



TAMPEREEN
AMMATTIKORKEAKOULU

INSINÖÖRIN KÄSIKIRJA AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄN MITOITUKSEEN JA SUUNNITTELUUN

Elmo Rinne

Opinnäytetyö
Marraskuu 2017
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka



TIIVISTELMÄ

Tampereen ammattikorkeakoulu
Sähkötekniikka
Sähkövoimatekniikka

RINNE, ELMO:

Insinöörin käsikirja aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen ja suunnitteluun

Opinnäytetyö 69 sivua, joista liitteitä 12 sivua
Marraskuu 2017

Uusiutuvien energiamuotojen kehitys ja niiden markkinoiden kasvu ovat tuoneet aurinkosähköjärjestelmien hinnat laskuun. Etenkin omakotitalojen ja vapaa-ajan asuntoihin tulevat aurinkosähköjärjestelmät ovat taloudellisesti tulleet yhä kannattavammiksi. Tämän lisäksi yritysten on mahdollista saada investointitukea uusiutuvien energiamuotojen hankintaan. Opinnäytetyön tavoitteena oli osoittaa, kuinka aurinkosähköjärjestelmiä mitoitetaan sekä miten suunnittelijan on toimittava, jotta saadaan standardien ja säädösten mukainen aurinkosähköjärjestelmä. Työn tarkoituksena ei ollut keskittyä ainoastaan tiettyyn järjestelmäratkaisuun vaan antaa käsitys erilaisista järjestelmistä ja niiden suunnittelusta ja mitoituksesta.

Opinnäytetyön alussa perehdyttiin aurinkosähkön teoriaan. Teoriaosuudessa käytiin lävitse mm. miten sähköä tuotetaan aurinkopaneeleilla sekä mitkä vaikutukset pienentävät paneelien sähköntuottoa. Tämän lisäksi aurinkosähköä tarkasteltiin taloudellisesta näkökulmasta sekä ohjattiin laskemaan järjestelmän takaisinmaksuaika. Työssä selvitettiin mitoituksen ja suunnittelun kannalta tarpeelliset standardit ja säädökset. Mitoituksen osalta käytiin läpi kohta kohdalta, mitä insinöörin tulee mitoittaa ja kuinka se tehdään, jotta saadaan standardien ja säädösten mukainen järjestelmä. Opinnäytetyössä opastettiin PVGIS-ohjelman käyttö, joka on oiva työkalu aurinkosähköjärjestelmän mitoituksessa. Tämän lisäksi tarkasteltiin jakeluverkkoon kytkettyjen järjestelmien vaatimuksia sekä sähköverkkoon kytketyissä järjestelmissä huomioon otettavia seikkoja. Järjestelmän suunnitteluvaihetta kuvaavassa osuudessa perehdyttiin järjestelmän rakenteelliseen suunnitteluun ja komponenttien sijoitteluun. Suunnitteluun kuuluu myös sähkökuvien luonti tai päivittäminen. Koska erilaisia suunnitteluohjelmia on monia, työssä ei opastettu minkään tietyn ohjelman käyttöä.

Aurinkosähköjärjestelmien tuotekehityksen perusteella komponenttien hinnat tulevat laskemaan entisestään, mikä mahdollistaa paremman taloudellisen kannattavuuden talouksille ja yrityksille. Tulevaisuudessa energian varastointi tulee yleistymään, jolloin akustojen lisääminen aurinkoenergiaa hyödyntäen luo uusia mahdollisuuksia kuluttajille. Kuluttajat voivat tällöin esimerkiksi lämmittää käyttövettä tai ladata sähköautoa yöllä, kuten päivisin ilman akustoa. Kiinteistöautomaation kasvaessa tullaan aurinkojärjestelmät liittämään älykkäisiin ratkaisuihin, jolloin energiatehokkuus voidaan viedä aivan uudelle tasolle.

ABSTRACT

Tampereen ammattikorkeakoulu
Tampere University of Applied Sciences
Degree Programme in Electrical Engineering
Option of Power Engineering

RINNE, ELMO:

A Handbook for Dimensioning and Design of Solar Energy System

Bachelor's thesis 69 pages, appendices 12 pages
November 2017

Development for the renewable energy and rise of the markets have dropped prices of solar energy systems. Specially solar energy systems of detached houses and holiday apartments have become more profitable. Companies have a chance to get investment fund for the solar systems and renewable energy. The aim of this thesis was to point out, how to dimension and design solar energy systems and show, how an engineer has to act for to get solar energy system that follows all standards and acts. The purpose was not to concentrate on a specific solar system solution but to give an idea for different kinds of solutions which are possible to design and dimension.

The theoretical part gives details about solar panels producing electricity and which kind of effects reduce production rate for the panels. Work included also all needed standards and acts, which are needed when dimensioning for solar energy system. The use of a PVGIS program, which is an excellent tool to use when dimensioning the system, was also shown in the thesis. After the basics of dimensioning, the systems were viewed, which are connected to the public grid. The next phase of thesis familiarized with how to design systems structure and where to place all components. An electrical engineer needs to do electrical drawings. Because there are different kinds of designing programs, there is no point to teach just one specific program.

Development of solar energy systems will decrease prices of system components and that will give a good possibility to invest in renewable energy for the regular consumer and companies. Energy storages will be more popular in the future. That gives more possibility for consumers to use battery solutions. For example, consumers can use solar energy systems with the energy storage to heat up water or load electric cars at night. Building automation is coming more popular every year. That will give an opportunity to combine solar energy systems and smart solutions which take energy efficiency to the next level.

Key words: solar energy, design, dimensioning, economy

SISÄLLYS

1	JOHDANTO.....	7
2	AURINKOSÄHKÖ.....	8
2.1	Sähkön tuottaminen	8
2.1.1	Olosuhteiden vaikutus sähkön tuottamiseen	9
2.1.2	Paneelien asennuksen vaikutus sähköntuottamiseen	10
2.2	Sähkötuotannon odotukset Suomessa.....	10
2.3	Suomen tukitoimet aurinkosähköjärjestelmän investointiin.....	11
2.4	Taloudellinen kannattavuus	12
2.4.1	Ylijäämätuotto.....	13
2.4.2	Kannattavuuslaskenta.....	14
2.4.3	Suomen lait ja säädökset	16
2.4.4	Vähittäismyynti	16
2.4.5	Sähköntoimitus kiinteistön omasta sähköverkosta.....	17
2.4.6	Verovelvollisuus	17
2.5	Aurinkosähkön perusongelmat	18
3	MITOITUS	20
3.1	Yleistä	20
3.2	Standardit ja säädökset.....	20
3.2.1	Standardit	21
3.2.2	ST-kortti 55.33	22
3.2.3	PVGIS- ohjelman käyttö.....	23
3.3	Jakeluverkkoon kytkentä	27
3.3.1	Standardit	28
3.3.2	Jakeluverkon ja aurinkosähköjärjestelmän välinen suojaus.....	30
3.3.3	Mikrotuotantolaitoksen syöttämät oikosulkuvirrat	31
3.3.4	Mittaus	34
3.4	Mitoittaminen.....	36
3.4.1	Energiatarpeen määrittäminen.....	37
3.4.2	Paneelien ja invertterin mitoitus.....	37
3.4.3	Kaapeleiden ja sulakkeiden mitoitus.....	39
3.4.4	Akuston mitoitus	43
4	TOTEUTUSSUUNNITTELU.....	44
4.1	Yleistä suunnittelun kokonaisuudesta.....	44
4.2	Alustava mitoitus	44
4.3	Järjestelmän rakenteen suunnittelu	46
4.3.1	Paneelien sijoitus.....	48
4.3.2	Laitteiden sijoitus	48

	5
4.3.3 Järjestelmän komponenttien mitoitus.....	50
4.4 Sähkökuvien suunnittelu.....	53
5 POHDINTA JA YHTEENVETO	55
LIITTEET	58
Liite 1. Suomen säteilyintensiteetti ja teoreettinen tuotto. (Europa.eu)	58
Liite 2. Säteilyintestiteetti Euroopan alueella (Europa.eu).....	59
Liite 3. Suomen spot-hinnan kehitys tunneittain viikon ajalta. (Nordpoolspot.com).....	60
Liite 4. Suomen spot-hinta kuukausittain vuosilta 2001-2014. (Nordpoolspot.com).....	61
Liite 5. Kaapeiden virrankestoisuus poikkipinnoittain ja asennustavoittain	62
Liite 6. Periaatekaavio	63
Liite 7. Sähköverkkoon liitetyn järjestelmän keskuskaavio 1(2).....	64
Liite 8. Sähköverkkoon liitetyn järjestelmän piirikaavio	66
Liite 9. Pienimmät sallitut toimintavirta-arvot gG-sulakkeille, B- ja C-tyypin johdonsuojakatkaisijoille.	67
Liite 10. Kaapeleiden likimääräiset impedanssit.....	68
Liite 11. Johdon ylikuormitettavuus.....	69

LYHENTEET JA TERMIT

G	säteilyintensiteetti
α	kallistuskulma
β	suuntakulma
MWh	megawattitunti
kW	kilowatti
kWh	kilowattitunti
A	ampeeri
T	takaisinmaksuaika
I	perushankintainvestoinnin suuruus (kaavassa 1)
N	vuotuinen nettotuotto
P_h	tehohäviö
I	virta (kaavassa 2, 4, 5 ja 6)
R	ominaisresistanssi
$P_{h\%}$	suhteellinen tehohäviö
P_N	paneelien nimellisteho
P	invertterin nimellisteho
U	syöttöjännite
U_p	pääjännite
ΔU	jännitteenalenema
l	johtimen pituus
s	johtimien poikkipinta-ala
x	ominaisreaktanssi
Δu	suhteellinen jännitealenema
U_N	nimellisjännite
I_k	oikosulkuvirta
Z	virtapiirin kokonaisimpedanssi
Z_v	impedanssi ennen suojalaitetta
z	suojattavan johtimen impedanssi
P_E	energiatarpeen tehoarvo
E	sähköenergia
h	tunti
Ah	ampeiritunti

1 JOHDANTO

Suomessa eletään tällä hetkellä murtoaikaa aurinkosähkön osalta. Uusia yrityksiä on noussut ja tuotekehityksessä on otettu askel eteenpäin. Lisäksi Suomella on tavoitteena vähentää päästöjä 40% vuoteen 2030 mennessä. Osa päästöjen pudotuksesta toteutuu todennäköisesti aurinkoenergian lisäyksellä, joten tämä lupaa hyvää aurinkosähköä tukeville yrityksille ja kuluttajille.

Aluksi työssä kerrotaan yleistä tietoa aurinkosähköstä ja aurinkopaneeleiden sähkön tuottamisesta sekä sähkön tuottamiseen vaikuttavista tekijöistä. Yritykset ja kuluttajat hyötyvät aurinkosähköstä mm. tukitoimien muodossa ja ylijäämätuoton myynnillä. Työssä otetaan myös huomioon taloudellinen aspekti, sekä taloudellisuuteen kuuluva laskentatoimi, jolla takaisinmaksuaika voidaan laskea.

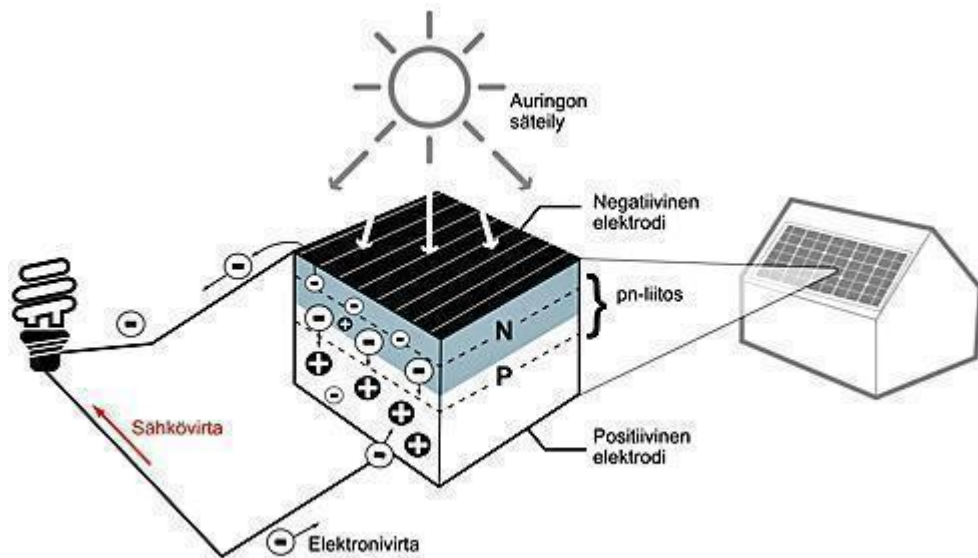
Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus on pyritty tekemään mahdollisimman yksityiskohtaisesti. Aluksi käsitellään mitoituksen yleisasiat sekä mitoitukseen liittyvät standardit ja säädökset. Tämän jälkeen käydään läpi mitoittamista ja PVGIS -ohjelman käyttöä. Tarkastellaan myös jakeluverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän ominaisuuksia ja vaatimuksia.

Järjestelmän toteutussuunnittelu käsittää alustavan mitoituksen, komponenttien sijoitteluun, rakenteen suunnitteluun, laitteiden mitoitukseen ja sähkökuvien suunnitteluun. Alustava mitoitus perustuu katselmukseen, jonka perusteella määritetään energiantarve, järjestelmän teho ja paneeleiden lukumäärä. Komponenttien sijoittelussa on otettava huomioon valmistajien asettamat suositukset ja määräykset olosuhteille ja asennuksille. Rakenteen suunnittelussa valitaan suunniteltavalle kohteelle sopiva järjestelmän rakenne. Esimerkiksi onko tuleva järjestelmä kytketty jakeluverkkoon vai käytetäänkö pelkästään akuston kautta sähköä. Laitteiden mitoituksessa mitoitetaan järjestelmän rakenteelle valitut laitteet, sekä niiden kaapelit ja suojalaitteet.

2 AURINKOSÄHKÖ

2.1 Sähkön tuottaminen

Aurinkosähkön tuottaminen perustuu auringon säteilyenergian hyödyntämiseen. Auringonsäteily koostuu fotoneista eli hiukkasista, jotka kuljettavat auringon säteilyenergiaa. Osuessaan aurinkokennoihin fotonit luovuttavat energiansa kennojen materiaalin elektroneille. Nämä fotoneilta energiaa saaneet elektronit muodostavat sähkövirran aurinkokennojen virtajohtimiin. Kuvassa 1 on PN-liitokseen perustuvan aurinkokennon toimintaperiaate.



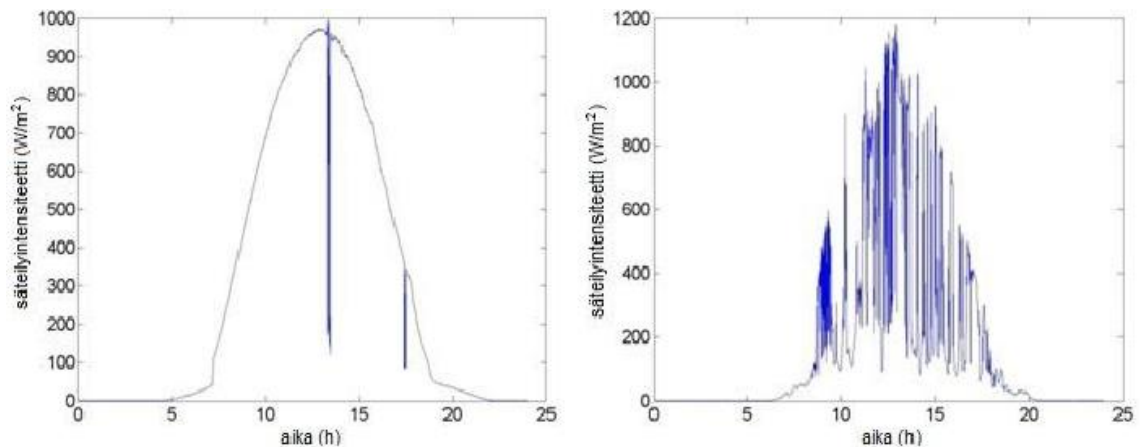
Kuva 1. Periaate aurinkosähkön tuottamiseen

Aurinkopaneelit muodostuvat sarjaan- ja/tai rinnankytketyistä aurinkokennoista, jotka koteloidaan paneelikehyksen avulla siten, että kenno eteen sijoitetaan auringonsäteilyä läpäisevä suojalasi. Aurinkopaneeleita on saatavilla monen kokoisina ja moniin käyttötarkoituksiin. Erilaisilla aurinkokennojen kytkennöillä saadaan muodostettua halutun suuruinen jännite ja virta. Aurinkopaneelin jännite on sarjaankytkettyjen aurinkokennojen jännitteiden summa. Rinnankytkennässä muodostuva kokonaisvirta on rinnankytkettyjen kennojen yhteenlaskettu virta. (MOTIVA Aurinkosähkö perusteet)

Paneeleilla tuotettu sähkö voidaan hyödyntää tällä hetkellä kannattavasti kolmella eri tavalla. Tuotettu tasasähkö voidaan käyttää suoraan sähkölaitteisiin. Paneeleilla tuotettu tasasähkö voidaan myös muuttaa vaihtosähköksi, jolloin paneelit toimivat invertterin eli vaihtosuuntaajan kanssa. Tällä mahdollistetaan yleisten sähkölaitteiden tai kodinkoneiden toiminta kuten jääkaappi tai lämminvesivaraaja. Kolmantena tapana on energian varastointi akustoon, jota tyypillisesti ohjataan invertteri-laturilla tai säätimellä.

2.1.1 Olosuhteiden vaikutus sähkön tuottamiseen

Paneeleihin kohdistuva säteilyintensiteetti G vaihtelee runsaasti olosuhteiden muuttuessa. Säteilyintensiteetti tarkoittaa pinnalle saapuvaa sähkömagneettista säteilyn tehoa pinta-alayksikköä kohden. Säteilyintensiteetin ollessa korkeimmillaan eli käytännössä kirkkaana kesäpäivänä paneelien sähkön tuottamiskyky heikkenee paneelin lämpötilan noustessa. Suurin häirtatekijä sähköntuottamiseen ja säteilyintensiteetin romahdukseen on pilvisuus, johon on haastavaa vaikuttaa. Kuvasta 2 nähdään pilvisyyden vaikutus säteilyintensiteettiin.



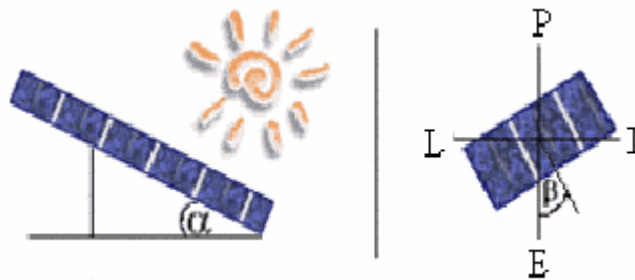
Kuva 2. Olosuhteiden vaikutus tuottamiselle (Aki Korpela, Aurinkosähköperusteet, 2014)

Kuvassa 2 vasemmanpuoleinen kuvaaja on kesältä 5.8.2006 ja oikea keväältä 6.4.2007. Vasemmanpuolisesta kuvaajasta huomataan, että aurinko on paistanut lähes pilvettömältä taivaalta. Kuitenkin muutama pilvi on tielle tullut, joka näkyy kuvaajassa

piikkeinä. Oikeanpuolisessa kuvaajassa taas aurinko on ollut pilven takana useita kertoja, joten säteilyintensiteetti kuvaaja on ns. piikikäs. Paneelien sähköntuottamisen optimoimiseksi esteettömyys on myös tärkeä ja huomioitava seikka.

2.1.2 Paneelien asennuksen vaikutus sähköntuottamiseen

Olosuhteiden lisäksi paneelin asento vaikuttaa tuotetun sähköenergian määrään. Paneelien suuntaukseen vaikuttaa suuntakulma α ja kallistuskulma β . Kuvassa 3 on graafisesti esitetty kallistuskulma ja suuntakulma.



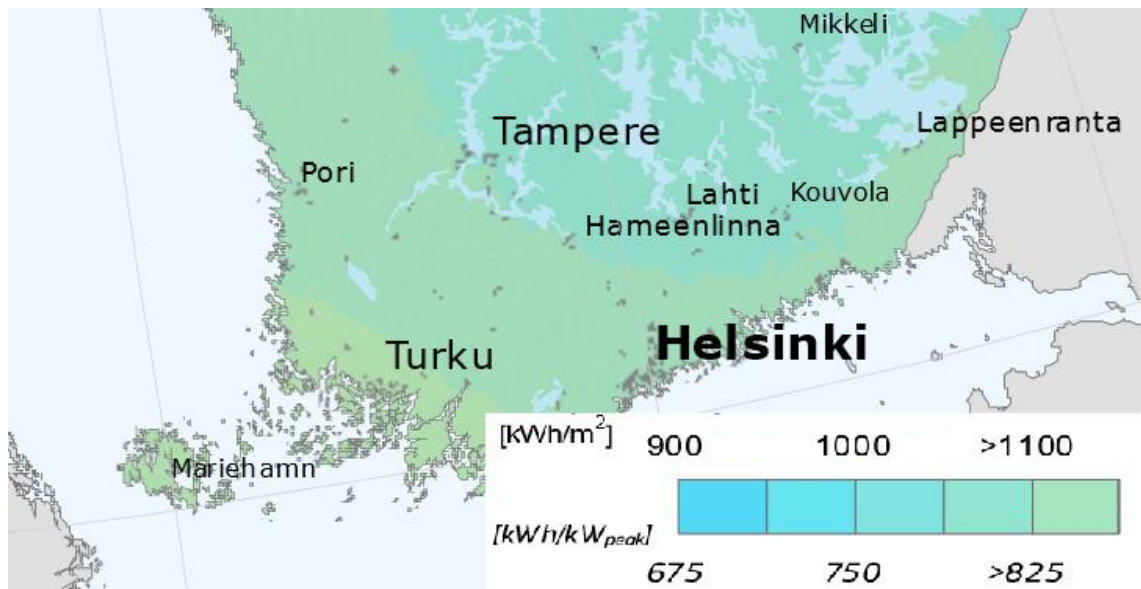
Kuva 3. Asennuksen osalta vaikuttavat tekijät paneelien tuotossa (Minna Paavola)

Järjestelmän optimointia ajatellen, pohjoisen pallonpuoliskon paneelit tulisi suunnata etelää kohti. Suuntakulmalla tarkoitetaan poikkeavuutta etelään nähden. Kallistuskulmalla tarkoitetaan maan ja kallellaan olevan paneelin välistä kulmaa. Etelä-Suomessa optimaalisin kallistuskulma kiinteästi asennetulle järjestelmälle on 40–42 astetta. Paneelien tuottamiseen vaikuttaa myös paneelien asennus. Asennus tulisi toteuttaa siten, että paneelien ja esimerkiksi kattorakenteen väliin jää välystä, jotta jäähdyttävä ilma pääsee kiertämään. Välyksen tarkoitus on pienentää paneelin häviöitä.

2.2 Sähkötuotannon odotukset Suomessa

Aurinkosähköjärjestelmien tuotanto-odotuksiin on Euroopan komissio luonut ilmaisen verkkotyökalun PVGIS:n. PVGIS:llä voidaan katsoa myös Suomeen kohdistuva

säteilyintensiteetin määrä. Työkalun näyttämä säteilyintensiteetti-arvo on 10 vuoden mitatun säteilyintensiteetin keskiarvo. Kuvassa 4 on vuotuinen säteilyenergian määrä pinta-alayksikköä kohden ja säteilyenergian määrä pinta-alayksikköä kohden Etelä-Suomessa. Liitteinä 1 ja 2 ovat koko Suomen säteilyenergian ja Euroopan säteilyenergian arvot vertailukohtiksi



Kuva 4. Etelä-Suomen säteilyenergia-arvot (PVGIS)

Kuvan 4 perusteella Tampereen keskusta alueelle vuotuinen säteilyenergia on n. 1000 – 1050 kWh/m². PVGIS:llä voidaan myös laskea sijaintikohtaiset tuotanto-odotukset. Ohjelmaan tarvitsee syöttää kohteen sijainti, kennotyyppi, nimellisteho, arvioidut tehohäviöt kaapeleista ja tuotantokomponenteista sekä paneelien asennustapa, suunta- ja kallistuskulma.

2.3 Suomen tukitoimet aurinkosähköjärjestelmän investointiin

Suomen tavoite on tuottaa 38 % tuotetusta sähköenergiasta uusiutuvalla energialla vuoteen 2020 mennessä. Vuonna 2014 Eurooppa-neuvostossa luotiin 2030 vuodelle ilmastonmuutoksen torjuntaan ohjelma, johon myös Suomi on sitoutunut. Kyseisen ohjelmaan kirjattiin päästötavoitteeksi 40 %:n päästövähennys vuoden 1990 tasosta. Tämän mahdollistavat uusiutuvien energiamuotojen tukitoimet.

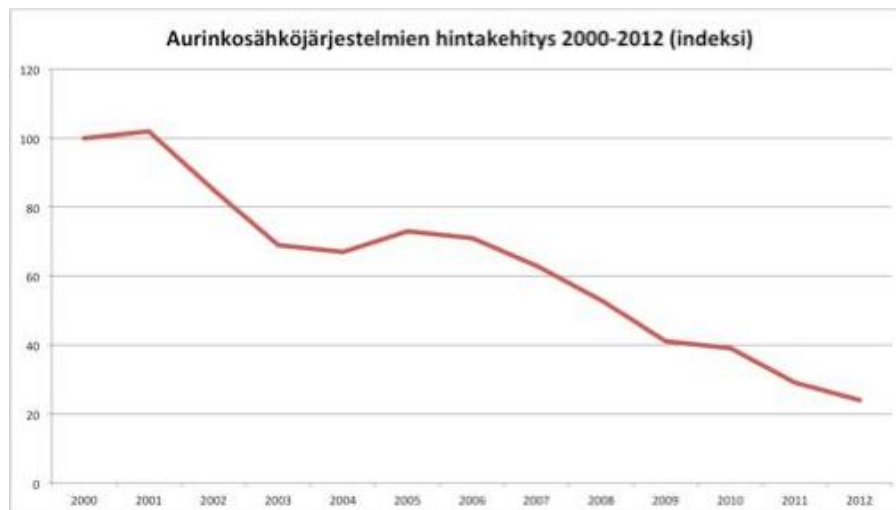
Aurinkosähköjärjestelmälle voidaan myöntää energiatukea, jonka tarkoitus on avustaa investoinneissa. Energiatukea myöntää ELY-keskukset ja Työ- ja elinkeinoministeriö. Energiatuella pyritään erityisesti edistämään uuden energiateknologian käyttöönottoa ja markkinoille saattamista. Energiatukea eivät voi saada yksityiset taloudet ja kuluttajat.

Energiatuen piirissä ovat yritykset, kunnat ja muut yhteisöt. Uusiutuville energialähteille myönnettävällä energiatuella pyritään edistämään energiateknologiaa ja sen käyttöönottoa sekä markkinoille saattamista. Lisäksi energiatukea myönnetään energiakatselmuksiin ja -analyysihin. Energiatuen piirissä kuitenkin eivät ole tavanomaiset liiketoiminnan toimet, kuten perustamisen-, laajennus-, kannattavuus- ja kehitysselvitykset yms. Energiatuen määrä riippuu ELY-keskuksen tai työ- ja elinkeinoministeriön päätöksestä. Tyypillisesti energiatuen määrä aurinkosähköjärjestelmillä on 30 % investoinnista ja jos järjestelmän investointi sisältää pääosin uutta teknologiaa, voi tuen määrä nousta 40 % investoinneista. Energiakatselmuksien energiatuki on tyypillisesti 50 – 60 %.

Maataloudelle myönnettävän energiatuen tarkoitus on kehittää maatalouden kilpailukykyä sekä parantaa toimintaedellytyksiä. Energiatuki myös mahdollistaa maatalouden kestävä kehityksen, joka näkyy maatalouden tehokkuuden ja laadun paranemisena. Maatalouksille investointituen voi myöntää Maaseutuvirasto.

2.4 Taloudellinen kannattavuus

Uusiutuvien energialähteiden käyttö kotitalouksissa on kasvanut merkittävästi viime vuosina. Tämä on avannut Suomen markkinoita aurinkosähköjärjestelmille ja muille uusiutuville energiamuodoille. Järjestelmän taloudellinen kannattavuus paranee vuosittain. Tämä johtuu aurinkopaneeleiden ja muiden tuotantolaitteiden kehityksestä sekä hintojen muokkautumisesta. Kuvassa 5 nähdään aurinkopaneeleiden hintakehitys 2000 – 2012 vuosittain.



Kuva 5. Aurinkopaneelien hintakehitys (Energiaa Oleelliseen)

Lisäksi Suomen valtio on parantanut tukitoimiaan yrityksille. Tukien lisääntyessä sekä hintojen pienentyessä taloudellista kannattavuutta myöskin parantaa vuotuinen sähkönhinnan nousu.

2.4.1 Ylijäämätuotto

Ylijäämänsähkön myynti on yksi tapa nostaa taloudellista kannattavuutta ja pienentää takaisinmaksuaikaa. Tällä hetkellä sähkön ylituottaminen on kannattamatonta, jolloin järjestelmien ylimitoittaminen ei ole taloudellisesti järkevää. Johtuen takaisinmaksuajasta, joka ei pienene riittävästi suhteessa investointien kasvuun. Esimerkiksi 200 euron paneeli tuottaa ylijäämää vuotuisesti 10 euroa, jolloin paneelin takaisinmaksu ajaksi tulee 20 vuotta. Tulevaisuudessa asia voi olla toisin, mutta tähän vaikuttaa Suomen energiapolitiikka. Nykyinen energiapolitiikka Suomessa ei tue aurinkosähköllä tuotettua energiaa. Eikä tukea saa riittävästi uudet kehitys ja demonstraatio hankkeet, joiden avulla parannetaan aurinkoenergian yleistymistä.

Oman tuotannon ylijäämää ei saa siirtää sähköverkkoon, jos sille ei ole ostajaa. Energiavirasto ylläpitää sähkön hintavertailua ja listaa sähköä ostavista toimijoista. Ylijäämän myyntiin tulee tehdä sähkön myyjän kanssa sopimus sähköntuotosta ja siihen liittyvistä maksuista. Ylijäämänsähkö mitataan tunnin välein verkkoyhtiön sähkömittareilla. Kyseinen mittausta ei aiheuta sähkön tuottajalle lisäkustannuksia.

Sähköä ostavat yhtiöt käyttävät ostettavan sähkön hinnoittelussa sähkönmarkkinoiden Spot-hintaa. Ostettavan sähkön markkinahinta määräytyy pitkälti sähkön Spot-hinnan mukaan. Ylijäämänsähkön myyjä saa tällöin saman hinnan, minkä itse maksaisi siitä verkosta kulutettuna. Tietenkin on otettava huomioon, ettei myyty ylijäämänsähkö sisällä sähköveron eikä siirtomaksun osuutta. Veron ja siirron osuus sähkölaskusta on noin kaksi kolmasosaa, kuten kuva 6 sen havainnollistaa.



Kuva 6. Ylijäämänsähkön myynnin suurpiirteinen hyöty (Motiva)

Ylijäämän myyntiin vaikuttava Spot-hinta on suurimmillaan aamuisin ja päivisin, jolloin kulutus on suurimmillaan. Tuottajan näin ollen kannattaa hyödyntää Spot-hintaa ja siirtää mahdollisimman paljon sähköä verkkoon Spot-hinnan ollessa korkeimmillaan. Liitteessä 3 on havainnollistava kuva Spot-hinnan kehityksestä tuntitasolla. Spot-hinta on erittäin vaihtelevaa ja monen osa-alueen muuttujat siihen vaikuttavat. Liitteessä 4 on Suomen viimevuosien Spot-hinnat kuukausittain.

2.4.2 Kannattavuuslaskenta

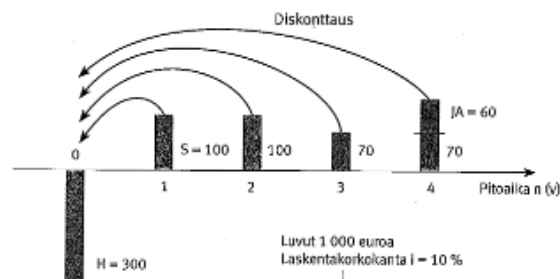
Järjestelmän hankinnan kannattavuuden perusehtona voidaan pitää sen takaisinmaksuaikaa. Takaisinmaksuajalla tarkoitetaan aikaa, jolla investoitu pääoma saadaan takaisin. Aurinkosähköjärjestelmien takaisinmaksuajat ovat suhteellisen pitkiä, kuten on myös järjestelmän käyttöikäkin. Tarkkaa takaisinmaksuaikaa on vaikea määrittää, sillä laskumenetelmässä ei oteta huomioon takaisinmaksuajan jälkeisiä tuottoja. Menetelmä ei ota myöskään kantaa rahan arvon muutokseen, korkojen muuttumiseen eikä myöskään aurinkosähköjärjestelmän tuottovaatimukseen ja tuottavuuden muutoksiin. Takaisinmaksuajamenetelmällä laskettu järjestelmän

kannattavuus on yksinkertaista laskea, kun tiedetään arviolta vuotuinen nettotuotto ja järjestelmään kuuluvat perushankintakustannukset. Yksinkertaisimmillaan takaisinmaksuaika voidaan laskea kaavaa 1 käyttämällä

$$T = \frac{I}{N} \quad (1)$$

jossa I on perushankintainvestoinnin suuruus ja N vuotuinen nettotuotto. Takaisinmaksuaikamenetelmän etuus on sen helppous ja ymmärrettävyys, kuitenkin tarkempaa kannattavuutta laskiessa on hyvä käyttää nykyarvomenetelmää.

Nykyarvomenetelmää käytettäessä kaikki investoinnista johtuvat tuotot ja kustannukset diskontataan valitulla laskentakorkokannalla nykyhetkeen. Aurinkosähköjärjestelmään investointi on siinä vaiheessa kannattavaa, kun nykyarvomenetelmällä saatu tulos on positiivinen. Ellei laskentakorkokantaa käytettäisi, olisi investointi kannattava, mikäli nettotuottojen summa olisi vähintään perushankintakustannuksien suuruinen. Kuvassa 7 on nykyarvomenetelmän laskentaperiaate ja diskonttaus.



Kuvio 10.2. Esimerkki investointipäätös tilanteesta.

ESIMERKKI

Perushankintakustannus (H)	300 000 euroa
Vuotuiset nettotuotot kahtena ensimmäisenä vuonna tämän jälkeen	100 000 euroa/v 70 000 euroa/v
Laskentakorkokanta, tuottovaatimus (i)	10 %
Pitoaika (n)	4 vuotta
Jäännösarvo (JA)	60 000 euroa

t	Investointi (H) (euroa)	Nettotulo S ja JA (euroa/v)	Diskonttaustekijä	Nettotulojen nykyarvo (euroa)	Yht. (euroa)
0	300 000				-300 000
1		100 000	0,9091	90 910	
2		100 000	0,8264	82 640	
3		70 000	0,7513	52 591	
4		130 000	0,6830	88 790	+314 931
				Nykyarvo =	+14 931

Esimerkki investoinnin nykyarvon laskennasta, $i = 10\%$

Kuva 7. Nykyarvomenetelmän laskenta ja diskonttaus (Johdon laskentatoimi)

2.4.3 Suomen lait ja säädökset

Suomen sähkömarkkinat avattiin kilpailulle vuonna 1995, jolloin määritettiin sähkömarkkinalaki. Vuonna 2013 sähkömarkkinalakia päivitettiin nykypäivään. Sähkömarkkinalain avulla kuluttaja pystyy kilpailuttamaan sähkönsyöttönsä eri sähköntuottajilta. Sähköverkot ja siihen liittyvä toiminta pysyvät luonnollisena monopolina. Sähkömarkkinalain tavoitteena on varmistaa loppukäyttäjälle kestävä sähkön saanti.

Sähkömarkkinalakien noudattamista valvotaan viranomaisten toimesta. Lakien noudattamista valvoo Energiavirasto EV, joka toimi ennen nimellä Energiamarkkinavirasto EMV. Viraston tarkoituksena on myös edistää sähkömarkkinoiden toimintaa. Energiavirasto myös myöntää sähköverkkotoimilupia, sekä säännöstelee luonnollisen monopoliaseman omaavien sähköverkkoyhtiöiden tuottoa.

2.4.4 Vähittäismyynti

Vähittäismyyjän tulee ilmoittaa tuotannostaan sekä sähköenergian myyntihinnoista ja -ehdoista energiavirastolle ennen niiden käyttöönottoa. Myyjällä ollessa huomattava markkinavoima jakeluverkonhaltijan vastuualueella on myyjän toimitettava sähköä kuluttajille kohtuulliseen hintaan. Loppukäyttäjän pääsulakkeet saavat olla enintään 3 x 63 ampeeria, sekä vuotuinen sähkönkulutus saa olla enintään 100 000 kWh.

Toimitusvelvollisuuden omaavalla vähittäismyyjällä tulee olla julkiset sähkön myyntiehdot sekä -hinnat sekä lisäksi edellä mainittujen ehtojen ja hintojen määräytymisperusteet toimitusvelvollisuuden piirissä oleville kuluttajille. Vähittäismyyjän ehdot eivät saa poiketa sähkökaupan kilpailua rajoittavista vaatimuksista. Lisäksi myyntiehdot tulee ilmaista selkeästi ja ymmärrettävästi kuluttajalle, eikä ehtoihin saa sisällyttää esteitä kuluttajan oikeuksille.

Vähittäismyyjä on myös vastuuvollinen loppukäyttäjän laskutuksesta, joka on esitettävä ymmärrettävästi kuluttajalle. Laskussa tulee käydä ilmi hinnanmuodostuminen ja tiedot sopimuksesta. Laskussa tulee olla yhteystiedot

asiakasreklamaatiota varten. Energiavirastolla on oikeus antaa lisävaatimuksia vähittäismyyjän laskutukseen ja laskun informaatioon, sekä esitystapoihin.

Sopimuksen päättyessä, vähittäismyyjän tulee toimittaa kuluttajalle loppulasku kuuden viikon kuluessa. Sähkölaskun maksamisessa myyjän tulee antaa mahdollisuus useampaan maksutapaan. Maksutapaehdot eivät saa olla millään tavalla syrjiviä tai perusteettomia asiakasryhmistä riippuen. Lisäksi energiatehokkuuspalvelulaissa (1211/2009) on lisäsäädöksiä energiamarkkinoilla toimivien vähittäismyyntiyrityksien laskutuksesta.

2.4.5 Sähkötoimitus kiinteistön omasta sähköverkosta

Oman sähköverkon omaavan kiinteistönhaltijan tulee noudattaa sähkömarkkinalain 10 luvun ja 71 § mittausvelvollisuuksia. Haltijan tulee järjestää toimitetulle sähkölle asianmukainen sähkön mittaus, jos toimitettu sähkö toimitetaan haltijan sisäisen sähköverkon kautta. Sähkön mittaus tulee olla helposti luettavissa ja erotettavissa sisäisestä sähköverkosta, jos loppukäyttäjä haluaa käyttää jakeluverkosta otettua sähköä. Lisäksi kustannukset tulee olla loppukäyttäjälle sekä sähkötoimittajalle olla mahdollisimman pienet.

Kiinteistön sisäisen sähköverkon haltijan on annettava mahdollisuus loppukäyttäjälle tehdä sähkösopimus jakeluverkonhaltijan kanssa, jolloin sähkö toimitetaan jakeluverkon kautta. Loppukäyttäjä on kiinteistön haltijalle korvausvelvollinen sähkön mittaukseen tulevista mahdollisista muutoksista, kun loppukäyttäjä siirtyy käyttämään jakeluverkosta toimitettua sähköä.

2.4.6 Verovelvollisuus

Omaan tarpeeseensa yksityinen kuluttaja voi perustaa aurinkosähköjärjestelmän ja tuottaa sillä sähköä omaan käyttöönsä ilman verovelvollisuutta. Henkilö on verovelvollinen siinä vaiheessa, kun sähköä myydään sähköyhtiölle, josta saadaan tuloja. Verotuksessa tuloverotus suhteutetaan tuotantokustannuksiin, jolloin mikrotuottajan sähköyhtiölle tuotettu sähkö on niin vähäistä, ettei verotettavaa tuloa jää.

Myytävästä ylijäämästä ja sen tulosta voidaan tehdä verovähennys. Vähennykset koskevat menoja, jotka tulevat sähkön tuotannon ja myynnin kuluista. Verovähennykseen kohdistuvien menojen sekä kulujen määrät voivat olla enintään sähkön tuotannosta saadun verotettavan tulon määrän verran. Aurinkosähköjärjestelmän verovähennyskelpoisia kuluja ovat mm. aurinkopaneelien putsaamisesta ja säätämisestä aiheutuvat kulut.

Myydyn sähkön määrä määritetään jakeluverkonhaltijan järjestämällä liittymäkohtaisella mittauksella. Tuotetun sähkön määrä puolestaan arvioidaan tilanteesta riippuen joko pientuottajan järjestämällä rekisteröivällä mittauksella (jos laitteisto mahdollistaa teknisesti) tai suunnittelijan mitoituksen perusteena käyttämään ja dokumentoimaan arvioon perustuen. Aurinkosähköjärjestelmien tuotanto voidaan arvioida myös D5 Suomen Rakennusmääräyskokoelman osion ”Rakennuksen energiankulutuksen ja lämmitystehontarpeen laskenta, ohjeet 2012” luvun 10 ”Aurinkosähköjärjestelmän sähköntuotto” mukaisesti. (Vero.fi)

2.5 Aurinkosähkön perusongelmat

Aurinkosähkö on ympäristöystävällinen ja päästötön vaihtoehto sähkön tuottamiseen. Se ei ole kuitenkaan ongelmaton ja riippumaton energiamuoto. Aurinko- ja tuulienergia sähköntuotantomuodot ovat sääriippuvaisia, jotka tarvitsevat aina säätövoimaa rinnalleen suuren mittakaavan tuotantolaitoksissa. Oikein mitoitettuna aurinkosähköjärjestelmä on hyvä vaihtoehto pientuotantoon sekä yritysten tarpeisiin esimerkiksi valaistuskorjauksen osalta.

Aurinkosähköjärjestelmien sähköntuotantoa voidaan verrata ydinvoimaloiden tuotantoon, joka on olosuhdetekijöistä riippumaton sähköntuotantomuoto. Aurinkosähköjärjestelmien ongelmat ovat säädettävyyden ja olosuhteiden vaikutus sähköntuotantoon. Tämän takia suuren mittakaavan aurinkopaneelilla toimivat aurinkosähkövoimalat eivät vielä kannata Suomessa. Taasen ydinvoimalat toimivat hyvin Suomessa perusvoimana. Tulevaisuudessa Suomen ollessa omavarainen sähköntuotannon osalta, voidaan ydinvoimaa käyttää myös säätövoimana.

Aurinkosähkön perusongelmat eivät tule häviämään, mutta Suomen energiapolitiikalla voidaan luoda aurinkoenergialla tuotetun sähkön kannattavuutta. Kannattavuutta voidaan parantaa esimerkiksi tuotantotuella eli ns. syöttötariffilla, joka voitaisiin kohdentaa yritysten lisäksi myös yksityishenkilöiden tuotantolaitoksiin.

3 MITOITUS

3.1 Yleistä

Mitoituksen tarkoitus on tehdä aurinkosähköjärjestelmästä mahdollisimman energiatehokas ja optimoitu ratkaisu, joten mitoitusta voidaan pitää tärkeimpänä aurinkosähköjärjestelmään liittyvistä töistä. Tällä hetkellä suomalaiselle kuluttajalle suurin hyöty saadaan, kun ostosähkö saadaan korvattua aurinkosähköllä mahdollisimman paljon. Ideaalitulanteessa onnistunut mitoitus tarkoittaa sitä, että sähkölaskussa on ainoastaan perusmaksu maksettavana.

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitukseen ja suunnitteluun on standardin asettamia ohjeita, joita tulee noudattaa. Lisäksi on myös ST- kortiston säädöksiä aurinkosähköjärjestelmille ja pientuotantolaitoksille. Järjestelmän rakenteella on suuri merkitys standardeihin ja säädöksiin, esimerkiksi standardin lisävaatimuksia on mm. akustoille ja sähköverkkoon kytketyille järjestelmille.

Mitoituksessa vaikuttavia tekijöitä ovat mm. järjestelmän rakenne, asiakkaan vaatimukset sekä mitoitettavan kohteen sijainti. Euroopan komission ylläpitämä PVGIS- ohjelma on hyvä työkalu järjestelmän alustavassa mitoituksessa. Mitoitettaessa pientuotantolaitosta omakotitaloon tai vapaa-ajanasuntoon on järkevää ottaa huomioon sähkölaskun suuruus ja vuotuinen sähkönkulutus. Vähittäismyyntikohteiden mitoitus onkin yksinkertaisempaa, jolloin periaatteessa järjestelmän kannattaa tuottaa mahdollisimman paljon ja pienellä rahalla, koska vähittäismyyjät eivät sähköä itse käytä.

3.2 Standardit ja säädökset

Järjestelmään kohdistuvia standardeja on monia rakenteesta riippuen. Suunnittelijan tulee olla tämän asian kanssa hereillä, ettei standardeista ja säädöksistä lipsuta. Vastuu näiden asioiden noudattamisessa on yrityksellä, joka on mitoituksen ja suunnittelun tehnyt. Pahimmassa tapauksessa standardien ja säädöksiin laiminlyönti voi johtaa onnettomuuteen ja täten henkilövahinkoihin.

3.2.1 Standardit

Järjestelmän mitoituksessa ja suunnittelussa on huomioitava useampia eri standardeja. SFS 6000-7-712 sisältää suojausvaatimukset tehonsyöttöjärjestelmien erikoistiloihin ja – asennuksiin. Standardissa määrätään inverttereiden huollon aikana ja mahdollisten vikatilanteiden sattuessa invertterin erotus- ja suojalaitteiden toiminta. Tämä koskee järjestelmän tasasähkö- ja vaihtosähköosia. Luotettavasti erotetut tasasähkö- ja vaihtosähköosat eivät tarvitse vikavirtasuojaa, koska invertterit eivät syötä järjestelmään tasavikavirtaa. Luotettava erotus sallii maadoitusjohtimien käytön tasasähköpuolella. Maadoituksella pyritään potentiaalitasaukseen, jonka johdin tulee olla mahdollisimman lähellä tasasähköosia. Standardissa otetaan huomioon järjestelmän ylikuormitussuojaus tasasähköosille. Standardi ei vaadi ylikuormitussuojaa, kunhan tasajännitepääkaapelin jatkuva kuormitettavuus on 1,25-kertainen standardin mukaisen oikosulkuvirtaan nähden. Suojalaitteet tulee täyttää luokan II vaatimukset.

Sähköverkkoon kytketyt aurinkosähköjärjestelmät tarvitsevat muutoksia sähkökeskukseen. Keskusta voidaan mahdollisesti laajentaa tarpeen mukaan tai nykyinen keskus vaihdetaan uuteen. Mahdollista on myös tilata erillinen kytkentäkotelo aurinkosähköjärjestelmää varten. SFS-EN-60439-1 määrittää vaatimuksen jakokeskuksille ja liitäntäkoteloille. Asennettavassa jakokeskuksessa tai liitäntäkotelossa tulee olla ilmoitus mahdollisesta takajännitesyötöstä.

Kuten aikaisemmin mainittiin, myös aurinkosähköjärjestelmän akustolle on omat standardit. SFS-EN-50272-2 määrittää akuston ja sen asentamisen turvallisuusvaatimukset. Lisäksi standardissa käsitellään akkujen asennusta, käyttöä, tarkastusta ja hävittämistä.

Aurinkosähköjärjestelmän vaihtosähköpuolen vaatimukset löytyvät standardista SFS-6000, joka käsittää pienjännitesähköasennukset. Pienjännitesähköasennuksella tarkoitetaan asentamista, kaapelointia ja kytkentää vaihtosähköosissa. Vaihtosähkön syöttöpuolelle tulee asentaa suojaus, joka suojaa syötön automaattisella poiskytkennällä. Lisäksi järjestelmän alkupiste tulee suojata standardin mukaisella oikosulkusuojauksella.

Standardissa SFS-EN-50160 käsitellään sähkölaadullisia vaatimuksia jakeluverkon jännitteen osalta. Sähköverkon haltijan tulee ottaa huomioon standardin vaatimukset. Standardissa määritetään jännitteelle mm. jännitehäiriöiden ja – kuoppien raja-arvot. Standardi määrittää ylijännite-, jännitealenema- ja syöttökeskeytysvaatimukset sähköverkolle. Jännitteen suuruus ja sen taajuus ovat merkittävimmät vaatimukset järjestelmän osalta.

Standardi SFS-EN 62446 sisältää vaatimukset valosähköisen laitteiston dokumentaatiolle. Se määrittelee järjestelmälle tehtävät käyttöönottestit ja tarkastuskriteerit. Standardia sovelletaan sähköverkkoon kytkettyjen valosähköisten järjestelmien käyttöönototarkastuksiin sekä käyttöönoton jälkeen tehtyjen kunnossapidon ja muutostöiden jälkeen tehtäviin tarkastuksiin. (Aurinkosähköasennusten tarkastus ja dokumentointi)

3.2.2 ST-kortti 55.33

ST-kortti 55.33 käsittää lait, standardit, asetukset ja määräykset aurinkoenergiaa hyödyntäville laitteille sekä laitteiston liittämisen rakennuksen sähköjakelujärjestelmään. Kaapelityyppien ja johtimien poikkipinta-alojen on oltava aurinkosähköjärjestelmän kokoluokkaan ja virtaan sopivia. Yksittäiseen rakennukseen asennettavan järjestelmän syöttämä virta on yleisesti pieni, joten tarvittavien kaapelien poikkipinta-alamatkin ovat pieniä. Kaapeleiden on kestettävä odotettavissa olevat sääolosuhteet, kuten sade, lumen ja jään muodostuminen, tuuli, auringonsäteily ja korkea lämpötila.(ST-kortti 55.33)

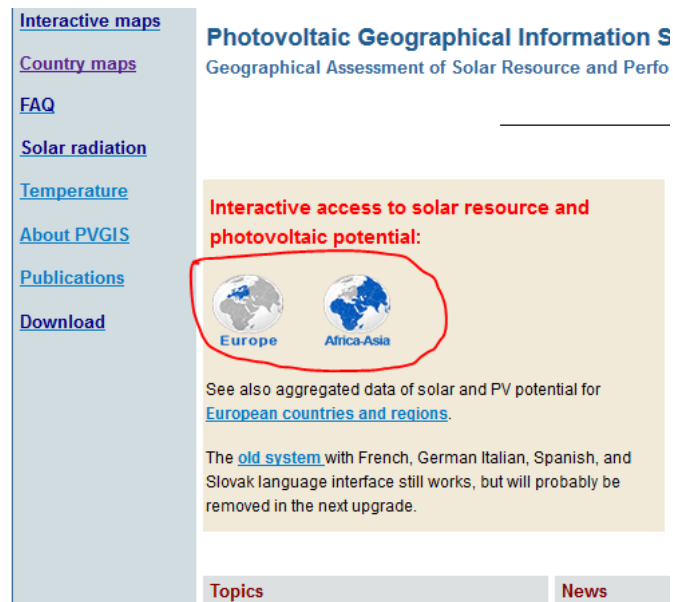
Standardin SFS 6000-5-55 (Muut sähkölaitteet) kohta 551.7 määrittää vaatimukset generaattorilaitteistolle, joka toimii rinnan yleisen jakeluverkon kanssa. Sähköverkon rinnalle kytketty generaattorilaitteisto ei saa aiheuttaa häiriöitä jakeluverkkoon. Standardin mukaisesti generaattori on tarvittaessa tahdistettava verkkoon, jolloin suositellaan käytettäväksi automaattista tahdistuslaitteistoa. Aurinkosähköjärjestelmässä käytettävän vaihtosuuntaajan automatiikka hoitaa yleensä tahdistamisen. Sähköverkon vikatilanteiden varalta aurinkosähköjärjestelmä on varustettava suojalaitteilla, jotka kytkevät järjestelmän irti verkosta. Suojalaitteen tulee täyttää jakeluverkonhaltijan asettamat vaatimukset. Suojalaitteen tyyppi, herkkyys ja toiminta-aika riippuvat

jakeluverkon ominaisuuksista. Vikatilanteita ovat esimerkiksi verkkosyötön katkeaminen tai generaattorin jännitteen tai taajuuden poikkeaminen jakeluverkon arvoista. Verkkosyötön katketessa aurinkosähköjärjestelmä ei saa syöttää sähköä jakeluverkkoon. (ST-kortti 55.33)

Ylivirtasuojat tarvitaan suojaamaan aurinkosähköjärjestelmää sähköverkosta tulevilta ylivirroilta ja muilta vikatilanteilta. Standardin mukaisesti tasasähköpuolelta yhden jännitteisen johtimen maadoittaminen on sallittua, jos vaihto- ja tasasähköpuolen välillä on vähintään yksinkertainen erotus. Jos järjestelmään asennetaan potentiaalintasausjohtimia, on huolehdittava, että ne ovat tasa- ja vaihtosähkökaapeleiden ja niiden varusteiden rinnalla sekä mahdollisimman lähellä niitä. (ST-kortti 55.33)

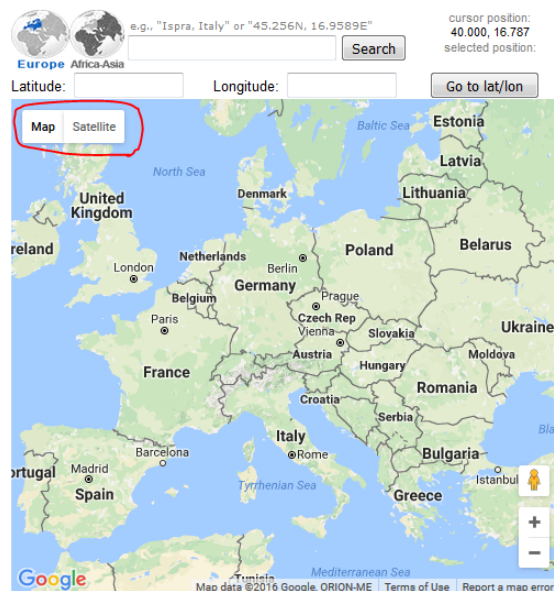
3.2.3 PVGIS- ohjelman käyttö

PVGIS- ohjelma on erinomainen työkalu aurinkosähköjärjestelmän suunnittelussa ja mitoituksessa. Ohjelman käyttäminen ei ole tietenkään välttämätöntä. Seuraavaksi käydään läpi PVGIS:n peruskäyttö järjestelmän mitoituksen ja suunnittelun helpottamiseksi. Aluksi valitaan järjestelmän sijainti. Vaihtoehtoina ovat Eurooppa tai Afrikka-Aasia, joiden jälkeen saadaan valittua tarkka sijainti. Kuvassa 8 on PVGIS:n etusivulta otettu kuva, jossa on mantereen valinta.



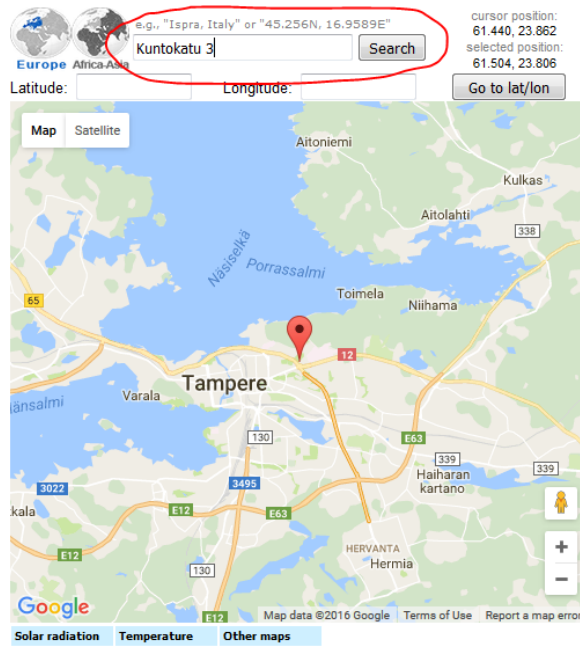
Kuva 8. PVGIS –ohjelman mantereivalinta (PVGIS)

Seuraavaksi aukeaa itse sovellus, josta valitaan järjestelmän tarkka sijainti. Ohjelma käyttää Google maps-palvelua. Kartan voi myös vaihtaa satelliittinäkömäksi vasemmasta ylänurkasta, kuten kuva 9 sen osoittaa.



Kuva 9. Karttatyypin valinta PVGIS –ohjelmassa (PVGIS)

Järjestelmän sijainnin voi myös hakea esimerkiksi osoitteen perusteella, kuten kuva 10 sen osoittaa.



Kuva 10. Osoitteella tai koordinaateilla tehtävä haku (PVGIS)

Sijainnin valitsemisen jälkeen syötetään ikkunan oikeaan reunaan aurinkosähköjärjestelmän tiedot. Kuva 11 osoittaa tietojen syöttökentän.

Kuva 11. PVGIS –ohjelman tietojen syöttökenttä (PVGIS)

Tietojen syöttökenttään asetetaan halutut arvot järjestelmän rakenteen mukaisesti. PVGIS-ohjelma tarvitsee kuvan 12 mukaiset tiedot.

PV technology: Crystalline silicon ▾

Installed peak PV power 1 kWp

Estimated system losses [0;100] 14 %

Fixed mounting options:

Mounting position: Free-standing ▾

Slope [0;90] 35 ° Optimize slope

Azimuth [-180;180] 0 ° Also optimize azimuth

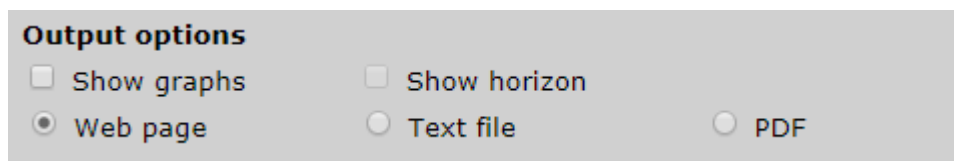
Kuva 12. PVGIS-ohjelma aurinkosähköjärjestelmän tietojen syöttö

Ohjelmaan on syötettävä aluksi paneelien tekniset tiedot, jotka ovat kuvan kolme ensimmäistä riviä. Ensimmäisessä rivissä kysytään paneelien tyyppiä, näitä ovat mm. monikide-, yksikide ja ohutkalvopaneelit. Seuraavassa kahdessa asetetaan järjestelmän asennettava nimellishuipputeho kilowatteina sekä järjestelmän tehohäviöt. Järjestelmän tehohäviöillä tarkoitetaan kaapeleiden ja invertterien tehohäviöitä, ei paneelien takaisinheijastumasta tai lämpötilasta aiheutuvia häviöitä. Kyseiset olosuhteisiin perustuvat häviöt PVGIS-ohjelma laskee itse, käyttämällä sijaintiin perustuvia vakioita ja kertoimia.

Kuvan 12 kolme alinta riviä käsittävät paneelien fyysisen asettelun tiedot. Aluksi kysytään paneelien asennustapaa. Mahdolliset valittavat asennustavat ovat vapaastiseisova eli free standing ja integroitu asennus eli building integrated. Seuraavilla riveillä valitaan paneelien asennuskulmat. Slope on kallistuskulma ja Azimuth taasen suuntakulma. Kulmat voidaan myös optimoida, jolloin valitaan “Optimize”. Tällöin saadaan optimoitua järjestelmän teoreettinen sähköntuotto.

Seiniin integroitavia aurinkopaneeleita harvemmin voidaan optimoida suuntakulman ja kallistuskulman osalta, mutta kattorakenteisiin on mahdollista optimoida kallistuskulma. Suuntakulman optimointi on lähes poikkeuksetta vapaasti seisovaan aurinkosähköjärjestelmään tarkoitettu ominaisuus. Suuntakulmalla tarkoitetaan astetta kohtisuoran ilmansuunnan ja paneelien osoittaman kulman välistä astelukua, kuten aikaisemmassa luvussa on kerrottu. PVGIS -ohjelma käyttää 180 asteen suuntaa eli Etelä kohtaista suuntaa, kun paneelien sijainti on pohjoisella pallonpuoliskolla. Päiväntasaajan eteläpuolella on referenssinä pohjoinen eli nolla astetta.

Järjestelmän perustietojen jälkeen voidaan valita kuvassa 13 esitettävät tulostusparametrit.



Kuva 13. PVGIS-ohjelman tulostus mahdollisuudet

Tulostusparametreina on valittavissa mm. graafinen esitystapa ja liittää oma horizon tiedosto esitykseen. Horizon tiedostoa voidaan käyttää, kun valitaan astronominen seuranta. PVGIS:n astronominen seurantaan perustuva sähköntuotanto laskenta ei kuulu tähän työhön, koska se ei ole taloudellisesti kannattava pienissä aurinkosähköjärjestelmissä.

PVGIS:n perustulostukseen kuuluu aina sähköntuotantoennuste taulukkona, jonka voi tulostaa kolmella eri tiedostotyyppillä. Valittavana on Internet-tulostus, tekstitiedosto tai PDF-tiedosto. Tehtyjen tulostusparametriasetuksien jälkeen painetaan kohdasta ”Calculate”, jolloin PVGIS antaa laskelmoidut tulokset.

PVGIS-ohjelma varoittaa suuresta järjestelmästä, kun järjestelmän huipputeho kasvaa yli 20 kilowattiin. Tällöin ohjelmisto pyytää olla yhteydessä myös konsulttiin järjestelmän rakenteesta ja esimerkiksi häviöiden laskennasta. PVGIS käyttää häviöiden laskentaan sijaintipohjaisia vakioita. Tämä tarkoittaa, että ohjelma ajattelee häviöiden kasvavan lineaarisesti, tämä ei pidä paikkaansa. Esimerkiksi lämpöhäviöiden vaikutus tehohäviöihin on lähempänä eksponentiaalista kasvua kuin lineaarista. Tästä huolimatta PVGIS toimii hyvin alustavana mitoituspohjana myös suuremmille järjestelmille.

3.3 Jakeluverkkoon kytkentä

Mikrotuotantolaitokset on määritetty sähköntuotantolaitoksiksi, jotka tuottavat sähköä ensisijaisesti omaa käyttö varten. Toissijaisena kohteena on ylijäämätuoton myynti sähköverkkoon, joka on jossain määrin vähäistä ja satunnaista.

Energiateollisuus on luonut verkostosuosituksen YA9:09, joka käsittää mikrotuotannon liittämisen sähkönjakeluverkkoon. Verkostosuosituksessa keskitytään lähinnä edellä mainittuihin yksityisten kuluttajien ja pienyrityksen mikrotuotantolaitoksiin, jotka ovat jakeluverkkoon kytkettyjä. Pääasiallisesti näiden kyseisten kuluttajien tärkein motiivi on tuottaa sähköä omia tarpeita varten, ei niinkään ylijäämän myyntiin. YA9:09-suositus pohjautuu EN 50438 Requirements for the connection of micro-generators in parallel with public low-voltage distribution networks -standardiin. Tätä suositusta voidaan käyttää alle 11 kW:n järjestelmissä, mutta verkkoyhtiöt voivat käyttää tätä suositusta myös pohjana sekä apuna suuremmissa tuotantolaitoksissa.

3.3.1 Standardit

Mikrotuotantolaitoksien erottaminen ja turvallinen työskentely verkossa tulee tehdä sähkötyöturvallisuusstandardien mukaisesti. SFS-6002 määrittää sähköverkon ja järjestelmän välisen erottimen vaadittavat ominaisuudet. Erotin tulee olla mahdollista lukita työn ajaksi sekä erottimen erotuslaitteistossa tulee olla standardin määrittämä näkyvä ilmapäily. Lisäksi standardin SFS-6000 mukaan erottimelle tulee olla esteetön pääsy tai kaukokytkentämahdollisuus.

Aurinkosähköjärjestelmälle on myös EMC-vaatimuksia, joita tulee soveltaa mahdollisuuksien mukaan tuotantolaitoksille. Alla on listattu EMC-vaatimuksia koskevat standardit.

- Häiriön sieto EN 61000-6-1
- Häiriön päästö EN 61000-6-3
- Harmoniset yliaallot EN 61000-3-2
- Nopeat jännitemuutokset ja välkyntä EN 61000-3-3
- Tekninen raportointi EN 61000-3-15

Suosituksessa on otettu kantaa sähkön laatuun, joka noudattaa standardia SFS-EN 50160. Käytetty standardi on tyypillinen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuuksien vaatimukseen pohjautuva standardi. Mikrotuotantolaitoksien ja sähköverkon liittymiskohdissa harmoninen särö saa olla kokonaisuudessaan 8 %. Harmonisella

säröllä tarkoitetaan vaihtosähköaallon signaalin toistumisen epäpuhtautta. Lisäksi standardissa on annettu vaatimus yksittäisille yliaalloille, välkynnälle ja jännitetasojen vaihtelulle.

Suosituksen pääasiallinen standardi EN 50438 määrittää tuotantolaitoksen irrottamisen verkosta vikatilanteen sattuessa. Lisäksi standardi määrittää irrottamisparametrit verkolla, kun verkon jännitteeseen tai taajuuteen tulee muutoksia. Taulukossa 1 on standardin määrittämät raja-arvot.

Taulukko 1. Liittymän suojauksen asetteluarvot, kun kaksiportainen suojaus (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Parametri	Toiminta-aika	Asetteluarvo
Ylijännite -taso 1	1,5 s	$U_n + 10 \%$
Ylijännite -taso 2	0,15 s	$U_n + 15 \%$
Alijännite -taso 1	5 s	$U_n - 15 \%$
Alijännite -taso 2	0,15 s	$U_n - 50 \%$
Ylitaajuus	0,2 s	51 Hz
Alitaajuus	0,5 s	48 Hz
Loss of Mains*	0,15 s	
*Loss of Mains -suojauksen eli saarekekäytönestosuojauksen tulee käyttää jakeluverkkoon sopivia havaitsemistekniikoita.		

Taulukossa on ns. kaksiportainen suojaus. Suojauslaitteistolla ei aina pystytä määrittämään kahta yli- ja alijänniterajaa. Tällöin rajat tulee muodostaa taulukon 2 mukaisesti.

Taulukko 2. Liitymän suojauksen asetteluvarvo, kun yksiportainen suojaus
(Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Parametri	Toiminta-aika	Asetteluvarvo
Ylijännite	0,15 s	$U_n + 10 \%$
Alijännite	1,5 s	$U_n - 15 \%$
Ylitaajuus	0,2 s	51 Hz
Alitaajuus	0,5 s	48 Hz
Loss of Mains*	0,15 s	
*Loss of Mains -suojauksen eli saarekekäytönestosuojauksen tulee käyttää jakeluverkkoon sopivia havaitsemistekniikoita.		

Standardin EN 50438 osalta on huomioitava, että standardissa määritetyt parametrit vaihtelevat laajalti maakohtaisesti. Täten standardin EN 50438 yleisen osan täyttävä laitos ei välttämättä täytä erityisesti Suomelle standardissa asetettuja vaatimuksia. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

3.3.2 Jakeluverkon ja aurinkosähköjärjestelmän välinen suojaus

Mikrotuotantolaitteisto on varustettava suojalaitteilla, jotka kytkvät laitteiston irti yleisestä verkosta, jos verkkosyöttö katkeaa, tai jos jännite tai taajuus generaattorilaitteiston navoissa poikkeaa mikrotuotantolaitoksen sallitulle toiminnalle asetelluista jännite- ja taajuusarvoista. Mikrotuotantolaitteisto ei saa koskaan kytkeytyä verkkoon, kun verkon jännite tai taajuus ei ole annetuissa rajoissa. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Mikrotuotantolaitteistoon liittyvän suojauslaitteiston tulee erottaa laitos verkosta sopivilla mekaanisilla kontaktoreilla tai elektronisilla kytkimillä. Mikäli elektroninen kytkin ei toimi, tulee laitoksen lakata tuottamasta sähköä tai irrota verkosta muulla tavoin. Elektroninen kytkinlaite tulee spesifioida mikrotuotantolaitoksen valmistajan määrittämän ylijänniteluokituksen mukaan ja vuotovirta auki kytkettynä ei saa olla enempää kuin 0,1 mA riippumatta terminaalijännitteestä. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Mikrotuotantolaitoksen tulee täyttää suojauksen standardin EN 50438 vaatimukset. Käydyssä standardeihin liittyvässä luvussa 3.6.2 on taulukot 2 ja 3, joissa on standardin parametrit ja asetteluarvot suojaukselle. Sähköverkon ja tuotantolaitoksen välisessä suojauksessa puututaan jännitteeseen ja taajuuteen. Taulukoissa U_N tarkoittaa nimellisjännitettä.

Mikrogeneraattorin synkronointi verkon kanssa tulee olla täysin automatisoitua. Liittymän suojauksen tulee taata, että tehon syöttö verkkoon alkaa vain silloin, kun jännite ja taajuus ovat olleet suojausasetusten sallimissa rajoissa vähintään tiedetyn minimiajan, joka on generaattoreille 3 minuuttia ja taajuusmuuttajilla liitetyille järjestelmille 20 sekuntia. Takaisin verkkoon tahdistuminen vian jälkeen olisi hyvä suorittaa porrastetusti, erityisesti jos saman liityntäpisteen takana on paljon mikrotuotantolaitoksia. Porrastus on mahdollista hoitaa esimerkiksi siten, että verkkojännitteen ja taajuuden palauduttua sallittuihin rajoihin taajuusmuuttaja tahdistuu verkkoon 0-15 sekunnin satunnaisviiveellä. Tällöin tahdistumisaika jännitteen palauduttua olisi 20–35 sekuntia. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Mikäli kuluttaja haluaa käyttää verkon kanssa rinnankäyvää mikrotuotantolaitosta varavoimana, tulee asentaa kaksoiskytkentämahdollisuus, jossa toisella kytkennällä mikrotuotantolaitos toimii verkon kanssa rinnan ja toisella kytkennällä täysin verkosta erotetussa saarekkeessa. Tämä vaatii erillisen kytkimen ja lisälaitteiston. On kriittistä, ettei laitos voi missään olosuhteissa syöttää samanaikaisesti sekä verkkoa että verkosta erotettua saarekettä. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

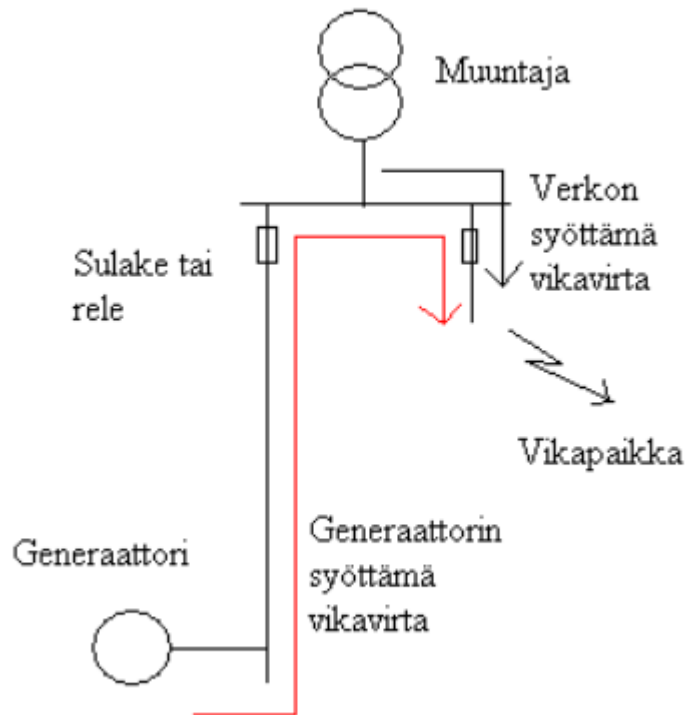
3.3.3 Mikrotuotantolaitoksen syöttämät oikosulkuvirrat

Mikrotuotantolaitos voi syöttää verkkoon oikosulkuvirtoja ja näin nostaa kokonaisuikosulkuvirtoja vikapaikan lähellä. Korkeat oikosulkuvirrat hajautetusti sijoitetun tuotantolaitoksen läheisyydessä voivat johtaa termisten rajojen ylittymiseen verkon komponenteissa. Erityisesti kaapeliliitokset, muuntajat ja kytkinlaitteet ovat ongelmallisia lisääntyneiden vikavirtojen tilanteessa. Mikäli yllämainittuja ongelmia ilmenee mikrotuotannon takia, voidaan ongelmaa hallita esimerkiksi vaihtamalla komponentteja parempiin tai pienentämällä oikosulkuvirtoja jakamalla verkko

pienempiin osiin. Myös muuntajan arvojen asettelulla voidaan vähentää oikosulkuvirtoja. Joissain tapauksissa voidaan käyttää vikavirtarajoittimia. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Mikrotuotantolaitoksen syöttämä vikavirta riippuu laitoksen ominaisuuksista. Taajuusmuuttajan välityksellä verkkoon liitetyn laitteiston vikavirtaa rajoittavat taajuusmuuttajan ominaisuudet. Mikrotuotantolaitosten syöttämä vikavirta on yleensä vain hieman sen nimellisvirtaa suurempi. Laitteiston tyyppitestauspapereissa tulisi olla merkittynä laitteiston maksimivikavirran suuruus. Tätä arvoa voidaan käyttää arvioitaessa laitoksen verkkovaikutuksia. Asiakkaan tulee ilmoittaa verkkoyhtiölle laitoksen maksimissaan syöttämän vikavirran suuruus. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

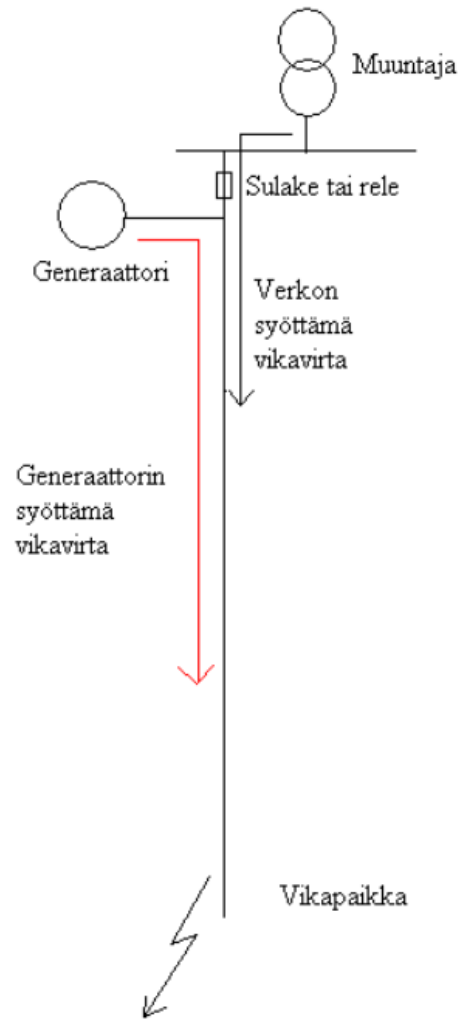
Mikrotuotantolaitoksien vikavirrat voivat aiheuttaa sähköverkkoon ja sen suojaukseen häiriötekijöitä. Nämä häiriötekijät ovat verkon virhelaukaisu ja sokaistuminen. Näiden häiriötekijöiden toteutuminen ei ole todennäköistä pienissä tuotantolaitoksissa. Tilanne muuttuu, kun tuotantoa nostetaan. Kuvassa 14 havainnollistetaan virhelaukaisuun johtava tilanne.



Kuva 14. Mikrotuotantolaitoksen aiheuttama virhelaukaisu (Energiäteollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Kun oikosulkuvika syntyy sellaisen muuntamon syötössä, jonka johonkin toiseen syöttöön on liittynyt hajautettua tuotantoa, voi ylivirtasuojauksen toiminta häiriintyä. Kuvan 14 mukaisessa viassa syöttävä muuntaja syöttää vikavirtaa vikapaikkaan. Myös mikrotuotantolaitos osallistuu vikavirran syöttämiseen. Tällöin myös vasemmanpuoleisen ylivirtasuojan (sulake tai rele) läpi kulkee vikavirtaa. Mikäli vikavirran suuruus ylittää ylivirtasuojan kapasiteetin, eikä suojaus tunnista vikavirran suuntaa, se toimii ja katkaisee syötön mikrotuotantolaitoksen puoleisesta verkon osasta. (Energiäteollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Toinen mainittu sähköverkon häiriötekijä on sokaistuminen. Tällöin tuotantolaitoksen syöttämä vikavirta häiritsee verkon syöttämää vikavirtaa ja näin verkon suojavaite sokaistuu, kuvassa 15 tämä havainnollistetaan.



Kuva 15. Mikrotuotantolaitoksen aiheuttama sokaistuminen (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

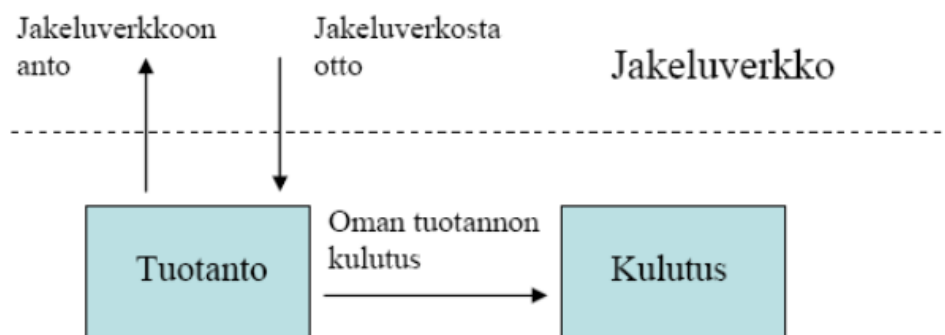
Kuvassa 15 on piirretty tilanne, jossa syöttö syöttää oikosulkuvirtaa vikapaikkaan. Kuvassa oleva mikrotuotantolaitos syöttää vikavirtaa, jolloin syötön syöttämä vikavirta pienenee. Mikäli mikrotuotantoa on riittävästi, voi syötön syöttämä oikosulkuvirta laskea sellaiselle tasolle, ettei muuntajan lähdön ylivirtasuojaus enää reagoi. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

3.3.4 Mittaus

Yksityisen kuluttajan tai pienyrityksen mikrotuotantolaitoksen tuottamaa sähköä tulee seurata mittareilla. Lainsäädäntö mittaukselle ei ole jokaiselle sama. Tähän asiaan

vaikuttavat tuotantolaitoksen koko ja tuotetun sähkön käyttötapa. Sähköverkkoon liitetty kohde, jonka sähkötuotanto on ainoastaan omaa kulutusta varten, voidaan rinnastaa normaaliin sähköliittymään. Tällöin voidaan käyttää perinteistä pyörivää mittauksista, joka pyörii ainoastaan yhteen suuntaan eli mittari mittaa ainoastaan kulutuksen. On kuitenkin suositeltavaa asentaa tuntimittauslaitteisto myös tällaisiin kohteisiin. Jos tällaisessa kohteessa myöhemmin halutaan myydä verkkoon syötettävää sähköä markkinoille, tulee laitteisto joka tapauksessa vaihtaa. Tällaisesta mittarin vaihdosta ei suositella perittävän kuluja asiakkaalta, koska verkkoon siirtynyttä sähköä mitataan käytännössä ainoastaan verkonhaltijan tarpeisiin. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Järjestelmän mittaukseen vaikuttaa sähköpääkeskuksen pääsulakkeiden koko. Mittaus jaetaan kahteen osaan, enintään 3x63 A ja yli 3x63 A omaaviin tuotantolaitoksiin. Jakeluverkonhaltija vastaa sähkön kulutuksen ja tuoton välisestä sähkön mittauksesta. Verkonhaltija vastaa myös mittarin luennasta. Kuitenkin mikrotuotantolaitoksen tuotetun sähkön mittauksesta vastaa sähkön tuottaja itse. Aurinkosähköjärjestelmiin, joissa pääsulake on enintään 3x63 A, tulee asentaa etäluettava sähkömittari. Sähkömittarin pitää pystyä mittaamaan sähkön siirtoa tuntitasolla. Liitetty sähkötuotantolaitos ei tarvitse omaa mittaria. Käytännössä sähkömittarissa tulee olla kaksi rekisteriä, verkosta ottavalle ja antavalle sähkölle. Yli 3x63 A pääsulakekoon tuotantolaitoksia ei mitata yhdellä sähkömittarilla. Sähkön mittaus tulee toteuttaa kahdella mittarilla, joista toinen mittaa tuotannon ja toinen kulutuksen. Kuvassa 16 on mittaustapa yli 63 A pääsulakekoon järjestelmille.



Kuva 16. Tuotantolaitoksen mittaus, kun pääsulake yli 63A (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

Erilaiset etäluettavat mittarit käsittelevät vaihekohtaista tehonsiirtoa eri tavoin. On olemassa etäluettavia mittareita, jotka itseisarvoistavat mittarin käsittelemiä lukemia ennen niiden lähettämistä eteenpäin. Tällainen mittari on käyttökelvoton tuotantokohteessa, koska silloin verkkoon syötetty energia näkyy mittarilla verkosta otettuna energiana. Netottavaa eli kahteen suuntaan mittaavaa ja mittausdatan summaavaa mittaria ei saa käyttää missään tapauksessa, kun kohteessa on sekä kulutusta että tuotantoa. Myöskään ei suositella käyttämään mittaria, joka summaa eri vaiheiden tuotanto- ja kulutusmittaustuloksia keskenään. (Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09)

3.4 Mitoittaminen

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus sisältää järjestelmän energiantarpeen määrittämisen sekä paneelien, inverttereiden ja kaapeleiden mitoituslaskelmat. Suunnittelijan tulee tarpeen mukaan mitoittaa sähkökeskus ja sen komponentit, kaapeloinnit sekä tehdä tarvittavat laskelmat, jos uudelle sähkökeskukselle on tarvetta. Järjestelmän mitoittamiseen on suositeltavaa käyttää edellä mainittujen lukujen standardeja ja ST-korttia 55.33, jotta järjestelmästä saadaan standardien, säädösten ja muiden viranomaisvaatimusten mukainen kokonaisuus.

Energiantarpeen määrittäminen ei ole ainoa periaate, jolla mitoituksen voi tehdä. Aurinkosähköjärjestelmiä voidaan mitoittaa neljällä eri periaatteella, joista energiantarve määrittäminen on yleisin. Mitoituksen voi myös tehdä jatkuvan tehon perusteella, jolloin järjestelmä on yleensä ylimitoitettu. Jatkuvalle teholla tarkoitetaan tietyn tehon pienintä arvoa, jonka aurinkosähköjärjestelmä tulee tuottaa. Muut mitoitusperiaatteet ovat hieman harvinaisempia ja epäkäytännöllisiä. Toinen on pinta-alan perustuva mitoitus, jossa käytössä oleva pinta-ala määrittää järjestelmän tehon. Tällä mitoituksella harvemmin päästään optimaaliseen lopputulokseen ja useammin järjestelmä on alimitoitettu. Viimeinen mitoitusperiaate on epäkäytännöllisin tuotannon kannalta. Tämä mitoitus on budjettipohjainen mitoitus, tämän kaltaisessa mitoituksessa pyritään saamaan mahdollisimman optimoitu järjestelmä tietyllä budjetilla.

Mitoitukseen vaikuttaa useampi tekijä, jotka tulee ottaa huomioon. Järjestelmän rakenne vaikuttaa merkittävästi järjestelmän mitoitukseen. Esimerkiksi alle 3 kW:n vaihtosähkö

järjestelmät ovat rakenteeltaan yksivaiheisia ja >3 kW:n järjestelmät kolmivaiheisia sekä yleensä jakeluverkkoon kytkettyjä. Lisäksi pienet järjestelmät ovat yleensä saarekekäyttöisiä tasajännitejärjestelmiä. Myös asiakkaan vaatimukset sekä kohteen sijainti voivat vaikuttaa mitoitukseen ja järjestelmän rakenteeseen. Mitoituksessa kohteen sijainti on yleensä rajoittava tekijä mitoitukselle ja järjestelmän rakenteelle. Taasen asiakkaan vaatimukset ovat esimerkiksi tuotannollisia tai laitteiston sijaintiin kohdistuvia vaatimuksia, etenkin kun asiakkaana on yritys.

3.4.1 Energiatarpeen määrittäminen

Järjestelmän mitoitus kannattaa aloittaa energiatarpeen määrittämisellä. Näin pystytään määrittämään karkea arvio tarvittavien investointien suuruudesta. Lisäksi pystytään laskemaan arvio järjestelmän takaisinmaksuajalle. Energiatarve on riippuvainen kulutuksesta, joka on saatavissa esimerkiksi sähkölaskusta. Tarpeen määrittämisessä on syytä keskustella myös asiakkaan kanssa, jotta saada asiakkaan vaatimukset esille.

Aurinkosähköjärjestelmät eivät ole pieniä kokonaisuuksia ja näin ollen paneelit vievät kohtuullisen suuren pinta-alan. Pinta-alaa voidaan siis pitää myös määrittävänä tekijänä energiatarpeen määrittämisessä. Määrittäessä tarvittavaa energiaa on otettava huomioon tehohäviöt, joita syntyy paneeleista, kaapeleista ja invertteristä.

3.4.2 Paneelien ja invertterin mitoitus

Aurinkosähköjärjestelmän paneelien mitoitus on syytä tehdä huolella, jotta saadaan lopputuloksesta mahdollisimman optimaalinen. Optimaalisimpaan ratkaisuun päästään, kun kaikki kulutettu sähköenergia saadaan tuotettua itse. Todellisuudessa tämä on erittäin epätodennäköistä, sillä aurinkosähköjärjestelmän tuotto ei ole vakio, kuten esimerkiksi ydinvoimaloiden tuotto. Järjestelmän ylimitoitus pitkittää takaisinmaksuaikaa ja tuottaa ylijäämää, joka siirretään jakeluverkkoon ilmaiseksi tai Spot-hinnan mukaisella korvauksella.

Suunnittelija tietäessään sähköenergian tarpeen, hän voi tutkia paneelien teknisiä tietoja ja häviöitä. Tämän perusteella suunnittelija voi käyttää PVGIS –ohjelmaa

mitoituksessa. Paneeleiden valinnassa on hyvä tiedostaa seikkoja, joilla on esimerkiksi tuotannollisia vaikutuksia. Mitoituksessa kannattaa suosia ratkaisuja, jossa tuotettu sähköteho on mahdollisimman halpa eli €/W mahdollisimman pieni. Paneeleiden asennuspaikka ja -tapa on syytä ottaa huomioon, koska näillä on tuotannollisia vaikutuksia. Paneeleiden asennus- ja sijoituspaikan voi hyvin katsoa edellä esitetyllä PVGIS-ohjelmalla. Asennustapoja on vapaastiseisova paneeli tai katto-/seinäkiinnitys. Vapaastiseisovan paneelin häviöt ovat pienempiä johtuen ilmankierrosta.

Järjestelmän rakenteesta riippuen aurinkosähköjärjestelmässä on tyypillisesti yksi tai kaksi invertteriä. Suurimmissa järjestelmissä on taasen enemmän inverttereitä, johtuen paneeleiden sijoittelusta ja niiden ryhmittämisestä. Mitoitettava invertteri tulee olla aurinkosähköjärjestelmään suunniteltu.

Inverttereiden mitoitus on yksinkertaista, kun tiedetään paneeleiden nimellisteho. Invertterin nimellistehoksi valitaan samantehoinen invertteri kuin paneeleiden nimellisteho on. Kuitenkaan ei ole kiveen hakattua, etteikö invertteri voisi olla hieman alimitoitettu eli alle paneeleiden nimellistehon. Todellisuudessa paneelit eivät tule koskaan tuottamaan nimellistehoaan, johtuen paneeleiden häviöistä. Inverttereitä voi myös ylimitoitaa, jos tulevaisuudessa halutaan lisätä aurinkopaneeleiden määrää ja näin kasvattaa järjestelmän nimellistehoa.

Aurinkosähköjärjestelmissä käytetään yksi- ja kolmevaiheisia inverttereitä riippuen järjestelmän koosta. 1-vaiheinen invertteri kytketään verkon yhteen vaiheeseen. Tämä tarkoittaa, että tuotettua aurinkosähköä voivat hyödyntää vain kyseiseen vaiheeseen kytketyt sähkölaitteet. 1-vaiheiset invertterit ovat tällä hetkellä käytännössä ainoa vaihtoehto pieniin (alle 3 kWp) järjestelmiin, sillä markkinoilla ei ole saatavilla pieniä 3-vaiheisia inverttereitä (Motiva).

3-vaiheinen invertteri palvelee verkon kaikkia kolmea vaihetta. Normaalisti 3-vaiheisilla inverttereillä saadaan aurinkosähköjärjestelmästä suurin hyöty, sillä sen avulla tuotettua sähköä voidaan syöttää kaikkiin kohteen sähkölaitteisiin. 3-vaiheisesta invertteristä saatava hyöty riippuu kuitenkin siitä, miten sähkölaitteet on ryhmitelty ja millaisia laitteita kohteessa on (Motiva).

Markkinoilla on monta invertterivalmistajaa eri hintaluokissa ja ominaisuuksissa. Invertterien valinnassa on syytä katsoa invertterin teknisiä tietoja ja valmistajan laatimia käyttöohjeita. Hyvät invertterit sisältävät suojalaitteita koko aurinkosähköjärjestelmän suojausta ajatellen. On myös syytä varmistaa, voiko invertteriä käyttää sähköverkkoon kytketyissä järjestelmissä.

3.4.3 Kaapeleiden ja sulakkeiden mitoitus

Järjestelmään tulee mitoittaa kaapelit järjestelmän rakenteen mukaisesti. Mitoitettavia kaapeleita ovat mm. paneelien ja invertterin välinen kaapeli, invertterin ja sähkökeskuksen välinen syöttökaapeli sekä mahdollisen akuston kaapeloinnit. Yleensä paneelien ja invertterien valmistajat ilmoittavat tuotteen käyttöohjeissa sopivat kaapeli- ja sulakekoot.

Kaapelit mitoitetaan virrankestoisuuden, kaapelin pituuden sekä tarvittavan kuormituksen ja tehon perusteella. Paneelien kaapeleista syntyy tehohäviöitä. Tehohäviöiden määrä on suositeltu pysyvän 2-3 % paneelien nimellistehosta. Kaapelin tehohäviö voidaan laskea kaavalla 2

$$P_h = I^2 \cdot R \cdot l \quad (2)$$

jossa P_h on tehohäviö, I kaapelissa kulkeva virta, R kaapelin ominaisresistanssi ja l kaapelin pituus. Saatua tehohäviö voidaan muuttaa prosentuaaliseksi tehohäviöksi $P_h\%$ kaavalla 3

$$P_h \% = \frac{P_h}{P_N} \quad (3)$$

jossa P_N on paneeleiden nimellisteho. Paneelikaapeli voidaan mitoittaa helposti yhden paneelin virran mukaisesti, jos paneelit ovat kytketty sarjaan. Tällöin virta pysyy Kirchhoffin virtalain mukaan alhaisimmillaan. Kaapelin koko selviää virrankestoisuustaulukosta. Tämän jälkeen voidaan katsoa valitun kaapelin resistanssi. Resistanssin avulla voidaan laskea edellä mainittu tehohäviö.

Invertterin syöttökaapeli mitoitetaan invertterin nimellistehon mukaan. Yksivaiheisen invertterin syöttökaapelin vähimmäisvirrankestoisuus lasketaan kaavalla 4

$$I = \frac{P}{U_N} \quad (4)$$

jossa P on invertterin nimellisteho ja U_N nimellisjännite. Kolmivaiheiselle järjestelmälle kaapelin vähimmäisvirrankestoisuus yhdelle vaiheelle lasketaan kaavalla 5

$$I = \frac{P}{U \cdot \sqrt{3}} \quad (5)$$

jossa U on pääjännite ja 3 ilmaisee vaiheiden lukumäärän. Tämän jälkeen katsotaan taulukosta sopiva kaapeli virrankestoisuuden perusteella.

Syöttökaapelin mitoituksessa on myös otettava jännitteenalenema huomioon. Kaapelin jännitteenalenema ΔU lasketaan kaavalla 6

$$\Delta U = I \left(r \cdot \frac{l}{S} + x \cdot l \right) \quad (6)$$

jossa I on virta, l johdon pituus, r ominaisresistanssi, s johtimien poikkipinta-ala ja x ominaisreaktanssi. Jännitealenemalle SFS 6000 on antanut suosituksen 5 %. Suhteellinen jännitealenema Δu voidaan laskea kaavalla 7

$$\Delta u = \frac{\Delta U}{U_N} \cdot 100 \quad (7)$$

jossa U_N on nimellisjännite. Kaapelin jännitteenalenema on standardin osoittama, joten sitä tulee noudattaa. Valaistuslähtöjen jännitteenalenema saa olla suurimmillaan 2 % nimellisjännitteestä. Liitteenä 5 on kaapeleiden virrankestoisuustaulukko asennustavan ja kaapelin poikkipinnan mukaan.

Sähköverkkoon liitettyyn aurinkosähköjärjestelmään tulee tehdä oikosulkulaskenta. Oikosulkulaskennan tarkoituksena on selvittää vikapaikan oikosulkuvirran I_k suuruus. Oikosulkuvirran suuruudella on merkitystä sulakkeen toiminnan kannalta ja sulakekoon valinnassa. Yksivaiheinen oikosulkuvirta lasketaan kaavaa 8 käyttämällä

$$I_k = (c \cdot U) / (\sqrt{3} \cdot Z) \quad (8)$$

jossa U on pääjännite ja Z virtapiirin kokonaisimpedanssi. Kerroin c on arvoltaan 0,95 ja sillä otetaan huomioon jännitteenalenaman vaikutus liittimissä, kaapeleissa, sulakkeissa jne. Mahdollista on myös laskea jännitteenalenema erikseen ja käyttää laskettua suhteellista jännitteenaleneman ja 100 % erotusta. Kerroin vastaa 5 % jännitteenalenemaa.

Lasketulla oikosulkuvirran arvolla voidaan laskea pisin sallittu johdinpituus suojalaitteen ja suojattavan laitteen välillä. Liitteessä 9 on pienimmät mitatut toimintavirrat oikosulkutilanteessa gG-sulakkeelle sekä B- ja C-tyypin johdonsuojakatkaisijoille. Vaikka oikosulkuvirta mitataan käyttöönottomittauksessa, suunnittelijan on hyvä laskea oikosulkuvirta jo mitoitusvaiheessa. Tällöin vältetään mahdollinen sulakkeiden tai johdonsuojakatkaisijoiden vaihto sekä mahdollisesti

syöttökaapelin vaihto käyttöönottovaiheessa. Laskettu oikosulkuvirta on tarkasti laskettuna hyvin lähellä mitattua oikosulkuvirtaa. Oikosulkuvirtalaskenta on syytä tehdä huolellisesti. Suositeltavaa on käyttää erillistä laskentaohjelmaa esimerkiksi FebDok. Erityistä huolellisuutta oikosulkulaskennassa tulee käyttää, kun sähköverkon syöttö on poikkeuksellinen esimerkiksi UPS- tai varavoimageneraattori- syötöissä.

Johtimen suurin sallittu pituus lasketaan kaavalla 9

$$l = \left(\frac{c \cdot U}{\sqrt{3} \cdot I_k} - Z_v \right) / (2 \cdot z) \quad (9)$$

jossa Z_v on impedanssi ennen suojalaitetta ja z suojattavan johtimen impedanssi. Johtimen pituuden takia oikosukkusuojaus ei välttämättä toimi oikein. Jos johtimen pituus on liian pitkä, tulee järjestelmän laitteita siirtää lähemmäksi toisiaan tai valita uusi kaapeli, jonka impedanssi on pienempi. Pienemmän impedanssin omaava kaapeli mahdollistaa pidemmän kaapelipituuden. Tämän pystyy todentamaan kaavalla 9. Liitteessä 10 on kaapeleiden likimääräisiä impedansseja erikokoisille kaapeleille. Liitteestä huomataan kaapelin poikkipinnan vaikutus impedanssiin. Kaapelin impedanssi pienenee kaapelin poikkipinnan kasvaessa.

Kaapelin ja sulakkeen mitoituksessa on myös otettava huomioon ylikuormasuojauksen toiminta. Liitteen 11 taulukossa on ylikuormituksen taulukko. Ylikuormitussuojana toimivalle sulakkeelle tulee mitoittaa kaapeli vähittäisen kuormitusvirran mukaan. Esimerkiksi ylikuormitussuojana toimiva 3x100 A gG-sulake joudutaan kaapeloimaan 35 mm² kaapelilla, koska liitteessä 5 olevan virrankestoisuustaulukon mukaan asennustapa C:llä 25 mm² kaapelin virrankestoisuus on 102 ampeeria. Liitteenä olevan taulukon 11 mukaan kaapelin sallittu kuormitusvirta tulee olla vähintään 116 A, jolloin oikein mitoitettu kaapeli on vähintään 35 mm².

3.4.4 Akuston mitoitus

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus voitaisiin tehdä yksinkertaisesti vuosikulutuksen perusteella, jos kohteeseen asennetaan riittävän suuri akkukapasiteetti. Mutta tämä ei vielä nykyisellään ole taloudellisesti lainkaan järkevää, sillä akut ovat kalliita, ja lisäksi akusto täytyy uusua useamman kerran paneelien eliniän aikana.

Lähtökohta on, ettei verkkoon kytkettyyn aurinkosähköjärjestelmään kannata Suomen energiapoliittisessa tilanteessa asentaa akustoa. Toisaalta sähköverkon ulkopuolisessa kohteessa akusto kannattaa olla, sillä tehontarve on tyypillisesti niin pieni, että akkukapasiteetti pysyy pienenä.

Taloudellisen kannattavuuden parantuessa akustojen ja muiden energiavarastojen mitoitusperiaate saattaa muuttua nykytilanteesta. Vuosikulutuksen mukaan mitoitettujen energiavarastojen voidaan tulevaisuudessa mitoittaa akkukapasiteetiltaan suuremmaksi. Tällöin voidaan myydä tuotettu aurinkoenergia jakeluverkkoon, kun itse käytetään akustosta saatavaa energiaa.

Akuston mitoituksessa voidaan käyttää ST –korttia 52.30.02, joka käsittää akuston ja varaajan valinnan ja mitoituksen. Aurinkosähköjärjestelmän akusto mitoitetaan yleensä vakiotehokuormalle. Mitoituksessa kannattaa käyttää hyväksi valmistajan taulukoita, joissa ilmoitetaan mm. vakiotehopurkaukset ja akuston tehonsyöttökyky. Akuston mitoituksessa tarvittavina lähtötietoina on tasajännitteen teho, varmistusaika, minimijännite ja kennojen lukumäärä. Mitoitus on sinänsä yksinkertaista, tarvitsee valita akuston akkutyypin ja katsoa valmistajan purkaustaulukosta varmistusajalle tarvittavan akuston tehontarpeen.

käytetään perustana invertterien mitoituksessa. Tässä vaiheessa sähkösuunnittelijan on muistettava kolme asiaa, jotka tulee tehdä ennen seuraavaa vaihetta:

1. Energiatarve
2. Järjestelmän nimellisteho
3. Paneelien lukumäärä.

Energiatarpeen määrittäminen tehdään katselmuksella, jossa katselmoidaan sähkönkulutus sekä sijainnin "aiheuttamat" vaativuus ja tuotantopotentiaali. Hyvänä ohjeistuksena voidaan pitää, että tuotettu sähköenergia on 10-30 % sähkön vuosikulutuksesta. Tämä tarkoittaa noin 3-6 kW:n nimellistehoa, kun kohteena on omakotitalokiinteistö.

Sähkönkulutus määritetään sähkölaskusta. Sähkölaskussa ilmoitettu vuosikulutus muutetaan tehoksi P_E kaavaa 10 käyttämällä

$$P_E = \frac{E}{h}, \quad (10)$$

jossa E on vuotuinen sähköenergian kulutus ja h on vuosi muutettu tunneiksi. Kaavalla 10 saadusta osamäärästä ottamalla 10-30 % saadaan järjestelmän nimellisteho.

Tässä vaiheessa on määritetty energiatarve ja järjestelmän nimellisteho. Seuraavaksi siirrytään paneelien lukumäärään ja valintaan. Paneelien valintaan vaikuttaa mm. käytössä oleva pinta-ala ja aurinkopaneelien tyyppi. Paneelityyppejä on monikide- ja yksikidepaneelit sekä ohutkalvokennopaneelit.

Määritä paneelit siten, että järjestelmän nimellisteho täyttyy käytössä olevan pinta-alan puitteissa, sekä niin ettei järjestelmässä ole kuin yhtä paneelityyppiä. Mieluiten paneeleilla on vielä sama valmistaja. Tämän tarkoitus on yhtenäistää järjestelmä sekä varmistaa ettei paneelien nimellisjännitteissä ja häviöissä ei ole eroja.

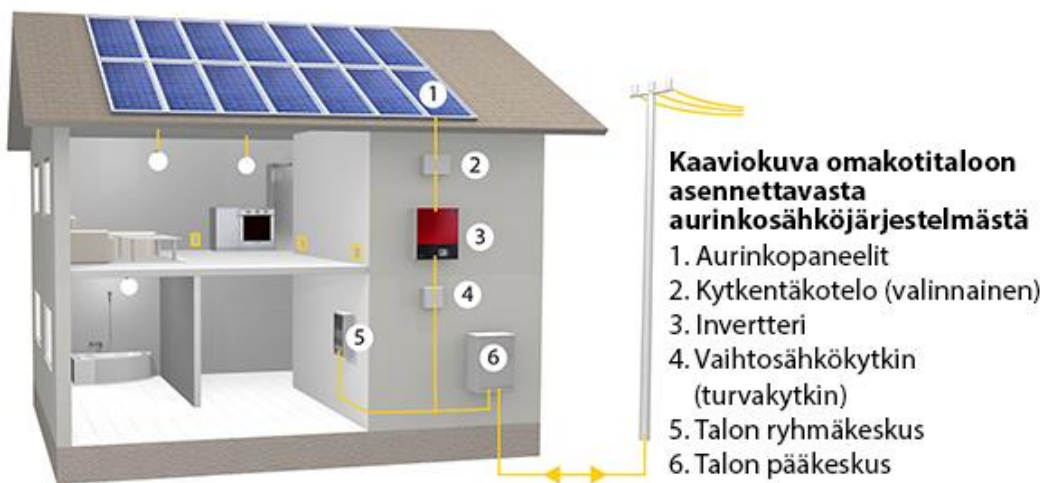
4.3 Järjestelmän rakenteen suunnittelu

Järjestelmän rakenteen suunnittelu on alustavan mitoituksen jälkeen tehtävä toiminpide. Aurinkosähköjärjestelmien rakenteissa on merkittäviä eroja riippuen käyttötarkoituksesta. Loma-asuntokiinteistöihin tulevat järjestelmät voivat poiketa merkittävästi asuinkiinteistöihin tulevista järjestelmistä. Tyypillisesti asuinkiinteistöihin tulevat tuotantolaitokset kytketään jakeluverkkoon. Kuvassa 17 on tyypillinen järjestelmän rakenne mökkiolosuhteisiin.



Kuva 17. Vapaa-ajanasunnolle tyypillinen aurinkosähköjärjestelmä (Aurinko.net)

Kuvan 17 aurinkosähköjärjestelmä soveltuu kevyisiin yksivaihekuormiin ja tasasähkökäyttöihin esimerkiksi valaistukseen. Jakeluverkkoon kytketyn järjestelmän tyypillinen rakenne on kuvassa 18.



Kuva 18. Tyypillinen sähköverkkoon kytketty järjestelmä (Arevasolar)

Järjestelmän nimellistehon kasvaessa ovat suuntaajat ja paneelit jaettava ryhmiin, jotta saavutetaan mahdollisimman taloudellinen ratkaisu. Ryhmien kokoon vaikuttavat käytettävissä oleva pinta-ala ja mitoitettun invertterin nimellisteho sekä häviöt.

Valitse järjestelmän rakenne alustavan mitoituksen katselmuksen mukaisesti. Omakotitalot ovat yleensä jakeluverkkoon kytkettyjä järjestelmiä, jolloin tulee lukea huolellisesti mitoitus osion luku 2.4 jakeluverkkoon kytkentä. Kuvista 17 ja 18 saa hyvän käsityksen järjestelmän rakenteista ja niiden komponenteista. Tarvittavia komponentteja ovat aurinkosähköjärjestelmälle.

- Paneelit
- Invertterit
- Säätimet (tasajännitteiset aurinkosähköjärjestelmät)
- Turvakytkin
- Sähkökeskus/keskukset
- Mittarointi (jakeluverkkoon kytketyissä järjestelmissä)
- Erotin (jakeluverkkoon kytketyissä järjestelmissä)
- Akusto tai muu energiavarasto (valinnainen)
- Kytentäkotelo (valinnainen)

Valitse yllä olevasta listasta järjestelmän rakenteeseen sopivat komponentit. Tässä vaiheessa suunnittelijan tulee ottaa huomioon paneelien ryhmitys. Pinta-alan

loppuessa tai jännitteen kasvaessa liian suureksi tarvitsevat paneelit ryhmittää useampaan ryhmään, jolloin ryhmät toimivat rinnakkain. Ryhmillä voi olla yhteinen invertteri, jos sen virrankestoisuus on riittävä. Tämä on otettava huomioon rakenteen suunnittelussa.

4.3.1 Paneelien sijoitus

Paneelit voidaan sijoittaa monella tavalla. Yksinkertaisimmat sijoituskohteet ovat talon ulkorakenteet, kuten katto ja seinät. Tällöin paneelien suuntausta ei voi suorittaa, jolloin tuottavuus jää pienemmäksi. Vaihtoehtona on myös vapaasti seisovat paneelit, joiden kaltevuuskulma ja suuntaus voidaan optimoida.

Tärkeintä on kuitenkin sijoittaa paneelit siten, että paneeleihin ei kohdistu merkittävää varjostusta. Sijainnin perusteella suunnataan paneelien suunta- ja kallistuskulma sopivaksi aurinkoon nähden. Kallistuskulmalla voidaan maksimoida kausituotannon määrä. Esimerkiksi tuotetun sähköenergian tarve voi olla kohteessa suurempi keväällä lumien sulaessa kuin syksyllä. Aikaisemmassa luvussa käsiteltiin PVGIS-ohjelman käyttöä, jota voi käyttää apuna paneelien sijoituksessa ja asennuskulmien määrittelyssä.

Aurinkosähköjärjestelmiä voidaan myös ohjata astronomisesti esimerkiksi kellolla. Tällöin moottorit kääntävät paneelien asennuskulmia suhteessa aurinkoon, jolloin saadaan maksimoitua sähköenergiatuotanto ympärivuoden. Samankaltainen järjestelmä ei ole pienessä mittakaavassa vielä järkevää, johtuen kustannuksista ja takaisinmaksuajan pitenemisestä. Lisäksi järjestelmä tarvitsee enemmän huoltotoimia.

4.3.2 Laitteiden sijoitus

Sijoitettaviin laiteisiin kuuluu mm. invertteri, akusto, sähkökeskukset, mittaukset ja jakeluverkkoon kytketyissä järjestelmissä erotin. Laitteiden sijoitukseen vaikuttaa olosuhteet ja mitoituksessa ilmenevät tekijät. Olosuhteisiin ei voida vaikuttaa suoranaisesti, mutta laitteiden olosuhdekestoisuutta voidaan parantaa kotelointiluokituksella. Taulukossa 3 on kotelointiluokitukset.

Taulukko 3. Standardi SFS-EN 60529 määrittämät kotelointiluokitukset (Digma.fi)

Osat	Numerot tai kirjaimet	Merkitys laitesuojauksessa	Merkitys henkilösuojauksessa
Ensimmäinen tunnus-Numero IPxx	0 1 2 3 4 5 6	Suojattu vieraiden esineiden ja pölyn sisäänpääsystä Suojaamaton Kun halkaisija \geq 50 mm Kun halkaisija \geq 12,5 mm Kun halkaisija \geq 2,5 mm Kun halkaisija \geq 1,0 mm Pölysuojatusti pölytiivisti	Vaaralliset osat kosketussuojattu: suojaamaton nyrkiltä sormelta työkalulta langalta langalta langalta
Toinen tunnus-Numero IPxx	0 1 2 3 4 5 6 7 8	Suojattu veden sisäänpääsyn haitalliselta vaikutukselta Suojaamaton Pystysuoraan tippuvalta vedeltä Tippuvalta vedeltä (kallistus 15°) Satavalta vedeltä Roiskuvalta vedeltä Vesisuihkulta Voimakkaalta vesisuihkulta Lyhytaikaisesti upotettuna Jatkuvasti upotettuna	
Lisäkirjaimet	A B C D		Vaaralliset osat kosketussuojattu: Nyrkiltä Sormelta Työkalulta langalta
Täydentävä kirjain	H M S W	Suurjännitelaitte Vesisuojaus koestettu laitteen ollessa käynnissä Vesisuojaus koestettu laitteen ollessa pysähdyksissä Laitte on koestettu erityisiin sääolosuhteisiin	

Inverttereiden ja laturi-inverttereiden sijoitussuositus on mahdollisimman lähelle aurinkopaneeleita, jotta tasajännitepuolen kaapeloinnit jäävät mahdollisimman lyhyiksi. Suunnittelijan on syytä lukea valmistajan tekemät käyttö- ja asennusohjeet, jotta invertterit ovat oikein sijoitettuja ja valmistajan antama takuu säilyy.

Sähkökeskusten sijoitetaan kiinteistön tekniseen tilaan. Kuitenkin aurinkosähköjärjestelmän invertterin ja sähkökeskuksen välinen kaapeli kannattaa pitää mahdollisimman lyhyenä, jolloin jänniteenalenema, automaattinenpoiskykentä ja suojausarvot täyttyvät. Keskuksen sijoitettavuutta voidaan parantaa kotelointiluokkaa nostamalla. Tyypillisen sähkökeskuksen IP-luokka on 21, joka voidaan sijoittaa kuivaan tekniseen tilaan. IP-luokkaa parantamalla esimerkiksi IP 34 luokkaan voidaan sähkökeskus sijoittaa esimerkiksi lämmönjakuhuoneeseen tai muuhun kosteaan tilaan.

Akuston sijoituspaikan tulee täyttää standardien ja määräyksien vaatimukset. Akustoon liittyvät asennusvaatimukset ja akkuhuoneen vaatimukset ovat esitettyinä, ST –korteissa 52.30.01 ja 52.30.03. Akuston valmistajalla voi olla omia suosituksia tai vaatimuksia akuston sijainnille, jotta akuston takuu säilyy. Pääasiallisena käytäntönä akusto on hyvä sijoittaa kuivaan ja lämpimään olosuhteeseen, jolloin akuston varauksen purkautuminen minimoidaan. Kosteus ja kylmyys heikentävät akkuja ja aiheuttavat niiden purkautumisen ja hapettumisen. Aurinkosähköjärjestelmien akustot eivät ole suuria, joten erilliselle jäähdytykselle ei ole tarvetta. Perinteinen painovoimainen ilmanvaihto on riittävä akuston jäähdytyksen kannalta. Suuremmat akustot voivat vaatia lisäjäähdytyksen, joka voidaan toteuttaa erillisellä tuuletinyksiköllä tai koneellisella poistopuhaltimen ilmanvaihdolla. Lisäjäähdytyksen tarpeesta kannattaa sähkösuunnittelijan pyytää konsultaatiota IV-suunnittelijalta.

Jakeluverkkoon kytkettyjen järjestelmän erillislaitteet, kuten mittaus ja erotin tulee sijoittaa jakeluverkonhaltijan ohjeistuksen mukaan. Sähkösuunnittelija saa ohjeistuksen ottamalla yhteyttä jakeluverkonhaltijaan. Yleensä mittarointi sijaitsee pääkeskuksessa ja, on kahteen suuntaan lukeva etäluettava mittari. Erotin tulee sijoittaa alueelle, johon pääsy on mahdollisimman helppo. Erotin voi olla mekaaninen, sähköinen, paikallisohjattu tai etäohjauksella. Erottimen tarkoitus on pystyä erottamaan jakelu- ja rinnakkaisverkko toisistaan esimerkiksi jakeluverkon huollon ajaksi. Erottimen sijainti tulee ilmoittaa jakeluverkkoyhtiölle.

4.3.3 Järjestelmän komponenttien mitoitus

Järjestelmän rakenteen ja yksittäisten komponenttien määrittämisen jälkeen mitoitetaan järjestelmän komponentit ja niiden suojalaitteet. Helpoin tapa mitoitukseen on lähteä syöttävästä pisteestä kulutuspiisteeseen.

Paneelien ja invertterin kaapelin mitoitukseen käytetään kaavaa 2 ja 3, joilla saadaan laskettua kaapeleiden tehohäviö watteina ja prosentuaalisesti. Kaapeleiden tehohäviö suositus on 2-3 % paneelien nimellistehosta. Tehohäviön ollessa suositusarvoja suuremmat on vaihtoehtoina suurentaa kaapelin kokoa tai sijoittaa invertteri

lähemmäksi paneeleita. Uudelleensijoittaminen on kustannustehokkaampi ratkaisu, joten se tulisi olla ensisijainen vaihtoehto.

Seuraavaksi mitoitetaan invertteri. Invertteri voidaan mitoittaa luvun 2.5.2 mukaisesti. Ennen invertterin mitoitusta on suunnittelijan hyvä tietää tilaajan halua laajentaa järjestelmää tulevaisuudessa. Jos tilaajan tarkoitus on tuplata järjestelmän nimellisteho muutamassa vuodessa, voidaan invertteri ylimitoittaa tulevaisuuden kuormalle. Invertterin ylimitoitus ei ole järkevää, jos tulevaisuuden laajennus on esimerkiksi neljä tai viisi vuotta. Tällöin nykyinen invertteri on elinkaarensa loppupuolella.

Seuraavaksi mitoitetaan invertterin ja sähkökeskuksen välinen syöttökaapeli ja suojalaite. Aluksi lasketaan invertterin syöttämä suurin virta. Yksivaiheiset invertterit lasketaan kaavalla 4 ja kolmivaiheiset kaavalla 5. Nyt suunnittelija tietää tarvittavan virrankestoisuuden syöttökaapelille. Liitteessä 5 on kaapeleiden virrankuormitustaulukko asennustavoittain, josta suunnittelija valitsee sopivan kaapelikoon asennustavan mukaisesti. Asennustapojen kirjainmerkkien selostuksen voi löytää standardista SFS-6000 tai D1 -käsikirjasta.

Syöttökaapeli tarvitsee kuormitussuojaksi oikosulkusuojan. Erillistä ylikuormitussuojaa ei tarvita, vaan sulake voi myös tällöin toimia ylikuormitussuojana. Oikosulkusuojaksi sopii parhaiten gG tulppa- tai kahvasulake. Sulakekoon valinta tulee perustua liitteen 11 kaapelin kuomitettavuustaulukoon. Aikaisemmassa luvussa kaapeleiden ja sulakkeiden mitoitus osiossa on selvitetty kuormitettavuustaulukon tulkinta.

Seuraavaksi suunnittelijan on hyvä laskea jännitteenalenema. Jännitteenalenema voidaan laskea kaapeleiden ja sulakkeiden mitoitus -luvun kaavalla 6. Alenema voidaan muuttaa prosentuaaliseksi kaavalla 7. Jännitteenaleneman suositus on 2 % valaistuskormalla ja 5 % muilla kuormilla. Jännitteenalenema lasketaan aurinkosähköjärjestelmän invertteristä aina kuormaan saakka eli ei pelkästään syöttökaapelia. Jos laskennassa jännitealenema on esimerkiksi 10 %, on kaapelikoko ja sijainti suunniteltava uudelleen.

Suunnittelijan tulee laskea oikosulkuvirta, jolla voidaan todeta valittujen sulakkeiden toiminta-aika, virta-arvon riittävyys sekä järjestelmän selektiivisyys.

Selektiivisyydellä tarkoitetaan oikosulkusuojien asettelua ja laukaisutoimintaa. Esimerkiksi pistorasian ollessa oikosulussa vikapaikan syöttöä kohden seuraava oikosulkusuoja tulee laueta ennen seuraava. Eli pistorasian ryhmäkeskuksen sulake tulee laueta ennen pääkeskuksen sulaketta, jos näin ei tapahdu piiri ei ole suojauksen kannalta selektiivinen. Oikosulkuvirta-arvo voidaan laskea kaavalla 8 tai erillisellä ohjelmalla esimerkiksi FebDok:lla. Oikosulkuvirta laskennasta saatua tulosta voidaan verrata liitteeseen 9. Liitteessä on ilmoitettu pienimmät toimintavirta-arvot. Oikosulkuvirta-arvojen ollessa pielessä niin uudelleen sijoittelu tulee kyseeseen. Suunnittelijan kannattaa tässä vaiheessa laskea johtimen suurin sallittu pituus kaavaa 9 käyttämällä. Suurin pituus katsotaan kuorman ja sitä syöttävän verkon väliltä kuten jännitteenalenema. Kun johtimen suurin sallittu pituus on tiedossa, voidaan sijoittaa laitteita helpommin uudelleen tai valita uusi pienemmän impedanssin omaava kaapeli.

Tässä vaiheessa kaikki järjestelmän kaapelit ja sulakkeet on mitoitettu ja voidaan siirtyä akuston mitoitukseen. Akusto mitoitetaan kuten energiantarve, kulutuksen mukaisesti. Suunnittelijan tulee miettiä mikä on paras kulutuksen ajanjakso mitoittaa akusto. Tässä vaiheessa myös taloudellinen näkymä on huomioitava. Puhuttaessa mahdollisimman optimoidusta järjestelmästä ei akustoa kannata nykyisellä kannattavuustilanteella mitoittaa ja suunnitella ollenkaan. Kannattavuuden parantuessa akuston energiakapasiteetti kannattaa mitoittaa vuosikulutuksen mukaiseksi. Tällä hetkellä mitoitus on järkevintä tehdä asuinalueen sähkökatkojen keston mukaisesti. Esimerkiksi voidaan ottaa mitoitusperustaksi 20 vuotisella ajanjaksolla tapahtuneiden sähkökatkojen ajallinen keskiarvo. Mitoitusesimerkin akuston kapasiteetin voi laskea seuraavasti:

1. Selvitä keskiarvoinen sähkökatko aika tunteina (h)
2. Mitoita akuston luvun 2.5.4 mukaisesti
3. Muuta akuston tehontarve ampeeritunneiksi (Ah)

Kohdasta 6 saatu ampeeritunti Ah kertoo akuston kapasiteetin. Akustojen kapasiteetti yleisesti ilmoitetaan ampeeritunteina.

4.4 Sähkökuvien suunnittelu

Aurinkosähköjärjestelmään tulee suunnitella sähkökuvat, joiden tarkoitus on helpottaa järjestelmän asennusta. Järjestelmän sähkökuvat tulee täyttää standardien vaatimukset ja määräykset. Sähkökuvien ulkonäkö on kiinni suunnittelijasta, mutta kuvat tulee olla selkeitä ja niitä on oltava helppo tulkita.

Järjestelmälle suunnitellaan periaatekaavio asennuksen helpottamiseksi. Yrityksen hakiessa energiatukea, pitää tukianomukseen liittää järjestelmästä rakenteellinen kuva. Tähän tarkoitukseen järjestelmästä tehty periaatekaavio kuva sopii mainiosti. Liitteessä 6 on mallityöpiirustus jakeluverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän periaatekaaviosta. Periaatekaaviossa näkyvät järjestelmän pääasiallinen rakenne ja kytkentä.

Suunnittelijan pitää myös päivittää olemassa olevat sähkökuvat tai luoda uudet riippuen siitä, onko kyseessä uudis- vai saneerauskohte. Tarvittavia sähkökuvia ja dokumentteja ovat:

- Nousukaavio
- Periaatekaavio
- Maadoituskaavio
- Tasokuvat
- Keskuskaaviot
- Piirikaaviot
- Kaapeliluettelot
- Toimintaselostus

Nousukaaviossa käy ilmi keskuksien nousukaapelointi ja näin ollen myös aurinkosähköjärjestelmän syöttökaapeli. Maadoituskaaviossa esitetään maadoitusjärjestelmä, johon aurinkosähköjärjestelmä tulee liittää potentiaalintasauksen takia. Komponenttien sijoitus tulee esittää tasokuvissa ja asemapiirroksissa.

Aurinkosähköjärjestelmään liitetystä keskuksista tulee tehdä tai päivittää keskuskaavio, jossa käy ilmi järjestelmän oikosulkusuojaus, järjestelmän nimellisteho sekä syöttökaapelin tiedot. Liitteessä 7 on tyypillinen omakotitalon keskuskaavio, jossa

aurinkosähköjärjestelmä on kytketty verkkoon. Suunnittelija luo tarpeen mukaan piirikaaviot, jos järjestelmä sellaiset tarvitsee. Liitteessä 8 on mallityöpiirustus aurinkosähköjärjestelmän piirikaaviosta.

5 POHDINTA JA YHTEENVETO

Aurinkosähkön kehitys on tuonut aurinkosähköjärjestelmien hintaa roimasti alas viime vuosina. Tämän johdosta taloudellisesti aurinkosähkö on tullut kuluttajalle entistä kannattavammaksi. Myös yrittäjien investointituen avulla pystytään taloudellista kannattavuutta parantamaan investointeihin kohdistuvan avustuksen johdosta. Tämä takaa kestävämmän kehityksen uusiutuvalle energialle. Jakeluverkkoon liitetyt järjestelmät pystyvät toimimaan tehokkaasti jakeluverkon rinnalla.

Aurinkosähköjärjestelmän mitoitus lähtee liikkeelle energiatarpeen selvityksestä. Energiatarpeen perusteella tai PVGIS-ohjelmaa käyttämällä voidaan arvioida, paljonko aurinkopaneeleiden tulee tuottaa sähköä. Aurinkopaneeleiden perusteella voidaan mitoittaa sopiva invertteri tai säädin järjestelmälle. Seuraavaksi lasketaan tarvittavat teho-, virta-, jännitteenalenema- ja oikosulkuvirtalaskelmat, joiden perusteella voidaan määrittää sopiva sulake- ja kaapelikoko. Mitoitetaan lopuksi akusto, jos sellainen on järjestelmään tulossa.

Suunnittelun päämäärä on saada järjestelmän rakenteesta kohteeseen sopiva sekä saada suunniteltua järjestelmän komponenttien sijoittelu mahdollisimman järkevästi. Järjestelmän rakenteeseen perustuen suunnittelija suunnittelee uudet tai päivittää vanhat sähkökuvat, kuten keskuskaavion ja tarvittaessa piirikaavion. Lisäksi yrityksen investointitukihakemukseen tulee liittää järjestelmän periaatekaavio.

Henkilökohtaisesti kannatan aurinkosähköä Suomessa ja toivon, että siitä tulee tulevaisuudessa merkittävä tekijä Suomen sähköntuotannossa perussähkön osalta. Tällä hetkellä Suomesta puuttuu suuren luokan kärkihankkeet ja järjestelmät, jotka avaavat uusia mahdollisuuksia ja innovaatioita. Tällä voitaisiin luoda uusia yrityksiä kilpailemaan aurinkosähköstä, joko komponenttien valmistuksessa, suunnittelussa, urakoinnissa tai sähköntuottajana.

LÄHTEET

Diplomityö Minna Paavola, Verkkoon kytkettyjen aurinkosähköjärjestelmien potentiaali Tampereella, Luettu ja viitattu 17.11.2016

Suomen sähkön hinnan kehitys, Spot-hinta, Luettu 16.11.2016
<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/FI/Yearly/?dd=FI&view=chart>

Standardi SFS-EN 60529, IP-luokitus taulukko, Luettu 16.11.2016
<http://www2.amk.fi/digma.fi/www.amk.fi/opintojaksot/030503/1133959973706/1133960605288/1133961558641/1133961579677.html>

Nykyarvomenetelmä ja takaisinmaksuaika menetelmä, Viitattu 16.11.2016
Johdon laskentatoimi, Kari Neilimo Erkki Uusi-Rauva, Edita publishing Oy 6-9 painos

ST-kortti 55.33, Luettu 20.3.2016
http://www.sesko.fi/viestit_ja_vinkit/lisaa_uutisia/arkisto_2012/tammi-maaliskuu_2012/uusi_standardi_aurinkosahkoasennusten_tarkastuksesta_ja_dokumentoinnista.444.news

Jännite aleneman laskenta, Luettu 16.11.2016
<http://tate.blogs.tamk.fi/sahkoinen-talotekniikka/johdon-mitoitus/jannitteenalenema/jannitteenaleneman-laskenta/>

Ylijäämäsähkön myynti, Luettu ja viitattu 20.3.2016
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkojarjestelman_kaytto/ylijaamasahkon_myynti

Suomen tulevaisuus uusiutuvan energian liiketoiminnassa, Luettu 22.3.2016
Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisu 24/2012, Näkymiä Suomen mahdollisuuksista uusiutuvaan energiaan liittyvissä globaalissa liiketoiminnassa

Oman tuotannon verovelvollisuus, Luettu 22.3.2016
[https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotus\(34079\)](https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Henkiloasiakkaan_tuloverotus/Kotitalouden_sahkontuotannon_tuloverotus(34079)) Oman tuotannon verovelvollisuus

Energiamarkkina laki lisäsäädöksiä, Luettu 27.3.2016
<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2009/20091211#Pidp3291200> lisäsäädöksiä laskutuksesta

Energiamarkkina laki luku 9 ja 10, Luettu 27.3.2016
<http://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>

Investointituet uusiutuvalle energialle, Luettu 1.4.2016
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuva_energia_suomessa/uusiutuvan_energian_tuet/investointituet_uusiutuvalle_energialle

Kotitalousvähennys, Luettu 1.4.2016

<https://www.vero.fi/fi-FI/Henkilöasiakkaat/Kotitalousvahennys>

Tampereen kaupunki, Korjaus- ja energia-avustukset, Luettu 1.4.2016
<http://www.tampere.fi/asuminen-ja-ymparisto/asuminen/korjaus-ja-energia-avustukset/energia-avustukset.html>

Energia-avustukset kuluttajille, Luettu 16.6.2016
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuva_energia_suomessa/uusiutuvan_energian_tuet/energia-avustukset_kuluttajille

Uusiutuvan energian tuet, Luettu 16.6.2016
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuva_energia_suomessa/uusiutuvan_energian_tuet

Uusiutuvan energia ja syöttötariffi, Luettu 16.6.2016
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/uusiutuva_energia_suomessa/uusiutuvan_energian_tuet/syottotariffi

Uusiutuvan energia perusteet, Luettu 15.3.2016
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringosta_sahkoa

Auringon säteilyn määrä Suomessa, Luettu 15.3.2016
http://www.motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko/aurinkosahkon_perusteet/auringonsateilyn_maara_suomessa

PVGIS, Viitattu 16.11.2016
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys 2010-2012, Luettu 16.6.2016
<https://energia-oleelliseen.com/tag/aurinkosahko/>

Energiateollisuus, verkostosuositus YA9:09, Viitattu ja luettu 17.11.2016
https://www.vattenfall.fi/fi/file/Mikrotuotannon_liittaminen_verkkoon_17392397.pdf

Aurinkosähköjärjestelmän rakenne, Viitattu 16.11.2016
<http://www.aurinkosahko.net/page/7/aurinkosahkojarjestelma-12v>

Aurinkosähköjärjestelmän rakenne, Viitattu 16.11.2016
<http://www.arevasolar.fi/fi/aurinkopaneelit-omakotitaloon>

Aki Korpela, Aurinkosähköperusteet, 2014, Viitattu 16.11.2016

Sähköinfo, D1 Käsikirja rakennusten sähköasennuksista, 2012, Luettu 24.6.2017

http://www.vtt.fi/files/sites/2g_biofuels/JANKA_2GBiofuels.pdf, Luettu 28.10.2017

https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/aurinkosahko/jarjestelman_valinta/tarvittava_laitteisto/verkkoon_liitetty_aurinkosahkojarjestelma, Luettu 28.10.2017

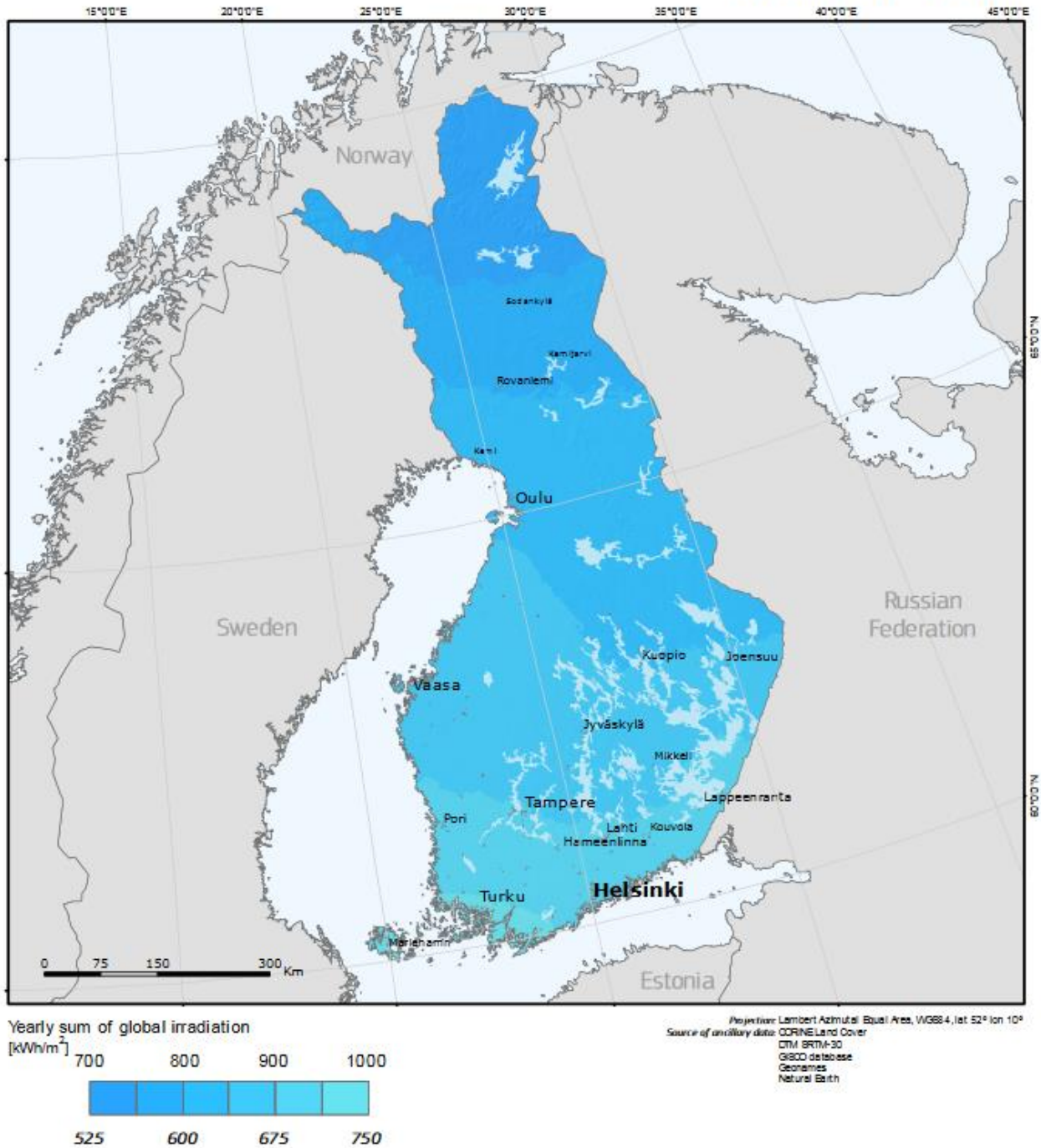
LIITTEET

Liite 1. Suomen säteilyintensiteetti ja teoreettinen tuotto. (Europa.eu)

Global irradiation and solar electricity potential

Horizontally mounted photovoltaic modules

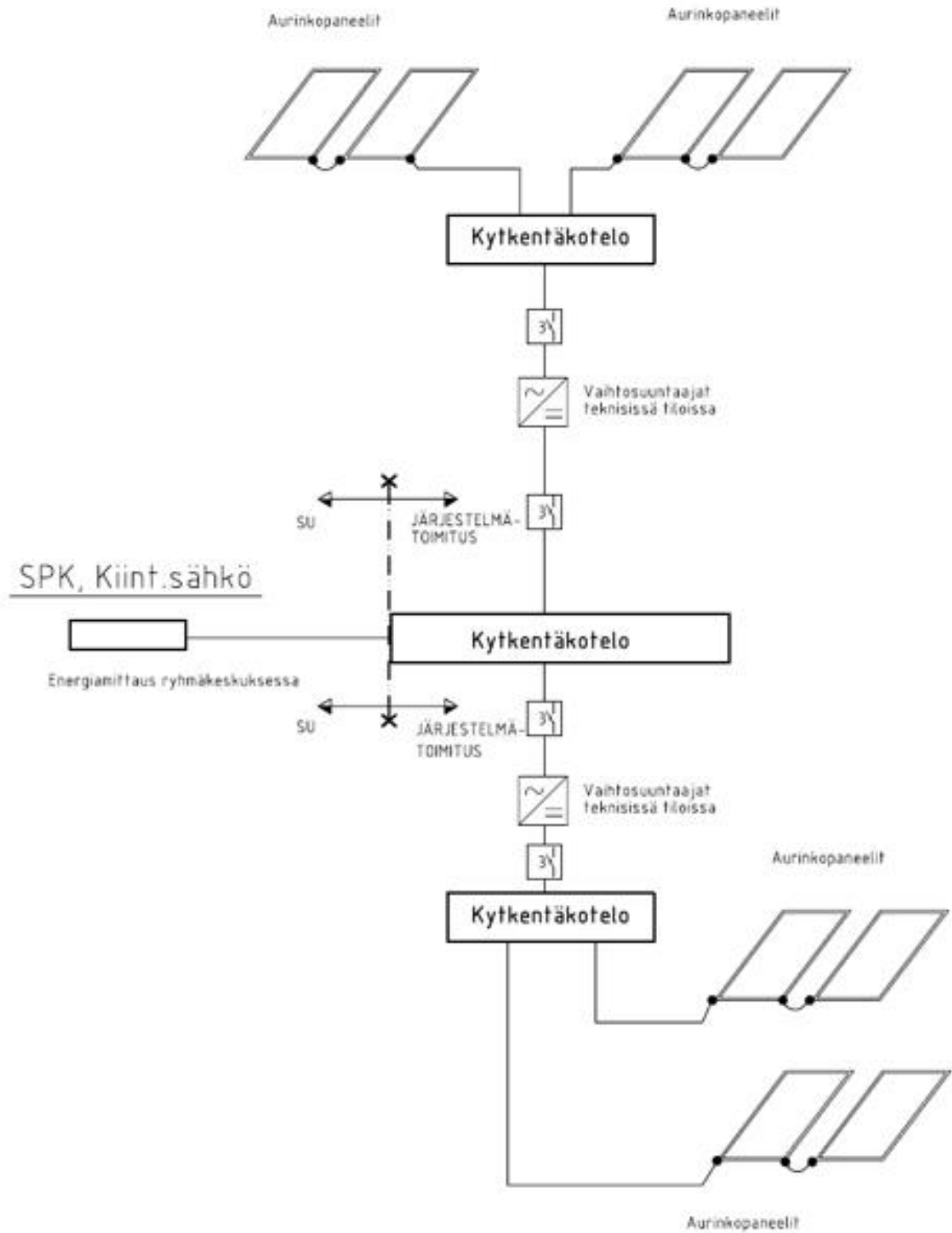
FINLAND / SUOMI



Liite 5. Kaapeiden virrankestoisuus poikkipinnoittain ja asennustavoittain

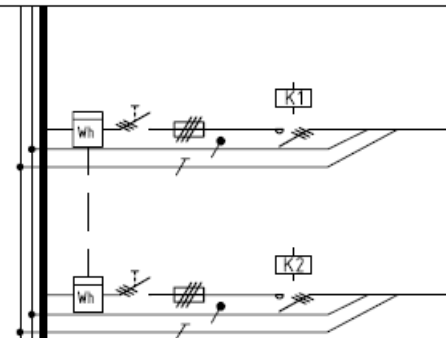













Johtimen poikkipinta mm ²	Kaapelien suurin sallittu jatkuva kuormitusvirta (A)			
	Asennustapa			
	A	C	D	E
Kupari				
1,5	14	18,5	26	19
2,5	19	25	35	26
6	31	43	57	45
10	41	60	77	63
16	55	80	100	85
25	72	102	130	107
35	88	126	160	134
50	105	153	190	162
70	133	195	240	208
95	159	236	285	252
120	182	274	325	292
150	208	317	370	338
185	236	361	420	386
240	278	427	480	456
Alumiini				
16	43	62	78	65
25	56	77	100	83
35	69	95	125	102
50	83	117	150	124
70	104	148	185	159
95	125	180	220	194
120	143	209	255	225
150	164	240	280	260
185	187	274	330	297
240	219	323	375	350
300	257	372	430	404

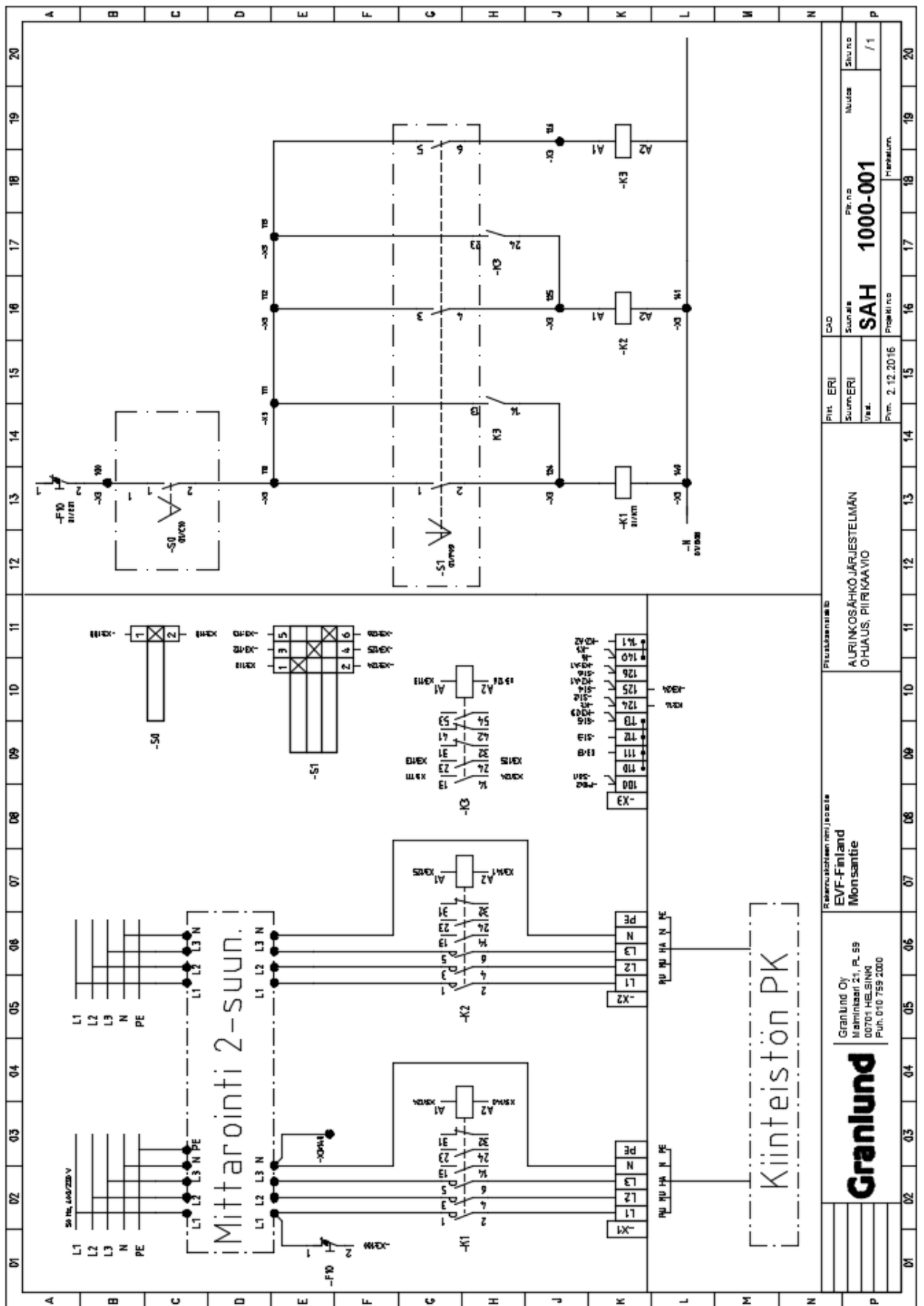
Liite 6. Periaatekaavio



Liite 7. Sähköverkkoon liitetyn järjestelmän keskuskaavio

1(2)

	Nro	Kaavio	Nimitys	kW	Sutake	Kaapeli
			Sähköverkko		25A	MCMK 5x6
			Aurinkosähköjärjestelmä		25A	MCMK 5x6
	1.1		Valaistus Keittiö		C10	MMJ 3x1,5S
	1.2		Valaistus Aula		C10	MMJ 3x1,5S
	1.3		Valaistus Olohuone		C10	MMJ 3x1,5S
	2.1		Valaistus Makuuhuoneet		C10	MMJ 3x1,5S
	2.2		Valaistus suihku ja tekninen tila		C10	MMJ 3x1,5S
	2.3		Valaistus WC ja kodinhoituhuone		C10	MMJ 3x1,5S
	3.1		Valaistus Toimistuhuone		C10	MMJ 3x1,5S
	3.2		Valaistus IV-konehuone		C10	MMJ 3x1,5S
	3.3		Valaistus ulkovarasto ja piha		C10	
	4		Liesi		C16	MMJ 5x2,5S
	5		Kiuas		C16	MMJ 5x2,5S
	16		Astianpesukone		C16	MMJ 3x2,5S
	18		Mikro ja tasot		C16	MMJ 3x2,5S



Liite 8. Sähköverkkoon liitetyn järjestelmän piirikaavio

Liite 9. Pienimmät sallitut toimintavirta-arvot gG-sulakkeille, B- ja C-tyypin johdonsuojakatkaisijoille.

Pienimmät toimintavirrat johdonsuojakatkaisijoille ja vaaditut mitatut arvot				
Nimellis- virta A	B-tyyppi, 0,4 s ja 5,0 s A	Vaadittu mitattu arvo A	C-tyyppi, 0,4 s ja 5,0 s A	Vaadittu mitattu arvo A
8	30	37,5	60	75
10	50	62,5	100	125
16	80	100	160	200
20	100	125	200	250
25	125	156,3	250	312,5
32	160	200	320	400
50	250	312,5	500	625
63	315	393,8	630	787,5
80	400	500	800	1000
125	625	781,3	1250	1562,5

Pienimmät toimintavirrat gG-sulakkeille ja vaaditut mitatut arvot				
Nimellisvirta A	gG-sulake 0,4 s A	Vaadittu mitattu arvo A	gG-sulake 5,0 s A	Vaadittu mitattu arvo A
2	16	20	9	11,3
4	32	40	18	22,5
6	46,5	58,2	28	35
10	82	102,5	46,5	58,2
16	110	137,5	65	81,3
20	145	181,3	85	106,3
25	180	225	110	137,5
32	270	337,5	150	187,5
35			165	206,3
40	315	393,8	190	237,5
50	470	587,5	250	312,5
63	550	687,5	320	400
80	840	1050	425	531,3
100	1000	1250	580	725
125	1450	1812,5	715	893,8
160	1600	2000	950	1187,5
200	2100	2625	1250	1562,5
250	2800	3500	1650	2062,5
315	3700	4625	2200	2750
400	4800	6000	2840	3550
500	6400	8000	3800	4750
630	8500	10 625	5100	6375

Liite 10. Kaapeleiden likimääräiset impedanssit

TAULUKKO 41.6. Kaapeleiden likimääräisiä impedansseja (Ω/km) johdinlämpötilassa $80\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Johdinten poikkipinta A/mm^2	Kupari			Alumiini		
	Resistanssi r	Reaktanssi x	Impedanssi z	Resistanssi r	Reaktanssi x	Impedanssi z
4 × 1,5	14,620	0,115	14,620			
4 × 2,5	8,770	0,110	8,770			
4 × 4	5,480	0,107	5,480			
4 × 6	3,660	0,100	3,660			
4 × 10	2,244	0,094	2,246			
4 × 16	1,415	0,090	1,418	2,324	0,090	2,326
4 × 25	0,898	0,086	0,902	1,489	0,086	1,492
4 × 35	0,652	0,083	0,657	1,086	0,083	1,089
4 × 50	0,482	0,083	0,489	0,796	0,083	0,800
4 × 70	0,336	0,082	0,346	0,551	0,082	0,557
4 × 95	0,244	0,082	0,257	0,398	0,082	0,406
4 × 120	0,195	0,080	0,211	0,316	0,080	0,326
4 × 150	0,155	0,080	0,174	0,258	0,080	0,270
4 × 185	0,125	0,080	0,148	0,207	0,080	0,222
4 × 240	0,095	0,079	0,124	0,162	0,079	0,180
4 × 300	0,078	0,079	0,111	0,133	0,079	0,155

Liite 11. Johdon ylikuormitettavuus

Johdon ylikuormasuojana toimivan sulakkeen suurin sallittu nimellisvirta.

Johdon sallittu kuormitusvirta vähintään / A	Suojaavan sulakkeen tai L-tyyppisen johdosuojakytkimen suurin sallittu nimellisvirta / A
14	10
20	16
25	20
32	25
41	35
58	50
73	63
93	80
116	100
146	125
185	160
232	200
292	250
366	315
464	400
583	500
733	630
930	800
1170	1000
1460	1250