopaneelien asennusmekaniikasta, vaihtosuuntaajista, tarvittavista liitäntäkeskuksista, muuntamoista, kaapeloinneista, turvalaitteista ja järjestelmän monitoroinnista. Tässä tarkastelussa myös aurinkovoimalan suunnittelukustannukset huomioidaan investointikustannuksissa.

Aurinkopaneelit ja vaihtosuuntaaja yhdistetään toisiinsa ulkoasennuksiin sopivalla, ultraviolettisäteilyn ja 1500 V DC-jännitteen kestäväällä kaapeloinnilla. Vaihtosuuntaajien ja muuntamoiden kytkentään käytetään AC-kytkentöihin sopivaa kaapelointia ja ne liitetään suurjänniteverkkoon.

Kuvassa 7 on esitetty esimerkki 10 MW aurinkovoimalan investointikustannusten jakautumisesta maahan kiinteästi asennetuissa voimaloissa. Luvut ovat esimerkinomaisia arvioita perustuen tämänhetkisiin markkinahintoihin.



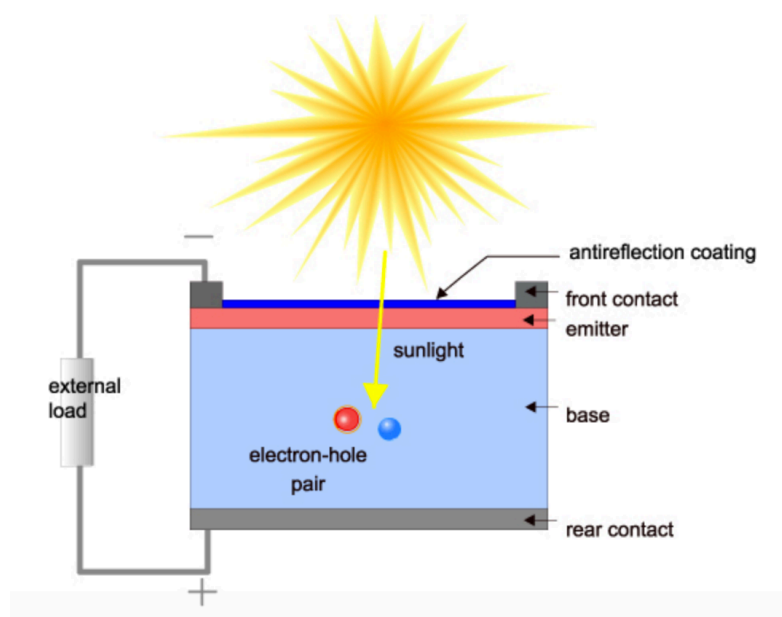
Kuva 7. 10 MW aurinkovoimalan investointikustannusten jakautuminen.

Aurinkovoimalan investointikustannuksiin vaikuttavat eniten aurinkopaneelit, asennusmekaniikka sekä vaihtosuuntaajat ja muuntamot. Näistä aurinkopaneelit muodostavat suurimman yksittäisen osuuden voimalan investointikustannuksista. Piikiteisten aurinkopaneelien kustannukset ovat laskeneet noin 89 prosenttia vuodesta 2010 vuoteen 2019 (Bloomberg New Energy Outlook 2019, 2019).

Samalla ajanjaksolla, kun paneelien kustannukset ovat laskeneet, ovat paneelien teho sekä hyötysuhde kasvaneet. Piikiteisten aurinkopaneelien hyötysuhde on kasvanut viimeisen 10 vuoden aikana noin 5 prosenttiyksikköä (IRENA, 2019). Aurinkopaneelien kustannusten uskotaan laskevan vielä vuodesta 2019 vuoteen 2030 mennessä 34 prosenttia (Bloomberg New Energy Outlook 2019, 2019).

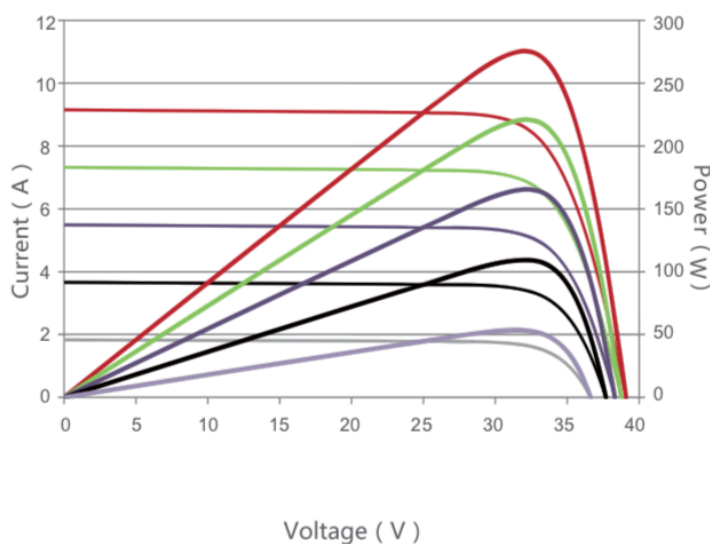
4.1 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneelien toiminta perustuu valosähköilmiöön. Aurinkopaneelin kenno muuttaa auringon valon sähkövirraksi. Kennossa on yhdistetty kaksi puolijohdemateriaalia. Kun auringon valo osuu kennoon, osa fotoneista absorboituu p- ja n- puolijohdemateriaaleihin ja negatiivisesti varautuneet elektronit irtoavat positiivisesti varautuneista atomeista. Muodostuu elektroniaukkopareja, joiden välistä elektronit liikkuvat muodostaen jännitteen. Kuvassa 8 on aurinkokennon rakenne.



Kuva 8. Aurinkokennon rakenne (PVEDucation.org, 2019)

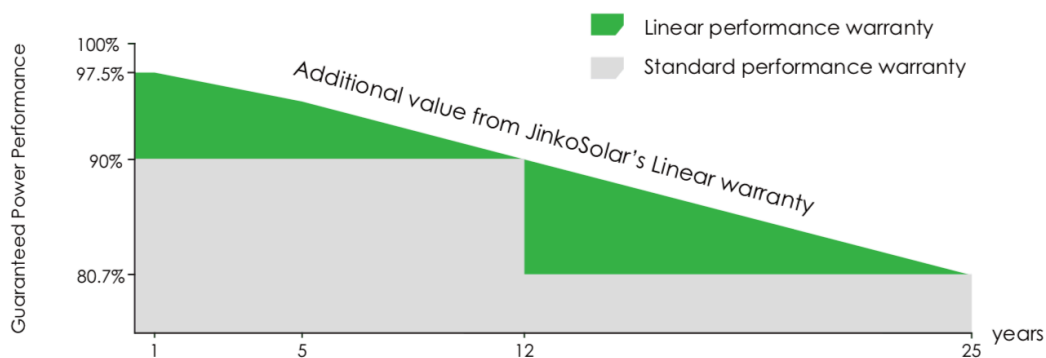
Kuvassa 9 on aurinkopaneelien virran ja jännitteen sekä tehon ja jännitteen ominaiskäyrät eri auringon säteilyn voimakkuuksilla W/m^2 . Auringon säteilyn määrä vaikuttaa suoraan aurinkopaneelin tuottamaan tehoon, virtaan ja jännitteeseen.



Kuva 9. Aurinkopaneelin ominaiskäyrät eri säteilyn voimakkuuksilla (Jinko Solar, 2019).

Aurinkopaneelien odotettu elinikä on noin 25...30 vuotta. Aurinkopaneeleille on ominaista, että niiden teho- ja tuotto-ominaisuudet heikkenevät ajan myötä. Tämä tulee huomioida voimalan elinkaaren aikaisen energiantuoton ennustamisessa. Yleisesti sallittu tehon heikkeneminen on n. 0,3-0,8 % vuodessa (National Renewable Energy Lab, 2016).

Aurinkopaneelien valmistajat antavat yleensä takuun sekä aurinkopaneelien materiaaleille, että paneelien teholle tietylle ajanjaksolle. Kuvassa 10 on esitetty aurinkopaneelien valmistajan myöntämä tehotakuu. Aurinkopaneelin materiaalien kestolle myönnetään esimerkiksi 10 vuoden takuu. Paneelin tuottamalle teholle myönnetään lineaarinen takuu, joka on 25 vuoden kuluttua 80 % alkuperäisestä paneelin tuottamasta tehosta.



Kuva 10. Aurinkopaneelivalmistajan myöntämä tehotakuu (Jinko Solar, 2019).

Laadukkailla aurinkopaneeleilla heikkeneminen on vähäisempää kuin heikommista materiaaleista valmistetuilla aurinkopaneeleilla. Voimalan komponentteja suunniteltaessa on tärkeää valita tarpeeksi laadukkaat aurinkopaneelit. Vaikka niiden kustannuksella on suuri vaikutus aurinkovoimalan kokonaisinvestointiin, hankkeisiin ei ole usein perusteltua valita alhaisemman laadun ja kustannustason aurinkopaneeleita. Aurinkopaneelien nopeampi tehon heikkeneminen vaikuttaa myös voimalan LCOE:n laskennassa, sillä voimalan elinkaaren aikainen kumulatiivinen tuotto heikkenee.

Aurinkopaneelien heikkeneminen voi näkyä muun muassa kennon optisten ominaisuuksien heikkenemisenä ja tuoton alenemisenä. Piikidepaneelien laadun testaamiseen sovelletaan standardia IEC 61215 ja ohutkalvopaneeleille standardia IEC 61646. Lisäksi aurinkopaneelien tulee täyttää standardien vaatimukset muun muassa paloturvallisuusluokituksille ja sähköturvallisuudelle.

Aurinkosähkövoimalan odotettu käyttöikä on vakiintuneilla markkinoilla noin 26 vuotta. Vakiintuneilla markkinoilla tarkoitetaan tässä esimerkiksi Yhdistynyttä Kuningaskuntaa, Saksaa, Italiaa ja Espanjaa (Grant Thornton, 2019). Tässä työssä käytetään aurinkosähkövoimalan odotettua käyttöikää 25 vuotta.

Bloomberg L.P. ylläpitää aurinkopaneelivalmistajien Tier 1-listaa, joka toimii suunta-antavana laadukkaiden ja taloudellisesti vakaiden paneelivalmistajien vertailussa. Listan ulkopuoliset aurinkopaneelien valmistajat eivät ole automaattisesti heikompilaatuisia

kuin listalla olevat valmistajat, joten listausta ei tule suoraan käyttää aurinkopaneelien teknisen laadun vertailuun.

Tier 1-kategorian aurinkopaneelivalmistajien tulee täyttää Bloombergin kriteerit viimeiseltä kahden vuoden ajalta. Näitä ovat:

1. Paneelivalmistajan tulee toimittaa aurinkopaneeleita omalla tuotemerkillä
2. Valmistajan täytyy toteuttaa vähintään kuusi yli 1,5 MW projektia omavalmisteisilla tuotteilla
3. Projektit tulee olla rahoitettu vähintään kuuden eri pankin, jotka eivät ole kehityspankkeja, toimesta
4. Nämä 1,5 MW:n riittävällä tarkkuudella tunnistettavissa olevat projektit ovat määritetty Bloombergin tietokantaan projektin sijainnin, kapasiteetin, kehittäjän, pankin ja moduulin valmistajan perusteella.

Mikäli valmistaja ei täytä edellä mainittuja ehtoja, poistetaan se Tier 1 -listalta. Listaa päivitetään kvartaaleittain (Bloomberg L.P., 2019).

4.1.1 Piikidepaneelit (c-Si)

Piikideaurinkopaneelit ovat yleisimmin käytössä olevaa paneelityyppiä ja niiden tuotanto on pääasiassa Aasiassa. Näiden aurinkopaneelien kennot valmistetaan kristallisista piikiteistä. Kennon valmistuksessa käytettävän piikristallityypin mukaan ne voidaan jakaa yksi- ja monikiteisiksi.

Yksikiteinen kenno on valmistettu yhdestä piikiteestä ja sitä pidetään yleensä paremmin tuottavana ja laadukkaampana kuin monikiteistä kennoa. Monikiteinen kenno taas on valmistettu useammasta piikiteestä. Piikiteisten 60-kennoisten aurinkopaneelien tehot ovat tällä hetkellä noin 275...320 W ja niiden hyötysuhteet ovat noin 16...19 % välillä. Mitoiltaan hieman suurempikokoisissa 72-kennon aurinkopaneeleissa päästään jo noin 400 W paneelitehoon.

4.1.2 Ohutkalvopaneelit (CdTe, a-Si)

Ohutkalvopaneelit valmistetaan ohuista kalvoista, esimerkiksi amorisesta piistä (a-Si) tai kadmium-telluridista (CdTe), joiden väliin on laminoitu auringon säteilyn vastaanottoon tarvittava komponentti. Ohutkalvopaneelien etuna on niiden edullinen hinta. Haittana on puolestaan heikompi hyötysuhde ja kestävyys verrattuna piikidepaneeleihin. Edullisemman kustannuksensa vuoksi ohutkalvopaneeleita käytettiin aiemmin yleisesti suuremmissa aurinkovoimaloissa. Piikidepaneelien aleneva hinnankelitys on tehnyt piikidepaneeleista houkuttelevamman vaihtoehdon myös suuremmissa aurinkovoimaloissa.

4.2 Vaihtosuuntaajat ja muuntamot

Vaihtosuuntaajat eli invertterit muuttavat aurinkopaneelien tuottaman tasasähkön (DC) vaihtosähköksi (AC). Aurinkovoimaloiden vaihtosuuntaajat voidaan toteuttaa joko keskitetysti tai hajautetusti. Muuntamoita käytetään liittämään useita vaihtosuuntaajia yhteen ja korottamaan tuotettu sähkö sopivaan jännitetasoon. Suuremmissa voimaloissa vaihtosuuntaajat toteutetaan kolmivaiheisina ja useimmiten keskitetysti. Ne tarjoavat erittäin luotettavan ja yksinkertaisen asennuksen, mutta haittana voi olla paneeliketjukohtaisen maksimitehopisteen (MPPT) puuttuminen. Mahdolliset varjostuneet paneelit tai eri suuntiin tai kallistuskulmiin asennetut heikentävät silloin koko ketjun ja kaikkien yhteen MPPT:n kytkettyjen aurinkopaneelien toimintaa. Keskitetyllä vaihtosuuntaajilla toteutetun aurinkovoimalan kaikki paneelit tulisi olla keskenään identtisiä ja niiden tulisi olla asennettu samaan kallistuskulmaan ja ilmansuuntaan.

Hajautetussa vaihtosuuntaajien suunnittelussa saadaan useampi maksimitehopiste, sillä jokaisessa vaihtosuuntaajassa on vähintään yksi maksimitehopiste. On kuitenkin tärkeää huomioida, että useamman MPPT:n käyttö on kallista kahdesta syystä. Ensinnäkin häviöt voivat nousta jopa 0,5 prosenttiin ja toiseksi useamman MPPT:n vaihtosuuntaajan toimintaan tarvittavat ylimääräiset sisäiset komponentit, esimerkiksi anturit, heikentävät

koko vaihtosuuntaajan luotettavuutta. Yksi vika MPPT:n liittyvässä komponentissa voi merkitä koko vaihtosuuntaajan vikaa (SMA Centralized System Layout, 2019).

Vaihtosuuntaajan suunnitteluun ja valintaan vaikuttaa auringon säteilyn saatavuus ja aurinkopaneelin asennuskulma. Suunnittelun yhtenä perusperiaatteena voidaan käyttää vaihtosuuntaajan ja aurinkopaneeliryhmän tehosuhdetta (DC-AC ratio). Tehosuhte voi olla esimerkiksi 1.2, mikä tarkoittaa, että paneelikentän teho (DC) on 20 % enemmän kuin vaihtosuuntaajan teho (AC). Tehosuhte pyritään valitsemaan voimalan vuosituoton kannalta sopivaksi.

Hajautetusti toteutettujen vaihtosuuntaajajärjestelmien AC-tehoa ei voida liikaa rajoittaa, sillä paneelikentän optimaalisissa tuotanto-olosuhteissa tuottama teho kasvaa liian suureksi ja alimitoitettut vaihtosuuntaajat rajoittavat järjestelmän toimintaa ja kokonaisvuosituotanto voi jäädä alhaisemmaksi. Tässä tapauksessa vaihtosuuntaajien alimitoittaminen myös lisää niiden vikaantumisriskiä.

Korkean jännitteen 1500 V keskitetyksi toteutetut vaihtosuuntaajat tuovat mahdollisuuden ylikuormittaa vaihtosuuntaajaa jopa 150 prosentin paneeliteholla, jolloin järjestelmässä on esimerkiksi 1,5 MW aurinkopaneeliteho (DC) ja 1 MW vaihtosuuntaajan tehoa (AC). Tyypillinen hajautettu vaihtosuuntaaja muuntaa tasasähkön vaihtosähköksi ja sen jälkeen siirtää pitkän matkan käytettävissä olevan vaihtovirran muuntajaan. Tästä muodostuu noin 1 % häviö vaihtosähköpuolella. Tämä tarkoittaa, kun 1,5 MW aurinkopaneelien teho rajoitetaan 1 MW:n vaihtosuuntaajan tehoon ja kun se saavuttaa muuntajan, jäljelle on jäänyt 0,99 MW. Keskitetty vaihtosuuntaaja ensin siirtää ja sitten muuntaa, jolloin muuntajalla saapunut teho on edelleen 1 MW, jolloin 1 prosentin häviö on tapahtunut vaihtosähköpuolella. Tämä ylimääräinen 1 prosentin lisäys saavutetaan tehokkaimmissa auringonpaistetunneissa, kun voimalan teho on yli vaihtosuuntaajan tehon. Kun vaikutusta havaitaan tuotettuina kilowattitunteina, se voi johtaa merkittäviin tuotantohyötyihin laitoksen omistajalle.

Vaihtosuuntaajien kustannukset ovat pysyneet vakaina viime vuosina, mutta jännitetason nostaminen 1500 V_{DC} on ennustettu vähentävän jopa 10 prosenttia aurinkovoimalan

sähköisten komponenttien investointikustannuksissa. Tässä laskelmassa ei ole huomioitu aurinkopaneelien vaikutusta kustannusten alenemiseen. Muun muassa voimalan viestintäkaapeloinnin määrä vähenee ja liitettävyyden paranee käytettäessä keskitettyjä vaihtosuuntaajia. Korkeampi jännitetaso lisäksi pienentää vaihtosuuntaajien vikaantumismahdollisuuksia ja mahdollistaa suuremman määrän aurinkopaneeleita kytkettäväksi yhteen paneeliketjuun (SMA, 2019).



Kuva 11. Aurinkosähkövoimalan keskitetty vaihtosuuntaaja sijoitettuna aurinkovoimalan paneeliketjien läheisyyteen. (SMA, 2019)

4.3 Asennustekniikka

Asennustekniikka valitaan kohteen mukaan sopivaksi, jotta aurinkopaneelit voidaan asentaa maahan tai katolle. Asennustavan valintaa voi rajoittaa tietyt maakohtaiset asetukset ja määräykset. Yleisesti aurinkopaneelien kiinnitysratkaisuiden valmistajien tulisi ainakin valmistus- ja toimitusprosessinsa osalta noudattaa ISO 9001:2000 standardia, joka takaa sen, että kiinnitystekniikka soveltuu käytettäväksi aurinkosähkövoimalan asennukseen.

Tässä työssä tarkastellaan ainoastaan maahan asennettavia telineratkaisuja. Valitun voimalan koko rajaa pois kattopintojen hyödyntämisen ja maahan asennettavat telineet ovat siten ainoa sopiva ratkaisu tämän kokoluokan aurinkovoimalalle. Maahan asennettavat telineet voidaan jakaa kahteen luokkaan: kiinteästi kulmaan asennettuihin (fixed-tilt) ja seurantamekaniikalla varustettuihin järjestelmiin (tracked).

Kiinteästi kulmaan asennetut telineet pitävät aurinkopaneelit suunnattuina tiettyyn ilmansuuntaan ja kallistuskulmaan. Kallistuskulma valitaan kullakin alueella mahdollisimman optimaaliseksi voimalan tuotannon kannalta. Kiinteä aurinkopaneelien teline valitaan usein helpon asennuksen ja pienten huoltokustannusten takia.

Auringon liikettä seuraavat kaksiakseliset telinejärjestelmät liikuttavat aurinkopaneeleita sopivaan ilmansuuntaan ja kallistuskulmaan päivän aikana auringon liikkeen mukaan. Tällä asennustekniikalla pyritään hyödyntämään enemmän auringon keskimääräistä säteilyä vuositasona.

Kuvassa 12 on esitetty kiinteästi asennetun telineen ja aurinkoa seuraavalla telineellä toteutetun aurinkovoimalalla tuotetun tehon vaihtelu päivän aikana. Aurinkoa seuraavalla järjestelmällä saadaan aurinkovoimalan teho pysymään tasaisempuna ja siten voidaan tuottaa enemmän sähköä aamupäivällä ja iltapäivän aikana kuin kiinteästi asennetulla järjestelmällä (IFC 2015). Aurinkoa seuraavan järjestelmän investointikustannus on jonkin verran korkeampi kuin kiinteän mekaniikan, joten valittava asennustekniikka tulee valita saavutettavan tuotannon ja investointikustannusten kannalta optimaaliseksi.



Kuva 12. Aurinkoa seuraavan järjestelmän tuottama teho verrattuna kiinteästi asennettuun järjestelmään. (IFC 2015)

Asennustelineiden kuormittavuuden kestoa varten tulee tarkasti selvittää sekä alueen tuuli- että lumikuormatiedot. Korkeat tuuli- tai lumikuormavaatimukset tulee ottaa huomioon asennukseen soveltuvan kiinnitystelineen valintaa tehtäessä. Kova tuuli voi

vahingoittaa telineen rakennetta ja siten myös vaurioittaa aurinkopaneeleita. Kylmemmillä alueilla, joissa on mahdollista kerääntyä suurempia lumimassoja, tulee aurinkopaneelien olla korotettuina maanpinnasta, jotta ne eivät jäisi lumimassan alle ja aurinkopaneelit tai telineet eivät pääse vahingoittumaan.

Mikäli asennustelineet tai niiden perustukset on suunniteltu puutteellisesti tai liian alhaisiin kuormitusvaatimuksiin, voivat ne rikkoutuessaan aiheuttaa voimalan energiantuotannossa huomattavia heikennyksiä. Kuvassa 13 on esimerkkejä aurinkopaneelikentän puutteellisesti suunnitelluista kiinnitystelineistä ja niiden perustuksista. Ensimmäisessä kuvassa aurinkopaneelien kiinnitystelinettä ei ole suunniteltu kestäämään kovia tuulikuormia ja telineen rakenne on romahtanut maanpinnan tasolle. Toisessa kuvassa perustus on heikkolaatuinen, joten se on murtunut ja telineen kiinnitys on löystynyt.



Kuva 13. Aurinkopaneelikentän puutteellisesti suunniteltu asennusmekaniikka ja perustukset (IFC, 2015).

4.4 Kaapelointi ja DC-komponentit

Aurinkovoimaloiden tasasähkökytkentöihin kuuluvat paneelikenttien (PV array) väliset kaapeloinnit ja DC-liittimet, kytkentärasiat (combiner/ junction box) paneelikentän paneeliketjuille (string), tarvittavat erotuskytkimet ja suojalaitteet.

Aurinkovoimaloiden suunnittelua määrää standardi IEC 62548:2016. Voimaloiden, joissa käytetään 1500 V jännitettä tasasähkökaapeloinnin suunnittelua määrää lisäksi standardi IEC 62930:2017. Tasasähköpuolen kaapelointi tulisi tehdä mahdollisimman korkeaan jännitetasoon, jotta häviöt voidaan minimoida. Käytettävän maksimitasasähköjännitteen nostaminen 1000 V_{DC} jännitetasosta 1500 V_{DC} tasoon

voidaan saavuttaa jopa 15...85 % säästö kaapeloinnin massan määrässä. (Gkoutioudi et al., 2013). Muun muassa tästä syystä suuremmissa voimaloissa pyritään käyttämään 1500 V_{DC} paneelienten jännitetasoa pienvoimaloissa käytetyn 1000 V_{DC} sijaan. Mikäli voimalaan valitaan korkeampi jännitetaso, tulee kaikkien komponenttien maksimijännitekestävyys olla 1500 V_{DC} (IFC, 2015).

Aurinkovoimaloiden johdotuksissa käytetään erityistä UV-säteilyn kestäviä DC-kaapeleita. Yleisesti kaapeloinnissa jännitteen aleneman tulisi olla maksimissaan kolme prosenttia ja kaapelihäviöiden alle yhden prosentin. Joissain tapauksissa vähäinen kaapeloinnin ylivoimittaminen valitsemalla suuremman pinta-alan kaapelikoko voi olla kannattavaa jännitehäviöiden minimoinnin kannalta (IFC, 2015).

Tasasähkökomponenttien suunnittelussa tulee huomioida yhden aurinkopaneelin sekä yhden aurinkopaneeliketjun jännitteen ja virran maksimi-arvot. Monilla suunnitteluohjelmistoilla voidaan tehdä sopiva mitoitus komponenteille, mutta on suositeltavaa tarkistaa mitoitus käyttäen alla olevia laskentakaavoja (2) ja (3). Nämä soveltuvat sekä yksikiteisille että monikiteisille piikiteisille aurinkopaneeleille (IFC, 2015).

Maksimijännitteelle V_{max} voidaan soveltaa yhtälöä (2)

$$V_{max} = V_{OC(STC)} \times 1.1 \quad (2)$$

missä $V_{OC(STC)}$ avoimen piirin jännite standardiolosuhteissa

Maksimivirralla I_{max} voidaan soveltaa yhtälöä (3)

$$I_{max} = I_{SC(STC)} \times 1.25 \quad (3)$$

missä $I_{SC(STC)}$ oikosulkuvirta standardiolosuhteissa

Laskentakaavoissa käytetyt kertoimet ovat yleisesti käytössä, mutta niissä voi olla aluekohtaisia eroja, jotka tulevat paikallisista määräyksistä.

Muilla kuin piikristalliaurinkopaneeleille (c-Si) tasasähkökomponenttien mitoittamiseen on käytettävä aurinkopaneelin valmistajan tuotetietoja, jolloin huomioidaan kyseisten aurinkopaneelien ominaisia vakiolämpötila- ja säteilyvakioarvoja. Edellä mainittuja yhtälöitä (2) ja (3) ei voida hyödyntää, sillä näiden aurinkopaneelien oikosulkuvirrassa ja avoimen piirin jännitteessä voi myös käynnistymisen alkuvaiheessa olla poikkeava jakso. Silloin oikosulkuvirta ja avoimen piirin jännite voivat olla hetkellisesti huomattavasti korkeampia kuin yleensä. (IFC, 2015).

Aurinkopaneelien sähköiset ominaisuudet ovat lämpötilariippuvaisia, mutta paneeliketjun suunnittelua varten tarvitaan myös valitun vaihtosuuntaajan ominaisarvot. Vaihtosuuntaajan ominaisuudet vaikuttavat koko paneeliketjun maksimijännitteeseen ja sitä kautta aurinkopaneelien maksimisarjaankytkentämäärään yhdessä paneeliketjussa. Maksimijännitettä ei tulisi missään olosuhteissa ylittää, sillä vaihtosuuntaaja saattaa vaurioitua. Korkein mahdollinen avoimen piirin jännite voidaan saavuttaa asennuspaikan kylmimmässä päivälämpötilassa. Paneelien maksimimäärä paneeliketjussa voidaan määrittää seuraavalla yhtälöllä (4)

$$V_{OC,tmin} \times n_{max} < V_{MAX(INV,DC)} \quad (4)$$

missä

$V_{OC,tmin}$ avoimen piirin jännite kylmimmässä käyttöolosuhteissa

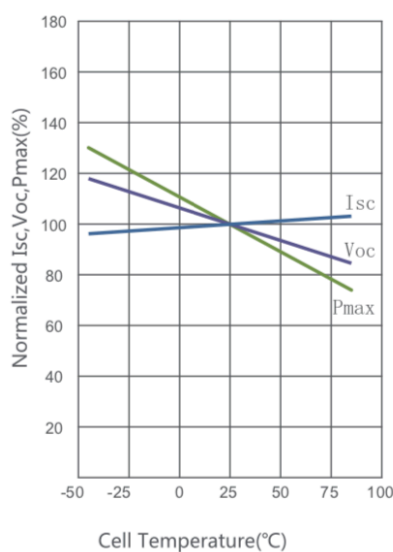
n_{max} aurinkopaneelien maksimimäärä

$V_{MAX(INV,DC)}$ vaihtosuuntaajan DC-jännitteen maksimikestävyys

Vastaavasti paneeliketjun jännite ei voi olla liian alhainen, joten paneeliketjussa tulee olla riittävä määrä paneeleita kytkettynä sarjaan vaihtosuuntaajan minimikäynnistysjännitettä varten. Mitä korkeammassa ulkolämpötilassa paneelit toimivat, sitä alhaisempi on niiden jännite. Vaihtosuuntaajan hyötysuhde on riippuvainen käyttöjännitteestä, joten

energiantuotannon kannalta on erittäin tärkeää optimoida paneeliketjun toimintajännite sopivalle tasolle verrattuna vaihtosuuntaajan optimaaliseen jännitteeseen nähden (IFC, 2015).

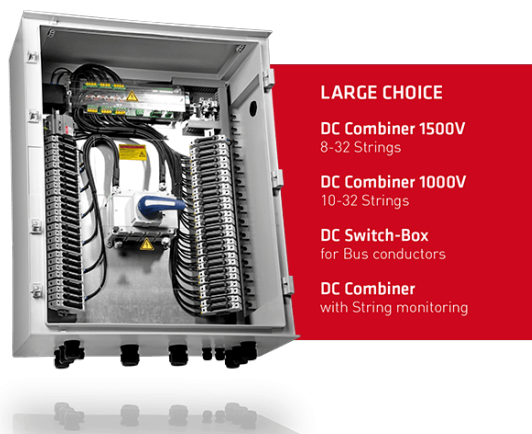
Seuraavassa kuvassa 14 on esitetty aurinkopaneelin jännitteen, virran ja tehon riippuvuus paneelin kennon lämpötilasta. Kennon lämpötila vaikuttaa voimakkaasti tuotettuun maksimitehoon ja -jännitteeseen.



Kuva 14. Aurinkopaneelien tuottaman virran, jännitteen ja tehon riippuvuus kennon lämpötilasta. (Jinko Solar, 2019)

Tasasähkökytkentärasioita tarvitaan yksittäisten paneeliketjujen kytkemiseen toisiinsa rinnakkain ryhmiksi ennen kuin ne liitetään vaihtosuuntaajalle. Liitännät tehdään yleensä kytkentärasioissa ruuviliittimillä ja niiden on oltava korkealaatuisia, jotta voidaan estää niiden ylikuumentuminen ja minimoida häviöitä.

KytKentärasioissa on useimmiten myös suoja- ja erotuslaitteet, kuten ylijännitesuojat, paneeliketjujen sulakkeet ja kuormankytkimet. Lisäksi kytkentärasiat voidaan varustaa paneeliketjukohtaisella monitoroinnilla, jolla voidaan pienentää laitoksen huoltotarvetta. Kytkentärasiat voidaan suunnitella voimalan koon ja vaihtosuuntaajien sekä muiden haluttujen ominaisuuksien mukaan. Kuvassa 15 on esimerkki kytkentärasiaista, johon on yhdistetty useampia paneeliketjuja, turvalaitteita sekä monitorointimahdollisuus.



Kuva 15. HISbox® DC Combiner -kytkentärasia paneeliketjujen yhdistämistä varten (HIS, 2019).

Käyttämällä paneeliketjän jännitetasoa 1500 V_{DC} voidaan vähentää vaadittujen DC-kytkentärasioiden määrää 25 – 60 % riippuen kuinka monta paneelia voidaan kytkeä sarjaan yhteen paneeliketjuun (Nms-ratio) (Gkoutioudi et al, 2013).

Kytkentärasiat sijaitsevat lähes poikkeuksetta ulkona, joten niiden on kestävä erilaisia sääolosuhteita ja ne on valittava soveltuviksi ulkokäyttöön. Tämä varmistetaan esimerkiksi koteloinnin tarpeeksi korkealla IP-luokituksella. Turvallisuussyistä kytkentärasiat ja kaapelit tulee olla myös selkeästi merkittyjä, sillä aurinkopaneeliketjujen tasasähkökaapelit ovat jännitteellisiä, vaikka aurinkovoimala ei olisi kytkeytynyt verkkoon (IFC, 2015).

4.5 Suunnittelukustannukset

Aurinkovoimalan suunnittelun tärkeimpänä periaatteena on mahdollisimman alhainen laitteiston elinkaarelle suhteutettu energiantuotantohinta (LCOE). Usein voimalan suunnittelussa joudutaan tekemään kompromisseja, jotta voidaan saavuttaa sopiva tasapaino sekä tuotannon tehokkuuden että kustannusten hallinnan välillä.

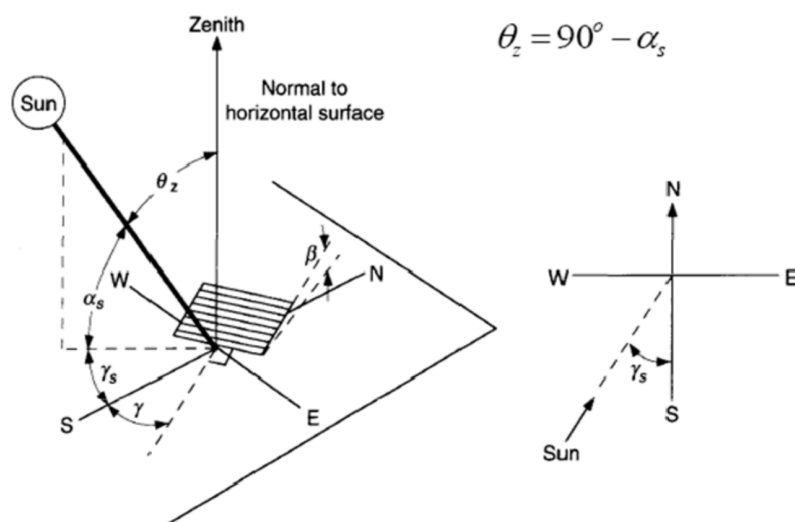
Tässä työssä aurinkovoimalan suunnittelu tehdään PlantPredict -suunnitteluohjelmistolla. Ohjelmistolla voidaan tehdä erilaisia voimalan sähköntuotantoestimaatteja eri alueiden säädäntä perusteella. Säädäntä voidaan valita monista eri vaihtoehdoista, jotka voivat perustua pitkän esimerkiksi pitkän aikavälin sääaseman havaintoihin tai satelliittitietoihin.



Kuva 16. PlantPredict-ohjelmistolla voidaan toteuttaa voimalan kokonaissuunnittelu. (PlantPredict 2019)

Voimaloiden suunnittelu alkaa asennuspaikan valinnalla. Sopiva asennuspaikka tulisi olla mahdollisimman tasainen ja sijaita paikassa, jossa voimalan ei tulisi altistumaan luonnonvoimien aiheuttamalle eroosiolle tai tulville. Asennuspaikan tulisi sijaita lähellä sopivaa korkeajännitelinjaa, jotta voimalan liittäminen suurjännitesähköverkkoon olisi helpointa ja kustannustehokkainta.

Seuraavaksi valitaan voimalaan asennettavat aurinkopaneelit ja niiden asennusmekaniikka. Aurinkovoimalan energiantuotantoon vaikuttaa sekä aurinkopaneelien kallistuskulma horisonttiin nähden että ilmansuunta. Kuvassa 17 on esitetty aurinkopaneelin kulman vaikutus suhteessa auringon paistekulmaan.



Kuva 17. Aurinkopaneelin kulman määrittäminen suhteessa auringon kulmaan (PlantPredict, 2019).

Maahan asennettavat telineet suunnataan yleensä suoraan kohti etelää ja aurinkopaneelien kallistuskulma valitaan yleisesti väliltä 20 - 45 astetta horisonttiin nähden. Paneelikenttien välinen etäisyys tulee valita tarpeeksi pitkäksi, jotta edessä oleva rivi ei varjostaisi seuraavaa riviä ja huonontaisi voimalan tuotantoa. Auringon paistekulma suhteessa zeniittiin vaikuttaa merkittävästi eri alueilla varjostumisen aiheuttamiin etäisyyksiin (PlantPredict User Manual, 2019).

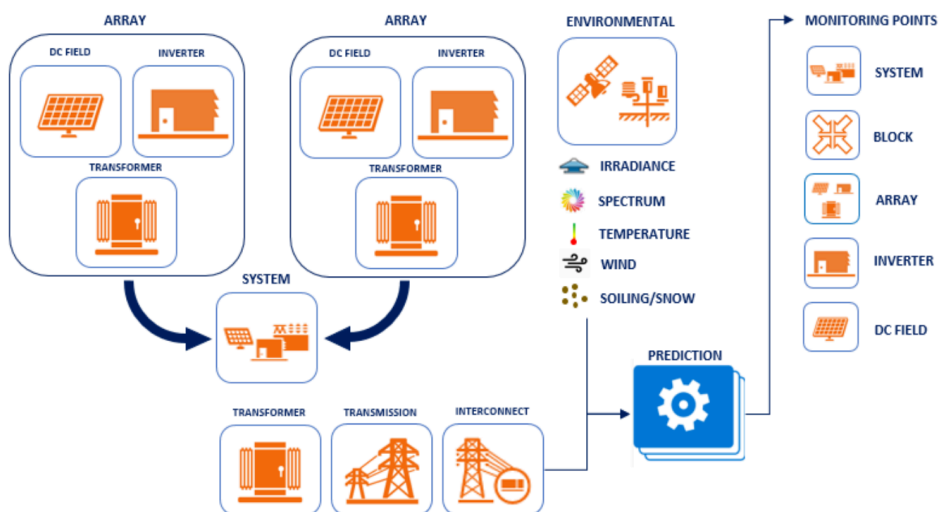
Asennuspaikan valinnassa tulisi huomioida myös voimalle käytettävissä oleva pinta-ala. Saman tehon saavuttamiseksi aurinkopaneelien teknologian valinnalla on suuri merkitys tarvittavaan voimalan pinta-alaan. Yleisesti voidaan arvioida, että käytettäessä ohutkalvopaneeleita (CdTe) tarvitaan noin kaksinkertainen asennuspinta-ala suhteessa hieman paremman hyötysuhteen omaavien piikidepaneelien (c-Si) tarvitsemaan pinta-alaan nähden. Taulukossa 1 on ohjeellisia arvoja voimalan asennukseen tarvittavalle pinta-alalle (ha/MW_p) eri alueilla ja valituilla aurinkopaneeliteknologioilla (IFC, 2015).

Taulukko 1. Aurinkopaneeliteknologian vaikutus asennuspinta-alaan valikoiduilla alueilla. (muokattu lähteestä IFC, 2015).

| Alue | Aurinkopaneeli- teknologia | Tarvittava pinta-ala (ha/ MWp) |
|----------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Etelä-Afrikka | c-Si | 0,9 -1,4 |
| | CdTe | 1,5 - 2,0 |
| Chile | c-Si | 1,0 -1,5 |
| | CdTe | 1,7 - 2,2 |
| Thaimaa | c-Si | 0,8 - 1,2 |
| | CdTe | 1,3 - 1,8 |
| Intia | c-Si | 1,0 -1,5 |
| | CdTe | 1,6 - 2,0 |
| Indonesia | c-Si | 0,8 - 1,2 |
| | CdTe | 1,3 - 1,8 |

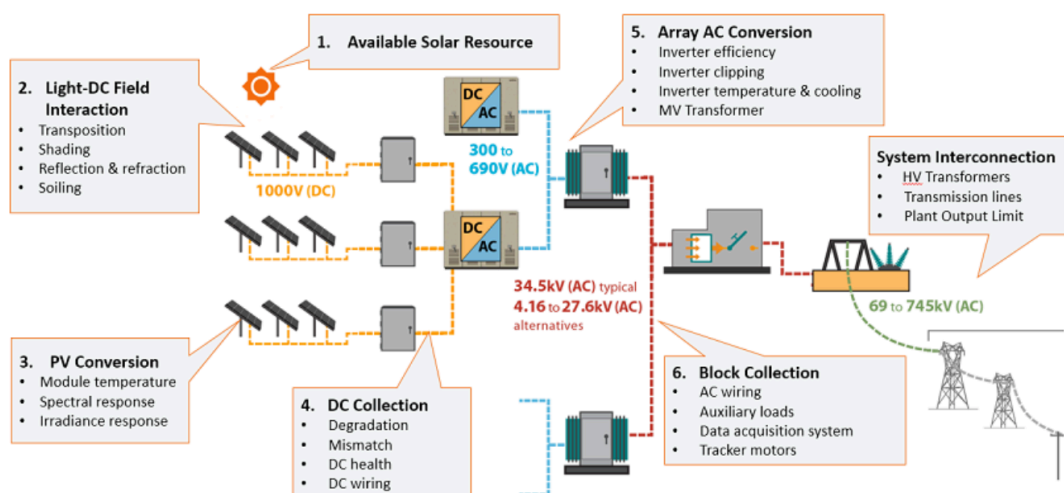
Aurinkovoimalalle asetetaan tavoiteteho (MW) ja aurinkopaneelikenttiä suunnitellaan tarpeeksi tehoon nähden. Mikäli asennukseen soveltuva pinta-ala on rajallinen, joudutaan kustannusten kasvun hillitsemiseksi voimalan tehoa tarvittaessa pienentämään tai kustannuksia kasvattamalla puolestaan muuttamaan valittua paneeliteknologiaa tehokkaammaksi, jotta voimalan tavoiteteho täyttyy.

Kuvassa 18 on esitetty aurinkovoimalan suunnittelun osa-alueet. Paneelikenttiin valitaan sopivat aurinkopaneelit ja niitä yhdistetään vaihtosuuntaajan ominaisuuksien ja toimintatavan mukaan tarpeellinen määrä. Paneelikentät voivat olla keskenään identtisiä, jolloin jokaisen kentän suunnittelua ei tarvitse tehdä erikseen.



Kuva 18. Aurinkovoimalan suunnitteluperiaate PlantPredict -ohjelmalla (PlantPredict User Manual, 2019).

Aurinkopaneeleita liitetään toisiinsa sarjaan kytkennällä, kunnes saavutetaan tarpeeksi korkea paneeliketjun DC-jännitetaso. Kuvassa 19 on esitetty aurinkosähkövoimalan periaatteellinen kytkentä suurjänniteverkkoon. Aurinkopaneelit toimivat pienjännitealueella eli alle $1500\text{ V}_{\text{DC}}$. Aurinkopaneeliketjut kytketään rinnankytkennällä sopiviin vaihtosuuntaajien positiivisiin ja negatiivisiin DC-sisääntuloihin ja tarvittaessa käytetään riittävä määräkytkentärasioita, jotta ketjut voidaan yhdistää ennen liittymistä vaihtosuuntaajaan (Kaushika N. D. et al 2018).



Kuva 19. Esimerkki aurinkosähkövoimalan tuottaman sähkön muunnosprosessista jakeluverkkoon sopivaksi (PlantPredict User Manual, 2019).

Pienjännitealueella (alle 1500 V_{DC}) toimivat vaihtosuuntaajat pyrkivät toimimaan optimaalisella tehoalueella ja muuntamaan paneeliketjujen tuottaman DC-virran matalajännitteiseksi kolmivaiheiseksi AC-virraksi, joka muunnetaan läheisessä jakelumuuntamossa sopivaan keskijännitetasoon (1-36 kV_{AC}).

Useat paneeliketjut liitetään maanalaisella kaapeloinnilla seuraavaan paikalliseen päämuuntamoon, missä jännitetaso nostetaan portaittain suurjännitteisen jakeluverkon tasolle (yli 36 kV_{AC}) ja koko aurinkovoimala voidaan liittää valtakunnalliseen tai alueen jakeluverkkoon.

5 KÄYTTÖ- JA HUOLTOKUSTANNUKSET

Aurinkovoimalan käyttökustannukset ovat alhaiset, sillä voimalan energiantuotannon polttoainekustannuksia ei ole. Verrattuna muihin energiantuotantotekniikoihin aurinkovoimalaitoksilla on myös alhaiset huoltovaatimukset. Aurinkovoimalan asianmukainen ylläpito on kuitenkin välttämätöntä sekä energiantuotannon että laitoksen käyttöään maksimoimiseksi. Optimaalisten toimintojen on oltava tasapainossa tuotannon maksimoinnin ja kustannusten minimoinnin välillä.

Valmistuneelle ja hyväksytyksi käyttöönotetulle aurinkovoimalalle tehdään useimmiten käyttö- ja ylläpitosopimus. Se on ratkaisevan tärkeä tekijä määriteltäessä voimalan toiminnan ja ylläpidon parametrit sen koko elinkaaren ajan. Jos käyttö- ja ylläpitosopimus tehdään erillisen urakoitsijan kanssa, on tärkeää, että kaikki ennaltaehkäisevää sekä korjaavaa kunnossapitoa, suorituskyvyn seurantaa ja raportointia koskevat vaatimukset ilmoitetaan selvästi sopimuksessa samoin kuin näiden toimintojen suorittamistiheys. Valittu urakoitsija myös takaa voimalan toiminnan sopimuksen voimassaoloaikana.

Sopimus tehdään yleensä kiinteähintaiseksi. (SolarPower Europe, Operation and Maintenance Best Practices Guidelines, 2018). Tarpeeksi tarkan sopimusmäärittelyn avulla urakoitsijan toiminnan suorituskyky voidaan mitata ja tarvittaessa myös kyseenalaistaa. Urakoitsija voi tarjota myös erikoispalveluja kuten turvallisuus- ja voimalan monitorointipalvelua tai aurinkopaneelientien puhdistusta.

Huoltokustannukset muodostuvat ennakoimattomista huoltotoimista ja ennaltaehkäisevistä kunnossapidon toimenpiteistä, joita määrittelee muun muassa voimalaan valittu tekniikka ja laitevalmistajien takuuehdot, alueen ympäristöolosuhteet ja niiden kausivaihtelu. Mikäli suunnitellut huoltotoimet vaativat voimalaitoksen sammuttamista, tulisi ne ajoittaa sellaiseen ajankohtaan, josta aiheutuu mahdollisimman vähän sähköntuotannon menetyksiä eli yleensä aikaisin aamulla tai myöhään illalla (IFC, 2015).

Ennakoimattomat huoltokustannukset tulevat yleensä voimalan komponenttien yllättävistä vikaantumisista. Nämä huoltotoimenpiteet eivät yleensä kuulu urakoitsijan

kiinteähintaiseen (fixed-price) vuosisopimukseen vaan näissä käytetään yleisesti ”cost-plus”-menetelmää (SolarPower Europe, Operation and Maintenance Best Practices Guidelines, 2018).

Voimalan vikaantuessa tehdään komponenttien vikadiagnoosi ja suunnitellaan korjauksen vaste- ja tarvittava korjausaika. Yleisimmät vikatilanteet liittyvät vaihtosuuntaajien toimintaan. Ennakoimattomassa vikatilanteessa voimalan energiantuotanto vääjäämättä heikkenee, kunnes korjaavat toimenpiteet on saatu suoritettua. Jotta voimalan laitevikojen korjaaminen nopeutuu ja helpottuu, tulisi olla varastoituna muutamia tärkeimpiä komponentteja. Varaosina pidettävät aurinkopaneelit ja vaihtosuuntaajat sitovat eniten pääomaa, joten niiden määrä tulee pitää optimaalisena voimalan kokoon ja komponenttien saatavuuteen sekä tuotantoseisokkien lyhenemiseen nähden. Muita hyödyllisiä varastoitavia komponentteja ovat varokkeet, liittimet, kytkentärasiat, kytkimet ja erilaiset anturit.

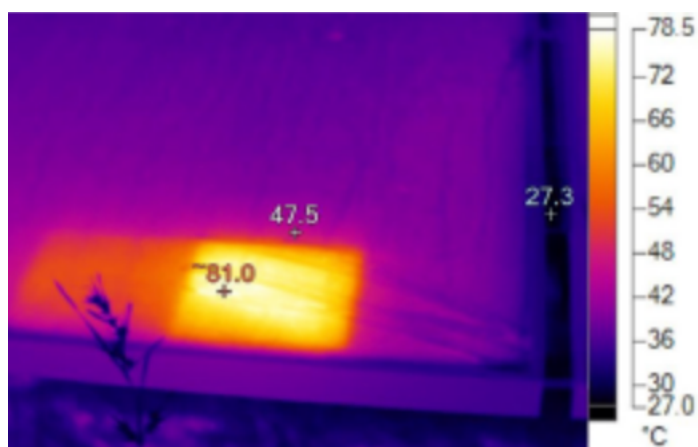
Yleinen ennaltaehkäisevä kunnossapitotyö on aurinkopaneelien pintojen puhdistus. Aurinkopaneelien tuotanto heikkenee, mitä likaisempi paneelin pinta on. Puhdistus suoritetaan tarvittaessa ja puhdistuksen tiheys riippuu voimalaa ympäröivän maaperän pölyisyys ja kuivuus. Myös paneelikentän ympäristössä olevan lumen- tai kasvillisuuden poisto voi kuulua ennakoiviin toimenpiteisiin (SolarPower Europe, Operation and Maintenance Best Practices Guidelines, 2018). Kuvassa 20 on aurinkopaneelikentän puhdistukseen soveltuva harjapesuri.



Kuva 20. Likaantuneiden aurinkopaneelien puhdistus harjapesurilla (Groundwork Experts, 2019)

Aurinkovoimaloiden paneelientät suositellaan vuosittain kuvattavaksi lämpökameralla. Silloin voidaan havaita, mikäli voimalassa on viallisia aurinkopaneeleita tai sähkökomponenttien liitoksia. Kuumissa olosuhteissa suuret päivä- ja yölämpötilan vaihtelut voivat aiheuttaa lämpölaajenemista ja komponenttien liitosten heikkenemistä. Aurinkopaneelissa, jotka eivät toimi odotetulla tavalla, on näkyvissä niin sanottuja hot spot -kohtia, jotka voivat aiheuttaa paneelin vikaantumisen ja pahimmassa tapauksessa koko paneelientän vikaantumisen. Viallinen paneeli tulee poistaa järjestelmästä ja vaihtaa uuteen mahdollisimman pian (IFC, 2015).

Kuvassa 21 on lämpökameralla havaittu aurinkopaneelin kennossa oleva hot spot-kohta, joka on huomattavasti lämpimämpi kuin muut ympäröivät aurinkopaneelin kennot.



Kuva 21. Aurinkopaneelin pinnassa näkyvissä oleva ympäristöä huomattavasti lämpimämpi hot spot-kohta (SolarPost, 2018)

Vaihtosuuntaajat ja aurinkopaneelien telineet tarkistetaan ainakin silmämääräisesti. Telineiden mekaaniset ominaisuudet on tarkistettava myös mahdollisen korroosion ja eroosion takia. Mikäli voimalassa on aurinkoa seuraava paneelijärjestelmä, vaatii se muun muassa liikkuvien osien ja toimilaitteiden tarkastuksia sekä järjestelmän suunnanohjauksen toiminnan tarkastamisen.

6 DISKONTTOKORKO

Diskonttokorko vaikuttaa LCOE-laskennan tulokseen aurinkosähköhankkeissa käytännössä siten, että lähempänä nykyhetkeä toteutuvat käyttö- ja huoltokustannukset vaikuttavat tulokseen enemmän kuin kauempana tulevaisuudessa syntyvät käyttö- ja huoltokustannukset. Korkea käytettävä diskonttokorko nostaa hankkeen tuotantokustannuksia LCOE-laskentaa hyödynnettäessä ja pieni diskonttokorko alentaa niitä. Pääsääntöisesti korkea diskonttokorko kuvaa korkeaa riskitasoa ja matala diskonttokorko matalaa riskitasoa.

Aurinkosähkön tuotanto on erittäin pääomaintensiivistä ja niinpä diskonttokoron suuruus vaikuttaa hyvin merkittävästi LCOE-laskennan lopputuloksiin. Käytettävää diskonttokorkoa voi pitää jopa tärkeimpänä aurinkosähkön tuotannon LCOE-laskentaan vaikuttavista muuttujista muun muassa investointikustannusten ohella (International Association for Energy Economics, 2014)

Diskonttokorko on pääoman vaihtoehtoinen kustannus esitettynä prosentteina pääoman arvosta. Pääoman vaihtoehtoinen kustannus vastaa laskennallisesti muualle menetettyjen sijoitusten tuottoa sitouttamalla pääomaa tarkasteltavana olevaan sijoitukseen. Sijoituspäätöksissä pääoman vaihtoehtoinen kustannus on raja, jota alemmalla tasolla ei ole syytä sijoittaa.

6.1 Diskonttokoron määrittäminen

Energiasektorin investoijat odottavat investointien tuoton, joka näkyy LCOE-laskennassa käytettävänä diskonttokorkona, olevan riittävä huomioiden riskitön korko, investoinnin riski, inflaatio ja verotus. Nimellisen diskonttokoron arvo on inflaation, riskittömän tuoton ja hankkeen riskin funktio (International Association for Energy Economics, 2014).

Uusiutuvan energian hankkeiden tuotto-odotusta arvioitaessa, eli LCOE-laskennan kannalta määritettäessä hankkeelle diskonttokorkoa, käytetään tyypillisesti

tuottoerusteista lähestymistapaa; Capital Asset Pricing –mallia (CAPM) tai painotetun keskimääräisen pääomakustannuksen mallia; Weighted Average Cost of Capital (WACC) (Grant Thornton, 2019).

CAPM-mallilla on useita käyttökohteita, mm. odotetun tuoton laskeminen, rahastojen vertailu ja yrityksen pääoman tuottovaatimus. CAPM-mallin mukaan arvopaperin odotettu tuotto on yhtälön 5 mukaan

$$ER_i = R_f + \beta_i (E_{rm} - E_{rf}) \quad (5)$$

missä

ER_i odotettu tuotto

R_f riskitön korko

β_i systemaattisen riskin ja kokonaistuoton riippuvuus markkinoiden keskimääräisestä tuotosta

$E_{rm} - E_{rf}$ markkinoiden riskipremio

Energiantuotantoyritykset toimivat usein markkinoilla vakiintuneesti hyödyntäen selkeästi määriteltäviä markkinoita ja vakiintunutta tekniikkaa. Osa yrityksistä toimii markkinoilla säänneltyinä monopoleina, varsinkin kehittyvissä maissa. Edellä mainituista syistä energiantuotantoyrityksien tekemiin investointeihin voidaan soveltaa alhaisempaa diskonttokorkoa, sillä sähköyhtiöillä on turvallisten markkinoidensa ja vakiintuneen kuluttajapohjansa vuoksi pienempi riski kuin markkinoiden keskiarvolla. Tämä on myös antanut sähköyhtiöille mahdollisuuden lainata alhaisemmilla koroilla. Lisäksi energiantuotantohankkeiden diskonttokorkoa voidaan alentaa esimerkiksi optimoimalla pääomarakennetta ja jakamalla riskejä. (International Association for Energy Economics, 2014)

Uusiutuvan hankkeiden pääomakustannusten määrittämiseen voidaan käyttää myös Weighted Average Cost of Capital-laskentaa (WACC), joka mittaa yrityksen koko pääoman tuottovaatimusta verojen jälkeen. WACC lasketaan määrittämällä vieraan ja oman pääoman kustannusten painotettu keskiarvo. Vieraan pääoman laskennassa täytyy

ottaa huomioon verojen vaikutus, koska vieraan pääoman korot voidaan vähentää verotuksessa.

WACC on yleinen työkalu, jota energiasijoittajat käyttävät kassavirtojen diskonttaamiseen ja sijoituksen kannattavuuden arviointiin. Toisin kuin diskonttokorko, se ei heijasta riskiä suoraan, mutta tämä olisi sisällytettävissä odotettavissa olevan tuoton ja velan kustannusten kautta. (Vaihekoski, Mika, 2019)

6.2 Diskonttokorko aurinkosähköhankkeissa

Sähkömarkkinat, tai energiamarkkinat laajemmin on vapautettu vain osassa maailman maista. Monissa maissa valtion rooli sähkömarkkinoilla on hyvin laaja sisältäen lainsäädäntömahdollisuudet ja tuet. Lisäksi valtionyhtiöt voivat olla lähes ainoita toimijoita sähköntuotannon alalla. Monissa maissa valtion rahoittamat hankkeet käyttävät erilaista diskonttokorkoa kuin yksityisesti rahoitetuissa hankkeissa käytetään. Valtion tai valtionyhtiöiden investoinnit voivat olla vähemmän riskialttiita, koska ne ovat kohdistuvat pääosin säänneltyihin kohteisiin.

Vapautetuilla sähkömarkkinoilla toteutetuilla energiantuotantohankkeilla on suurempi riski ja vastaavasti korkeampi β_i -arvo kuin monopolisääntelyn piiriin kuuluvilla markkinoilla. β_i -arvo voivat alentaa myös julkisen sektorin tukimuodot tai muuten suotuisa sääntely, laitoksen kyky säätää tuotantoaan ja investointihankkeen toteutuksen nopeus (International Association for Energy Economics, 2014).

Uusiutuvan energian hankkeen riskiä voi alentaa myös PPA-sopimusten tyyppinen tapa hankkia sähköä, jolloin uusiutuva energia hinnoitellaan kiinteästi eikä tuotantoa myydä hyvin vaihtelevia hintoja eri tunneille toteuttavan tukkusähköpörssin kautta. Tällöin laitoksen tuotot ovat investoijalle varmempia, riski alenee ja β_i -arvo on siten pienempi.

Lisäksi on mahdollista, että käytettävät diskonttokorot vaihtelevat laajemminkin erilaisten aurinkosähköön sijoittavien tahojen parissa. Aurinkosähköhankkeiden koot

vaihtelevat, ja siksi hankkeisiin voivat investoida ainakin tavalliset kansalaiset, kiinteistönomistajat, maatilat, kunnat, energiayhtiöt ja erilaiset sijoitusyhtiöt sekä rahastot. Jokaisella ryhmällä on erilaiset investointikriteerit, hallinnollinen toimintaympäristö ja rahoituskustannukset. Ainakin kotitalouksien suhtautuminen investoinnin laskentakoron kautta vastaa mahdollisesti osana julkishallintoa toimivien kuntien käyttämää laskentakorkoa (Auvinen, K. 2017).

Yksityisen energiasektorin sijoitusten diskonttokorkoon ei vaikuta pelkästään riski, vaan myös joukkovelkajamarkkinoiden tuotot, jotka voivat muuttua huomattavasti ajan yli. Ylipäättään diskonttokorkoon vaikuttaa sekä valtion että yksityisten toteuttamissa hankkeissa merkittävästi sijoituspääoman saatavuus ja lainanoton kustannukset (International Association for Energy Economics, 2014).

Koska jotkut osakkeisiin liittyvistä riskeistä eivät esiinny uusiutuvan energian hankkeissa, CAPM-malli ei ole välttämättä sopivin menetelmä, jota käyttää laskettaessa sopivaa diskonttokorkoa.

Koska uusiutuvan energian hankkeiden arvostus liittyy hankkeiden erityispiirteisiin, konkreettisin peruste laskelmissa käytettävän diskonttokoron valinnalle voi olla toteutuneista hankkeista saatava tieto. Koska esimerkiksi aurinkosähkön osalta kattavaa tietoa vertailukelpoisista hankkeista koko elinkaaren ajalta ei välttämättä toistaiseksi ole kattavasti saatavilla, voi perusteltu menetelmä valita diskonttokorko perustua tietoihin hankkeissa käytetyistä pääomantuottovaatimuksista eri puolilla maailmaa. Koska tietoa käytetyistä diskonttokoroista on vaikea kerätä, myös sijoittajien omat kokemukset tai neuvonantajien kokemukset voivat olla merkittävässä roolissa valittaessa käytettävää diskonttokorkoa (Grant Thornton, 2019).

Diskonttokoron valinnassa huomioitavaa on, että käytetty diskonttokorko on vakaa eikä se vaihtelee tarkasteltavana olevan hankkeen aikana LCOE-laskentaa toteutettaessa. Diskonttokorko voi kuitenkin olla perustellusti erisuuruinen erityyppisille hankkeille. Esimerkiksi OECD on käyttänyt eri laskelmissa aurinkosähkölle 3 % diskonttokorkoa, joka vastaa niin sanottuja pääoman sosiaalisia kustannuksia ja tavallaan riskiä

säännellyillä markkinoilla. Sekä 7 % diskonttokorkoa vapautetuilla markkinoilla toteutettaviin hankkeisiin ja erityisen riskipitoisten hankkeiden osalta 10 % diskonttokorkoa. Nämä eivät kuitenkaan vaihtele hankkeen aikana, vaan niiden avulla voidaan esimerkiksi laatia vertailevia laskelmia eri tyyppisillä markkinoilla toteutettavista hankkeista (IEA, 2015).

6.3 Energia-alan toimijoiden näkemyksiä käytettävistä diskonttokoroista

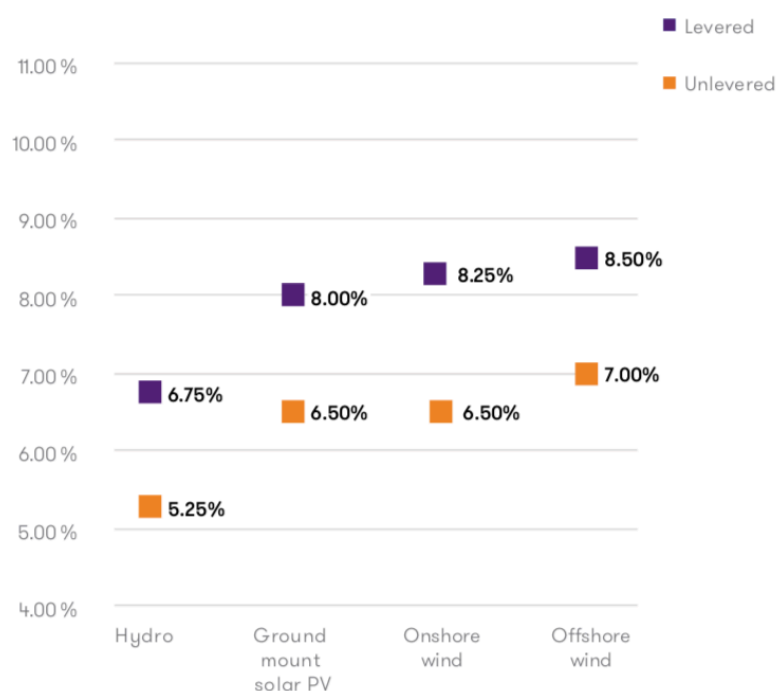
Grant Thornton -niminen yritys on kerännyt tietoa diskonttokoroista eri maissa erilaisille uusiutuvan energian hankkeille. Diskonttokorkotietoja on kerätty olemassa olevien hankkeiden investoijilta kysymällä kysymys: Mikä vastaa parhaiten diskonttokorkoa, jonka odotat näkeväsi seuraavissa jälkimarkkinasopimuksissa? Jälkimarkkinoilla tarkoitetaan tässä olemassa olevaa uusiutuvan energiantuotantolaitosta, jonka omistusta oltaisiin myymässä tai ostamassa. Lisäksi tutkimuksessa kerättiin tarkempaa tietoa diskonttokorosta velattomille ja osittain velalla rahoitetuille hankkeille (Grant Thornton, 2019).

Osittain velalla rahoitettujen hankkeiden diskonttokorko on hieman velattomia korkeampi, sillä velkaisuus lisää velanhoidon jälkeen jäljelle jäävän kassavirran volatiliteettia ja siten investoinnin riskiä. Tässä kappaleessa on esitetty tietoja diskonttokorosta kolmella eri esimerkkimarkkinalla, Yhdysvalloissa, Pohjoismaissa ja Intiassa. Näistä Yhdysvalloissa on sähkömarkkinat ovat monelta osin vapautettu. Pohjoismaiden sähkömarkkinat ovat vapaat ja Intia on korkeariskinen kehittyvä talous, jonka markkinat ovat pääosin säädellyt.

Yhdysvaltojen uusiutuvien energialähteiden markkinat ovat edelleen kehittymässä suotuisasti huolimatta nykyisen liittovaltiotason hallinnon negatiivisista kannoista uusiutuvaa energiaa kohtaan. Yhdysvalloissa uusiutuvan energian merkittävä selittäjä uusiutuvan energian investoinneille on ollut asiakkaiden odotukset eri yrityksille, jotka ovat hankkineet uusiutuvaa energiaa suoraan tuottajilta kehittääkseen tuotteistaan ympäristöystävällisempiä. Tammi-lokakuussa 2018 Yhdysvaltojen markkinoille

yritykset hankkivat uusiutuvan energian tuottajilta yhteensä 5 GW sähköntuotantokapasiteetin tuotannon. (Grant Thornton, 2019).

Yhdysvalloissa uusiutuvaa energiaa on edistetty muun muassa liittovaltion verovähennyksillä, joita ollaan supistamassa kohti vuotta 2022. Kaupallisen kokoluokan hankkeille, pois lukien asuntoihin asennettavat pienvoimalat, ovat kuitenkin säilyttämässä verovähennyksen ainakin vuoteen 2022 asti. Tässä työssä verovähennyksiä ei ole huomioitu LCOE-kustannusten laskennassa. Kuvan 22 mukaan toimijoiden näkemykset diskonttokoroista velattomille kaupallisen kokoluokan aurinkosähkölaitoksille Yhdysvalloissa oli 6,5 % ja osittain velalla rahoitetuille 8 % vuonna 2018.

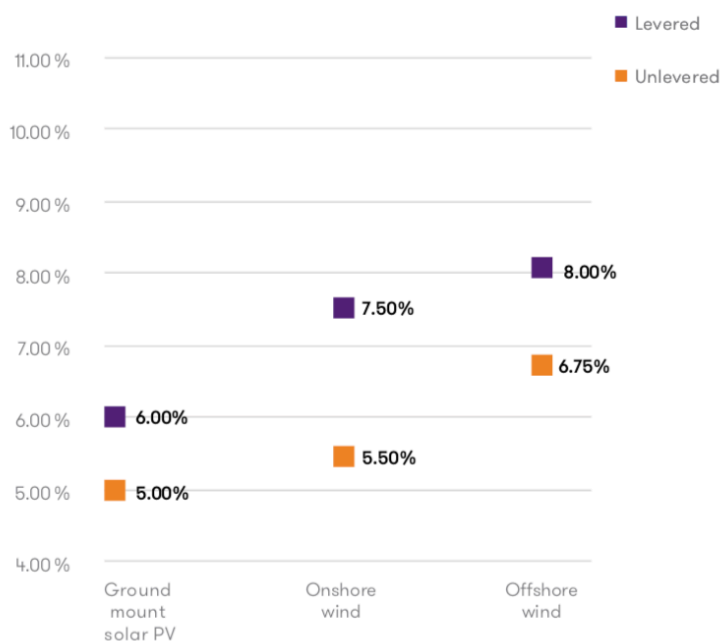


Kuva 22. Toimijoiden näkemyksiä käytettävistä diskonttokoroista uusiutuvalla energialle Yhdysvalloissa (Grant Thornton, 2019).

Pohjoismaat, tässä tutkimuksessa Tanska, Suomi, Norja ja Ruotsi, ovat uusiutuvan energian tuotannon edelläkävijöitä ja projektienkehitysolosuhteet uusiutuvalla energialle ovat näissä maissa hyvät. Kaikki maat edistävät lukuisilla eri politiikkakeinoilla uusiutuvaa energiaa. Pohjoismaissa uusiutuvaa sähköntuotantoa on rakennettu sekä tukiin

perustuen että markkinaehtoisesti. Merkittävä tuottovaatimukseen vaikuttava tukimuoto on ollut syöttötariffi, joita on Suomessakin käytetty muun muassa tuulivoimainvestointien edistämiseen.

Vastaajien mukaan 40 % investoijista ei käytä riskipreemiota lainkaan markkinaehtoisiin hankkeisiin suhteessa tuettuihin hankkeisiin, kun taas 60 % investoijista soveltaa 50-100 korkopisteen (0,5-1,0 %) preemiota. Kuvassa 23 on nähtävissä, että Pohjoismaissa sijaitsevien aurinkosähkölaitosten tuottovaatimus oli vain 5 % (velattomat) ja 6 % (osittain velalla rahoitetut).

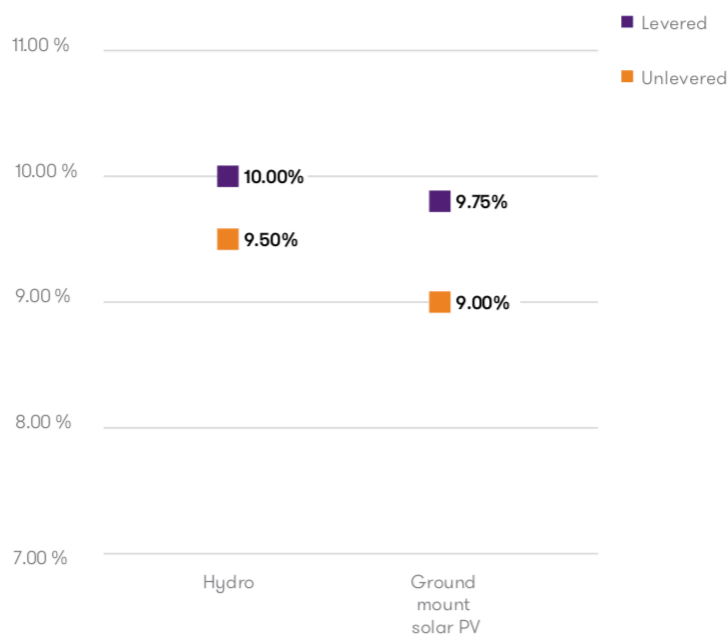


Kuva 23. Toimijoiden näkemyksiä käytettävistä diskonttokoroista uusiutuvalle energialle Pohjoismaissa (Grant Thornton, 2019).

Intian hallitus on asettanut kunnianhimoisen tavoitteen saavuttaa 175 GW asennettua puhtaan energian kapasiteettia maaliskuuhun 2022 mennessä. Noin 100 GW kokonaismäärästä odotetaan tulevan aurinkoenergiasta.

Intia on järjestänyt tarjouskilpailuja aurinkosähköhankkeille ja näihin on osallistunut runsaasti yrityksiä. Tarjouskilpailujen voittajat ovat kuitenkin kohdanneet lukuisia riskejä, kuten odottamattomia kustannusten nousuja, aurinkosähkömoduulien tuontitullien nousuja ja sääntelyriskien toteutumisia, jotka ovat heikentäneet hankkeiden

tuottoja. Tämä on paitsi johtanut uuden asennetun kapasiteetin määrän laskuun vuonna 2018, se myös näkynee korkeassa diskonttokorossa, joita Intian aurinkosähköhankkeisiin sovelletaan. Aurinkosähkön osalta Intiassa käytetään kuitenkin hieman alempia diskonttokorkoja kuin vesivoimahankkeille. Luultavasti riskien vuoksi Intiassa tuottovaatimukset olivat 9 % (velattomat) ja 9,75 (osittain velalla rahoitetut).



Kuva 24. Toimijoiden näkemyksiä käytettävistä diskonttokoroista uusiutuvalle energialle Intiassa (Grant Thornton, 2019).

7 TUOTETTU ENERGIAMÄÄRÄ

Aurinkovoimalan vuosittain tuotettuun energiamäärään voidaan vaikuttaa komponenttivalinnoilla ja voimalan suunnittelun optimoinnilla, mutta suurin vaikutus tuotantoon on voimalan sijainnin valinnalla. Mitä voimakkaampi auringon säteilyn voimakkuus on, sitä paremmin voimala tuottaa energiaa.

7.1 Aurinkoenergian saatavuus ja voimalan sijainnin valinta

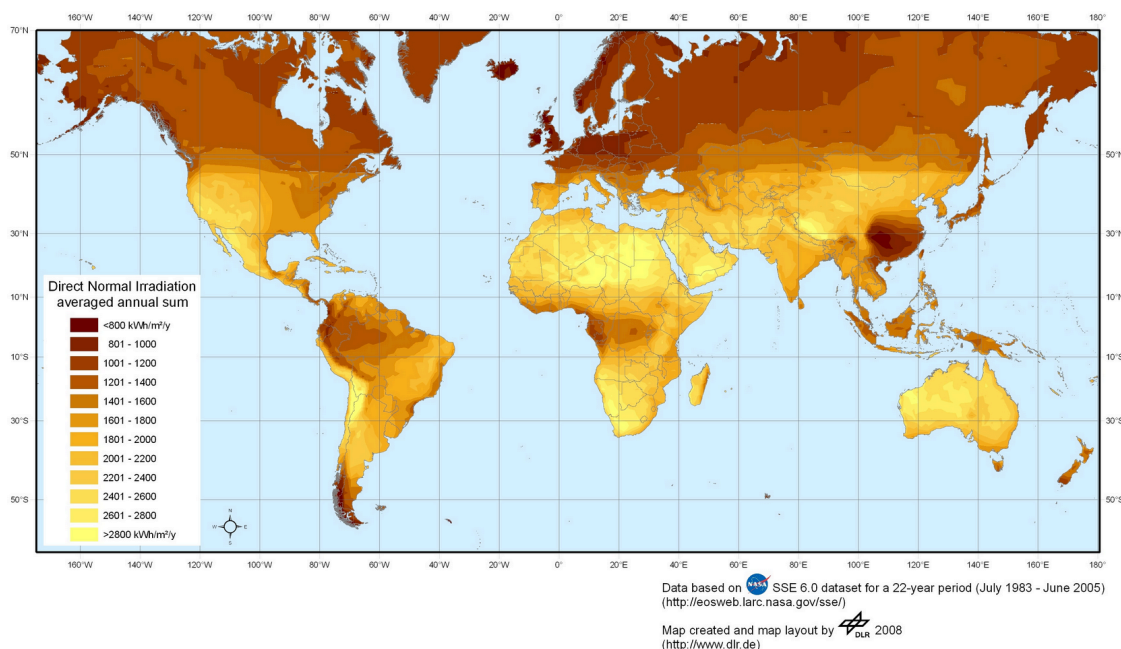
Aurinkoenergian saatavuuteen vaikuttaa alueen sijainti. Voimalan suunnittelun aloittamisen tarvitaan auringon säteilyn saatavuustiedot ja auringon paistetunnit. Nämä toimivat pohjana monille mallinnus- ja simulointiohjelmistoille, joilla voidaan ennustaa aurinkovoimalan sähköntuotantoa. (Kaushika N.D. et al, 2018). Monissa suunnitteluohjelmistoissa on valmiita sää- ja satelliittidatatietoja, joita voidaan hyvin hyödyntää. Verrattuna tuulivoimalan suunnitteluun ja odotettuun tuottoon, aurinkosähkön odotetun tuoton toteutuminen sää- ja satelliittidatan perusteella on todennäköisempää ilman erillistä paikallista pitkäaikaista mittausdatan keräämistä. Tarvittaessa mahdollisimman tarkan sääennusteen saavuttamiseksi alueella tulisi tehdä pitkän aikavälin säädatanmittaus, jolloin voimalan ennuste voi pohjautua todellisiin tuloksiin simulaation sijaan.

Voimalan sijainnin valintaan vaikuttavat muun muassa auringon säteilymäärä, sopiva hinta maa-alueen ostamiseen tai pitkäaikaiseen vuokraamiseen, läheinen sijainti suurjänniteverkkoon liittämiseen ja alueella ei ole ympäristöllisiä tai sosiaalisia haasteita, jotka voisivat aiheuttaa vaikeuksia hankkeen luvitukseen (IPC 2015).

7.1.1 Auringon säteily globaalisti

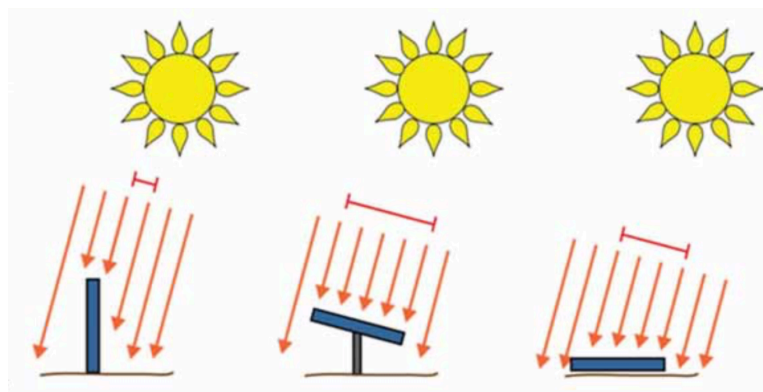
Auringon säteily on voimakkainta lähellä päiväntasaajaa. Auringon säteilyn määrä ilmoitetaan usein pinta-alaa kohden (kWh/m^2). Mitä kauempana alue sijaitsee päiväntasaajalta, sitä heikompa auringon säteilyn voimakkuus on. Euroopassa auringon säteily on alueesta riippuen noin $1100\text{-}1300 \text{ kWh/m}^2$ kohden. Kuvassa 25 on auringonsäteilyn voimakkuus eri maantieteellisillä alueilla. Tässä työssä voimalan

valitussa sijoituskohteessa Kaliforniassa auringon säteilyn voimakkuus on noin 2400 kWh/m².



Kuva 25. Auringon säteilyn voimakkuus eri maantieteellisillä alueilla (Institut für Technische Thermodynamik 2009).

Auringon paistekulman lisäksi tulee myös huomioida aurinkopaneelien asennuskulma, sillä molemmat vaikuttavat auringon säteilyn saatavuuteen. Kuvassa 26 on esitetty aurinkopaneelin kulman vaikutus auringon säteilyn saatavuuteen.



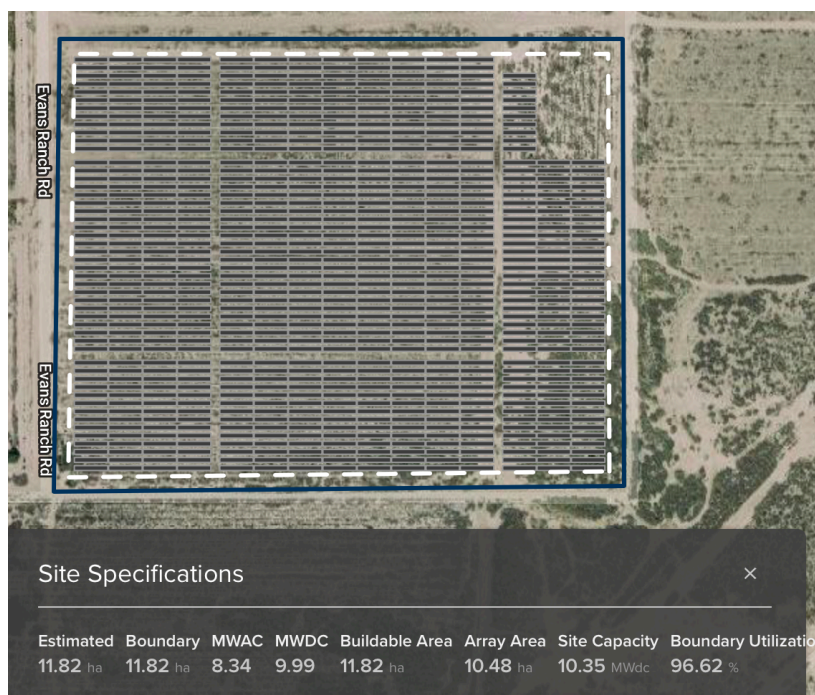
Kuva 26. Aurinkopaneelien asennuksen kallistuskulman vaikutus auringon säteilyn saatavuuteen (IFC, 2015).

Mitä jyrkemmässä kulmassa aurinkopaneeli on sijoitettu ja aurinko paistaa korkeammassa kulmassa paneeliin nähden, sitä heikommin aurinkopaneeli voi vastaanottaa auringon säteilyä. Aurinkopaneelien asennuskulman simulointi tulee myös huomioida voimalan tuoton kannalta. Tarvittaessa korottamalla aurinkopaneelien asennuskulmaa voidaan paneelin pintaan osuvaa säteilyn määrää kasvatettua jopa 35 % (IRENA Renewable energy technologies, 2012).

8 ESIMERKKIHANKKEEN LCOE:N LASKENTA: 10 MW AURINKOSÄHKÖVOIMALA KALIFORNIASSA

Tässä työssä tarkastellun aurinkovoimalan LCOE-laskentaa varten on valittu muutamia alkuoletuksia. Aurinkovoimalan suunnittelu on tehty PlantPredict-aurinkosähkövoimaloiden suunnitteluohjelmistolla, jolloin voimalalle on saatu estimoitu vuosituotantoennuste ensimmäiselle vuodelle.

Voimalan sijainniksi on valittu Kalifornia Yhdysvalloissa. Simulointia varten aurinkopaneelien asennusmekaniikka on valittu kiinteästi asennetuksi ja suunnattuna suoraan etelään (180 astetta). Aurinkopaneelit sijoitettiin kahteen riviin päällekkäin ja paneelien kallistuskulmaksi on valittu 25 astetta. Aurinkopaneeliteknologiaksi valittiin yksipiikiteinen aurinkopaneeli, jonka teho on 300 W. Voimalan aurinkopaneelien kokonaismäärä on 34500. Kuvassa 27 on suunnitellun aurinkovoimalan aurinkopaneelien sijoittelu valitulle maa-alueelle. Voimalan vaatima kokonaispinta-ala on hieman yli 10 hehtaaria, kun paneelikenttien väliin jätettiin tarpeeksi leveä huoltotie.



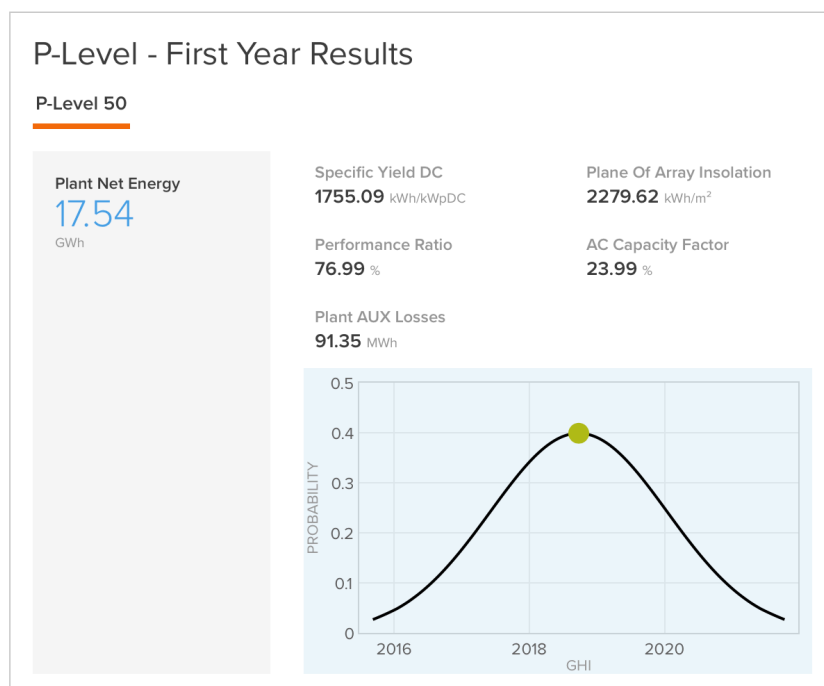
Kuva 27. Suunnitellun 10 MW aurinkovoimalan layout-piirros sekä voimalan vaatima pinta-ala (PlantPredict, 2019).

Taulukossa 2 on aurinkovoimalan keskeiset suunnitteluparametrit, joita ovat voimalan teho, kiinteästi asennettu teline 25 asteen kallistuskulmaan sekä paneelien suuntakulma ja paneelirivien väli.

Taulukko 2. Aurinkovoimalan keskeiset suunnitteluparametrit.

| | |
|--|-----------------|
| AC teho, MW | 8,34 |
| DC teho, MW | 9,99 |
| DC:AC suhde | 1,197 |
| Asennustapa | Kiinteä asennus |
| Aurinkopaneelien kallistuskulma, astetta | 25 |
| Aurinkopaneelien suuntakulma, astetta | 180 |
| Rivien väli, m | 5,5 |

Kuvassa 28 on PlantPredict- ohjelmalla suunnitellun 10 MW voimalan vuosituotanto. Laskennan perusteella on saatu ensimmäisen vuoden vuosituotannoksi 17,54 GWh.



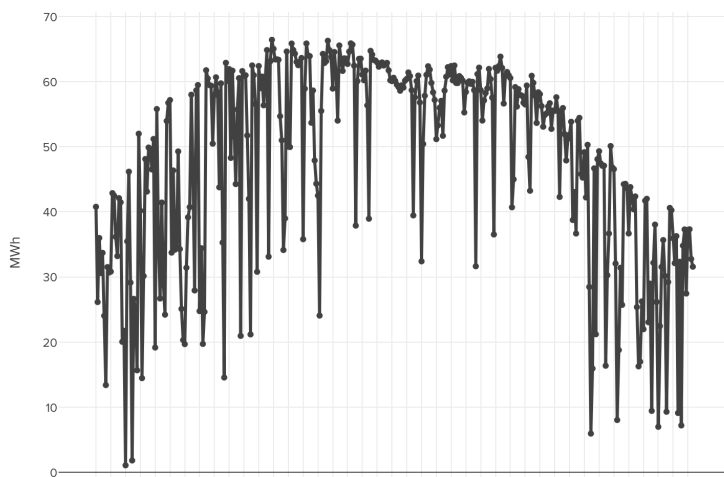
Kuva 28. Suunnitellun voimalan ensimmäisen vuoden tuotanto (PlantPredict, 2019).

Voimalan vuosituotantoennuste (MWh) jakautuu koko vuodelle eri kuukausina kuvan 29 ja 30 mukaisesti.

MONTHLY SUMS - ENERGY PRODUCTION

| Year | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec |
|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Year 1 | 932.05 | 1096.31 | 1503.04 | 1633.68 | 1814.90 | 1829.57 | 1771.59 | 1814.23 | 1693.98 | 1473.00 | 1072.07 | 901.08 |

Kuva 29. Voimalan energiantuotannon ennuste (MWh) ensimmäisen vuoden aikana kuukausittain (PlantPredict, 2019).



Kuva 30. Kaliforniassa sijaitsevan aurinkovoimalan vuosituotantoennusteen (MWh) jakauma koko vuodelle (PlantPredict, 2019).

Voimalan tuotanto on noin kaksinkertainen kesäkuukausina verrattuna tammi- ja helmikuun sekä marras- ja joulukuun kuukausituotantoon nähden.

Kuvassa 31 on PlantPredict-suunnitteluohjelmistolla lasketun aurinkovoimalan ensimmäisen vuoden ennustettu energiantuotanto (MWh) kuukausittain ja paistetunneittain.

| Months | Hours | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|---|---|---|------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|------|----|----|----|----|----|----|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| January | | | | | | | 8.48 | 45.83 | 110.25 | 147.39 | 148.07 | 164.7 | 134.81 | 104.78 | 60.2 | 7.55 | | | | | | | | |
| February | | | | | | | 21.92 | 84 | 135.13 | 168.7 | 158.51 | 155.12 | 134.54 | 115.9 | 86.68 | 35.77 | 0.03 | | | | | | | |
| March | | | | | | 7.46 | 59.04 | 121.4 | 172.48 | 195.64 | 212.01 | 207.47 | 193.59 | 155.6 | 110.41 | 64.69 | 3.23 | | | | | | | |
| April | | | | | 0.09 | 23.93 | 74.81 | 122.75 | 171.78 | 207.27 | 222... | 222... | 203.2 | 172.72 | 127.33 | 72.77 | 12.31 | | | | | | | |
| May | | | | | 5.37 | 50.8 | 108.16 | 162.26 | 193.79 | 226... | 232.9 | 231.58 | 212.25 | 177.3 | 127.93 | 71.37 | 14.59 | 0.07 | | | | | | |
| June | | | | | 6.12 | 52.91 | 103.25 | 153.48 | 191.21 | 218.37 | 231.93 | 226... | 216.69 | 186.89 | 140.4 | 80.35 | 19.17 | 1.89 | | | | | | |
| July | | | | | 1.81 | 42.63 | 93.98 | 145.45 | 185.74 | 217.33 | 225... | 224... | 212.32 | 179.63 | 139.54 | 81.38 | 20.84 | 0.98 | | | | | | |
| August | | | | | 0.12 | 38.41 | 98.56 | 155.44 | 193.99 | 222... | 235.2 | 235... | 216.18 | 183.73 | 139.22 | 80.4 | 14.82 | | | | | | | |
| September | | | | | | 26.43 | 90.54 | 147.11 | 192.14 | 215.48 | 224... | 229.19 | 207.91 | 172.59 | 123.89 | 62.74 | 1.64 | | | | | | | |
| October | | | | | | 10 | 72 | 135 | 175.72 | 202 | 212.96 | 206.12 | 185.31 | 152.9 | 97.51 | 23.48 | | | | | | | | |
| November | | | | | | | 34.28 | 94.57 | 143.32 | 173.28 | 167.37 | 171.57 | 145 | 93.36 | 48.59 | 0.73 | | | | | | | | |
| December | | | | | | | 13.89 | 43.75 | 107.24 | 147.53 | 173.95 | 174.42 | 106.63 | 80.75 | 52.3 | 0.64 | | | | | | | | |

Kuva 31. Aurinkovoimalan ennustettu energiantuotanto (MWh). (PlantPredict, 2019)

Kuvassa 32 on PlantPredict-suunnitteluohjelmistolla lasketun aurinkovoimalan ensimmäisen vuoden ennustettu tehon tuotto (MW) kuukausittain ja paistetunneittain.

| Months | Hours | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-------|---|---|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 |
| January | | | | | | | 0.27 | 1.48 | 3.56 | 4.75 | 4.78 | 5.31 | 4.35 | 3.38 | 1.94 | 0.24 | | | | | | | | |
| February | | | | | | | 0.71 | 2.71 | 4.36 | 5.44 | 5.11 | 5 | 4.34 | 3.74 | 2.8 | 1.15 | 0 | | | | | | | |
| March | | | | | | 0.24 | 1.9 | 3.92 | 5.56 | 6.31 | 6.84 | 6.69 | 6.24 | 5.02 | 3.56 | 2.09 | 0.1 | | | | | | | |
| April | | | | | 0 | 0.77 | 2.41 | 3.96 | 5.54 | 6.69 | 7.17 | 7.17 | 6.55 | 5.57 | 4.11 | 2.35 | 0.4 | | | | | | | |
| May | | | | | 0.17 | 1.64 | 3.49 | 5.23 | 6.25 | 7.31 | 7.51 | 7.47 | 6.85 | 5.72 | 4.13 | 2.3 | 0.47 | 0 | | | | | | |
| June | | | | | 0.2 | 1.71 | 3.33 | 4.95 | 6.17 | 7.04 | 7.48 | 7.32 | 6.99 | 6.03 | 4.53 | 2.59 | 0.62 | 0.06 | | | | | | |
| July | | | | | 0.06 | 1.38 | 3.03 | 4.69 | 5.99 | 7.01 | 7.29 | 7.23 | 6.85 | 5.79 | 4.5 | 2.63 | 0.67 | 0.03 | | | | | | |
| August | | | | | 0 | 1.24 | 3.18 | 5.01 | 6.26 | 7.17 | 7.59 | 7.61 | 6.97 | 5.93 | 4.49 | 2.59 | 0.48 | | | | | | | |
| September | | | | | | 0.85 | 2.92 | 4.75 | 6.2 | 6.95 | 7.24 | 7.39 | 6.71 | 5.57 | 4 | 2.02 | 0.05 | | | | | | | |
| October | | | | | | 0.32 | 2.32 | 4.35 | 5.67 | 6.52 | 6.87 | 6.65 | 5.98 | 4.93 | 3.15 | 0.76 | | | | | | | | |
| November | | | | | | | 1.11 | 3.05 | 4.62 | 5.59 | 5.4 | 5.53 | 4.68 | 3.01 | 1.57 | 0.02 | | | | | | | | |
| December | | | | | | | 0.45 | 1.41 | 3.46 | 4.76 | 5.61 | 5.63 | 3.44 | 2.6 | 1.69 | 0.02 | | | | | | | | |

Kuva 32. Aurinkovoimalan ennustettu teho (MW) (PlantPredict, 2019).

Aurinkovoimalan tuotantoon vaikuttaa ympäristön lämpötila ja auringon säteilyn voimakkuus. Kuvista voidaan havaita, että voimalan tuotanto ja tuotto on tehokkainta maaliskuun ja lokakuun välillä päivittäin aamuyhdeksästä iltapäivän kahteen saakka.

8.1 LCOE:n laskenta

LCOE on aurinkovoimalalaitteiston energiantuotantokustannus, jossa huomioidaan energiantuotantohankkeen laitteistojen suunnittelu- ja investointikustannukset, huolto- ja käyttökustannukset, polttoaineiden hankintakustannukset sekä vuosittain järjestelmällä tuotettu sähkön tai muun energian määrä. Aiemmin suunnitellun Kaliforniassa sijaitsevan 10 MW aurinkovoimalan LCOE lasketaan yhtälöllä (1). Voimalan ensimmäisen vuoden tuotannoksi laskettiin 17,54 GWh. Laskennassa käytettävä diskonttokorko valittiin olevan 7 % osittain velkarahoituksella toteutettavalle voimalalle Grant Thorntonin tutkimuksen perusteella tehdystä raportista. Voimalan käyttöajan odotus on valittu olevan 25 vuotta. Valitut varioitavat parametrit eivät edusta tarkasti todellisia kuluja tai lukuja vaan ne on valittu esimerkinomaisesti kuvaamaan vaikutusta aurinkovoimalan elinkaarenaikaiseen painotettuun energiantuotantohintaan eli LCOE-arvoon. Tässä laskentatarkastelussa ei ole huomioitu mahdollisia investointikustannuksiin kuuluvia osavaltiokohtaisia veroja tai paikallisia voimalalle myönnettyjä tukia.

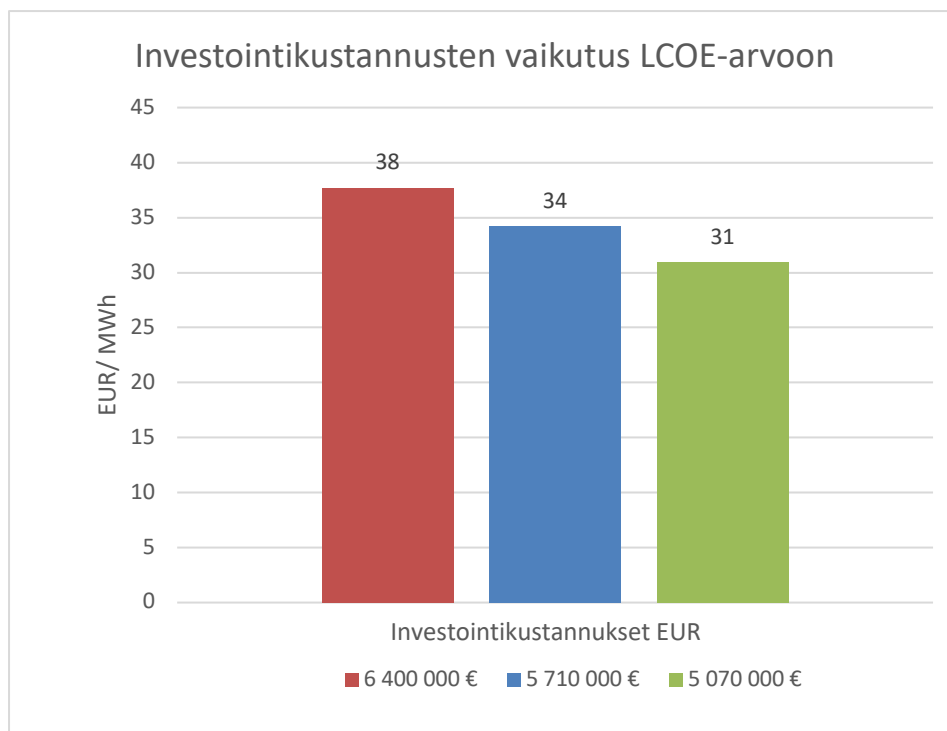
Tässä kappaleessa laskelmien tulokset esitetään kuvina. Punainen palkki esittää valituilla parametreilla laskettua perustapausta ja muut kunkin parametrin muiden valittujen mahdollisten arvojen, eli herkkyyksianalyysien tulosta.

8.1.1 Investointikustannusten vaikutus LCOE-arvoon

Aurinkopaneelien investointikustannukset ovat laskeneet huomattavasti viime vuosina. Investointikustannukset oletetaan olevan perustapauksessa 640 EUR/ kW eli 10 MW aurinkovoimalan investointikustannukset ovat 6,4 miljoonaa euroa. Muissa tarkasteluissa oletetaan aurinkopaneelien investointikustannusten laskevan edelleen. Käyttökustannukset valittiin olevan 9000 EUR/ MW vuodessa, diskonttokorko 7 % ja aurinkovoimalan pitoaika on 25 vuotta. 10 MW aurinkovoimalan LCOE-arvoksi on saatu 38 EUR/ MWh. Kuvassa 33 esimerkkihankkeen perustapaus on esitetty punaisella värillä.

Aurinkopaneelien kustannusten alenema olisi ensimmäisessä skenaariossa 30 %. Muut kustannukset säilyvät ennallaan, joten investointikustannus on nyt 571 EUR/ kW.

Aurinkovoimalan kokonaisinvestointikustannus on 5,71 miljoonaa euroa. Toisessa skenaariossa aurinkopaneelien kustannus laskee 40 % alkuperäisestä kustannuksesta ja myös muut investointikustannukset oletetaan laskevan 10 %. Tässä tapauksessa voimalan investointikustannus on 507 EUR/ kW.



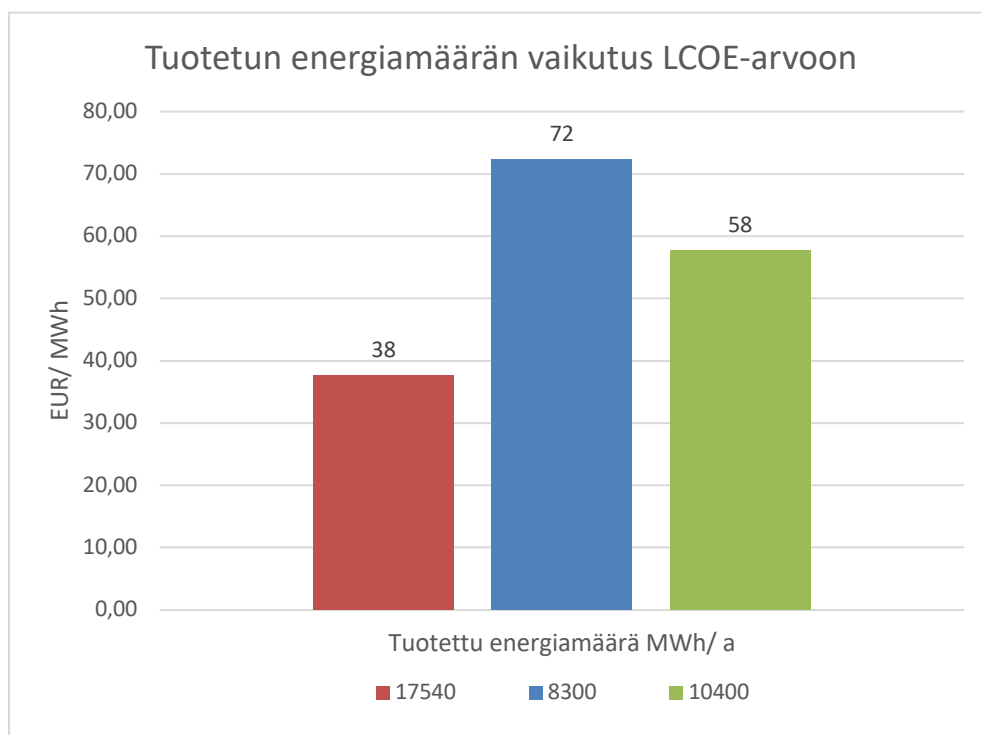
Kuva 33. Investointikustannusten vaikutus aurinkovoimalan LCOE-arvoon.

Investointikustannusten alenemisen vaikutus aurinkoenergian tuotantokustannuksiin on melko merkittävä.

8.1.2 Tuotetun energiamäärän vaikutus LCOE-arvoon

Voimalan sijainti vaikuttaa saatavaan vuosituotantoon. Tässä tarkastelussa aurinkovoimalan vuosituotannon vaikutusta LCOE-arvoon varioidaan kolmella eri tuotto-oletuksella. Perustapaus on 10 MW esimerkkivoimalahanke, joka sijaitsee Kaliforniassa. Voimalan tuoton alenemaksi on valittu 0,4 % vuodessa. Kaliforniassa sijaitsevan voimalan tuotto-odotus saatiin PlantPredict -ohjelmalla olevan 1754 kWh/ kW.

Voimalan tuotettua energiamäärää verrataan kahden muuhun vastaavan kokoisen, mutta sijainnin perusteella erilaisen vuosittaisen tuotanto-odotuksen voimaloihin. Vertailtava voimala oletetaan sijaitsevan Keski-Euroopassa, jolloin voimalan energiantuotanto-odotus valitaan olevan 1040 kWh/ kW. Toisen voimalan sijainti valitaan olevan Pohjoismaissa, jolloin tuotanto-odotus valitaan olevan 830 kWh/ kW. Kaikkien voimaloiden investointi- ja käyttökustannukset, diskonttokorko ja pitoaika pidetään vakioina. Investointikustannukset ovat 640 EUR/ kW, käyttökustannukset 9000 EUR/ MW, diskonttokorko 7 % ja aurinkovoimalan pitoaika 25 vuotta. Kuvassa 34 on esitetty vuosittain tuotetun energiamäärän vaikutus LCOE-arvoon aurinkovoimaloille, jotka sijaitsevat eri alueilla, ja joissa tuotanto-odotukset poikkeavat toisistaan.

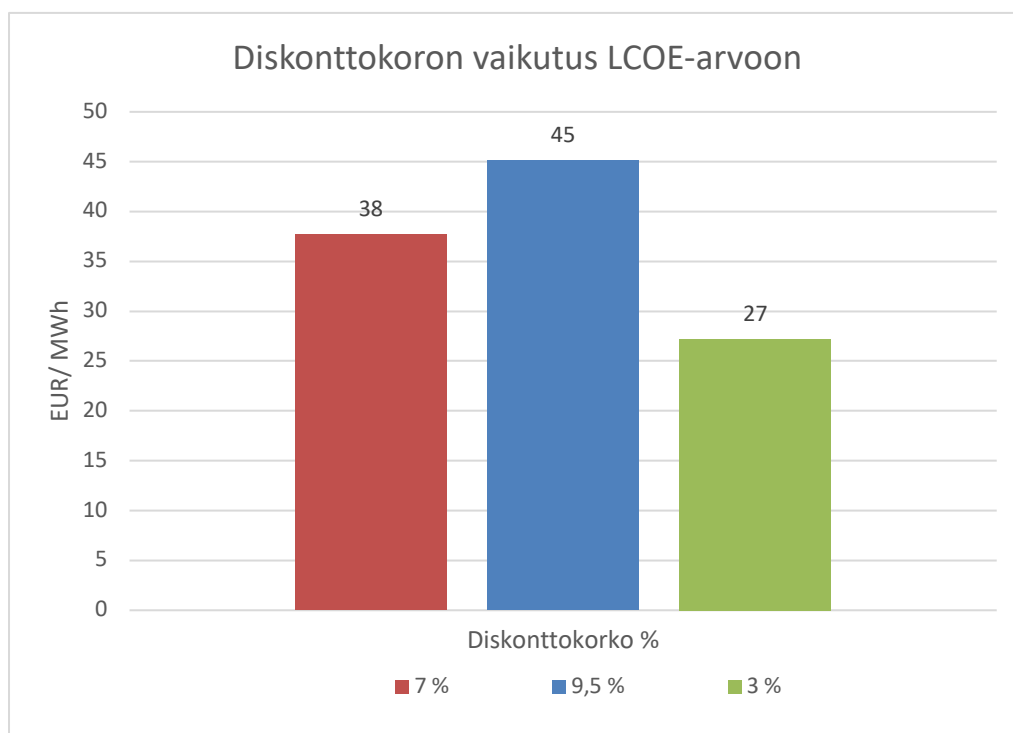


Kuva 34. Aurinkovoimalalla tuotetun energiamäärän vaikutus LCOE-arvoon.

Kuvasta voidaan havaita, että vuosittain tuotetun energiamäärän vaikutus voimalan LCOE-arvoon on suuri. Voimalan sijainti vaikuttaa voimakkaasti energiantuotantokustannukseen.

8.1.3 Diskonttokoron vaikutus LCOE-arvoon

Kolmannessa tarkastelussa tutkitaan diskonttokoron vaikutusta aurinkovoimalan LCOE-arvoon. Aurinkovoimalan teho on 10 MW ja se sijaitsee Kaliforniassa. Voimalan ensimmäisen vuoden tuotanto on 17,54 GWh ja vuosittaiseksi tuoton alenemaksi valitaan 0,4 %. Investointikustannus on valittu olevan 640 EUR/ kW ja käyttökustannukset on valittu olevan 9000 EUR/ MW vuodessa. Diskonttokorko valitaan olevan 7 %, koska aurinkovoimala oletetaan olevan yksityinen ja osittain velkarahoitettu. Verrattavat diskonttokorot valittiin olevan 3 %, mikä vastaisi vakaan julkisen sektorin investoinnille odotettu tuottoa tai PPA-malliin kiinteästi hinnoitellun voimalan tuotto-odotusta, sekä esimerkki korkean riskin markkinasta kuten Intiasta, jossa hankkeiden diskonttokorko on korkeampi, noin 9,5 %, johtuen investointeihin liittyvistä riskeistä. Kuvassa 35 on esitetty eri diskonttokorkojen vaikutusta aurinkovoimalan painotettuun energiantuotantokustannukseen (LCOE).

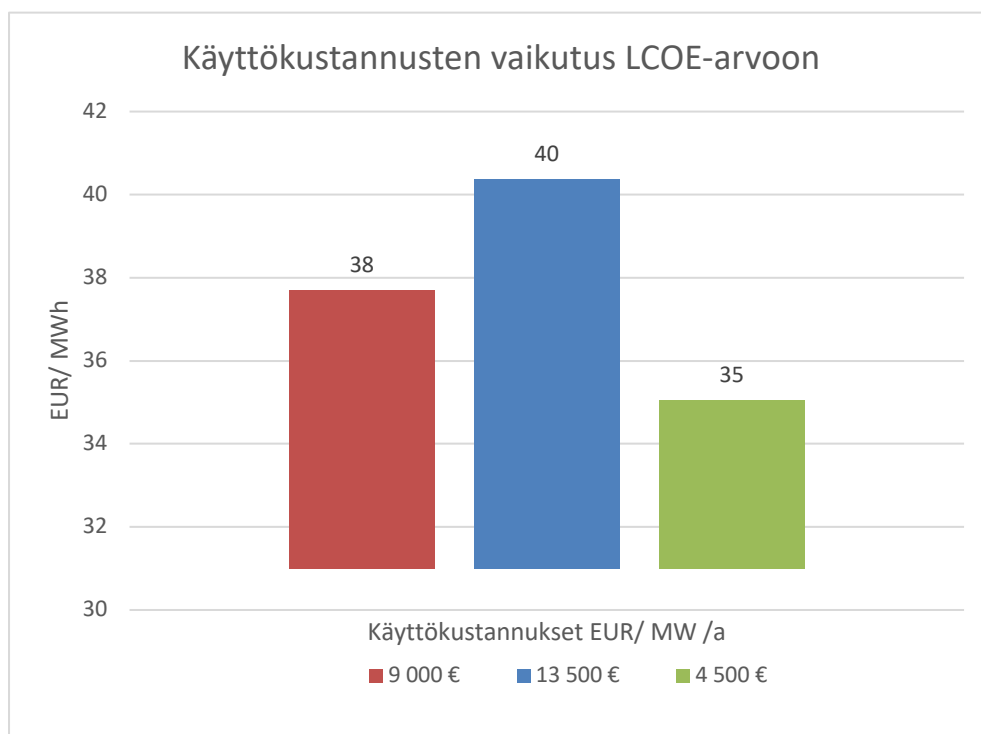


Kuva 35. Diskonttokoron vaikutus aurinkovoimalan LCOE-arvoon.

8.1.4 Käyttökustannusten vaikutus LCOE-arvoon

Neljänteen tarkasteluun valitaan voimalan vuosittaisten käyttö- ja huoltokustannusten vaikutus LCOE-arvoon. 10 MW Kaliforniassa sijaitsevan aurinkovoimalan investointikustannukset ovat 640 EUR/ kW, diskonttokorko on 7 %, voimalan pitoaika on 25 vuotta ja voimalan ensimmäisen vuoden tuotanto on 17,54 GWh.

Käyttökustannusten on arvioitu olevan, sisältäen voimalan perushuolto- ja ylläpitösopimuksen, noin 9000 EUR/ MW vuodessa. Oletuksena voidaan pitää, että vuosittaiset käyttökustannukset olisivat suuremmissa hyvin toimivissa voimaloissa jopa puolittuneet, jolloin käyttökustannukset olisivat vain 4500 EUR/ MW vuodessa. Toisena vertailtavana käyttökustannuksena on, että voimalaan valituissa komponenteissa on valittu pidempi takuu-aika, tai huoltosopimuksen sisältö on laajempi, jolloin vuosittaiset kustannukset ovat korkeammat kuin perushuoltosopimuksessa. Käyttökustannusten on valittu olevan 13 500 EUR/ MW vuodessa. Kuvassa 36 on esitetty käyttökustannusten vaikutus aurinkovoimalan LCOE-arvoon.



Kuva 36. Aurinkovoimalan vuosittaisten käyttökustannusten vaikutus LCOE-arvoon.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET JA YHTEENVETO

Tämän työn tarkoituksena oli selvittää aurinkovoimalan elinkaaren aikaiseen energiantuotantokustannukseen vaikuttavat tekijät. Aurinkoenergian hyödyntäminen on globaalisti kasvussa ja se tulee tulevaisuudessa kasvamaan hyvin merkittäväksi energiantuotantomuodoksi. Aurinkoenergian käytöllä voidaan edistää ilmastonmuutoksen hillintää sekä kustannustehokasta energiantuotantoa. Voimalan elinkaaren ajalle painotetun energiantuotantokustannuksen (LCOE) laskentaa varten valittiin tärkeimpien parametrien olevan investointikustannukset, voimalan diskonttokorko, käyttökustannukset sekä voimalan energiantuotantomäärä. Voimalan odotetuksi eliniäksi oletettiin 25 vuotta. Investointikustannusten laskennassa ei huomioitu mahdollisia alueellisia tukimuotoja tai veroja.

Laskennan perusteella voitiin havaita, että tuotettu energiamäärä ja diskonttokorko ovat investointikustannusten ohella tärkeimpiä muuttujia, jotka vaikuttavat voimalan elinkaaren aikaiseen painotettuun energiantuotantohintaan. Esimerkkihankkeen, Kaliforniaan sijoitetun 10 MW aurinkosähkövoimalan, LCOE-arvoksi saatiin 38 EUR/MWh. Aurinkopaneelien kustannusten aleneminen 30 % vaikuttaa LCOE-arvoon noin 10 %.

Voimalan sijainti vaikuttaa voimakkaasti tuotettuun energiantuotantomäärään ja sitä kautta LCOE-arvoon. Mikäli identtinen voimala sijoitetaan heikommalle tuotanto-odotusalueelle, vaikuttaa se painotettuun energiantuotantokustannukseen huomattavasti. Parhain tuotanto-odotus on Kaliforniassa, jolloin LCOE-arvo oli 38 EUR/MWh. Tässä työssä valittujen voimaloiden sijoituspaikkojen välillä LCOE-arvo oli lähes kaksinkertainen parhaimman ja heikoimman tuotanto-odotuksen välillä.

Diskonttokorko vaikuttaa myös voimalan LCOE-arvoon. Mikäli Kaliforniaan sijoitettu 10 MW voimalaa vastaava aurinkosähkövoimala olisi toteutettu julkisen sektorin matalariskisenä investointina, jolloin diskonttokorko olisi 3 %, olisi voimalan LCOE-arvo ollut 27 EUR/MWh eli lähes 29 % alhaisempi tuotantokustannus kuin perustapauksessa.

Vuosittaisten käyttökustannusten vaikutus voimalan LCOE-arvoon oli vähäisempää kuin muiden varioitavien parametrien vaikutus. Perustapauksessa käyttökustannukset olivat 9000 EUR / MW. Mikäli käyttökustannukset olisivat puoliintuneet, olisi LCOE-arvo ollut alle 8 % pienempi kuin perustapauksen.

Muihin kuin varioituihin parametreihin olisi voitu valita myös aurinkovoimalan tuoton alenema. Laskelmissa olisi voitu valita tuoton alenema myös pienemmäksi esimerkiksi 0,2 % vuodessa, koska voidaan olettaa, että komponenttien laatu ja kestävyysominaisuudet kehittyvät ajan myötä.

Yhteenvedona voidaan sanoa, että aurinkoenergian kustannustehokkuus on parantunut sille tasolle, että investoijien ja energiayhtiöiden kannattaa aktiivisesti suunnitella investointeja aurinkosähkötuotantoon.

LÄHDELUETTELO

Auvinen, Karoliina, 2017. Kannattaako hiiltä korvata uusiutuvalla energialla? Smart Energy Transition. [verkkojulkaisu] [viitattu 11.8.2019] Saatavissa: http://smartenergytransition.fi/fi/kannattaako_hiilta_korvata_uusiutuvalla_energialla/

Bloomberg L.P, 2019. BloombergNEF PV Module Tier 1 List Methodology 3. [verkkojulkaisu] [viitattu 9.8.2019] Saatavissa: <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-PV-Module-Tier-1-List-Methodology.pdf>

Bloomberg NEF, 2019. New Energy Outlook 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 9.8.2019] Saatavissa: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>

B1M, 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 10.8.2019] Saatavissa: <https://www.theb1m.com/video/copenhagen-creating-the-worlds-first-carbon-neutral-capital>

Fingrid, 2019. Aurinkosähkön tuotanto Suomessa vuonna 2018. [verkkojulkaisu] [viitattu 9.8.2019] Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kulutus-ja-tuotanto/aurinkovoima/>

Forbes, 2018. [verkkojulkaisu] [viitattu 22.4.2019] Saatavissa: <https://www.forbes.com/sites/jillbaker/2018/06/18/solar-leader-china-is-slashing-itsubsidies-on-solar-power-what-you-need-to-know/#2506327d2f9a>

Fraas, Lewis M, 2014. Low-Cost Solar Electric Power. Springer. ISBN 978-3-319-07530-3

Fu Ran, Feldman David, Margolis Robert, 2018. U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018 National Renewable Energy Laboratory NREL/TP-6A20-72399 Saatavilla: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf>

Gkoutioudi Eirini, Bakas Panagiotis, Marinopoulos Antonios, 2013. Comparison of PV systems with maximum DC voltage 1000V and 1500V. ABB Corporate Research. ISBN 978-1-4799-3299-3

Grant Thornton, 2019. Renewable energy discount rate survey results – 2018. [verkkojulkaisu] [viitattu 10.8.2019] Saatavissa: <https://www.grantthornton.co.uk/globalassets/1.-member-firms/united-kingdom/pdf/documents/renewable-energy-discount-rate-survey-results-2018.pdf>

Groundwork Experts, 2019. [kuva] [viitattu 11.8.2019] Saatavissa: <https://groundworkexperts.com/product/solar-panel-cleaners/mazaka-35-solar-panel-cleaner/>

Hankintailmoitukset.fi, 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 9.8.2019] saatavilla 9.8.2019

HIS, 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 13.7.2019] Saatavissa <https://www.his-solar.com/en/solar-wiring-system/hisbox/dc-combiner-power-plant>

IEA, 2015. Projected Costs of Generating Electricity. [verkkojulkaisu] [viitattu 9.8.2019] Saatavissa: <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2015/7057-proj-costs-electricity-2015.pdf>

IEA, 2018. Renewables 2018 Analysis and forecast to 2023. 211 s. ISBN 978-92-64-30684-4

IFC International Finance Corporation 2015. Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants. [verkkojulkaisu] [viitattu 5.6.2019] Saatavilla:
https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/f05d3e00498e0841bb6fbb54d141794/IFC+Solar+Report_Web+_08+05.pdf?MOD=AJPERES

Institut für Technische Thermodynamik, 2009. [kuva] [viitattu 19.4.2019] Saatavissa:
https://www.dlr.de/tt/desktopdefault.aspx/tabid-2885/4422_read-16596/

IRENA, 2018. Renewable Power Generation Costs in 2017. 160 s.
ISBN 978-92-9260-040-2

IRENA, 2019. Renewable Capacity Statistics 2019. 50 s. ISBN 978-92-9260-123-2

International Association for Energy Economics. Hisham Khatib, 2014. The Discount Rate - A Tool for Managing Risk in Energy Investments. [verkkojulkaisu] [viitattu 9.8.2019] Saatavissa: <https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=304>

Jinko Solar, 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 21.7.2019] Saatavissa:
<https://www.jinkosolar.com/ftp/Eagle%20JKM265-285PP-60-A2-US.pdf>

Kaushika N. D., Mishra Anuradha, Rai Anil K., 2018. Photovoltaics Technology, System Design, Reliability and Viability. Springer International Publishing. 167 s.
ISBN 978-3-319-72403-4

National Renewable Energy Lab. (NREL), 2016. [verkkojulkaisu] [viitattu 11.8.2019] Saatavissa: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>

PlantPredict User Manual, 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 8.6.2019] Saatavilla:
https://plantpredict.com/user_manual

PVEducation.org, 2019. [kuva] [viitattu 11.8.2019] Saatavissa:
<https://www.pveducation.org/>

SMA, 2019. True 1500 V Technology for the New Generation of PV Power Plants.
[verkkojulkaisu] [viitattu 15.8.2019] Saatavissa:
<https://www.sma.de/fileadmin/content/global/specials/1500V/Whitepap1500V-AEN1639.pdf>

SMA Centralized System layout, 2019. Centralized System Layout – Decentralized Inverter Concept. [verkkojulkaisu] [viitattu 18.8.2019] Saatavissa:
<https://www3.sma.de/1/226412/centralizedSystemLayout-12-pdf/91gj8>

SolarPost, 2018. [kuva] [viitattu 11.8.2019] Saatavissa: <https://solarpost.in/om/solar-panel-hot-spot-causes-effects/>

SolarPower Europe, 2018. Operation and Maintenance Best Practices Guidelines, Version 2.0. [verkkojulkaisu] [viitattu 10.8.2019] Saatavissa:
<http://www.solarmaintenancemark.com/wp-content/uploads/2018/06/OM-Best-Practices-Guidelines-V2.0.pdf>

United Nations Treaty Collection, 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 10.8.2019] Saatavissa:
https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en

University of Tennessee Institute of Agriculture, 2019. [verkkojulkaisu] [viitattu 10.8.2019] Saatavissa:
<https://ag.tennessee.edu/solar/Pages/What%20Is%20Solar%20Energy/Sun's%20Energy.aspx>

Vaihekoski, Mika, 2019. Rahoitusalan sanasto. University of Turku. [verkkajulkaisu]
[viitattu 11.8.2019] Saatavissa: http://users.utu.fi/moovai/mv_sanasto.html

Ympäristöministeriö, 2019. [verkkajulkaisu] [viitattu 10.8.2019] Saatavissa:
https://www.ymparisto.fi/FI/Ymparisto/Ilmasto_ja_ilma/Ilmastonmuutoksen_hillitseminen/Kansainvaliset_ilmastoneuvottelut