

KARELIA-AMMATTIKORKEAKOULU
Ympäristötekniikan koulutusohjelma

Karelia-amk
BIYAS 11

Hoitokodin aurinko- ja tuulienergiaratkaisujen mitoitus- ja kannattavuustarkastelu

Opinnäytetyö
Tammikuu 2016



OPINNÄYTETYÖ
Tammikuu 2016
Ympäristötekniologian koulutus

Karjalankatu 3
80200 JOENSUU
Puh. (013) 260 6800

Tekijä(t)
Kim Blomqvist

Nimeke
Hoitokodin aurinko- ja tuulienergiaratkaisujen mitoitus- ja kannattavuustarkastelu

Toimeksiantaja
Kontiolan Perhekoti

Tiivistelmä

Opinnäytetyön tarkoituksena oli suunnitella ja mitoittaa hoitokotikiinteistöön aurinkosähkö- ja tuulisähköjärjestelmät. Tavoitteena oli mitoittaa mikrotuotantojärjestelmät, jotka tuottavat sähköä vain omaan käyttöön. Tavoitteena oli myös laskea järjestelmien kannattavuudet erilaisten kannattavuuslaskentamenetelmien ja herkkyyssanalyysien avulla aurinkosähkön ja tuulisähkön osalta sekä verrata niiden soveltuvuutta hoitokotikiinteistöön.

Tutkimus toteutettiin kirjallisten ja internet-pohjaisten lähdetietojen sekä erilaisten valmiiden laskureiden ja laskentakaavioiden pohjalta. Laskurien tiedot pohjautuivat kiinteistön sijaintiin ja kiinteistön sähkönkulutukseen. Auringon säteilyn tuoton laskennassa käytettiin EU-projektin PVGIS-laskurilla saatuja arvoja ja tietoja. Tuulienergian osalta käytettiin tuuliatlaksesta saatuja tietoja tuulivoiman tuoton ja voimalan paikan arvioimiseen sekä valmistajan ilmoittamia standardin mukaisia tehokäyriä ja muita tietoja tuulivoimaloiden osalta.

Työn tuloksena aurinkosähköjärjestelmä on kannattavampi investointi hoitokotikiinteistöön kuin tuulisähköjärjestelmä. Aurinkosähköjärjestelmä on kannattava investointi viiden vuoden sisällä, mikäli järjestelmien hinnat laskevat vähintään 5 % vuodessa sekä sähkön hinta nousisi vähintään 3 % vuodessa. Pientuulivoimalaan ei ole kannattavaa investointi ainakaan seuraavaan 7 - 10 vuoteen, koska investointihinnat ovat suuret ja tuotto-odotukset varsin alhaiset. Mikrotuotantolaitosten kannattavuudet ovat hyvin riippuvaisia sähkön hintatason noususta sekä järjestelmien investointikustannusten alenemisesta.

Kieli
suomi

Sivuja 92

Liitteet 2

Asiasanat

Aurinkoenergia, aurinkopaneelit, tuulivoimalat, sähköjärjestelmät, kustannukset, kannattavuus



THESIS
January 2016
Degree Programme in
Environmental Technology
Karjalankatu 3
FI 80200 JOENSUU
FINLAND
Puh. (013) 260 6800

Author (s)
Kim Blomqvist

Title

The design and the profitability in a nursing home of a photovoltaic system and a wind turbine

Commissioned by Kontiolan Perhekoti

Abstract

The purpose of the thesis was to design and dimension photovoltaic and wind power systems to be used on the property of a nursing home. The goal was to design a micro production system, which would generate electricity only for own use. The aim was also to calculate the profitability of the systems with using different profitability calculation methods and sensitivity analyzes as well as to compare systems suitability for a nursing home in real estate.

The study was conducted on the basis of written and web-based information sources, as well as various finished calculator and counting charts. Calculator used in the thesis were based on the information on the location and electricity consumption of the property. European Commission Joint Research Centre's Photovoltaic Geographical Information System-calculator was used for to calculate the solar radiation rate. The assessment of wind turbine output and the power station site was used the wind data obtained from the Finnish wind atlas and power curves of the standard specified by the manufacturer.

As a result the work, a photovoltaic system was found to be a more profitable investment than wind electrical system. A photovoltaic system is a worthwhile investment within five years, if the prices of systems will fall at least 5% a year and the price of electricity would rise to at least 3% per annum. Small wind turbine is not a profitable investment for at least for the next 7 or 10 years, since the investment rates are high and profit expectations quite low. Profitability of micro production plants are heavily dependent on rising electricity prices as well as on reductions in the investment cost of the systems.

Language
Finnish

Pages 92

Appendices 2

Keywords

Solar energy, solar panels, wind turbines, electrical systems, cost, profitability

Sisältö

1	Johdanto	6
2	Keskeiset käsitteet	7
3	Työn tavoitteet	10
4	Aurinkoenergia	11
4.1	Aurinkosäteily Suomessa	12
4.2	Auringonpaiste	13
4.3	Säteilyn tehoon vaikuttavat tekijät	13
5	Aurinkosähköjärjestelmä	14
5.1	Aurinkokenno ja aurinkosähköpaneeli	14
5.2	Aurinkokennojen rakenne	15
5.3	Aurinkokennojen hyötysuhde	16
5.4	Aurinkosähköpaneeli	17
5.5	Aurinkosähköjärjestelmän tuottaman sähköenergian laskenta	17
6	Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus	20
6.1	Pohjakulutukseen perustuva mitoitus	21
6.2	Keskimääräiseen kulutukseen perustuva mitoitus	21
6.3	Aurinkosähköjärjestelmän paneelien sijoittaminen	22
7	Tuulienergia	23
7.1	Tuulisuus Suomessa	24
7.2	Tuulivoima Suomessa	25
8	Pientuulivoimala	25
8.1	Pientuulivoimalan komponentit	26
8.2	Pientuulivoimalan sijoittaminen	28
8.3	Tuulen muuttaminen sähköksi	28
9	Tuulen tehon laskenta	29
9.1	Tuulivoimalan teho	29
9.2	Tuulivoimalan hyötysuhde	30
9.3	Keskituulennopeus	30
9.4	Rosoisuusparametri	31
9.5	Weibull	32
10	Sähkön pientuotanto	33
10.1	Mikrotuotannon vaatimukset verkkoon liityttäessä	34
10.2	Pientuotannon tuet	34
10.3	Sähkön hinta	35
10.4	Sähkön hinnan kehitys	36
10.5	EU:n vaikutus sähkön hintaan	37
11	Tutkimusmenetelmät ja tutkimuskohde	37
11.1	Aineisto	38
11.2	Laskentamenetelmät	38
11.3	Mitoitettava kiinteistökohde	39
11.4	Kiinteistön sähkönkulutus	40
12	Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus kiinteistökohteeseen	41
12.1	Auringon säteilyn tuotto	42
12.2	Paneelien pinta-ala	48
12.3	Huipunkäyttöaika	49
12.4	Aurinkosähköjärjestelmän asennus	50

12.5	Aurinkosähköjärjestelmän kustannukset.....	51
12.6	Kiinteistökohteen järjestelmän kustannukset	51
12.7	Aurinkopaneelien tekninen käyttöikä	52
13	Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus.....	52
13.1	Takaisinmaksuaika	52
13.2	Nykyarvomenetelmä	53
13.3	Sisäinen korkokanta	53
13.4	Herkkyysanalyysi	53
13.5	Investointilaskelmat	53
13.6	Investoinnin kannattavuus takaisinmaksuaikamenetelmällä	54
13.7	Investoinnin kannattavuus nettonykyarvomenetelmällä	57
13.8	Sisäinen korkokanta investoinnissa	62
13.9	Kiinteistökohteen kannalta arvioitu todennäköisin skenaario	63
14	EROEI ja energian takaisinmaksuaika	65
15	Mitoitettavat pientuulivoimalat.....	67
15.1	Pientuulivoimaloiden investointikustannukset.....	68
15.2	Pientuulivoimalan asennuspaikka.....	70
15.3	Tuuliruusu	70
15.4	Keskituulennopeuden määrittäminen.....	71
15.5	Pientuulivoimalan tuoton laskennan perusteet.....	73
15.6	Pientuulivoimaloiden tuotto, käyttöaste ja huipunkäyttöaika	77
16	Pientuulivoimalan EROEI ja energian takaisinmaksuaika.....	79
17	Pientuulivoimalan kannattavuus	81
18	Pohdinta.....	86
	Lähteet.....	89

Liitteet

Liite 1	Windspot 3,5 kW tekniset tiedot
Liite 2	Windspot 1,5 kW tekniset tiedot

1 Johdanto

Auringolla sekä tuulella tuotettu sähköenergia tulevat olemaan osa tulevaisuuden hajautettua energian tuotantoa. Etenkin kiinnostus aurinkosähkön tuottamiseen hajautettuna uusiutuvana energiamuotona on nostanut suosiotaan osaltaan tietoisuuden lisääntymisen, järjestelmien hintojen alenemisen sekä sähkön hintatason takia. Järjestelmien hintojen alenemisen lisäksi järjestelmien hyötysuhteet tulevat paranemaan tulevaisuudessa, joka nostaa niiden profiilia entistään osana hajautettua sähköntuotantoa.

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on mitoitaa Kiteellä sijaitsevaan Kontiolan perhekodin kiinteistöön aurinkosähkö- ja tuulivoimasähköjärjestelmät. Mitoitettavien järjestelmien pohjalta sähkön tuotannon kannattavuutta tarkastellaan erilaisten investoinnin kannattavuuslaskelmamenetelmien ja herkkyysanalyysien avulla.

Kontiolan perhekodin kiinteistöön mitoitettavien järjestelmien osalta työssä keskitytään mikrotuotannon näkökulmaan, jossa sähköä on tarkoitus hyödyntää ja tuottaa vain omaan kulutukseen. Kannattavuustarkasteluiden ja herkkyysanalyysien lisäksi työssä tarkastellaan mitoitettujen järjestelmien kannattavuutta energian takaisinmaksun ja energian suhdelukujen avulla.

Opinnäytetyön tarkoituksena on antaa toimeksiantajalle kokonaisvaltainen kuva sekä selkeät ja tarvittavat tiedot aurinko- ja tuulisähkön tuotannosta sekä niiden kannattavuudesta kiinteistössä mahdollisen investoinnin harkinnan tueksi.

Kontiolan perhekoti on vuonna 1952 rakennettu kyläkoulu Kiteellä, joka on remontoitu vuonna 2007 hoitokotitarkoitusta varten. Hoitokotikiinteistössä on paikkoja yhteensä 14 mielenterveyskuntoutujalle, tällä hetkellä asiakkaina on 7 mielenterveyskuntoutujaa.

2 Keskeiset käsitteet

Aurinkokennolla tarkoitetaan aurinkosähkötekniikan peruselementtiä eli puoli-johdekomponenttia. Kenno tuottaa tasasähköä ja se perustuu valosähköiseen ilmiöön eli valo muuttuu suoraan sähkövirraksi. (Erat ym. 2008, 120.)

Aurinkosähköjärjestelmällä tarkoitetaan järjestelmää, joka voidaan kytkeä verkkoon tai se voi olla omavarainen eli autonominen järjestelmä. Järjestelmän teholähteenä toimii aurinkosähköpaneelisto ja siihen kuuluu invertteri. Paneelisto tuottaa tasasähkökuormia suoraan, vaihtosähkökuormia vaihtosuuntaajan kautta tai sitten molempia. (Erat ym. 2008, 120.)

Aurinkosähköpaneeli on aurinkokennoista muodostettu pienin aurinkokenno-yksikkö, joka suojattu ympäristöltä ja tuottaa tasavirtaa. (Erat ym. 2008, 120.)

Betzin laki kuvaa tuulivoimalan teoreettista hyötysuhdetta, joka on 59 %. Tuulivoimalalla on fysikaalinen rajoite, mikä tarkoittaa sitä, että voimala ei pysty hyödyntämään kaikkea energiaa tuulesta, koska ilman tulisi tällöin pysähtyä tuulivoimalan taakse. (Suoniemi 2011.)

Energian takaisinmaksuaika on aika, joka lasketaan jakamalla voimalaan käytetty energia voimalan tuottamalla energialla vuodessa (Tumbale & Jagadeesan 2009).

EROEI Energy Returned On Energy Invested, joka tarkoittaa saadun energian suhdelukua sen hankkimiseksi käytettyyn energiaan. Mitä suurempi suhdeluku on, sitä parempi hyötysuhde. (Partanen ym. 2013, 48.)

Herkkyysanalyysi kertoo kuinka investoinnin kannattavuus muuttuu, jos yhtä tai useampaa tekijää muutetaan kannattavuuslaskelmissa. (Yritystulkki ry. 2011.)

Huipunkäyttöaika kertoo, kuinka kauan voimala olisi toiminut nimellistehollaan, jotta se saavuttaisi vuosituotannon. Järjestelmän huipunkäyttöaika lasketaan toteutuneen vuosituotannon ja voimalan nimellistehon osamääränä. (Paavola 2012.)

Maaston rosoisuusparametri on tarkoitettu tuulivoimaloiden keskituulennopeuden määrittämiseen tietylle korkeudelle. Maan rosoisuus vaikuttaa paljon pientuulivoiman tuotantoon, koska pientuulivoimaloiden mastot ovat yleensä matalia ympäröivään ympäristöön nähden. Eri maastotyypeille on määritetty omat rosoisuusparametrit. (Suoniemi 2011.)

Mikrotuotantolaitos tarkoittaa sähköntuotantolaitosta, jonka ensisijainen tarkoitus on tuottaa sähköä kulutuskohteeseen. Mikrotuotannon tehorajana pidetään 50 kVA:a. Yleisesti pien- ja mikrotuotantolaitokset ovat aurinkoenergia- ja tuulivoimalaitoksia. (Motiva Oy 2014i.)

Nettonykyarvo kannattavuuslaskelmissa tarkoittaa, että vuotuiset nettotuotot muutetaan diskonttaamalla investointiajankohdan nykyarvoiksi eli rahamääriksi. Nykyarvojen yhteenlaskettu summa on nykyarvosumma, jota verrataan investoinnin hankintamenoon. Investointi on kannattava, jos investoinnin nykyarvosumma on suurempi kuin investoinnin hankintameno. (Virtuaali Ammattikorkeakoulu 2009.)

Pientuulivoimala on määritelmän mukaan voimala, jonka potkurin pinta-ala on alle 200 m². Pientuulivoimalaksi luetaan kaikki nimellisteholtaan alle 50 kW:n laitteet. (Tuulivoimayhdistys 2015c.)

Pohjakulutuksella tarkoitetaan sitä vähimmäismäärää energiaa, joka kohteessa kulutetaan jokaisena tuntina, jona aurinkosähköä on mahdollista tuottaa (Motiva Oy 2014h).

Päästökaupan markkinavakaussvaranto on EU:n komission suunnitelma markkinoita vakauttava varanto. Varanto toimisi siten, että siihen siirrettäisiin automaattisesti päästöoikeuksia pois markkinoiden kaupankäynnistä, kun oike-

uksia on tarjolla paljon. Jos kaupan oleva määrä taas alittaa sovitun rajan, vastaavasti oikeuksia palautuu takaisin markkinoille. (Arola 2015.)

Päästökauppamekanismin tarkoituksena on ohjata teollisuutta ja energiantuotantoa vähäpäästöisyyteen siten, että teollisuus ja sähköntuotanto joutuvat hankkimaan päästöoikeuden jokaista päästämäänsä hiilidioksiditonnia kohden. Päästökaupan kustannukset siirtyvät suoraan sähkön tuottajalta sähkön ostajalle, joka tarkoittaa sähkön hinnan nousua. (Arola 2015.)

PVGIS on Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) eli Aurinkosähkön maantieteellinen tietojärjestelmä, joka on karttapohjainen järjestelmä ja jonka avulla voidaan kartoittaa aurinkoenergian resursseja sekä arvioida aurinkojärjestelmien sähkön tuotantoa (European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport 2012).

Sisäinen korkokanta on kannattavuuslaskennan menetelmä, jossa haetaan investoinnin tuottamaa korkokantaa. Jos haettu sisäinen korkokanta on suurempi kuin tavoite, on investointi kannattavaa suorittaa. (Yritystulkki ry. 2011.)

Säteilyenergialla tarkoitetaan auringon tuottamaa säteilyenergiaa, joka on suurimmaksi osaksi elektromagneettista säteilyä, joka muodostuu sähköisistä ja magneettisista energia-aalloista. (Palanterä, Valjakka & Wilkinson 2014).

Takaisinmaksuaika on se aika, jossa investointi maksaa itsensä takaisin. Ajalla kuvataan sitä kun investoinnin summatut nettotulot ylittävät perushankintakustannuksen. (Paavola 2012.)

Tehokäyrä kuvaa tuulivoimalan suorituskykyä eli tehokäyrää, joka tarkoittaa napakorkeuden tuulen nopeutta vastaan voimalan tuottama tehoa. Tässä työssä esimerkiksi käytetään tuulivoimalan valmistajan laskemia tehokäyriä, josta näkyvät voimalan antotehot eri tuulennopeuksille. Pientuuli voimalan antoteho katsotaan eri tuulennopeuksille tehokäyrästä. (Tuuliatlas 2014a.)

Tuulen nopeusprofiili on kuvaaja, josta nähdään korkeuden vaikutus tuulen nopeuteen (Tuuliatlas 2015).

Tuuliruusu ilmaisee tuulen suhteelliset osuudet eri suunnista. Tuuliruusun kuvion avulla voidaan tarkastella tuulen suunnan ja nopeuden jakaumaa. (Suomen tuulivoimayhdistys ry. 2015b.)

Tuulisuusaika (h/a) tarkoittaa, että kuinka monta tuntia vuodessa tuulee tietyllä tuulennopeudella. Tuulisuusaika vuodessa eri tuulennopeuksille voidaan laskea weibull-frekvensseistä.

Weibull on tilastollinen jakauma, jolla kuvataan tuulen nopeuden jakaumaa eli nopeusluokkien frekvenssijakaumaa. Frekvenssiarvo kuvastaa jakaumassa sitä todennäköisyyttä kuinka paljon ajallisesti tuulee kullakin tuulennopeudella. Tuulisuusaika vuodessa eri tuulennopeuksille voidaan laskea frekvensseistä. (Tuuliatlas 2014b.)

3 Työn tavoitteet

Työn tavoitteena oli suunnitella ja mitoittaa sähköä tuottavat aurinkoenergia- ja tuulienergiajärjestelmät hoitokotikiinteistölle sekä laskea investointien kannattavuutta eri mittareilla. Tavoitteena oli suunnitella järjestelmät siten, että ne tuottavat kaiken tai ainakin suurimman osan sähköstä hoitokotikiinteistön omaan käyttöön. Toimeksiantajan tavoitteena oli myös saada tietoa mm. siitä miten paljon energiaa menee tuotantolaitoksen rakentamiseen ja millä suhdeluvulla tuotantolaitos pystyy sähköä tuottamaan eli miten vihreää sähköä todellisuudessa järjestelmillä pystytään tuottamaan. Kannattavuuden lisäksi työssä lasketaan energian takaisinmaksuajat molemmille järjestelmille sekä saadun energian suhdelukua sen hankkimiseksi käytettyyn energiaan.

Kannattavuuslaskelmien tavoitteena oli luoda selkeä kuva siitä, miten kannattavaa järjestelmiin investoiminen on. Kannattavuuslaskelmia simuloitiin erilaisilla sähkön hinnan muutoksilla sekä järjestelmien hintojen alenemisella.

4 Aurinkoenergia

Aurinko on kaasupallo, joka muodostuu vedystä (71 %), heliumista (27 %) sekä muista aineista (2 %). Auringon kuoressa on lukuisia alkuaineita ja erilaisia kemiallisia yhdisteitä. Auringon energia muodostuu fuusiosta eli lämpöydinreaktiosta. Lämpöydinreaktiossa neljästä vetyatomista muodostuu yksi heliumatomi. Reaktiosta yli jäänyt massa muuttuu osittain energiaksi ja 10 miljoonan asteen lämpötilassa tapahtuvat fuusiot tuottavat auringolle sen $3,846 \times 10^{23}$ kW ominaistehon. (Aurinkoenergiaa 2015.)

Auringon tuottama energia on suurimmaksi osaksi elektromagneettista säteilyä, joka muodostuu sähköisistä ja magneettisista energia-aalloista. Elektromagneettinen säteily muodostuu eri energiatyypeistä, josta käytetään nimitystä spektri. Spektrissä pisimmät aallonpituudet sisältävät vähiten energiaa ja lyhyemmät aallot enemmän energiaa. Energia-aallot muodostuvat suurimmaksi osaksi radioaalloista, mikroaalloista, infrapunasäteistä, näkyvästä säteilystä eli valosta, ultraviolettisäteilystä, röntgensäteistä sekä gammasäteilystä. (Palanterä, Valjakka & Wilkinson 2014.)

Auringosta osuu maahan säteilyä 170 PW, joka vastaa noin 50 000 kertaa maailman sähköntuotannon asennettua tehoa. Säteilyn suuresta määrästä huolimatta tehotiheys on pieni ja kirkkaalla päivällä neliometriä kohden osuu noin 1 kW säteilyä. (Kara 2004, 268.)

Ilmakehän vaikutuksesta maanpinnalla tuleva säteily jaetaan kolmeen ryhmään eli suoraan auringonsäteilyyn, hajasäteilyyn ja ilmakehän vastasäteilyyn (Erat, ym. 2008, 12).

Suoralla auringonsäteilyllä (I_A) tarkoitetaan suoraan ilmakehän läpi tullutta säteilyä. Hajasäteily (I_D) on pilvien ja molekyylien heijastamaa säteilyä sekä maasta heijastunutta säteilyä. Ilmakehän vastasäteilyn (I_V) muodostavat ilmakehän vesihöyry, hiilidioksidi ja otsoni, jotka säteilevät lämpöä takaisin maanpinnalle. (Erat ym. 2008, 12.)

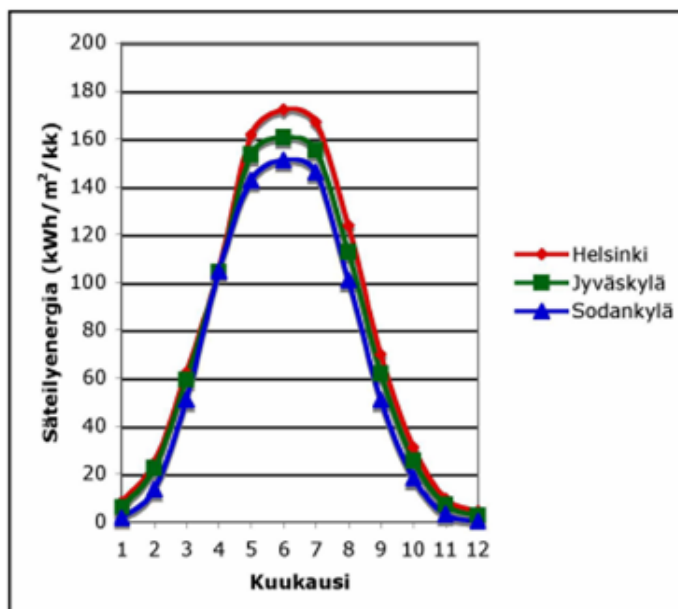
Näiden kolmen säteilymuodon summa on maan pinnalle tuleva kokonaissäteilyenergia. Pinnalle jäävän eli hyödynnettävän aurinkoenergian tehon selvittämiseksi tulee vielä kokonaissäteilystä vähentää pinnan takaisin avaruuteen heijastama pitkäaaltoinen säteily (I_U). (Erat ym. 2008, 12.)

4.1 Aurinkosäteily Suomessa

Aurinkosäteily Etelä-Suomessa vaakatasolla ja vuositasolla on noin 1 000 kWh/m² ja Keski-Suomessa noin 900 kWh/m². Etelä-Suomen säteilymäärät ovat suunnilleen samaa luokkaa kuin Pohjois-Saksassa. Vuodenaikojen vaihtelut rajoittavat etenkin talvikuukausien aikana aurinkosäteilyä ja siitä saatavaa energiaa. Auringon säteilyn määrään ja sen vaihteluun voidaan vaikuttaa aurinkopaneelien suuntauksella ja sijoituksella. (Motiva Oy 2014d.)

Suomessa kokonaissäteilystä suuri osa on hajasäteilyä. Etelä-Suomessa noin puolet vuoden säteilystä on hajasäteilyä. Paneelien tuotannon kannalta ei ole merkitystä sillä, onko paneeleille tuleva säteily hajasäteilyä tai suoraa. (Motiva Oy 2015a.)

Suomessa auringon säteily on voimakkaammillaan touko-heinäkuun välisenä aikana. Parhaimpina säteilyaikana Helsingissä saadaan auringon säteilyenergiaa kohtisuoralle pinnalle kuukaudessa keskimäärin 160–170 kWh/m², Jyväskylässä 150–160 kWh/m² ja Sodankylässä 140–150 kWh/m². Huonoimpina säteilykuukausina tammi- ja helmikuussa sekä loka-joulukuun välisenä aikana säteilyenergian määrä on alle 30 kWh/m². (Suntekno 2012a.)



Kuva 1. Kuukausittainen auringon säteilyn määrä vuosina 1971–2000 (Kuva: suntekno).

4.2 Auringonpaiste

Auringonpaistetunnit vaihtelevat paljon eri vuodenaikoina. Joulukuussa aurinko voi Helsingissä enimmillään paistaa vain reilut viisi tuntia vuorokaudessa, mutta kesäkuussa melkein 20 tuntia. Kaamosaikaan taas Sodankylässä ei kerry auringonpaistetta lainkaan, mutta kesäaikana paistetta voi kertyä vuorokaudessa 24 tuntia. Auringonpaistetuntien määrä voi vaihdella melkein 30 % eri vuosina. (Suntekno 2012a.)

4.3 Säteilyn tehoon vaikuttavat tekijät

Auringon säteilyn tehoon vaikuttavat maapallon liikkeet sekä sään vaihtelut (Erat ym. 2008, 22).

Aurinkoenergiaa voidaan hyödyntää aktiivisesti ja passiivisesti lämpöä ja sähköä tuottaviksi järjestelmiksi. Passiivisella aurinkolämmön hyödyntämisellä tarkoitetaan auringon säteilyn lämmön sitomista suoraan rakennuksiin niiden sijoitumisella, suuntauksella sekä rakenteellisilla ratkaisuilla. (Kara 2004, 268.)

5 Aurinkosähköjärjestelmä

Aurinkosähköjärjestelmä voidaan kytkeä verkkoon tai se voi olla omavarainen eli autonominen järjestelmä. Järjestelmän teholähteenä toimii aurinkosähköpaneelisto. Paneelisto tuottaa tasasähkökuormia suoraan, vaihtosähkökuormia vaihtosuuntaajan kautta tai sitten molempia. (Erat ym. 2008, 116.)

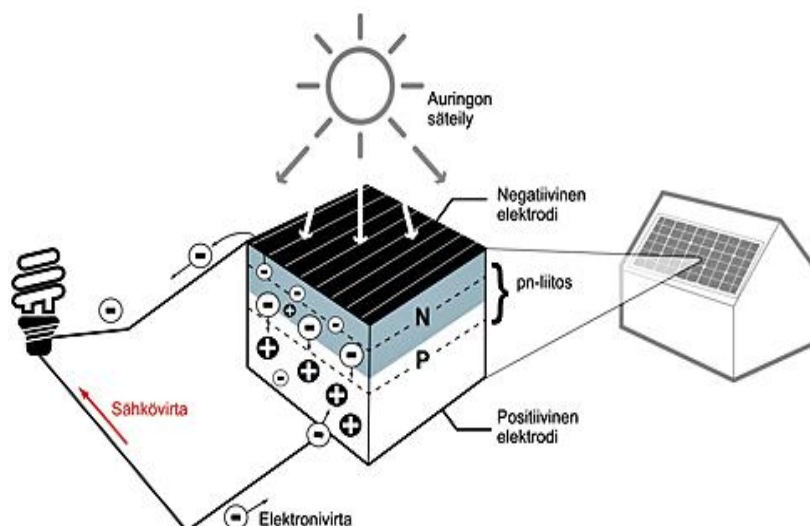
5.1 Aurinkokenno ja aurinkosähköpaneeli

Aurinkosähkötekniikan peruselementteinä toimivat aurinkosähkökennot, jotka ovat puolijohdekomponentteja. Kennot tuottavat tasasähköä ja ne perustuvat valosähköiseen ilmiöön eli valo muuttuu suoraan sähkövirraksi. (Erat ym. 2008, 120.)

Aurinkokenno on suuri puolijohdediodi eli fotodiodi, jossa on yhdistetty erityyppistä puolijohdemateriaalia p ja n (Suntekno 2012b).

Puolijohdekerrosten (n ja p) välissä rajapinta, jonka toisella puolella on n-tyyppinen ja toisella puolelle p-tyyppinen puolijohde. Kennoon syntyy sähkökenttä kerrosten yli, kun elektronit kasaantuvat toiselle puolelle ja jättävät aukkoja toiselle puolelle. (Erat ym. 2008, 121.)

Auringonvalon kohdistuessa kennoon osalla fotoneista (valohiukkasista) on niin suuri energia, että tunkeutuvat pintakerroksen läpi pn-liitokseen ja voivat siten muodostaa elektroni-aukkopareja. Muodostuvista pareista aukot kulkeutuvat p-puolelle ja elektronit n-puolelle. Muodostuneen sähkökentän takia elektronit voivat kulkea vain tiettyyn suuntaan. Sähkökentän takia elektronien on kuljettava ulkoisen johtimen kautta p-tyypin puolijohteeseen, jossa ne pystyvät vasta yhdistymään sinne kulkeutuneiden aukkojen kanssa. Tämän ansioista valoon kohdistuvan liitoksen eri puolilla jatkuvasti vastakkaismerkkiset varauksenkuljettajat, jolloin liitos voi toimia ulkoisen piirin jännitelähteenä. (Suntekno 2012b.)



Kuva 2. Aurinkokennon toimintaperiaate (Kuva: Suntekno).

5.2 Aurinkokennojen rakenne

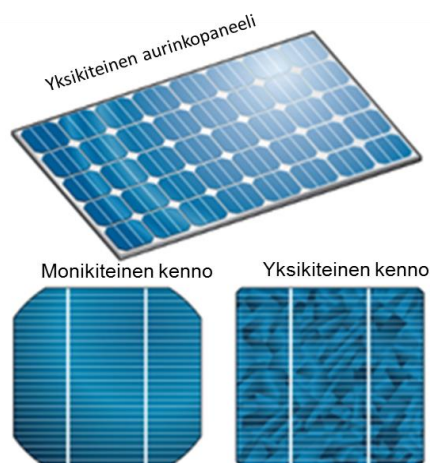
Aurinkokennojen yleisin raaka-aine materiaali on pii (Si), jota käytetään yksi- ja monikiteisenä sekä amorfisena. Sähköpaneelien teholumena on valmistajan ilmoittama ihanteellisissa olosuhteissa saavutettu maksimiteho. (Erat ym. 2008, 124.)

Yleisin paneelityyppi on yksikiteinen paneelityyppi, jonka kennot valmistetaan jalostamalla ja puhdistamalla piitä. Yksikiteisessä rakenteessa atomit ovat tietyssä järjestyksessä. Yksikiteisen piin valmistaminen on kallista, koska sen valmistaminen on hidasta ja vaatii tarkkaa työtä. (Erat ym. 2008, 124.)

Monikiteisten kennojen valmistaminen on halvempaa, koska valmistus ei ole yhtä tarkkaa työtä vaativaa kuin yksikiteisten. Monikidekennot valmistetaan valamalla. Tekniset ominaisuudet ovat kuitenkin pitkälti samankaltaiset kuin yksikiteisellä rakenteella. Monikiderakenteessa atomit ovat epämääräisemmässä järjestyksessä kuin yksikiteisen. (Erat ym. 2008, 124.)

Amorfinen pii on tarkoitettu ohutkalvopaneelien valmistukseen. Amorfinen kiderakenne eroaa yksi- ja monikiteisestä siten, että kiderakenteessa on täydellinen atomien epäjärjestys. Amorfinen ohutkalvopaneeli valmistetaan höyryttämällä se sopivalle alusmateriaalille, jolloin on mahdollista saada hyvin ohut valoa ab-

sorboiva rakenne. Ohutkalvopaneeleille on ominaista niiden parempi varjonsietokyky kiteisiin verrattuna, mutta toisaalta ohutkalvopaneelien teho pinta-alaa kohti pienempi. (Erat ym. 2008, 125.)



Kuva 3. Yllä yksikiteinen aurinkopaneeli sekä alla monikiteinen kenno ja yksikiteinen kenno (Kuva: aurinkoenergiaa 2015).

5.3 Aurinkokennojen hyötysuhde

Aurinkokennojen hyötysuhde muodostuu siitä osuudesta auringon säteilyenergiasta, joka voidaan muuttaa sähköksi. (Erat ym. 2008, 125.)

Markkinoilla olevien aurinkosähköpaneelien hyötysuhde on tavallisesti 15–17 prosenttia (Motiva Oy 2014c).

Suhteellisen pieni hyötysuhde aiheutuu siitä että auringon säteet tuottavat suurienergiisiä elektroneja, joista suurin osa hajoaa muutamassa sekunnin biljoonasossa lämmöksi (Luotola 2014). Aurinkojärjestelmän kokonaishyötysuhteeseen vaikuttavat paneelien lisäksi myös muut järjestelmän osien hyötysuhteet, jotka yhdessä ovat järjestelmän hyötysuhde (Erat ym. 2008, 125).

Kennon maksimitehopisteen virta on 3,0 A ja jännite 0,5 V, jolloin sen teho on 1,5 W, kun auringon säteilyintensiteetti on $1\,000\text{ W/m}^2$. Esimerkkinä voidaan pitää kennoa, jonka pinta-ala on 100 cm^2 , jolloin kennon pintaan osuu 10 W auringonsäteilyä. Hyötysuhde lasketaan ulos tuleva teho / sisään tuleva teho eli $1,5/10 \times 100\% = 15\%$. Paneeli muodostuu kennoista, ja kun niitä kytketään

sarjaan 36 kpl paneeliksi, pinta-alaksi muodostuu $36 \times 100 \text{ cm}^2 = 3\,600 \text{ cm}^2 = 0,36 \text{ m}^2$. Silloin paneelin osuva säteily on 360 W ja ulos tuleva teho on $36 \times 1,5 \text{ W} = 54 \text{ W}$. Paneelin hyötysuhde on vastaavasti siis $54 \text{ W} : 360 \text{ W} \times 100 \% = 15 \%$. (Erat ym. 2008, 125.)

5.4 Aurinkosähköpaneeli

Aurinkosähköpaneeli rakentuu alumiinikehyksestä, lasilevystä ja yksittäisistä kennoista. Useasta paneelista muodostuu paneelisto. Yhdistettäessä aurinkosähköpaneeli sähköjohtimilla kuormaan, syntyy virtapiiri, jossa sähkövirta kulkee. Aurinkosähköpaneelissa virran suuruus on suoraan verrannollinen auringon säteilyn voimakkuuteen, joten esimerkiksi pilvisyys vaikuttaa selvästi heikentävästi säteilyenergiaan kuin auringonpaiste. Aurinkosähköpaneeleja voidaan kytkeä rinnan ja sarjaan tarvittavan jännitteen ja virran saavuttamiseksi. (Erat ym. 2008, 126.)

5.5 Aurinkosähköjärjestelmän tuottaman sähköenergian laskenta

Ympäristöministeriön julkaisemalla aurinkosähkön tuotannon laskentaoppaalla voidaan laskea rakennuksen aurinkosähköjärjestelmän tuottama sähköenergia vuodessa. Laskentamenetelmä noudattaa standardin SFS EN 15316-4-6 määrittelytapaa, johon on liitetty kansalliset kertoimet ja taulukkoarvot.

Aurinkokennojen tuottama sähköenergia lasketaan seuraavasti

$$E_{s,pv,out} = \frac{E_{sol} \times P_{maks} \times F_{käyttö}}{I_{ref}}, \quad (5.1)$$

missä

E_{sol}	= aurinkokennoihin kohdistuva vuosittainen säteilyenergia [kWh/m ² ,a]
P_{maks}	= aurinkosähkökennojen tuottama maksimi sähköteho referenssilanteessa ($I_{ref}=1 \text{ kW/m}^2$, referenssilämpötilan ollessa 25 °C) [kW]
$F_{käyttö}$	= käyttötilanteen toimivuuskerroin [-]

I_{ref} = referenssisäteilytilanne [1 kW/m^2].

Vuoden aikana kennostoon kohdistuva auringonsäteily lasketaan seuraavasti

$$E_{sol} = E_{sol,hor} \times F_{asento}, \quad (5.2)$$

missä

$E_{sol,hor}$ = rakennuksen sijaintipaikasta riippuva vuodessa vaakatasolle osuvan auringonsäteilyn kokonaisenergian määrä [$\text{kWh/m}^2, \text{a}$]

F_{asento} = aurinkosähkökennon ilmansuunnan ja kallistuskulman mukainen korjauskerroin [-].

Aurinkosähkökennojen tuottama maksimi sähköteho P_{max} on laitteen testattu teho standardiolosuhteissa. Menetelmä on kuvattu standardissa SFS-EN 61829. Mikäli testattua tulosta ei ole käytettävissä, lasketaan P_{max} seuraavasta kaavasta

$$P_{max} = K_{max} \times A \quad (5.3)$$

K_{max} on huipputehokerroin, joka riippuu alla olevan taulukon mukaisesta aurinkosähkökennon tyypistä [kW/m^2]. A on aurinkosähkökennon pinta-ala (ilman kehystä). (Ympäristöministeriö 2011.)

Taulukko 1. Huipputehokertoimet eri aurinkosähkökennojen tyypeille (Ympäristöministeriö)

Aurinkosähkökennon tyyppi	Huipputehokerroin $K_{max} \text{ kW/m}^2$
piipohjaiset yksikiteiset kennot *	0,12...0,18
piipohjaiset monikiteiset kennot *	0,10...0,16
ohutkalvo kiteetön pii kennot	0,04...0,08
muut ohutkalvotekniikalla toteutetut kennot	0,035
Ohutkalvotekniikalla toteutettu GaN/GaSe_2 kenno	0,105
Ohutkalvotekniikalla toteutettu CdTe kenno	0,095
*pakkaustiheys >80 %	

$F_{käyttö}$ on käyttötilanteen toimivuuskerroin, joka tarkoittaa, että kerroin ottaa huomioon erilaisia ympäristön tekijöitä kuten sähköenergian inversion tasavir-

rasta vaihtovirtaan, kennon toimintalämpötilan vaikutuksen ja asennusympäristön vaikutuksen. (Ympäristöministeriö 2011.)

Taulukko 2. Käyttötilanteen toimivuuskerroin aurinkokennon asennustavasta johdettuna (Taulukko: Ympäristöministeriö)

Aurinkokennon asennustapa	Käyttötilanteen toimivuuskerroin $F_{\text{käyttö}}[-]$
Tuulettamaton moduli	0,70
Hieman tuuletetty moduli	0,75
Voimakkaasti tuulettuva tai koneellisesti tuuletetty moduli	0,80

Kennojen ilmansuunnan ja kallistuskulman mukainen korjauskerroin F_{asento} lasketaan kaavalla

$$F_{\text{asento}} = F_1 F_2, \quad (5.4)$$

missä

F_1 = ilmansuunnan mukainen kerroin

F_2 = kallistuksen mukainen kerroin

Taulukko 3. Ilmansuunnan mukainen kerroin (Taulukko: Ympäristöministeriö)

Suuntaus	F_1
etelä/kaakko/lounas	1
itä/länsi	0,8
pohjoinen/koillinen/luode	0,6

Taulukko 4. Kallistuksen mukainen kerroin (Taulukko: Ympäristöministeriö)

Kallistuskulma	Kerroin
$<30^\circ$	1
$30^\circ \dots 70^\circ$	1,2
$>70^\circ$	1

Lasketaan esimerkki 1 kW:n aurinkosähköjärjestelmälle, joka sijaitsee Kiteellä ja paneelien kallistuskulma on 45 astetta ja suunta lounas

$$E_{s,pv,out} = \frac{E_{sol} \cdot P_{maks} \cdot F_{käyttö}}{I_{ref}}, \quad (5.5)$$

missä

$$E_{sol} = E_{sol,hor} \times F_{asento} = 818 \text{ kWh/m}^2/\text{a} \text{ (PVGIS)} \times (F_1 \times F_2) = 818 \text{ kWh/m}^2/\text{a} \times (1 \times 1,2) = 818 \text{ kWh/m}^2/\text{a} \times 1,2 = 981,60 \text{ kWh/a}$$

P_{maks} = on järjestelmän sähkökennojen tuottama maksimiteho, joka on 1 kW

$F_{käyttö}$ = hieman tuulettuva moduuli 0,75

I_{ref} = referenssisäteilytilanne 1 kW/m²

$$(E_{sol} \times P_{maks} \times F_{käyttö}) : I_{ref} = (981,60 \text{ kWh/a} \times 1 \text{ kW} \times 0,75) : 1 \text{ kW/m}^2 = 736 \text{ kWh/a}$$

Lasketaan paneelien pinta-ala kaavasta

$$P_{max} = K_{max} \times A, \quad (5.6)$$

missä

$$P_{max} = 1 \text{ kW ja } K_{max} = \text{taulukosta arvo } 0,15 \text{ kW/m}^2, \text{ joten } A = P_{max} : K_{max} = 1 \text{ kW} : 0,15 \text{ kW/m}^2 = 6,6 \text{ m}^2. \text{ Esimerkin paneelien pinta-alaksi saatiin } 6,6 \text{ m}^2.$$

6 Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus

Perusteena mitoittaessa aurinkosähköjärjestelmän kokoa, voidaan pitää sitä, että järjestelmän tuotosta mahdollisimman suuri osa voidaan käyttää omaan kulutukseen ja ylimenevä osa sähköverkkoon jäisi mahdollisimman pieneksi kokonaistuotantoon verrattuna. Tämä ratkaisu tuottaa tällä hetkellä useimmiten parhaimman kokonaistaloudellisen lopputuloksen. (Motiva Oy 2014e.)

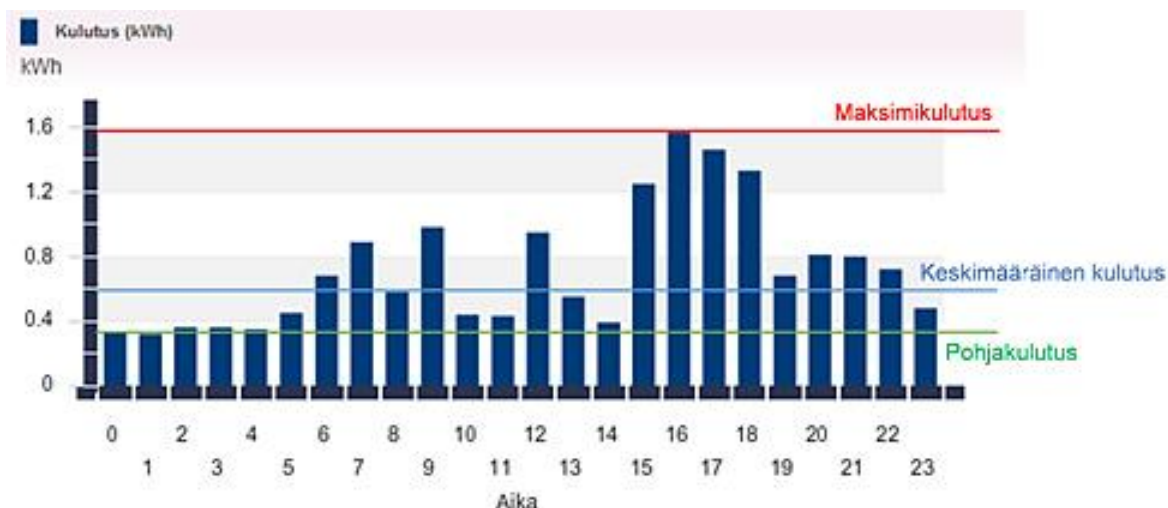
6.1 Pohjakulutukseen perustuva mitoitus

Sähköenergian kulutusta mitataan yleensä kaikkialla Suomessa tuntitasolla, joten mittaustietoja voidaan käyttää hyvin apuna tuottotarvetta suunniteltaessa. Pohjakulutus voidaan selvittää jo melko tarkasti yhdenkin vuoden mittaustietojen perusteella. Pohjakulutuksella tarkoitetaan sitä vähimmäismäärää energiaa, joka kohteessa kulutetaan jokaisena tuntina, jona aurinkosähköä on mahdollista tuottaa. (Motiva Oy 2014e.)

Sähkönkulutus ja tuotanto saattavat vaihdella suuresti vuorokauden- ja vuodenaikoina. Kulutuspiikkejä voivat aiheuttaa samaan aikaan päällä olevat paljon sähköä kuluttavat laitteet, kuten esimerkiksi sähköuuni, sähkökuivaus, pesukone ja kuivausrumpu. Tuotannossa tapahtuva vaihtelu otetaan yleensä huomioon mitoituksessa siten, että parhaan tuotantoaikana sähköä jää myytäväksi sähköverkkoon. Tämä mahdollistaa sen, että kevät- ja syysaikoina tuotettu aurinkosähkö riittää pitemmäksi ajaksi omaan käyttöön ja vuositasolla kokonaistuotto on parempi. (Motiva Oy 2014h.)

6.2 Keskimääräiseen kulutukseen perustuva mitoitus

Kun aurinkosähköllä halutaan tuottaa iso osa kohteen kokonaissähköntarpeesta, on varauduttava ylijäämäsähkön syöttämiseen sähköverkkoon. Keskimääräiseen kulutukseen mitoitettava järjestelmä kuitenkin heikentää kannattavuutta, koska pientuottaja saa verkkoon syöttämästä sähköstä sen markkina-arvon vähennettynä sähköyhtiön perimällä palvelumaksulla. Omaan käyttöön tuotettu sähkö on pientuottajalle parempi ratkaisu, koska tuottaja pystyy välttämään ostosähkön siirtokustannukset sekä osan veroista. (Motiva Oy 2014f.)



Kuva 4. Sähkönkulutusprofiili (Kuva: Motiva Oy).

6.3 Aurinkosähköjärjestelmän paneelien sijoittaminen

Suomen olosuhteissa voidaan pitää 30° – 90° kallistuskulmaa leveysasteilla vaakatasoon vuodenajan mukaan. Alle 15 asteen kallistuskulmaa ei tule käyttää, koska se mahdollistaa sähköntuotantoa häiritsevän pölyn, lian tai lumen kertymisen aurinkopaneelin pinnalle. Kallistuskulmat voidaan jakaa kolmeen luokkaan:

1. 30 asteen kulmalla saadaan paras sähköntuotto kesällä.
2. 45 asteen kallistuskulmalla saadaan maksimoitua tuotto ympäri vuoden.
3. 75 – 90 asteen kallistuskulma takaa talviaikana parhaan sähköntuotannon. (Erat ym. 2008, 146.)

Yleisesti aurinkosähköpaneeli tulee suunnata kohti etelää, mutta paneeli tuottaa hyvin myös suuntauksen ollessa kaakko-lounas. Lähtökohtaisesti tärkeintä on sijoittaa paneeli sellaiseen paikkaan, johon tulee eniten auringonvaloa. (Erat ym. 2008, 146.)

Suuntaus vaikuttaa paljon paneelien tuottoon. Kaakkoon ja lounaaseen suunnatut paneelit tuottavat noin 7% vähemmän kuin suoraan etelään suunnatut paneelit. Suoraan itään tai länteen suunnatut paneelit tuottavat 25% vähemmän kuin etelään suunnatut. Pohjoiseen, koilliseen ja luoteeseen suunnatut paneelit

tuottavat selkeästi heikommin, ja ne eivät ole suositeltuja suuntausvaihtoehtoja. (Ilmastoinfo 2015.)

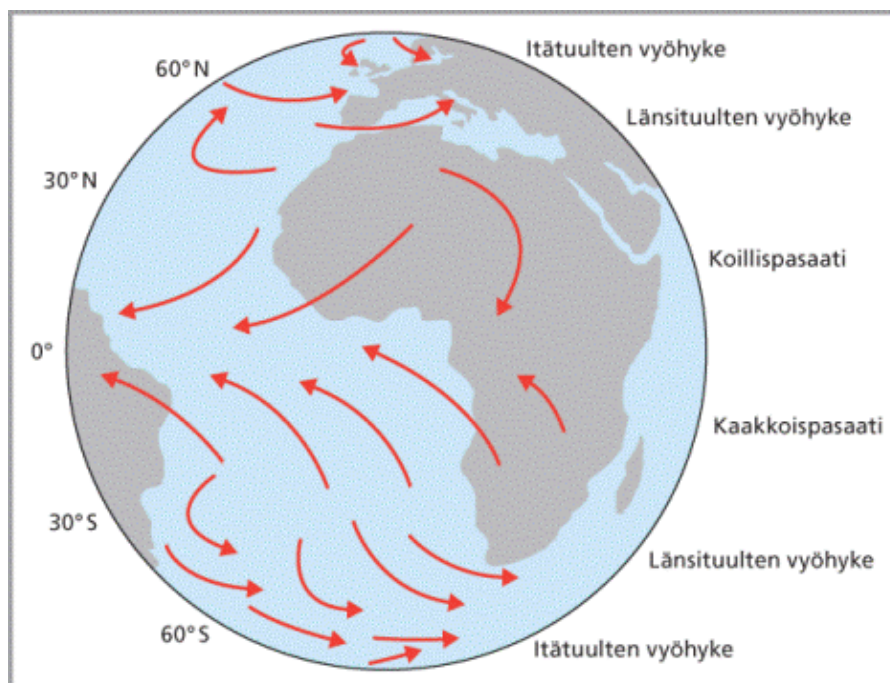
Paneelien sijoittamisessa on myös tärkeää huomioida, että ne eivät saa jäädä minkään rakennuksen, puun tai muun esteen varjoon, koska varjo vähentää merkittävästi paneelin tuottoa (Erat ym. 2008, 146).

Aurinkopaneelit voidaan asentaa kattoon, seinään tai maahan telineeseen. Seinäasennuksessa on huomioitava, että räystäät eivät varjosta paneelia. Katolle sijoitettuna, tulee paneelit asentaa mahdollisimman lähelle katonharjaa, koska lähempänä räystästä paneelit toimisivat lumiesteenä. (Areva solar Oy 2015.)

7 Tuulienergia

Tuulen muodostama energia on alkuperältään aurinkoenergiaa. Maahan tulevasta auringon energiasta muuttuu noin 2 - 3 % liike-energiaksi eli tuuleksi. Tämä määrä kattaa 40 kertaa maailman tämänhetkisen energiankulutuksen. (Tuulivoimayhdistys 2015b.)

Liike-energian syntyminen tuuleksi johtuu maapallon epätasaisesta lämpenemisestä ja jäähtymisestä. Ilmakehän vaikutuksesta auringon säteily vaimenee. Auringonsäteily kulkee napa-alueilla pidemmän matkan ilmakehässä kuin päiväntasaajalla, joten säteily heikkenee sitä enemmän, mitä lähemmäksi napa-aluetta tullaan. Auringon lämpö jakautuu eri tavoin maanpinnalle eri leveysasteilla, joten napa-alueet saavat huomattavasti vähemmän säteilyä kuin päiväntasaaja. Tämän epätasaisen lämpenemisen johdosta maapallo siirtää lämmintä ilmaa napa-alueille ja päinvastoin viileämpää ilmaa päiväntasaajan suuntaan. Tämä jatkuva kiertoliike saa aikaan liike-energian eli tuulen. Tuulen tärkein tehtävä on pyrkiä tasaamaan maapallon alueellisia lämpötilaeroja. Paikallisesti tuuleen vaikuttavat maastonmuodot, maaston peitteisyys, säähäiriöt sekä maan ja meren väliset lämpötilan vaihtelut. (Tuulivoimayhdistys 2015b.)



Kuva 5. Planetaariset tuulet (Kuva: Tuulivoimatieto).

7.1 Tuulisuus Suomessa

Suomen tuuliolosuhteisiin vaikuttaa merkittävästi pohjoinen sijainti Euraasian mantereen rannikkoilmastovyöhykkeestä. Golf-virran ansiosta Suomen keskilämpötila on monta astetta lämpimämpi kuin esimerkiksi Siperiassa tai Grönlannissa. (Suomen tuulivoimayhdistys ry. 2015a.)

Suomi kuuluu maapallon lämpötilajakauman synnyttämään länsituulten vyöhykkeeseen sekä sen lisäksi tuuliolosuhteisiimme vaikuttaa merkittävästi länsipuolella oleva Atlantin valtameri ja itäpuolellamme oleva laaja Euraasian manneralue. Talvikuukausina ilmanpaine-erot ovat suurempia, koska Aasiassa ja Azoreilla on pysyvät korkeapaineen alueet ja Islannissa ja Grönlannissa matalapaineen alue. Siten myös tuulen nopeudet ovat suurempia talvikuukausia. Kokonaisuutena Suomi kuuluu tuuliseen ilmastovyöhykkeeseen. (Suomen tuulivoimayhdistys ry. 2015a.)

7.2 Tuulivoima Suomessa

Sähköntuotantomuotona tuulivoima on Suomessa vielä merkittävästi pienempää kuin muualla Euroopassa. Kuitenkin tuulivoiman rakentaminen on viime vuosina edennyt hyvin. Suomessa oli 260 tuulivoimalaa vuoden 2014 lopussa ja niiden yhteenlaskettu kapasiteetti oli 627 MW. Tuotanto kasvoi 43 prosenttia edellisvuoteen 2013 verrattuna. (Tuulivoimayhdistys 2015e.)

Tuulivoima kuuluu tuotantotuen piiriin kuten muutkin uusiutuvat energiamuodot. Suomen kannalta, jos tuulivoimamarkkinoiden annetaan kehittyä ja sen edistämisessä otetaan nykyistä kustannustehokkaampia edistämiskeinoja, voidaan Suomessakin saavuttaa kilpailukykyinen hintataso tuulella tuotetulle sähkölle ilman tukia. (Tuulivoimayhdistys 2015d.)

Tuulivoimaloille soveltuvia alueita Suomessa ovat rannikko, merialueet, tunturit sekä monin paikoin alueita myös sisämaassa (Motiva Oy 2015b). Tuulivoiman tuotannon tavoitteet Suomessa on esitetty Suomen energia- ja ilmastostrategiassa (2013). Tavoitteena on tuotannon nostaminen yhdeksään terawattituntiin vuoteen 2025 mennessä, mikä tarkoittaa tuotantokapasiteetin nostamista 3 000 MW:iin kyseisenä ajanjaksona. (Motiva Oy 2015b.)

8 Pientuulivoimala

Pientuulivoimalat ovat käytännössä pienempitehoisia kuin teolliseen tuotantoon käytetyt turbiinit. Pientuulivoimalan määritelmän mukaan pientuulivoimalaksi luetaan voimala, jonka potkurin pinta-ala on alle 200 m². Pientuulivoimalaksi luetaan kaikki nimellisteholtaan alle 50 kW:n laitteet. (Tuulivoimayhdistys 2015c.)

Pientuulivoimalassa on kyse laitteesta, joka asennetaan omakotitaloon tai kesämökkiin. Tavallisimmat pientuulivoiman käyttötavat ovat sähköverkkoon liitetyn tavallisen sähköntuottaminen sekä kesämökkikäytössä akkujen lataus. (Eklund 2011.)

Pientuulivoimala eroaa vain kokonsa puolesta teollisista tuulivoimaloista sekä pientuulivoimalan laatuvaatimukset ovat samaa luokkaa kuin suuremmilla tuulivoimaloilla. Koska pientuulivoimaloiden vaatimukset ovat kovat, on kansainvälinen insinöörijärjestö IEC standardoinut tekniset vaatimukset pientuulivoimaloille. Tuulivoimala, joka on suunniteltu IEC 61400-2, 2.ed. – standardin mukaan, voidaan pitää luotettavana, kestäväenä ja turvallisena. (Eklund 2011)

Hyvän tuuliolosuhteen omaavalla paikalla, pientuulivoimalalla voidaan tuottaa kattava osa talouden sähköntarpeesta. 2000 watin (w) tuulivoimalalla voidaan tuottaa noin puolet omakotitalon valaistuksen ja laitteiden kuluttamasta sähköstä pois lukien lämmitys. Isompien, 4-10 kW:n tuulivoimaloiden kohdalla hyvin sijoitettuna voimala voi tuottaa kaiken sähkön valaistukseen ja laitteisiin sekä ison osan lämmitysenergiasta. (Tuulivoimayhdistys 2015c.)

8.1 Pientuulivoimalan komponentit

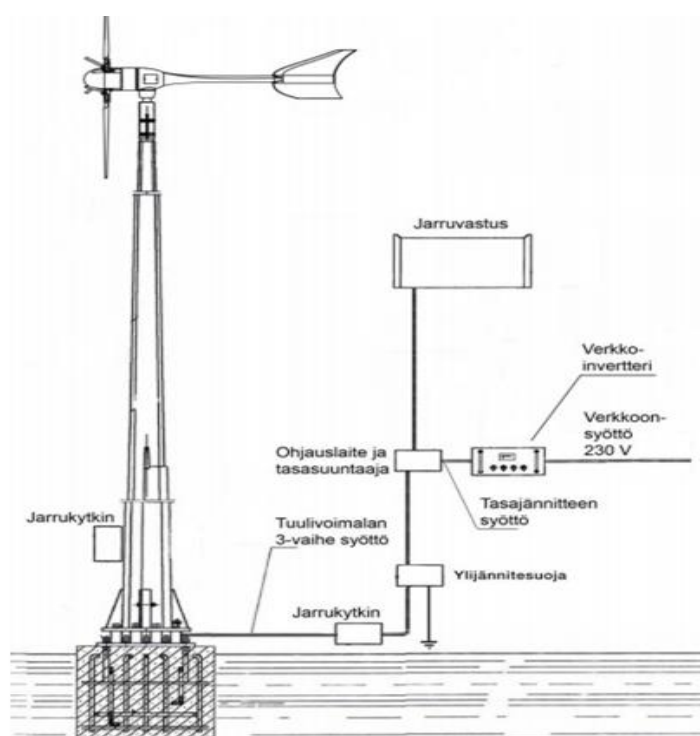
Pientuulivoimalan keskeisimmät komponentit energian tuotannon kannalta ovat voimalan roottorin siivet, vaihteisto, laakerit ja generaattori. Lisäksi tuulivoimala asennetaan 15–30 metriä korkeaan mastoon. Mastoja on yleensä kolmea eri tyyppiä. Harustettu masto on kevytrakenteinen, joten se on siten myös edullinen ratkaisu, mutta toisaalta vaatii vaijereiden takia tilaa tontilta. Putkimasto on itsestään seisova huippua kohden kapeneva useista osista koostuva masto. Putkimasto tarvitsee valetun perustuksen. Ristikkomasto on itsestään seisova kevytrakenteisempi ja edullisempi vaihtoehto kuin putkimasto. Myös ristikkomasto tarvitsee valetun perustuksen. (Eklund 2011.)

Siipien tulee toimia monilla eri tuulennopeuksilla sekä pyörimisnopeuksilla. Siipi voidaan suunnitella toimimaan eri tavoilla eri tuulennopeuksissa riippuen sen sijoituspaikan tuuliolosuhteista. Valmistajan ilmoittama tuulivoimalan nimellisteho tietyllä tuulennopeudella kertoo siiven toiminnasta. Nopeus voi olla siivestä riippuen esimerkiksi 8 m/s tai 11 m/s. Suomessa sisämaassa toimivat parhaiten matalille tuulennopeuksille mitoitettut siivet. (Eklund 2011.)

Pientuulivoimaloille on ominaista se, että niissä ei yleensä ole vaihteistoa vaan potkuri on kiinni suoraan generaattorin akselissa, koska vaihteisto kuluttaisi energiaa sekä sen paino ja huolto ovat epäkäytännöllisiä pienen mittakaavan tuulivoimaloissa. (Eklund 2011.)

Pientuulivoimaloissa käytetyt generaattorit ovat tyypillisesti kestopagneetti-generaattoreita eli verrattavissa polkupyörän dynamoon. Pientuulivoimalan sähköntuotantoon voidaan vaikuttaa generaattorin kautta joko pyörittämällä sitä nopeasti tai käyttämällä riittävän vahvoja magneetteja. Voimakkaammat magneetit lisäävät tuulivoimalan painoa, joka tarkoittaa, että voimalan pysäyttäminen on hankalampaa, mutta toisaalta painavammat voimalat ovat olleet käytännössä kestävämpiä. (Eklund 2011.)

Pientuulivoimalassa laadukkaan generaattorin tunnistaa siitä, että se lähtee herkästi pyörimään, joka tarkoittaa että voimalan laakerointi on toteutettu esimerkillisesti. Hyvän ja laadukkaan laakeroinnin ansiosta kevyt tuuli saa generaattorin pyörimään. (Eklund 2011.)



Kuva 6. Pientuulivoimala (Kuva: Eklund 2011, joka miehen tuulivoimaopas).

8.2 Pientuulivoimalan sijoittaminen

Tuulivoimalan perusedellytyksenä on luonnollisesti tuulen saannin maksimointi, joten asennuspaikkaan tulisi kiinnittää erityistä huomiota. Olosuhteet tuulelle eivät ole kaikkialla samanlaisia. Ympäristö vaikuttaa paljon vallitseviin tuuliolosuhteisiin. Parhaiten tuulivoimala toimii sellaisessa paikassa, jossa vallitsevassa tuulensuunnassa on esteetöntä avonaista aluetta, joka mahdollistaa tuuleen vauhdin kiihtyvyyden. (Eklund 2011.)

Yleisesti tuulivoimaloille sopivia paikkoja ovat rannikko ja saaristo, sisämaassa isot vesistöjen ääret sekä peltoaukeat. Optimaalisin sijoituspaikka on esteetön kukkulan huippu, jossa tuuli kerää nopeutta noustessaan rinnettä ylöspäin. Kaikki mahdolliset esteet aiheuttavat turbulenssia eli tuulen pyörteisyyttä, mikä taas heikentää tuulen tehoa sekä rasittaa tuulivoimalaa. Mikäli voimala sijaitsee jonkun esteen, kuten metsän läheisyydessä, tulisi voimalan olla kaksi kertaa esteen korkeudella. (Eklund 2011.)

8.3 Tuulen muuttaminen sähköksi

Tuulivoiman erottaa perinteisestä sähköntuotannosta sen tuotannon ajallinen vaihtelu, mikä tarkoittaa, että sähköntuotanto vaihtelee päivittäin tuulisuuden mukaan (Tuulivoimayhdistys 2015f).

Tuulivoima eroaa perinteisestä sähköntuotannosta, koska sen tuotanto riippuu ajallisesta vaihtelusta. Tuotanto on suoraan riippuvainen päivittäisen tuulisuudesta. Vähätuulisten päivät eivät ole ongelma silloin, kun tuulivoiman avulla tuotetaan vain osa sähköstä hajautetusti ympäris Suomea. Suomessa tuulivoiman kannalta paras vuodenaika on talvi, jolloin Suomessa tuulee tilastollisesti eniten. (Tuulivoimayhdistys 2015f.)

Tuulen tuottama ilman virtauksen liike-energia muutetaan sähköenergiaksi tuuliturbiineilla, joka tarkoittaa käytännössä, että tuulen liike-energiaa eli kineettistä energiaa muutetaan voimalan akselin pyörimisenergiaksi eli mekaaniseksi energiaksi. Mekaaninen energia pyörittää akselia, joka taas pyörittää edelleen

sähköä tuottavaa generaattoria ja tuottaa sähköä muuntajaan ja edelleen sähköverkkoon tai akustoon. (Tuulivoimayhdistys 2015f.)

9 Tuulen tehon laskenta

Tuulivoimalan perusedellytys on luonnollisesti tuulienergia ja mitä enemmän sitä on saatavilla, sitä tehokkaammin tuulivoimala toimii. Energian talteenotossa on pinta-alalla suuri vaikutus, koska mitä suurempi pinta-ala tuulen energian vastaanottoon, sitä enemmän siitä saadaan energiaa talteen. Tehollinen ala potkurille lasketaan kaavalla $A = \pi r^2$, jossa r on tuulivoimalan potkurin siiven pituus ja π on pii eli luonnonvakio 3,14. (Eklund 2011.)

Tuulennopeus on erittäin tärkeä tekijä tuulivoimalalla, koska mitä nopeammin tuulee, sitä enemmän tuuleessa on käytettävissä olevaa energiaa. Tuulivoimalan tehon laskennassa tuulivoimalan teho P riippuu tuulennopeudesta V^3 eli nopeus potenssiin kolme. Tuulennopeus siis kerrotaan kolme kertaa itsellään, joka tarkoittaa sitä, että tuulen nopeuden esimerkiksi kaksinkertaistuuessa energian määrä kahdeksankertaistuu. (Eklund 2011.)

9.1 Tuulivoimalan teho

Tuulivoimalan toimintateho voidaan laskea seuraavasta kaavasta

$$P = \frac{1}{2} * \rho * C_p * A * V^3 \quad (9.1)$$

missä

$$\rho = \text{ilman tiheys, } \frac{\text{kg}}{\text{m}^3},$$

$$C_p = \text{tehokerroin},$$

$$R = \text{lavan pituus, m},$$

$$A = \pi r^2,$$

$$V = \text{tuulen nopeus, } \frac{\text{m}}{\text{s}}.$$

(Eklund 2011.)

9.2 Tuulivoimalan hyötysuhde

Tuulivoimalalla on fysikaalinen rajoite, mikä tarkoittaa sitä, että voimala ei pysty hyödyntämään kaikkea energiaa tuulesta, koska ilman tulisi tällöin pysähtyä tuulivoimalan taakse. Teoreettinen maksimihyötysuhde on 59 % tehokerroin. Hyötysuhdetta kuvataan Betzin lailla

$$C_{pmax} = \frac{16}{27} = 0,593. \quad (9.2)$$

Kaavalla pyritään ilmentämään sitä, että täydellisellä potkurimallisella tuulivoimalalla saataisiin 59,3 % tuulesta muutettua tehoksi. Käytännössä pientuulivoimalat toimivat kuitenkin 30–40 % tehokertoimilla johtuen tuulivoimalan komponenttien laadusta ja toimivuudesta sekä siitä, että ilmavirtausta ei voida kitkattomasti jarruttaa eikä sitä voida jatkuvasti ohjata tuulta kohden. (Suoniemi & Eklund 2011.)

9.3 Keskituulennopeus

Keskituulennopeus halutulle korkeudelle johdetaan pintakerroksen tuulennopeuden muutoksen kaavasta;

$$v(z) = V_{ref} = \frac{\ln(\frac{z}{z_0})}{\ln(\frac{z_{ref}}{z_0})}, \quad (9.3)$$

missä

V_{ref} = alkuperäinen tuulennopeus,

Z_{ref} = alkuperäinen napakorkeus,

z = tarkasteltava napakorkeus,

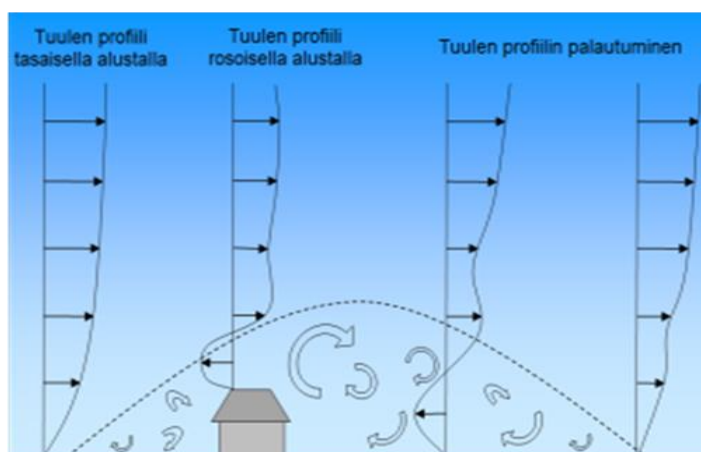
z_0 = tarkasteltavan pinnan rosoisuusparametri.

Kaava mahdollistaa siirtämään tiedossa olevan napakorkeuden tuulennopeuden halutulle korkeudelle, kun tiedossa on maaston rosoisuusparametri. Kaavan avulla on mahdollista tarkastella ja arvioida tuuliprofiilin vaikuttavaa muutos-

ta, kun napakorkeus ei vastaa alkuperäistä tarkastelukohtaa eli yleensä alle 50 metrin korkeudet. (Suoniemi 2011.)

9.4 Rosoisuusparametri

Maan rosoisuus vaikuttaa paljon pientuulivoiman tuotantoon, koska pientuuli-voimaloiden mastot ovat yleensä matalia ympäröivään ympäristöön nähden (Suoniemi 2011).



Kuva 7. Kuvassa havainnollistetaan maaston vaikutusta ilmavirtaukseen (Kuva: Tuuliatlas).

Taulukko 5. Yleisimpiä rosoisuusparametrin z_0 :n arvoja erilaisissa maastotyy-
peissä.

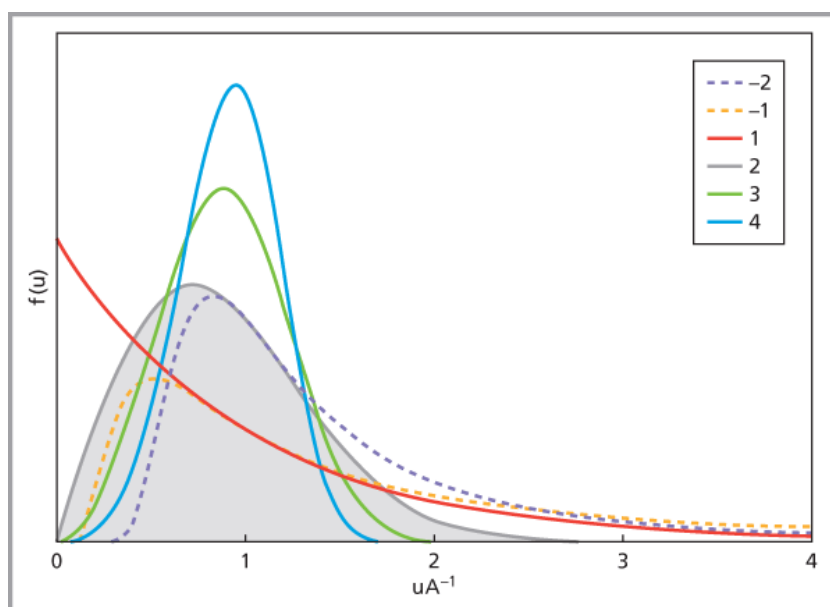
Maastotyyppi	Z_0 (m)
Tyyni sisäjärvi	0,000023
Tasainen meren jää	0,0004
Rikkonainen merenjäätä	0,0015-0,004
Laaja peltoaukea	0,03
Luminen laaja peltoaukea	0,03
Viljapelto (vilja 60 cm)	0,2 – 0,9
Metsä rannikko	0,3 - 3
Täysikasvuinen havumetsä	1,5
Suurten kaupunkien keskusta	1 - 3

9.5 Weibull

Tuulen nopeuden jakaumaa eli nopeusluokkien frekvenssijakaumaa kuvataan pääsääntöisesti tilastollisella Weibull-jakaumalla. Weibull-jakaumaa kuvaavat Weibull-parametrit A ja k , joiden avulla voidaan laskea erilaisia parametreja. Parametrit muuttuvat, kun korkeus, maasto tai topografia muuttuu. (Tuuliatlas 2014b.)

Tuulienergiasovellutuksissa tuulen nopeuden jakaumaa (nopeusluokkien frekvenssijakaumaa) kuvataan yleisesti tilastollisella Weibull-jakaumalla. Tuuliatlaksen taulukkotiedostoissa kussakin hilapisteessä tuulen nopeuden keskiarvon lisäksi on annettu jakaumaa kuvaavat Weibull-parametrit A ja k , joiden avulla voidaan laskea erilaisia parametreja. Wasp-tuulienergiasovellusohjelmassa tuulen nopeusjakaumaa kuvataan Weibull-jakaumalla. Wasp sovelluksessa Weibull-jakauman parametrit A ja k muuttuvat korkeutta muutettaessa ja maaston rosoisuuden ja topografian muuttuessa.

(Tuuliatlas 2014b.)



Kuva 8. Weibull-jakauman muoto eräillä k :n arvoilla (Kuva: Tuuliatlas)

Weibull-parametri A on skaalausparametri ja kuvaa tuulen pitkäaikaista keskinopeutta sekä osoittaa tuulen keskinopeuden sijainnin jakaumassa. A parametri saadaan pitkäaikaisten tuulimittausten tuulikeskinopeudesta. Tuulen keskinopeus on $\approx 0,9 \times A$. (Tuuliatlas 2014b. & Haapanen E. 2001.)

K-parametri on muotoparametri ja se kuvaa Weibull-jakauman leveyttä ja kallistumaa ja kertoo onko jakauma oikealle vai vasemmalle vino tai onko se lähempänä normaalijakaumaa. Mitä pienempi k-parametri on, sitä enemmän kuvaajan käyrä on vasemmalle päin kallistunut.

Kaksiparametrisen Weibull- jakauman tiheysfunktio

$$f(u; A, k) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A} \right)^k} \quad (9.4)$$

missä

u = tuulen nopeus,

A = skaalausparametri,

k = muotoparametri.

(Tuuliatlas 2014b.)

Lasketaan esimerkki frekvenssi 5 m/s tuulennopeudelle, kun $A = 5$ ja $k = 2$.

$$2 : 5 \times (5 : 5)^{2-1} \times e^{- (5 : 5)^2} = 0,147$$

Saatu frekvenssiarvo 0,147 kuvastaa jakaumassa sitä todennäköisyyttä miten paljon tuulee 5 m/s nopeudella. Tuulisuus aika vuodessa eri tuulennopeuksille voidaan laskea frekvensseistä.

10 Sähkön pientuotanto

Pientuotannon määritelmä pohjautuu voimalan nimellis- tai maksimitehoon. Sähkön pientuotannossa teho on yleensä muutamia kymmeniä tai satoja kilowatteja tai korkeintaan muutamia megawatteja. Sähkömarkkina-alueissa on asetettu pienimuotoisen sähköntuotannon määritelmäksi alla 2 MVA:n järjestelmät. (Motiva Oy 2014i.)

Mikrotuotanto käsittää sähköntuotantolaitokset, joiden ensisijainen tarkoitus on tuottaa sähköä kulutuskohteeseen. Mikrotuotannon tehorajana pidetään 50 kVA:a. Yleisesti pien- ja mikrotuotantolaitokset ovat aurinkoenergia- ja tuulivoimalaitoksia. (Motiva Oy 2014i.)

10.1 Mikrotuotannon vaatimukset verkkoon liityttäessä

Verkonhaltijalle tulee ennen tuotantolaitoksen käyttöönottoa toimittaa vaadittavat tekniset tiedot kuten tekniset turvallisuusvaatimukset joita ovat liitäntälaitteen suojausasettelu, saarekekäytön estosuojaus sekä erotuskytkin verkossa tai kiinteistössä tehtäviä töitä varten (Motiva Oy 2014j).

Verkonhaltijalla on rajoittamaton pääsy erottimelle tai vastaavasti kaukokytken-
tämahdollisuus. Mikrotuotantolaitos ei saa aiheuttaa minkäänlaista häiriötä jakeluverkkoon ja asennukset tulee suorittaa vain ammattilainen. Tuotanto ja kulutus tulee mitata erikseen. (Motiva Oy 2014j.)

10.2 Pientuotannon tuet

Verotuksen kotitalousvähennyksen voi saada esimerkiksi aurinko- ja maalämpöjärjestelmän tai ilmalämpöpumpun asentamiseen. Vähennystä voi saada vain järjestelmän asennukseen liittyvän työn osuudesta ja vuonna 2015 vähennyksen maksimimäärä on 2 400 euroa/hlö. (Motiva Oy 2014g.)

Energia- ja ympäristöministeriön energiatukea, jotka hyödyntävät uusiutuvaa energialähdettä, on mahdollista saada energiatukea suurimmillaan 40 % investoinnista. Aurinkosähkölle on annettu 30 %:n ohjeellinen tukiprosentti. Energiatuen myöntäminen tapahtuu aina tapauskohtaisesti ja sitä voidaan myöntää yrityksille, kunnille ja muille yhteisöille uusiutuvan energian tuotannon investointi- ja selvityshankkeisiin. Alle kolmen miljoonan euron investoinnille energiatukea haetaan elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskuksilta. Yli kolmen miljoonaan tuki haetaan työ- ja elinkeinoministeriöltä. (Motiva Oy 2014g.)

10.3 Sähkön hinta

Kokonaissähkön hinta koostuu itse sähköenergiasta, siirtohinnasta sekä erilaisista veroista. Siirtohintaa muodostuu sähkön siirtämisen kuluista sekä valtion keräämistä veroista. Siirtomaksu kattaa jakeluverkkoyhtiön sähköverkkotoiminnan palvelut. Siirtomaksun kustannuksia ovat mm. verkkoon sitoutunut pääoma, sähköverkon ylläpito ja sen huoltaminen, verkon kehittäminen ja uudistaminen, uusien verkkojen rakentaminen sekä valtakunnallisen kantaverkon rakentamisen ja ylläpidon kustannuksia. Lisäksi hintaan sisältyy verkon käytönvalvonta ja vikapalvelu ja vikojen korjaaminen kaikissa tilanteissa, asiakkaiden palvelun ja sähkön kulutuksen mittaus. (Energiateollisuus 2015.)

Verkkopalvelujen hinta syntyy sähkön siirtohinnasta ja erilaisista veroista. Sähkön siirtäminen paikasta toiseen maksaa, sillä se edellyttää kunnossa olevia teknisiä järjestelmiä. Itse siirto jakautuu kantaverkko-, alueverkko- ja jakeluverkkosiirtoon, joista jakeluverkkosiirto muodostaa suuren osan verkkopalvelun hinnasta. Siirtohinnasta kerätään myös erilaisia veroja, joilla valtio kattaa omia kulujaan. (Energiateollisuus 2015.)

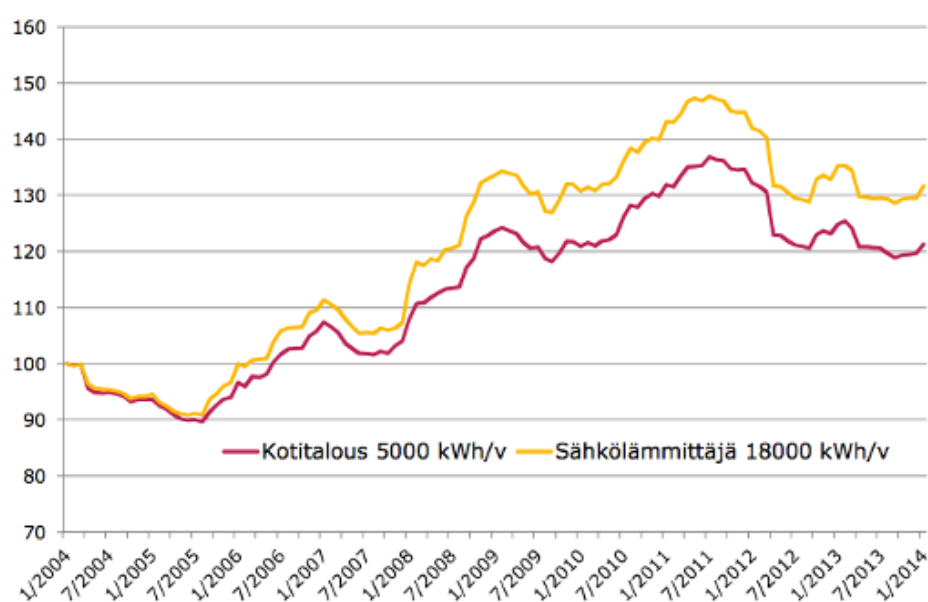
Sähköenergian myyntihinta sisältää tukkumarkkinahinnan lisäksi myyntikustannuksen, joilla tarkoitetaan myyntiin ja markkinointiin liittyviä kuluja kuten taloushallinnolliset kulut (Energiateollisuus 2015).

Sähkön myyntikustannuksilla tarkoitetaan normaaleja myynnin ja markkinoinnin kustannuksia, kuten mm. laskutuksesta ja muusta asiakaspalvelusta sekä hallinnosta aiheutuvia kustannuksia (Energiateollisuus 2015).

Sähkön lopullisesta hinnasta siirtokulut veroineen ovat noin puolet sähkön kokonaishinnasta. Ilman veroja sähkön siirtokulut muodostavat noin kolmanneksen sähkön kokonaishinnasta. (Energiateollisuus 2015.)

10.4 Sähkön hinnan kehitys

Sähkön hintaan ja hintakehitykseen vaikuttavat markkinatekijät, tuotantotekijät sekä odotukset. Markkinatekijöistä hintaan vaikuttavat sähkön kysyntä, tarjonta, polttoaineiden hinnat, päästöoikeuksien hinnat ja poliittiset tekijät. Tuotantotekijöinä vaikuttavat voimaloiden mahdolliset alasajot, sähkön tuotantoon käytettävissä olevan veden määrä, ydinvoimaloiden huoltoseisokit ja siirtokapasiteetti. Odotustekijöinä hintaan vaikuttavat sääennuste sekä hintaennuste. (Westerlund 2013.)



Kuva 9. Suomen sähkönhinnan kehitys 10 vuoden aikana vuosina 2004–2014 (Kuva: Energiamarkkinavirasto).

Suomessa sähkön hintakehityksen kannalta merkittävimmät muuttujat ovat arvonlisävero, sähkön hankinta- ja jakeluverkkosiirtokulut. Suomessa sähkön hinta nousi vuodesta 2005 vuoteen 2012 ja erityinen hinnannousu oli vuonna 2010, jolloin sääolosuhteet, kulutuksen alhainen jousto, Ruotsin ydinvoimalaitosten käyttöseisokit ja alhainen siirtokapasiteetti nosti merkittävästi sähkön hintaa. Merkittävin muutos tapahtui kuitenkin vuoden 2011 alussa, jolloin sähkön verotusta nostettiin sekä suuret sähköyhtiöt nostivat hintojaan vedoten hankalaan markkinatilanteeseen. Vuodesta 2012 sähkön hinta lähti laskuun ja on pysynyt melko stabiilina. (220 Energia Oy 2014.)

10.5 EU:n vaikutus sähkön hintaan

EU vaikuttaa suomalaisten sähkön hintaan päästökauppamekanismin muodossa, joka on otettu käyttöön vuonna 2005. Päästökaupan tarkoituksena on ohjata teollisuutta ja energiantuotantoa vähäpäästöisyyteen siten, että teollisuus ja sähköntuotanto joutuvat hankkimaan päästöoikeuden jokaista päästämäänsä hiilidioksiditonnia kohden. Päästökaupan kustannukset siirtyvät suoraan sähkön tuottajalta sähkön ostajalle, joka tarkoittaa sähkön hinnan nousua. (Arola 2015.)

Euroopan unionin suunnitelmissa on kiristää päästökauppajärjestelmää EU:n komission ehdotuksia nopeammin, joka tarkoittaa nopealla aikataululla sitä, että sähkön hinta nousee. (Arola 2015.)

Liian halvat päästöoikeudet taloudellisen taantuman myötä ovat ajaneet EU:n komission korjaamaan päästökauppajärjestelmää. Komission suunnitelmana on perustaa markkinoita vakauttava varanto. Varanto toimisi siten, että siihen siirrettäisiin automaattisesti päästöoikeuksia pois markkinoiden kaupankäynnistä, kun oikeuksia on tarjolla paljon. Jos kaupan oleva määrä taas alittaa sovitun rajan, vastaavasti oikeuksia palautuu takaisin markkinoille. (Arola 2015.)

Päästökaupan markkinavakausvaranto voi merkitä hajautetun sähkön pientuotannon ylijäämänsähkön tuottamiselle omaan käyttöön tai ylijäämänsähkön myymiselle lisäkannusteen. Muutos nostaa sähkön tukkuhintaa Suomessa viidessä vuodessa noin kymmenen prosenttia. (Muhonen 2015.)

11 Tutkimusmenetelmät ja tutkimuskohde

Tässä opinnäytetyössä käytettiin tutkimusmenetelminä kvantitatiivisia eli määrällisiä menetelmiä. Työssä käytettiin apuna erilaisia valmiita laskureita ja laskentakaavioita, joilla voitiin tuottaa aineistoa järjestelmien tuotoista kannattavuuslaskelmia varten. Tutkimuksessa käytetyt laskurit olivat tarkoituksenmukaisia ja ne antoivat tarpeeksi hyvän kokonaiskuvan järjestelmien tuotto-odotuksista. Laskurit olivat perusteeltaan arviopohjaisia ja niillä oli tarkoitus tuottaa järjestel-

mien odotusarvioita. Laskureiden perusteella lasketut luvut eivät ole absoluuttisia arvoja vaan suuntaa antavia.

Määrällinen tutkimusmuoto kuvaa yleensä erilaisia luokitteluita, syy- ja seuraussuhteita, vertailu ja numeerisiin tuloksiin perustuvan ilmiön selittämistä. Määrällisellä menetelmällä on ominaista runsaat erilaiset laskennalliset ja tilastolliset analyysimenetelmät. Numeerisen tiedon pohjaksi työssä on perusteellinen ja pohjustava teoriaosuus aurinko- ja tuulienergiaan liittyen, jolla tuetaan tutkimuksen tulos- ja analyysivaiheita ja pyritään selittämään niille ominaisia ilmiöitä. (Jyväskylän Yliopisto 2015.)

11.1 Aineisto

Tutkimuksen aineistona käytettiin aurinko- ja tuulienergiaan liittyvää kirjallisuutta ja internet-julkaisuja sekä aurinkosähköstä ja pientuulivoimasta tehtyjä progradu- ja opinnäytetöitä. Tuotto-odotuksien laskuissa käytetyt aineistot aurinko- ja tuulienergiaa mitoitettaessa eivät ole stabiileja, vaan järjestelmien tuottoon vaikuttavat vuosittain erilaiset tekijät, kuten auringonpaisteen määrä sekä tuulisuusolosuhteet. Kiinteistön kohdalla käytettiin tuntikohtaisia sähkönkulutustietoja, jotka saatiin Pohjois-Karjalan sähkön OmaWatti-palvelusta.

11.2 Laskentamenetelmät

Tutkimus toteutettiin lähdetietojen ja erilaisten valmiiden laskureiden ja laskentakaavioiden pohjalta. Laskurien tiedot pohjautuvat kiinteistön sijaintiin ja kiinteistön sähkönkulutustietoihin. Auringon säteilyn tuoton laskennassa käytettiin EU-projektin PVGIS-laskurilla saatuja arvoja ja tietoja. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) eli Aurinkosähkön maantieteellinen tietojärjestelmä on karttapohjainen järjestelmä, jonka avulla voidaan kartoittaa aurinkoenergian resursseja ja arvioida aurinkojärjestelmien sähkön tuotantoa. (European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport 2012.)

Tuulienergian osalta käytettiin tuuliatlaksesta saatuja tietoja tuulivoiman tuoton ja voimalan paikan arvioimiseen sekä valmistajan ilmoittamia standardin mukaisia tehokäyriä ja muita tietoja tuulivoimaloiden osalta. Pientuulivoimalan osalta ei ollut mahdollista saada tarkkoja tuulimittaustuloksia kohteen tuotannon arviointiin, joten tuotannon arvioinnissa käytettiin tilastollista Weibull-jakaumaa.

Opinnäytetyön investointilaskelmat perustuvat järjestelmien keskihintoihin ja jälleenmyyjien ilmoittamiin hintoihin Suomessa. Investointihinnat ovat laskettuna ”avaimet käteen” hintoina niiden vertailukelpoisuuden takia. Parempaan kannattavuuteen voidaan päästä erikseen esimerkiksi tilaamalla järjestelmien komponentteja ulkomailta. Työn kannattavuuslaskujen tuloksena saadut arvot ja tiedot eivät ole absoluuttisia vaan suuntaa antavia. Työn tuloksien perusteella voidaan antaa vain suunta antavia arvioita investoinnin kannattavuudesta sekä tehdä mahdollisia suosituksia niiden pohjalta.

Tutkimuksen investointilaskelmat toteutettiin takaisinmaksuaika-, nykyarvo- ja sisäisen korkokannan menetelmillä Excel-taulukkolaskentaohjelmalla. Investointilaskelmille tehtiin myös erilaisia herkkyyssanalyyskejä muuttamalla yhtä tai kahta tekijää.

11.3 Mitoitettava kiinteistökohde

Suunnittelun ja mitoituksen kohteena oleva kiinteistö on vuonna 1952 rakennettu kyläkoulu Kiteellä, joka on remontoitu vuonna 2007 hoitokotitarkoitusta varten. Hoitokotikiinteistössä on paikkoja 14 kuntoutujalle, tällä hetkellä kuntoutujia on 7 henkeä. Hoitokotikiinteistön lämmitettävä ala on 616 m² ja lämmitysenergia tuotetaan pellettijärjestelmällä. Rakennus koostuu korkeasta kaksikerroksisesta osasta sekä yhdessä tasossa olevasta osasta. Aurinkojärjestelmän osalta on tarkoitus hyödyntää rakennuksen korkeamman osan kattorakennelmaa.

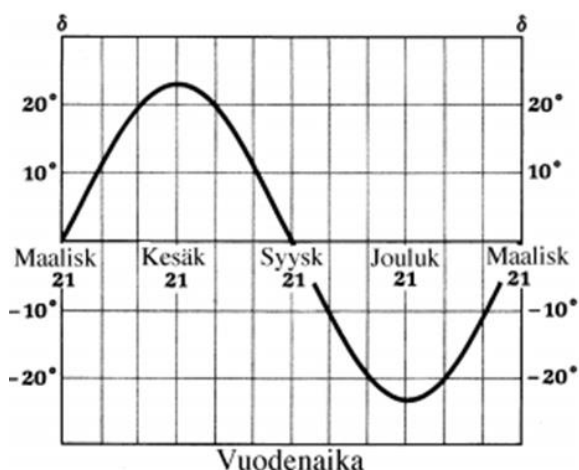
11.4 Kiinteistön sähkönkulutus

Kohteen sähkönkulutus koostuu pääosin kodinkoneiden kuluttamasta virrasta. Lämmitysenergian tuotantoon tarkoitettu pellettijärjestelmän sähkönkulutuksen muodostavat poltin ja siirtoruuvi. Teholtaan poltin on 90 w ja pelletin siirtoruuvi 1,5 kW. Kesäaikaan kuitenkin lämpimän veden kulutus ei ole suurta, joten suurimpia virrankuluttajia ovat pesukoneet, astianpesukoneet, pyykinkuivurit, televisiot sekä hella ja uuni ruoanlaitossa. Lisäksi sähköä kuluu 2 kertaa viikossa sähkösaunan lämmittämiseen. Siivouspäivinä on käytössä useampi imuri.

Aurinkosähkön kannalta on tärkeää, kulutus pyrittäisiin keskittämään niille tunneille kun sähkön tuotto on huipussaan. Tämä tarkoittaa usein, että kodinkoneet pitäisi ajastaa toimimaan arkitunteina, koska suurin osa ihmisistä ei ole huippu-aikaan kuluttamassa sähköä. Suositeltavaa ei kuitenkaan liene, että varsinkaan vettä käyttäviä koneita jätetään ilman valvontaa toimimaan, koska vakuutuskin yleensä vaatii jonkin asteisin valvonnan, jos laitteen rikkoontuessa tapahtuu esimerkiksi vesivahinko. Kohteessa on kuitenkin sikäli otolliset olosuhteet aurinkosähkön täysimittaiseen hyödyntämiseen, koska suurin osa hoitokodin toiminnasta keskittyy valoisaan päivääikaan, jolloin eniten virtaa kuluu ruoanlaittoon, siivoukseen, pesukoneiden, kuivureiden ja astianpesukoneiden käyttöön sekä hoitokodin asiakkaiden henkilökohtaiseen käyttöön. Toimintaa ja kulutusta pystytään tarvittaessa sähkönkulutusta seuraamalla ajoittamaan aurinkoenergian huipputuotantoaikoihin.

Hoitokodin sähkönkulutustiedot saatiin tuntikohtaisina Pohjois-Karjalan omavirta-palvelun kautta. Mitoituksessa mitoituskuukausina käytettiin maaliskuu-, huhti-, touko-, kesä-, heinä- ja elokuuta. Mitoituksen perusteena tuntikulutuksessa käytettiin kello 8-18 välistä aikaa.

Mitoituskuukaudet perustuvat auringon kiertoon. Auringon kierrosta johtuen auringon korkeus vaihtelee eri vuodenaikoina. Maapallon kiertäessä aurinkoa ja samalla maapallon pyöriessä oman kallistuneen akselinsa ympäri, vaihtelee auringon korkeus taivaalla eri vuodenaikoina. Aurinko on vuoden ajan välillä päiväntasaajan ylä- tai alapuolella. Auringon korkeuskulma päiväntasaajan kohden muodostaa deklinaation. (Suntekno 2012a.)



Kuva 10. Auringon deklinaatio (Kuva: Suntekno).

Kuvasta nähdään, että deklinaatiosta johtuen auringon korkeusasema on pohjoisella pallonpuoliskolla parhaimmillaan maaliskuu-syyskuussa, jonka jälkeen auringon korkeusasema muuttuu. Maaliskuun aikana auringon korkeusasema nousee kesää kohti. Paistetunteja on keskimääräisesti eniten maaliskuu-elokuun aikana. Mitoitustunnit perustuvat valoisaan aikaan ja auringon korkeusasemaan, jolloin auringon keväällä ja kesän ajan järjestelmästä saadaan paras hyöty irti. Vaikka lokakuun puoleen väliin aurinko nousee ja laskee kuten maaliskuussa, on auringon deklinaatio jo eteläisen pallonpuoliskon puolelle kääntymässä, joten auringon paistetunteja on vähemmän.

12 Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus kiinteistökohteeseen

Kohde mitoitetetaan pohjakulutuksen mukaan, koska ylijäämäsähkön myynnille ei ole tarvetta eli tarkoitus on tuottaa sähköä vain omiin tarpeisiin.

Tässä työssä pohjakulutukseen perustuvassa mitoituksessa on laskettu jokaisen mitoittavan kuukauden ajalta kaksi vertailupäivää kello 8-18 välillä olevat pohjakulutukset. Kun pohjakulutukset on laskettu yhteen, saadaan järjestelmälle haluttu päivätuotto.

Taulukko 6. Hoitokotikiinteistön pohjakulutuslukemat vertailujaksolta (OmaWatti-palvelu, Pohjois-Karjalan Sähkö Oy)

	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
10.3.2014	2.83	1.61	1.52	1.3	1.77	4.68	4.84	2.31	2.76	2.46	2.36
31.3.2014	3.15	4.26	2.49	1.35	2.42	2.19	4.88	4.43	2.24	2.25	2.2
10.4.2014	1.64	1.78	2.31	3	4.86	3.12	1.85	1.3	0.88	0.99	2.63
30.4.2014	1.57	3.82	1.85	2.15	1.52	1.17	2.01	2.72	1.96	1.51	2.82
10.5.2014	1.52	2.63	6.29	3.68	2.03	4.61	6.55	7.49	5.58	5.29	3.46
31.5.2014	2.42	2.44	2.43	2.87	1.75	3.07	2.45	3.36	3.38	6.52	6.28
10.6.2014	2.08	3.82	1.62	2.95	2.01	1.33	2.87	4.74	2.1	1.89	5.14
30.6.2014	4.26	4.92	2.9	1.22	1.11	1.06	1.1	3.91	2.27	2.71	2.32
10.7.2014	1.51	2.1	5.02	5.78	1.65	2.02	1.87	2.04	2.08	1.72	1.84
31.7.2014	2.48	4.37	5.81	2.5	1.68	1.42	1.12	0.92	1.8	1.79	3.15
10.8.2014	1.67	2.22	2.42	2.18	2.42	3.62	3.26	2.74	2.63	2.14	1.8
31.8.2014	3.05	7.02	4.38	3.91	2.7	2.79	3	1.92	1.4	2.09	3.79
	1.51	1.61	1.52	1.22	1.11	1.06	1.1	0.92	0.88	0.99	1.8
	13.72										

Taulukosta voidaan nähdä, että mitoitettavaksi päivätuotoksi pohjakulutukselle järjestelmälle muodostui 13,7 kWh, jonka mukaan järjestelmän koko ja teho määritellään. Aurinkosähkön tuotannossa voi olla tuntikohtaisia hetkellisiä ylityksiä, jolloin verkkoon päin siirtyy sähköä. Verkkoon päin siirtyvä sähkö on kuitenkin kiinteistön pohjakuorman huomioiden hyvin minimaalista ja satunnaista. Verkkoon päin syötetystä sähköstä saatu korvaus edellyttäisi sopimusta sähköyhtiön kanssa, jotka ottavat siirrosta oman prosenttiosuutensa. Sähköstä maksettu korvaus on tällä hetkellä hyvin pieni eikä toimeksiantajan intresseissä ole myydä sähköä. Kokonaisuutena ylittyvä sähköön osuus on minimaalista, ja se ei vaikuta merkittävästi järjestelmän kannattavuuteen. Myös ohjaamalla kulutusta aurigon säteilyn huipputunneille voidaan verkkoon menevä kulutus minimoida olemattomiin.

12.1 Auringon säteilyn tuotto

Tässä työssä auringon säteilyn tuoton laskennassa käytetään EU-projektin PVGIS-laskurilla saatuja arvoja ja tietoja.

PVGIS-laskurilla voidaan laskea päivä- ja kuukausikeskiarvotuotto-odotus haluttuun osoitteeseen maantieteelliseltä kartalta satelliittimittauksiin ja lämpötilati-

lastoihin perustuen. Koska mitoitus tehdään kulutuksen mukaan, tulee ensin laskea päivätuotto, jotta kulutus vastaa auringolla tuotettua sähköä. Päivätuotto saadaan laskemalla jakamalla kuukauden tuotto-odotus kunkin kuukauden päivillä. (European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport 2012.)

Suunniteltavassa kohteessa aurinkopaneelien asennusalue ei ole aivan optimaalinen auringonvalon suhteen, koska rakennuksen lappeet eivät ole optimaalisesti pohjois-eteläsuunnassa, jolloin eteläsuunta olisi kokonaan käytettävissä. Rakennuksen lappeiden ilmansuunnasta johtuen paneelit on parasta asentaa harjan molemmin puolin etelä-lounas ja etelä-kaakon suuntaisesti aloittaen mahdollisimman läheltä eteläpuolella olevaa lapetta sekä mahdollisimman läheltä etelän puolella jäävää lappeen osaa siten, että paneelit tulevat mahdollisimman lähelle kiinteistön korkeamman osan harjaa. Harjan molemmin puolin asennettuna paneelit ovat myös helpommin huollettavissa.

Asennuskulmana käytetään 45 astetta ja asennussuuntana on PVGIS-ohjelmassa 22,5 astetta, koska -90 astetta tarkoittaa itää, joten kaakko on -45 astetta ja eteläkaakko -22,5 astetta tai vastaavasti etelälounas 22,5 astetta. Suuntaus on laskurissa täten 22,5 astetta, koska paneelit asennetaan katon harjan molemmin puolin. PVGIS-laskuri antaa samat säteilytiedot riippumatta siitä onko suuntaus -22,5 astetta tai 22,5 astetta. Eteläkaakko ja etelälounas tuottavat kumpikin 5 - 7 % vähemmän energiaa kuin optimaalinen etelään päin suuntaus.

JRC CM SAF Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps

EUROPA > EG > JRC > IE > RE > SOLAREC > PVGIS > Interactive maps > europe

Search:

Europe Africa Asia

Latitude: Longitude:

cursor position: 59.534, 7.559
selected position: 61.952, 30.069

PV Estimation Monthly radiation Daily radiation Stand-alone PV

Performance of Grid-connected PV

Radiation database: Classic PVGIS [\[What is this?\]](#)

PV technology: Crystalline silicon

Installed peak PV power: kWp

Estimated system losses [0;100]: %

Fixed mounting options:

Mounting position: Free-standing

Slope [0;90]: ° ☐ Optimize slope

Azimuth [-180;180]: ° ☐ Also optimize azimuth

(Azimuth angle from -180 to 180, East=90, South=0)

Tracking options:

☐ Vertical axis Slope [0;90]: ° ☐ Optimize

☐ Inclined axis Slope [0;90]: ° ☐ Optimize

☐ 2-axis tracking

Horizon file: Valitse tiedosto Ei valittua tiedostoa

Output options

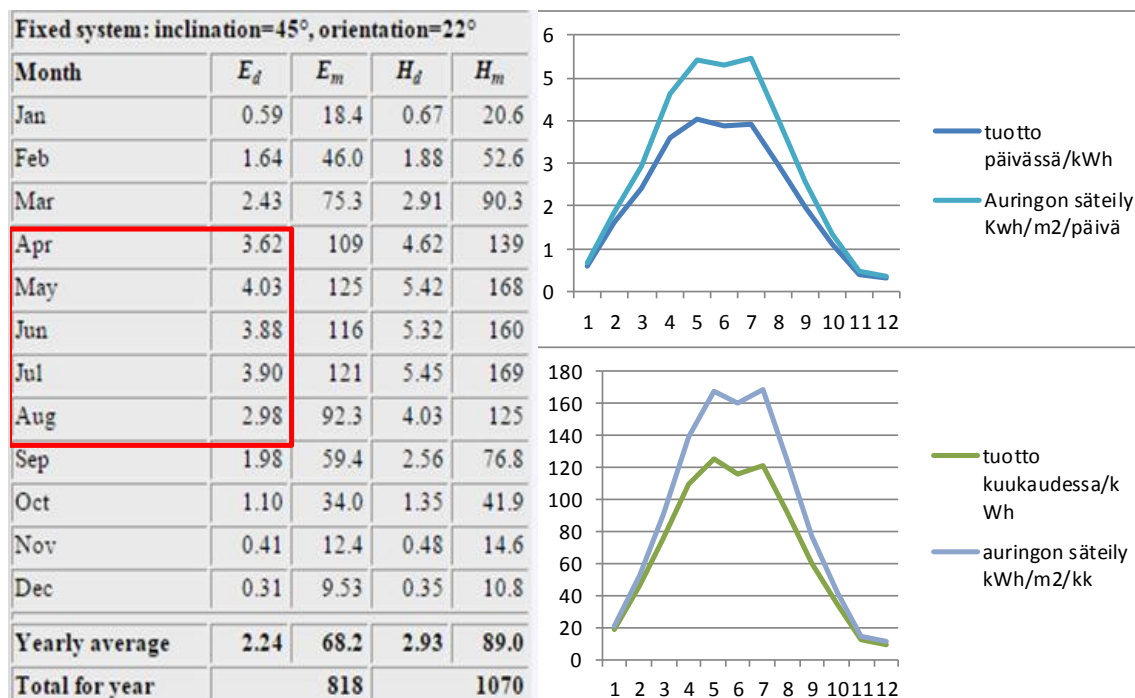
☐ Show graphs ☐ Show horizon

☐ Web page ☒ Text file ☐ PDF

[\[help\]](#)

Kuva 11. PVGIS-ohjelman tietojen syöttöruudun kuvakaappaus (Kuva: Photovoltaic Geographical Information System).

PVGIS-ohjelmaan määritetään osoitekenttään aurinkosähköjärjestelmän maantieteellinen sijainti. Seuraavaksi valitaan kennotyyppi. Tässä työssä Kennotyyppinä käytetään monikidekennoa. Kennotyyppin jälkeen valitaan järjestelmälle nimellisteho sekä arvioidut kaapeleissa ja laitteissa tapahtuvat tehohäviöt, jotka ovat ohjelman oletusarvojen mukaan 14 %. Seuraavassa vaiheessa määritetään paneelien kallistus- ja suuntakulma.

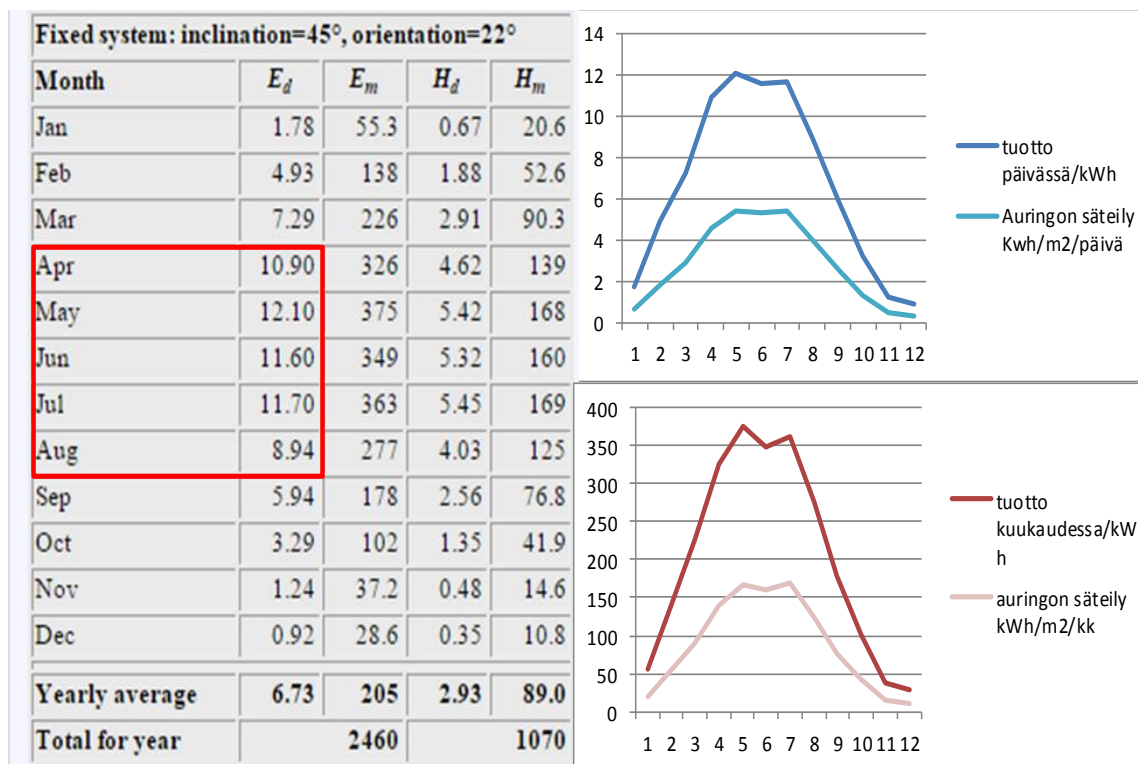


Kuvio 1. PVGIS-ohjelmasta saadut tulosteet tuotto-arvioista 1 kW:n järjestelmällä (Photovoltaic Geographical Information System).

PVGIS-ohjelman mukaan 1 kW:n järjestelmä tuottaa vuodessa 818 kWh sähköenergiaa suunniteltavassa kohteessa, kun asennuskulma on 45 astetta ja suunta 22,5 astetta. Maantieteellisen sijainnin perusteella pinnalle kohdistuvaa säteilyenergiaa (kWh/m^2) muodostuu 1 070 kWh/m^2 vuodessa.

Järjestelmän mitoituSKUUKAUSINA tapahtuva tuotto päivässä ei vastaa kohteen kiinteistön pohjakuormaa, joka on noin 13,7 kWh päivässä kello 8-18 välisenä aikana. Parhaaseen tuottoon päivässä, 3,9 kWh, päästään toukokuussa. Toukokuun koko kuukauden tuotto-odotus on 125 kWh. Mitoituskaukausien osalta tuotto-odotus yhteensä on 563,5 kWh.

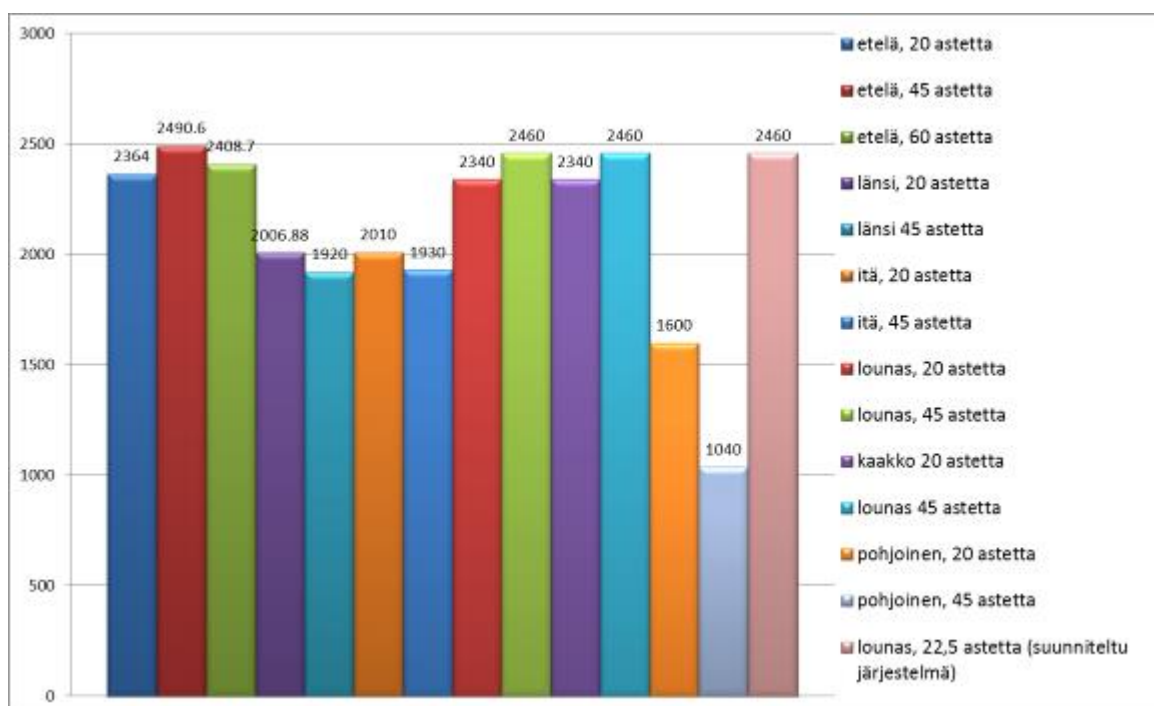
Mitoitettavien kuukausien ja päivätuottojen kohdalla voidaan arvioida, että mitoitettava päivätuotto tulisi olla noin kolminkertainen 1 kWh:n tuomaan tuottoon verrattuna. Mitoitettava järjestelmä tulisi olla siis kolme kertaa isompi. Simuloidaan uusi tuotanto 3 kWh:n järjestelmälle PVGIS-laskurilla.



Kuvio 2. PVGIS-ohjelmasta saadut tulosteet tuotto-arvioista 3 kW:n järjestelmällä (Photovoltaic Geographical Information System).

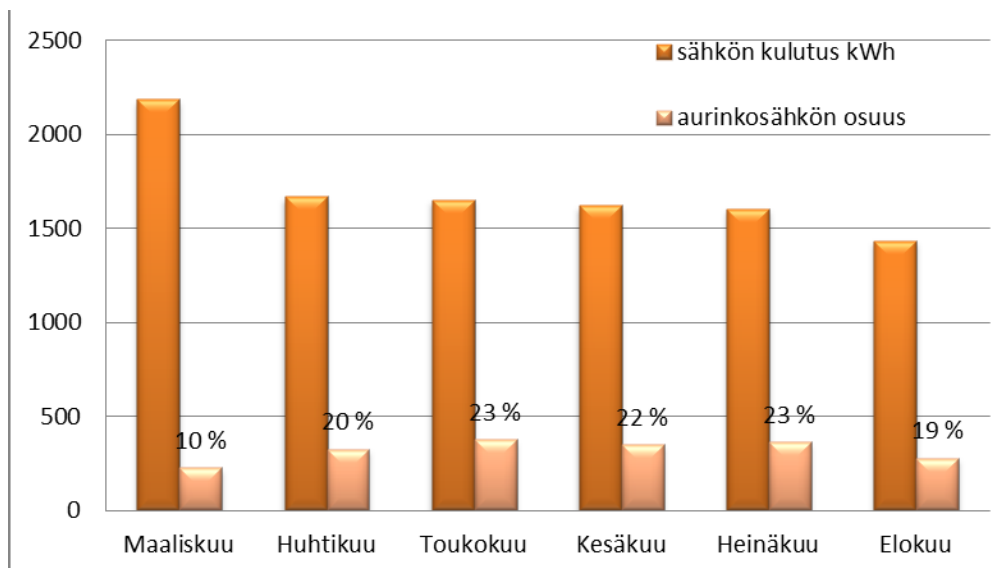
Simuloinnin tuloksena nähdään, että mitoitettavina kesäkuulauksina päästään lähelle tai yli mitoitettun pohjakulutuslukeman 13,72 kWh. Mitoitettavaksi järjestelmäksi voidaan valita siis 3 kWh:n järjestelmä. Tätä suurempaa järjestelmää ei kannata hankkia, jotta ylijäämäsähkön osuus pysyisi mahdollisimman pienenä.

3kW:n järjestelmä tuottaa vuodessa 45 asteen kulmaan asennettuna ja 22,5 astetta suunnattuna 2460 kWh vuodessa. Paras päivätuotto 12,1 kWh ja paras kuukausituotto 375 kWh saavutetaan toukokuussa.



Kuvio 3. Tuotantoprofiili hoitokotikiinteistön koordinaateilla.

Kuviosta nähdään suunnitellun 3 kW:n järjestelmän tuotantoprofiili PVGIS-ohjelman tiedoista. Optimaalisin tuotto saadaan kun paneelit ovat suunnattuina suoraan etelään 45 asteen kulmassa. Myös 60 asteen kulma suoraan etelään suunnattuna antaa hyvän tuoton. Selvästi huonompaa tuottoa antavat itään suunnatut paneelit. Tuotantoprofiilista voidaan todeta, että pohjoinen suuntaus on tuotannoltaan kannattamatonta. Sen sijaan lounas ja kaakko antavat hyvät tuotto-odotukset. Suunniteltava järjestelmän paneelien ilmansuunnat ovat harjan molemmin puolin suunnattuna 22,5 astetta lounaaseen ja kaakkoon, kun etelä on 0 astetta ja pohjoinen 180 astetta. Paneelien kallistuskulma on 45 astetta. Tuotto-odotus ei ole kuin muutaman kymmenen kilowattia heikompi kuin optimaalisimman etelän suuntaus 45 asteen kulmassa.



Kuvio 4. Kiinteistön sähkönkulutus ja aurinkosähköllä tuotettu odotusarvo ja osuus sähkön tuotannosta.

Kuvion mukaan touko- ja elokuussa voidaan sähkönkulutuksesta kattaa kokonaiskulutuksesta 23 %. Maaliskuussa tuotto on heikointa, jolloin odotusarvo jää noin 10 % luokkaan kiinteistön kokonaiskulutuksesta. Talvikuukausien osalta sähkön kulutus on isompaa, koska kovilla pakkasilla voidaan joutua käyttämään myös sähköisiä lisälämmittäjiä. Lisäksi kiinteistön pellettijärjestelmä sekä järjestelmän siirtoruuvi käy käytännössä pakkasilla koko ajan. Profiilista nähdään, että lämmityksen menevä karkea osuus sähköstä on maaliskuussa noin 500 kW, kun verrataan kesäkuukausien kulutusprofiiliin, joka on 1500 kW. Talvikuukausina vaihteluväli on lämmityksen osalta noin 500 kW-1000 kW sähkön kokonaiskulutuksesta.

12.2 Paneelien pinta-ala

Lasketaan kiinteistöön asennettavien paneelien pinta-ala ympäristöministeriön aurinkolämmön ja –sähkön energiantuoton laskennan oppaan kaavasta

$$P_{\max} = K_{\max} \times A, \quad (12.1)$$

jossa $P_{\max} = 3 \text{ kW}$ ja $K_{\max} =$ oppaan taulukosta arvo $0,15 \text{ kW/m}^2$

$$A = P_{\max} : K_{\max} = 3 \text{ kW} : 0,15 \text{ kW/m}^2 = 20 \text{ m}^2.$$

Paneelien pinta-alaksi saatiin 20 m². Paneelit pyritään asentamaan katon esteet huomioiden, että harjan toiselle puolelle tulisi noin 10 m² ja toiselle puolelle toiset noin 10 m².

12.3 Huipunkäyttöaika

Järjestelmän huipunkäyttöaika lasketaan toteutuneen vuosituoannon ja voimalan nimellistehon osamääränä. Huipunkäyttöaika kertoo, kuinka kauan voimala olisi toiminut nimellistehollaan, jotta se saavuttaisi vuosituoannon. (Paavola 2012.)

Huipunkäyttöaika lasketaan kaavasta

$$t_h = W_{an} / P_{nim} , \quad (12.2)$$

missä

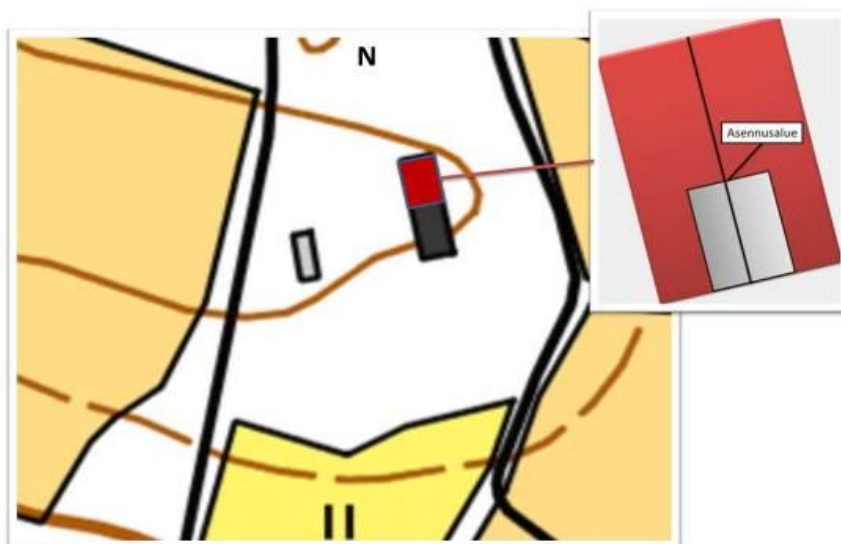
t_h = huipunkäyttöaika,
 W_{an} = toteutunut vuosituotanto,
 P_{nim} = voimala nimellisteho.

Lasketaan järjestelmän huipunkäyttöaika

$$t_h = 2\,460 \text{ kWh} : 3 \text{ kWh} = 820 \text{ h}.$$

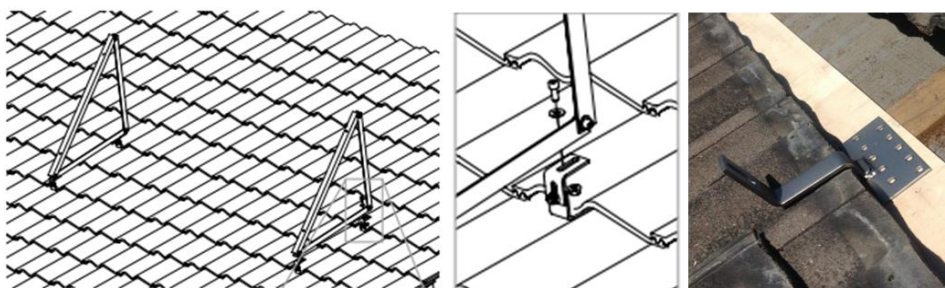
Järjestelmän huipunkäyttöaika on 820 h.

12.4 Aurinkosähköjärjestelmän asennus



Kuva 12. Karttakuva kiinteistöstä ja asennusalueesta.

Aurinkopaneelien asennus kiinteistössä tiilikatolle tapahtuu ruostumattomasta teräksestä valmistettujen tiilen alle kiinnitettävien S-koukkujen. S-koukku nostetaan optimaaliselle korkeudelle tukilevyn avulla, joka on paksuudeltaan sopiva, jotta S-koukun varren alaosa ei kosketa tiilen pintaa. Koukkuihin kiinnitetään säädettävät jalustat, jotta haluttu kulma paneeleille saavutetaan jalustan koon mukaan. Jalustoihin kiinnitetään asennuskiskot joihin paneelit asennetaan. (Nibe Energy Systems Oy 2015.)



Kuva 13. Kiinnitys tiilikatolle (Kuva: Nibe asentajan käsikirja).



Kuva 14. Jalustoille asennetaan asennuskiskot, joiden päälle paneelit asennetaan (Kuva: Nibe asentajan käsikirja).

Paneelit asennetaan kiinteistön osan korkeammalle harjakatolle paremman esteettömyyden sekä varjostuksien vähentämiseksi. Kiinteistön tontilla ei ole korkeamman osan kohdalta varjostavia tekijöitä.

12.5 Aurinkosähköjärjestelmän kustannukset

Aurinkosähköjärjestelmien hinnat ovat laskeneet yleisesti kymmenen vuoden aikana maailmanlaajuisesti miltei 80 %. Eniten hinnanlaskuun ovat vaikuttaneet aurinkopaneelien valmistamisen kustannusten hintojen lasku.

Aurinkosähköjärjestelmien hinnan globaali keskiarvo vuonna 2013 oli noin 1,5 €/W_p sisältäen laitteiston ja asennuksen (Motiva Oy 2014a). Suomessa vastaavat luvut ovat kalliimpia muin muualla Euroopassa. Vuonna 2013 keskimääräinen hinta oli noin 1,8 - 4,0 €/W_p. Suomessa järjestelmän hintaan lisätään arvonlisävero. Lisäksi vähäinen asennuskanta pitää vielä hintoja korkealla. Tyypillinen 2 kW_p:n järjestelmän hinta arvonlisäveroineen asennettuna on noin 5 000–6 000 € (Motiva Oy 2014a).

Järjestelmän hinnasta noin 50 % kustannuksista muodostavat aurinkopaneelit. Karkeasti arvioituna aurinkosähköjärjestelmän loput kustannukset voidaan jakaa siten, että sähkölaitteet ja invertteri muodostavat noin 25 % järjestelmän kokonaishinnasta ja loput 25 % muodostuvat suunnittelusta, asennuksesta ja asennustarvikkeista. (Motiva Oy 2014a.)

12.6 Kiinteistökohteen järjestelmän kustannukset

Kiinteistöön suunniteltavan järjestelmän koko on 3 kW. Järjestelmän keskihinnaksi määritellään 2,5 €/W_p eli 3 000 W x 2,5 €/W_p = 7 500 €. Hinta sisältää itse paneelit, invertterin, tarvittavat tarvikkeet, asennuksen, suunnittelun ja sähkötyöt. Järjestelmän asennuksen osalta on mahdollista saada kotitalousvähennystä. Asennuksen osuus järjestelmän hinnasta on 25 % eli 0,25 x 7 500 € = 1 875 €. Kotitalousvähennys vuonna 2015 on 45 % (omavastuu 100 €) eli (1 875 € - 100 €) x 0,45 = 798,75. Järjestelmän kokonaishinnaksi muodostuu täten 7 500

€ - 798,75 = 6 701,25 €. Järjestelmän eliniäksi määritetään 30 vuotta. Järjestelmä vaatii elinkaarensa aikana yhden kerran invertterin vaihdon 15 vuoden kohdalla, joten 3 kW:n invertterin hinta vuonna 2015 on noin 1 500 € ja oletettu hinnan lasku inverttereiden kohdalla voidaan olettaa noin 500 € eli kustannukseksi muodostuu noin 1 000 €. Investointi järjestelmään on kokonaisuudessaan $6\,701,25\text{ €} + 1\,000\text{ €} = 7\,701,25$.

12.7 Aurinkopaneelien tekninen käyttöikä

Aurinkopaneelit ovat teknillisesti suhteellisen pitkäikäisiä. Niiden tekninen elinikä voi ylittää 30 vuotta. Aurinkopaneelien valmistajat lupaavat paneeleille yleensä 25 vuoden tehontuottotakuun, joka tarkoittaa, että paneelit tuottavat ensimmäisten 10 vuoden aikana sähköä vähintään 90 % teholla nimellistehosta, ja 25 vuoden ajan vähintään 80 % teholla nimellistehosta. Järjestelmän muiden komponenttien osalta kuten invertterin, tekninen elinikä on puolet paneelien iästä. (Motiva Oy 2014b.)

13 Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus

Tässä opinnäytetyössä kannattavuuden arviointiin käytetään korotonta ja korollista takaisinmaksuaikamenetelmää, nettonykyarvomenetelmää sekä sisäisen korkokannan menetelmää. Lisäksi kannattavuutta testataan erilaisilla herkkyyssanalyysillä.

13.1 Takaisinmaksuaika

Takaisinmaksuaika kannattavuuden arvioinnissa kertoo sen ajan, jossa investointi maksaa itsensä takaisin. Ajalla kuvataan sitä kun investoinnin summatut nettotulot ylittävät perushankintakustannuksen. (Paavola 2012.)

13.2 Nykyarvomenetelmä

Nettonykyarvomenetelmässä vuotuiset nettotuotot muutetaan diskonttaamalla investointiajankohdan nykyarvoiksi eli rahamääriksi. Nykyarvojen yhteenlaskettu summa on nykyarvosumma, jota verrataan investoinnin hankintameno. Investointi on kannattava, jos investoinnin nykyarvosumma on suurempi kuin investoinnin hankintameno. (Virtuaali Ammattikorkeakoulu 2009.)

13.3 Sisäinen korkokanta

Sisäisen korkokannan menetelmässä haetaan investoinnin tuottamaa korkokantaa. Jos haettu sisäinen korkokanta on suurempi kuin tavoite, on investointi kannattavaa suorittaa. (Yritystulkki ry. 2011.)

13.4 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysiä käytetään, kun halutaan tutkia kuinka investoinnin kannattavuus muuttuu, jos yhtä tai useampaa tekijää muutetaan. Muutoksen jälkeen analysoidaan aina, mikä vaikutus muutoksella on investoinnin kannattavuuteen. (Yritystulkki ry. 2011.)

13.5 Investointilaskelmat

Kannattavuustarkastelussa järjestelmän tekniseksi eliniäksi on asetettu 30 vuotta. Paneelien tuottavuus nimellistehosta on arvioitu siten, että järjestelmä tuottaa elinkaarensa ensimmäisenä viitenä vuotena 100 % nimellistehostaan. Seuraavat 5 vuotta järjestelmä tuottaa 90 % nimellistehostaan ja seuraavat 15 vuotta 80 %. Viimeiset 5 vuotta järjestelmä tuottaa 70 % nimellistehostaan.

Lasketaan tuotto 30 vuoden ajalle, kun vuosituotto-odotus järjestelmälle on 2460 kWh ja sähkön hinta 0,15 €/kWh

Taulukko 7. Tuottolaskelmat aurinkosähköjärjestelmälle.

5 vuotta 100 % nimellistehosta	$2460 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh} \times 5 \text{ a} = 1845 \text{ kWh/a}$
5 vuotta 90 % nimellistehosta	$2460 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh} \times 5 \text{ a}) \times 0,90 = 1660,5 \text{ kWh/a}$
15 vuotta 80 % nimellistehosta	$2460 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh} \times 15 \text{ a}) \times 0,80 = 4428 \text{ kWh/a}$
5 vuotta 70 % nimellistehosta	$2460 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh} \times 5 \text{ a}) \times 0,70 = 1291,5 \text{ kWh/a}$

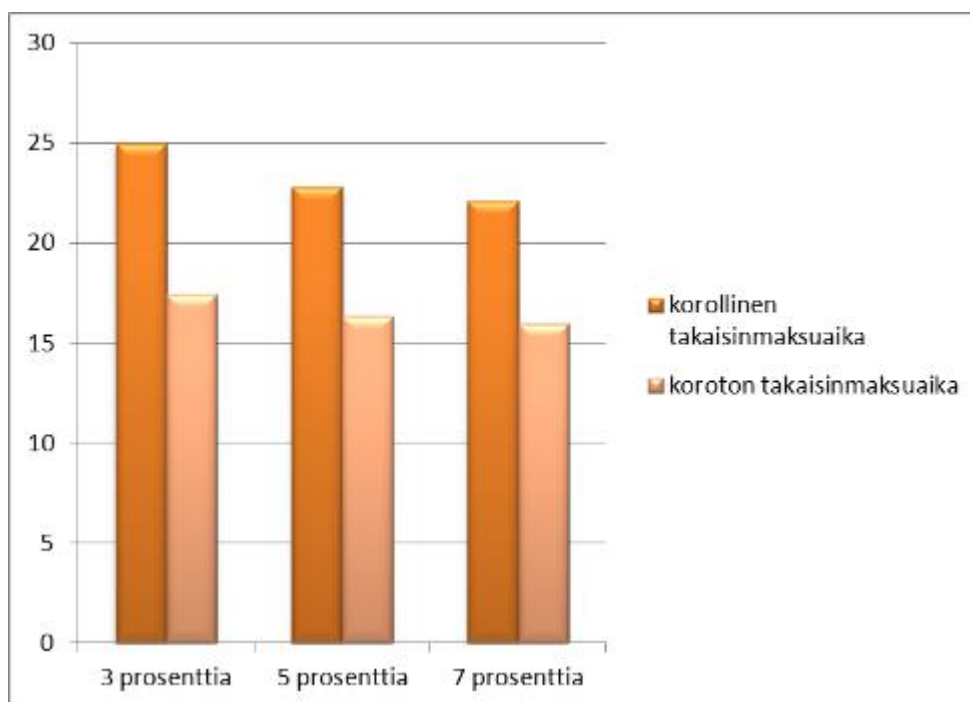
13.6 Investoinnin kannattavuus takaisinmaksuaikamenetelmällä

Järjestelmän tuotto yhteensä 30 vuoden ajalta on yhteensä 9 225 kWh. Koroton takaisinmaksuaika järjestelmälle on $7\,701,5 \text{ €} : (9\,225 \text{ kWh} : 30 \text{ a}) = 25,04 \text{ a}$. Järjestelmän koroton takaisinmaksuaika on noin 25 vuotta. Investointi maksaa itsensä siis takaisin 5 vuotta ennen järjestelmän teknisen elinkaaren loppumista. Korollinen takaisinmaksuaika Excel-tilukkolaskentaohjelmalla laskettuna, kun korkokanta on 3 %

Taulukko 8. Tuottolaskelmat aurinkosähköjärjestelmälle.

Laskentakorko	3 %
Investoinnin tuotto (kk)	307.5
Investoinnin hankintameno	-7 701.25
Takaisinmaksuaika	47.08 vuotta

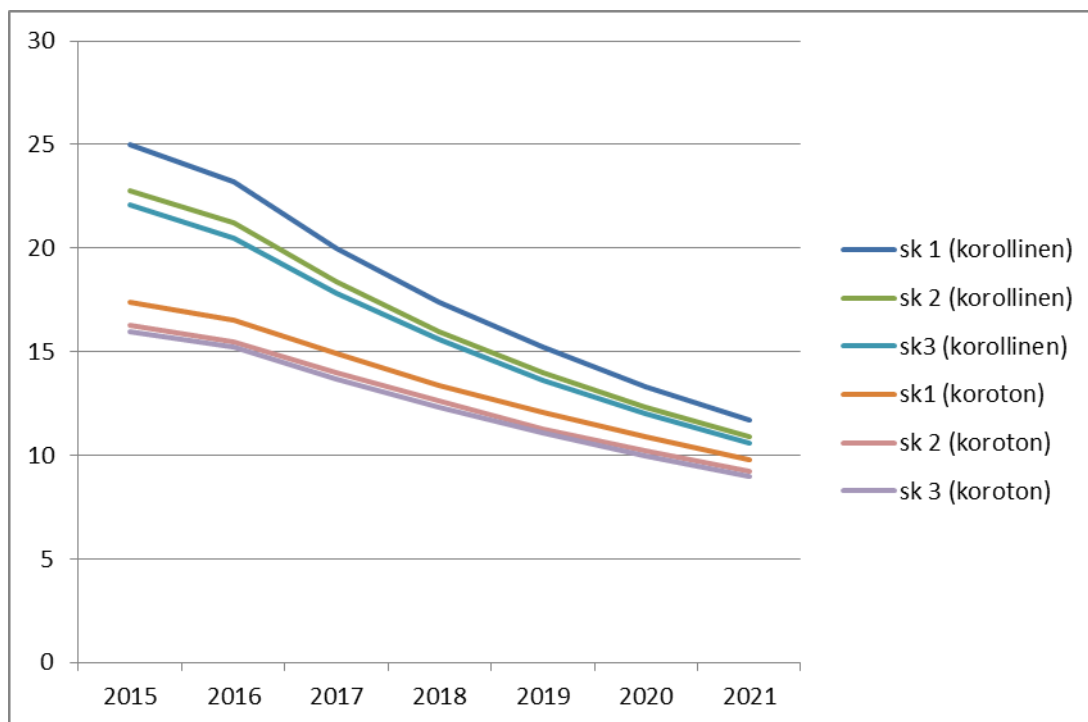
Järjestelmän korollista noin 47 vuoden takaisinmaksuaikaa ei voida pitää kannattavana. Takaisinmaksuaika ylittää laitteiston teknisen käyttöiän 17 vuodella. Sähkön hinnan osalta voidaan olettaa, että hinnat nousevat trendin mukaisesti vuosittain tai ainakaan ne eivät todennäköisesti käänny laskuun tai mahdollinen hintojen lasku on hetkittäistä verrattuna pidemmän aikavälin hintojen nousuun. Kannattavuustarkastelussa on otettu huomioon sähkön hinnan nousu kolmella eri nousuprosentilla, jotka ovat 3 %, 5 % sekä 7 %.



Kuvio 5. Takaisinmaksuaika sähkön hinnan noustessa.

Herkkyysanalyysistä voidaan todeta, että 3 % vuosittaisella sähkön hinnan nousulla 3 % laskentakoron takaisinmaksuajaksi muodostuu 25 vuotta. Koroton takaisinmaksuaika on noin 17 vuotta, jota voidaan pitää jo kannattavana. 7 % sähkön hinnan nousulla päästään 16 vuoden korottomaan takaisinmaksuajkaan.

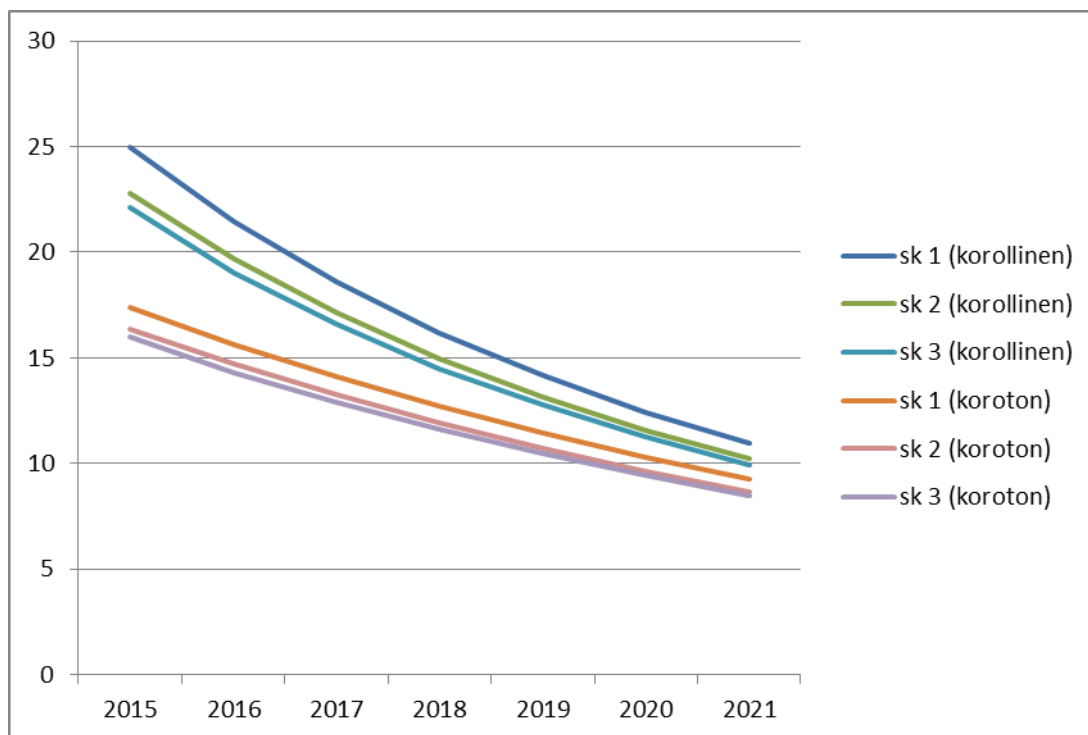
Tässä työssä kannattavuustarkastelua on toteutettu erilaisten tulevaisuusskenaarioiden eli herkkyysanalyysien pohjalle. Tarkoituksena on tarkastella sähkön hinnan nousun sekä järjestelmien investointikustannusten alentumisen vaikutusta hankinnan kannattavuuden ajankohtaan. Kannattavuustarkastelussa on kolme erilaista skenaariota, joista molemmat on laskettu korolliselle takaisinmaksuajalle sekä korottomalle takaisinmaksuajalle. Laskentakorkokantana käytetään kolmea prosenttia. Järjestelmien investointihintojen laskuja on arvioitu kahdessa eri skenaariokaaviossa, jossa toisessa on oletettu, että voimaloiden hinnat laskevat 5 % ja toisessa 10 %. Kaaviossa skenaario 1 kuvaa 3 %:n sähkön hinnan nousua, skenaario 2 kuvaa 5 %:n sähkön hinnan nousua ja skenaario 3 kuvaa 7 %:n sähkön hinnan nousua.



Kuvio 6. Herkkyysanalyysi 5 %:n hintojen laskun vaikutuksesta investoinnin takaisinmaksuaikoihin.

Kuviosta voidaan havaita, että korollisen skenaario 1:n mukaan vuonna 2019 investointi on kannattava, koska investointi olisi maksanut itsestä takaisin noin 15 vuoden jälkeen, ja se on puolet aurinkosähköjärjestelmän teknisestä elinkaaresta. Skenaariolla 2 ja 3 investointi saavuttaisi hyvän kannattavuuden vuonna 2018. Korottomalla takaisinmaksuajalla hyvä kannattavuus saavutettaisiin skenaario 1:n mukaan vuonna 2017, jolloin takaisinmaksuaika olisi noin 15 vuotta. Korottomien skenaario 2:n ja skenaario 3:n mukaan hyvä kannattavuus investoinnille saavutettaisiin vuonna 2016. 2020-luvulle siirryttäessä päästäisiin jo lähelle 10 vuoden takaisinmaksuaikaa korollisella takaisinmaksuajalla sekä korottomalla hiukan alle 10 vuoden takaisinmaksuaikoihin mikäli hinnat alenisivat 5 % vuodessa sekä sähkön hinta nousisi skenaarioiden olettamalla tavalla.

Seuraavassa kuvaajassa on analysoitu edellistä vastaavalla tavalla miten 10 %:n hintojen aleneminen vuodessa vaikuttaisi takaisinmaksuaikaan.

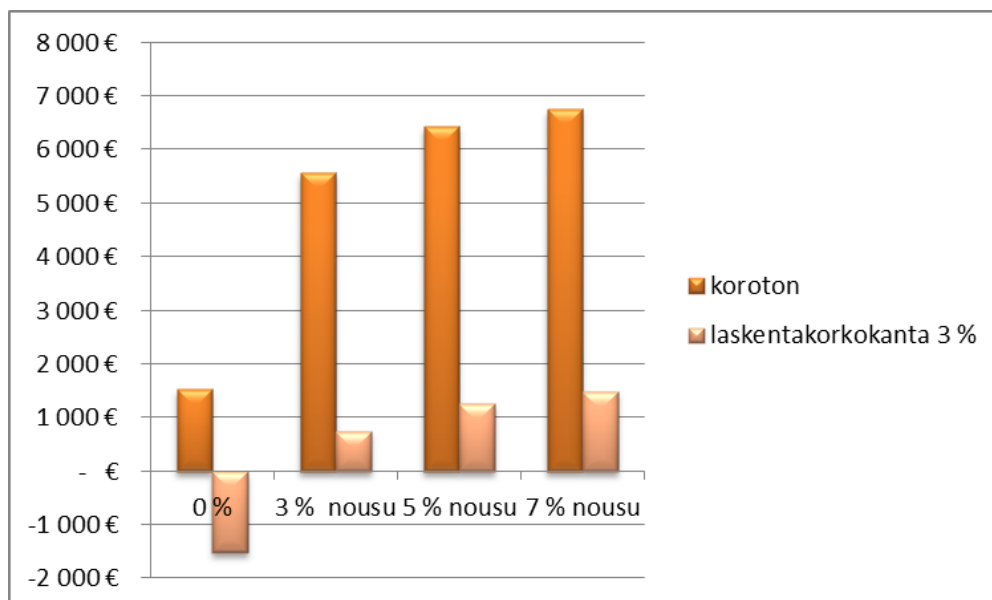


Kuvio 7. Herkkyyssanalyysi 10 %:n hintojen laskun vaikutuksesta investoinnin takaisinmaksuaikoihin

Kuviosta voidaan havaita, että korollisen skenaario 1:n mukaan investointi on kannattavuudeltaan hyvä jo vuoden 2018 lopulla, jolloin takaisinmaksuaika on noin 15 vuotta. Muiden korollisten skenaarioiden osalta hyvään kannattavuuteen päästään jo vuoden 2017 aikana. Korottoman takaisinmaksuajan puitteissa skenaario 2:n ja 3:n mukaan alle 10 vuoden takaisinmaksuajaan päästäisiin kymmenluvun loppupuolella. 10 % hintojen aleneminen on kuitenkin epätodennäköisempää jatkuvana vuoteen 2021 asti kuin 5 prosentin hintojen aleneminen.

13.7 Investoinnin kannattavuus nettonykyarvomenetelmällä

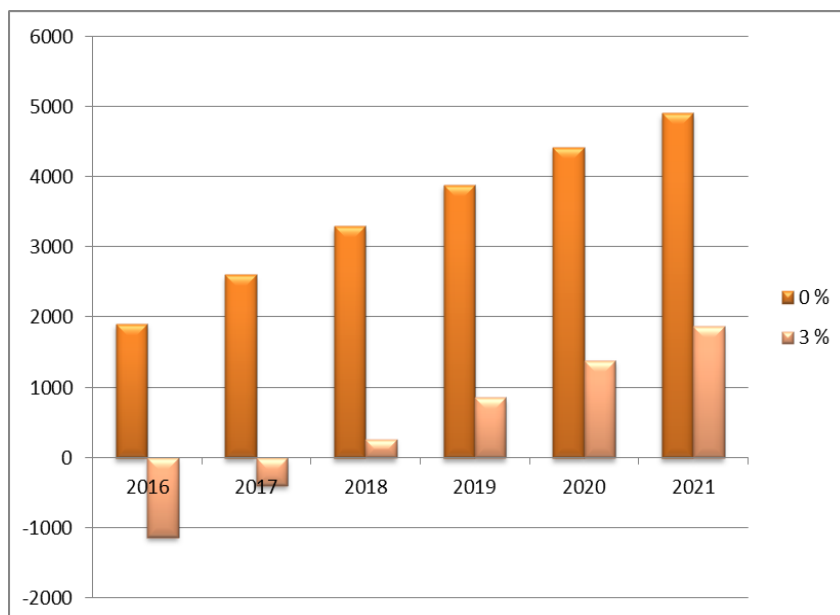
Aurinkosähkön osalta nettonykyarvomenetelmällä tehdyt kannattavuuslaskelmat ovat laskettu 30 vuoden ajalla siten, että nettotuotto vaihtelee aurinkojärjestelmän tuoton mukaisesti. Järjestelmä tuottaa 5 vuotta 90 % nimellistehostaan ja seuraavat 15 vuotta 80 %. Viimeiset 5 vuotta järjestelmä tuottaa 70 % nimellistehostaan.



Kuvio 8. Aurinkosähköjärjestelmän kannattavuus nykyarvomenetelmällä.

Nykyarvomenetelmän mukaan sähkön hinnan pysyessä muuttumattomana investointi on kannattava nykyisen sähkön hinnan mukaan, jos laskentakorkokanta ei huomioida. Laskentakorkokannan ollessa 3 % ja kun sähkön hinnassa ei oleteta muutoksia, tuottojen ja kustannusten nykyarvon erotus on negatiivinen jääden 1 512 euroa miinukselle. 3 %:n laskentakorkokannalla jokseenkin kannattavaan järjestelmään päästään noin 5 %:n sähkön hinnan nousulla, jolloin erotus on 1 273 euroa investointia suurempi. Korottomalla nykyarvolla kannattavuusraja on 3 % sähkön hinnan nousulla, jolloin nettotuottojen nykyarvo on 5570 euroa suurempi kuin hankintakustannukset.

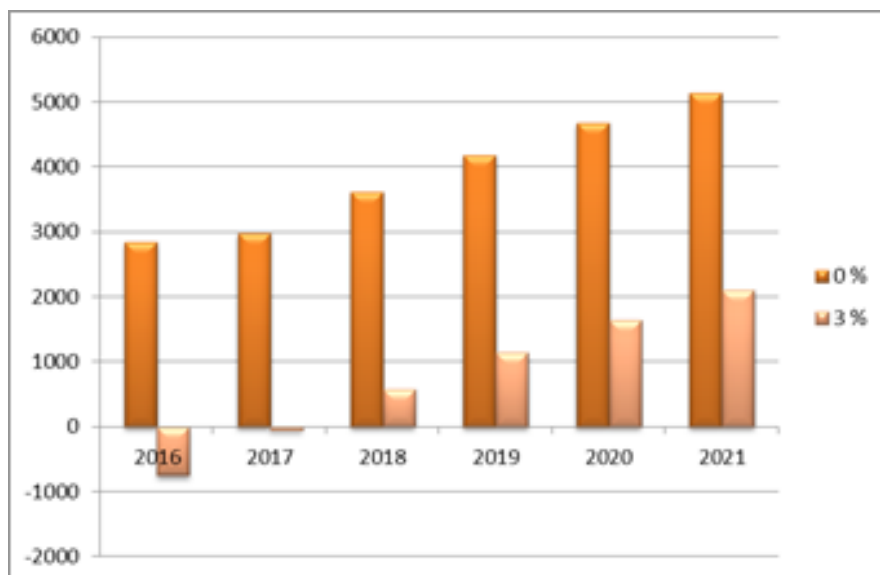
Seuraavassa kuvaajassa on laskettu nettonykyarvomenetelmällä järjestelmälle nettonykyarvot, kun järjestelmän hinta alenee 5 % vuosittain ja sähkön hinta pysyy ennallaan.



Kuvio 9. Kannattavuus nettonykyarvomenetelmällä, kun järjestelmän hinta alenee 5 % vuosittain ja sähkön hinta pysyy ennallaan.

Vuonna 2016 tehty investointi 3 prosentin laskentakorkokannalla jäisi vähän yli 1 000 euroa negatiiviseksi, joka investointina ei ole kannattava. Vuonna 2017 investointi jää noin 400 € negatiiviseksi 3 prosentin laskentakorkokannalla sekä vuonna 2018 jäädään vielä miinuksen puolelle. Positiivinen ja selvästi kannattava tulos saataisiin vuonna 2021, jolloin tuotto olisi miltei 2000 €. Jos laskentakorko ei huomioida, investointi tuottaisi vuonna 2020 investoituna noin puolet investoinnin hankintahinnasta voittoa, mikäli järjestelmän hinta alenee vuosittain 10 % ja sähkön hinta pysyy 0,15 €/kWh tasossa.

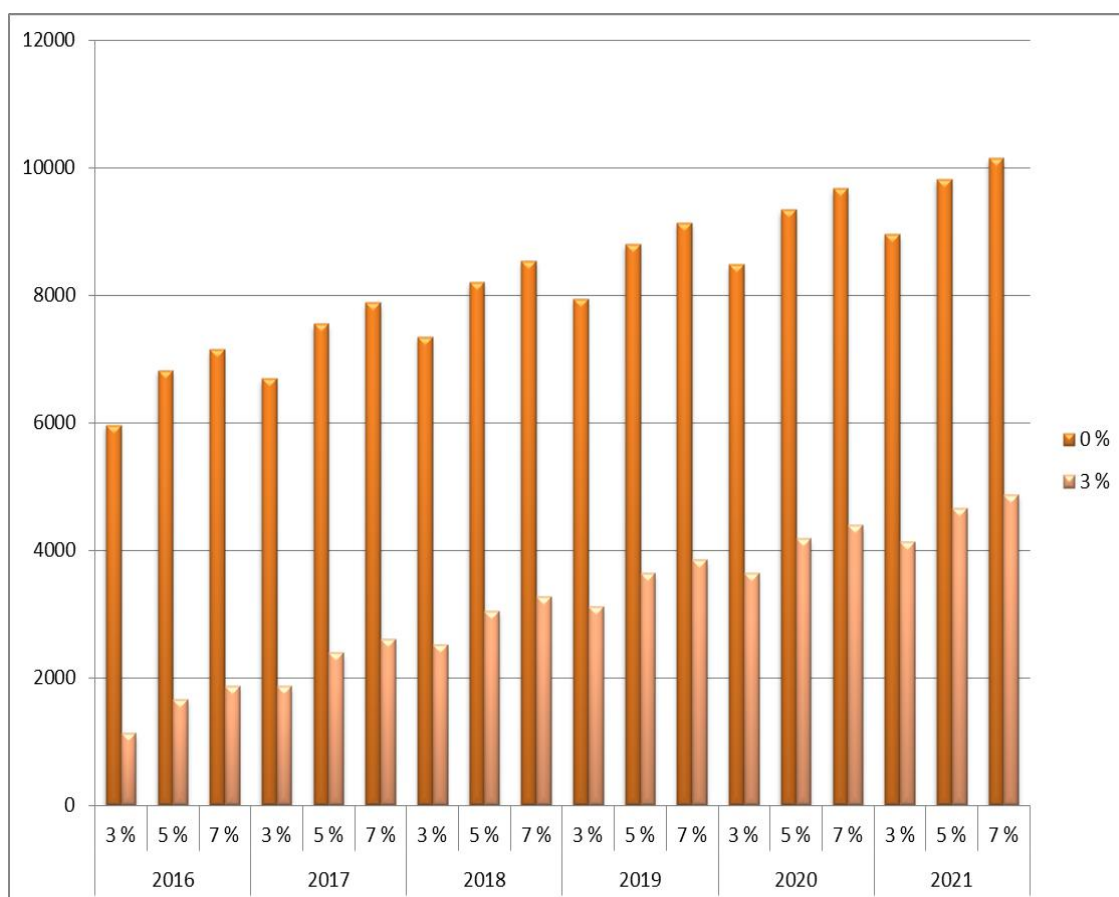
Seuraavassa kuvaajassa on laskettu nettonykyarvomenetelmällä järjestelmälle nettonykyarvot, kun järjestelmän hinta alenee 10 % vuosittain ja sähkön hinta pysyy ennallaan.



Kuvio 10. Kannattavuus nettonykyarvomenetelmällä, kun järjestelmän hinta alenee 10 % vuosittain ja sähkön hinta pysyy ennallaan.

Jos investointi tapahtuu vuonna 2016 ja laskentakorkokanta on 3 %, jää nettonykyarvo noin 750 € negatiiviseksi, jolloin investointi ei ole kannattava, koska tuottojen ja kustannusten erotus on negatiivinen. Vuonna 2017 investointi jää noin 50 € negatiiviseksi 3 % laskentakorkokannalla. Vuonna 2020 investointi tuottaisi noin 1 650 euroa voittoa. Jos laskentakorkoa ei huomioida, investointi tuottaisi vuonna 2020 investoituna noin puolet investoinnin hankintahinnasta voittoa, mikäli järjestelmän hinta alenee vuosittain 10 % ja sähkön hinta pysyy 0,15 €/kWh tasossa.

Tehdään vielä herkkyyssanalyysi nettonykyarvomenetelmälle siten, että simuloitetaan järjestelmän hinnan alenemista vuosittain 5 %:lla, sekä siten, että vuositasolla sähkö nousisi kolmella eri prosenttikannalla, 3 %, 5 % sekä 7 %.

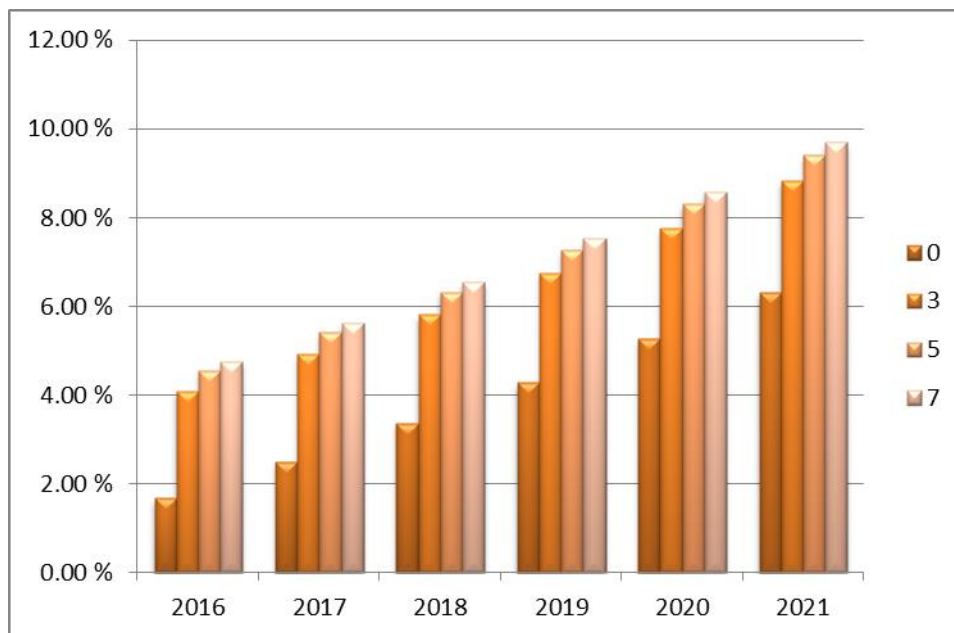


Kuvio 11. Herkkyysanalyysi nettonykyarvomenetelmällä, kun investointi hinta alenee vuosittain 5 %:lla sekä siten, että vuositasolla sähkö nousisi kolmella eri prosenttikannalla, 3 %, 5 % sekä 7 %. Kuviossa on sekä koroton että korollinen laskentamenetelmä.

Mikäli investointi tehtäisiin kuvion mukaan vuonna 2016 3 %:n laskentakorkokannalla päästäisiin 3 %:n sähkön hinnan nousulla noin 1 000 euron nettonykyarvoon ja 5 %:n nousulla noin 1 500 euron nettonykyarvoon. Vuonna 2020 päästäisiin 3 %:n laskentakorkokannalla kaikilla sähkön nousuprosenteilla jo 4 000 euron tuntumaan ja ylikin, mitä voidaan pitää jo kannattavana investointina. 4 000 euroa on noin puolet järjestelmän investointihankintahinnasta. Kuvion mukaan investointi olisi parasta tehdä vuoden 2020 jälkeen, koska järjestelmien hinnat ovat laskeneet siihen mennessä tarpeeksi kannattavuuden maksimoimiseksi.

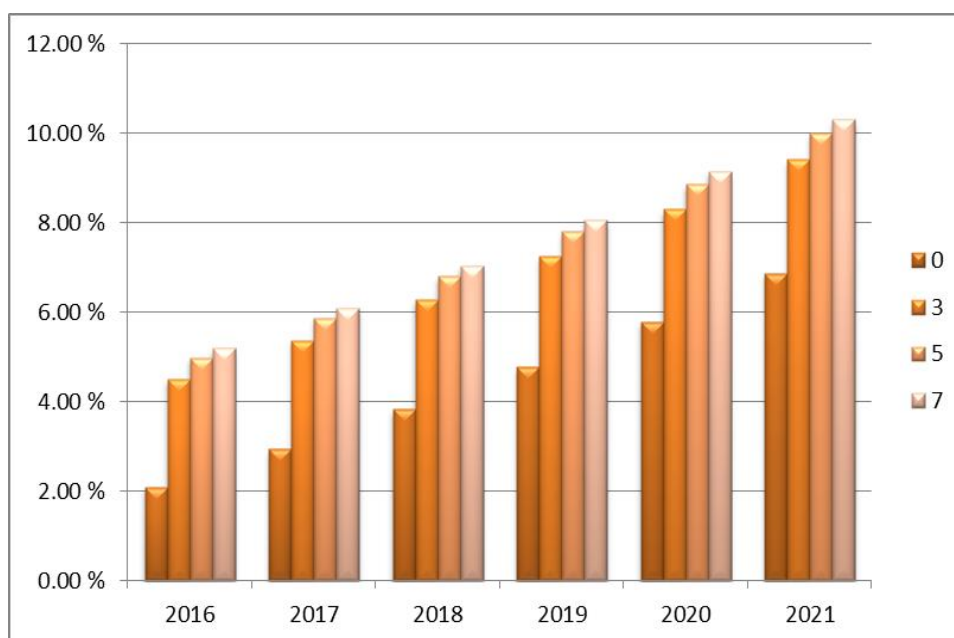
13.8 Sisäinen korkokanta investoinnissa

Seuraavassa herkkyyssanalyysikuviassa on havainnollistettu investoinnin tuottamaa korkokantaa eli sisäistä korkokantaa.



Kuvio 12. Sisäisen korkokannan herkkyyssanalyysi (hinnat alenevat 5 %).

Kuviosta voidaan havaita, että investointi tuottaisi vuonna 2016 investoituna sähkön hinnan nousulla kaikilla kolmella prosenttikannalla 4 %:n tuottoasteen pääomalle eli järjestelmän investoinnille. Vuonna 2020 päästään 8 %:n tuottoasteeseen, jota voidaan pitää hyvänä tuottoasteena investoinnille.

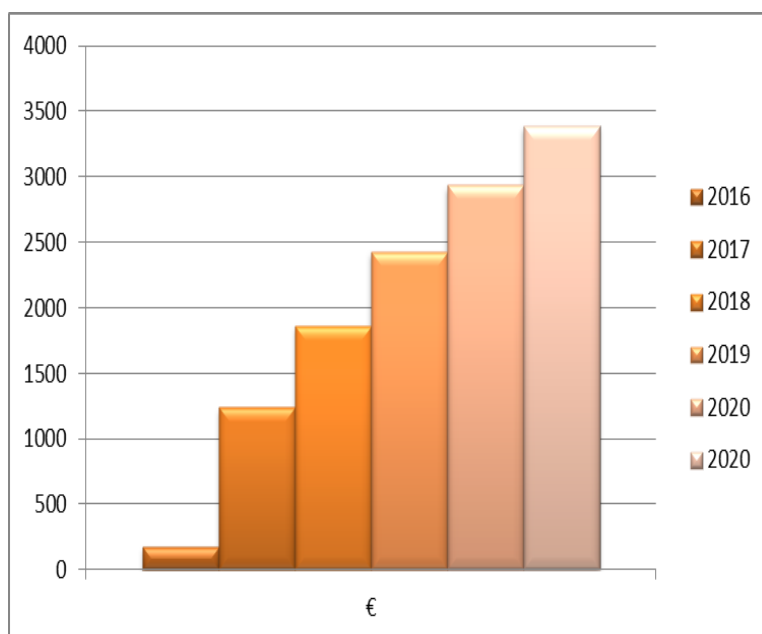


Kuvio 13. Sisäisen korkokannan herkkyyssanalyysi (hinnat alenevat 10 %).

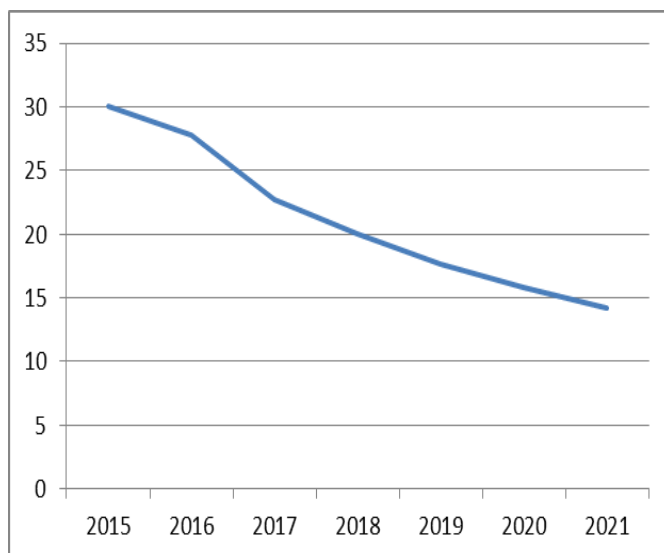
Kun järjestelmän hinta alenisi 10 % vuodessa, voidaan kuviosta todeta, että esimerkiksi vuonna 2018 päästäisiin 0 %:n sähkön hinnan nousulla 4 %:n tuottoasteeseen. 8 %:n tuottoaste saavutettaisiin vuonna 2019 7 %:n sähkön hinnan nousulla ja vuonna 2021 5 %:n ja 7 %:n sähkön hinnan nousuilla päästään 10 % tuottoasteeseen, mitä voidaan pitää erittäin hyvänä korkokantana investoinnille.

13.9 Kiinteistökohteen kannalta arvioitu todennäköisin skenaario

Opinnäytetyön tekohetkellä realistisin vaihtoehto aurinkosähkön suhteen on se, että todennäköisesti sähkön hinta tulee nousemaan, mutta maltillisesti. Paras skenaario näiden tietojen valossa olisi se, että sähkön hinta nousisi vuosittain 3 % ja järjestelmien hinnat alenisivat vuosittain 5 %. Lisäksi investointilaskuun voidaan huomioida myös mahdollinen tarve korjata kattoa, koska järjestelmän elinikä on 30 vuotta. Käytännössä se tarkoittaa, että paneelit ja asennuskiskot tulisi purkaa katolta ja asentaa uudestaan kerran järjestelmän eliniän aikana. Kustannuksena se tarkoittaa pelkkää asennuksen osuutta, koska materiaalien osuutta ei tarvitse vaihtaa. Suunnittelu, asennus ja asennustarvikkeet vastaavat 25 % järjestelmän kokonaiskustannuksista, joten pelkän asennuksen osuudeksi voidaan arvioida 15 %, joka on noin 1 000 euroa.

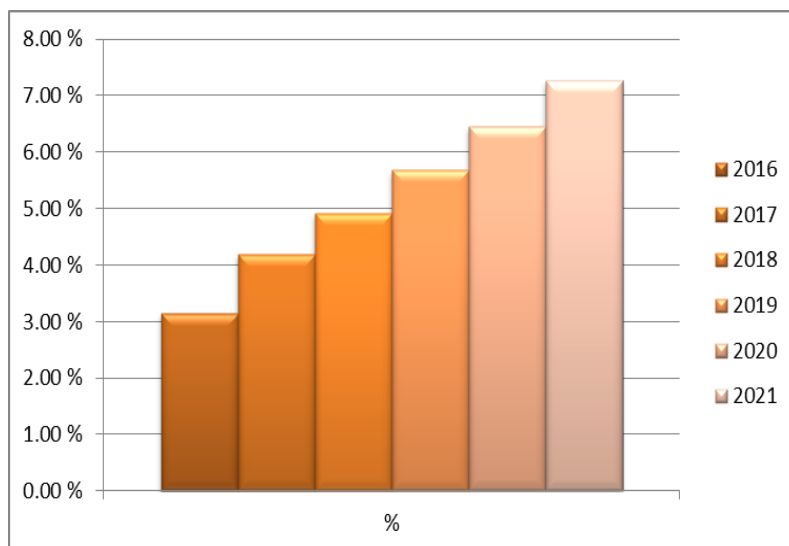


Kuvio 14. Nettonykyarvon herkkyyssanalyysi



Kuvio 15. Herkkyysanalyysi takaisinmaksuajasta ja nettonykyarvosta

Kuvioista 15 voidaan havaita, että vuonna 2020 tehty investointi maksaisi itsensä takaisin 15:ssä vuodessa. Takaisinmaksuaikaa voidaan pitää hyvänä, koska se on puolet järjestelmälle asetetusta teknisestä elinkaaresta. Kuvion 14 mukaan järjestelmä säästäisi noin 3 000 euroa ostosähkön osalta. Mikäli järjestelmä pitäisi kerran elinkaarensa aikana purkaa katolta ja asentaa uudestaan, tarkoittaa se noin 15 %:n lisäystä takaisinmaksuaikoihin eli tässä tapauksessa 17 - 18 vuotta 15 vuoden sijaan sekä nettonykyarvomenetelmän mukaan noin 500 euron pudotusta ostosähkön osalta. Mikäli kaikkea sähköä ei pystytyä ajoittamaan omaan käyttöön, voidaan ulospäin menevän sähkön osuudeksi arvioida 5-10 %, joka tarkoittaa todennäköisellä skenaariolla noin 1-1,5 vuoden lisäystä takaisinmaksuaikaan, koska ulospäin tapahtuvaa sähkön myyntiä ei ole tarkoitus harjoittaa sen kannattavuuden takia.



Kuvio 16. Sisäinen korkokanta

Sisäinen korkokanta tulisi edellä mainituilla ehdoilla olemaan vuonna 2020 yli 6 prosenttia ja vuonna 2021 yli seitsemän prosenttia, joita voidaan pitää suhteellisen hyvinä investoinnin tuottamina korkokantoina.

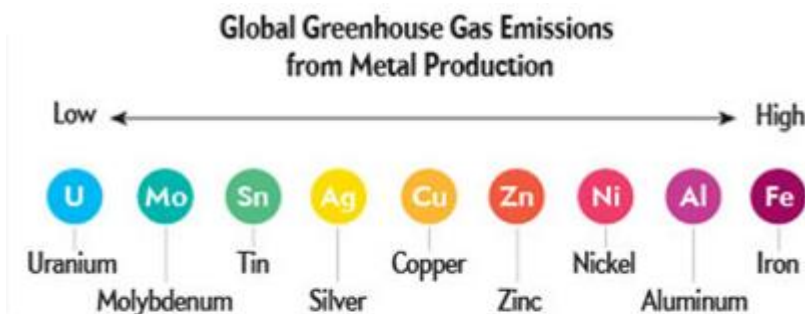
14 EROEI ja energian takaisinmaksuaika

EROEI tulee lyhennyksenä sanoista Energy Returned On Energy Invested, joka tarkoittaa saadun energian suhdelukua sen hankkimiseksi käytettyyn energiaan. Mitä suurempi suhdeluku on, sitä parempi hyötysuhde. Aurinkosähköpaneelin EROEI on noin 8:1 eli kahdeksan suhde yhteen, joka tarkoittaa, että kahdeksan aurinkosähköpaneelin tuottamiseen tarvitaan yhden paneelin tuottama energia. (Partanen ym. 2013, 46.)

Aurinkopaneelien energian takaisinmaksuajat Suomessa ovat monikidepiipohjaisilla järjestelmillä ja ohutkalvojärjestelmillä noin 1-2 vuotta (Erat ym. 2008, 166-167).

Aurinkosähköön kulutettua energiaa tarkasteltaessa on huomioitava, että aurinkosähkö vaatii paljon enemmän alumiinia paneelin kehyksien valmistukseen ja muihin käyttötarkoituksiin kuin muut tekniikat tarvitsevat. Paneelien kehysten valmistus- ja jalostusprosessi vaativat valtavasti energiaa, joka nostaa merkittä-

västi aurinkosähkön kokonaishiilidioksidijälkeä sekä kokonaisenergian takaisinmaksuaikaa. Metallien suurempi kysyntä aurinkosähkön tarjonnan lisäyksenä on omiaan nostamaan lisää hiilijalanjälkeä, koska metalleja joudutaan hankkimaan enemmän halvemman kustannustason maista, joissa sähköä luodaan tuotantoon lähinnä hiilen voimin ja käytetään näin enemmän energiaa. Kun otetaan kaikki valmistusprosessin vaiheet huomioon, voi aurinkosähkön hiilijalanjäljen kuolettamiseen kulua jopa seitsemän vuotta. (Matson 2013.)



Kuva 15. Kasvihuonekaasut metallien tuotannossa (Kuva: Scientific American).

Kuvassa on esitetty kasvihuonekaasupäästöt metallien tuotannossa siten, että vähiten kasvihuonekaasupäästöjä on vasemmalla kun taas oikealla ovat korkean päästötason omaavat metallit. Kuvasta voidaan todeta, että Alumiini kuuluu korkean päästötason metalleihin eli vie paljon energiaa tuotannossa. Tuotannon energian kulutus on hyvä ottaa huomioon yhtenä argumenttina, kun mietitään aurinkosähköjärjestelmän hankkimista pelkästään ”vihrein” argumentein.

Kiinteistökohteen EROEI lasketaan jakamalla voimalan tuottama nettoenergia siihen käytetyllä energialla.

Suunniteltava aurinkosähköjärjestelmä tuottaa arvioidun 30 vuoden elinkaarensa aikana noin 60 125 kWh energiaa.

Yhden aurinkopaneelin valmistamiseen ja asennukseen käytetty kokonaisenergia on 577,5 kWh. Kokonaisenergiaan sisältyy raaka-aineet, valmistus, kuljetus ja aurinkopaneelin asennus. (Tumbale & Jagadeesan 2009.)

3 kWh:n aurinkosähköjärjestelmässä on 12 paneelia joten käytetty energia paneeleihin on $12 \times 577,5 \text{ kWh} = 6\,930 \text{ kWh}$

EROIE suhdeluku järjestelmälle lasketaan $60\,125 \text{ kWh} : 6\,930 \text{ kWh} = 8,7$. Suhdeluvuksi järjestelmälle saadaan 8,7:1, joka on linjassa yleisesti käytetyn EROEI-suhdeluvun 8:1 kanssa eli järjestelmän kahdeksan paneelin tuottamiseen tarvitaan yhden aurinkopaneelin elinkaarensa aikana tuottama energia.

Aurinkosähköjärjestelmään käytetyn energian takaisinmaksuaika suunniteltavassa kohteessa lasketaan jakamalla voimalaan käytetty energia voimalan tuottamalla energialla vuodessa.

Järjestelmään käytetty energia yhteensä on 6 930 kWh. Järjestelmän tuottama energia vuodessa on noin 2 405 kWh vuodessa ensimmäisten viiden vuoden aikana.

Suunniteltavan kohteen energian takaisinmaksuaika saadaan laskemalla järjestelmään käytetty energia vuodessa jaettuna tuotetulla energialla.

$6\,930 \text{ kWh} : (2\,405 \text{ kWh}/12 \text{ kk}) = 34,57 \text{ kk}$.

Suunniteltava aurinkosähköjärjestelmä tuottaa siihen käytetyn energian takaisin noin 34,5 kk:n eli noin kolmen vuoden kuluttua, joka on 10 % koko järjestelmän arvioidusta 30 vuoden elinkaaresta.

15 Mitoitettavat pientuulivoimalat

Kiinteistön kulutustietoihin perustuen kohteeseen mitoitetaan vertailun vuoksi kaksi erikokoista voimalaa. Voimaloiksi valittiin Windspotin 3,5 ja 1,5 kW:n sähköverkkoon kytkettävät tuulivoimalat. Valinnan perusteena oli voimaloiden fyysinen koko sekä kustannustekijät. Tehokkaammat ja isommat voimalat olisivat olleet kokonaiskustannuksiltaan liian isoja toimeksiantajalle. Molemmat voimalat ovat sertifioituja voimaloita ja niille on määritetty luotettavat teho- ja tuottokäyrät, jotka ovat tuottaneet CIEMAT (Spanish Research Center for Energy, Environ-

ment and Technology) IEC 61400–12-1-standardin mukaisesti. Voimaloiden tekniset tiedot löytyvät tämän työn liitteistä liite 1 ja liite 2.

15.1 Pientuulivoimaloiden investointikustannukset

Windspot 3,5 kW tuulivoimalan hinta on 11 900 €. Hintaan sisältyy tuulivoimala, ohjausyksikkö (tasasuuntaaja) ja jarruvastus, verkkoinvertteri 3,6 kW sekä turvakytkimet. (Kodin energia 2014.)



Kuva 16. 3,5 kW:n windspot pientuulivoimala (Kuva: Windspot).

Windspot 1,5 kW tuulivoimalan hinta on 8 900 €. Hintaan sisältyy tuulivoimala, ohjausyksikkö (tasasuuntaaja) ja jarruvastus, verkkoinvertteri 3,6 kW sekä turvakytkimet. (Kodin energia 2014.)

Mastoksi molemmille tuulivoimaloille tulee 18 metrin vaijeriharuksinen masto, jonka kustannus on 1 550 €. Asennuksen hinnaksi tulee 18 metriselle mastolle noin 1 400 €. (Reps Oy Ab 2014 & Lapin energiakoulu 2012.)

Taulukko 9. Pientuulivoimaloiden kustannukset

1,5 kW pientuulivoimala	3,5 kW pientuulivoimala
8 900 € + 1 550 € + 1 400 € =	11 900 € + 1 550 € + 1 400 € =
11 850 €	14 850 €.

Tuulivoiman kunnossapitokustannukset ovat 1,5 - 3 %:n luokkaa investointikustannuksista (Tuulivoimayhdistys 2015).

Edellä mainitut kunnossapitokustannukset ovat määritetty isommalle tuulivoimalalle, joka rakenteellisesti ja huollon tarpeeltaan eroaa pientuulivoimalasta, joten sopiva huoltokustannus vuodessa voidaan arvioida olevan noin 0,75 %:n luokkaa investointikustannuksista. Kustannus- ja kannattavuuslaskuissa käytetään sähkön hintana kotitaloussähkön keskimääräistä hintaa Suomessa eli 0,15 €/kWh.

Kohteeseen valitun pientuulivoimalan arvioitu käyttöikä on valmistajan mukaan 25 vuotta, jos kaikki huollot suoritetaan säännöllisesti (Windspot 2011).

Sähkön asennustyöt ovat arvioitu kokonaiskustannuksista noin 1,5 % (Vindkraftförening rf. 2015).

Taulukko 10. Pientuulivoimaloiden kustannukset

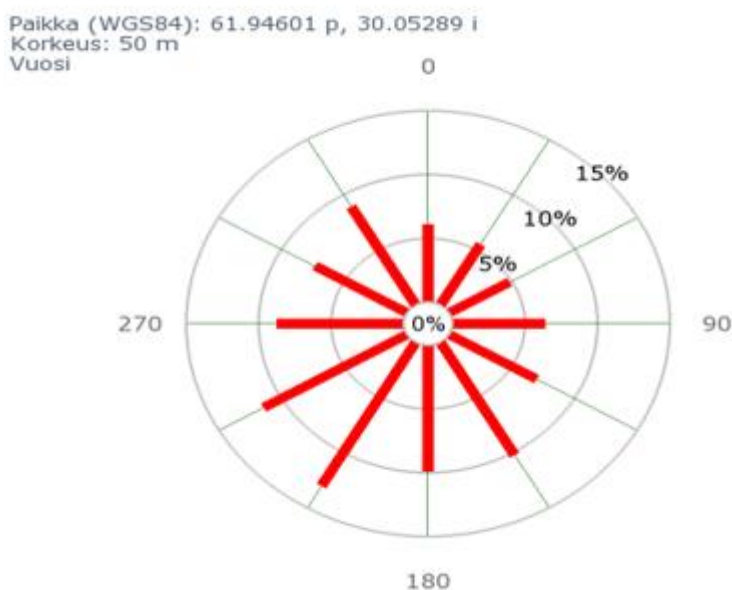
1,5 kW pientuulivoimala	3,5 kW pientuulivoimala
Kustannukset käyttöiän aikana ovat	Kustannukset käyttöiän aikana ovat
investointi + huoltokulut x 25 vuotta +	investointi + huoltokulut x 25 vuotta +
sähköasennus = 11 850 € + (0,0075 x	sähköasennus= 14 850 € + (0,0075 x
11 850) x 25 + (0,015 x 11 850) = 14	14 850) x 25 + (0,015 x 14 850)=
857 €.	17 635 €.

15.2 Pientuulivoimalan asennuspaikka

Kiinteistökohteen pientuulivoimalan asennuspaikan määrittämisessä käytetään apuna tuuliatlaksesta saatuja tietoja paikan keskituulennopeuden ja suhteellisen tuulensuunnan jakauman mukaan.

15.3 Tuuliruusu

Tuuliruususta käy ilmi tuulen suhteelliset osuudet eri suunnista. Tuuliruusun avulla voidaan tarkastella tuulen suunnan ja nopeuden jakaumaa. (Suomen tuulivoimayhdistys ry. 2015b)

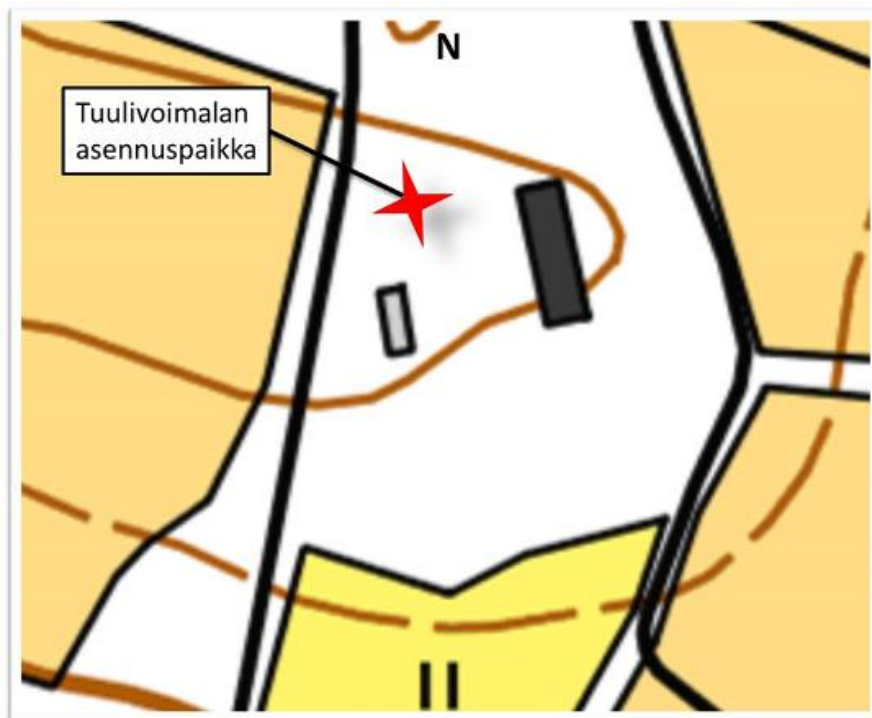


Kuva 17. Tuuliruusu 50 metrin korkeudella hoitokotikiinteistön sijaintitiedoilla. (Kuva: Tuuliatlas)

Kuvassa Tuuliatlaksen karttaliittymästä saatu tuloste kiinteistön tuuliruususta, josta voidaan havaita, että valitussa paikassa tuulee suhteellisesti eniten lounaasta 50 metrin korkeudella.

Tuulivoimalan asennuspaikka tulee kiinteistön tontille siten, että sen ympärillä on mahdollisimman vähän esteitä. Tuulivoimala sijoitetaan siten, että se vastaa suurimmilta osin tuuliruusun suhteellista tuulijakaumaa. Kuitenkin tuoton kannalta on parempi, että tuulivoimala olisi suunnattuna enemmän länteen kuin lou-

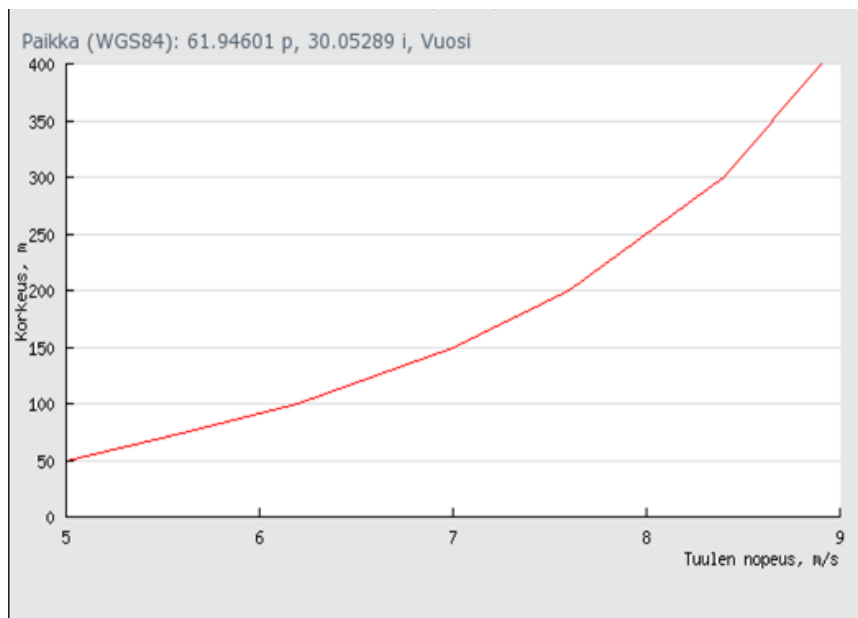
naaseen, koska täysin lounaaseen suunnattuna esteenä on kuusimetsää. Enemmän länteen suunnattuna on peltoaukeaa, joka tuulivoiman tuottavuuden kannalta on parempi vaihtoehto.



Kuva 18. Pientuulivoimalan asennuspaikka kartalla

15.4 Keskituulennopeuden määrittäminen

Kohteen keskituulen nopeuden määrittämisessä käytetään apuna Tuuliatlakselta saatuja tietoja, koska tuulimittausta ei ollut mahdollista suorittaa kohteessa. Tuuliatlaksen karttaliittymästä voidaan valita halutulle paikalle tuulen nopeusprofiili.



Kuvio 17. Tuulen nopeusprofiili 50 metrin korkeudessa hoitokodin sijaintitie-doilla.

Tuulen nopeusprofiilista voidaan havaita, että tuulennopeus valitussa paikassa 50 metrissä kiinteistön kohdalla on 5 m/s (Tuuliatlas 2015).

Pientuulivoiman kannalta tuuliatlaksesta on saatavissa tiedot vähintään 50 metrin korkeuden keskituulennopeudelle vuodessa, joten mitoitettavan kiinteistön kohdalla tulee laskea keskituulennopeus pientuulivoimalalle sopivaksi. Keskituulennopeus halutulle korkeudelle johdetaan pintakerroksen tuulennopeuden muutoksen kaavasta, kun lähtötiedot ovat seuraavat:

$$V_{ref} = 5 \text{ m/s}$$

$$Z_{ref} = 50 \text{ m}$$

$$z = 18 \text{ m}$$

$$z_0 = 0,9$$

Tuulen nopeusprofiilin mukaan kohteen alueella keskituulennopeus on 50 metrissä 5 m/s. Valitun pientuulivoimalan napakorkeudeksi tulee 18 metriä ja rosaisuusparametri määritetään tuulivoimalaan päin suuntautuvasta hieman kumpuilevasta korkeasta viljapellosta.

$$(z) = 5 \frac{\text{m}}{\text{s}} \times \frac{\ln(\frac{18}{0,9})}{\ln(\frac{50}{0,9})} = 3,73 \text{ m/s}$$

Keskituulenopeudeksi 18 metrin korkeudelle saatiin 3,73 m/s.

Lasketaan Windspot 3,5 kWh: tuulen teho roottorin alalta keskituulennopeudelle kun, roottorin halkaisija on 4,1 m ja roottorin säde $r = 2,05$ m. Lasketaan teho kaavasta

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (15.1)$$

missä

$$A = \pi 2,05^2$$

$$V = 3,73 \text{ m/s}$$

$$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$$

Lasketaan 3,5 kW:n pientuulivoimalan tuulen teho roottorin alalta keskituulennopeudelle

$$P (3,5 \text{ kW}) = 1/2 \times 1,225 \text{ kg/m}^3 \times \pi 2,05 \text{ m}^2 \times 3,73 \text{ m/s}^3 = 419,6 \text{ W}.$$

3,5 kW:n pientuulivoimalan tuulen teho roottorin alalta keskituulennopeudelle 3,73 m/s on 419,65 W. Vastaavasti 1,5 kW:n pientuulivoimalan teho keskituulennopeudelle on, kun roottorin halkaisija on 4,05 m ja säde $r = 2,025$ m

$$P (1,5 \text{ kW}) = 1/2 \times 1,225 \text{ kg/m}^3 \times \pi 2,025 \text{ m}^2 \times 3,73 \text{ m/s}^3 = 409,5 \text{ W}.$$

15.5 Pientuulivoimalan tuoton laskennan perusteet

Tuulivoimalan tuottoarviota varten lasketaan alla olevan mukainen taulukko molemmille pientuulivoimaloille tuulennopeuksille 1-14 m/s.

Taulukko 11. Laskentataulukkomalli pientuulivoimalan tuoton laskentaan

Tuulen nopeus	Tuulen teho roottorin alalta (W)	Voimalan antoteho (P)	Voimalan Hyötysuhde (%)	Tuulen nopeuden toistuvuuden frekvenssi	Tuulisuus aika (h/a)	Energian tuotanto kWh
---------------	----------------------------------	-----------------------	-------------------------	---	----------------------	-----------------------

Jotta arviot tuulivoimalan energian tuotannolle voidaan laskea, tulee tietää eri tuulen nopeuksille tuulen teho roottorin alalta (W), voimalan antoteho (P), voimalan hyötysuhde (%), tuulen nopeuden toistuvuuden frekvenssi sekä tuulisuus aika (h/a).

Tuulen teho

Tuulen teho roottorin alalta (W) lasketaan kaavasta

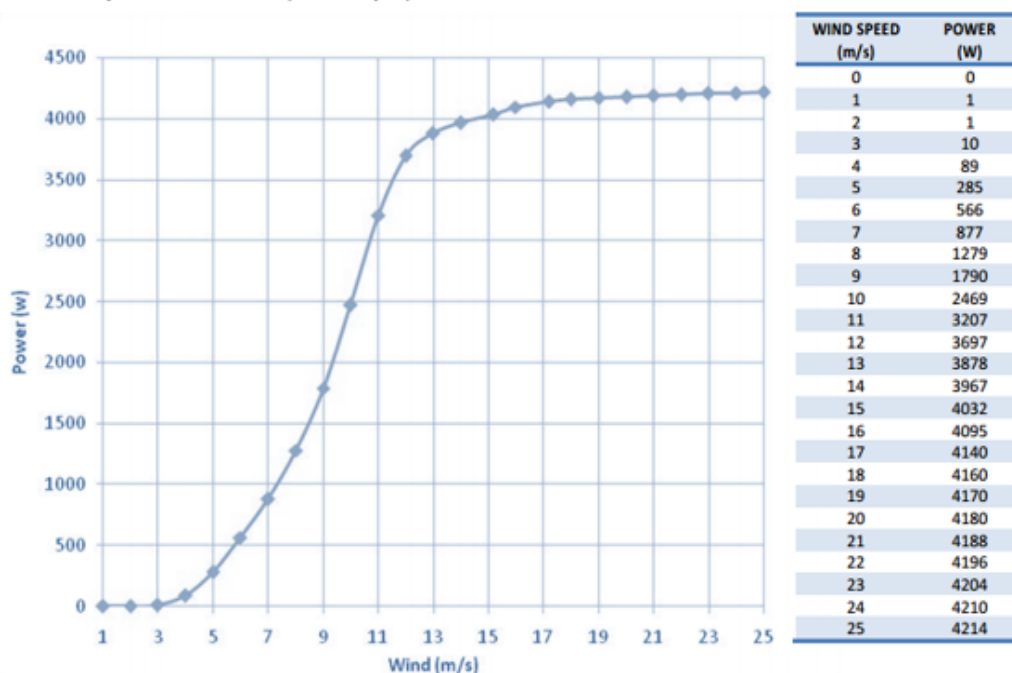
$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 \quad (15.2)$$

Voimalan antoteho

Voimalan antoteho katsotaan eri tuulennopeuksille voimalan tehokäyrästä. Tässä työssä käytetään valmistajan antamia tehokäyriä, jotka on sertifioitu CIEMAT:in (Spanish Research Center for Energy, Environment and Technology) toimesta IEC 61400–12-1 standardin mukaisesti.

WINDSPOT 3.5 power curve (According IEC 61400-12-1 standards)

Power output at 11 m/s (24.6mph) at standard sea-level conditions is 3472 w.



Kuvio 18. 3,5 kW:n pientuulivoimalan tehokäyrä (Kuvio: Windspot 2008)

Voimalan hyötysuhde

Voimalan hyötysuhde (%) lasketaan jakamalla voimalan antoteho (P) tuulen teholla roottorin alalta (W).

Weibull-jakauma

Tuulen nopeuden todennäköisyyttä arvioitaessa käytetään tilastollista Weibull-jakaumaa. Jakauma kuvaa jatkuvaa todennäköisyyttä eri tuulennopeuksille. Weibull jakauma lasketaan vuoden tuulennopeuksien keskiarvosta ja näin ollen jakauma ei anna täysin luotettavia arvoja, mutta kuitenkin tarpeeksi suuntaa antavia tuotannon laskemiseen. (Suoniemi 2011.)

Tässä työssä Weibull-jakauman frevenssiarvot on laskettu kaavasta excelillä

(15.3)

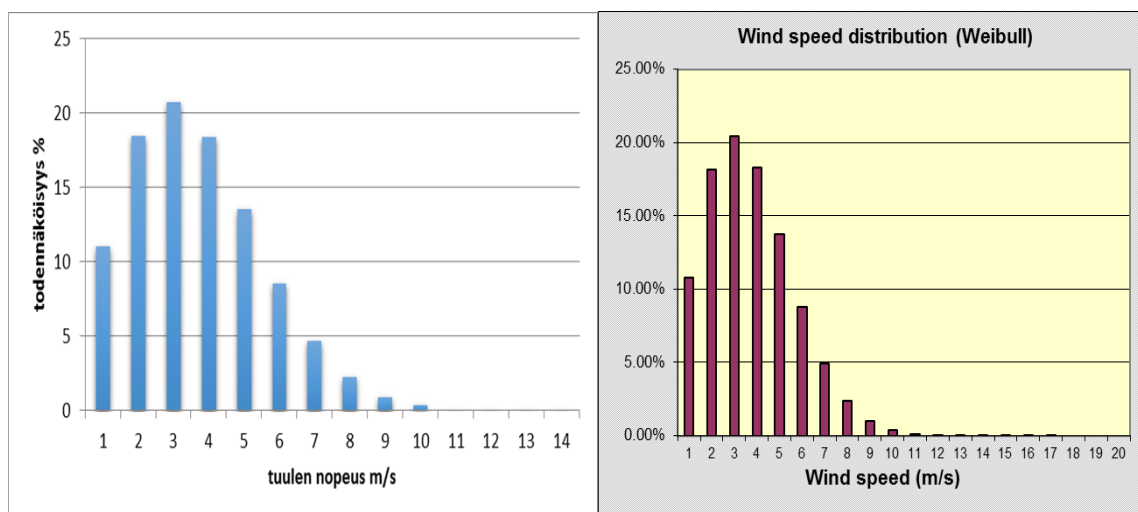
$$F(u, A, k) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A} \right)^k}$$

jossa muotoparametri $k = 2$, joka on tyypillinen arvo tuulen frekvenssijakaumassa mannertuulien osalta Suomessa. Mannertuulien kuvaamisessa puhutaan yleensä Rayleigh-jakaumasta. (Tuuliatlas 2014b.)

Skaalausparametri A on yleisesti noin 10-15 % suurempi kuin tuulen keskinopeus (Tuuliatlas 2014b).

Tässä työssä käytetään referenssinä A-parametrin määrittämisessä Erkki Haapasen esitelmän pohjalta esittämää kaavaa tuulen keskinopeudesta, joka on $\approx 0,9 \times A$ sekä Jorma Turunen opinnäytetyössään käyttettyjä menetelmiä työssään pientuulivoimalan valinta käyttötarkoituksen ja Terttulanvaaran tuuliolojen mukaan (Haapanen 2001 & Turunen 2012).

Tuulen keskinopeus suunniteltavassa kohteessa on 3,73 m/s, joten laskettuna A-parametriksi saadaan $3,73 : 0,9 = 4,14$. Tuuliatlaksen mukaan skaalausparametri on noin 10 – 15 % suurempi kuin tuulen keskinopeus, joten kaavasta saatu parametri on 10,1 % suurempi kuin keskituulennopeus 3,73 m/s, joten se on linjassa tuuliatlaksen tietoihin. Frekvenssit voidaan laskea suhteellisen luotettavasti arvoilla $k = 2$ ja $A = 4,14$. Kyseessä on kuitenkin vain arvio, koska käytössä ei ollut tuulimallinnusohjelmaa. Tuuliatlaksesta on mahdollista saada suoraan parametriarvot, mutta ne koskevat vähintään 50 metrin korkeuden tuulen arvoja, joten kohteen vertailukorkeudelle (18 m) ei ole saatavissa suoria arvoja. Jos 50 metrin arvoja käytettäisiin sellaisenaan suoraan, antaisivat ne liian suuria arvoja alhaisille tuulennopeuksille.



Kuvio 19. Weibull-jakaumat (oikealla kuvio: Beckers R. 2008).

Kuvioista vasemmalla on kaavasta lasketun suunniteltavan kohteen frekvenssi-jakauma ja oikealla on käytetty Bob Beckers Wind Production Model excel-laskuria kohteen tiedoilla (lukuun ottamatta A-parametria). Jakaumat ovat hyvin samanlaiset ja erot hyvin pieniä.

Tuulisuus aika

Tuulisuus aika (h/a) tarkoittaa, että kuinka monta tuntia vuodessa tuulee tietyllä tuulennopeudella. Tuulisuus aika lasketaan ensin selvittämällä koko vuodessa olevat tunnit. Yhden vuoden tunnit lasketaan kertomalla vuorokausien määrä vuodessa tuntien määrällä vuorokaudessa, $365 \text{ vrk} \times 24 \text{ h/vrk} = 8\,760 \text{ h}$. Tuuli-

suusaika tietylle tuulennopeudelle lasketaan kertomalla tuulennopeuden toistuvuuden frekvenssi vuodessa olevilla tunneilla.

15.6 Pientuulivoimaloiden tuotto, käyttöaste ja huipunkäyttöaika

Lasketaan 3,5 kW:n voimalalle energian tuotanto.

Taulukko 12. 3,5 kW:n pientuulivoimalan laskelmat.

Tuulen nopeus	Tuulen teho roottorin alalta (W)	Voimalan antotehto (P)	Voimalan Hyötysuhde (%)	Tuulen nopeuden toistuvuuden frekvenssi	Tuulisuus aika (h/a)	Energian tuotanto kWh
1	8.085	0	0	11.01	964.2614	0
2	64.68	0	0	18.48	1618.858	0
3	218.295	10	0.04580957	20.71	1813.872	18.13872
4	517.44	89	0.17200062	18.35	1607.588	143.0754
5	1010.625	285	0.28200371	13.57	1188.603	338.752
6	1746.36	566	0.32410271	8.57	750.7459	424.9222
7	2773.155	877	0.3162463	4.68	410.2392	359.7798
8	4139.52	1279	0.30897302	2.23	195.4111	249.9308
9	5893.965	1790	0.30370048	0.93	81.53509	145.9478
10	8085	2469	0.30538033	0.34	29.89975	73.82247
11	10761.135	3207	0.29801689	0.11	9.65936	30.97757
12	13970.88	3697	0.26462184	0.03	2.753897	10.18116
13	17762.745	3878	0.21832211	0.01	0.693815	2.690613
14	22185.24	3967	0.17881258	0.00	0.154627	0.613404
				100		1798.832

Voimalan käyttöaste saadaan selville laskemalla tuulen nopeuden frekvenssiluvut yhteen silloin kun tuulen nopeus on yli voimalan käynnistysnopeuden ja alle pysäytysnopeuden. Windspot 3,5 kW:n voimalan käynnistymisnopeus on 3 m/s, joten se on ensimmäinen summattava frekvenssiluku. 3,5 kW:n voimalan käyttöasteeksi saadaan 69,5 %.

Koko vuoden energian tuotannoksi 3,5 kW:n voimalalle saatiin 1 798,8 kWh. Pientuulivoimalan huipunkäyttöaika lasketaan jakamalla vuosien energian määrä voimalan nimellisteholla. Huipunkäyttöaika on se pituus, joka kuluisi vuodessa tuotetun energian tuottamiseen, jos tuulivoimala toimisi koko ajan nimellistehol-

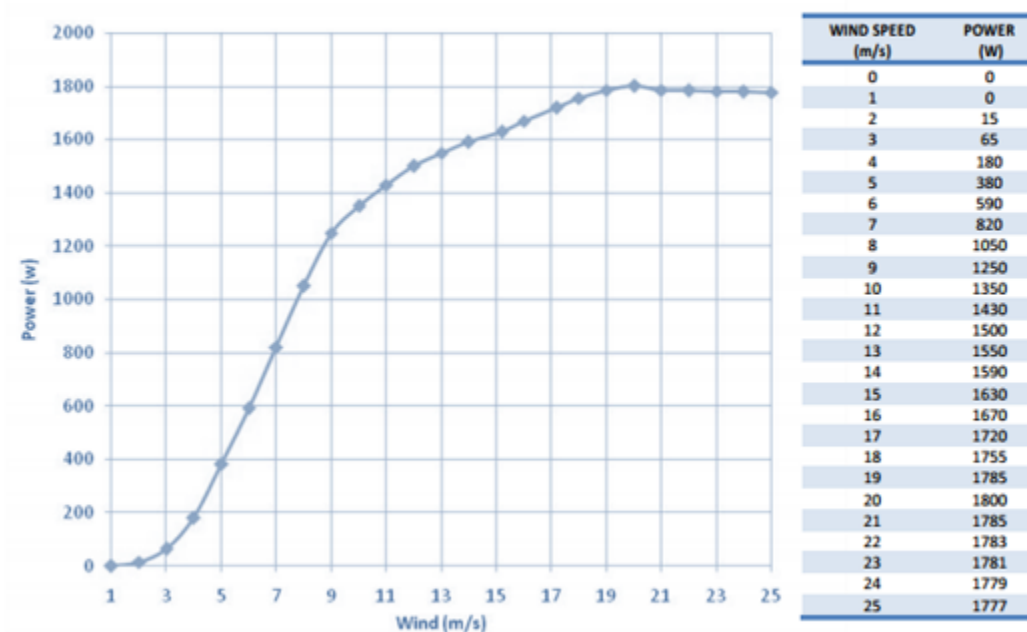
laan. Lasketaan huipunkäyttöaika 3,5 kW:n voimalalle $1\,798,8 \text{ kWh} : 3,5 \text{ kWh} = 513,9 \text{ h}$. Voimalan huipunkäyttöajaksi saatiin 514 tuntia.

Voimalan hyötysuhde on parhaimmillaan 32 %, kun tuulennopeus on 6 m/s.

Lasketaan vastaava taulukko myös 1,5 kW:n voimalalle. Maston korkeus on sama kuin 3,5 kW:n voimalassa, joten frekvenssijakaumat ja keskituulennopeus ovat myös samat kuin 3,5 kW:n voimalassa.

WINDSPOT 1.5 power curve (According IEC 61400-12-1 standards)

Power output at 11 m/s (24.6mph) at standard sea-level conditions is 1472 watts.



WINDSPOT 1.5 Annual Energy Production

Kuvio 20. 1,5 kW:n voimalan tehokäyrä (Kuvio: Windspot 2008).

Tehokäyrästä voidaan todeta, että etenkin pienillä 3 - 5 m/s tuulennopeuksilla voimalan antotehot ovat selvästi parempia kuin 3,5 kW:n voimalalla. 3,5 kW:n voimalan antoteho ylittää 1,5 kW:n voimalan antotehon noin 7 m/s tuulennopeudessa.

Taulukko 13. 1,5 kW:n pientuulivoimalan laskelmat

Tuulen nopeus	Tuulen teho roottorin alalta (W)	Voimalan antoteho (P)	Voimalan Hyötysuhde (%)	Tuulen nopeuden toistuvuuden frekvenssi	Tuulisuus aika (h/a)	Energian tuotanto kWh
1	7.889	0	0	11.01	964.2614	0
2	63.112	0	0	18.48	1618.858	0
3	213.003	65	0.30516002	20.71	1813.872	117.9017
4	504.896	180	0.35650906	18.35	1607.588	289.3659
5	986.125	380	0.38534669	13.57	1188.603	451.6693
6	1704.024	590	0.34623925	8.57	750.7459	442.9401
7	2705.927	820	0.30303848	4.68	410.2392	336.3961
8	4039.168	1050	0.25995453	2.23	195.4111	205.1817
9	5751.081	1250	0.21735044	0.93	81.53509	101.9189
10	7889	1350	0.17112435	0.34	29.89975	40.36466
11	10500.259	1430	0.13618712	0.11	9.65936	13.81288
12	13632.192	1500	0.11003366	0.03	2.753897	4.130846
13	17332.133	1550	0.08942927	0.01	0.693815	1.075412
14	21647.416	1590	0.07344988	0.00	0.154627	0.245856
100.00					2005.003	

Voimalan hyötysuhde on parhaimmillaan 38,5 % kun tuulennopeus on 5 m/s.

1,5 kW:n voimalan vuoden tuotto-odotukseksi saatiin 2 005 kW.

Lasketaan huipunkäyttöaika 1,5 kW:n voimalalle $2\,005\text{ kWh}/1,5\text{ kWh} = 1\,336\text{ h}$.

Voimalan huipunkäyttöajaksi saatiin 1 336 tuntia.

16 Pientuulivoimalan EROEI ja energian takaisinmaksuaika

Tuulivoiman EROEI on suhdelukuna ilmaistuna 18:1 (Partanen ym. 2013, 50).

Pientuulivoimalalle ei löydy yksiselitteisiä EROEI-lukuja. EROEI:n laskeminen on vaikeaa, koska selkeää standardia ei ole siitä, mitä laskuissa pitäisi kaiken kaikkiaan huomioida. Kaikki EROEI-lukujen arvioit ja laskelmat ovat vain suuntaa antavia. (Partanen ym. 2013, 48.)

Tässä suuntaa antavassa laskussa johdetaan tiedot isommasta 3 MW:n voimalasta. Laskut perustuvat Vestas V90-3.0 MW voimalaitoksen elinkaariarviointiin ja perustuvat karkeaan arviointiin. (Tumbale & Jagadeesan 2009.)

Lasketaan vastaavat luvut suhteutettuna Windspot 3,5 kW:n ja 1,5 kW:n pienvoimaloihin. Voimalat ovat suhteessa käytetyssä materiassa samankokoisia, joten niihin käytetty energiakin on siten miltein sama. Tässä työssä käytetyt laskut ovat viitteellisiä arvioita.

Windspot 3,5 kW : Vestas V90 3 000 kW = 0,00166

Vestas V90 käytetty energia elinkaaren aikana = 4 304 221 kWh

(Tumbale & Jagadeesan 2009)

$0,00166 \times 4\,304\,221 = 5\,021,6$ kWh (arvioitu ja suhteutettu 3,5 kW:n pienvoimalaan käytetty energia elinkaaren aikana)

Taulukko 14. Pientuulivoimaloiden EROEI

1,5 kW voimala	3,5 kW voimala
EROIE = tuotettu energia/käytetty energia 1,5 kW Windspot = 2 067 kWh x 25 vuotta = 51 675 kWh : 5 021,6 = 10,3	EROIE = tuotettu energia/käytetty energia 3,5 kW Windspot = 1 877 kWh x 25 vuotta = 46 925 kWh : 5 021,60 = 9.3

Arvioitu EROEI mitoitettavassa kohteessa on 3,5 kW:n voimalalla 9.3:1 eli se on noin puolet yleisesti käytettävän teollisen ison tuulivoimalan 18:1 suhdeluvusta. 1,5 kW:n voimalalla päästään suhdelukuun 10,3:1.

Pientuulivoimalaan käytetyn energian takaisinmaksuaika suunniteltavassa kohteessa lasketaan jakamalla voimalaan käytetty energia voimalan tuottamalla energialla.

Taulukko 15. Pientuulivoimaloiden energian takaisinmaksuajat

1,5 kW voimala	3,5 kW voimala
1,5 kW:n voimalan energian takaisinmaksuaika on $2\,152.11 \text{ kWh} : (2\,067 \text{ kWh}/12\text{kk}) = 12,5 \text{ kk}$	3,5 kW:n voimalan energian takaisinmaksuaika on $5\,021,60 \text{ kWh} : (1\,877 \text{ kWh}/12\text{kk}) = 32 \text{ kk}$

Suunniteltava 3,5 kW:n pientuulivoimala tuottaa siihen käytetyn energian takaisin noin 32 kk:n kuluttua, joka on noin 11 % pientuulivoimalan 25 vuoden teknisestä eliniästä. 1,5 kW:n pientuulivoimala tuottaa siihen käytetyn energian takaisin noin 12,5 kk:n kuluttua.

17 Pientuulivoimalan kannattavuus

Kannattavuuden arvioinnissa ja tarkastelussa käytetään takaisinmaksuajan menetelmää sekä nettonykyarvon menetelmää. Koroton takaisinmaksuaika 3,5 kW:n voimalalle sähkön hinnan ollessa 0,15 €/kWh.

Taulukko 16. Pientuulivoimaloiden takaisinmaksuajat.

	3,5 kW voimala	1,5 kW voimala
Investoinnin hankintameno yhteensä (hankintainvestointi + 25 vuoden kulut)	17 857 €	14 857 €
Tuotto (kWh/a)	1 877	2 067
Tuotto (€/a)	$1\,877 \times 0,15 \text{ €} = 281,5 \text{ €}$	$2\,067 \times 0,15 \text{ €} = 310 \text{ €}$
Takaisinmaksuaika, a	$17\,857 : 281,5 = 63,4 \text{ a}$	$14\,857 : 310 = 47,9 \text{ a}$

Korottomaksi takaisinmaksuajaksi 3,5 kW:n voimalalle saatiin 63,4 vuotta. Ottaen huomioon voimalan 25 vuoden teknisen eliniän, on voimalan hankkiminen taloudellisesti täysin kannattamatonta. Korottomaksi takaisinmaksuajaksi 1,5

kW:n voimalalle saatiin 47,9 vuotta, jota ei voida pitää kannattavana investointina, mikäli investointi tehdään nyt ja sähkön hinta ei muutu.

Tässä työssä kannattavuustarkastelua on toteutettu pientuulivoiman osalta myös erilaisten tulevaisuusskenaarioiden pohjalle. Tarkoituksena on tarkastella sähkön hinnan nousun sekä voimaloiden kustannusten alentumisen vaikutusta hankinnan kannattavuuden ajankohtaan. Kannattavuustarkastelussa on kolme erilaista skenaariota sähkön hinnan nousulle.

Voidaan olettaa, että sähkön hinta tulee nousemaan trendin mukaisesti vuosittain. Lasketaan sähkön hinnan nousu ja takaisinmaksuajat kolmelle eri nousuprosentille sähkön hinnan ollessa lähtötilanteessa 0,15 €/kWh ja tuottoaika 25 vuotta.

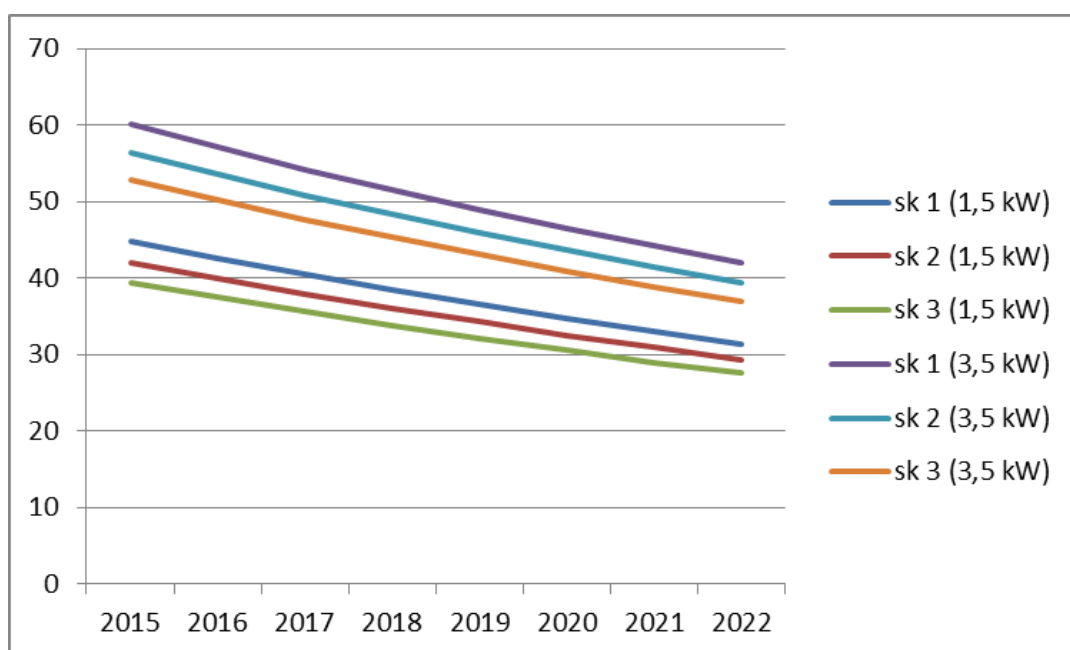
Taulukko 17. Pientuulivoimaloiden takaisinmaksuajat sähkön hinta huomioiden

nousuprosentti	1,5 kW	3,5 kW
3 %	$2\,067 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh}$ $\times 25^{1,03} = 8\,537 \text{ €}.$ $17\,857 \text{ €} : (8\,537 \text{ €} : 25 \text{ a})$ $= 52,3 \text{ a}.$	$1\,877,3 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh}$ $\times 25^{1,03} = 7\,753,8 \text{ €}.$ $17\,857 \text{ €} : (7\,753,8 \text{ €} : 25 \text{ a})$ $= 57,6 \text{ a}.$
5 %	$2\,067 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh}$ $\times 25^{1,05} = 9\,104,7 \text{ €}.$ $17\,857 \text{ €} : (9\,104,7 \text{ €} : 25 \text{ a})$ $= 49 \text{ a}.$	$1\,877,36 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh}$ $\times 25^{1,05} = 8\,269,4 \text{ €}.$ $17\,857 \text{ €} : (8\,269,4 \text{ €} : 25 \text{ a})$ $= 53,98 \text{ a}.$
7 %	$2\,067 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh}$ $\times 25^{1,07} = 9\,710,2 \text{ €}.$ $17\,857 \text{ €} : (9\,710,2 \text{ €} : 25 \text{ a})$ $= 46 \text{ a}.$	$1\,877,36 \text{ kWh} \times 0,15 \text{ €/kWh}$ $\times 25^{1,07} = 8\,819,3 \text{ €}.$ $17\,857 \text{ €} : (8\,819,3 \text{ €} : 25 \text{ a})$ $= 50,61 \text{ a}.$

Laskelmista voidaan arvioida, että sähkön hinnan nousemisella korottomalla takaisinmaksuajan menetelmällä ei ole suurta vaikutusta investoinnin kannattavuuteen. Lisäksi 3,5 kW:n järjestelmällä kannattavuusraja jäädään vielä yli

puolet jälkeen, vaikka sähkön hinta nousisikin 7 % vuodessa. Myös 1,5 kW:n järjestelmästä voidaan arvioida, että sähkön hinnan nousun ollessa 3 %, 5 % tai 7 %, ei investointi sellaisenaan kannata.

Pientuulivoimaloiden osalta voidaan kuitenkin olettaa, että voimaloiden hinnat tulevat ainakin osittain laskemaan vuosittain. Seuraavassa kuviossa on tehty herkkyyssanalyysi molemmille voimaloille siten, että 3,5 kW:n ja 1,5 kW:n voimalan kannattavuutta on arvioitu sähkön hinnan nousun lisäksi voimaloiden hintojen laskulla. Hintojen laskuja on arvioitu kahdessa eri skenaariokaaviossa, jossa toisessa on oletettu, että voimaloiden hinnat laskevat 5 % ja toisessa 10 %. Kaaviossa skenaario 1 (sk 1) kuvaa 3 %:n sähkön hinnan nousua, skenaario 2 (sk 2) kuvaa 5 %:n sähkön hinnan nousua ja skenaario 3 (sk 3) kuvaa 7 %:n sähkön hinnan nousua.

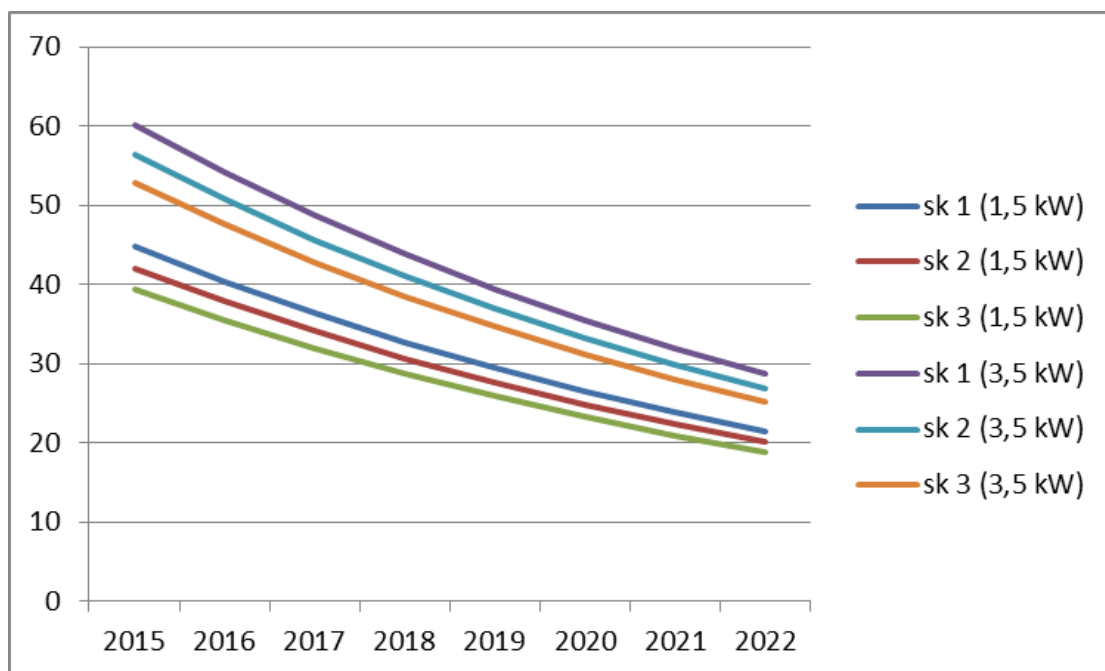


Kuvio 21. Pientuulivoimaloiden herkkyyssanalyysi 5 %:n aleneminen järjestelmän hintoihin

Kuvion mukaan takaisinmaksuajat ovat varsin pitkiä. 3,5 kW:n voimalalla päästään parhaimmillaan alle 40 vuoden takaisinmaksuaikaan, joka ei missään nimessä ole kannattavaa.

Kuviosta voidaan todeta, että pientuulivoimala ei ole kannattava investointi suunniteltavassa kohteessa edes vuonna 2022, jolloin parhaimmillaankin pääs-

tään 7 %:n sähkön hinnan nousemisen skenaariolla ja 1,5 kW:n voimalaratkaisulla alle 30 vuoden takaisinmaksuaikaan.



Kuvio 22. Herkkyysanalyysi sähkön hinnan nouseminen ja järjestelmien hintojen lasku 10 %.

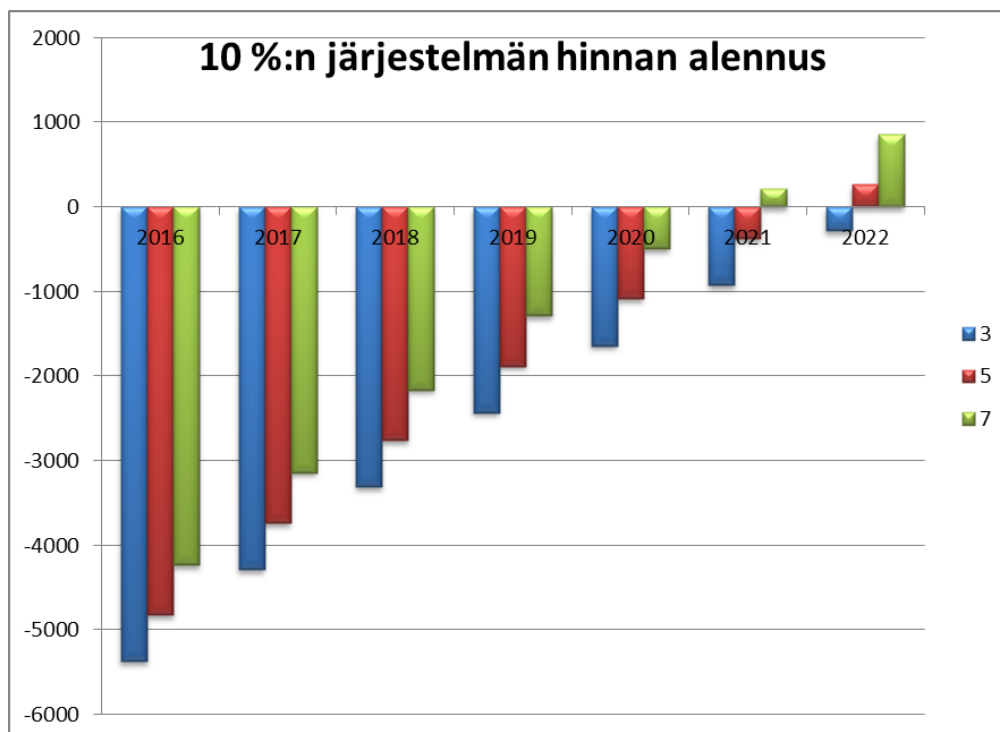
Voimaloiden hintojen laskiessa 10 % vuodessa, päästään vuonna 2022 skenaario 3:n mukaan 7 % sähkön hinnan nousulla ja 3,5 kW:n voimalaratkaisulla noin 24 vuoden takaisinmaksuaikaan. Kannattavuuden rajana pidetään laitteiston elinikää, joka on valmistajan mukaan 25 vuotta.

3,5 kW:n voimalasta kohteessa voidaan eri skenaarioiden ja takaisinmaksuaikojen perusteella päätellä, että investointi ei ole kannattava ainakaan seuraavaan 10 vuoteen.

Hintojen alentuessa 10 % vuosittain päästään skenaario 2:n ja skenaario 3:n mukaan kannattavaan investointiin 1,5 kW:n voimalaratkaisulla vuonna 2020. Skenaario 1:n mukaan kannattavuusraja menee vuoden 2021 tienoilla. Jos investointien hinnat tulevat alas lähivuosina ja sähkön hinta jatkaa nousuaan, voidaan 1,5 kW:n pientuulivoimaa pitää kohteessa jokseenkin kannattavana 6 - 10 vuoden päästä investoituna.

Seuraavassa Kuviossa on käyty läpi vielä nettonykyarvomenetelmällä 1,5 kW:n voimalan kannattavuus, kun investoinnin hinta alenee 10 % vuodessa ja sähkön

hinta nousee kolmella eri prosenttikannalla. Aikaisempien kuvaajien tuloksena voidaan todeta, että kannattavuusraja menee skenaariolla, jossa järjestelmän hinta alentuu vuosittain 10 % ja sähkön hinta nousee vuosittain. Tämän takia ei ole mielekästä laskea nettonykyarvoa tai sisäistä korkokantaa esimerkiksi 3,5 kW:n voimalalla, koska se on selkeästi kannattamatonta.



Kuvio 23. Nettonykyarvomenetelmän herkkyysanalyysi 1,5 kW:n voimalalle

Herkkyysanalyysistä nähdään, että investoinnin nykyarvo on positiivinen 7 % vuosittaisella sähkön hinnan nousemisella, jos investointi tehdään vuonna 2021. Vuonna 2022 tehty investointi tuottaisi positiivisen nettonykyarvon 5 %:n ja 7 %:n hinnan nousuilla. Parhaimmillaan nettonykyarvo olisi noin 860 euroa, mitä voidaan pitää varsin vaatimattomana tuottona, kun huomioidaan investoinnin kokonaiskustannus sekä investoinnin elinkaari.

Pienikin tuulivoimala on kuitenkin investointina iso verrattuna sen tuottamaan sähköön. Lisäksi tuulivoiman tuoton ennustaminen on vaikeampaa kuin esimerkiksi auringon, mikä on seurausta tuulennopeuksien keskiarvojen vaihteluluista. Vuoden sisäisetkin olosuhdevaihtelut eivät välttämättä korreloi eri vuosien välillä. Suomen sisäosissa ei ole kovinkaan monta otollista paikkaa pientuulivoimalle, koska voimala tarvitsee korkean maston itsessään ja korkeampi masto tarkoittaa aina korkeampia investointikuluja. (Suoniemi 2011.)

Suunniteltavassa kohteessa ei ole kannattavaa suorittaa pientuulivoimalan investointia ainakaan seuraavaan 7 - 10 vuoteen. Kohteen kannalta 1,5 kW:n voimala on tuotoltaan ja investoinniltaan parempi ratkaisu. 1,5 kW:n voimalalla päästään parempiin tuotto-odotuksiin pienemmillä tuulennopeuksilla. 1,5 kW:n huipunkäyttöaika on merkittävästi parempi kuin 3,5 kW:n voimalan. Roottorin halkaisija on 1,5 kW:n voimalassa vain 5 cm pienempi kuin 3,5 kW:n, joka mahdollistaa miltei saman tehon roottorin alalta kuin 3,5 kW:n voimalassa. Kohteen tuulivoimalan kannattavuus on erittäin riippuvainen voimaloiden investointihintojen laskusta sekä samalla myös sähkön markkinahinnan noususta.

18 Pohdinta

Kannattavuustarkastelujen perusteella voidaan aurinkosähköjärjestelmää pitää kannattavana investointina noin 4 - 5 vuoden päästä, mikäli järjestelmien hinnat laskevat odotetusti vähintään 5 % vuodessa sekä sähkön hinta nousisi odotetulla tavalla vähintään 3 % vuodessa. Toisaalta esimerkiksi opinnäytetyön tekohetkellä sähkön hintaan vaikuttaa oleellisesti esimerkiksi heikko taloustilanne, joka voi pitää sähkön hinnan stabiilina pitkäänkin. Sähkön hinnan osalta voidaan olettaa jopa hinnan alenemistakin, mutta investoinnin ollessa pitkäikäinen, 30 vuotta, sähkön hinta muuttuu luonnollisesti suuntaan ja toiseen tuottoaikana. Opinnäytetyön tekohetkellä järjestelmien hintojen aleneminen on varmempaa kuin sähkön hinnan nouseminen. Järjestelmien hintojen laskua kannattaa vielä odottaa ainakin 3 vuotta. Todennäköisesti sähkön hintakin lähtee nousemaan 3 vuoden sisällä, joten investointia aurinkosähköjärjestelmään ei kannata tehdä vielä tällä hetkellä. Toisaalta sähkön hinnan raju nouseminen pitkäaikaisesti leikkaa nopeasti aurinkosähköjärjestelmän takaisinmaksuaikoja ja parantaa siitä saatua tuottoarvoa.

Pientuulivoiman osalta suunniteltavassa kohteessa kannattavuus ei ole hyvä tällä hetkellä. Investointina pientuulivoima on kallis sekä sen tekninen elinikä rajoittuu 25 vuoteen. Kiinteistökohteen kannalta tuulivoima ei tulosten mukaan olisi kannattavaa seuraavaan 10 vuoteen. Lisäksi, jotta hyvään kannattavuuteen

päästäisiin, tulisi voimaloiden hintojen alentua paljon ja samanaikaisesti sähkön hinnan tulisi nousta.

Yleisesti Suomessa pientuulivoiman tuotto-odotukset etenkin sisämaassa ovat varsin vaatimattomat. Investointihintojen tulisi alentua paljon, jotta pientuulivoimasta saataisiin kannattavampaa. Tuulivoiman osalta keskituulennopeudet jäävät sisämaassa kovin vaatimattomiksi 20 metrin korkeudessa. Investointikulut kuitenkin nousevat sitä mukaa mitä korkeimmalle voimala nousee, joten pientuulivoimala tarvitsisi korkean ja esteettömän paikan jo itsessään, jotta investointikulut pysyisivät jokseenkin kannattavuuden rajoissa. Pientuulivoiman kannattavuutta on vaikea lisätä esimerkiksi, että voimalan käynnistyvyysnopeutta alennettaisiin herkemmillä laitteistoilla, koska tuulen teho roottorin alalta on vielä hyvin pientä kun puhutaan 1 m/s ja 2 m/s tuulennopeuksista. Tämän lisäksi tuulen tehoa ei voida täysimittaisesti hyödyntää, käytännössä pientuulivoimalan osalta puhutaan 30 – 40 % hyötysuhteista. Selvästi isompi roottorikoko hieman parantaa tuottavuutta, mutta teknisesti sen saaminen käyntiin 1 m/s ja 2 m/s nopeuksilla on haastavaa.

Investoinnin kannattavuuden ajankohtaan vaikuttaa paljon sähkön hinnan kehittyminen. Investoinnin ollessa iältään 25 –30 vuotta, on selvää, että sähkön hinta ailahtelee suuntaan ja toiseen. Sähkön hinnassa voidaan olettaa jopa hiukan alenemistakin pienellä aikavälillä. Toisaalta taas nopea talouskasvu nostaa sähkön hintaa. Aurinkoenergian kannalta sähkön hinnan nousu esimerkiksi kovien talven seurauksena ei taas vaikuta valoisamman ajan tuotantoon. Sähkön hintaan tulevaisuudessa vaikuttavat pitkälti Suomen energiapolitiittiset ratkaisut ja taloustilanne. Heikommassa taloustilanteessa sähköä ei kulu niin paljon kuin nousukaudella, mutta sähkön verojen osalta nostopaineita saattaa kuitenkin olla heikommassa taloustilanteessa. Vaikka itse sähkön hinta olisi matala, voivat siirtomaksut kompensoida hintaa ylöspäin. Tulevaisuudessa sähkön hinta myös riippuu siitä, että tuleeko Suomeen vielä esimerkiksi lisää ydinvoimaloita vai panostetaanko enemmän uusiutuviin energialähteisiin vai nojataanko edelleen fossiilisiin polttoaineisiin. Lisäksi hintoihin vaikuttaa todella paljon myös öljyn ja muiden fossiilisten polttoaineiden hintojen kehittyminen. Suomen osalta energiapolitiittisiin päätöksiin vaikuttavat EU:n tekemät linjaukset, joita Suomen tulisi

noudattaa. Tällä hetkellä ehkä merkittävin ennustettavissa oleva tekijä on EU:n päästökaupan markkinavakausvarannon käyttöönotto, joka suurella todennäköisyydellä nostaa sähkön hintaa. Lisäksi Suomi on suurelta osin energiariippuvainen myös Venäjästä.

Aurinkoenergian kannalta tällä hetkellä ei ehkä kannata investoida isoon ylimitoitettuun järjestelmään, koska saatu korvaus verkkoon menevästä sähköstä on vähäinen. Aurinkosähköpaneelin eduksi voidaankin lukea sen modulaarisuus eli järjestelmän peruskomponentteja, paneeleja, on helppo lisätä jälkikäteen ja kasvattaa näin voimalan kokoa ja tuottavuutta. Tuulivoimalan suhteen taas samanlainen ratkaisu ei tule kyseeseen.

Kuluttajan kannalta voi olla vaikeaa mieltää aurinko- ja tuulienergian tuottavuutta, koska osaltaan niiden nimellistehot ja tuotto on ilmoitettu aina optimaalisille olosuhteille. Onkin tärkeää muistaa, että kauppiaat myyvät tuotteitaan myyntiargmentein, josta olisi sitten osattava suodattaa oikeaa tietoa tuotteesta, koska investointi kokonaisuudessaan niin aurinko- kuin tuulijärjestelmissä on suhteellisen pitkäikäinen. Varsinkin tuulivoiman kohdalla tuotto saattaa olla päiväkohtaisesti paljon ailahtelevampaa kuin aurinkoenergiassa. Lisäksi tuulivoiman kohdalla vuoden tuottoennustehaarukka ilmoitetaan suhteellisen isojen tuulennopeuksien mukaan, mikä tietysti tarkoittaa sitä, että tuulen nopeuden tulisi olla aika vakio tuottavuuden saavuttamiseksi koko ajan vuoden jokaisena tuntina. Useasti tästä varsinkin pientuulivoimalan kannalta etenkin sisämaan olosuhteissa jäädään kauaksi.

Aurinko- ja tuulivoiman yhteiseksi eduksi voidaan lukea se, että niiden tuottama energia on 100 %:sesti kotimaista, joten sitä ei tarvitse ostaa tai korvata muualta.

Lähteet

- 220 Energia Oy. 2014. Sähkön hintakehitys Suomessa.
<http://220energia.fi/meilta-saat-halvempaa-sahkoa/sahkon-hintakehitys-suomessa/>. 15.7.2015.
- Areva solar Oy. 2015. Aurinkopaneelit.
<http://www.arevasolar.fi/fi/aurinkopaneelit-0>. 15.6.2015.
- Arola, H. 2015. Päästökaupan kiristäminen huolettaa teollisuutta: Sähkölaskujen kasvattaminen ei sovi taloustilanteeseen 11.1.2015. Helsingin Sanomat. <http://www.hs.fi/talous/a1420943308900>. 15.7.2015.
- Aurinkoenergiaa. 2015. Aurinkoenergia.
<http://www.aurinkoenergiaa.fi/Info/23/aurinkoenergia>. 5.6.2015.
- Beckers, R. 2008. Wind Turbine Production Calculator. Solacity Inc.
<https://www.ualberta.ca/~mtyree/SWIEP/Docs/BobBeckersWindProductionModel.xls>. 10.7.2015.
- Eklund, E. 2011. Tampereella tuulee-Jokamiehen opas pientuulivoiman käyttöön. Tampereella tuulee projekti. Sitra. ECO2 Ekotehokas Tampere 2020. http://www.tuulivoimayhdistys.fi/filebank/759-Joka_miehen_opas_motiva.pdf. 15.6.2015.
- Energiateollisuus. 2015. Mistä sähkön hinta muodostuu?
<http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta-ja-sopimukset/mista-sahkon-hinta-muodostuu>. 15.7.2015.
- Erat, B., Erkkilä, V., Nyman, C., Peippo, K., Peltola, P. & Suokivi, H. 2008. Aurinko-opas, aurinkoenergiaa rakennuksiin. Aurinkoteknillinen yhdistys ry. Porvoo: Painoyhtymä Oy.
- European Comission Joint Recherche Centre, Institute for Energy and Transport. 2012. Photovoltaic Geographical Information System.
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php?lang=en&map=europe>. 2.6.2015.
- Haapanen, E. 2001. Tuulitaito. Tuulen nopeuden vaikutus tuulivoimalan tuottoon.
http://www.tuulitaito.fi/Artikkelit/tuulisuuden_vaikutus_tuottoon.ppt. 1.8.2015.
- Ilmastoinfo 2015. Aurinkopaneelien sijoittaminen ja suuntaus.
<http://ilmastoinfo.fi/aurinkosahkoakotiin/miten/huomioitavaa/>. 2.6.2015.
- Jyväskylän Yliopisto. 2015. Määrällinen tutkimus.
<https://koppa.jyu.fi/avoimet/hum/menetelmapolkuja/menetelmapolku/tutkimusstrategiat/maarallinen-tutkimus>. 15.10.2015.
- Kara, M. 2004. Energia Suomessa: tekniikka, talous ja ympäristövaikutukset. Helsinki: Edita Prima Oy.
- Kodin energia. 2014. WindSpot 1,5 - 3,5 kW.
<http://www.kodinenergia.com/windspot-tuulivoimalat>. 2.6.2015.
- Lapin energiakoulu. 2012. Tuulivoima.
http://www.lapinbiotie.fi/static/content_files/Tor24052012.pdf. 25.8.2015.
- Luotola, J. 2014. Tekniikka & Talous. Aurinkokennon hyötysuhteen 60 prosentin haamuraja hämöttää.
<http://www.tekniikkatalous.fi/tekniikka/energia/2014-06->

- [24/Aurinkokennon-hy%C3%B6tysuhteen-60-prosentin-haamuraja-h%C3%A4%C3%A4m%C3%B6t%C3%A4%C3%A4-3320363.html](http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_24/Aurinkokennon-hy%C3%B6tysuhteen-60-prosentin-haamuraja-h%C3%A4%C3%A4m%C3%B6t%C3%A4%C3%A4-3320363.html). 15.7.2015.
- Motiva Oy. 2014a. Aurinkosähköjärjestelmien hinta.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_urinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelmien_hinta. 20.6.2015.
- Motiva Oy. 2014b. Aurinkosähköjärjestelmien teho.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_urinkosahko/jarjestelman_valinta/aurinkosahkojarjestelman_teho. 22.6.2015.
- Motiva Oy. 2014c. Aurinkosähköt teknologiat.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_urinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa. 1.6.2015.
- Motiva Oy. 2014d. Auringosta lämpöä ja sähköä.
[http://www.motiva.fi/files/10585/Auringosta_lampoa_ja_sahkoa_\(2014\).pdf](http://www.motiva.fi/files/10585/Auringosta_lampoa_ja_sahkoa_(2014).pdf). 1.6.2015.
- Motiva Oy. 2014e. Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_urinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus. 3.6.2015.
- Motiva Oy. 2014f. Keskimääräiseen kulutukseen perustuva mitoitus.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_urinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus/mitoitu_smenetelmia/keskimaarainen_tai_enimmaiskulutus_kesalla. 3.6.2015.
- Motiva Oy. 2014g. Pientuotannon tuet.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/sahkon_pientuotanto/kuluttaja_alle_50_kva/pientuotannon_tuet. 16.7.2015.
- Motiva Oy. 2014h. Pohjakulutukseen perustuva mitoitus.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_urinkosahko/hankinta_ja_asennus/aurinkosahkojarjestelman_mitoitus/mitoitu_smenetelmia/pohjakulutukseen_perustuva_mitoitus. 3.6.2015.
- Motiva Oy. 2014i. Sähkön pientuotanto.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/sahkon_pientuotanto. 16.7.2015.
- Motiva Oy. 2014j. Yhteys sähköverkkoon.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/sahkon_pientuotanto/kuluttaja_alle_50_kva/yhteys_sahkoverkkoyhtioon. 16.7.2015.
- Motiva Oy. 2015a. Aurinkosäteilyn määrä Suomessa.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/a_urinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa. 3.6.2015.

- Motiva Oy. 2015b. Tuulivoima.
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/tuulivoima.
 1.7.2015.
- Muhonen, T. 2015. Seuraava hitti Suomessa? "Käy kuin lämpöpumpuille". Talousanomat.
<http://www.taloussanomat.fi/asuminen/2015/07/22/seuraava-hitti-suomessa-kay-kuin-lampopumpuille/20159210/310>. 15.7.2015.
- Nibe Energy Systems Oy. 2015. Asentajan käsikirja.
<http://www.nibe.fi/nibedocuments/8910/031971-1.pdf>. 1.10.2015.
- Paavola, M. 2012. Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella.
http://www.hermiagroup.fi/@Bin/1425839/Diplomityo_Paavola_painettuversio.pdf. 30.6.2015.
- Palanterä, J., Valjakka, N. & Wilkinson, M.-J. 2014. Aurinkovoima. Helsinki: Perhemediat.
- Partanen, R., Paloheimo, H. & Waris, H. 2013. Suomi Öljyn jälkeen. Riika: In-Print.
- Pohjois-Karjalan sähkö Oy, Omawatti-palvelu 2015. Hoitokodin sähkön kulutustiedot. https://omawatti.pks.fi/web/sahkoinen-asion-ti/etusivu?p_p_id=58&p_p_lifecycle=0&58_redirect=%2Fgroup%2Fsahkoinen-asiointi. 30.05.2015.
- Reps Oy Ab. 2014. Mastopakettit. <http://www.reps.fi/fi/main-prod-18m-48-towers-fi.htm>. 10.7.2015.
- Matson, J. 2013. Renewable Energy's Hidden Costs 17.9.2013. Scientific American. <http://www.scientificamerican.com/article/renewable-energy-hidden-costs/>. 11.7.2015.
- Suntekno. 2012a. Aurinkoenergia.
<http://www.suntekno.fi/resources/public/tietopankki/aurinkoenergia.pdf>. 4.6.2015.
- Suntekno. 2012b. Paneelit.
<http://suntekno.bonsait.fi/resources/public/tietopankki/paneelit.pdf>. 4.6.2015.
- Suomen tuulivoimayhdistys ry. 2015a. Tuuli Suomessa.
http://www.tuulivoimatieto.fi/tuuli_suomessa. 5.7.2015.
- Suomen tuulivoimayhdistys ry. 2015b. Tuuliruusu.
<http://www.tuulivoimatieto.fi/tuuliruusu>. 5.7.2015.
- Suoniemi, K. 2011. Pientuulivoiman suunnittelu ja tuotannon ennustus kuluttajan näkökulmasta.
<https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/22242/Suoniemi.pdf?sequence=3>. 1.7.2015.
- Tumbale, S., Jagadeesan, V. 2009. Solar V.S Wind Energy Analysis.
<https://sites.google.com/site/anatomyofglobalclimatechange/vj/data-and-analysis>. 30.7.2015.
- Turunen, J. 2012. Pientuulivoimalan valinta käyttötarkoituksen ja Tervetulanvaaran tuuliolojen mukaan. Pohjois-Karjalan ammattikorkeakoulu.
<http://urn.fi/URN:NBN:fi:amk-201204023992>. 2.8.2015.
- Tuuliatlas. 2014a. Tuulen teho. <http://www.tuuliatlas.fi/teho/>. 5.8.2015.
- Tuuliatlas. 2014b. Weibull. http://www.tuuliatlas.fi/mallinnus/mallinnus_2_1.html. 5.8.2015.
- Tuuliatlas. 2015. Karttaliittymä. <http://tuuliatlas.fmi.fi/fi/>. 15.6.2015.

- Tuulivoimayhdistys. 2015a. Mistä muodostuvat tuulivoiman kustannukset?
<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/usein-kysytyt-kysymykset/mista-muodostuvat-tuulivoiman-kustannukset>.
 6.8.2015.
- Tuulivoimayhdistys. 2015b. Mitä tuuli on?
<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/mita-tuuli-on>. 1.7.2015.
- Tuulivoimayhdistys. 2015c. Pientuulivoima.
<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/pientuulivoima>.
 1.7.2015.
- Tuulivoimayhdistys. 2015d. Tietoa tuulivoimasta.
<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta>. 1.7.2015.
- Tuulivoimayhdistys. 2015e. Tuulivoima Suomessa.
<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoima-suomessa-ja-maailmalla/tuulivoima-suomessa>. 1.7.2015.
- Tuulivoimayhdistys. 2015f. Tuulivoimaloiden rakenne.
<http://www.tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimatekniikka/tuulivoimaloiden-rakenne>.
 2.7.2015
- Westerlund, J. 2013. Sähkönkulutuksen ennustaminen ja sen vaikutus myyjän sähkön hankintakustannuksiin.
https://aaltodoc.aalto.fi/bitstream/handle/123456789/8782/master_Westerlund_Jaakko_2013.pdf?sequence=1. 15.7.2015
- Vindkraftförening rf. 2015. Tuulivoiman kustannukset.
http://vindkraft.fi/public/index.php?cmd=smarty&id=37_lfi. 6.8.2015
- Windspot. 2008. 1,5 kW and 3,5 kW Owner's manual.
[http://www.energistar.com/Documents/50_030_001_C_MANUAL_windspot_3.5_y_1.5_\(ingl%C3%A9s\).pdf](http://www.energistar.com/Documents/50_030_001_C_MANUAL_windspot_3.5_y_1.5_(ingl%C3%A9s).pdf). 4.8.2015.
- Windspot. 2011. Luotettavuus, kestävyys, huolto ja takuu.
<http://finland.windspot.es/home-wind-turbines/products/87/-tutustu-windspotiin>. 4.8.2015.
- Virtuaali Ammattikorkeakoulu. 2009. Nykyarvomenetelmä.
<http://www2.amk.fi/digma.fi/eetu/www.amk.fi/opintojaksot/500/1138278559722/1138279515236/1138279720180/1138284629391.html>.
 15.8.2015.
- Ympäristöministeriö. 2011. Aurinko-opas 2012. Aurinkolämmön –ja sähkön energiantuotannon laskennan opas.
<http://www.ym.fi/download/noname/%7BF4F73E83-56AF-4112-AD7B-0E1F1804D38B%7D/30750>. 29.6.2015.
- Yritystulkki ry. 2011. Investoinnin laskentaopas.
http://www.yritystulkki.fi/files/yt22_investoinnin_laskenta_pls.pdf.
 15.8.2015.

Windspot 3,5 Kw:n voimalan tekniset tiedot

TEHO	3.5 Kw @ 250 rpm
ROOTTORIN HALKAISJA	4.1 m
KÄYNNISTYMINENNOPEUS	3 m/s
NIMELLISTEHON TUOTTO	11 m/s
PAINO	165 kg
PITUUS	3.2 m
ARVIOITU VUOSITUOTANTO	5550-11300 Kwh
CO2 SÄÄSTÖ	7730-15700 kg
TUULIVOIMALAN TYYPPI	Vaaka-akselinen, tuulta vasten suuntautuva
GENERAATTORI	Synkronoitu, kestopmagnetoitu; 3 vaihetta; 24-48-110-220 V at 50/60 Hz
SUUNNAN OHJAUS	Passiivinen ohjaus peräsimellä
TEHON HALLINTA	Passiivinen keskipakoisvoimaan perustuva lavankääntö, varustettuna iskunvaimentimilla (Patentoitu malli)
VÄLITYS	Vaihteeton suoravälitys
JARRUTUS	Sähköinen
OHJAIN	Verkkoonkytkentä tai akkukytkentä
SIIVET	Lasikuituvahvisteinen polyesterikomposiitti
INVERTTERI	Efficiency ≈ 95% ; Algorithm MPPT
ÄÄNI	45 dB(A) mitattuna 60 m etäisyydeltä tuulen nopeudella 8 m/s (BWEA standardi)
ANTICORROSION PROTECTION	Suljettu generaattorin rakenne + galvanoitu + UV suojamaali
MASTO	12, 18 tai 24 m; saatavana useita vaihtoehtoja
SUUNNITTELUSTANDARDI	IEC61400-2 pientuulivoimaloiden standardin mukaisesti

Windspot 1,5 Kw:n voimalan tekniset tiedot

TEHO	1.5 Kw @ 250 rpm
ROOTTORIN HALKAISJA	4.05m (13.4ft)
KÄYNNISTYMINENNOPEUS	3 m/s (6.7 mph)
NIMELLISTEHON TUOTTO	12 m/s (26.8 mph)
PAINO	155 kg (341 lb)
PITUUS	2.9 m (9.5 ft)
ARVIOITU VUOSITUOTANTO	2383-4850 Kwh at 5-7 m/s (11.2-15.7 mph)
CO2 SÄÄSTÖ	1550-3150 kg (3400-6950 lb)
TUULIVOIMALAN TYYPPI	Vaaka-akselinen, tuulta vasten suuntautuva
GENERAATTORI	Synkronoitu, kestopagnetoitu; 3 vaihetta; 24-48-110-220 V at 50/60 Hz
SUUNNANOHJAUS	Passiivinen ohjaus peräsimellä
TEHON HALLINTA	Passiivinen keskipakovoimaan perustuva lavankääntö, varustettuna iskuvaimentimilla (Patentoitu malli)
VÄLITYS	Vaihteeton suoravälitys
JARRUTUS	Sähköinen
OHJAIN	Akkulataus, verkkoonsyöttö, veden pumppaus tai hybridijärjestelmä
SIIVET	Lasikuituvahvisteinen polyesteriresiini.
INVERTTERI	Tehokkuus = 95%, MPPT algoritmi
ÄÄNI	37 dB(A) mitattuna 60 m etäisyydeltä tuulen nopeudella 8 m/s (BWEA standardi)
ANTICORROSION PROTECTION	Suljettu generaattorin rakenne + galvanoitu+ UV suojaamaali
MASTO	12, 18 tai 24 m; saatavana useita vaihtoehtoja
SUUNNITTELUSTANDARDI	IEC61400-2 pientuulivoimaloiden standardin mukaisesti

