



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

RIIKKA LAINE
VERKKOON LIITETTÄVIEN AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMIEN
PILOTTIHANKE

Diplomityö

Tarkastaja: professori Seppo Valkealahti
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 30.11.2017

TIIVISTELMÄ

RIIKKA LAINE: Verkkoon liitettävien aurinkosähköjärjestelmien pilottihanke
Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 61 sivua, 9 liitesivua
Tammikuu 2018
Sähkötekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Pääaine: Smart Grids
Tarkastaja: professori Seppo Valkealahti

Avainsanat: aurinkosähkö, aurinkopaneeli, aurinkovoima

Aurinkosähkövoimaloiden määrän kasvu on ollut viime vuosina kiihtyvää. Aurinkosähkö on yksi uusiutuvan energian tuotantomenetelmä. Yhdessä tuuli- ja vesivoiman kanssa se tarjoaa päästöttömän ratkaisun energiantuottoon ilman ilmastolle haitallisia vaikutuksia. Aurinkosähkön raaka-aine on loppumaton. Tuotanto riippuu kuitenkin vahvasti ympäristön olosuhteista kuten säästä, lämpötilasta, tuulesta ja pilvisyydestä.

Kuluttajat ovat kiinnostuneita etenkin sähköverkkoon liitettävistä järjestelmäratkaisuista, jotka sulkevat pois akkujen tarpeen. Nykyiset järjestelmät ovat myös taloudellisesti kannattavia 15-20 vuoden takaisinmaksuajalla. Verkkoon liitettävät aurinkosähköjärjestelmät syöttävät kuluttajan ylimääräisen tuotannon verkkoon, joten energiaa ei mene hukkaan. Myös verkkoyhtiö hyötyy tuotantolaitoksista jakeluverkon kuormituksen pienentymisenä, kun tuotanto on lähellä kulutusta.

Aurinkosähköjärjestelmien lisääntyneen kiinnostuksen vuoksi sähköurakointiyritykset joutuvat kehittämään toimintaansa päästökseen uusille markkinoille. Tämä diplomityö tarjoaa perehdyttämismateriaalin aurinkosähköjärjestelmän toimintaan, suunnitteluun ja asennukseen. Työn yhteydessä tehtiin myös koeasennus, jonka tarkoituksena oli kouluttaa asentajat itsenäiseen asennustyöhön. Koeasennus tarjosi myös mahdollisuuden tehdä kattava arvio asennuksen kustannuksista toteutuneiden arvojen perusteella. Koeasennuksen jälkeen toimintaa on tarkoitus jatkaa yhdessä verkkoyhtiö Elenian kanssa pilottihankkeella, jossa yhden urakointialueen asiakkaille mainostetaan verkkoon liitettäviä aurinkosähköjärjestelmiä. Pilottihanketta varten kilpailutettiin järjestelmien toimittajat ja valittiin näistä yhteistyökumppani myöhempää toimintaa varten.

Diplomityön tuloksena Pohjolan Werkonrakennus Oy:lle ja Elenialle luotiin prosessi asennustoimintaan asiakkaan tilauksesta dokumentointiin asti. Työssä hahmoteltiin myös pitkän aikavälin toimintasuunnitelmaa osaamisen kehittämiseen ja toiminnan laajentamiseen aurinkosähkömarkkinoilla. Lopputuloksena voidaan sanoa, että verkkoon liitettävien aurinkosähköjärjestelmien asentaminen on kannattavaa asiakkaalle, verkkoyhtiö Elenialle ja Pohjolan Werkonrakennus Oy:lle.

ABSTRACT

RIIKKA LAINE: Pilot Project of Grid-connected PV-systems
Tampere University of Technology
Master of Science Thesis, 61 pages, 9 Appendix pages
January 2018
Master's Degree
Major: Smart Grids
Examiner: Professor Seppo Valkealahti

Keywords: solar energy, solar panel, photovoltaic systems

The radiation energy from the sun can be harvested through PV-systems without any emissions. Together with hydro and wind power, solar power provides a solution to electricity production without carbon dioxide emissions. However, the production is highly dependable on the climate. The annual solar radiation is focused on the summer. The production is profitable also during spring and autumn since the PV-arrays utilize the radiation better in cold weather.

There has been a rapid growth seen in the market of solar energy. The installed capacity increases every year. The price for a PV technology is decreasing at the same time. Most current systems function with moderate efficiency and are profitable with 15-20 years of pay-back time. The benefit of grid connected systems is, that during overproduction the excess energy can be fed to the distribution network.

Contractor companies have shown interest on the growing market of solar energy, Pohjolan Werkonrakennus Oy among them. The purpose of this M.Sc. thesis was to provide orientation material for understanding, planning and installing PV-systems. A demonstration system was installed as a part of the project. The installation gave experience and qualification for the workers. Moreover, the main purpose was to create suitable and profitable unit prices for future operation.

The purpose of this thesis was also to create a process flow for future cooperation with the grid company Elenia. Cooperation includes offering a fully installed PV-system for customers of Elenia. The future steps for Pohjolan Werkonrakennus Oy to enter the solar energy market is also outlined briefly. The main result of this thesis was that solar system installation is beneficial for customer, Elenia and Pohjolan Werkonrakennus Oy.

ALKUSANAT

Tämä työ tehtiin Pohjonlan Werkonrakennus Oy:n toimesta syyskuun 2016 ja tammikuun 2018 välisenä aikana. Työn ohjaajana toimi Pohjolan Werkonrakennuksen myyntipäällikkö Paavo Haverinen. Työn tuloksia on tarkoitus hyödyntää käytännössä suunniteltaessa toimintaa uudella toimialalla aurinkosähköjärjestelmien kanssa. Työn tarkastajanani toimi professori Seppo Valkealahti, jota haluan kiittää hyvistä neuvoista, kärsivällisyydestä ja ennen kaikkea inspiraatiosta uusiutuviin energian lähteisiin.

Haluan kiittää lisäksi kaikkia henkilöitä, jotka ovat työni eri vaiheissa minua auttaneet. Erityiskiitokset haluan esittää Jouko Koskelolle diplomityöni mahdollistamisesta, Onnisen Arto Koivistolle yhteistyöstä matkan varrella sekä tiimilleni tuesta ja osallistumisesta asennukseen. Haluan lisäksi kiittää työkavereitani Ville Leinoa ja Juha Konttista avusta, tärkeistä opeista ja huonoista vitseistä.

Haluan kiittää ystäviäni ja perhettäni kannuksesta koko opintojeni ajalta. Viimeiseksi haluan kiittää isääni Lasse Lainetta kaikesta edellä mainitusta.

Tampereella, 27.1.2018

Riikka Laine

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
2.	AURINKOSÄHKÖ SUOMESSA	3
2.1	Suomen energiapoliittiset tavoitteet	3
2.2	Tuotanto-odotukset.....	5
2.2.1	Standarditestiolosuhteet	5
2.2.2	Hyötysuhde	6
2.2.3	Vuosittaisen tuotannon arviointi	7
2.3	Tuotannon riippuvuus auringon säteilyintensiteetistä.....	10
2.3.1	Suora ja hajasäteily	11
2.3.2	Asennuskulman vaikutus	12
2.3.3	Varjon vaikutus	13
2.4	Tuotannon riippuvuus lämpötilasta.....	14
2.5	Riippuvuus muista sääolosuhteista.....	15
2.6	Rakennusten energiaomavaraisuus	16
2.7	Lupamenettely	17
2.8	Standardit	18
3.	VERKKOON LIITETTÄVÄN AURINKOJÄRJESTELMÄN RAKENNE	19
3.1	Aurinkopaneeli	19
3.1.1	Paneelien ominaisuudet.....	20
3.1.2	Paneelien asennus	22
3.2	Invertteri.....	22
3.3	Johdot	24
3.4	Järjestelmän suojaus.....	25
3.5	Huolto.....	27
3.6	Vikaantuminen	27
3.7	Takuu.....	29
3.8	Turvallisuus.....	30
3.8.1	Varoitusmerkinnät.....	30
3.8.2	Paloturvallisuus.....	31
3.9	Liittyminen verkkoon.....	31
3.9.1	Liittymisehdot	32
3.9.2	Sähkön myynti verkkoon	33
3.9.3	Verkostoasentajien turvallisuus	33
4.	JÄRJESTELMÄN MITOITUS.....	35
4.1	Sähkönkulutuksen arviointi.....	35
4.2	Voimalan mitoitus asiakkaan tarpeeseen	36
4.3	Kannattavuus.....	36
5.	PILOTTIHANKE.....	39
5.1	Osapuolet.....	39
5.1.1	Elenia Oy.....	39

5.1.2	Pohjolan Werkonrakennus Oy	40
5.2	Toimittajien kilpailutus	40
5.3	Toimintaprosessi	42
5.4	Koe-asennus	45
5.4.1	Asiakaskontakti	45
5.4.2	Suunnittelu	46
5.4.3	Kattotyöturvallisuus	48
5.4.4	Asennus	50
5.4.5	Käyttöönotto.....	51
5.4.6	Dokumentointi	52
5.5	Laajentamismahdollisuus	53
6.	YHTEENVETO	55
	LÄHTEET.....	57
	LIITE A: TUOTANTOLAITTEISTON LIITÄNTÄILMOITUS	62
	LIITE B: 1-VAIHEINEN AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ	64
	LIITE C: 3-VAIHEINEN AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ	65
	LIITE D: SÄHKÖPOSTIKESKUSTELU: SPEK	66
	LIITE E: SÄHKÖPOSTIKESKUSTELU: EUROPEAN COMMISSION	68
	LIITE F: SÄHKÖPOSTIKESKUSTELU: ELENIA	69
	LIITE G: KÄYTTÖÖNOTTOTARKASTUSPÖYTÄKIRJA.....	70

LYHENTEET JA MERKINNÄT

AM	Air Mass, ilmassa
ARA	Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus
CdTe	kadmiumtelluridi
CIGS	kupari-indium-gallium-diselenidi
ELY	Elinkeino, liikenne ja ympäristö
nZEB	nearly zero energy buildings, lähes nollaenergiarakennus
MPP	maximum power point, maksimitehopiste
PWR	Pohjolan Werkonrakennus Oy
SPEK	Suomen Pelastusalan Keskusjärjestö
STC	standard test conditions, standarditestiolosuhteet
VTT	Teknologian tutkimuskeskus, ent. Valtion teknillinen tutkimuskeskus
<i>A</i>	Paneelin pinta-ala
<i>A_{johtin}</i>	johtimen poikkipinta-ala
<i>a</i>	vuosi
<i>E_a</i>	Energiantuotto vuodessa
<i>E_m</i>	Energiantuotto kuukaudessa
<i>η</i>	hyötysuhde
<i>η_{inv}</i>	invertterin hyötysuhde
<i>η_{STC}</i>	hyötysuhde standarditestiolosuhteissa
<i>H_{sähkö}</i>	Sähkön hinta kilowattitunnille
<i>I_{MPP}</i>	kennon virta maksimitehopisteessä
<i>I_{SC}</i>	kennon oikosulkuvirta
<i>l</i>	kaapelin pituus
<i>m</i>	massa
<i>P_{in}</i>	sisäänmenoteho
<i>P_{max}</i>	kennon maksimiteho
<i>P_{MPP}</i>	kennon teho maksimitehopisteessä
<i>P_n</i>	kennon nimellisteho
<i>P_{out}</i>	ulostuloteho
<i>R</i>	Johtimen resistanssi
<i>ρ</i>	johtimen resistiivisyys
<i>ρ₀</i>	aineen ominaisresistiivisyys
<i>V_{MPP}</i>	kennon jännite maksimitehopisteessä
<i>V_{OC}</i>	avoimen piirin jännite

1. JOHDANTO

Auringon energiaa on hyödynnetty jo pitkään etenkin lämmityksessä. Ensimmäiset aurinkokeräimet valmistettiin jo 1800-luvulla (Käpylehto 2016). Viime vuosikymmeninä myös aurinkosähkön potentiaali on huomattu, ja 2000-luvulla siitä on tullut maailmanlaajuisesti merkittävä tuotantomuoto.

Tärkein syy uusiutuvien energiamuotojen, kuten aurinkosähkön, taustalla on ilmastonmuutoksen torjuminen ja fossiilisten polttoaineiden vähentäminen. Aurinkovoima on saasteeton teknologia, joka tarjoaa ratkaisun energiantuottoon erikokoisille kuluttajille. Uusiutuvana energianlähteenä aurinkosähkö on kilpailukykyinen yhdessä tuulivoiman ja vesivoiman rinnalla. Yksi suurimmista hyödyistä on ilmainen ja loppumaton raaka-aine eli auringon säteilyenergia. Aurinkovoimaloissa ei ole myöskään liikkuvia osia, joten järjestelmä on pitkäikäinen, ja huollon tarve on vähäistä. Voimala voidaan sijoittaa lähelle kulutusta, ja se on ideaalinen etenkin kesäasunnoille, joissa kulutus keskittyy vuodenaikaan, jonka tuotanto on suurinta.

Aurinkosähkö tarjoaa myös ratkaisun rakennusten omavaraisuuden lisäämiseen. Yhdistettynä sähköauton latausjärjestelmään sähkönkulutuksen huippuja voidaan tasoittaa ja hyödyntää omavaraista tuotantoa. Hajautetulla aurinkosähköntuotannolla on myös positiivisia verkostovaikutuksia, kun sähkö voidaan tuottaa paikallisesti, eikä sitä tarvitse erikseen siirtää kuluttajalle. Näin kuluttaja voi säästää ostetun sähkön määrässä. Myös verkkoyhtiölle kertyy säästöjä muun muassa siirtohäviöiden pienenemisen myötä. Verkkoyhtiöt ovat myös kiinnostuneita omalta osaltaan tukemaan uusiutuvan energian tuotantoa ja valmiita ostamaan loppuasiakkaan tuottamaa ylijäämäsähköä. Tämän seurauksena sähköverkkoon kytkettyjen voimaloiden suosio onkin kasvussa.

Aiempiä vuosina aurinkoenergia on nähty potentiaalisena tuotantomuotona pohjoista Suomea eteläisimmillä leveyspiireillä. Aurinkopaneelien hinnan laskettua ja hyötysuhteiden noustua tuotantomuoto on kuitenkin yleistynyt koko Suomessa. Myös energiaviraston tulevaisuuden ennusteissa odotetaan kasvavaa aurinkosähkötuotantoa.

Tämä työ toimii osaltaan perehdytysmateriaalina aurinkosähköntuotantoon Pohjolan Werkonrakennus Oy:lle. Työssä esitellään aurinkovoimalan tuotantoon vaikuttavat tekijät. Näitä ovat ensisijaisesti säteilynvoimakkuus, paneelin asennuskulma, varjoisuus ja lämpötila. Tämän lisäksi esitellään verkkoon kytkettävän aurinkovoimalan rakenne, johon kuuluu aurinkopaneelit, invertteri, turvakytkin ja kaksisuuntainen sähkömittari.

Toinen tämän diplomityön tarkoituksista on toimia osana sähköverkkoyhtiö Elenian pilottihanketta, jonka Pohjolan Werkonrakennus Oy toteuttaa. Tämän pilottihankkeen päämääränä on lisätä verkkoon kytkettyjen aurinkovoimaloiden määrää yhdellä PWR:n urakointialueella Jämsässä. Loppuasiakkaalle tarjotaan Elenian puolesta valmiita paketteja eri kokoluokissa. PWR huolehtii suunnittelusta, lupamenettelyistä ja asennuksesta. Muihin asennusta suorittaviin yrityksiin verrattuna Elenian ja PWR:n yhteistoiminnasta syntyy pieni kilpailuetu, kun mahdollisen uuden mittarin asennus ja sähköverkon merkinnät voidaan suorittaa aurinkovoimalan asennuksen yhteydessä, eikä sitä täydy erikseen verkkoyhtiöltä tilata.

Tässä diplomityössä dokumentoidaan verkkoon liitetyn aurinkosähköjärjestelmän asennus kokonaisuudessaan suunnittelusta loppudokumentointiin. Asennuksen päätarkoitus on kouluttaa henkilökuntaa suunnittelua, asennusta, verkkoon liittämistä ja dokumentointia varten. Näin varmistetaan henkilöstön osaaminen ennen kilpailutoimintaan lähtemistä.

2. AURINKOSÄHKÖ SUOMESSA

Ilmastonmuutos ja kasvihuonepäästöjen lisääntyminen on noussut yhä suurempaan tietoisuuteen. Pidemmällä aikavälillä tätä muutosta vastaan taisteleminen ja kestävä kehityksen aikaansaaminen vaativat uusiutuvien energianlähteiden kasvavaa käyttöä. Suomessa on suosittu erityisesti bioenergiaa, mutta syntyvät hiilidioksidipäästöt ovat kuitenkin ongelma. Aurinkoenergia tarjoaakin yhden päästöttömän ratkaisun muiden uusiutuvien energianlähteiden rinnalle.

Eri aurinkoenergiateknologian ratkaisut ovat tulleet asteittain kilpailukykyisemmiksi. Teknologian murros onkin jo ohitettu, ja yksi- ja monikidepiipaneelit ovat nousseet suosituimmiksi markkinoilla. Viime vuosina kehitys onkin painottunut tuotettavuuteen, kustannustehokkuuteen ja suorituskyvyn parantamiseen. Nykyinen kehitys tähtää energiamuotona tuotetun sähköenergian hinnan pienentämiseen alentamalla joko valmistuskustannuksia tai nostamalla kennon hyötysuhdetta (Korpela 2013). Tämän seurauksena aurinkovoimaloiden hinnat ovat tulleet niin alas, että myös tavallinen kuluttaja voi niihin sijoittaa.

2.1 Suomen energiapoliittiset tavoitteet

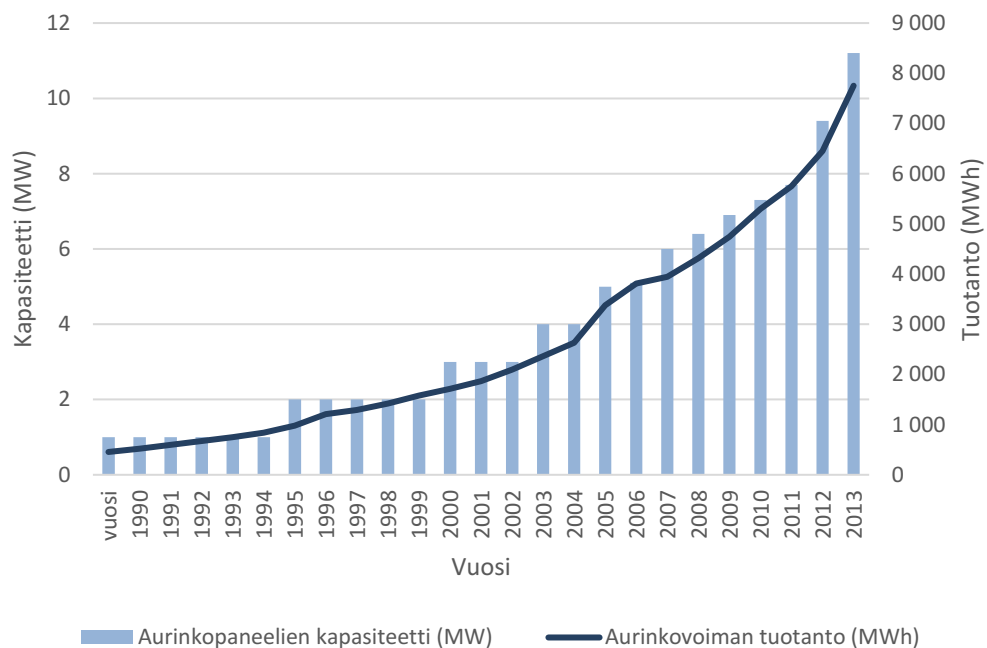
Suomen talouskasvu ei ole enää viime vuosina ollut yhtä vahvasti yhteydessä energian kulutuksen kasvuun kuin aikaisemmin. Sähkön tarve on kuitenkin kasvanut tasaisesti, mutta se tulee tasaantumaan lähivuosina. Syynä tasaantumiselle on energiatehokkuuden paraneminen. Vanhoja voimalaitoksia otetaan kuitenkin pois käytöstä, joten uuden tuotantokapasiteetin tarve Suomessa on noin 7500 MW vuonna 2020. Suomen tavoite on siirtyä täysin hiilidioksidineutraaliin sähköjärjestelmään vuoteen 2050 mennessä. (Suomen energiavisio 2030 2009)

Maailman energiavarat ovat vahvasti ilmastopäästölisten polttoaineiden varassa, koska 80 % niistä perustuu fossiilisiin polttoaineisiin. Nykyinen energiantuotanto aiheuttaa happamoitumista sekä kasvihuonepäästöjä ja näin edistää ilmastonmuutosta. Modernissa yhteiskunnassa sähkönkulutusta on lähes mahdoton vähentää, joten ratkaisuna ongelmaan on lähinnä teknologiset keinot. Energiantuotannon tulisikin perustua uusiutuvia ja päästöttömiä energianlähteitä hyödyntävään malliin. Muutosta kuitenkin hidastaa teknologian kehittyminen innovaatioista markkinoille sekä energijärjestelmäinvestointien pitkät takaisinmaksuajat. (Similä 2009)

Vastaavasti tarkasteltaessa Suomen sähköntuotantoa energialähteittäin voidaan sanoa, että uusiutuvien energianlähteiden osuus on kohtuullinen 45 %. Tästä kuitenkin kolmasosa tuotetaan biomassalla, jonka poltto aiheuttaa myös päästöjä (Energiateollisuus 2016). Vesivoiman (25 %) kapasiteettia on hankala enää kasvattaa maantieteellisten rajoitteiden

ja ympäristönsuojelun kannalta. Potentiaalisia vaihtoehtoja kapasiteetin kasvattamiseen ja omavaraisuuden luontiin ovatkin tällä hetkellä tuuli-, ydin- ja aurinkovoima. Kuitenkin globaalilla tasolla aurinkovoimaloiden kustannusten tulee vielä laskea, jotta niillä olisi merkittävä osuus sähköntuotannosta. Eri aurinkoenergiatekniikat kuitenkin kehittyvät yhä kilpailukykyisemmiksi, ja niiden rooli voi olla merkittävä maailman energiajärjestelmässä vuoteen 2100 mennessä. (Similä 2009)

Kuvassa 1 on esitetty Suomen aurinkosähköntuotannon kehitys vuodesta 1990 asti. Tiedot perustuvat Tilastokeskuksen (2015) julkaisuun *Eräiden polttoaineiden ja energialähteiden kulutuksen jakautuminen*.



Kuva 1. Aurinkovoiman tuotantokapasiteetin kehitys Suomessa (muokattu lähteestä Tilastokeskus 2015).

Kuvasta 1 nähdään, että asennettu kapasiteetti on 90-luvulla ollut hyvin pieni, vain 1 MW:n luokkaa. Vasta 2000-luvun vaihteen jälkeen kapasiteetti on kasvanut, ja kasvu on edelleen kiihtynyt viimeisenä viitenä vuonna, jolloin kapasiteetin kasvu on ollut noin 1 MW joka vuosi. Samanlainen kasvu voidaan nähdä myös tuotannossa. Tiedot perustuvat suurimpien aurinkovoimaloiden kohdalla todellisiin tuotantotietoihin, mutta pienemmillä kapasiteettitiedoista tehtyihin arvioihin. Näiden tulosten perusteella voidaan kuitenkin sanoa, että kasvu on ollut kiihtyvää viime vuosina ja samanlainen trendi näyttää jatkuvan. Globaalilla tasolla kasvu on ollut vielä suurempaa. Vuonna 2008 asennettu kapasiteetti oli noin 10 GW, kun se vuoden 2016 lopussa oli 306 GW. Kasvu on kiihtyvää etenkin Kiinassa, ja vuoden 2016 lopussa yli puolet maailman aurinkosähkökapasiteetista sijaitsee Aasiassa. (Solar Power Europe 2017)

Toistaiseksi Suomi ei ole vielä päättänyt panostaa aurinkosähköntuotantoon vahvasti. Uudessa Suomen energianäkymissä (Koljonen et al. 2012) aurinkovoima on vielä pienessä roolissa, mutta sen potentiaali isompaan tuotantoon tunnistetaan. Poliittiset tukitoimet ovat kuitenkin vielä vähäiset. Lyhyellä aikavälillä tarkasteltuna aurinkovoimalla tuotettu sähkö on Suomessa kalliimpaa kuin sähköyhtiöiltä ostettu. Tämä johtuu suuresta alkuinvestoinnista. Tarkasteluaikaa pidentäessä kannattavuus kuitenkin paranee, kuten myöhemmin työssä todistetaan. Jos teknologian halutaan yhä yleistyvän sekä olevan taloudellisesti kannattavaa, on poliittisille tukitoimille tarvetta.

2.2 Tuotanto-odotukset

Aurinkoa voidaan pitää lähteenä lähes kaikille maailman uusiutuville energiamuodoille. Tärkeimmät uusiutuvat energianlähteet, eli bioenergia, tuulivoima ja vesivoima, ovat peräisin epäsuorasti auringosta. Aurinkovoima kuitenkin eroaa tavanomaisimmasta vesi- ja tuulienergiasta siten, että aurinkoenergian hyödyntämiseen ei kineettistä tai potentiaalienergiaa tarvitse erikseen muuntaa generaattorin pyörimiseksi. Auringon säteilemä energia voidaan muuntaa valosähköisen ilmiön avulla suoraan tasavirraksi.

Aurinkokennon teho riippuu kennon tyhjäkäyntijännitteestä V_{OC} ja oikosulkuvirrasta I_{SC} . V_{OC} on paneelin korkein jännite, kun kuormaa ei ole kytketty. Vastaavasti oikosulkuvirta I_{SC} on paneelin tuottama enimmäisvirta, kun sen navat on kytketty oikosulkuun. $I-V$ -käyrä, eli virta-jännite-käyrä kuvaa kennon sähköistä toimintaa. Käyrältä voidaan havaita myös kennon maksimitehopiste, eli MPP. Tämä on hyötysuhteeltaan kannattavin piste, jossa kennon tulisi toimia. $I-V$ -käyrällä tämä piste sijaitsee kauimpana origosta. Maksimitehopisteessä saavutetaan suurin ulostuloteho P_{MAX} . (Lasnier & Ang 1990; Erat 2016)

Valmistaja ilmoittaa aurinkopaneelille nimellistehon P_n piikkiwatteina (W_p), joka kertoo toimintatehon standardiolosuhteissa. Standardiolosuhteet ovat määritelty seuraavassa aliluvussa. Aurinkopaneeli voi Suomessa toimia edullisissa olosuhteissa jopa 20 % nimellistehoaan suuremmalla teholla. (Erat 2016)

2.2.1 Standarditestiolosuhteet

Valmistajan tulee ilmoittaa paneelien sähköiset suureet. Koska paneelin tuottama teho riippuu vahvasti ympäristöolosuhteista, on ympäristölle määritelty standarditestiolosuhteet, eli STC. Näissä olosuhteissa säteilyintensiteetti on 1000 W/m^2 . Tämä intensiteetti vastaa auringon säteilyä maanpinnalla hyvissä olosuhteissa. Suomessa tämä intensiteetti voi ylittyä etenkin talvella, kun suora auringonpaiste heijastuu myös lumesta. (Erat 2016)

Standarditestiolosuhteissa kennossa vallitsee $25 \text{ }^\circ\text{C}$ lämpötila. Tämä vastaa noin $-5 \text{ }^\circ\text{C}$ - $+5 \text{ }^\circ\text{C}$ ympäristön ulkolämpötilaa. Suomessa aurinkokenno toimii näissä olosuhteissa lähinnä keväällä tai syksyllä. (Erat 2016)

Lämpötilan ja intensiteetin lisäksi testiolosuhteissa määritellään vielä arvo ilmamassalle, joka kuvaa ilmakehän absorboivaa vaikutusta auringon säteilyenergialle. Auringon paistaessa zenitistä ilmamassa saa pienimmän arvonsa AM1. Ilmamassan arvo on riippuvainen paistekulmasta yhtälön (1) mukaisesti.

$$Air\ Mass = \frac{1}{\cos\theta}, \quad (1)$$

missä θ on auringon paistekulma zenitiin suhteen. Standarditestiolosuhteissa ilmamassa on AM1.5, ja tämä vastaa 48° paistekulmaa. (Boyle 2004)

2.2.2 Hyötysuhde

Aurinkokennon hyötysuhde tarkoittaa hyödynnettävissä olevan sähköenergian osuutta auringon säteilyenergiasta. Tyypillisille monikidepaneeleille hyötysuhde on noin 15 - 17 %. Jotta paneeli toimii korkeimmalla mahdollisella hyötysuhteella, täytyy invertterin ohjata maksimitehopisteessä pysymistä. Taulukkoon 1 on koottu eri kennomateriaalien hyötysuhteet laboratoriotestioloissa vuonna 2016.

Taulukko 1. Eri kennomateriaalien parhaat hyötysuhteet laboratorio-olosuhteissa (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE 2016).

Kennotyyppi	Hyötysuhde (%)
Yksikidepiikkenno	25,6
Monikidepiikkenno	20,8
Ohutkalvokenno CdTe	21,0
Ohutkalvokenno CIGS	20,5
Moniliitoskenno	46,0
Orgaaninen kenno	11,0

Taulukon hyötysuhteet edustavat laboratorio-olosuhteissa mitattuja korkeimpia mahdollisia hyötysuhteita kullekin kennotyypille. Tulokset antavat viitettä kaupallisten paneelien hyötysuhteiden kehityksestä tulevaisuudessa. Taulukosta 1 nähdään, että hyötysuhteeltaan korkein on moniliitosaurinkokenno. Sen valmistus on kuitenkin niin kallista, että piikennot ovat huomattavasti suositumpia alemmasta hyötysuhteesta riippumatta. Kohtalaisen hyötysuhteen tarjoavat myös ohutkalvokennot, joilla on tarjottavana teknologiansa puolesta useita sovellusmahdollisuuksia.

Aurinkopaneelin hyötysuhde voidaan laskea paneelille annetun nimellistehon P_n :n avulla. Standarditestiolosuhteissa maanpinnan saavuttava säteily on intensiteetiltään $1\,000\text{ W/m}^2$. Kaava (2) mallintaa yksinkertaista laskutapaa paneelin hyötysuhteelle.

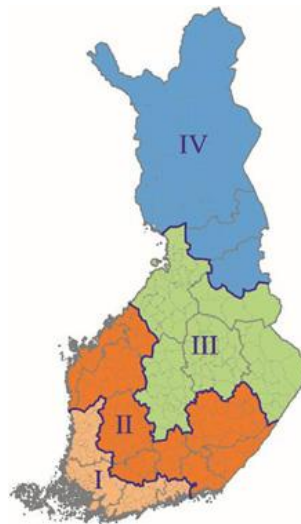
$$\eta_{STC} = \frac{P_n}{A_{I_{STC}}}, \quad (2)$$

missä η_{STC} on paneelin hyötysuhde standardiolosuhteissa, A on paneelin pinta-ala neliömetreinä ja I_{STC} auringon säteilyintensiteetti. Esimerkiksi pinta-alaltaan $1,65 \text{ m}^2$ ja nimellisteholtaan 250 Wp paneelin hyötysuhteeksi saataisiin kaavan (1) avulla noin 15 %.

Aurinkovoimala ei kuitenkaan toimi tällä hyötysuhteella läpi vuoden, vaan vuosittaisen tuotannon arviointi täytyy tehdä perustuen voimalan huipunkäyttöaikaan ja pitkän aikavälin säteilyintensiteettikeskiarvoihin. (Lasnier & Ang 1990; Erat 2016)

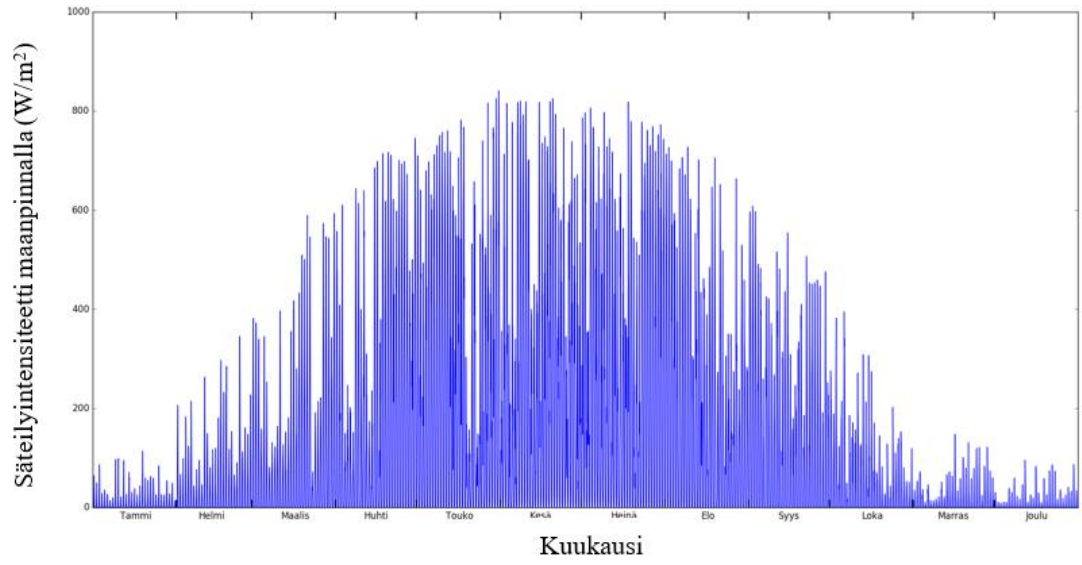
2.2.3 Vuosittaisen tuotannon arviointi

Vuosittaisen tuotannon arviointiin tarvitaan arvio tai mittaustulokset vuoden säteilyintensiteetistä. Arvot perustuvat useiden vuosien säähavaintoihin. Tässä tarkasteluun on valittu vyöhykkeet I ja II, koska näille alueille sijoittuu suurin asukasmäärä. Kuva 2 alla esittää Ilmatieteenlaitoksen Suomen vyöhykejako.

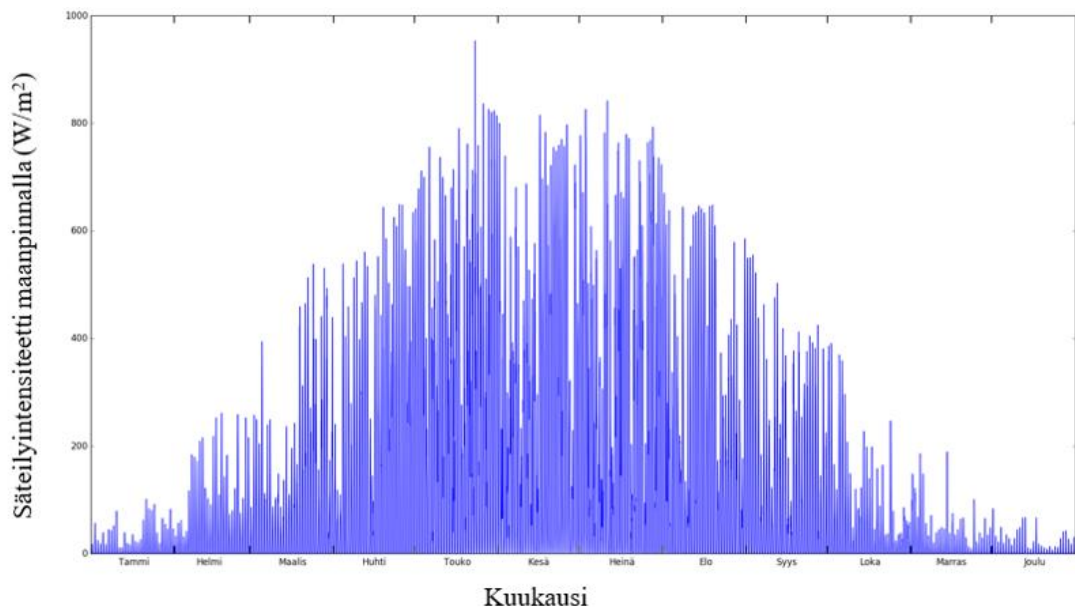


Kuva 2. Testiaineiston aluejako (Ilmatieteen laitos b).

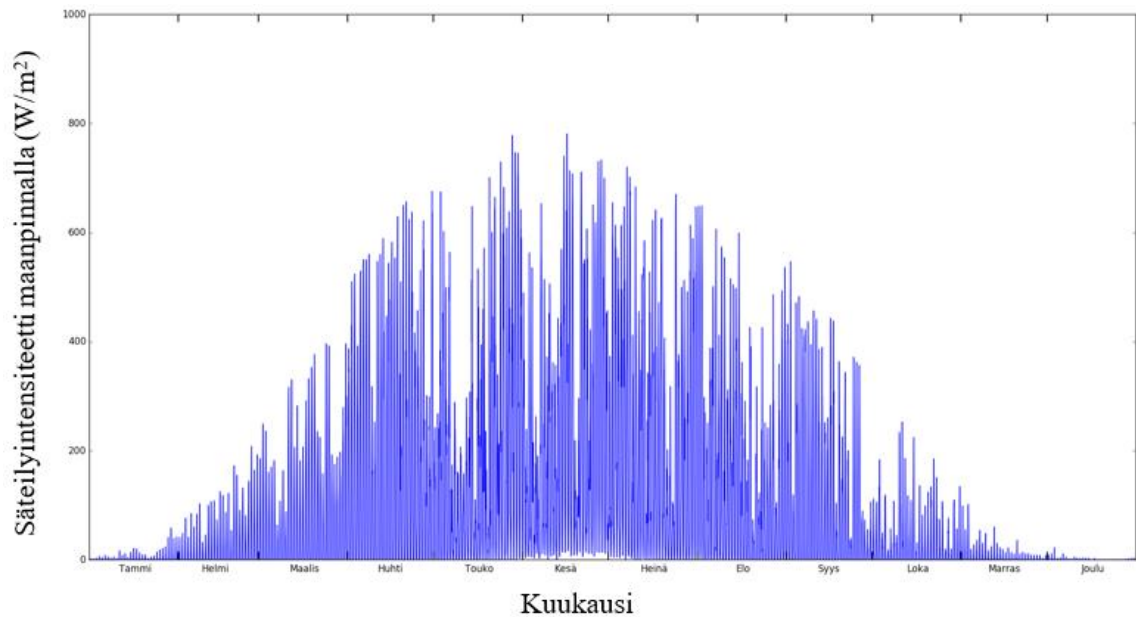
Tämän vyöhykejaon perusteella on tehty arvio kokonaissäteilyintensiteetistä vaakasuo-
ralle maanpinnalle. Nämä tulokset on koottu kuviin 3 a, b ja c piirtämällä Ilmatieteen
laitoksen testiaineiston perusteella jakauma säteilyintensiteetistä koko vuoden ajalta.



a) *Alueet I ja II.*



b) *Alue III.*



c) Alue IV.

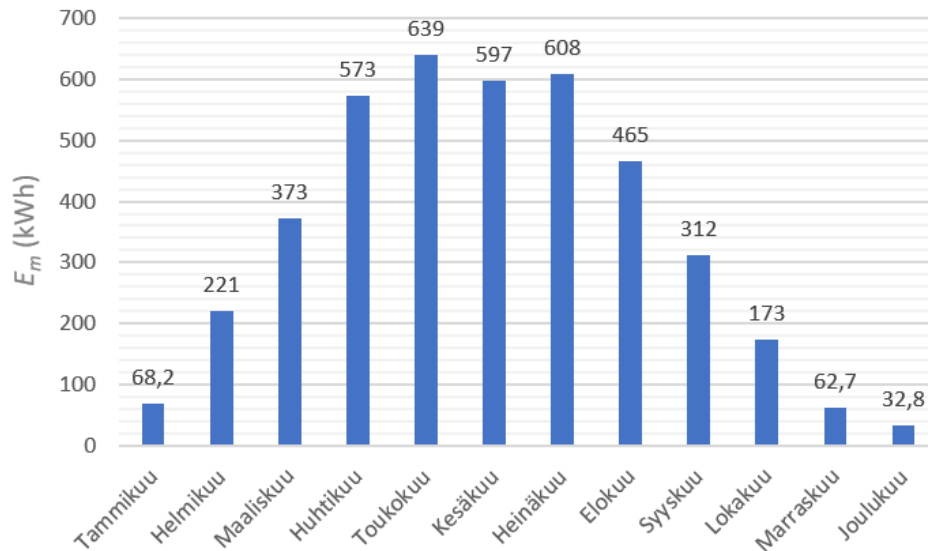
Kuva 3. Vuorokautinen säteilyintensiteetti vuonna 2012 alueilla I, II, III ja IV (muokattu lähteestä Ilmatieteen laitos b).

Kuten kuvista nähdään, on intensiteetti pimeimpinä talvikuukausina hyvin pieni. Helmikuusta lähes lokakuuhun kokonaisintensiteetti on useasti yli 350 W/m^2 kaikilla alueilla. Etenkin eteläisillä alueilla I ja II huhtikuusta syyskuuhun tuotanto on jo kohtalaista yli 700 W/m^2 intensiteetillä. Myös pohjoisemmilla alueilla on mahdollista saavuttaa nämä lukemat.

Näistä kuvaajista nähdään, että kokonaisuudessaan intensiteetit jäävät hieman pienemmiksi pohjoisessa kuin eteläisessä Suomessa. Pidempi vuorokausi tasoittaa kuitenkin eroja, ja tuotanto on myös näillä alueilla kannattavaa. Lisäksi pohjoisen kylmempi ilmasto parantaa järjestelmän hyötysuhdetta.

Vuosittaiseen tuotantoon vaikuttaa eniten säteilyintensiteetti ja ulkoilman jäädyttävä lämpötila. Tuotanto on vahvasti riippuvainen olosuhteista. Voidaan sanoa, että yhtä asennettua kilowattia kohden vuosituotanto on noin 800 kWh sähköä. (Käpylehto 2016)

Euroopan komission säteilyn tutkimuslaitos on julkaissut sovelluksen (European Commission), jonka avulla voidaan arvioida aurinkosähkövoimalan vuosituotantoa maantieteellisestä sijainnista riippuen. Kuva 4 esittää ohjelmalla mallinnettua tuotantoa. Simuloituna on Jämsään asennettu 5 kW:n aurinkovoimala, joka on suunnattu etelään, ja asennettu 35° kulmaan. Kyseessä on monikidepiipaneeli. Arvioidut lämpö- ja säteilyhäviöt ovat 11,9 % ja kaapelien, invertterin ja muiden komponenttien tuottamat häviöt ovat 13,2 %. Yhteensä koko systeemin häviöiden osuudeksi saadaan 23,2 %. Näin simuloituna vuosituotanto on 4 090 kWh.



Kuva 4. Simuloitu tuotanto etelää kohti 35° :een kulmaan asennetulle 5 kWp :n systeemille Jämsässä (muokattu lähteestä European Commission).

Kuvasta 4 nähdään, että tuotanto on suurinta kesäaikaan. Huiput sijoittuvat touko ja heinäkuulle, jolloin ilmaston viilentävä vaikutus tehostaa paneelien toimintaa, vaikka valoa saataisiinkin enemmän kesäkuussa. Myös kevät- ja syyskuukausien tuotannot ovat kohtuulliset. Tammi-, marras- ja joulukuussa kuukausittainen tuotanto E_m on hyvin pientä. Kaikki tuotettu energia pystytään kuitenkin hyödyntämään.

2.3 Tuotannon riippuvuus auringon säteilyintensiteetistä

Aurinkovoimalan tuotanto on eniten riippuvainen auringon säteilyintensiteetistä. Oikosulkuvirta I_{SC} on kennon suurin mahdollinen virta oikosulkuilanteessa. Oikosulkuvirta on lähes suoraan verrannollinen auringon säteilyvoimakkuuteen. Mitä voimakkaampaa auringon säteily on, sitä enemmän fotoneja kennoon absorboituu, ja edelleen elektroneja siirtyy johdinta pitkin. Sähkövirta on varauksien siirtymistä ajan suhteen, joten myös virta kasvaa. Yksinkertaistettuna voidaankin sanoa, että säteilyintensiteetin kaksinkertaistaminen kaksinkertaistaa myös oikosulkuvirran. (Korpela 2013)

Tyhjäkäyntijännite U_{OC} kasvaa vain heikosti säteilyintensiteetin kasvaessa. Intensiteetin voimakkuudella ei ole siihen vaikutusta energiantuotannon kannalta. (Korpela 2013) Kuvaan 5 esittää Suomen vuotuista kokonaissäteilymäärää.



Kuva 5. Vuosittainen säteilyenergia optimaalisella kulmalla (Suri et al. 2007; Huld et al. 2012).

Kuvasta 5 nähdään, että säteilyenergian määrä Etelä-Suomessa on noin 1 000 kWh/m². Keski-Suomen lukemat eivät ole kuitenkaan kaukana tästä. Jos verrataan lukemia esimerkiksi pohjoiseen Saksaan, ovat säteilyvoimakkuudet lähes samalla tasolla. Tästä voidaan päätellä, että aurinkovoimaloiden asennus on kannattavaa etenkin vyöhykkeillä I, II ja III.

2.3.1 Suora ja hajasäteily

Ilmakehän ulkorajoilla auringon säteilyteho on noin 1 353 W/m². Tästä määrästä noin 20 % absorboituu ilmakehässä, ja noin 30 % heijastuu ilmakehästä ja pilvistä takaisin avaruuteen. Eli osa säteilystä heijastuu takaisin avaruuteen, ja osa energiasta luovutetaan ilmakehän molekyyille. Olosuhteista riippuen maanpinnan saavuttaa noin puolet alkuperäisestä säteilytehosta. Kirkkaana kesäpäivänä maanpinnan saavuttavan suoran säteilyn voimakkuus on noin 1 000 W/m². Lukema on suurin, kun aurinko paistaa kohtisuoraan zenitistä, eli taivaan lakipisteestä. (Korpela 2013; Erat 2016)

Osa säteilystä heijastuu pilvistä ja ilmakehän molekyyleistä. Tätä säteilyä kutsutaan hajasäteilyksi. Kirkkaana päivänä sen osuus kokonaissäteilystä on noin 10 % luokkaa, ja pilvisenä päivänä lukema voi nousta hyvinkin suureksi. Tämä mahdollistaa myös yli

1000 W/m² säteilytehon, kun suoran säteilyn lisäksi saadaan hajasäteilyä esimerkiksi pilvistä tai lumesta heijastuvasta säteilystä. (Korpela 2013; Erat 2016) Talvella hajasäteilyn osuus kokonaissäteilystä on suurempi kuin kesäkuukausina. Lisäksi suurempi ilman kosteus kasvattaa hajasäteilyn osuutta kokonaissäteilystä. Järjestelmän tehokkaan toiminnan vuoksi onkin tärkeää, että talvella pystytään hyödyntämään kaikki saatavissa oleva säteily. (Amaripadath 2015)

Ilmatieteen laitoksen (Ilmatieteen laitos a) 30 vuoden keskiarvon mukaan pilvettömimmät päivät sijoittuvat keväälle ja alkukesälle. Tämä on myös aurinkosähköntuotannon kannalta ihanteellinen aika, koska ulkolämpötila on vielä riittävän alhainen, joten kennot toimivat paremmalla hyötysuhteella. Myös päivät ovat suhteellisen pitkiä, joten aurinkoenergiaa voidaan kerätä kauemmin.

2.3.2 Asennuskulman vaikutus

Aurinkoenergian hyödyntäminen edellyttää optimaalista paistekulmaa. Myös ilmansuunnalla on väliä. Kun paneelit ovat suunnattuna etelää kohti on horisontaalinen sektori, josta aurinko paistaa, kaikista suurin. Aurinko on myös korkeimmillaan keskipäivällä paistaessaan etelästä, jolloin myös vertikaalinen sektori on suurin. Vuodenaikojen vaihtelusta johtuen sekä horisontaalinen että vertikaalinen sektori ovat suurimpia kesäisin. Talvella aurinko ei kohoa yhtä korkealle. Jos järjestelmää halutaan hyödyntää ympäri vuoden, tulee paneelit asentaa ainakin 15 ° kulmaan. Arvo perustuu kuitenkin Etelä-Suomen olosuhteisiin. Pohjoisemmassa ei välttämättä ole kannattavaa pyrkiä ympäri vuoden hyödyntävään järjestelmään, koska päivä on huomattavasti lyhyempi joului- ja tammikuussa. Hyödyntäminen vuoden ympäri edellyttää eteläsektorin esteettömyyttä niin, että kaikki säteilyteho saadaan kerättyä myös vuoden pimeimpään aikaan. (Erat 2016) Paneelit tulee suunnata etelään, jotta niistä saadaan mahdollisimman suuri vuosituotanto. Mikäli harjakaton suunnat ovat kuitenkin itään tai länteen, taloudellinen kannattavuus ei juuri pienene, koska iltaisin ja aamuisin saadaan suurempi tuotanto. Tällöin paneelit kannattaa asentaa molemmille puolille kattoa. Ostosähkön hinta on myös tällöin korkeampi, joten omalla suuremmalla tuotannolla syntyy enemmän kustannussäästöjä. (Käpylehto 2016)

Tuotantoon pystytään vaikuttamaan paneelien kallistuksella. Suomessa ideaalinen kallistuskulma on 40 – 50 °. Kesällä tuotanto on suurempaa pienemmällä kallistuskulmalla, koska aurinko paistaa korkealta. Vastaavasti talvella suuremmalla kallistuskulmalla voidaan tuotantoa kasvattaa. Harjakattoasennuksissa paneelit asennetaan käytännössä katon suuntaisesti helppouden ja siistin ulkonäön vuoksi. (Käpylehto 2016)

Taulukkoon 2 on koottu 1 kW:n aurinkosähköjärjestelmän vuosituotannon eroja eri kallistuskulmilla. Tulokset on simuloitu EU:n säteilykeskuksen PVGIS-kartan avulla 1 kW:n etelään suunnatulle kattoon integroidulle aurinkosähköjärjestelmälle.

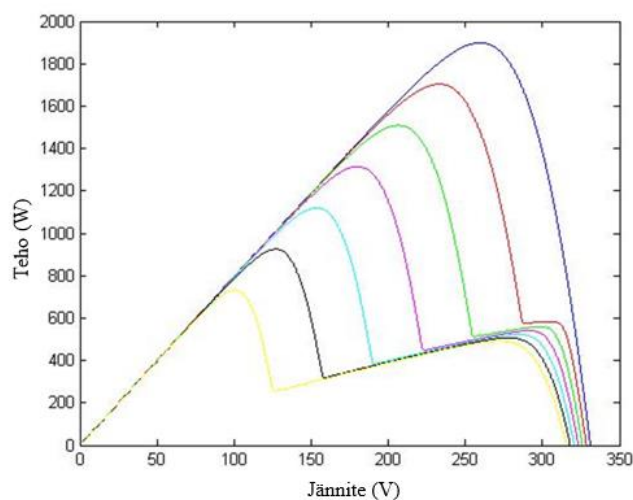
Taulukko 2. *Nimellisteholtaan 1 kW:n aurinkosähköjärjestelmän vuosituotanto kallistuskulmasta riippuen (muokattu lähteestä European Commission).*

Sijainti	Kallistuskulmat			Optimikulma	Tuotanto optimikulmassa
	15 °	35 °	60 °		
Helsinki	776 kW	826 kW	794 kW	40 °	827 kW
Tampere	741 kW	789 kW	761 kW	41 °	792 kW
Jämsä	730 kW	781 kW	755 kW	41 °	784 kW
Jyväskylä	723 kW	776 kW	754 kW	42 °	780 kW
Oulu	711 kW	782 kW	775 kW	46 °	792 kW
Rovaniemi	684 kW	754 kW	749 kW	46 °	764 kW

Taulukosta 2 nähdään selvästi optimikulman kasvu pohjoisimmille leveyspiireille siirtäessä. Myös tuotanto heikkenee pohjoisessa. Ainoan poikkeuksen muodostaa Oulu. Tämä voi selittyä sillä, että Oulu sijaitsee niin pohjoisessa, että ilman lämpötila on selvästi kylmempi. Jos kuitenkin katsotaan Oulun sijaintia kuvista 1. ja 2. nähdään, että kaupunki sijaitsee III vyöhykkeellä, jolloin maanpinnan saavuttava intensiteetti on sama kuin esimerkiksi 315 km etelämpänä sijaitsevassa Jämsässä. Paneelit toimivat siis paremmalla hyötysuhteella jäädyttävän ulkoilman ansiosta.

2.3.3 Varjon vaikutus

Puiden ja toisten rakennusten varjostava vaikutus on minimoitava mahdollisimman hyvin. Suunniteltaessa on huomioitava, että pienetkin varjot vaikuttavat huomattavan paljon koko systeemin tuottoon. Alla olevaan kuvaan 6 on simuloitu varjon vaikutusta kymmenestä paneelista koostuvan järjestelmän teho-jännitekäyrään. Kuvat 6, 7 ja 8 ovat simuloitu Kari Lappalaisen tekemällä Matlab-pohjaisella simulointiohjelmalla (2015).



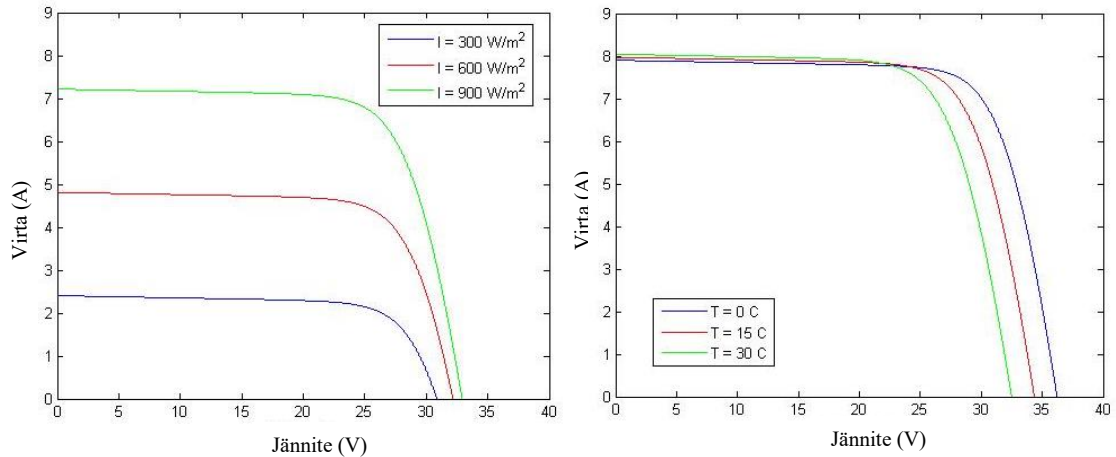
Kuva 6. *Varjon vaikutus aurinkosähköjärjestelmän teho-jännitekäyrään (muokattu kohteesta Lappalainen 2015).*

Kuvassa 6 on mallinnettu järjestelmän teho-jännitekäyrää, kun 250 W/m^2 varjo kulkee paneelien yli. Sininen ja korkein käyrä vastaa tilannetta, jossa intensiteetti on kaikille paneeleille sama, ja varjoa ei ole. Nähdään, että käyrän huippu, eli maksimitehopiste, on sinisellä käyrällä korkein mahdollinen. Keltainen ja matalin käyrä vastaavasti kuvastaa tilannetta, jossa kuusi paneelia kymmenestä ovat varjossa. Kuvasta voidaan nähdä, että maksimitehopiste koko systeemille laskee, vaikka vain yksi paneeli olisi varjossa. Varjostuksesta seuraa tuotannon menetys. Maksimitehopisteitä muodostuu myös kaksi, koska intensiteettitasoja on kaksi. MPP:n jännite sinisellä käyrällä on 260 V, vihreällä käyrällä 206 V ja keltaisella enää 100 V. MPP:n jännite laskee myös selvästi varjostuksen lisääntyessä. Mitä pienemmästä järjestelmästä on kysymys, sitä enemmän varjo vaikuttaa. Tämän vuoksi onkin tärkeää asennusta suunniteltaessa kartoittaa myös ympäristön varjot ja niiden vaikutus, kun aurinko paistaa suuremmasta paistekulmasta.

Kasvillisuus ja puusto saattavat aiheuttaa suunnitelmaongelmia, koska niihin voi liittyä tunnearvoa, ne voivat sijaita toisella tontilla tai olla maisemallisesti arvokkaita. Puusto toimii osaltaan myös tuulensuojana, ja vaikuttaa näin tuotantoon. Suunnittelussa tuleekin asiakkaan kanssa harkita, täytyykö puustoa mahdollisesti raivata tai kokonaan kaataa. Mikäli maiseman suunnittelu on vasta alussa, kannattaa korkeat puut sijoittaa kauemmaksi niin, että niiden varjostava vaikutus jää tulevaisuudessa mahdollisimman pieneksi. (Erat 2016)

2.4 Tuotannon riippuvuus lämpötilasta

Piiaurinkokennon oikosulkuvirta I_C on heikosti riippuvainen lämpötilasta. Yksinkertaistettuna voidaan sanoa, että lämpötilan kasvu pienentää energia-aukkoa, jonka seurauksena yhä suurempi määrä auringonsäteilyn fotoneista kykenee virittämään elektroneita valenssivyöltä johtavuusvyölle. Tällä ei ole kuitenkaan vaikutusta energiantuottoon. Tyhjäkäyntijännite V_{OC} on taas vahvasti riippuvainen ympäristön lämpötilasta, ja se pienenee lämpötilan kasvaessa lähes lineaarisesti. Tämä johtuu energia-aukon pienenemisestä lämpötilan kasvaessa. (Lasnier & Ang 1990) Kuva 7 vertailee intensiteetin ja lämpötilan vaikutusta aurinkosähköjärjestelmän virta-jännitekäyrään.



Kuva 7. Vasemmalla intensiteetin ja oikealla lämpötilan vaikutus kennon virta-jännite-käyrään (muokattu kohteesta Lappalainen 2015).

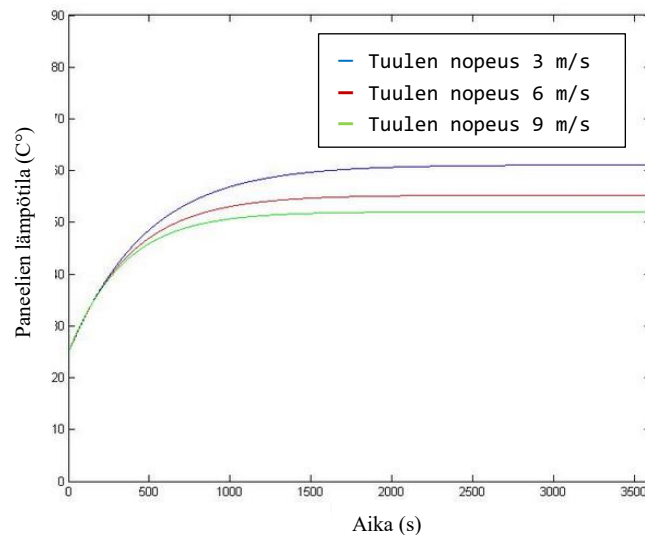
Vasemmalla olevasta kuvaajasta nähdään, että kennon virta ja näin myös maksimitehopiste ovat vahvasti riippuvaisia intensiteetistä. Oikealla olevasta kuvaajasta nähdään maksimitehopisteen riippuvuus lämpötilasta. Kennon tuottama teho kasvaa lämpötilan laskeessa, jos säteilyintensiteetti pysyy muuttumattomana.

2.5 Riippuvuus muista sääolosuhteista

Asennustapa vaikuttaa tuotantoon muutenkin kuin intensiteetin osalta. Koska kennon tuotanto on riippuvainen ympäristön lämpötilasta, on tärkeää, että paneelien ympärillä kiertää jäähdyttävä ilma vapaasti. Parhain tuuletus saavutetaan maa-asennuksella, mutta katto- tai julkisivuasennus on huomattavasti yleisempi. Kattoon integroiduissa järjestelmissä aurinkopaneelien tausta tulisi jättää tuulettuvaksi. Hyvä tuuletusväli paneelin ja katteen välissä on 5-10 cm. Jos kattoasennuksessa ei ole ilmankiertoa, on tuotannon lasku noin 4,5 %, kun se hyvällä ilmankierroilla on vain 1,8 %. (Käpylehto 2016; Erat 2016)

Jäähdyttävän vaikutuksensa lisäksi tuuli tuo myös fyysistä rasitusta paneeleille. Tuuli-kuorman paine jää Suomen tuuliolosuhteissa kuitenkin niin pieneksi, ettei sitä tarvitse lappeen suuntaisissa kattoasennuksissa huomioida. Tasakattoasennuksissa paneelien ankkurointi on tärkeää, jotta tuuli ei pääse kaatamaan niitä. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Kuvaan 8 on simuloitu tuuliolosuhteiden vaikutusta kennon lämpötilaan. Kuten kuvasta 7 aiemmin huomattiin, kennon tuotanto riippuu lämpötilasta. Tuulen jäähdyttävä vaikutus laskee kennon lämpötilaa ja kasvattaa näin tuotantoa.



Kuva 8. Eri tuulen nopeuksien vaikutus kennon lämpötilaan ajan funktiona (Lappalainen 2015).

Kuva 8 havainnollistaa hyvin tuulen jäädyttävää vaikutusta. Tulokset on simuloitu ympäristön lämpötilassa 25 °C. Hetken $t=0$ jälkeen paneelit altistetaan 1000 W/m^2 säteilyintensiteetille, jolloin niiden sisälämpötila alkaa nousta. Paneelien lämpötila on tasoituttuaan ympäristöstä huomattavasti korkeampi auringon säteilyn vaikutuksesta. Kun verrataan sinistä ja vihreää käyrää, huomataan, että jo nopeuden nousu 6 m/s tuo paneelien lämpötilaa 10 °C alaspäin. Tuulen viilentävä vaikutus kasvattaa tuotantoa.

Jää- ja lumikuormat aiheuttavat haittaa tuotannolle, mutta katon lappeen suuntaisesti integroiduille paneeleille ei synny muuta vahinkoa. Tärkeämpää on, että katon rakenteet kestävät mahdollisen kuormituksen ja epätasapainon etenkin lumen valuessa katon harjalta alaspäin. Auringon lämmittävä vaikutus sulattaa lunta paneeleilta myös tehokkaammin kuin katolta. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013) Tämän vuoksi Suomessa ei käytännössä puhdisteta paneeleita talven aikana lumesta.

2.6 Rakennusten energiaomavaraisuus

EU on antanut direktiivin lähes nollaenergiarakennuksista, eli nZEB:stä. EU:n tavoitteena on, että kaikki uudet julkiset rakennukset ovat vuonna 2018 lähes nollaenergiarakennuksia. Tarkoitus on laajentaa tämä koskemaan myös kaikkia uusia rakennuksia vuoteen 2021 mennessä (D'Agostino 2015). Kasvua voidaan odottaa etenkin rakennuksiin integroitavan tuotannon osalta, josta aurinkosähkö edustaa yhtä vaihtoehtoa. Vuoteen 2020 mennessä pientuotannon arvioidaan kasvavan 600 MW:n asennettuun kapasiteettiin.

Tämä tarkoittaisi noin 1 TWh sähköntuotantoa, joka on noin muutama prosentti koko Suomen sähköntuotannosta. (Reinikainen et al. 2015)

EU:n ja Suomen omien tavoitteiden saavuttamiseksi pientuotantoa on lisättävä. Aurinkosähköjärjestelmät tarjoavat hyvän ratkaisun etenkin uusiin rakennuksiin. Näin rakennusvaiheessa voidaan ottaa huomioon optimaalisimmat paneelien asennuspaikat ja saada tuotanto mahdollisimman kannattavaksi. Teknologian tutkimuskeskus VTT arvioi julkaisussaan Low Carbon Finland 2050 aurinkoenergian potentiaalia Suomen olosuhteissa. Ennusteen mukaan vuoteen 2050 mennessä investointikustannus on 0,25 – 0,5 €/W. Aurinkoenergia on korvaamaton osa VTT:n mallia nollaenergiarakennuksista ja älykkäästä sähköverkosta. Yhdessä muiden uusiutuvien energianlähteiden ja tehokkaan energianvarastointijärjestelmän kanssa tulevaisuuden rakennuksista voidaan saada täysin omavaraisia. Rakennuksiin integroitu piensähköntuotanto yleistyy, ja sähkön jakeluverkko kaksisuuntaistuu. (Koljonen et al. 2012; Reinikainen et al. 2015)

2.7 Lupamenettely

Sähköverkkoon liitetyn aurinkosähkövoimalan asennus vaatii luvan muutamalta eri taholta. Jokaisella kunnalla on myös omat käytäntönsä. Rakennuksiin integroitujen voimailoiden lupamenettely on kevyempää, mutta silti voidaan joutua tekemään ilmoitus rakennuslautakunnalle. Joissain kunnissa vaaditaan toimenpidelupa, johon liittyy myös naapurien kuulemiset. Kunnan lupakäytäntö on tärkeää varmistaa ennen asennusta. Kunnan lisäksi taloyhtiöltä joudutaan usein hakemaan lupaa. Rakennus voi olla myös historiallinen, mikä monimutkaistaa prosessia.

Asiakkaan tuotantolaitos voidaan yhdistää sähköliittymään, tai sille voidaan tehdä erillinen liittymä. Verkkoyhtiön kanssa tehdään sopimus käyttöönotosta asennuksen ollessa valmis. Verkkoyhtiö voi olla myös halukas ostamaan ylijäämäsähköä, joten tämän syöttämisestä verkkoon, ja kaksisuuntaisen mittarin asennuksesta, on tehtävä kirjallinen sopimus. Liitteenä A on esitetty Energiateollisuus ry:n suosittama yleistietolomake mikro-tuotantolaitteiston liittämistä verkkoon.

Lupien lisäksi aurinkosähkövoimalalle voidaan hakea ulkopuolista rahoitusta tai veronkevennystä. Yleisin näistä on kotitalousvähennys. Lisäksi Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus ARA myöntää rahoitusta aurinkosähköjärjestelmien laite- sekä materiaali-investointeihin. Avustusta myönnetään tulorajoista riippuen aina 25 %:iin asti. (ARA) Myös yritys tai yhteisö voi hakea energiatukea ELY-keskukselta energian säästöä, käytön tehostamista tai uusiutuvien energialähteiden käyttöä edistäviin investointi- ja kehittämishankkeisiin. (ELY-keskus)

2.8 Standardit

Aurinkosähkövoimalaa koskevat omat standardinsa, ja niiden kehittäminen on vielä osin kesken. Vaikka käyttö on laajaa, teknologia kehittyy jatkuvasti ja uusia sovelluksia ja ratkaisuja ilmestyy edelleen. Aurinkopaneelien ja invertterien tuotanto on kuitenkin globaalia, ja sitä säätelevät niiden valmistusta, kalibrointia, käyttöturvallisuutta, testiolosuhteita ja toimintaa koskevat kansainväliset standardit.

Tämän työn kannalta oleellisin standardi on SFS-EN 62446-1 Aurinkosähköjärjestelmät. Standardi esittää vaatimukset verkkoon kytketyn järjestelmän dokumentaatiolle, kunnossapidolle ja testaamiselle. Tämän lisäksi standardi SFS-EN 50438 määrittää tekniset vaatimukset yleisen pienjännitejakeluverkon kanssa rinnan toimiville mikrogeneraattoreille. Näitä standardeja on hyödynnetty laadittaessa asennus- ja käyttöönotto-ohjeita.

3. VERKKOON LIITETTÄVÄN AURINKOJÄRJESTELMÄN RAKENNE

Kiinteistöön asennettavan aurinkosähköjärjestelmän pääkomponentit ovat aurinkopaneeli, turvakytin, 1- tai 3-vaiheinen invertteri ja kaksisuuntainen sähkömittari, joka toimii liittymispisteenä asiakkaan ja verkkoyhtiön välillä. Työn liitteissä B ja C on esitetty yksinkertaistettu verkkoon kytkettävän aurinkovoimalan rakenne 1- ja 3-vaiheiselle järjestelmälle.

Verkkoon kytketyt järjestelmät jaotellaan yleensä markkinaryhmiin asennuspaikan mukaan asuinrakennusten tai teollisuus- ja palvelukiinteistöjen järjestelmiin. Tämän lisäksi tulevaisuudessa yleistyy keskitetyt voimalat, joiden päätarkoitus on tuottaa sähköä myyntiin. Tässä työssä keskitytään asuinrakennuksiin integroitaviin järjestelmiin.

Verkkoon liitettävän järjestelmän suurin etu on akuston puuttuminen, ja näin investointi- ja huoltokustannuksissa säästäminen. Verkko voidaan nähdä myös akuston kaltaisena systeeminä, joka absorboi tuotettua ylijäämä sähköä (Boyle 2004). Haasteen tuo kuitenkin järjestelmän mitoitus oman kulutuksen suhteen. Järjestelmän koko kannattaa mitoittaa oman huippukulutuksen mukaan, jotta tämä voidaan aurinkovoimalla kattaa. Ylijäämä sähkö voidaan myydä verkkoyhtiölle, mutta tämä ei yhtiöstä riippuen ole kovin kannattavaa. Yleistäen voidaankin sanoa, että verkkoyhtiön maksama korvaus on noin kolmasosa sähkön kokonaishinnasta, joka käsittää sähkön, verot ja siirron (Käpylehto 2016). Asiakas voi kuitenkin ohjata kulutustaan sähkön hinnan tai aurinkosähkön saatavuuden perusteella. Ideaalisessa tilanteessa merkittävät kulutuslaitteet ohjelmoidaan toimimaan ylituotannon aikaan. Akkuteknologian yhä kehittyessä yhteisratkaisut yleistyvät, jolloin akuilla on helppo tasoittaa kohteen kulutusta.

3.1 Aurinkopaneeli

Yksinkertaistettuna aurinkopaneeli kerää auringon säteilyenergian valosähköisen ilmiön kautta. Auringon säteilyhiukkanen fotoni absorboituu aurinkokennon puolijohteeseen, ja näin synnyttää varauksenkuljettajia, eli sähkövirran. Kennot ovat kooltaan kuitenkin vain kymmeniä neliösenttimetrejä, joten yhdessä kennossa tuotettu teho ei ole kovin suuri. Jännite saadaan kuitenkin nostettua kytkemällä useita kennoja sarjaan. Aurinkopaneeli koostuu pienempien aurinkokennojen sarjakytkennöistä. Kennosto kapseloidaan ilmatiiviisti lasin alle ja kehystetään. Näin saadaan mekaanisesti kestävä rakenne, joka selviää myös säätilan vaihteluista. (Erat 2016)

Suosituimmat kennomateriaalit ovat tällä hetkellä yksi- tai monikiteinen pii. Viime vuosina myös ohutkalvokennot ovat kasvattaneet suosiotaan. Ohutkalvokennot ovat hyötysuhteeltaan huomattavasti piikkenoja huonompia, mutta niiden sovellettavuus rakennustekniikassa on parempi.

Yksikidepiipaneeli tehdään yksikiteisestä piistä valmistetuista kiekkoista, joista leikataan suorakaiteen muotoisia levyjä. Prosessi on hidas ja tarkka, ja tämän vuoksi yksikidepiipaneelit ovat kalliimpia. Monikidepaneelin valmistuksessa voidaan kuitenkin hyödyntää yksikidekennon leikkauksesta syntynyttä ylijäämäpiitä. Pii sulatetaan, jolloin se kiteytyy jäähtyessään. Jäähtyneistä harkoista leikataan myös ohuita kennolevyjä. Tämän jälkeen kennot puhdistetaan, puolijohde seostetaan toiminnan kannalta tehokkaammaksi, ja lopuksi lisätään heijastamaton kerros, jotta mahdollisimman suuri osuus säteilystä absorboituu kennoon. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Yksikidepaneeli on valmistustavasta johtuen hieman kalliimpi kuin monikiteinen. Sen hyötysuhde on kuitenkin parempi (15-18 %) kuin monikiteisellä (13-17 %). Yksikiteinen pii leikataan pyöreistä tangoista, joten niiden ala on pienempi kuin suorakulmaisilla monikidekennoilla. Näiden pyöreiden kennojen liittäminen toisiinsa luo kuitenkin paneeliin hukkapinta-alaa, jota ei voida hyödyntää. Tämän vuoksi yksikidepaneelin voi tunnistaa kennojen välissä olevista salmiakkikuvioista. Monikiderakenne ei ole suunnan kannalta yhtenäinen kuten yksikiteinen. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013; Käpylehto 2016)

3.1.1 Paneelien ominaisuudet

Yhden kennon tuottama jännite on pieni, joten suuremman tuotannon vuoksi kennot kytetään sarjaan, tai joskus myös rinnan. Sarjankytkennässä paneelin tuottama jännite kasvaa kennojen lukumäärän mukaan. Vastaavasti rinnankytkennässä voidaan kasvattaa paneelien tuottamaa virtaa. Tyypillinen kytkentä koostuu 36:sta tai 72:sta muutaman millimetrin välein sarjankytketystä kennosta, jotka ovat neljän tai kuuden kennon riveissä. Johdin kulkee koko kennosysteemin lävitse takana sijaitsevassa liitinpaneelissa, ja näin koko systeemille saadaan yhtenäinen ulostulo. Paneelin etupuoli on ilmalta ja kosteudelta suojaavaa lasia ja takaosa on usein komposiittimuovia. Paneeli on suojattu alumiini-reunuksella, jotta rakenteesta saadaan sekä kestävä että kevyt. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013; Käpylehto 2016)

Taulukkoon 3 on koottu vertailu kahden eri yksikidepaneelin ja kahden eri monikidepaneelin sähköisistä ominaisuuksista. Kaikkien paneelien nimellisteho P_n on 260 Wp. Kaksi paneeleista on Solarworldin valmistamia, jotta ero yksi- ja monikidepaneelin välillä olisi selkeämpi.

Taulukko 3. Neljän aurinkopaneelin sähköiset ominaisuudet (Solarworld ; Bosch Solar Energy ; Solarwatt 2015)

Valmistaja	Solarworld	Solarwatt	Solarworld	Bosch
Nimi	SW 260 Poly	BLUE 60P	SW 260 Mono	Solar Module M60
Tyyppi	monikide	monikide	yksikide	yksikide
P_n (Wp)	260	260	260	260
I_{SC} (A)	8,94	8,86	9,18	9,02
V_{OC} (V)	38,4	38,0	38,9	38,1
I_{MPP} (A)	8,37	8,50	8,56	8,47
V_{MPP} (V)	31,4	30,6	30,7	30,7
P_{MPP} (W)	262	260	263	260
Koko $l \times k \times s$ (mm)	1675 x 1001 x 33	1680 x 990 x 40	1675 x 1001 x 31	1660 x 990 x 50
Paino (kg)	18,0	19,0	17,9	21,0
Lämpötilan kesto (°C)	-40 ... +85	-40 ... +85	-40 ... +85	-40 ... +85
Tehon riippuvuus lämpötilasta (%/K)	-0,41	-0,38	-0,41	-0,44
Maksimijännite V_{OUT} (V)	1000	1000	1000	1000
Hyötysuhde η (%)	15,5	15,6	15,5	15,8

Taulukosta 3 voidaan nähdä, että paneelit ovat sähköisiltä ominaisuuksiltaan hyvin lähellä toisiaan. Paneelien oikosulkuvirta I_{SC} ja tyhjäkäyntijännite V_{OC} antavat suuntaa maksimitehosta. Kuva 7 esitti paneelin virta-jännitekäyrän muotoa, ja kuten kuvaajasta nähdään, maksimitehopiste on kaukaisin piste origosta. Tässä maksimitehopisteessä järjestelmän toiminta on ideaalisinta, ja tätä pistettä kuvaavat virta- ja jännitesuureet ovat I_{MPP} ja V_{MPP} . Verrattaessa yksi- ja monikidepaneeleja toisiinsa, nähdään, että yksikidepaneelien virta- ja jännitearvot ovat hiukan suuremmat. Tämä johtaa parempaan tehoon ja korkeampaan hyötysuhteeseen. Paneelin teho P_{MPP} maksimitehopisteessä saadaan laskeamalla kaavan (3) mukaan.

$$P_{MPP} = V_{MPP} * I_{MPP} \quad (3)$$

Kennojen massat eivät merkittävästi eroa toisistaan. Boschin paneeli on kuitenkin painavin, ja suuremman kokoluokan asennuksissa tämä kannattaa ottaa huomioon. Paneelin koossa ei usein ole merkittäviä eroja, ja lämpötilan kesto on kaikille myöskin sama. Tehon riippuvuus lämpötilasta on negatiivinen, mikä tarkoittaa tuotetun tehon kasvua ympäristön lämpötilan laskiessa. Tämä lämpötilariippuvuus havaittiin myös kuvasta 7. Kennojen maksimijännite kuvaa sarjankytkettyjen paneelien yhteistä sallittua maksimijännitettä. Sarjaan voidaan kytkeä siis korkeintaan yhtälön (4) mukaisesti noin 26 paneelia.

$$n_{paneeli} = \frac{V_{OUT}}{V_{OC}} = \frac{1000 \text{ V}}{38 \text{ V}} = 26,31 \approx 26 \text{ kpl} \quad (4)$$

Verkkoinvertterin jännitealue on kuitenkin usein alhaisempi, joten paneeleita joudutaan kytkemään rinnan jo pienemmissäkin järjestelmissä (Käpylehto 2016). Taulukon 3 alimpaan riviin on laskettu kaavan (2) mukaan paneelien hyötysuhteet, ja niiden mukaan Boschin yksikidepaneeli on tehokkain. Erot ovat kuitenkin pieniä ja saattavat johtua lukujen pyöristämisestä.

3.1.2 Paneelien asennus

Aurinkopaneelit asennetaan kaltevilla katoilla ensisijaisesti lappeen suuntaisesti. Samassa sähköisessä piirissä olevien paneelien tulee olla nimellisteholtaan saman suuruisia. Paneelit mitoitetaan siten, että ylimmäinen paneeli on lähellä katon harjapiikkiä. Paneeleita ei saa asentaa katon alareunaan kiinni, vaan suositeltu etäisyys katon alalappeesta on yhden paneelin pituuden verran. Paneelien kiinnityksessä ei saa hyödyntää muita kattoon kuulumattomia rakenteita kuten räystäitä. Taulukkoon 4 on koottu keskimääräisten järjestelmien pinta-alat. (Käpylehto 2016)

Taulukko 4. Aurinkovoimalan vaatima asennuspinta-ala (Käpylehto 2016).

Teho (kWp)	Paneelit (kpl)	Pinta-ala (m ²)
1,5	6	11,0
2,6	10	17,0
3,1	12	21,0
5,2	20	35,0
8,3	32	57,0
10,4	40	70,0

Suunnittelussa on tärkeää kartoittaa kattotyyppi, jotta voidaan valita oikeanlaiset kiinnikkeet paneelien kiinnityskiskoille. Tiilikatolle, konesaumapeltikatolle sekä aaltopelti- ja huopakatolle on kaikille omat kiinnikkeensä. Näihin kiinnikkeisiin asennetaan alumiini-profiilit, joihin paneelit voidaan kiinnittää. (Käpylehto 2016)

3.2 Invertteri

Invertterin, toiselta nimeltään vaihtosuuntaajan, tehtävä on muuttaa tuotettu tasasähkö vaihtosähköksi. Verkkoon kytketyillä inverttereillä on vaatimuksia sähkön laadun suhteen, jottei verkkoon aiheudu haittaa. Suomessa invertterin tulee täyttää standardin SFS-EN 50438 vaatimukset (Erat 2016). Jännitteen ja virran taajuuden ja suuruuden tulee vastata sähköverkon vaatimuksia. Tämän lisäksi invertterin hyötysuhteen tulee olla korkea, jotta tarpeettomia häviöitä ei aiheudu.

Verkkoon kytketyssä järjestelmässä invertteri on liitetty ensin talon sähköverkkoon, ja se syöttää vasta toissijaisesti tehoa ulkopuoliselle sähköverkolle. Invertteri voi olla joko

yksi- tai kolmivaiheinen. Kolmivaiheisen tuotannon etuja on, että vaiheiden välisestä tuotantoerosta ei tarvitse välittää. Yksivaiheisessa kytkennässä huonoimmassa tapauksessa voidaan jollekin vaiheelle joutua ostamaan sähköenergiaa, vaikka oma tuotanto olisikin riittävää. (Käpylehto 2016) Invertteri voi sisältää myös muuntajan, jolloin järjestelmän toiminta on turvallisempaa, ja ulkopuoliset häiriöt vaikuttavat vähemmän. Muuntajattomalla invertterillä saavutetaan kuitenkin korkeampi hyötysuhde ja pienempi rakenne. Siksi nämä ovat yleisempiä. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Invertterillä on monia tehtäviä tasasähkön muuttamisen lisäksi. Toinen tärkeä tehtävä on säädellä aurinkokennon toimintaa maksimitehopisteessä. Invertteri seuraa kennoissa tuotettua jännitettä ja virtaa niin, että järjestelmä toimii optimaalisesti suurimmalla mahdollisella tuotannolla. Tämän lisäksi invertteri seuraa ja tallentaa tietoa päivittäisestä tuotannosta. Invertteri huomaa myös järjestelmän viat kuten väärän polaarisuuden tai ylijännitteen. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Invertteri on sisältämänsä tehoelektroniikan vuoksi usein aurinkosähköjärjestelmän vika-herkin osa. Hyvänlaatuisen verkkoon kytketyn invertterin elinikä lähenee kuitenkin 20:tä vuotta. Kustannuslaskennassa on hyvä varautua invertterin vaihtamiseen, sillä paneelien elinikä on huomattavasti pidempi. Invertterin elinikään vaikuttaa myös asennuspaikka. Ulkona se altistuu vuosittaisille lämpötilanvaihteluille, jotka kuormittavat mekaanisia osia. (Erat 2016)

Invertterin hyötysuhde kertoo häviöt, jotka syntyvät muunnettaessa tasasähköä vaihtosähköksi. Nämä häviöt syntyvät tehon muunnoksesta, omakäytöstä sekä järjestelmän valvomisesta ja ohjaamisesta. Invertterin hyötysuhde η_{inv} voidaan laskea kaavasta (5).

$$\eta_{inv} = \frac{P_{out}}{P_{in}} , \quad (5)$$

jossa P_{out} on invertterin ulostuloteho vaihtosähköinä, ja P_{in} invertterin aurinkopaneeleilta ottama tasasähköteho. Inverttereiden tiedoissa on usein annettu myös hyötysuhteet erikseen Euroopan ja Kalifornian olosuhteisiin. Euro-hyötysuhde on usein alhaisempi, sillä se painottaa huonompia tuotanto-olosuhteita. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Taulukossa 5 on vertailtu kahden eri invertterivalmistajan, ABB:n ja Stecan verkkoon kytkettäviä kolmivaiheisia inverttereitä.

Taulukko 5. Kahden invertterin sähköiset ominaisuudet (Steca Elektronik ; ABB)

Malli	Steca 5503	ABB 5.8
Nimellisteho (W)	5 500	5 800
Maksimi sisäänmenojännite (V)	1 000	1 000
Maksimi sisäänmenovirta (A)	11	18,9
Maksimi hyötysuhde (%)	98,7	98,0
Euro-hyötysuhde (%)	98,3	97,4
Taajuus (Hz)	50 tai 60	50 tai 60
Omakäyttö (W)	< 8	32
Omakäyttö yöllä (W)	3	3
Toimintalämpötila (C°)	- 25 ... + 60	- 25 ... + 60
Meluhaitta (dBA)	29	50
Suojausluokka	IP 65	IP 65
Koko l x k x s (mm)	399 x 657 x 227	641 x 429 x 220
Massa (kg)	12,0	25,0

Kuten taulukosta 5 nähdään, on ABB:n invertteri nimellisteholtaan hieman suurempi. Nimellisteho on se teho, jolla invertteri on suunniteltu toimimaan standardiolosuhteissa. Molemmilla maksimisisäänmenojännite on 1 000 V, mutta Stecan virran kesto on huomattavasti pienempi kuin ABB:n vastaava. Stecan hyötysuhde on kuitenkin suurempi kuin ABB:n, joten häviöitä syntyy vähemmän. Stecan invertterissä hyötysuhde pienenee mitä nimellisteholtaan pienemmästä invertteristä on kyse. Molemmat inverttereistä voivat toimia taajuudeltaan joko 50 Hz:n tai 60 Hz:n verkoissa. Lisäksi niiden lämpötilankesto sekä suojausluokka IP 65 ovat samat. ABB:n invertteri on painoltaan yli kaksinkertainen, ja myös sen koko on hieman isompi. Sisäasennuksissa myös suurempi meluhaitta on huomioitava. ABB:n invertteri on sisältä hieman tehokkaampi, mutta ulkoisilta ominaisuuksiltaan se on Stecan mallia huonompi.

Invertteri tulee asentaa tukevasti pystysuoraan. Ympäristön on oltava tasainen eikä herkästi syttyvä tai tärisevä. Invertteri voidaan asentaa esimerkiksi sähköpääkeskukseen. Invertterin tyyppikilvessä on annettu liitântäarvot, joita järjestelmä ei saa ylittää. Johtoliitântöjen jälkeen invertteri voidaan ottaa käyttöön. Käyttömaasta riippuen invertterin taajuudeksi ohjelmoituu 50 Hz tai 60 Hz. (Steca Elektronik)

3.3 Johdot

Aurinkosähköjärjestelmän johtojen tulee vastata vaatimuksia. Tasavirtapuolella käytetään usein 4 mm² tai 6 mm² suojattua teräskaapelia, jota kutsutaan myös aurinkokaapeliksi. Kaapelin tulee kestää ulko-olosuhteita, lämpötilan vaihteluja ja UV-säteilyä. Paneelien ja johtojen liitännässä tulee noudattaa erityistä huolellisuutta. Huono kiinnitys saattaa johtaa valokaariin ja paloturvallisuusriskiin. (Käpylehto 2016)

DC-kaapelit yhdistävät paneelit invertteriin. Paneeleilta tuleva johdotus kytketään tasavirtaliittimeen, joka kytketään edelleen invertteriin. Vastaavasti invertteriltä johdetaan sähkö vaihtovirtana sähköpääkeskukseen syöttöpuolelle. Kolmivaihejärjestelmässä johtimia tarvitaan yhteensä viisi; kolme vaihejohdinta, suojajohdin ja nollajohdin. Yksivaiheisessa järjestelmässä riittää kolme. Nämä johtimet kytketään sähköpääkeskuksen vapaisiin sulakkeisiin. Tarvittavan sulakekoon on oltava suurempi kuin aurinkosähköjärjestelmän tuottama virta, jotta suojaus toimii.

Johtimien resistanssi R vastustaa niissä kulkevaa virtaa I , ja aiheuttaa jännitehäviöitä. Kaapelin resistiivisyys ρ saadaan kaavasta (6) ja (7).

$$\rho = \rho_0(1 + \alpha\Delta t), \quad (6)$$

jossa ρ_0 on johdinaineen resistiivisyys, α on lämpötilakerroin, ja Δt on johtimen lämpötilaero ρ_0 :n referenssilämpötilasta (20 °C). Kun kaavan (6) avulla saatu johtimen resistiivisyys sijoitetaan edelleen kaavaan (7), saadaan resistanssi R yhdelle kaapelille.

$$R = \rho \frac{l}{A_{johdin}}, \quad (7)$$

jossa l on kaapelin pituus ja A_{johdin} sen poikkipinta-ala. (Seppänen et al. 2013)

Johtimen tehohäviö P_{johdin} on riippuvainen virran neliöstä kaavan (8) mukaan. Sijoittamalla kaavaan (8) resistanssin R arvo, saadaan yhden kaapelin kuluttama tehohäviö paneelilta invertterille saakka.

$$P_{johdin} = RI^2 \quad (8)$$

Kaapelin resistanssin aiheuttamat häviöt ovat kuitenkin pientä kokoluokkaa. Usein ne ovat vain muutaman prosentin vuosituotannosta. Häviötä voidaan pienentää käyttämällä paksumpaa kaapelia, mutta sen kustannus on huomattavasti korkeampi kuin kertyneet säästöt tehohäviön pienentämisestä. (Käpylehto 2016)

3.4 Järjestelmän suojaus

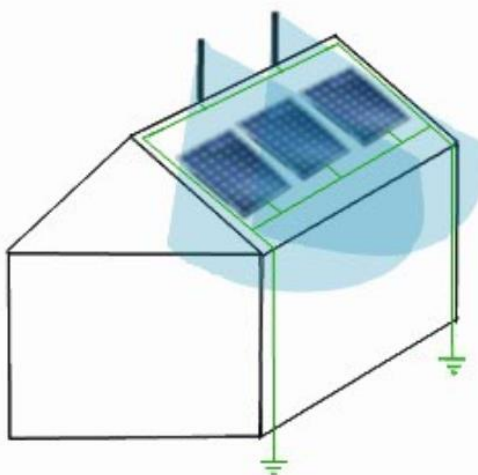
Aurinkosähköjärjestelmä on altis vikaantumiselle. Sähköpääkeskuksella lähdöt on suojattava sulakkeilla. Sulakekoko mitoitetaan nimellistehon avulla, mutta käytännössä suurempaa sulaketta voidaan käyttää, jotta järjestelmä on myöhemmin laajennettavissa. Kolmivaihejärjestelmässä tuotantoteho jakautuu kolmelle eri vaiheelle. Kuten kaavassa (9) on esitetty, nimellisteholtaan 5 kW:n invertteri vaatii siis kolme 10 A:n sulakepaikkaa.

$$I = \frac{P_n}{3U_v} = \frac{5 \text{ kW}}{3 \cdot 230 \text{ V}} = 7,2 \text{ A} \quad , \quad (9)$$

jossa U_v on verkon vaihejännite. Järjestelmä tuottaa virran I , ja sulakkeen koon tulee olla tätä suurempi, jotta suojaus toimii halutusti. Tällaisissa asennuksissa käytetään useasti kuitenkin vielä suurempia 16 A:n sulakkeita. (Käpylehto 2016)

Järjestelmän suojaukseen kuuluu myös turvakytkin, joka erottaa verkkoinvertterin tai paneelit sähköverkosta. Turvakytkin voi sijaita joko DC- tai AC-puolella. Vaatimuksena on kuitenkin esteetön pääsy turvakytkimelle, jotta sähkönsyöttö saadaan tarvittaessa katkaistua. (Käpylehto 2016)

Kattoon integroitu aurinkosähköjärjestelmä on altis ilmastollisille ylijännitteille. Voidaan kuitenkin sanoa, että järjestelmä ei kasvata salamaniskun todennäköisyyttä. Erillistä ukkossuojausta ei siis vaadita, mutta sellainen voidaan halutessa rakentaa. Aurinkosähköjärjestelmä tulee kuitenkin liittää jo olemassa olevaan suojaukseen ja talon päämaadoituskiskoon. Paneelien runko liitetään katolla oleviin muihin maadoitettuihin rakenteisiin, ja maadoitetaan esimerkiksi 16 mm² kuparikaapelilla. Kuva 9 esittää ukkosenjohtimen suojaavaa vaikutusta.



Kuva 9. Ukkosenjohtimen suojaava vaikutus (muokattu lähteestä (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013))

Kuten kuvasta 9 nähdään ukkosenjohtimen suojaava vaikutus paneeleita salamaniskulta. Salama pyrkii usein osumaan korkeimpaan kohtaan, joten tasakatoilla suojauksen tarve korostuu. Suojausta suunniteltaessa on otettava huomioon kuitenkin johtimen tuotannolle haitallinen varjon vaikutus. Ukkosenjohtimet tuleekin sijoittaa niin, että varjon vaikutus jää mahdollisimman pieneksi. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Kuten muutkin sähkölaitteet, myös aurinkosähköjärjestelmä tulee yhdistää talon potentiaalintasausjärjestelmään. Näin ylijännitteet saadaan ohjattua turvallisesti maahan. Talloissa on maadoituselektrodi, joka voi olla osa salamasuojausjärjestelmää. Sen päätarkoitukset ovat luoda maadoitus ja saada hyvä potentiaalintasausvaikutus rakennuksen johtavien rakenteiden välille. (Tiainen et al. 2012)

3.5 Huolto

Aurinkosähköjärjestelmän yksi suurimpia etuja on liikkuvien osien puuttuminen. Tämän vuoksi myös vikaantumisherkyys on pieni, ja huoltokustannukset ovat vähäiset. Suurimmilta virheiltä voidaan välttyä, jos asennuksen hoitavat ammattilaiset. Invertteri kuitenkin tunnistaa osan vioista, ja osaa varoittaa näistä. Invertteri tulisikin tarkistaa päivittäin mahdollisen vikailmoituksen varalta. Tämän lisäksi päivittäistä tuotantoa kannattaa seurata. Näin voidaan saada selville, jos paneeleissa on vikaa tai jokin muu tuotantoa laskeva tekijä kuten pudonnut oksa. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Paneelin kiinnitykset ja pinnat on hyvä tarkastaa puolen vuoden välein. Myös johdot on hyvä käydä silmämääräisesti lävitse. Vika eristyksessä johtaa valokaareen, joka voi aiheuttaa tulipalon. Ukkosmyrskyn jälkeen paneelien kunto kannattaa tarkistaa mahdollisia korvauskäsittelyjä varten. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Paneelit, jotka ovat asennettu yli 12 °:een kallistuskulmaan, ovat Euroopan olosuhteissa itsestään puhdistuvia. Paneelien puhdistus voi kuitenkin lisätä tuotantoa muutamalla prosentilla. Puhdistus tehdään valmistajan ohjeiden mukaan usein vedellä ja sienellä. Puhdistuksessa on kuitenkin huomioitava turvallisuus, koska paneelit tuottavat sähköä jatkuvasti valonsäteiden osuessa niihin. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

3.6 Vikaantuminen

Aurinkosähköjärjestelmä ei ole altis vikaantumaan, mutta kuten muutkin sähkölaitteet se voi vikaantuessaan aiheuttaa sähköiskun vaaran tai tulipalon riskin. Tämän vuoksi syy epäsäännöllisiin tehontuotantoihin ja invertterin vikailmoituksiin tulee aina selvittää. Vikaantumisen voi aiheuttaa väärä asennus, komponenttien vikaantuminen ja sääolosuhteet, kuten tuuli ja ilmastolliset ylijännitteet. Vika voi tulla ylijännitteenä myös ulkopuolisesta verkosta. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE 2016) Asiakkaan tuleekin varmistaa omalta vakuutusyhtiöltään kattaako vakuutus korjauksen, jos aiheuttajana on ulkopuolinen taho tai sääilmiö.

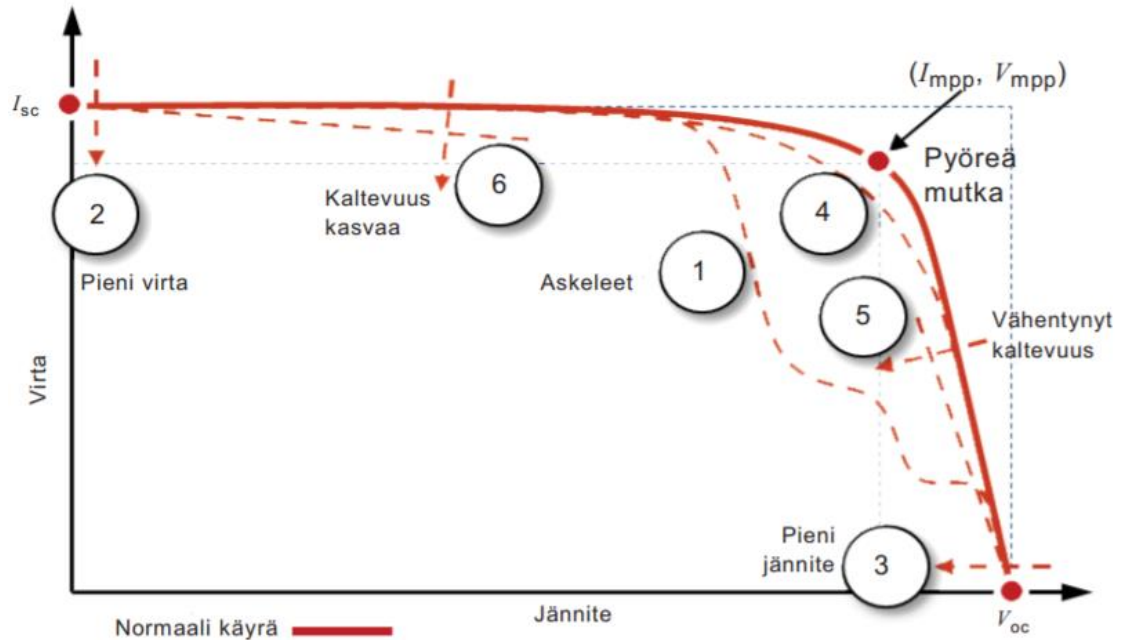
Taulukkoon 6 on koottu yleisiä vikatyyppejä, ja keinoja niiden tunnistamiseen.

Taulukko 6. Yleisiä vikoja, ja keinoja niiden selvittämiseen (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE 2016).

	Silmämääräinen tarkistus	Oikosulkuvirtamittari	Jännitemittari	Eristysvastusmittari	Tehokäyrä	Lämpökuvaukset	Invertterin vikailmoitus	Verkkoyhtiö
Likaantuminen ja varjostus	x	x			x	x	x	
Johtimet	x	x			x	x	x	
Kosteus	x			x				
Lasin rikkoutuminen	x			x	x	x		
Hotspot	x	x			x	x		
Invertterin toiminta							x	
Yliaallot								x
Verkon viat							x	x
Jännitteet			x				x	
Oikosulkuvirrat		x						
Kuluttajan maadoitusresistanssi	x							

Kuten taulukosta 6 nähdään, silmämääräisellä tarkastuksella voidaan havaita useita vikoja. Jos järjestelmään kuitenkin kuuluu useita paneeleita, voi tämä olla työlästä. Lämpökuvauksella nähdään myös useita järjestelmän vikoja, ja voidaan erotella kennojen toimintakykyä. Tämä vaatii kuitenkin tietoa valosähköisestä ilmiöstä, sillä kaikki lämpötilaerot eivät tarkoita vikaa toiminnassa. Hotspot:illa tarkoitetaan tilannetta, jossa yhden kennon toiminta sarjaan kytketyssä järjestelmässä rajoittaa muiden kennojen toimintaa, ja tämän seurauksena lämpötila pisteessä kasvaa. Verkkoyhtiöllä on velvollisuus selvittää epäillyt verkon viat ja taajuuspoikkeamat.

Järjestelmän vikaantumista voidaan tulkita myös virta-jännite-käyrältä. Kuva 10 esittää normaalin käyrän poikkeamia.



Kuva 10. Virta-jännite-käyrän poikkeamat vikatilanteissa (SFS-EN 62446-1 Aurinkosähköjärjestelmät 2016).

Kuvaan 10 on merkitty kuusi erilaista poikkeamaa. Ensimmäisessä kohdassa käyrässä huomataan pieniä poikkeamia tai kuoppia. Nämä voivat johtua varjoista tai likaisuudesta. Myös yksittäiset kennot saattavat olla vaurioituneita. Paneelit kannattaa tarkistaa lehdistä tai muista roskista ja pestä tarvittaessa. Toisessa kohdassa virta on pienentynyt. Tämän aiheuttajina voivat olla edelliset syyt tai yleinen suorituskyvyn aleneminen paneelien ikääntyessä. Pienentynyt jännite taas johtuu koko paneelin varjostuksesta tai kennojen vaurioista. Kennon ikääntyessä sen suorituskyky laskee, mikä on nähtävissä maksimitehopisteen lähenemisellä origoa kohti. Kohdan viisi jännitteen vähentynyt kaltevuus voi johtua monesta asiasta. Jyrkkyyteen vaikuttaa mitattavan piirin sarjaresistanssi, ja tässä tapauksessa resistanssi on kasvanut. Kasvaneen resistanssin voi aiheuttaa myös johtojen ja liitosten viat, joten ne on syytä tarkistaa. Kohdassa kuusi esitetty kaltevuuden kasvu voi viitata vuotovirtoihin ja aiemmin mainittuun Hotspot-tilanteeseen. Tämä voidaan selvittää esimerkiksi lämpökuvauksella. (SFS-EN 62446-1 Aurinkosähköjärjestelmät 2016)

3.7 Takuu

Verkkoon liitetyn aurinkosähkövoimalan eri komponenteilla on kaikilla valmistajan antama takuu. Useat valmistajat tarjoavat myös pidennettyä takuuta tuotteen rekisteröinnin yhteydessä. Paneelien takuuajat ovat suhteellisen pitkiä. Usein paneeleille myönnetään 10 vuoden takuu 90 %:n toimintateholla ja 25 vuoden takuu 80 %:n toimintateholla. Asiakas on velvollinen kustantamaan mittaukset, joilla tuotannon lasku todetaan.

Aurinkopaneeleita on kuitenkin ollut toiminnassa jo yli 25 vuotta näyttämättä merkkejä merkittävästä ikääntymisestä. Vuosikymmenten kuluessa auringon ultraviolettisäteily

vaalentaa kennoja ja laskee tuotantoa. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE 2016)

Invertteri on yleensä tehoelektroniikkansa vuoksi aurinkosähköjärjestelmän vikaherkin osa. Sille myönnetään usein viiden vuoden takuu aika. Invertteri joudutaankin usein uusia kymmenen vuoden kuluessa. Invertterin ikää voidaan lisätä sisäasennuksella, jolloin se ei altistu suurille lämpötilanvaihteluille. (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE 2016)

Takuu ei kata kuitenkaan järjestelmän vikaantumista ilmastollisten ylijännitteiden tai sähköverkon vikojen vuoksi. Aurinkovoimala on kallis ja pitkäikäinen investointi, joten sen vakuuttaminen kannattaa. Asiakkaan tulee tarkistaa, käykö järjestelmä osaksi kiinteistön tavallista vakuutusta. (Käpylehto 2016)

3.8 Turvallisuus

Aurinkosähköjärjestelmän on toimittava turvallisesti ja suunnitellulla tavalla. Vaikka järjestelmä olisikin asennettu turvallisesti, voi se vikaantua. Aurinkosähköjärjestelmä aiheuttaa turvallisuusriskin myös kolmansille osapuolille. Tässä tapauksessa kolmannella osapuolella tarkoitetaan verkkoyhtiön työntekijöitä, palomiehiä, kattotyöntekijöitä tai muita järjestelmän kanssa tekemisiin joutuvia. Järjestelmän vikaantuminen saattaa aiheuttaa myös jännitepoikkeaman. Tällöin on tärkeää, että invertteri erottaa järjestelmän, jotta se ei vaurioidu tai aiheuta sähköiskun vaaraa. Järjestelmästä irti kytketyt paneelit tuottavat sähköä valolle altistuessaan, joten sähköisku on mahdollinen myös tällöin.

Talon ulkoseinään tai esteettömästi saavutettavaan tilaan on lisättävä turvakytkin, jolla aurinkosähköjärjestelmä voidaan erottaa verkosta. Verkkoyhtiöillä voi olla omia vaatimuksia turvakytkimelle, mutta usein se sijaitsee tasavirtapuolella. (Käpylehto 2016) Liitteistä A ja B nähdään turvakytkimen sijainti järjestelmässä.

Jos aurinkopaneelit asennetaan valoisaan aikaan, tapahtuu asennus jännitteisenä. Vahingon riski sähköiskulle on erittäin pieni, mutta johdinten päät suositellaan peitettäväksi, jotta oikosulun tai maasulun vaaraa ei synny. Kaapeleiden eheys on syytä tarkistaa vuosittaisin puhdistuksen yhteydessä. Kaapelin ehjä suojavaippa estää maa- ja oikosulkujen syntymisen.

3.8.1 Varoitusmerkinnät

Standardin SFS-EN 50438 mukaan mikrogeneraattoreihin on lisättävä varoitusmerkintä, joka on oltava huomattavissa ennen pääsyä jännitteisiin osiin. Aurinkosähköjärjestelmän tapauksessa on huomioitava, että paneelien generoima jännite ei katkea, vaikka järjestelmä kytkettäisiinkin turvakytkimellä irti talon sähköverkosta. (SFS-EN 50438)

Varoituskilpi sisältää tiedon syötöstä kahdesta suunnasta, ja miten syöttö voidaan erottaa. Varoituskilvet on sijoitettava vähintään kaikkiin sähkökeskuksiin, jotka ovat mikrogeneraattoriin yhteydessä. Tämän lisäksi invertterin tai turvakytkimen läheisyydessä tulee huomauttaa laitteen erottamisesta ennen työskentelyn aloittamista. Myös sähköyhtiön työntekijöiden turvallisuuden kannalta kohteissa, joissa aurinkosähköjärjestelmä voidaan erottaa jakeluverkosta, tulee olla varoituskilpi. Tällainen kohde voi olla esimerkiksi jakokaappi tai muuntamo. (SFS-EN 50438) Tämän työn yhteydessä tehtiin verkkoyhtiö Elenialle ehdotus tuotantolaitoksen merkitsemisestä kyltein lähdön alkupäässä.

3.8.2 Paloturvallisuus

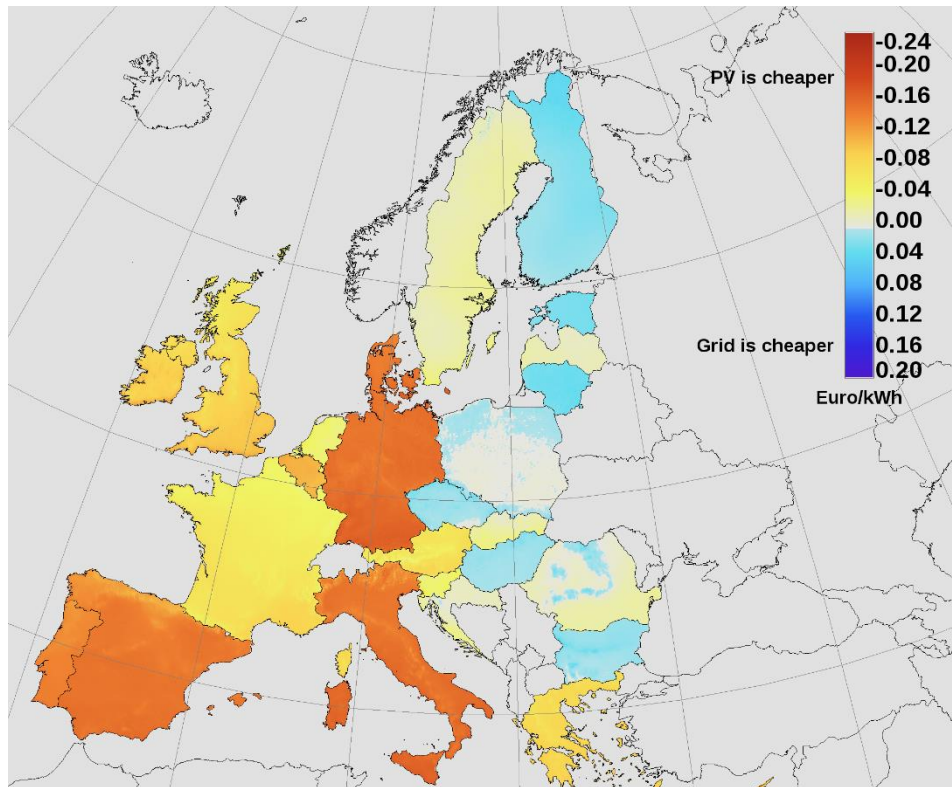
Tulipalon sattuessa palomiehet joutuvat joskus menemään sisään rakennukseen katon kautta. Tällöin katolle sijoitetut paneelit ja johdot voivat aiheuttaa esteen etenemiselle. Paneeleita ei tulisikaan sijoittaa koko kattopinta-alalle. Lisäksi paneelien johdotukset on tehtävä siististi, jotta kompastumisen riski on pienempi. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Tällä hetkellä palomiesten huomiointi, käytäntö ja ohjeet ovat hyvin maakohtaisia, ja yleistä virallista ohjeistusta ei vielä löydy. Aurinkopaneeleilla on myös riski syttyä palamaan. Palon voi aiheuttaa laitevika, väärä asennus tai ilmastollinen ylijännite. Myös johtimen katkeaminen voi sytyttää jatkuvan valokaaren, joka ennen pitkää aiheuttaa tulipalon. Tällöin on tärkeää, että kunnossapito- ja toimintasuunnitelmasta löytyy selkeät ohjeet vaaratilanteiden varalle. Kyseessä on aina jännitteisen laitteiston sammutus, myös yöaikaan. Sammuttajien valonheittimet saavat myös jännitteen aikaan. Paneelit saattavat irtota ja aiheuttaa lasinsirpaleiden lentämisen. Sähköasentajan tehtävä on erottaa ja eristää johtimet niin, että sähköiskun vaara on mahdollisimman pieni. (LIITE D)

3.9 Liittyminen verkkoon

Aurinkosähköjärjestelmä tuottaa tarkasta mitoituksesta riippumatta aina ajoittain ylimääräistä energiaa. Kalliin ja lyhytikäisen akkujärjestelmän voikin korvata syöttämällä ylimääräisen sähkön verkkoyhtiölle. Tämä vaatii sähkönostosopimusta paikallisen sähköverkkoyhtiön kanssa. Kuluttaja voi ostaa sähkön valitsemastaan yrityksestä, ja periaatteessa myös myydä sen haluamalleen taholle. (Käpylehto 2016)

Sähkön ostohinta omakotitaloasukkaalle noin 5000 kWh vuosikulutuksella on 6-8 snt/kWh, ja veroineen sekä siirtomaksuineen hinta nousee noin 16 snt/kWh:iin (Energia- virasto 2017). Kuva 11 vertailee aurinkosähköllä tuotetun sähkön ja verkosta ostetun sähkön hintaa Euroopassa.



Kuva 11. Aurinkosähkön tuotannon kannattavuus Euroopassa (LIITE E).

Kuvan 11 hintavertailu on laskettu aurinkovoimaloille, joiden hinta on 1350 €/kWp, pitoaika 20 vuotta ja vuosittaiset huoltokustannukset 2 % kokonaishinnasta. Kuten kuvasta 11 nähdään, on Suomi esitetty vaalean sinisellä värillä, mikä tarkoittaa, että verkosta ostettu sähkö on halvempaa kuin itse tuotettu. Suomi ei ole kuitenkaan kaukana kannattavasta toiminnasta, ja teknologian yhä parantuessa tämä voidaan helposti saavuttaa. Koska Suomi sijaitsee pohjoisella leveyspiirillä, kannattavuus eri vuodenaikoina eroaa merkittävästi, eikä Suomi näin ollen ole täysin vertailukelpoinen eteläisimpien maiden kanssa.

3.9.1 Liittymisehdot

Verkonhaltijaan tulee olla yhteydessä jo ennen tuotantolaitoksen hankkimista. Näin varmistetaan sopivuus sähköverkon ja sähköturvallisuusmääräysten kannalta. Ennen tuotantolaitoksen käyttöönottoa verkkonhaltijalle on toimitettava vaadittavat dokumentit ja tehtävä myyntisopimus. Tärkeää on, että pienvoimala ei aiheuta häiriötä verkkoon. Verkko-yhtiön vaatimuksena on myös ammattilaisen tekemät kytkennät. Verkko-yhtiö on velvollinen tekemään vaadittavat muutokset sähkömittariin. Liite A esittää Energiaviraston sopimus pohjan mikro tuotannon liittämiseksi sähköverkkoon. Tämä tai vastaavasti verkko-yhtiön oma sopimus pohja täytetään liittyjän tai tuotantolaitoksen asentavan sähköasentajan toimesta. Tuotantolaitoksen tietojen lisäksi tärkeää on, että ilmoituksesta tulee ilmi turvakytkimen sijainti ja asennuksen suorittaneen henkilön pätevyys.

Tuotantolaitoksen täytyy synkronoitua jakeluverkon kanssa automaattisesti. Tahdistus tapahtuu invertterissä useasti maa-asetusten mukaan. Suomessa verkon taajuus on 50 Hz. Standardi SFS-EN 50438 määrittää myös tehokertoimen raja-arvot systeemille. Tämä vaihtelualue on $\cos\varphi = 90^\circ_{\text{ind}} - 90^\circ_{\text{kap}}$, kun lähtöpäteho on suurempi tai sama kuin 20 % sen nimellispätehostä. Käyttämällä standardien mukaista ja CE-merkittyä invertteriä varmistetaan näiden ominaisuuksien täyttämistä.

Tuottajalla on oikeus liittyä verkkoon, jos tuotantolaitoksen tekniset vaatimukset täyttyvät. Teknisiä vaatimuksia ovat muun muassa sähköturvallisuus, esteetön pääsy turvakytkimelle, ammattilaisen kytkentä, riittävät dokumentit ja tuotantolaitoksen toiminta niin, että verkolle ei aiheudu haittaa. Tuottajalla on myös oikeus siirtää vaatimusten täyttäessä sähköä verkkoon, kun sähkölle on ostaja. (Energiavirasto 2016)

3.9.2 Sähkön myynti verkkoon

Verkkoyhtiö voi tarjota pientuottajalle erilaisia ostosopimuksia. Yksi yleinen tarjolla oleva sopimus on spot-hintaan sidottu korvaus, josta sähköyhtiö vähentää oman osuutensa. Ylijäämätuotannosta saatu korvaus on noin 2-6 snt/kWh. Toinen suosittu tapa on kiinteähintainen sopimus. Tämä on pientuottajan kannalta yksinkertaisin sopimusmalli. Korvaus voi olla esimerkiksi 5 snt/kWh. Muutama verkkoyhtiö tarjoaa myös niin kutsuttua pankkisopimusta, jolloin ylijäämätuotannosta saa saman suuruisen korvauksen kuin myyntisähköstä. Ideaalisinta on mitoittaa aurinkosähköjärjestelmä niin, että tuotanto käytetään pääosin itse. Tällöin ostosopimuksen tyypillä ja ostohinnalla ei ole paljon merkitystä. (Käpylehto 2016)

Myös laskutuksessa on useita eri tapoja. Laskutus voi olla yhteinen kulutuksen kanssa, jolloin myydyistä sähköistä maksettu summa näkyy laskulla hyvitysrivinä. Suuremmalla tuotannolla voi olla hyödyllistä käyttää tapaa, joka perustuu sähkön ostajan raportointeihin. Ostaja lähettää tuotetusta sähköstä raportin, jonka perusteella pientuottaja laatii laskun. (Energiateollisuus 2015)

3.9.3 Verkostoasentajien turvallisuus

Verkkoyhtiön on oltava tietoinen verkkoon liitettävistä tuotantolaitoksista standardin SFS-EN 50438 mukaisesti. Lisäksi tuotantolaitteen on kytkeydyttävä irti jakeluverkosta suojaustoiminnan seurauksena.

Sähkökatkon aikana verkkoon liitettävät aurinkosähköjärjestelmät eivät saa tuottaa sähköä myöskään liittymispisteessä. Paneeleja ei voida kuitenkaan kytkeä pois käytöstä, vaan tuotanto jatkuu säteilymäärän mukaan. Invertterin vikaantuessa on mahdollista, että kennojen tuottama sähkö virtaa edelleen jakeluverkkoon, ja alkaa syöttää sitä. Kyseessä on tarkoitukseton siirtyminen saarekekäyttöön. Sähkönsyöttöä ei tällöin valvota verkkoyhtiön toimesta. Tämä aiheuttaa riskin viankorjausta tekeville verkostoasentajille.

Verkostoasentajat koulutetaan erottamaan ja maadoittamaan sähkönsyöttö jokaisesta mahdollisesta suunnasta. Kuitenkin pitkittyneen viankorjauksen aikana riskit ja huolimattomuus kasvavat. Suomessa kuluttajien tuotantolaitokset eivät ole vielä yleisiä, joten takaisinsyöttömahdollisuuteen ei varauduta ilman erillistä varoitusta. Tämän vuoksi onkin tärkeää, että verkkoyhtiö merkitsee tuotantolaitokset varoituskyltein niin, jotta ne voidaan tarvittaessa erottaa verkosta. Näin asentajien työ on turvallisempaa, ja sähköiskun vaara pienenee. (Varnando & Sheehan 2009)

4. JÄRJESTELMÄN MITOITUS

Sähkö voidaan tuottaa aurinkopaneeleilla lähes samaan hintaan kuin sähköyhtiöltä voidaan ostaa. Luvussa kolme käsiteltiin pientuottajan sähkön myyntihintoja, ja todettiin, että myynti ei ole kannattavaa. Järjestelmän taloudellinen kannattavuus saavutetaan oikealla mitoituksella. Voidaankin sanoa, että oma kulutus vaikuttaa mitoitukseen eniten.

Aurinkosähköjärjestelmä maksaa itsensä takaisin Suomen olosuhteissa noin 15 vuodessa. Asennettuna järjestelmä maksaa noin 2 €/W, eli 5 kW:n järjestelmän kustannukset ovat veroineen noin 10 000 €. Muita kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä ovat korkokanta, ostosähkön hinta ja sähkön hintakehitys. (Käpylehto 2016) Tulevaisuudessa sähkön siirtomaksut voivat kasvaa, sillä ikääntyvä verkko vaatii investointeja verkkoyhtiöiltä. Jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset Sähkömarkkina-alueissa (588/2013 51§) velvoittavat verkkoyhtiöitä yhä suurempaan toimitusvarmuuteen, mikä tulevaisuudessa saattaa nostaa myös siirtohintoja.

Järjestelmän mitoitus perustuu ennen kaikkea omaan kulutukseen. Mitoitusperiaatteita on kuitenkin erilaisia. Voimalan koko voidaan mitoittaa pohjakulutuksen mukaan, jolloin mitoitus on tehty pienimmän kulutuksen mukaan ja kaikki tuotanto kulutetaan aina itse. Vaihtoehtoinen tapa on keskimääräinen tai enimmäiskulutus. Tarkastelu voidaan tehdä tietynä kuukautena esimerkiksi kesällä tai vastaavasti koko vuoden aikana. Mitoitusta voi ohjata myös investoinnin hinta tai käytettävissä oleva asennuspinta-ala. (Motiva Oy)

4.1 Sähkönkulutuksen arviointi

Sähkönkulutus ja –tuotanto vaihtelevat suuresti vuorokauden- ja vuodenajan mukaan. Omakotitalossa kulutushuippuja voivat aiheuttaa paljon tehoa vievät laitteet kuten pesukoneet, sähkökiuas ja uuni. Vastaavasti kulutus voi joinakin hetkinä pienemmillään olla lähes nolla. Tuotantoa ei voi täysin mitoittaa kulutukseen, koska kuukausittaiset vaihtelut ovat suuria. Mitoitus kannattaakin tehdä kevät- tai syyskuukausien kulutuksen mukaan. Näin tuotanto kattaa oman kulutuksen kesäkuukausien ulkopuolella. Kesällä parhaimman tuotannon aikaan sähköä jää myytäväksi myös verkkoyhtiölle. (Motiva Oy)

Parhaan hyödyn aurinkosähköjärjestelmästä saa ohjaamalla kulutusta tuotannon huippu-aikoihin. Verkkoyhtiöt tarjoavat kuluttajilleen usein tietoa sähkönkulutuksesta tunneittain. Tämän datan perusteella voidaan pohjakulutusta lisätä korkean tuotannon aikana. Sähköä kuluttavat laitteet, lämmitys ja ilmastointi voidaan kytkeä päälle korkean tuotannon aikana, jolloin sähköä ei tarvitse myydä kannattamattomasti verkkoyhtiölle. Näin myös huippukulutus tasoittuu ja ostosähkön määrä vähenee.

4.2 Voimalan mitoitus asiakkaan tarpeeseen

Optimaalista mitoitusta varten asiakkaan tulee valita mitoituseriaate. Hyvän lähtökohdan suunnittelulle antaa kulutuksen osuus tuotannosta. Tämä laskentaperiaate on esitetty kaavassa (10).

$$\text{Osuus tuotannosta (\%)} = \frac{\text{Vuosikulutus}}{\text{Vuosituotanto}} \cdot 100 \%, \quad (10)$$

jossa vuosikulutus ja –tuotanto esitetään kilowattitunteina vuotta kohden. Näin saadaan selville se osuus, minkä oma kulutus tuotannosta kattaa. Tarkempi tulos saadaan, jos lasketaan kuukausittaisia tuotantoja ja kulutuksia, koska kuukausittaiset vaihtelut ovat Suomen oloissa suuret. Toinen suunnittelulle hyvää pohjaa antava kaava on tuotannon omavaraisuus, joka on esitetty kaavassa (11).

$$\text{Osuus kulutuksesta (\%)} = \frac{\text{Oma energiantuotanto}}{\text{Kokonaisenergiankulutus}} \cdot 100 \%, \quad (11)$$

jossa energiankulutukset esitetään kilowattitunteina vuotta tai kuukautta kohden. Jos mitoituseriaatteena on pohjakulutus, voidaan kaavaa (11) muokata seuraavaan muotoon.

$$\text{Osuus tuotannosta (100\%)} \approx \frac{\text{Oma energiantuotanto}}{\text{Pohjakulutus}} \cdot 100 \%, \quad (12)$$

jossa tavoitellaan kulutuksen osalta 100 %. Kuluttajan pohjakulutusta voidaan tarkastella tietyntyyppinä kuukautena tai vaihtoehtoisesti keskiarvona koko vuoden ajalta. Jos mitoituseriaatteena on enimmäiskulutus, sijoitetaan kaavaan (12) enimmäiskulutuksen arvo. Taloudellisen kannattavuuden kannalta tärkeää pyrkiä käyttämään tuotanto itse. Kaavoja (10), (11) ja (12) käyttämällä voidaan tehdä ratkaisuja eri mitoituseriaatteiden välillä ja vertailla niiden vaikutuksia. Tarkempaan suunnitteluun vaaditaan kuitenkin tuntikohtainen mittausaineisto sähkökulutuksesta ja arvio tuntikohtaisesta tuotannosta. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

4.3 Kannattavuus

Takaisinmaksuajalla tarkoitetaan sitä aikaa, jolloin investointi maksaa hintansa takaisin. Aiemmin aurinkosähköjärjestelmät ovat houkutteleet enemmänkin omavaraisen tuotannon ja puhtaan energian lähteen avulla. Aiemmin esitetystä kuvasta 11 kuitenkin nähdään, että järjestelmät ovat tulleet taloudellisesti kannattaviksi myös pohjoisessa Euroopassa. Kustannustekijät ovatkin merkitsevempiä yhä useammalle aurinkoenergian tuotantoon siirtyvälle kuluttajalle. Suunnitteluvaiheessa selvitetään usein taloudellista kannattavuutta ja aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksuaikaa.

Aurinkosähköjärjestelmässä alkuinvestointi on aina suurin. Vuosittaiset huolto- tai korjauskustannukset ovat hyvin pienet tai olemattomat. Yksinkertaisuuden vuoksi niitä ei huomioida näissä laskelmissa.

Kuten aiemmin todettiin, suurin säästö saadaan hyödyntämällä kaikki tuotettu sähkö itse. Tässä esimerkkitarkastelussa kyseessä on 5 kWp:n monikidejärjestelmä, joka on integroitu kattoon kallistuskulmalla 35 ° ja suunnattu etelään. Järjestelmän simuloitu vuosituotanto E_a on 4090 kWh. Sähkön hinnaksi $H_{sähkö}$ oletetaan siirtokustannuksineen ja veroineen 0,16 €/kWh. (Energiateollisuus 2017) Vuosittaiseksi säästökseen saadaan näin alla olevan yhtälön (13) mukaisesti 654 €.

$$Nettotuotto = E_a * H_{sähkö} \quad (13)$$

Kooltaan 5 kWp:n aurinkosähköjärjestelmän alkuinvestointi on asennuksineen noin 10 000 €. Ilman korkotekijöitä saadaan takaisinmaksuajaksi yksinkertaistettuna yhtälön (14) mukaan 15,3 vuotta. (Haverila et al. 2005)

$$Takaisinmaksuaika = \frac{\text{perushankintameno}}{\text{nettotuotto vuodessa}} \quad (14)$$

Takaisinmaksuaika esimerkkitilanteille on noin 15 vuotta. Tämä on sama määrä, jota Käpylehto (2016) esitti. Yllä oleva esimerkki ei kuitenkaan huomio invertterin elinikää, joka on noin puolet paneelien eliniästä. Invertterin vaihto kerran käyttöaikana nostaa takaisinmaksuajan noin 16 vuoteen.

Takaisinmaksuajan menetelmä ei osoita investoinnin kannattavuutta vaan rahoitusvaikutuksia. Se ei myöskään huomioi investoinnin tuottoja takaisinmaksuajan jälkeen. (Haverila et al. 2005) Aurinkoenergian hyödyntäminen onkin Suomessa taloudellisesti kannattavaa vain pitkällä tarkastelujaksolla. Investoinnin kannattavuutta tulee tarkastella paneelien koko käyttöiän aikana.

Takaisinmaksuajan lisäksi voidaan tarkastella pääoman tuottoastetta eli ROI:ta. Tuottoaste saadaan, kun vuoden nettotuotto jaetaan keskimääräisellä investoinnilla. (Haverila et al. 2005)

$$ROI = \frac{\text{nettotuotto vuodessa}}{\text{perushankintameno}} \quad (15)$$

Yhtälön (15) perusteella tuottoaste on 6,5 %. Tämä on suhteellisen matala verrattuna investointien tuotto-odotuksiin. Tapa ei kuitenkaan huomioi inflaatiota eikä tulevien tuottojen nykyarvoa. (Haverila et al. 2005)

Taulukko 7 esittää nykyarvomenetelmällä lasketun kannattavuuden, kun korkotekijä on 2 % ja tuotannolle oletetaan 1 %:n vuosittainen pieneneminen paneelien ikääntymisen johdosta.

Taulukko 7. Kannattavuus nykyarvomenetelmällä.

Vuosi	Hankintamenot (€)	Nettotulo (€)	Diskonttaustekijä	Tuottojen nykyarvo (€)
1	10 000	654,40	0,9804	641,57
2		647,86	0,9612	622,70
3		641,38	0,9423	604,38
4		634,96	0,9238	586,61
5		628,61	0,9057	569,36
6		622,33	0,8880	552,61
7		616,10	0,8706	536,36
8		609,94	0,8535	520,58
9		603,84	0,8368	505,27
10	500	597,81	0,8203	490,41
11		591,83	0,8043	475,99
12		585,91	0,7885	461,99
13		580,05	0,7730	448,40
14		574,25	0,7579	435,21
15		568,51	0,7430	422,41
16		562,82	0,7284	409,99
17		557,19	0,7142	397,93
18		551,62	0,7002	386,22
19		546,11	0,6864	374,86
20		540,64	0,6730	363,84
21		535,24	0,6598	353,14
22		529,89	0,6468	342,75
23		524,59	0,6342	332,67
24		519,34	0,6217	322,89
25		514,15	0,6095	313,39
Yhteensä	10 500 €			11 471,50 €

Taulukon 7 laskelmista nähdään, että tarkasteltaessa 25 vuoden jaksoa investoinnissa jää-
dään hieman voitolle. Tarkastelussa ei huomioida kuitenkaan sähkönhinnan vuosittaista
nousua. Jo yhden prosentin vuosittaisella nousulla saatu tuotto on 12 762 €. Sähkön hin-
tamuuutoksia on kuitenkin vaikea ennustaa (Erat 2016). Mikäli asennukseen haetaan ve-
rovähennystä tai muita tukia, investoinnin kannattavuus paranee entisestään. Investoinnin
kannattavuuteen vaikuttaa myös verkkoon myydyn sähkön osuus ja myyntihinta sekä
mahdolliset muut kulut kuten vakuutukset. Voidaan silti sanoa, että pitkällä aikavälillä
tarkasteltuna investoiminen aurinkosähköjärjestelmään on kannattavaa.

5. PILOTTIHANKE

Aurinkosähkön yleistyessä verkkoyhtiöt ja urakoitsijat ovat yhä kiinnostuneempia sen tarjoamista mahdollisuuksista. Aiemmat luvut työstä toimivat perehdytyksenä verkkoon liitettävään aurinkosähköjärjestelmään. Pääosassa on kuitenkin asentamisprosessin kehittäminen ja yhteistyön luominen Elenian ja Pohjolan Werkonrakennus Oy:n välillä.

Tarkoituksena on tuoda aurinkosähköjärjestelmien asentaminen osaksi PWR:n palvelutoimintaa Elenian urakointialueella. Näin pystytään hyötymään jo olemassa olevista varastotiloista, sähköasentajista, kulkuvälineistä ja aluetuntemuksesta. Elenian kannalta on riskittömämpää lähteä mukaan toimintaan jo tunnetun aluekumppanin kanssa. Elenialla on verkkoalueellaan satojatuhansia asiakkaita. Tämä tarjoaa etulyöntiaseman mainostamiseen esimerkiksi sähkölaskun yhteydessä.

Pilottihankkeessa PWR asentaa asiakkaiden Elenialta tilaamia aurinkosähköjärjestelmiä. Tarkoituksena on, että PWR hoitaa tilauksen kokonaisuudessaan aina asiakkaan kontaktinnista verkkotietojärjestelmiin dokumentointiin asti.

5.1 Osapuolet

Osapuolina pilottihankkeessa toimivat verkkoyhtiö Elenia ja urakoitsija PWR. PWR lisäksi kilpailuttaa ja valitsee toimittajan materiaaleille. Tämä on poikkeuksellista, sillä tavallisessa alueurakoinnissa Elenia omistaa materiaalit. Materiaalin toimittajaksi valikoitui kilpailutuksen jälkeen Toimittaja A.

PWR ja Elenia ovat tehneet yhteistyötä sähköverkonrakentamisessa vuodesta 2008 asti. Myös Toimittaja A on ollut sekä Elenian että PWR:n yhteistyökumppani monen vuoden ajan.

5.1.1 Elenia Oy

Elenia Oy on yksi Suomen suurimmista jakeluverkkoyhtiöistä. Se omistaa noin 70 000 km sähköverkkoa Hämeessä, Pirkanmaalla, Keski-Suomessa sekä Etelä- ja Pohjois-Pohjanmaalla. Vuonna 2016 Elenia Oy:n liikevaihto oli 315,3 miljoonaa euroa (Elenia 2017b). Sähkömarkkinalain uudistus toimitusvarmuudesta on nostanut verkkoyhtiöiden paineita investoida ja uudistaa verkkoaan. Elenian tavoite on nostaa maakaapelointiaste 70 %:iin vuoteen 2028 mennessä. (Elenia 2017a)

Pientuotannon määrä Elenian sähköverkossa on kasvanut voimakkaasti. Tyypilliset kohteet ovat pienkuluttajien aurinkosähköjärjestelmiä, joita rakennetaan sähköliittymien

taakse. Vuosien 2016 ja 2017 vaihteeseen mennessä Elenian pienjänniteverkkoon oli liittynyt noin 600 aurinkosähköjärjestelmää, kun 2015 vuoden loppuun mennessä luku oli hieman yli 100. Voidaan sanoa, että kasvu on voimakasta ja kiihtyvää. (Elenia 2017c)

5.1.2 Pohjolan Werkonrakennus Oy

Pohjolan Werkonrakennus Oy on verkonrakennukseen erikoistunut urakointiyritys. PWR on yksi Elenian suurimmista urakoitsijoista ja toimii alueurakoitsijana kuudella eri urakointialueella Pirkanmaalla, Keski-Suomessa sekä Pohjois- ja Etelä-Pohjanmaalla. Tämän lisäksi PWR on Savon Voiman alueurakoitsija mukana useassa eri projektiliiketoiminnassa myös muiden verkkoyhtiöiden alueella.

Pohjolan Werkonrakennus Oy yhdistettiin osaksi Infratek-konsernia vuoden 2015 loppussa. Infratek on Norjassa, Ruotsissa ja Suomessa toimiva sähköverkon ja sähköasemien asiantuntijayritys. Infratek työllistää noin 1 300 työntekijää, ja sen liikevaihto vuonna 2016 oli noin 333 miljoonaa. (Infratek 2017)

Pohjolan Werkonrakennuksella on useita etuja lähteä mukaan aurinkosähköurakointiin. Yksi näistä on toiminta ympäri Suomea. Tämä tarkoittaa, että matkakustannukset asennuskohteisiin ovat pieniä, kun pystytään hyödyntämään paikallista resurssia. Paikallistuntemus ja valmiit asiakassuhteet toimivat myös hyvänä mainontana. Verkostorakentaminen vaatii kuorma-autoja, kiipeilyvälineitä ja työkaluja. Näitä kaikkia pystytään hyödyntämään aurinkosähköjärjestelmien asennuksissa, joten erillistä alkuinvestointia toimintaa varten ei tarvita. Näin riski siirtyä uuteen toimintaan on pienempi.

Toiminnan käynnistyessä asennukset tuovat vain pieniä muutoksia työkuormiin. Alueurakointi koostuu usein muutaman päivän töistä, joten aurinkosähköjärjestelmien asennus on saman kaltaista eikä aiheuta merkittävää haittaa muiden töiden etenemiselle, jos asennusten aikataulu voidaan suunnitella itse. PWR:llä on myös kattava sähköasentajista koostuva aliurakoitsijaverkosto, jolla voidaan pienentää työkuormaa.

Tiukentuvan sähkömarkkinalain sähkönpalautusajat vaikuttavat myös urakoitsijoihin. Verkkoyhtiöt vaativat yhä suurempaa resurssia viankorjaukseen. Jotta urakoitsijan olisi kannattavaa ylläpitää suurempaa asentajamäärää, tarvitaan myös työkuormaa lisää. Aurinkosähköjärjestelmien asentaminen tarjoaa yhden ratkaisun tähän.

5.2 Toimittajien kilpailutus

Osana uuden toiminnan luomista PWR:lle tehtiin työn yhteydessä kilpailutus eri aurinkopaneelitoimittajista. Infratekin ohjeistus hankinnan kilpailuttamisesta on esitetty kuvassa 12. Tämä prosessi kuvaa hyvin työn yhteydessä tehtyä kilpailutusta.



Kuva 12. Hankintaprosessi (muokattu lähteestä Infratek 2016).

Hankintaprosessi lähti liikkeelle tarvittavien tuotteiden määrittelystä. Tarvittiin toimittaja, jolta sai sekä yksi- että monikidepaneeleja. Invertereissä täytyi olla vaihtoehto myös ulkoasennukseen. Tarjouspyyntöä varten määriteltiin kolme eri kokoa järjestelmälle. Aurinkosähköjärjestelmien koot olivat suuruusluokka 3 kWp, 5 kWp ja 7 kWp. Muita tarvittavia tuotteita olivat aurinkokaapelit, liittimet, maadoituskaapelit ja erilaiset kattokiinnikkeet profiileille.

Tuotteiden määrittelyn jälkeen tutustuttiin eri toimittajiin. Internetistä löytyy runsaasti tietoa toiminnasta, mutta yrityksen kotisivujen näyttävyyden ja itse yrityksen osaamisen välillä ei aina ole suurta korrelaatiota. Internetin lisäksi mahdollisia toimittajia kartoitettiin Energia-messuilla Tampereen Messukeskuksessa. Tämä oli hyvä tilaisuus myös esittää kysymyksiä toiminnasta. Toimittaja-arvioinnissa pohditaan, millaisia riskejä ostokseen sisältyy juuri tältä myyjältä ostettaessa. Toimittaja-arviointi onkin tietoisesti tai tiedottomasti osa jokaista hankintapäätöstä. Jokaisesta yrityksestä pyritään varmistamaan tarjoama ja mielenkiinto toiminnalle. Näin voidaan arvioida toimittajan kykyjä ja kapasiteettia yhteistyöhön. (Iloranta & Pajunen-Muhonen 2015)

Tarjouskyselyvaiheessa viittä eri toimittajaa lähestyttiin sähköpostitse tarjouspyynnön kanssa. Tarjoukset skaalattiin samaan kokoluokkaan niin, että ALV oli 0 %. Toimittaja C oli edullisin hinnaltaan. Toimittaja A:n tuotepaketti oli kuitenkin vain 4 % kalliimpi.

Matala hinta ei ole pitkän aikavälin yhteistyössä ainut määräävä valintakriteeri. Myös tässä kilpailutuksessa tarkasteltiin muita osa-alueita. Yksi näistä oli toimipisteen sijainti. Viidestä toimittajasta ainoastaan Toimittaja A:lla oli toimipisteitä ympäri Suomea. Tämä koettiin toiminnan kannalta suurena hyötynä, koska toimitus tapahtuu seuraavana arkipäivänä tilauksesta.

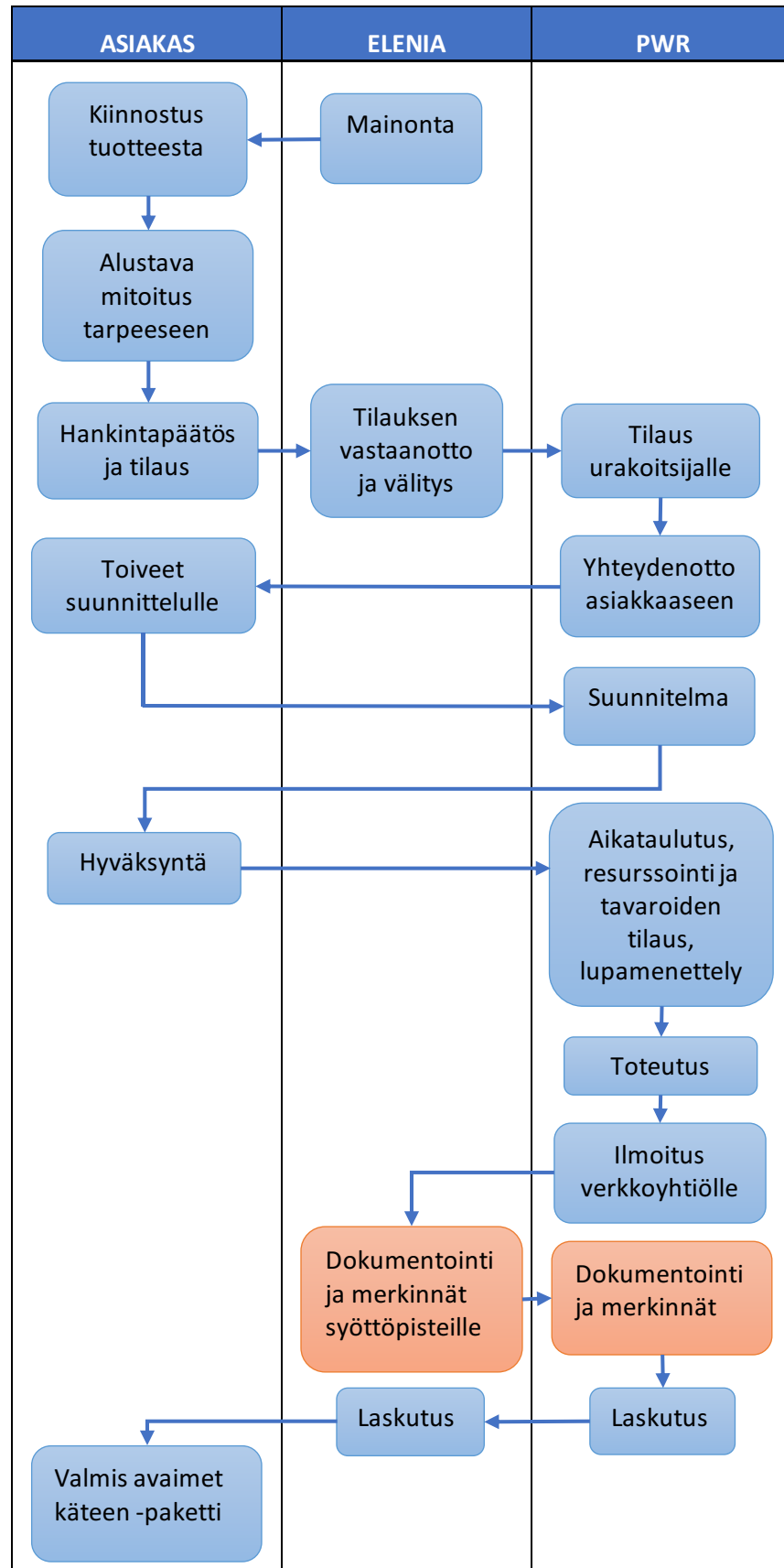
Tarkastelun kohteena oli myös toimittajien käyttämät paneeli- ja invertterimallit. Etenkin inverttereille myönnetty takuu-aika vaihteli toimittajien kesken. Yleisin takuu-aika on viisi vuotta. Kuitenkin Toimittaja D tarjosi inverttereille 10 vuoden takuu-aikaa. Toimittajan A takuu-aika oli seitsemän vuotta rekisteröitäessä invertteri valmistajan järjestelmään.

Vertailun päätyttyä Toimittaja A valittiin yhteistyökumppaniksi. Määräviä kriteereitä oli yksi alhaisimmista hinnoista verrattuna muihin, kattava ja nopea logistiikka ympäri maan, pidennetty takuu inverttereille ja vakaa vuosia kestänyt toiminta markkinoilla. Toimittaja A oli valmis myös kouluttamaan henkilöstöä asennukseen veloituksetta, mikä on suuri hyöty pitkäaikaisen toiminnan osalta. Pidempiaikaisessa yhteistyössä myös toiminnan kehitys ja suorituksen parantaminen ovat tärkeässä asemassa, ja Toimittaja A on arvioinnin perusteella tähän kykeneväinen (Iloranta & Pajunen-Muhonen 2015).

Viimeinen kohta kuvan 12 prosessikaavioissa on sopimus toimittajan kanssa. Tämä sisältää myös hinnan tarkastuksen. Kilpailutuksen jälkeen järjestettiin tapaaminen Toimittaja A:n kanssa. Tapaamisessa päätettiin lopulliset pakettien sisällöt ja sovittiin tilaus- ja toimituskäytännöt. Lisäksi lopullisille paketeille tehtiin hinnantarkastus ja kokonaisuus tuli yhä edullisemmaksi.

5.3 Toimintaprosessi

Tilauksen toimintaprosessi voidaan jaotella kolmelle osapuolelle: asiakkaalle, verkkoyhtiö Elenialle ja urakoitsija PWR:lle. Muita rajapintoja ovat naapurit, joiden kuuleminen vaaditaan joidenkin kuntien lupiin, kunnat ja kaupungit sekä tavarantoimittaja. Prosessin edetessä nämä rajapinnat ovat kuitenkin pääasiassa urakoitsijan vastuulla, joten niitä ei ole huomioitu erikseen toimijana kuvan 13 prosessikaaviossa, joka esittää osapuolten vastuualueita ja toimintaa tilauksen aikana.



Kuva 13. Aurinkosähköjärjestelmän tilausprosessi

Toiminta lähtee käyntiin Elenian mainonnasta asiakkaalle. Mainonta voidaan kohdistaa asiakkaaseen esimerkiksi sähkölaskun mukana, tai asiakas voi Elenian tai muun yrityksen internetsivujen kautta päätyä mainonnan kohteeksi. Seurauksena on kiinnostus aurinkosähköjärjestelmää kohtaan. Kiinnostuksen jälkeen lähestytään verkkoyhtiötä ja tiedustellaan hintaa. Verkko- ja sähköyhtiöillä on erilaisia sovelluksia asiakkaan kulutuksen seurantaan. Asiakas pystyy näitä tietoja hyödyntämällä arvioimaan oman kulutuksensa ja voi näin tehdä alustavan mitoituksen järjestelmän koolle itse. Verkkoyhtiö voi mitoituksen perusteella antaa alustavat yksikköhinnat asiakkaalle. Tavoitteena on, että hinnat ovat kilpailukykyiset, mikä johtaa tilaukseen.

Seuraavaksi asiakas tekee tilauksen verkkoyhtiölle. Tässä voidaan hyödyntää automatiikkaa kuten liittymätilauksissakin. Verkkoyhtiö kerää tarvittavat lähtötiedot asiakkaalta ja välittää ne tilauksen yhteydessä urakoitsijalle. Tarvittavia lähtötietoja ovat muun muassa asiakkaan yhteystiedot, sähkönkulutus, järjestelmän haluttu koko ja alustavaa suunniteltua helpottavat lähtötiedot, kuten kattomateriaali ja pääsy kohteeseen kuorma-autolla.

Tilauksen saavuttua urakoitsijan työnohjausjärjestelmään tilaus ohjataan toteuttavalle tiimille, joka ottaa yhteyden asiakkaaseen muutaman päivän sisällä tilauksesta. Asiakkaan kanssa keskustellaan alustavasta suunnitelmasta ja toteutuksesta. Mikäli asiakkaan lähtötiedot ovat riittävät ja suunnitelmat johdotuksille ja muulle asennukselle voidaan tehdä luotettavasti, voidaan erillisestä suunnittelukäynnistä luopua ja tehdä lopullinen suunnitelma asennuksen yhteydessä. Jos asiakkaalta ei saada riittävästi tietoja, on käynti paikan päällä välttämätön, jotta asentaminen on tehokasta ja vie vähemmän aikaa.

Lupaprosessi on hyvä saada käyntiin heti suunnitelman valmistuttua. Lupien käsittelyajat ovat kunnilla yleensä viikkoja. Tämä voi venyttää asennusajan kuukauteen tilauksesta. Tavarat voidaan tilata Toimittajalta A, kun on tiedossa järjestelmän koko, käytettävä invertteri ja kattomateriaali. Tavarat toimitetaan kohteeseen tilauksesta seuraavana arkipäivänä. Lopullinen päivämäärä asennukselle katsotaan sen hetkisen muun työkuorman mukaan. Asennus tulisi kuitenkin tehdä kahden viikon kuluessa, elleivät lupamenettelyt sitä hidasta.

Verkkoyhtiölle voidaan tehdä ilmoitus tuotantolaitoksesta asennuksen aikana tai sen jälkeen. Kuten liitteen E lomakkeesta nähdään, vaaditaan ilmoituksessa tarkka paikka erotuskytkimelle ja arvot mitatulle oikosulkuvirralle. Kuvan 13 kaaviossa ilmoitusta seuraavat toimenpiteet on merkitty korostetulla värillä. Näissä kaavion kohdissa verkkoyhtiö ja alueurakoitsija voivat yhdessä tehostaa toimintaansa verrattuna muihin aurinkosähköjärjestelmiä asentaviin yhtiöihin. Standardi SFS-EN 50438 vaatii merkinnän jakokeskuskelle tai muuntamolle. Verkkoyhtiö on vastuussa verkonhaltijana tämän merkinnän asennuksesta antaessaan luvan asennukselle. Alueurakoitsijana PWR on merkinnän toteuttaja maastossa. Mikäli merkintä voidaan toteuttaa samalla aurinkosähköjärjestelmän asennuksen yhteydessä, syntyy tästä säästöjä sekä verkkoyhtiölle että urakoitsijalle. Verkkoyhtiön

ei tarvitse tehdä erillistä tilausta merkintätyöstä, ja urakoitsijan ei tarvitse yksittäisen merkintätyön vuoksi siirtyä kohteeseen. Alueurakoitsijalle on myös pääsy verkkoyhtiön verkotietojärjestelmiin, joten dokumentointi voi jäädä kokonaisuudessaan myös urakoitsijan vastuulle.

Järjestelmä voidaan kytkeä toimimaan verkkoyhtiöltä saadun vastauksen jälkeen. Työn valmistuttua urakoitsija PWR laskuttaa Eleniaa yksikköperusteisesti. Elenia laskuttaa edelleen asiakasta omien käytäntöjensä mukaan. Prosessikaavion viimeinen kohta on asiakkaan valmis aurinkojärjestelmä avaimet käteen –periaatteella toimitettuna.

5.4 Koe-asennus

Osana pilottihanketta tehtiin koeasennus Jämsän toimitiloihin. Koeasennuksessa rakennettiin 5 kWp:n aurinkosähköjärjestelmä. Koeasennus tehtiin, jotta asentajille saadaan käytännön kokemusta asennuksesta ennen toimintaan ryhtymistä. Koeasennus toimi harjoituksena oikealle asennukselle. Koeasennuksen yhteydessä voitiin varmistaa myös asennusajat paneeleille, johdoille ja invertterille. Näin saatiin asennuksen kiinteät yksikköhinnat määriteltyä kannattaviksi.

Koeasennuksessa käytettiin Toimittaja A:n toimittamaa kokonaispakettia. Paketti sisälsi 20 kappaletta Trinasolar HONEY 265- paneeleita, jotka kytkettiin sarjaan. Invertterinä käytettiin myös ulkoasennukseen sopivaa Stecan IP-65-suojattua 5503 invertteriä. Kohteessa oli peltikatto, joten kiinnikkeet valittiin sen mukaisesti. Asennuksessa käytettiin 6 mm² aurinkokaapelia.

5.4.1 Asiakaskontakti

Aurinkosähköjärjestelmän suunnittelu ja rakentaminen alkavat yleensä asiakkaan yhteydenotosta. Ensimmäiseksi on selvitettävä, mitä asiakas haluaa ja mikä on asiakkaan motiivi aurinkosähkötuotantoon siirtymiselle. Suunnittelijalla on oltava perustiedot aurinkopaneelien toiminnasta, jotta asiakkaan kysymyksiin voidaan uskottavasti vastata. (Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie 2013)

Diplomityöhön liittyvässä koeasennuksessa ei ollut asiakaskontaktia, koska asennuskohdeeksi valikoitui Jämsässä sijaitsevat PWR:n toimitilat osoitteessa Pietiläntie 6. Mikäli järjestelmä olisi asennettu ulkopuolisille, olisi ennen ensimmäistä tapaamista selvitettävä kohteen sähkönkulutus, haluttu mitoitusperiaate ja kannattavuus.

Kohteen sähkönkulutus vuoden 2017 alusta on esitetty taulukossa 8. Kuten aiemmista tarkasteluista nähtiin, on aurinkosähkö kannattavinta, kun tuotanto pystytään hyödyntämään itse. Tämän vuoksi taulukkoon on lisätty vertailuksi arvioitu tuotanto.

Taulukko 8. Kohteen toteutunut kulutus ja arvioitu tuotanto (European Commission).

Kuukausi 2017	Kulutus (kWh)	Em (kWh)	Osuus kulutuksesta (%)
Tammikuu	4857	68,2	1,4
Helmikuu	4929	221	4,5
Maaliskuu	4296	373	8,7
Huhtikuu	3532	573	16,2
Toukokuu	3242	639	19,7
Kesäkuu	1888	597	31,6

Verrattaessa taulukon 8 toteutunutta kulutusta ja arvioitua kuukausituotantoa E_m nähdään, että tuotanto ei ylitä kulutusta edes kesäkuukausina. Tämä nähdään myös kaavan (11) mukaan laskettuna osuutena kulutuksesta. Koska kyseessä on toimistorakennus, kulutus ajoittuu päiväsaikaan, milloin tuotanto on suurinta. Voidaankin todeta, että lähes kaikki tuotanto pystytään kuluttamaan itse viikonloppuja lukuun ottamatta.

Alustavan mitoituksen valmistuttua on asiakkaan kanssa hyvä suunnitella etukäteen asennusta ja sen aikataulua. Kohteesta saadut tarkat ennakkotiedot helpottavat ja nopeuttavat asennusprosessia. Etenkin kunnalta haettavien toimenpide- tai rakennuslupien käsittely-aika on useita viikkoja, joten hakuprosessi on hyvä saada käyntiin ajoissa. Lisäksi kohteen ympäristö kannattaa käydä etukäteen lävitse. Näin asiakas voi varautua esimerkiksi mahdollisiin puunkaatoihin.

5.4.2 Suunnittelu

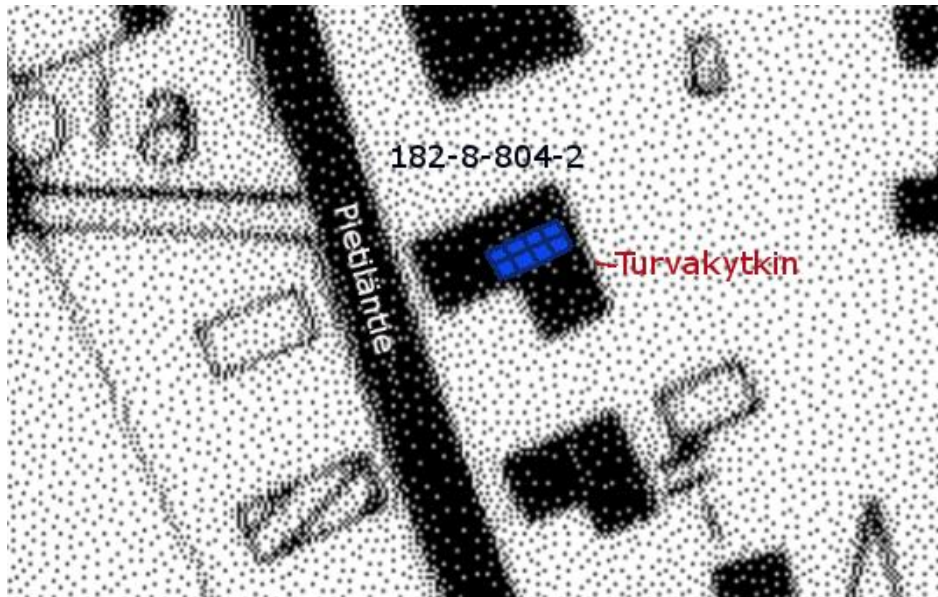
Hyvä suunnitelma vaatii ennakkokäynnin paikan päällä. Näin selvitetään, onko rakennus sopiva kattoon integroidulle järjestelmälle. Etenkin vanhoissa taloissa katon heikot rakenteet eivät salli tätä. Oikeiden kiinnikkeiden vuoksi on tärkeää tietää, millainen katto on kyseessä. Turvallista kattotyöskentelyä varten on selvitettävä mahdolliset kiinnitteet turvavaljaille. Katon jyrkkä kallistuskulma vaikeuttaa asennusta. Asennus onnistuu helpoiten, jos kohteen viereen päästään kuorma-autolla niin, että paneelit ja tarvikkeet voidaan nostaa korilla katolle. Kuorma-auton kori voi toimia tarvittaessa kiinnikkeenä puutoamisen estävälle köydelle.

Paneelien sijoitus katolle päätetään suunnitteluvaiheessa. Sijoitukseen vaikuttavat katon rakenne, sijoituksen symmetrisyys ja ulkonäkö sekä pihapiirin varjot. Kennojen tuottama sähkö tuodaan rakennuksen pääkeskukselle aurinkokaapeleilla. Lisäksi paneelien maadoitus kiinnitetään katolla oleviin muihin maadoitettuihin rakenteisiin tai tuodaan rakennuksen päämaadoituskiskoon. Paneelit tulisikin sijoittaa katolle niin, että johdotukset tulisivat mahdollisimman lyhyiksi. Näin säästetään kaapeleiden hinnassa sekä niissä muodostuneissa tehohäviöissä.

Kohteessa on suunniteltava myös johtojen, turvakytken ja invertterin sijainti. Katolla saattaa olla rakenteita kuten tuuletusluukkuja, joita pitkin kaapelit voidaan viedä sisätilaan tekemättä reikiä olemassa oleviin seiniin. Vaihtoehtoinen ratkaisu on viedä kaapelit katonharjaa ja seinää pitkin alas. Kaapelit voidaan ulkonäöllisistä syistä sijoittaa alumiiniputkeen, mutta kaapelien kestävyys ei sitä vaadi. Turvakytkin on turvallisuussyistä kuitenkin aina sijoitettava ulos paikkaan, johon verkostoasentajilla on vapaa pääsy. Invertteri suositellaan asennettavaksi sisätiloihin, koska ulkoilman lämpötilanvaihtelut lyhentävät sen käyttöikää. Suojaluokituksestaan IP65 olevat invertterit voidaan sijoittaa myös ulos. Nämä sijainnit on hyvä merkitä suunnitelmaan esimerkiksi valokuvoin, jotta asentajien työ on nopeampaa. Mikäli pääkeskus sijaitsee sisällä, on ennen läpivientejä selvítettävä mahdollisten sähköjohtojen sekä vesi- ja kaasuputkien sijainnit.

Viimeisenä on varmistuttava asiakkaan sähköpääkeskuksen sopivuudesta järjestelmälle. Kolmivaiheinen järjestelmä vaatii kolme vapaata sulakepaikkaa ja yksivaiheinen yhden vapaan paikan. Mikäli näitä ei ole, voidaan tarvittaessa poistaa käytöstä tarpeettomia kolmivaihepistorasioita. Vaihtoehtona on myös pääkeskuksen suurentaminen tai uusiminen.

Jämsän toimistolle sijoitettavaa järjestelmää varten tiedusteltiin kunnan rakennusvalvonnasta tarvetta toimenpideluvulle. Puhelinkeskustelun perusteella Jämsän toimenpidelupahakemus vaatii liitteeksi kaavakuvan, johon uusi rakenne on piirretty. Tämä liitekuva on esitetty alla.



Kuva 14. Aurinkopaneelien sijoitus kohteeseen (muokattu kohteesta Jämsä Taajamaleiskaava 1989).

Kuva 14 on muokattu Jämsän kaupungin taajamayleiskaavakuvasta, jota käytetään pohjana toimenpidelupahakemuksen kuvaliitteille. Usealla kunnalla on samanlaisia käytäntöjä, ja kaavakuvat saattavat olla hyvin epäselviä ja vanhoja. Ylläolevasta kuvasta 14 puuttuu myös tontinrajat, mutta ne eivät tässä tapauksessa vaikuta, koska kyseessä on rakennukseen sijoitettava komponentti.

Kuntien lupamenettelyt ovat vielä erilaiset, ja käytännöt aurinkopaneelien sijoitukseen vaihtelevat. Koeasennuksen kohdalla toimenpidelupa ei palautunut kunnalta, ja uuden yhteydenoton jälkeen toimenpidelupaa ei tarvittu katon suuntaisesti asennetuille systeemeille.

Koeasennuksessa invertteri päätettiin sijoittaa sisätilaan pääkeskuksen viereen. DC-turvakytkin sijoitettiin ulos. Johdot tuotiin ilmastointiluukusta katon sisärankenteisiin ja sieltä edelleen ulos itäseinälle. Kuten kuvasta 14 nähdään, turvakytkin sijoitettiin itäseinälle. Turvakytkimen jälkeen tehtiin seinään uusi läpivienti, josta päästiin ensimmäisessä kerroksessa olevaan pääkeskukseen. Seinäläpiviennit tiivistettiin polyuretaaniliima- ja tiivistemassalla.

5.4.3 Kattotyöturvallisuus

Katolla työskentelystä aiheutuu aina riski putoamiselle. Suunniteltaessa asennusta täytyy kohteesta tehdä myös riskiarvio. Riskiarvio tehdään taulukon 9 riskiluokkien mukaan.

Taulukko 9. Riskiluokat (Nokelainen et al. 2014).

Seuraukset	Riskin suuruus		
	Epätodennäköinen	Mahdollinen	Todennäköinen
Vähäiset	1 Merkityksetön riski	2 Vähäinen riski	3 Kohtalainen riski
Haitalliset	2 Vähäinen Riski	3 Kohtalainen riski	4 Merkittävä riski
Vakavat	3 Kohtalainen riski	4 Merkittävä riski	5 Sietämätön riski

Taulukossa 9 esitetyt luokat 1 ja 2 ovat merkityksettömän tai vähäisen riskin töitä, joissa noudatetaan normaalia varovaisuutta työn erityispiirteet huomioiden. Töissä, jotka aiheuttavat kohtalaisen riskin, noudatetaan erityistä varovaisuutta, ja valitaan tarvittaessa työmenetelmät sen mukaisesti. Luokan 4 ja 5 työt ovat riskiltään merkittäviä tai sietämättömiä. Työn aiheuttamat riskit on tällöin minimoitava tai valittava vaihtoehtoinen toteutustapa.

Riskin suuruus määritellään vaarasta ja haitasta aiheutuvien seurausten vakavuuden ja esiintymistodennäköisyyksien yhdistelmänä. Riskinarviointi ei itsessään riitä, vaan sen perusteella on ryhdyttävä toimiin turvallisuuden säilyttämiseksi. Kuten taulukosta 9 nä-

dään, riskit jaotellaan viiteen eri luokkaan seurausten vakavuuden ja tapahtuman todennäköisyyden perusteella. Jos riski on arvoltaan suurempi kuin 2, on tehtävä erityinen huomio toteutustavasta. Taulukko 10 esittää koeasennuksesta tehdyn riskiarvion.

Taulukko 10. *Koeasennuksen riskiarvio.*

RISKI	Sisältyy	Pisteet	Huom.
Liikenne	x	2	1.
Kaivutyöt			
Kaivannot ja niiden suojaukset			
Koneiden ja laitteiden käyttö	x	2	
Nostotyöt ja siirrot	x	3	2.
Vesiputket			
Kaasuputket			
Jännitteiset johdot ja laitteet	x	3	3.
Henkilösuojainten käyttö	x	2	
Työt tele- ja sähkökaapeliin alueella			
Sää	x	2	
Huomiot			
1. Varoitetaan pihassa kulkijoita etukäteen			
2. Pihassa autoliikennettä, varoitetaan asennuksesta etukäteen			
3. Peitetään jännitteisten aurinkokaapeliin pää ja estetään oikosulun mahdollisuus			

Turvallinen työskentely sisältää aina riittävien henkilösuojainten käytön. Verkostoasennuksen yhteydessä valtaosa suojavälineistä on jo päivittäisessä käytössä. Näitä ovat valo-kaareilta suojaavat palosuojatut vaatteet, turvakengät, kypärä ja kiipeilyyn tarkoitettut valjaat ja köydet.

Ennen töiden aloittamista on selvitettävä turvalliset kulkutiet katolle. Etenkin talotikkaiden kunto voi olla heikko ja henkilökohtaisia putoamissuojia on käytettävä niiden kanssa. Nojatikkaita voidaan käyttää kertaluontoisena nousemistienä, jos ne on tuettu asianmukaisesti ylä- ja alapäästä. Ennen työskentelyn aloittamista on suunniteltava materiaalien sijoitus katolle niin, että ne eivät aiheuta vaaraa asentajille tai ohikulkijoille ympäristössä. Materiaalien nosto katolle on suunniteltava etukäteen. Tässä pyritään käyttämään mahdollisuuksien mukaan kuorma-auton nostolaitetta. (Kattoliitto ry 2012)

Henkilöiden putoaminen täytyy estää, jos korkeus on yli kaksi metriä. Aurinkopaneelien asennus on lyhytaikaista työtä, joka kestää muutamasta tunnista vuorokauteen. Erillisten kaiteiden rakentaminen ei ole tällöin kannattavaa, vaan suojaus pyritään toteuttamaan muiden keinojen avulla. Henkilökohtaiset putoamissuojat kiinnitetään katolla pisteisiin,

joiden tulee kestää putoamisen aiheuttamat voimat. Mikäli katolla ei ole valmiita kiinnityspisteitä, voidaan kattotuoleihin tehdä sellaiset. (Kattoliitto ry 2012) Koeasennuksen yhteydessä katolle rakennettiin kiinnityspisteet köydelle, johon henkilökohtaiset työskentelyvaljaat voitiin kiinnittää. Nämä olivat käytössä koko työskentelyn ajan.

5.4.4 Asennus

Koeasennuksessa 20 paneelia kytkettiin sarjaan ja yhdistettiin invertteriin. Suunnittelun jälkeen aloitettiin kattokiinnikkeiden asentaminen. Kiinnikkeisiin asennettiin poikittaiset profiilit, joihin paneelit kiinnitettiin. Paneelit saatiin katolle kuorma-auton nosturilla. Tuotannon kannalta ei ole väliä, ovatko paneelit vaaka- vai pystysuuntaisesti asennettu. Koeasennuksessa katon pinta-ala antoi kuitenkin mahdollisuuden sommitella paneelit vapaasti, ja asennuksessa päädyttiin pystysuuntaiseen paneelien asennukseen. Paneeleissa on valmiiksi asennettuina liittimet niiden kytkemiseksi toisiinsa. Näin paneelit saatiin helposti kytkettyä sarjaan. Liitinjohdot kiinnitettiin profiileihin nippusiteillä, jotta ne eivät olisi tiellä. Ensimmäisen ja viimeisen paneelin liittimiin kytkettiin kaapelit, jotka vietiin alas turvakytkimelle. Kattokiinnikkeet, profiilit ja paneelit ovat kaikki yhdistettyinä samaan potentiaaliin. Riittää kun paneeleilta viedään yksi maadoitus alas yhdessä aurinkokaapeleiden kanssa. Maadoituksena käytettiin 16 mm² päällystettyä keltavihreää kuparijohtoa.

Aurinkokaapelit ja maadoituskupari johdettiin katolla sijaitsevasta ilmastointiluukusta kattorakenteisiin. Näin säästettiin kaapelipituudessa, kun asennusta ei tarvinnut tehdä katon harjan mukaisesti. Ulostulo tehtiin ulkoseinään niin, että turvakytkin voitiin sijoittaa mahdollisimman lähelle sekä pääkeskusta että alas tulevia kaapeleita. Turvakytkimeltä kaapelit menivät uudestaan sisälle asuinkerrokseen. Kaapelit asennettiin pinta-asennuksena sisälle katonrajaan, ja invertteri kiinnitettiin seinälle pääkeskuksen viereen. Pääkeskuksessa ei ollut tyhjiä sulakepaikkoja, joten käytöstä poistettiin yksi kolmivaihevirtapistoke, josta saatiin syöttö invertteriltä päävirtakiskoon.

Kokonaisuudessaan koeasennus sujui hyvin ja oli erittäin hyödyllinen prosessin kannalta. Toteutuksessa oli mukana neljä asentajaa. Työ olisi tehokasta myös yhdellä asentajaparrilla. Asennus vei suunnittelusta käyttöönottoon aikaa noin 12 tuntia neljältä henkilöltä. Tuntimäärä oli noin kymmenen tuntia enemmän kuin aluksi arvioitiin. Toimintaa pystytään kuitenkin tehostamaan niin, että asennusaika pienenee useita tunteja. Koeasennus antoi kuitenkin hyvän pohjan yksikköhintojen tarkastelulle, jotta tarjous olisi kannattava sekä PWR:lle että tilaajalle. Myös toinen koeasennuksen tavoite saavutettiin saamalla neljälle asentajalle pätevyys asentaa aurinkosähköjärjestelmiä itsenäisesti.

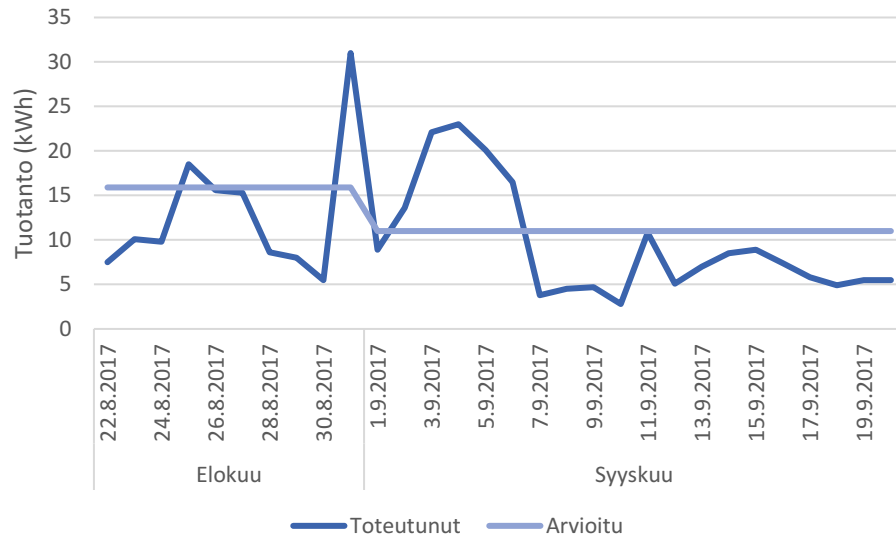
5.4.5 Käyttöönotto

Standardin SFS-EN-62446 Aurinkosähköjärjestelmät mukaan alla olevaan listaan on poimittu asioita, jotka tarkastettiin aistinvaraisesti ennen käyttöönottoa:

1. Järjestelmä on erotettavissa invertterin molemmilta puolilta
2. Suojamaadoitus on asennettu rinnakkain tasasähkökaapeleiden kanssa
3. Kaikki virtapiirit, suojalaitteet, kytkimet ja liittimet ovat merkitty
4. Kaikki tasasähkökytkentäkotelot on merkitty takaisinsyötöstä varoittavalla merkinnällä
5. Erotuskytkimet ovat merkitty
6. Kaksoissyötön varoituskilvet on kiinnitetty järjestelmän liityntäpisteisiin
7. Järjestelmäkaavio on saatavilla kohteessa
8. Urakoitsijan tiedot ovat saatavilla kohteessa
9. Kaikki tunnuksat ja kilvet ovat kiinnitetty kestävästi

Kohteessa on vaihtosuuntaaja, eli invertteri, ja kaikki liittokset on tehty paneelin ja invertterin omilla johtimilla. Näiden testausta ei siis erikseen standardin SFS-EN62446 mukaan vaadita. Johtojen ja maadoitusten eheys todettiin silmämääräisesti ja mittaamalla jännitteet asennuksen jälkeen. Vuotoja ei havaittu.

Ennen käyttöönottoa tehtiin ilmoitus verkkoyhtiölle liitteen A lomakkeen mukaisesti. Lisäksi asennuksesta tehtiin käyttöönottotarkastuksen yhteydessä liitteenä G oleva pöytäkirja. Invertteri rekisteröitiin valmistajan sivuille. Näin saatiin käyttöön pidennetty takuu-aika. Tuotantoa voidaan seurata reaaliaikaisesti internetselaimesta kytkemällä invertteri verkkoon, mutta samat tiedot saadaan myös invertteriltä, joten tätä ei nähty tarpeelliseksi. Kuvassa 15 on esitetty koeasennuksen tuotanto käyttöönotosta lähtien.

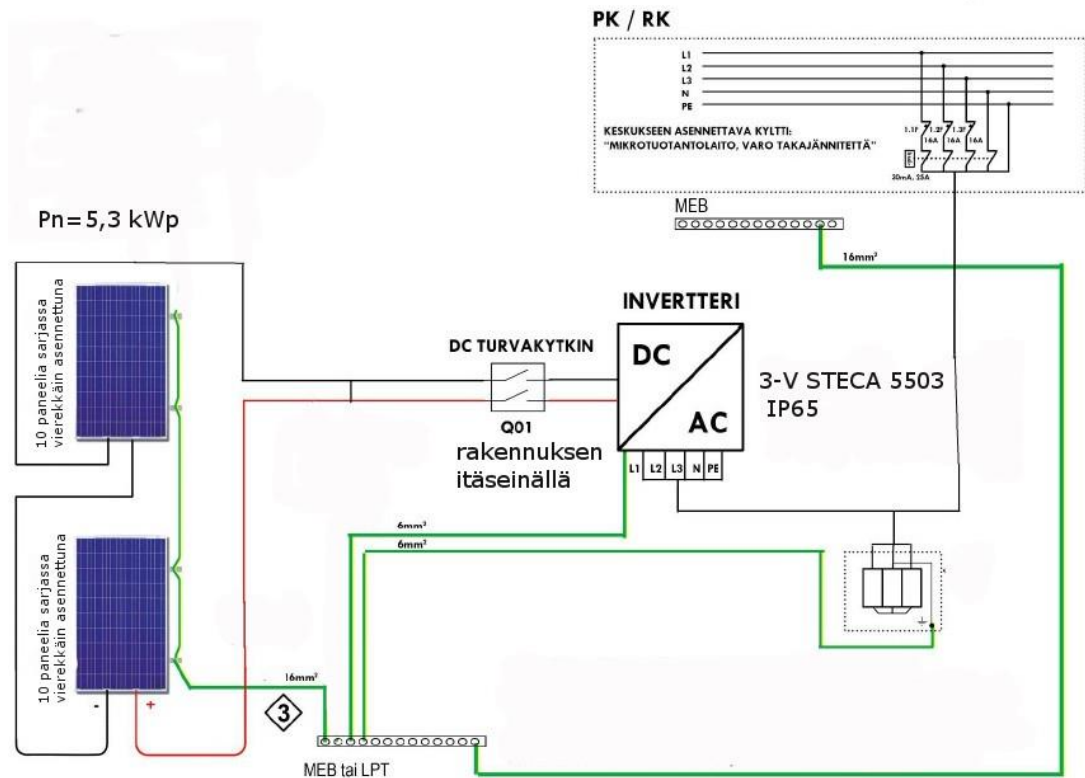


Kuva 15. Koeasennuksen toteutunut ja simuloitu vuorokausituotanto.

Kuvassa 15 on esitetty toteutunut tuotanto tummansinisellä viivalla ja simuloitu keskimääräinen päivätuotanto vaaleansinisellä viivalla. Elokuun osalta simuloitu päivittäinen tuotanto on 15,9 kWh kun toteutuneen tuotannon keskiarvo on 13 kWh. Syyskuun osalta arvioitu tuotannon päivittäinen keskiarvo on 11 kWh ja toteutunut 9,5 kWh. Molemmat toteutuneet lukemat jäivät kuukausittaisen keskiarvon alle. Kummaltakaan kuukaudelta ei ole kuitenkaan lukemia jokaiselta päivältä, joten keskiarvo on vain suuntaa antava. Tuotannon huippu saavutettiin 31.8.2017 arvolla 31 kWh. Järjestelmän huipputeho 5,5 kW saatiin 5.9.2017. Tuotanto oli kyseiseltä päivältä 21 kWh. Huipputehon ylittyminen nimellisestä tehosta on seurausta voimakkaasta säteilyintensiteetistä ja ympäristön viileydestä. Tällöin järjestelmä toimii parhaimmalla hyötysuhteella. Tavallista voimakkaampi säteilyintensiteetti voi johtua esimerkiksi lisääntyneestä hajasäteilystä, joka voimistaa tuotantoa. 20.9.2017 mennessä järjestelmä oli tuottanut yhteensä 319,3 kWh, joka vastaa 16 snt/kWh sähkön hinnalla noin 51 €:n säästöä.

5.4.6 Dokumentointi

Osana turvallisuutta ja käytettävyyttä aurinkosähköjärjestelmästä on laadittava riittävä dokumentaatio. Näin varaudutaan uusien käyttäjien kuten sähkö- ja verkostoasentajien tai uuden omistajan toimiin. Dokumentaatio sisältää järjestelmän perustiedot, jotka tulee olla kaikkien järjestelmän kanssa toimivien saatavilla. Perustiedoissa on oltava asennus- ja käyttöönottopäivämäärät, asennuksen tehneen asentajan tai yrityksen tiedot ja itse järjestelmän tiedot. Tämän lisäksi järjestelmä vaatii johdotuskaavion. (SFS-EN 62446-1 Aurinkosähköjärjestelmät 2016) Liitteen B kaavion perusteella kohteesta on muokattu yksinkertaistettu johdotuskaavio. Tämä on esitetty kuvassa 16.



Kuva 16. Koeasennuksen johdotuskaavio (muokattu kohteesta LIITE C).

Kuvan 16 lisäksi säilytettäviin dokumentteihin voidaan lisätä paneelien sekä invertterin datalehdet. Asiakkaalle on hyvä tehdä myös kirjalliset ohjeet vuosittaisista ylläpito- ja huoltotehtävistä.

Verkkoyhtiö on velvollinen tekemään dokumentoinnin myös omaan verkkotietojärjestelmiinsä. Etenkin käytönsuunnitteloilla ja -valvoilla tulee olla tieto siitä, missä kohteissa takaisinsyötön mahdollisuus täytyy estää. Kiihtyvällä tahdilla asennettavien verkkoon liitettävien aurinkosähköjärjestelmien vuoksi verkkoyhtiöt joutuvat kehittämään keinoja asiakkaiden järjestelmien rekisteröintiin. Tällä hetkellä verkkoyhtiö tallentaa liitteen A lomakkeen verkkotietojärjestelmään liittymälle, jolle luodaan myös uusi tuotannon käyttöpaikka. (LIITE F)

5.5 Laajentamismahdollisuus

Koeasennus tarjosi PWR:lle useita hyötyjä, joita olivat suunnittelu- ja asennuskokemus sekä kannattavan hinnoittelun luominen. Pilottihanketta ei päästy viemään huomattavasti eteenpäin vielä tämän diplomityön aikana, mutta sen toiminnalle luotiin vahva pohja kouluttamalla asentajat, kilpailuttamalla toimittajat ja määrittelemällä yksikkösisällöt sekä niiden hinnat. Näiden tietojen avulla voidaan lähteä kehittämään toimintaa alueurakointinissa ensin yhdellä urakointialueella. Tämä voidaan myöhemmin laajentaa koskemaan kaikkia Elenian ja PWR:n yhteisiä urakointialueita Pirkanmaalla, Keski-Suomessa sekä

Pohjois- ja Etelä-Pohjanmaalla. Aurinkosähköjärjestelmien asennus voidaan viedä tulevaisuudessa myös Elenian urakointialueiden ulkopuolelle. Laaja toiminta ympäri Suomen mahdollistaa paikallisten asentajien ja kaluston käytön asennuksissa. Myös tavarantoinnittajan laajan logistiikan vuoksi tavarat saadaan käyttöön nopeasti tilauksesta.

Sähköautot yleistyvät Suomessa ja maailmalla. Yksi Infratekin ja PWR:n tavoitteista on lisätä tuntemusta latausverkkojärjestelmästä. Sähköauton hankinta vaikuttaa merkittävästi aurinkosähköjärjestelmän kannattavuuteen. Sähköauton hankinta mahdollistaa lisäksi nimellisteholtaan noin yhtä kilowattia suuremman järjestelmän hankinnan. Lisäksi sähköauton lataamisen oikea ajoittaminen tasoittaa tuotantohuippuja ja tekee toiminnasta kannattavaa. (Käpylehto 2016) PWR pystyykin vahvalla aurinkosähköosaamisellaan myös tukemaan toimintaa sähköautojen latausjärjestelmien parissa.

Isommilla järjestelmillä (10-100 kWp) aurinkosähkön tuotantokustannus alittaa verkosta ostettavan sähkön hinnan (Erat 2016). Kuluttajien pienjärjestelmien lisäksi nähdäänkin isojen hankkeiden tuomat mahdollisuudet. Tällä hetkellä Suomessa on käynnissä useita isoja aurinkovoimalahankkeita. Näitä ovat muun muassa Lempäälään 4 000 kWp:n puisto ja Atrian ja Nurmon Auringon rakentama 6 000 kWp:n puisto. Näiden lisäksi suunnitteilla on yli 16 000 kWp:n edestä voimaloita eri puolille Suomea. (Aurinkoenergian yrittäjäalue alkaa nousta syksyllä 2017) Kokeneena sähköurakoitsijana PWR on halukas olemaan mukana toteuttamassa tällaisia isoja projekteja tulevaisuudessa.

6. YHTEENVETO

Energian tuotantoa hallitsevat yhä fossiiliset polttoaineet. Niiden määrät ovat rajalliset ja väheneminen nostaa niillä tuotetun sähkön hintaa tulevaisuudessa. Teknologiakeskeisen yhteiskunnan selviytyminen vaatiikin muita ratkaisuja energian tuotantoon. Samaan aikaan fossiilisten polttoaineiden energiantuotanto aiheuttaa päästöjä, jotka kuormittavat maapalloa. Jotta ilmastonmuutosta voidaan torjua, on siirryttävä päästöttömään energian tuotantoon. Uusiutuvat energianlähteet tarjoavat tähän ratkaisun. Yksi näistä on valosähköisen ilmiön hyödyntäminen aurinkokennoissa.

Aurinko on energianlähteenä saasteeton ja loppumaton. Aurinkovoimalan tuotanto riippuu kuitenkin voimakkaasti ilmastosta, sääolosuhteista ja vuodenajasta, joten se ei yksin riitä tuottamaan sähköä pohjoisessa Euroopassa. Muiden uusiutuvien energianlähteiden rinnalla tuotanto on kuitenkin edullista ja kannattavaa.

Aurinkosähkön tuotantoon vaikuttaa eniten säteilyn intensiteetti. Etelä-Suomessa se voi olla 1000 W/m^2 , jolla päästään jo paneelin nimellistehoon. Ympäristön viileä lämpötila nostaa kennojen hyötysuhdetta, joten tuotanto on kannattavaa myös pohjoisemmassa. Paras tuotanto saadaan kuitenkin etelään suunnatuilla paneeleilla, jotka ovat noin 30° - 40° :een kulmassa.

Suomessa aurinkosähköjärjestelmät ovat yleistyneet nopeasti. Etenkin kuluttajien omien tuotantolaitosten määrä kasvaa kiihtyvää vauhtia. Erityisesti omakotitalo- ja mökkiomistajat ovat kiinnostuneita sähkön omasta tuotannosta. Yksinkertainen ratkaisu kuluttajalle on verkkoon liitettävä järjestelmä, joka syöttää ylimääräisen sähkön verkkoon. Verkkoon liitettävien aurinkosähköjärjestelmien suurin hyöty verrattuna itsenäisiin järjestelmiin on kalliiden ja lyhytikäisten akkujen puuttuminen.

Aurinkosähköjärjestelmä koostuu aurinkopaneeleista, johdoista, turvakytkimistä ja invertteristä, joka muuntaa valosähköisen ilmiön tuottaman tasasähkön vaihtosähköksi. Pienemmissä järjestelmissä paneelit kytketään sarjaan, mutta isommissa tuotantolaitoksissa pidemmät sarjat voidaan kytkeä rinnan. Paneelistolta sähkö kulkee tasavirtana aurinkosähkökaapeleita pitkin invertterille. Invertteri muuntaa sähkön vaihtosähköksi ja lisäksi sisältää järjestelmän suojauksen sekä ohjaa toimintaa. Invertteriltä sähkö viedään kolmi- tai yksivaiheisesti sähköpääkeskukseen, josta tuotanto on kuluttajan hyödynnettävissä.

Omakotitaloon sopiva järjestelmä voidaan asentaa yhden tai kahden työpäivän aikana. Asennuksesta vastaa sähköalan ammattilainen. Osana tätä diplomityötä tehtiin koeasennus, jonka tarkoituksena oli perehdyttää järjestelmän asennukseen. Koeasennuksessa

PWR:n Jämsän toimipisteelle asennettiin 5 kWp:n verkkoon liitettävä aurinkosähköjärjestelmä. Koeasennuksen avulla voitiin määrittää yksikkösisällöt ja sopivat hinnat asennuksille. Asennus onnistui kokonaisuudessaan ilman ongelmia ja tuotanto on lähellä Euroopan komission ohjelmiston avulla arvioitua.

Sähkøyhtiön kanssa tehdään sopimus ylimääräisestä tuotannosta. Kannattavinta on, jos tuotanto pystytään käyttämään kokonaisuudessaan itse. Suomessa tuotannon kannattavuus riippuu monesta tekijästä. Euroopan komission tutkimuslaitoksen lähteiden mukaan verkosta ostettu sähkö on halvempaa kuin itse tuotettu pohjoisilla leveyspiireillä. Tarkastelussa huomioidaan vain 20 vuoden ajanjakso. Aurinkopaneelien käyttöikä lähenee kuitenkin 40 vuotta, joten pidemmällä tarkastelulla järjestelmään investointi on myös taloudellisesti kannattavaa. Aurinkosähköjärjestelmissä alkuinvestointi on aina suurin. Järjestelmä itsessään ei vaadi polttoaineita. Liikkuvia osia ei ole, joten vikaantuminen on epätodennäköistä. Tämä laskee aurinkosähköjärjestelmän vuosittaiset huoltokustannukset hyvin pieniksi.

Verkkoyhtiön täytyy varautua kasvavaan pientuotantolaitoksien määrään seuraavina vuosina. Nämä täytyy dokumentoida luotettavasti verkonhallintajärjestelmiin, jotta käytönvalvojat pystyvät ennakoimaan kytkennät sähköverkon huoltoa ja korjausta varten. Verkkoyhtiölle on kuitenkin hyötyä asiakkaiden omista tuotantolaitoksista. Näin tuotanto on myös lähellä kulutusta ja verkon kautta siirrettävä teho pienenee. Olemassa olevan verkon ikä pitenee, kun sen kautta siirretty teho vähenee. Verkkoyhtiö on myös velvollinen hyväksymään standardien mukaiset tuotantolaitokset omaan verkkoonsa.

Diplomityöhön kuului myös pilottihanke asennusyhteistyön luomisesta Elenian kanssa. Työn yhteydessä luotiin toimintajärjestelmä tilausprosessista. Asiakas tekee tilauksen aurinkosähköjärjestelmästä Elenian järjestelmään. Elenia välittää tilauksen PWR:lle, joka hoitaa lupamenettelyt, suunnittelun, asennuksen, käyttöönoton, opastuksen ja dokumentoinnin. Kun alueurakoitsija tekee dokumentoinnin ja syötön merkinnät asennuksen yhteydessä, verkkoyhtiö välttyy erilliseltä työltä. Tämän pilottihankkeen myötä pyritään lisäämään PWR:n ja Infratekin toimintaa kasvavilla aurinkovoimalamarkkinoilla.

LÄHTEET

- Aamulehti 9.9.2017. Aurinkoenergian yritysalue alkaa nousta syksyllä. s. 6.
- ABB. ABB string inverters TRIO -Data Sheet. [Viitattu 20.12.2017]. Saatavissa: https://library.e.abb.com/public/572ebc5cf17b45069cba6747fa0ef10f/TRIO-5.8_7.5_8.5_BCD.00376_EN_RevE_web.pdf.
- Amaripadath, D. 2015. EFFECTS OF DIFFUSE RADIATION TO THE OPERATION OF PHOTOVOLTAIC POWER PLANTS, 32 p. Diplomityö, Tampere. Saatavissa: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/23015/Amaripadath.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- ARA. Pientalojen harkinnanvarainen energia-avustus. [Viitattu 19.11.2016]. Saatavissa: http://www.ara.fi/fi-FI/Rahoitus/Avustukset/Kuntien_myontamat_korjaus_ja_energiaavustukset/Pientalojen_harkinnanvarainen_energiaavustus.
- Bosch. 2012. Bosch Solar Energy Bosch Solar Module c-Si M 60 -Data Sheet, Bosch Solar Energy, web page. [Viitattu 7.12.2016]. Saatavissa: http://www.bosch-solar-energy.de/media/bosch_se_serviceorganisation/kundendienst/australien_5/bosch_solar_modules/Bosch_Solar_Module_c-Si_M_60_EU42117_en_Australia.pdf.
- Boyle, G. 2004. Renewable energy, 2. painos. Oxford University Press, Oxford, .
- Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (2013). Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers, 3. painos. Routledge, Abingdon, Oxon, .
- D'Agostino, D. 2015. Assessment of the progress towards the establishment of definitions of Nearly Zero Energy Buildings (nZEBs) in European Member States, Journal of Building Engineering, Vol. 1pp. 20-32.
- Elenia. 2017a. Elenia Säävarma, [Viitattu 25.9.2017]. Saatavissa: <http://www.elenia.fi/sahko/saavarma>.
- Elenia. 2017b. TILINPÄÄTÖS 2016, s. 2. [Viitattu 25.9.2017]. Saatavissa: <http://www.elenia.com/sites/lnicom/files/attachments/Elenia%20Oy%20-%20Konsolidoitu%20tilinp%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s%202016.pdf>.
- Elenia. 2017c. Vuosikertomus 2016, s. 2. [Viitattu 25.9.2017]. Saatavissa: <http://www.elenia.com/sites/lnicom/files/attachments/Elenia-konsernin%20vuosikertomus%202016.pdf>.

ELY-keskus. 2016. Energiatuki, Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus. [Viitattu 19.11.2016]. Saatavissa: <https://www.ely-keskus.fi/web/ely/energiatuki#.WDAJp-aLQ2x>.

Energiateollisuus. 2017. Energiavuosi 2016, Energiateollisuus ry. [Viitattu 27.9.2017]. Saatavissa: https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/tilastot/sahkotilastot.

Energiateollisuus. 2015. Pientuotannon osto – sopimusehdoissa huomioitavia asioita, Energiavirasto, Helsinki. [Viitattu 27.9.2017]. Saatavissa: http://energia.fi/files/190/Pientuotannon_osto_sopimusohje_20150527.pdf.

Energiavirasto. 2017. Sähkön toimitusvelvollisuus- ja siirtohintojen kehitys, Energiavirasto, Helsinki. [Viitattu 29.9.2017]. Saatavissa: <https://www.sahkonhinta.fi/tilastot/Hintojenkehitys.mhtml>.

Energiavirasto. 2016. SÄHKÖNTUOTANTOLAITOKSEN LIITTÄMINEN JAKELUVERKKOON, Energiavirasto, Helsinki. [Viitattu 19.9.2017]. Saatavissa: http://energia.fi/files/1248/Ohje_tuotannon_liittamisesta_jakeluverkkoon_PAIVITETTY_20160427.pdf.

Erat, B. (ed.). 2016. Aurinkoenergia Suomessa. 1. painos. Helsinki, Into kustannus. 207 p.

European Commission. Photovoltaic Geographical Information System [Viitattu 12.9.2016]. Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE (2016). PHOTOVOLTAICS REPORT, ISE, Freiburg. [Viitattu 20.12.2016]. Saatavissa: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/photovoltaics-report-in-englischer-sprache.pdf>.

Haverila, M., Uusi-Rauva, E., Kouri, I. & Miettinen, A. (2005). Teollisuustalous, Infacs Oy, 204 p.

Hirvonen, Ritva. 2009. Suomen energiavisio 2030 -tiivistelmä. VTT Projects, [Viitattu 12.12.2016]. Saatavissa: http://www.vtt.fi/files/projects/energy_book_series/ev_2030_tiivistelma.pdf.

Huld, T., Müller, R. & Gambardella, A. 2012. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa, pp. 1803-1815.

Ilmatieteen laitos a. Present climate - 30 year mean values - Cloud cover and sunshine, Ilmatieteen laitos. [Viitattu 14.11.2016]. Saatavissa: <https://ilmasto-opas.fi/en/ilmastonmuutos/suomen-muuttuva-ilmasto/-/artikkeli/1c8d317b-5e65-4146-acda-f7171a0304e1/nykyinen-ilmasto-30-vuoden-keskiarvot.html>.

Ilmatieteen laitos b. Testivuosien aluejako, Ilmatieteenlaitos. [Viitattu 12.11.2016]. Saatavissa: http://ilmatieteenlaitos.fi/c/document_library/get_file?uuid=b47253f9-12a7-4b5d-b5ef-1eebf5d67f1c&groupId=30106.

Iloranta, K. & Pajunen-Muhonen, H. 2015. Hankintojen johtaminen: ostamisesta toimitajamarkkinoiden hallintaan, 4. tark. laitos ed., Tietosanoma, Helsinki, .

Infratek. 2017. ANNUAL REPORT 2016 Infratek Group AS, [Viitattu 22.9.2017]. Saatavissa: http://www.infratek.fi/resources/files/Infratek_Aarsrapport_2016.pdf.

Infratek. 2016. Hankintaprosessin vaiheet. Infratekin sisäinen lähde. Julkaisematon selvitys .

Jämsän kaupunki. 1989. Jämsä Taajamayleiskaava. [Viitattu 13.9.2017] Saatavissa: http://kartta.jamsa.fi/yk_pdf/1.pdf.

Kattoliitto ry. 2012. Kattotöiden työturvallisuus, Kattoliitto ry, [Viitattu 20.9.2017]. Saatavissa: http://www.kattoliitto.fi/files/464/Kattotoiden_tyoturvallisuusopas_screen.pdf.

Koljonen, T., Similä, L., Sipilä, K., Helynen, S., Airaksinen, M., Laurikko, J., Manninen, J., Mäkinen, T., Lehtilä, A., Honkatukia, J., Tuominen, P., Vainio, T., Järvi, T., Mäkelä, K., Vuori, S., Kiviluoma, J., Sipilä, K., Kohl, J. & Nieminen, M. 2012. Low Carbon Finland 2050 VTT clean energy technology strategies for society, VTT Technical Research Centre of Finland, Finland. [Viitattu 12.12.2017]. Saatavissa: <http://www.vtt.fi/inf/pdf/visions/2012/V2.pdf>.

Korpela, A. 2013. Aurinkosähkön luonnontieteelliset perusteet, Tampere, TUT, , 72 p.

Käpylehto, J. 2016. Auringosta sähköt kotiin, kerrostaloon ja yritykseen, 1.painos, Into Kustannus Oy, Helsinki, 207 p.

Lasnier, F. & Ang, T.G. 1990. Photovoltaic engineering handbook, Adam Hilger, Bristol .

Lappalainen. 2015. Solar Power Systems -kurssimateriaali. Operation of PV-power generators. Saatavissa: pyydettyäessä.

Motiva Oy. Aurinkosähkölaitteiden mitoitus. [Viitattu 11.1.2017]. Saatavissa: http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus.

Nokelainen, M., Rissa, K. & Hemmilä, H. .2014. Työturvallisuuskortti, 17. painos, Työturvallisuuskeskus, 56-22 p.

Onninen Oy. 2016. Aurinkosähkölaitteet, Oulu, Onninen. Onnisen sisäinen lähde. Julkaisematon selvitys.

Reinikainen, E., Loisa, L. & Tyni, A. 2015. FINZEB-hanke - loppuraportti, Granlund Oy. [Viitattu 12.12.2016]. Saatavissa: <http://docplayer.fi/709295-Lahes-nollaenergiarakennuksen-kasitteet-tavoitteet-ja-suuntaviivat-kansallisella-tasolla-loppuraportti-hankkeen-sisalto-ja-tulokset.html>.

Reinikainen, E., Loisa, L. & Tyni, A. 2015. Lähes nollaenergiarakennuksen käsitteet, tavoitteet ja suuntaviivat kansallisella tasolla -Loppuraportti, Rakennusteollisuus RT ry, Talotekniikkateollisuus ry, Ympäristöministeriö, Helsinki. [Viitattu 12.12.2016]. Saatavissa: <http://docplayer.fi/709295-Lahes-nollaenergiarakennuksen-kasitteet-tavoitteet-ja-suuntaviivat-kansallisella-tasolla-loppuraportti-hankkeen-sisalto-ja-tulokset.html>.

Seppänen, R., Mannila, L., Kervinen, M., Parkkila, I., Konttinen, P., Karkela, L., Ylikokko, T., Kairinen, K., Kairinen, K., Seppänen, R. & Parkkila, I. (2013). MAOL-taulukot: matematiikka, fysiikka, kemia, [Uud. laitos], 1. painos, Otava, Helsingissä, .

SFS-EN 62446-1. 2016. Aurinkosähköjärjestelmät 2016. Helsinki, Suomen standardoimisliitto.

SFS-EN 50438. 2015. Tekniset vaatimukset yleisen pienjännitejakeluverkon kanssa rinnan toimiville mikrogeneraattoreille. 2. painos. Helsinki, Suomen standardoimisliitto.

Similä, L. 2009. Energy Visions 2050. Yhteenvedo, VTT, . [Viitattu 13.12.2017]. Saatavissa: http://www.vtt.fi/files/research/ene/energysystems_/energy_use/ev2050_yhteenvedo_low.pdf

Solarwatt 2015. Solawwatt - Solar Modules Glass-Foil-Module: SOLARWATT BLUE 60P, Solarwatt, [Viitattu 7.12.2016]. Saatavissa: https://www.google.fi/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=15&cad=rja&uact=8&ved=0ahUKEwj0-6qWhOLQAhVFVSwKHWfLDBcQFghkMA4&url=https%3A%2F%2Fwww.zonnepanelen.net%2Fnl%2Fpdf%2Fpanels%2Fsolarwatt-blue-60p-255-zonnepaneel-brochure.pdf&usq=AFQjCNGdfVEGo0VavqKZs_6RoddONtQ3S2Q&sig2=Q2fEQjY3lZaw-RxPsfWr6g.

Solarworld Sunmodule plus SW 260 MONO - Data Sheet. [Viitattu 7.12.2016]. Saatavissa: <http://pacificsolarguam.com/uploads/sunmodule-solar-panel-260-mono-ds.pdf>.

Solar Power Europe. 2017. Global Market Outlook for Solar Power 2017-2021. [Viitattu 24.11.2017]. Saatavissa: http://www.solarpowereurope.org/fileadmin/user_upload/documents/WEBINAR/Free_SolarPower_Webinar_Global_Market_Outlook_2017-2021.pdf

Steca Elektronik. Steca coolcept³-x Inverter -Data Sheet. [Viitattu 20.12.2016]. Saatavissa: <http://www.steca.com/index.php?coolcept3-x-StecaGrid-3203x-5503x-en>.

Suri, M., Huld, T., Dunlop E.D. & Ossenbrink, H.A. 2007. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries, pp. 1295-1205-<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

Tiainen, E., Metsikkö, A., Sähköinfo & Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto 2012. Käsikirja rakennusten sähköasennuksista, 19. uud. p. ed., Sähköinfo, Espoo, .

Varnando, L. & Sheehan, P. 2009. Connecting to the Grid, 6. painos, pp. 51-29.

LIITE A: TUOTANTOLAITTEISTON LIITÄNTÄILMOITUS

Energiateollisuus ry:n suosittelema yleistietolomake

MIKROTUOTANTOLAITTEISTON LIITTÄMINEN VERKKOON

Tällä lomakkeella asiakas ilmoittaa verkkoyhtiölle tiedot nimellisteholtaan enintään 100 kVA tuotantolaitteiston sähköverkkoon liittämistä varten. Lomakkeen voi antaa täytettäväksi laitteiston toimittajalle ja/tai laitteiston kytkevälle sähköurakoitsijalle tai asiakas voi tarvittaessa täyttää lomakkeen myös itse. Sähköntuotannon aloittamiseen tulee tämän lomakkeen lähettämisen lisäksi saada erikseen lupa verkkoyhtiöltä.

1. YHTEYSTIEDOT

Tuotantolaitoksen omistaja Pohjolan Werkonrakennus OY	Sähköposti riikka.laine@pwr.fi	Puhelinnumero 0401736051
Osoite Pietiläntie 6	Postinumero 42100	Postitoimipaikka JÄMSÄ
Liittymän osoite (tuotantolaitoksen sijaintipaikka) Pietiläntie 6	Postinumero 42100	Postitoimipaikka JÄMSÄ
Käyttöpaikan numero (löytyy sähkönsiirtolaskulta) 2251908		
Yhteyshenkilö (jos muu kuin tuotantolaitoksen omistaja) Riikka Laine	Sähköposti -"-	Puhelinnumero -"-

2. TUOTANTOLAITTEISTON PERUSTIEDOT

Tuotantomuoto	<input checked="" type="checkbox"/> Aurinko	<input type="checkbox"/> Tuuli	<input type="checkbox"/> Biokaasu	<input type="checkbox"/> Diesel	<input type="checkbox"/> Muu, mikä?
Verkkoonliitännälaitteen (invertteri/vaihtosuuntaaja) valmistaja Steca	Verkkoonliitännälaitteiden (invertteri/vaihtosuuntaaja) määrä ja malli 1kpl Steca Grid 5503x				
Tuotantolaitteiston nimellisteho 5 kVA/kW	Tuotantolaitteiston enimmäisvikavirta (laitoksen suurin mahdollinen virta) A				
Laitteiston kytkentä	<input checked="" type="checkbox"/> Kolmivaiheinen	<input type="checkbox"/> Yksivaiheinen, merkitse vaihe	<input type="checkbox"/> L1	<input type="checkbox"/> L2	<input type="checkbox"/> L3

3. TUOTANTOLAITTEISTON TEKNISET TIEDOT

3.1. Tuotantolaitteiston suojaus (valitse YKSI seuraavista vaihtoehdoista)

Tuotantolaitteisto täyttää seuraavan teknisen standardin tai suosituksen vaatimukset, mukaan lukien verkkoonliitännälaitteen (invertteri/vaihtosuuntaaja) suojausasettelut ja irtikytketymisajat

<input checked="" type="checkbox"/> Mikrotuotantostandardi SFS-EN 50438, Suomen asetukset (sama kuin Energiateollisuus ry:n suositus 2016, tekninen liite 1)	<input type="checkbox"/> Saksalainen vaatimuskirje VDE-AR-N 4105 2011-8 (suojaustekniset vaatimukset)	<input type="checkbox"/> Jokin muu
HUOM! VDE V 0126 1-1 ei ole hyväksyttävä		HUOM! Jos valitset tämän vaihtoehdon, täytyy myös lomakkeen kohta 7.

3.2. Tuotantolaitteiston erottaminen

<input checked="" type="checkbox"/> Vakuutan, että tuotantolaitteisto on erotettavissa erillisellä erotuskytkimellä, johon verkonhaltijalla on esteetön pääsy (esim. talon ulkoseinällä, ei lukitussa tilassa)
Erotuskytkimen sijainti (esim. talon ulkoseinällä pääoven vieressä) Talon takapuolella (itäpuoli) ulkoseinällä
<input checked="" type="checkbox"/> Liittymän sähkökeskuksilla on varoituskyltit takasyöttövaarasta ja opastus laitteiston irtikytkemiselle

4. TUOTANTOLAITTEISTON ASENTAJAN/URAKOITSIJAN TIEDOT

(tuotantolaitteiston sähköverkkoon kytkevä urakoitsija täyttää)

Sähköurakoitsija Pohjan Verkonrakennus OY	TUKES-numero 202737-001	
Osoite	Postinumero	Postitoimipaikka
Yhteyshenkilö Riikka Laine	Puhelinnumero	Sähköposti

Urakoitsija toimittaa asiakkaalle laitteistoa koskevan käyttöönottotarkastuspöytäkirjan.
Käyttöönottotarkastuspöytäkirja on pyydettyessä toimitettava verkonhaltijalle.

5. LISÄTIEDOT

Lisätietoja

Verkkoyhtiöt voivat tämän lomakkeen lisäksi pyytää myös muita tarvitsemaansa tietoja tai lomakkeita laitteistosta ja sen liittämisestä. Lisätietoja saat verkkoyhtiöltäsi.

6. ALLEKIRJOITUS

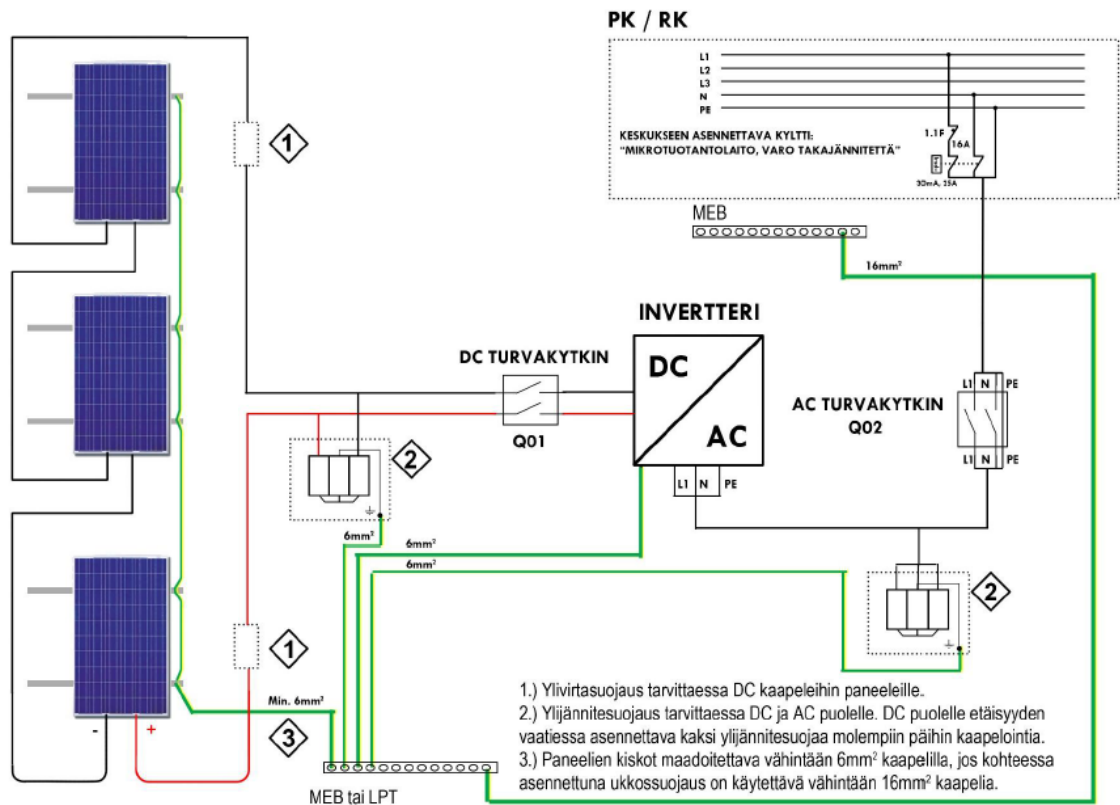
Vakuutan antamani tiedot oikeiksi	
Päivämäärä ja paikka 5.7.2017 Tampere	Allekirjoitus ja nimenselvennys  RIIKKA LAINE

Lomakkeen voi allekirjoittaa tuotantolaitoksen omistaja tai hänen valtuuttamansa taho, kuten sähköurakoitsija

7. Tuotantolaitteiston verkkoonliitännälaitteen suojausasettelut ja irtikytketymisajat*HUOM! Täytä tämä osa vain, jos valitsit kohdassa 3. vaihtoehdon Jokin muu*

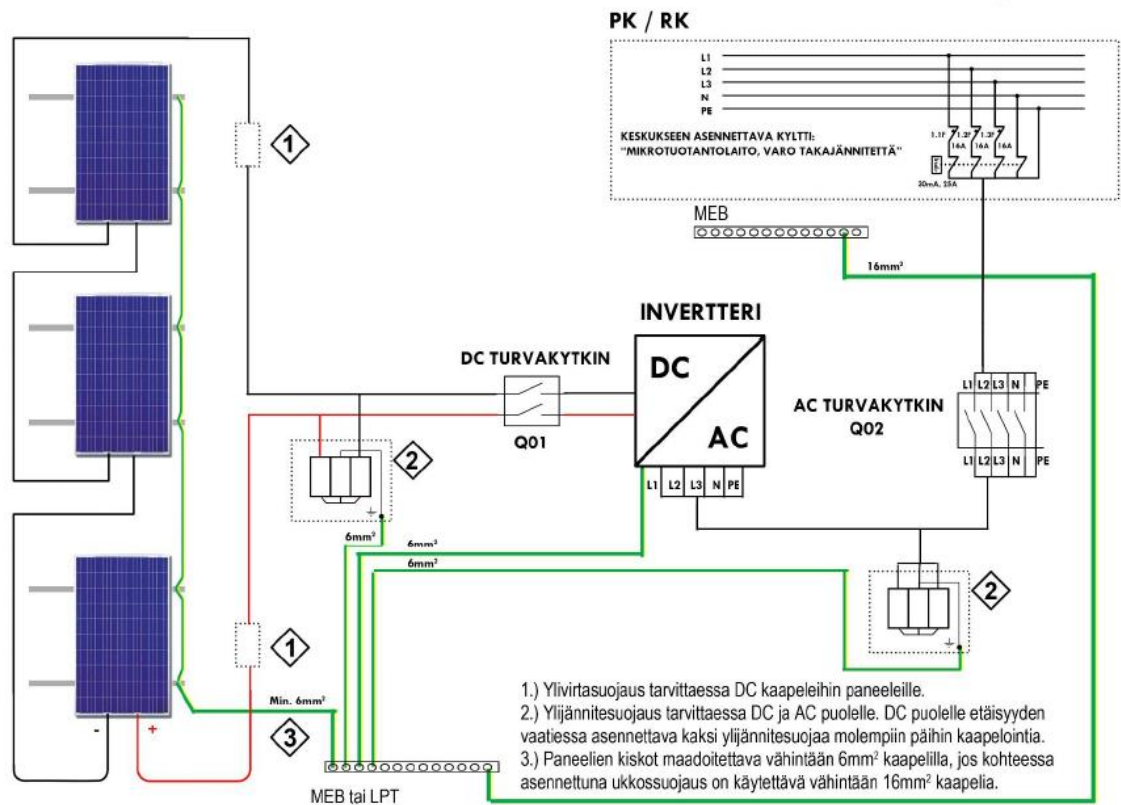
Verkkoonliitännälaitteen suojausasettelu noudattaa standardia:					
Parametri	Asetteluarvo	Toiminta-aika	Parametri	Asetteluarvo	Toiminta-aika
Ylijännitesuojaus 1			Ylitaajuussuojaus 1		
Ylijännitesuojaus 2*			Ylitaajuussuojaus 2*		
Alijännitesuojaus 1			Alitaajuussuojaus 1		
Alijännitesuojaus 2*			Alitaajuussuojaus 2*		
* jos on					
Tuotantolaitteiston automaattinen tahdistumisaika verkkojännitteen palaututtua					s
Saarekekäytönestosuojauksen (Loss of Mains) toteutustapa ja toiminta-aika					
<input type="checkbox"/> Tuotantolaitteisto on CE-merkitty					

LIITE B: 1-VAIHEINEN AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ



Kuva 17. 1-vaiheinen aurinkosähköjärjestelmä (Onninen Oy 2016)

LIITE C: 3-VAIHEINEN AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄ



Kuva 18. 3-vaiheinen aurinkosähköjärjestelmä (Onninen Oy 2016)

LIITE D: SÄHKÖPOSTIKESKUSTELU: SPEK

Lähettäjä: Lauri Lehto

Lähetetty: 29. joulukuuta 2016 9:14

Vastaanottaja: Riikka Laine

Aihe: VL: Kattoon integroidut aurinkopaneelit paloturvallisuusriski

Terve! Sain vaihteen kautta viestisi, jotta löydettäisiin sinulle vastauksia aiheeseen.

Tämä asia oli meillä kesäkuussa ajankohtainen, jolloin teimme selvitystyötä ja lopputuloksena oli hyvin moniulotteinen vastaus. Tiivistetysti palomiesten huomiointi, käytänteet ja ohjeet ovat tällä hetkellä hyvinkin maakohtaisia. Yleistä virallista ohjeistusta ei löydy ja kansainvälinen CTIF on aloittanut aiheen työstämisen, mutta asia on vasta ollut esityslistalla ja ohjeistusten suunnittelua ollaan aloittamassa, joka kuvaa hyvin yleistä tilannetta. Muistettava, että aurinkopaneelien mahdollisesti aiheuttamat vaarat ja erityisesti palonvaara on aina olemassa.

Jotain poimintoja ja malleja kuitenkin laitetoimittajien sekä maakohtaisten ohjeiden sisällöistä, joita saimme vastaukseksi:

Tiivistettynä:

- Kyseessä jännitteisen laitteiston sammutus - myös yöllä!
- Sammutuksessa käytetään vettä, sumusuihkulla turvaetäisyys vähintään 1 metri ja suoralla suihkulla vähintään 5 metriä (Sammuttaminen on tehtävä kuten jännitteisen kohteen sammutus suojaetäisyyksiä noudattaen (sumusuihku 1 m , suorasuuhku 5 m). Vartottava koskettelemasta palossa rikkoutuneita johtimia ja paneeleita)
- Sähköalan ammattihenkilö paikalle, joka tuntee laitteiston ja osaa ajaa jännitteet turvallisesti alas. Kunnossapito- ja toimintasuunnitelma tulee olla toteutettuna!

Muutamia seikkoja:

- Palon voi aiheuttaa paneelin tai sen osan kuumeneminen, joka voi johtua laiteviasta, varjostuksesta tai huonosta suunnittelusta tai asennuksesta. Myös salama voi olla aiheuttajana.
- Uusilla kaksoislasipaneeleilla palon riski on pienempi, koska paneelin takana on myös lasi. Yleisemmin käytetyissä on takana muovikalvo.
- Yhden paneelin jännite voi olla 38 V, joten usein järjestelmässä esiintyy DC jännitteitä 500 – 900 V (max. 1000 V).
- Jos + ja – johtimen välille syntyy oikosulku syntyy siinä valokaari, joka ei sammuu. DC-virta ei katkea helposti, koska siinä ei virta ei käy 0:ssa kuten vaihtovirralla. Jos johtimet murtuvat syttyvien rakenteiden kohdalla sytyttää jatkuva valokaari ennen pitkää palon. (kaapelien tulisi olla talon ulkoseinillä)
- Paneelisiin syntyy jännite vaikka aurinko ei paistakaan, pelkkä valo riittää (esim. yöllä sammuttajien valonheittimet saavat jännitteen aikaan) Valoisina kesäöinä jännite voi helposti olla 75% täydestä jännitteestä.
- Invertterin vieressä yleensä turvakytkin. (Sähköyhtiöt edellyttävät usein luoksepäästävässä paikassa olevaa kytkintä, jolla laitos voidaan erottaa sähköverkosta, sähkötyöturvallisuuden takia).

- Mittarit ja invertterin (AC-puolen) johdonsuojakatkaisija yleensä talon keskuksessa. On huomattava, että invertterin DC-kytkimelle asti tulee aina paneelikentän jännite eikä sitä saa poikki!
- Kyseessä jännitteisen laitteiston sammutus

Sammutuksessa käytetään vettä ja riittäviä etäisyyksiä (vaahto ei käy, valuu heti pois paneeleista)

- Sumusuihku 1m
- Kiinteä suihku 5 m
- Ei kosketusta kaapeleihin
- Käytetään ulkoilmasta riippumatonta hengitysuojainta
- Eristävät varusteet
- Kytetään kytkimet AC ja DC puolelta auki
- Jatkuvaa DC puolen valokaarta sammutetaan jatkuvasti/toistuvasti sumusuihulla
- Sähkömiehen erotettava johtimet toisistaan ja eristettävä
- Huom. Jännite tulee aina invertterin dc-kytkimelle asti, erityisesti varottava kastuneita paikkoja joissa DC-kaapelit kulkevat
- Paneelit voivat irrota ja aiheuttaa lasinsirpaleiden lentämisen
- Paneelien staattinen kuorma rakenteisiin 15-20 kg/m², kattotuolit voi romahtaa aikaisemmin
- Paneelien päälle ei saa mennä
- Usein käytetään kilpiä pääkeskuksen yhteydessä, kuten: "Huom! Kohteessa aurinkosähkölaitteisto."

Toivottavasti näistä löytyy apuja.

Ystävällisin terveisin - Best regards

Lauri Lehto

Turvallisuusasiantuntija

SPEK

Suomen Pelastusalan Keskusjärjestö

The Finnish National Rescue Association

gsm +358 40 358 3810

lauri.lehto@spek.fi

LIITE E: SÄHKÖPOSTIKESKUSTELU: EUROPEAN COMMISSION

Lähetäjä: Thomas Huld <thomas.huld@jrc.ec.europa.eu>

Lähetetty: 8. marraskuuta 2016 9:14

Vastaanottaja: Riikka Laine

Aihe: Re: Downloaded map from the PVGIS web site

Hi Riikka,

Thank you for your interest in our work. I have attached also a map of the PV electricity cost in Europe, Finland is not too far from grid parity. If you would like to know more about the calculation methods I can send you more info.

Cheers,

Thomas

On Mon, 2016-11-07 at 11:09 +0000, Riikka Laine wrote:

Dear Sir,

I downloaded your map to use in my Master thesis about a pilot project installing grid-connected solar panels in Finland. I will use the references as asked.

Best regards,

Riikka Laine

Tampere University of Technology,

PWR Oy

--

Thomas Huld

Scientific Officer

European Commission, Joint Research Centre

T.P. 450

Via Fermi, 2749

I-21027 Ispra, Italy

Tel. +39 0332 785273

Fax +39 0332 789268

LIITE F: SÄHKÖPOSTIKESKUSTELU: ELENIA

Lähetäjä: Minkkinen Riku [mailto:riku.minkkinen@elenia.fi]

Lähetetty: maanantaina 2. lokakuuta 2017 13.57

Vastaanottaja: Riikka Laine <Riikka.Laine@pwr.fi>

Aihe: VS: Tuotantolaitosten dokumentoinnista

Hei.

Tässä vielä posti muodossa se mitä jo puhelimessa koitin selittää.

Eli kun puhutaan mikrotuotantolaitteistosta keräämme asiakkaalta vain ET:n mikrotuotannon-yleistietolomakkeen.

Lomake tallennetaan liittymälle NIS:siin ja liittymälle luodaan tuotannon käyttöpaikka. Tuotannon käyttöpaikalle lisätään 5 alkuinen keskeytyskriittisyys luokka laitteiston tehon mukaan.

Riku Minkkinen

Yhteyspäällikkö, Yritysassiakkaat
040 7333640

ELENIA OY

Patamäenkatu 7, PL 2, 33901 Tampere
elenia.fi | [Facebook](#) | [Twitter](#) | [LinkedIn](#) | [Instagram](#)
Tutustu [Elenia Aina](#) ja [Elenia Säävarma](#) -palveluihimme



LIITE G: KÄYTTÖÖNOTTOTARKASTUSPÖYTÄKIRJA



KÄYTTÖÖNOTTO- TARKASTUSPÖYTÄKIRJA

Työkohde Aurinkosähköjärjestelmä Pietiläntie 7, Jämsä

Osoite.

puhelin koti _____ puhelin työ _____

Tarkastuksen peruste uudisrakennus muutos/laajennus korjaus
 uusinta muu/mikä

jakeluverkko Elenia muu/mikä

liittymän oikosulkuvirta (pienin) 1009 A
 nimellisjännite 230/400 V 230 V oikosulkuvirta (suurin) 1039 A

Kohdepiirustus ja mittaustulokset liitteenä

Tarkastuspöytäkirja koskee aurinkopaneelien, invertterin ja näiden välisten johtojen asennusta/kytkentää.

liitteet 1 kpl.

mittalaitteet Fluke 365 no. 20760147 Kyoritsu 4118A no.W0335269

TUKESin ohjeessa S 10 vahvistettujen standardien tai
 niihin rinnastettavien julkaisujen mukainen
 turvallisuustaso saavutettu ei saavutettu (puutteet liitteenä)

tarkastaja Riikka Laine

aika, paikka ja allekirjoitus 21.9.2017 Jämsä

Pohjolan verkonrakennus Oy
 PL 84
 90651 OULU

Y-tunnus 2081446